

# Comparison and Optimization of the Use of Passive and Active Power Filters to Mitigate Harmonics in Distribution Networks with non-linear loads

## Comparación y Optimización del Uso de Filtro Pasivo y Activo de Potencia para Mitigar Armónicos en Redes de Distribución con Cargas no Lineal

W.G. Yugcha<sup>1</sup>  0000-0002-6874-2735 D.F. Pichoasamin<sup>1</sup>  0000-0002-8961-6295  
V.P. Astudillo<sup>1</sup>  0000-0002-4125-2349

<sup>1</sup>Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui, Sangolquí, Ecuador

E-mail: [william.yugcha@ister.edu.ec](mailto:william.yugcha@ister.edu.ec), [diego.pichoasamin@ister.edu.ec](mailto:diego.pichoasamin@ister.edu.ec), [paul.astudillo@ister.edu.ec](mailto:paul.astudillo@ister.edu.ec)

### Abstract

This work aims to establish reactive power compensation power element that works well together to reduce the proportion of harmonics in the radial distribution network. To improve the voltage and current affected when non-linear loads are integrated into the distribution network. The problem is reflected in growing energy demand, and harmonic disruptions caused by nonlinear loads that threaten energy quality. This method uses two types of filters one of them is the active power filter that is able to generate harmonics canceling signals, the next one is the passive filter which is less efficient in removing harmonics especially in wide frequency ranges. The analysis is carried out in a balanced radial distribution circuit in which a nonlinear charge is integrated into the 3rd bar of the distribution circle. In this case, the voltage and harmonic current are analyzed in bar 3 of the entire radial distribution network and in the load. The results obtained showed a significant reduction in the voltage and current harmonics in bar 3 of the system, decreasing from 3.63% THDv and 13.30% THDi to 0.86% THDV and 0.57% THDI as indicated by IEEE. 1159 and resolution No. ARCERNNR-017/2020.

**Index terms**— Non-linear charge, Disturbances Energy Demand, THD, Radial Distribution.

### Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo es establecer elemento de potencia de compensación de potencia reactiva que funciona bien en conjunto para reducir la proporción de armónicos en la red de distribución radial. Para mejorar el voltaje y la corriente afectados cuando cargas que no son lineales se integran en la red de distribución. El problema se refleja en el crecimiento de la demanda energética, y las perturbaciones armónicas provocadas por cargas no lineales que amenazan la calidad energética. Este método emplea dos tipos de filtros uno de ellos es el filtro activo de potencia que es capaz de generar señales que cancelan armónicos, el siguiente es el filtro pasivo que es menos eficiente en la eliminación de armónicos especialmente en rangos de frecuencias amplios. Se realizó el análisis en un circuito de distribución radial balanceado en el cual se integra una carga no lineal en la 3ra barra del circuito de distribución. En este caso se analizó la tensión y la corriente armónica en la barra 3 de toda la red de distribución radial y en la carga. Los resultados obtenidos mostraron una reducción significativa de los armónicos de voltaje y corriente en la barra 3 del sistema disminuyendo del 3.63% THDv y 13.30% THDi al 0.86% THDv y 0.57% THDi como indica la norma IEEE. 1159 y la resolución Nro. ARCERNNR-017/2020.

**Palabras clave**— Carga no lineal, Perturbaciones Demanda Energética, THD, Distribución Radial.

Recibido: 09-04-2024, Aprobado tras revisión: 13-06-2024

Forma sugerida de citación: Yugcha, W.; Pichoasamin, D.; Astudillo, P. (2024). "Comparación y optimización del uso de filtro pasivo y activo de potencia para mitigar armónicos en redes de distribución con cargas no lineal". Revista Técnica "energía".

No. 21, Issue I, Pp. 1-11

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.632>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la incorporación de cargas no lineales al sistema ha provocado la aparición de la distorsión armónica en las redes de distribución, que está relacionada con el aumento gradual de las cargas lineales y no lineales, ha despertado un mayor interés en la creación de soluciones que solucionen este problema. La introducción de filtros de potencia activa como una técnica para reducir la distorsión en las ondas sinusoidales de voltaje y corriente se destaca en esta revisión. Para abordar el problema de los armónicos en los sistemas de distribución de energía, se han desarrollado varias estructuras, como filtros pasivos, activos, convertidores estáticos y sistemas híbridos [1].

El aumento de las cargas lineales y no lineales en los sistemas de distribución ha empeorado el problema de la tensión armónica y la distorsión de la corriente. El objetivo principal de los filtros de potencia activados es reducir la distorsión en las ondas de voltaje y corriente sinusoidales. No obstante, surge la necesidad de comprender por qué el sistema en su conjunto sufre interrupciones, lo que conduce a una propuesta de análisis más exhaustiva utilizando el modelo de distribución trifásica de la IEEE y tomando en cuenta los escenarios actuales [2].

El análisis de armónicos se vuelve importante no solo en entornos industriales, sino también en redes residenciales, tal como se muestra en Ecuador y otros lugares donde se utiliza la energía eléctrica. La presencia de corrientes o voltajes no sinusoidales, también conocidos como armónicos, puede causar problemas en el suministro eléctrico y en los dispositivos conectados a la red [3][4].

Además, se destaca que la distorsión armónica no es solo un problema en entornos industriales; también ocurre en hogares, donde las sobrecargas de fases y la distribución inadecuada son factores que contribuyen a la problemática. En este contexto, se utiliza la combinación de filtros activos de potencia para abordar situaciones particulares, como las cargas monofásicas, y se propone varias soluciones, una de las cuales es la compensación de potencia activa para equilibrar la carga en la red [5].

Se han realizado diversos estudios que buscan solucionar estos problemas mediante la mejora de la calidad de la electricidad en sistemas desequilibrados, incluyendo el balanceo de carga, el análisis de corriente de neutro, la compensación de la potencia reactiva de las cargas eléctricas y la mejora de las perturbaciones en los sistemas de potencia. Como resultado, se propone que este estudio investigue las causas armónicas de los arreglos de filtros de potencia activa y sus respectivas compensaciones [6].

La necesidad de una revisión más completa se encuentra en el centro de este estudio, ya que hay limitaciones en revisiones similares. Los filtros tradicionales y pasivos se han utilizado con éxito para

reducir los armónicos. Sin embargo, la incorporación de sistemas más avanzados y métodos basados en la programación de filtros de corriente representa un paso innovador para mejorar la calidad de la electricidad en los sistemas de distribución [7].

## 2. METODOLOGÍA

Se presenta un sistema de compensación basado en el principio del filtro activo de potencia y del filtro pasivo en el cual se encargarán de compensar el THD<sub>v</sub> y THD<sub>i</sub> presentes en todo el circuito radial para que los niveles de distorsión armónica estén dentro de los niveles estandarizados de la norma ecuatoriana que rige la IEEE 519-2014 e IEC61000 y regulaciones nacionales como la resolución Nro. ARCERNR -017/2020. Para ello se utilizó simulink para simular sistemas dinámicos y multidominio en donde podemos obtener la respuesta de circuitos eléctricos ante diferentes condiciones de carga y operación. Y dentro de esta simulación se empleó Matlab donde podemos realizar el análisis matemático avanzado y procesar las señales obtenidas del circuito, útil para el análisis de armónicos y la implementación de algoritmos de control.

Se utilizó en filtros activos de potencia la simulación EMT (Electromagnetic Transients) para simular eventos como la conmutación de cargas no lineales que pueden causar armónicos y en filtros pasivos el RMS (Root Mean Square) para evaluar el impacto global de la distorsión armónica en términos de potencia y corriente eficaz. obtenidas mediante dichas simulaciones donde se obtiene valores esperados según el modelo teórico a aplicarse para reducir los niveles de distorsión armónica de corriente y voltaje.

Dado que los filtros pasivos son dinámicos y debe ajustarse a las variaciones de carga, para las simulaciones se utilizaron valores obtenidos heurísticamente para el filtro pasivo en paralelo mientras que el filtro activo de potencia se puede controlar mediante el control programable de acuerdo a las cargas que ingresan a la red.

Desde la perspectiva del proceso de realizar la simulación se tomó en cuenta el diseño de la red mediante 3 etapas, Fig. 1 desde la fuente de alimentación las mediciones de distorsión armónica total de voltaje (THD<sub>v</sub>) y distorsión armónica total de corriente THD<sub>i</sub> se realizaron utilizando el Filtro de Transformada Rápida de Fourier (TFF) de Simulink para determinar la cantidad de distorsión armónica total de voltaje (THD<sub>v</sub>) y distorsión armónica total de corriente THD<sub>i</sub> introducida por el convertidor como resultado de los interruptores de potencia utilizados en cada fase donde se realiza la conexión del filtro pasivo a la red eléctrica[8][9].

Dentro del diseño del caso base a estudiar, se incorporó también un filtro activo de potencia con el objetivo de reducir considerablemente los niveles de distorsión armónica, tanto en el voltaje (THD<sub>v</sub>) como en la corriente (THD<sub>i</sub>). Esto es preferible respecto a los

porcentajes de reducción logrados por el filtro pasivo. En la salida del convertidor, se instalan medidores de voltaje para verificar que el dispositivo esté generando el nivel de voltaje deseado, monitorizando la diferencia de potencial. Estos medidores son clave para determinar los niveles de potencia activa y reactiva. Además, los amperímetros se utilizan para medir las corrientes de carga y de red, complementando las mediciones de tensión mencionadas. En los lados de carga, es fundamental medir tanto la carga como las corrientes principales, además de las lecturas de voltaje mencionadas anteriormente [10].

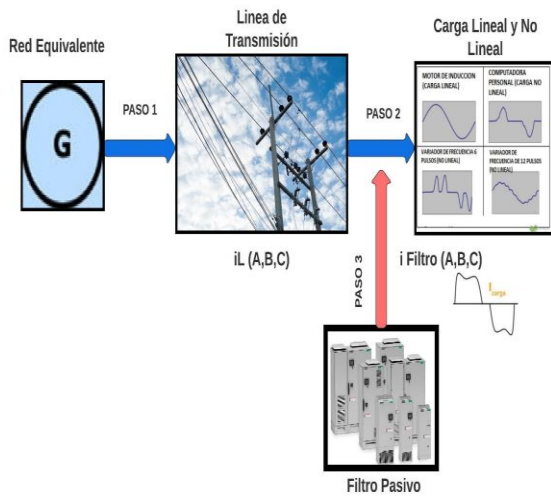


Figura 1: Proceso del diseño del caso base de la red y la incorporación del filtro pasivo.

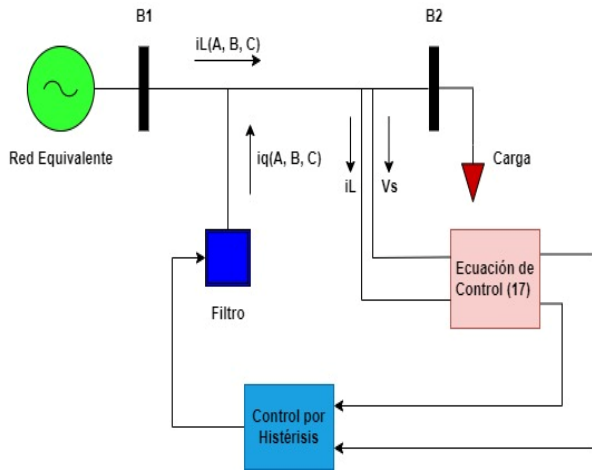


Figura 2: Proceso de controlar el filtro activo de potencia mediante la ecuación de control.

Se requieren amperímetros en la salida del convertidor de corriente para medir la corriente de entrada del filtro de potencia activo, realizando así una evaluación de monitoreo de corriente con control predictivo. Por otro lado, también se requiere un amperímetro en la salida de la fuente de corriente para

mostrar la corriente actual. Donde se puede comprobar la corriente que pasa por las fases, se debe medir este parámetro. Donde se puede verificar la situación de compensación de potencia reactiva desde la perspectiva de la red en la Fig. 2 [11].

## 2.1 Etapa 1: Diseño del caso base

En el circuito de prueba mostrado en la Fig. 3, se presenta un sistema con una red equivalente balanceada, un transformador, tres barras y dos cargas puntuales, sin la condición de la introducción de una carga no lineal.

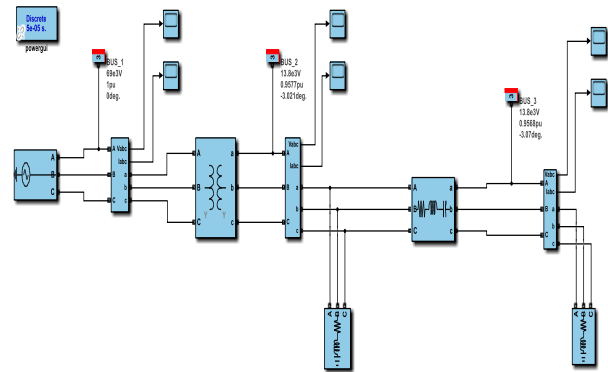


Figura 3: Circuito del caso base de distribución trifásica tipo radial.

La red eléctrica opera a una tensión nominal de 69 kV. La línea tiene una impedancia de  $(0.02 + j0.1591 \cdot 10^{-3}) \Omega$  y el transformador presenta una impedancia de  $(0.0098 + j0.0762) \Omega$ . El sistema se compone de tres barras: la barra 1 con una tensión de 69 kV, la barra 2 con una tensión de 13.8 kV, y la barra 3 también con una tensión de 13.8 kV. En la barra 2, se encuentra una carga de 10 MW con un factor de potencia de 0.85 en atraso, mientras que en la barra 3 hay una carga de 3 MW con un factor de potencia de 0.9 en atraso. Este conjunto de componentes constituye un circuito de prueba diseñado para simular y analizar el comportamiento del sistema eléctrico bajo condiciones específicas [12].

## 2.2 Sistema balanceado.

En el sistema sometido a prueba, los resultados obtenidos fueron comparables a los generados mediante la creación del modelo de flujo de potencia en Simulink. Esto nos permite realizar un análisis alternativo que considera las cargas no lineales en el sistema. En la Tabla 1 se presentan los datos de la simulación del sistema balanceado sin carga no lineal.

Tabla 1: Índice de armónicos del circuito cuando no hay carga no lineal presente.

Bus	$THD_v \rightarrow \%$	$THD_i \rightarrow \%$
1	0.17	0.16
2	0.17	0.16
3	0.17	0.17

En relación con el análisis obtenido del orden de los armónicos presentes en el sistema del caso base, se determina la frecuencia armónica tanto del voltaje como de la corriente.

Tras realizar la prueba correspondiente al circuito del caso base, se observa que no presenta ninguna perturbación armónica en todo el sistema. Esto se debe a que el sistema es considerado balanceado, ya que está conectado a cargas lineales que no generan distorsión armónica. En la Fig. 4, se pueden visualizar las ondas fasoriales sin distorsión.

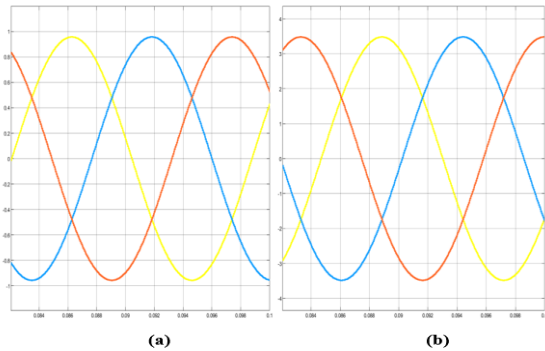


Figura 4: Las ondas armónicas sin carga no lineal presentes en la red: (a) Voltaje, (b) Corriente.

### 2.3 Etapa 3: Sistema equilibrado con una carga no lineal

Con los datos del circuito de prueba de la Fig. 6, se evalúa la condición de introducción de la carga no lineal en la red y se verifican las distorsiones que se propagan por todo el sistema. En el circuito de distribución trifásico mostrado en la Fig. 5, se incorporó una carga no lineal trifásica proveniente de un dispositivo electrónico de potencia, compuesto por una resistencia de 100 (ohms) y una inductancia de 10e-3 mH, en la barra 3. Esta carga no lineal afecta a todo el sistema de distribución trifásica.

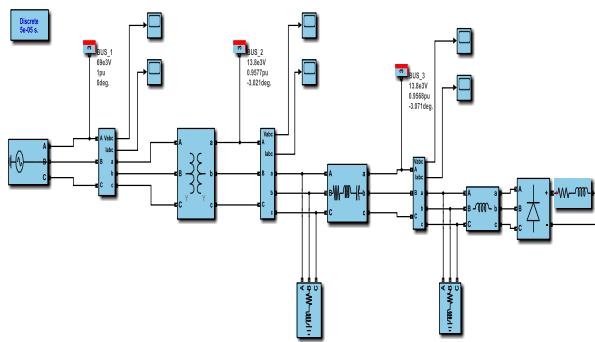


Figura 5: Circuito del caso base de distribución trifásica tipo radial con carga no lineal.

En la Tabla 2, cada fila representa una barra en la red eléctrica, y las columnas corresponden a diferentes armónicos de frecuencia del voltaje. Los valores en la tabla indican el porcentaje de la amplitud de cada armónico con respecto al voltaje fundamental, expresado como un porcentaje (V%).

Tabla 2: Índice de porcentaje alto de armónica a nivel de Voltaje con la instalación de una carga no lineal.

Bus	Armónico de frecuencia de Voltaje (V%)					
	1	5	7	11	13	17
1	100	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01
2	100	1.60	1.09	1.26	0.99	1.03
3	100	1.73	1.18	1.37	1.07	1.12

En la Tabla 3 se presentan los altos porcentajes de armónicos en nivel de corriente en diferentes barras después de la instalación de una carga no lineal. Los valores indican el porcentaje de la amplitud de cada armónico con respecto a la corriente fundamental, expresado como un porcentaje (I%).

Tabla 3: Índice de porcentaje alto de armónica a nivel de Corriente con la instalación de una carga no lineal.

Bus	Armónico de frecuencia de Corriente (I%)					
	1	5	7	11	13	17
1	100	3.49	1.64	1.28	0.83	0.70
2	100	3.50	1.64	1.38	0.83	0.70
3	100	10.82	5.08	3.99	2.60	2.15

En la Tabla 4 se presenta el Índice de Distorsión Armónica Total (THD) de voltaje y corriente en diferentes barras después de la instalación de una carga no lineal. Este índice indica el alto porcentaje de armónicos presentes en todos los sistemas de distribución trifásicos y su progresiva afectación en toda la red.

Tabla 4: Índice de Armónica Total de Voltaje y Corriente presente con la instalación de una carga no lineal

Bus	$THD_v \rightarrow \%$	$THD_i \rightarrow \%$
1	0.17	4.29
2	3.35	4.30
3	3.63	13.30

Como resultado de la introducción de la carga no lineal en el sistema de distribución trifásico, la Fig. 6 muestra los resultados de voltaje y corriente con una alta tasa de distorsión armónica, como se puede observar en las tres fases trifásicas.

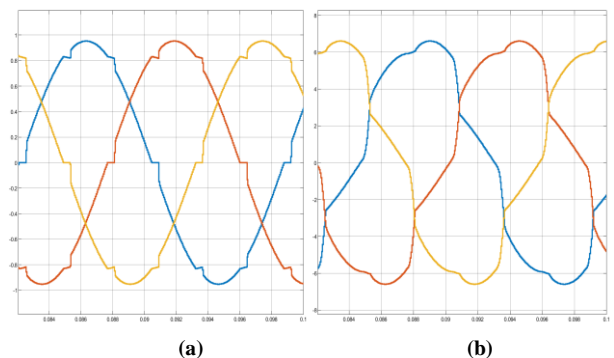


Figura 6: Las ondas presentes con armónica mediante la carga no lineal: (a) Voltaje; (b) Corriente.

### 2.4 Sincronización del filtro pasivo

En el diseño del filtro pasivo el objetivo fundamental es el desarrollo del proceso general para las tres fases que se integran al sistema trifásico con parámetros de R, L y



C para el filtro selecciona aplicando ecuaciones descritas a continuación [13]:

En la impedancia para la frecuencia fundamental se calcula de acuerdo a la ecuación (1).

$$Z = R_F + j \left[ \omega L_F - \frac{1}{\omega C_F} \right] \quad (1)$$

La reactancia efectiva para cada fase se calcula mediante la ecuación (2).

$$X_{\text{eff}} = \frac{V_{LL}^2}{Q_{ff}} \quad (2)$$

Por lo tanto, la reactancia capacitiva se calcula para cada fase con la ecuación (3).

$$X_c = \frac{h^2}{h^2 - 1} X_{\text{eff}} \quad (3)$$

La capacitancia se calcula mediante la ecuación (4) para cada fase.

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c} \quad (4)$$

De esta manera se calcula en la ecuación (5) la reactancia inductiva para cada fase.

$$X_L = \frac{X_c}{h^2} \quad (5)$$

Mientras que la inductancia se calcula mediante la ecuación (6) en cada fase.

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (6)$$

Y la resistencia se calculó para cada fase mediante la ecuación (7).

$$R = \frac{X_L(f_{\text{reson}})}{Q_f} \quad (7)$$

## 2.5 Etapa 2: Teoría de la Optimización no lineal

La presente investigación se lleva a cabo mediante un conjunto secuencial de actividades que exploran temas relevantes desde una perspectiva teórica y documental. Se emplea la teoría de la optimización no lineal para determinar los valores óptimos de las variables de decisión en un problema específico. En otras palabras, se busca encontrar tanto el máximo como el mínimo de una función dada, sujetos a restricciones y limitaciones establecidas por el problema en cuestión. Este estudio aborda varios escenarios detallados, como se puede observar en la Fig. 7, donde se presenta la metodología aplicada al problema de los armónicos en la red eléctrica.

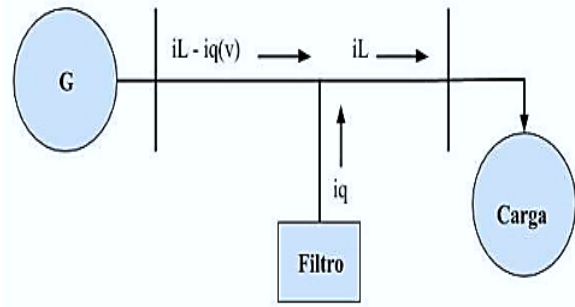


Figura 7: Modelo para la compensación del filtro activo de potencia.

Esta etapa considera los elementos esenciales necesarios para el análisis del modelado utilizando la teoría de la optimización. Además, define elementos adicionales que no están cubiertos por este análisis pero que son significativos. La función principal del estudio se basa en la ecuación (8), que representa las pérdidas cuadráticas presentes en todo el sistema trifásico. Esto incluye los conductores del circuito primario y secundario, así como el núcleo de los transformadores de distribución, junto con el impacto de las cargas no lineales en el sistema. Las restricciones del sistema incluyen la compensación de la potencia reactiva y la minimización de los armónicos presentes en el sistema de distribución, hasta igualarlos a cero [14][15].

Minimizar:

$$\sum_{k=1}^3 \frac{1}{2} (iLk - iqk)^2 \quad (8)$$

Sujeto a:

$$\sum_{k=1}^3 vk * iqk = 0 \quad (9)$$

Donde:

**k**: Representa las fases del sistema eléctrico (a, b, c).

**iLk**: Corriente instantánea en la fase k.

**iqk**: Corriente de compensación en la fase k.

**Vk**: Voltaje instantáneo en la fase k.

Para realizar la minimización de la corriente de línea y la corriente de compensación, se multiplica el voltaje y la corriente por un porcentaje de error, lo cual puede expresarse mediante una ecuación (10) [14].

$$L(iqk, \lambda) = \sum_{k=1}^3 \frac{1}{2} (iLk - iqk)^2 + \lambda \sum_{k=1}^3 vk * iqk = 0 \quad (10)$$

Para obtener las condiciones estacionarias y de



**Tabla 6: Índice de porcentaje alto de armónico a nivel de Corriente mediante el filtro pasivo.**

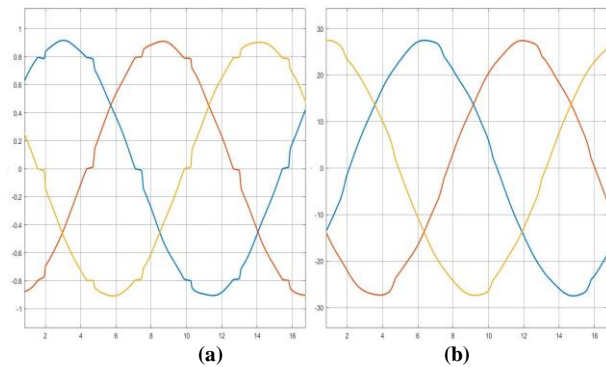
Bus	Armónico de frecuencia de Corriente (1%)					
	1	5	7	11	13	17
1	100	1.29	1.03	0.28	0.36	0.36
2	100	1.30	1.03	0.29	0.36	0.36
3	100	2.45	1.96	0.55	0.70	0.68

En la Tabla 7 se presenta el Índice de Distorsión Armónica Total (THD) de voltaje y corriente después de aplicar un filtro pasivo, considerando la mínima distorsión armónica total en el voltaje y la corriente.

**Tabla 7: Índice de Armónico Total de Voltaje y Corriente mediante el filtro pasivo.**

Bus	$THD_v \rightarrow \%$	$THD_i \rightarrow \%$
1	0.17	1.82
2	2.52	1.83
3	2.74	3.45

El filtro pasivo mostrado en la Fig. 9 permite verificar la onda sinusoidal de voltaje y corriente, además de reducir los armónicos de onda a un nivel beneficioso para la calidad de energía del sistema de distribución [18].



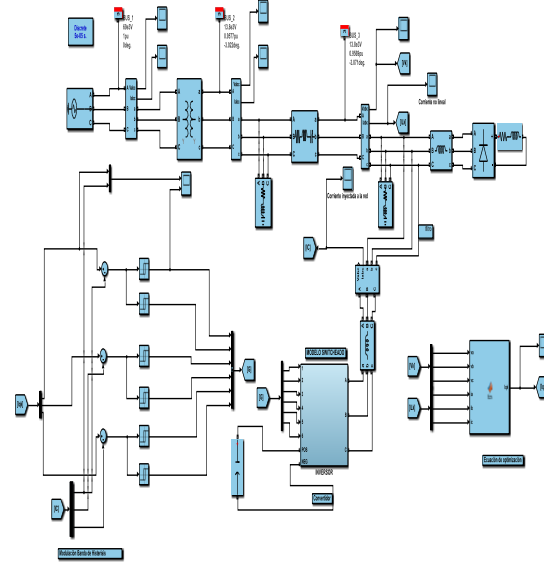
**Figura 9: Las ondas presentes con armónica mediante el filtro pasivo: (a) Voltaje; (b) Corriente.**

Basándonos en los datos de la Tabla 4, la introducción de una carga no lineal en la red eléctrica resulta en un alto nivel de distorsión armónica. Este escenario se confirma en un circuito de prueba mostrado en la Fig. 10, donde la carga no lineal afecta todo el sistema. Las formas de onda de voltaje y corriente en cada nodo del circuito de prueba muestran claramente los efectos de la distorsión armónica.

Para abordar este problema, estamos examinando la teoría de la optimización del filtro. Esta teoría nos permite mejorar el rendimiento general del sistema al mejorar la calidad de la energía, especialmente al reducir los efectos de la distorsión armónica causada por cargas no lineales.

La ecuación de control (16), que se deriva de la aplicación teórica de señales de forma de onda de corriente y voltaje distorsionadas causadas por la inyección de carga no lineal, utiliza las ecuaciones del estudio de optimización no lineal. La lógica de control procesa la señal de error en una banda de histéresis (HB), donde la condición activa se establece en -0.5 y se

desactiva en 0.5. Esta banda de histéresis regula el filtrado de corriente activa, permitiendo el control de las señales de salida trifásicas.



**Figura 10: Circuito del caso base de distribución trifásica tipo radial con la Teoría de Optimización no lineal.**

La forma de onda generada se introducirá en un inversor, que utilizará condensadores ( $100 \wedge 3$  ohmios) para almacenar energía para su funcionamiento. Se utilizarán seis IGBTs, con resistencias internas ( $10 \wedge -3$  ohmios) y dos resistencias adicionales de (100 ohmios) ( $0, 1 \wedge -06$  faradios), para modelar estos elementos. Esto permite equilibrar la corriente de salida mediante pulsos para compensar la no linealidad y la falta de ondulación de las cargas.

En este análisis se obtuvieron datos reales del circuito de caso base, donde se registraron niveles estables de distorsión armónica en el circuito [19].

En la Tabla 8 se presenta el Índice de Armónicos de Voltaje con la carga no lineal utilizando la Teoría de Optimización No Lineal. Los valores en la tabla representan el porcentaje de la amplitud de cada armónico con respecto al voltaje fundamental, expresado en porcentaje (V%). Se observa que los valores de los armónicos de frecuencia de voltaje son muy bajos en todas las barras, lo que indica una mínima distorsión armónica en el voltaje después de aplicar la Teoría de Optimización No Lineal. Esto sugiere una reducción significativa en la distorsión armónica del voltaje en las barras 1, 2 y 3 después de implementar esta teoría.

Según los resultados presentados en la tabla 9, se muestra el índice armónico de la corriente con carga no lineal utilizando la teoría de optimización no lineal. Los valores de los armónicos de frecuencia de la corriente son muy bajos en todas las barras, lo que indica una mínima distorsión armónica en la corriente después de aplicar la Teoría de Optimización No Lineal. De manera similar, en las barras 1, 2 y 3, los valores de los armónicos de

frecuencia de la corriente también son muy bajos, lo cual señala una reducción significativa en la distorsión armónica de la corriente después de aplicar esta teoría.

**Tabla 8: Índice de Armónico de Voltaje con la carga no lineal mediante la Teoría de Optimización No Lineal.**

Bus	Armónico de frecuencia de Voltaje (V%)					
	1	5	7	11	13	17
1	100	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01
2	100	0.17	0.10	0.13	0.12	0.13
3	100	0.26	0.18	0.22	0.20	0.21

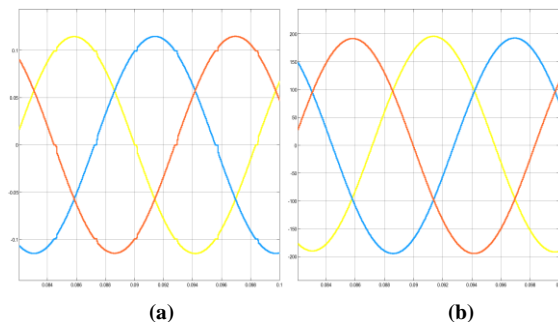
**Tabla 9: Índice de Armónico de Corriente con la carga no lineal mediante la Teoría de Optimización No Lineal.**

Bus	Armónico de frecuencia de Corriente (I%)					
	1	5	7	11	13	17
1	100	0.14	0.10	0.07	0.06	0.04
2	100	0.14	0.10	0.07	0.06	0.04
3	100	11.19	5.59	4.41	3.13	2.18

La Tabla 10 muestra los resultados de este estudio en comparación con los reportados en la literatura, donde se evidencia que la aplicación del filtro utilizando la teoría de optimización ha sido exitosa en la reducción de la distorsión armónica tanto en el voltaje como en la corriente de la red eléctrica. Los valores tan bajos de THD indican una mejora significativa en la calidad del suministro eléctrico, lo cual puede prevenir problemas asociados con la distorsión armónica y asegurar un funcionamiento más eficiente y confiable del sistema eléctrico.

**Tabla 10: Utilizando la teoría de optimización, el filtro se conecta a los índices de distorsión  $THD_v$  y  $THD_i$  con una carga no lineal.**

Bus	$THD_v \rightarrow \%$	$THD_i \rightarrow \%$
1	0.17	0.57
2	0.54	0.57
3	0.86	0.57



**Figura 11: Las ondas armónicas conectado el filtro activo con la teoría de optimización: (a) Voltaje; (b) Corriente**

Basado en los resultados presentados en la Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10, al introducir el filtro con la teoría de optimización en el sistema de prueba, se confirma que los armónicos en el voltaje y la corriente se han minimizado considerablemente a un nivel favorable para la calidad de energía del sistema de distribución, como se muestra en la Fig. 11. Además, el filtro con optimización no lineal está diseñado para compensar la potencia reactiva y reducir la presencia de armónicos a un nivel aceptable, lo que permite que el sistema continúe entregando energía con un menor índice de armónicos. [20].

#### 4. DISCUSIÓN

En este estudio, se realizó un análisis de armónicos comparando el método tradicional del filtro pasivo con la nueva tendencia de aplicar la teoría de optimización al filtro activo. Se compararon los porcentajes de reducción de armónicos de voltaje y corriente en un sistema trifásico después de la introducción de una carga no lineal.

**Tabla 11: Comparación de los dos filtros aplicados en el caso base de 3 barras.**

BARRAS	Filtro Pasivo	Filtro Activo de potencia	% entre los métodos	Filtro Pasivo	Filtro Activo de potencia	% entre los métodos
	$THD_v$	$THD_v$		$THD_i$	$THD_i$	
	$\rightarrow \%$	$\rightarrow \%$		$\rightarrow \%$	$\rightarrow \%$	
1	0.17	0.17	0	1.82	0.57	1.25
2	2.52	0.54	1.98	1.83	0.57	1.26
3	2.74	0.86	1.88	3.45	0.57	2.88

Basándose en los resultados recopilados en cada etapa, donde se introdujeron filtros para mejorar la calidad de la energía eléctrica frente a la distorsión armónica de voltaje y corriente provocada por la carga no lineal, se pudo experimentar su impacto en todo el sistema. La Tabla 11 muestra una comparación notable del filtro más eficaz que logra reducir mínimamente el porcentaje de distorsión armónica en todo el sistema. De esta manera, se confirma la eficacia del filtro activo de potencia, ya que logra un nivel de reducción más aceptable en los  $THD_v$  (distorsión armónica total de voltaje) y  $THD_i$  (distorsión armónica total de corriente) en el caso base.

Es importante destacar que el filtro de optimización no lineal ha sido desarrollado en los últimos años con el objetivo específico de reducir los  $THD_v$  y  $THD_i$ . La programación de este filtro es especialmente útil para investigaciones a gran escala y contribuye significativamente al progreso tecnológico en el campo de la calidad de energía eléctrica. Este filtro utiliza estándares y análisis avanzados que demuestran su superioridad sobre otros métodos convencionales, ofreciendo un alto porcentaje de compensación de potencia reactiva cuando se implementa en sistemas de energía trifásica.

En la Tabla 12 se realiza una comparación de las características de ambos filtros, según revisiones técnicas y metodológicas, para su diseño y aplicación.

Se compararon ambos tipos de filtros para determinar cuál era el más adecuado según los resultados obtenidos en el estudio. En la Tabla 12 se detallan las características relevantes que llevaron a seleccionar el filtro activo de potencia. Este filtro fue elegido por su alta eficiencia en la reducción de armónicos de voltaje y corriente, así

como por la capacidad de control que ofrece mediante la teoría de optimización y la programación de condiciones específicas.

Tabla 12: Comparación técnica para seleccionar el filtro.

CARACTERÍSTICA	FILTRO PASIVO	FILTRO ACTIVO DE POTENCIA
Costo de implantación	Bajo	Alto
Compensación de energía reactiva de carácter inductivo.	Bajo	Alto
Reducción de armónicos.	Bajo	Alto
Componentes de los filtros.	Bajo	Alto
Algoritmo de control apropiados.	Ninguno	Alto
Topología de los filtros de potencia.	Bajo	Alto
Cálculo del diseño de filtro.	Bajo	Alto
Control del Filtro.	Bajo	Alto
Avance Tecnológico.	Bajo	Alto
Estructura del filtro.	Bajo	Alto
Mantenimiento del dispositivo.	Medio	Bajo
Ahorro en facturación.	Bajo	Alto
Diseño de la estructura del dispositivo.	Bajo	Alto
Los componentes del filtro son voluminosos, pesados.	Alto	Bajo
La ganancia en potencia y la sintonización del dispositivo con la red.	Alto	Bajo
Sensibilidad.	Baja	Alto
Señales de salida.	Bajo	Alto
Impedancia.	Alto	Bajo
Alimentación.	Ninguno	Alto

## 5. CONCLUSIONES

Controlar las activaciones del filtro y reducir los armónicos en sistemas con cargas no lineales requiere una comprensión profunda de las condiciones de Karush-

Kuhn-Tucker (KKT). Estas condiciones proporcionan un marco robusto para encontrar soluciones óptimas.

La implementación de filtros pasivos adecuados puede reducir significativamente los efectos de armónicos y perturbaciones presentes en el circuito de caso base. Esto puede resultar en una reducción mínima del 80% en la distorsión armónica de voltaje y corriente, lo que contribuye a una mayor estabilidad del sistema. En comparación, los filtros activos de potencia pueden lograr una reducción mínima del 90% en la distorsión armónica de voltaje y corriente mediante un control más preciso, lo que los hace más efectivos en la minimización de armónicos y, por ende, más aceptados en aplicaciones donde se requiere una reducción más drástica de la distorsión armónica.

La teoría de optimización no lineal, aplicada al modelado de filtros de potencia activos, puede efectivamente reducir los armónicos tanto en el voltaje como en la corriente del sistema. Este enfoque permite un control preciso del filtro activo, mejorando así la calidad de la energía eléctrica al mitigar la distorsión armónica. Además, este tipo de filtro puede integrarse eficazmente en sistemas que utilizan fuentes de energía renovables intermitentes, como la energía solar y eólica. Esto ayuda a abordar los desafíos asociados con la variabilidad inherente de estas fuentes, contribuyendo a la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico global.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. E. Leiva Esteban, "Diseño y simulación de un filtro activo de potencia para mitigar señales armónicas de corriente en una red de distribución de 2 kVA," 2020.
- [2] M. Lamich, "Filtros Activos de Potencia," *XII Jornades Conferències d'Enginyeria Electrònica del Campus Terrassa JCEE 2006*, pp. 37–42, 2019, [Online]. Available: [http://www.ct.upc.es/departaments/eel/JCEE/JCEE2006/pdf\\_ponencies/PDFs/JCEE06\\_09\\_11\\_T1.pdf](http://www.ct.upc.es/departaments/eel/JCEE/JCEE2006/pdf_ponencies/PDFs/JCEE06_09_11_T1.pdf)
- [3] L. William, V. Wilson, O. Leony, and N. Viera, "Filtro Activo de Potencia (APF) Híbrido con integración de Generación Fotovoltaica para la Mejora del Perfil de Tensión," vol. 8, pp. 68–90, 2021.
- [4] B. Porras, "Implementación de filtros de armónicos para mejorar la calidad de energía en el sistema eléctrico de la mina.," *Univ. Nac. Del Cent. del Perú*, p. 76, 2023.
- [5] J. A. Cruz Cruz, "Modelamiento y simulación HIL de un filtro activo en derivación," 2019.
- [6] M. V. Fajardo, J. C. Viola, and F. A. Quizhpi, "Filtro Activo de Potencia para Instalaciones



- Bifásicas con Capacidad de Balance de Corrientes,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 14, no. 1, pp. 64–71, 2018, doi: 10.37116/revistaenergia.v14.n1.2018.158.
- [7] J. F. Romero Daza, “Herramienta Para La Selección De Filtros Pasivos De Armónicos Programa De Ingeniería Eléctrica Departamento De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y Mecatrónica Facultad De Ingenierías Y Arquitecturas,” 2020.
- [8] S. A. Ladino Serrano, J. L. Paternina Durán, J. Vitola Oyaga, and C. A. Torres Pinzón, “Evaluación de filtros pasivos para la gestión de armónicos en redes industriales de distribución eléctrica,” *TecnoLógicas*, vol. 26, no. 58, p. e2839, 2023, doi: 10.22430/22565337.2839.
- [9] D. D. Higuera Juan, “Diseño de un filtro pasivo de armónicos en sistemas eléctricos de baja tensión en el territorio colombiano para la empresa Disproel S.A.,” p. 128, 2020.
- [10] C. Edson, “Diseño de un filtro activo de potencia tipo shunt inversor de tres niveles basado en el método de detección de corriente de referencia síncrona y un controlador multinivel de histéresis de corriente para la compensación de corrientes armónicas para la apl,” p. 270, 2020.
- [11] C. A. Gavilanez Soto, *Mejora del factor de potencia en un sistema de distribución, mediante la implementación de control adaptativo para filtros de potencia reactiva*, vol. 4, no. 1. 2022.
- [12] A. Garces, “Flujo de cargas armónicas para sistemas radiales.,” no. January 2009, 2014.
- [13] D. Quinteros, “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN FILTRO PASIVO SHUNT MULTITETAPA RESONANTE PARA LA MITIGACIÓN DE ARMÓNICOS PRODUCIDOS POR UNA CARGA NO LINEAL.” 2021.
- [14] P. Ramos, Christian, Espinoza, “Modelo de optimización con programación no lineal y simulación Monte Carlo de un proyecto industrial pesquero Optimization,” *Lexus*, vol. 4, no. None, p. 37, 2019.
- [15] A. Garces, M. Molinas, and P. Rodriguez, “A generalized compensation theory for active filters based on mathematical optimization in ABC frame,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 90, pp. 1–10, 2019, doi: 10.1016/j.epr.2012.03.011.
- [16] S. N. Vargas Mendoza, “Filtros pasivos y/o transformadores Zig - Zag como solución a los armónicos presentes en un sistema eléctrico,” *Univ. los Andes*, pp. 10–65, 2022, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/1992/56721>
- [17] P. Tupiza, W. Pavón, and M. Jaramillo, “Una Mejora de la calidad de energía mediante el uso de un UAPF-PV,” *Rev. Técnica “energía,”* vol. 19, no. 1, pp. 92–99, 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.522.
- [18] F. J. Oyanguren Ramírez, “Diseño De Filtros Para Minimizar Los Efectos Armónicos En Redes Eléctricas Con Compensación Reactiva,” *Univeridad Nac. del Callao*, p. 130, 2018, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/20.500.12952/5053>
- [19] R. H. Paja Cutipa, “Diseño de filtros activos para el control y eliminación de armónicos en usuarios de baja tensión,” pp. 1–60, 2023.
- [20] E. Vargas Ventura, “Distorsión armónica e implementación de un filtro activo de potencia en el área de sorter del centro de distribución de la empresa supermercados Peruano S.A.,” *Estrateg. Interv. Enferm. En Estimul. Temprana En Niños Menores 3 Años Apl. En La Fam. Andahuaylas - Apurimac*, p. 37, 2023, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/20.500.12952/5053>

---

**William Yugcha Quinatoa.-** Nació en Latacunga, Ecuador en 1990. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Técnica de Cotopaxi en el año 2020, Magister en Electricidad mención en Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Técnica de Cotopaxi en el año 2022. Actualmente es Docente titular en el Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui. Sus campos de investigación están relacionados con calidad de la energía eléctrica, sistemas de protecciones eléctricas.



**Diego Pichoasamin Morales.-** Nació en la ciudad de Sangolquí, Ecuador en 1990. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica, automatización y Control en la Universidad de las Fuerzas Armadas “Espe” en el año 2016; Magister en Seguridad Industrial por la Universidad Politécnica Nacional en el año 2019. Actualmente es Docente titular en el Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui. Sus campos de investigación están relacionados con la automatización y control de procesos industriales, sistemas eléctricos y calidad de la energía eléctrica.







**Vicente Astudillo Cortez.** - Nació en Latacunga, Ecuador en 1993. Recibió su título de Ingeniero Electrónico y Redes Industriales por la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo en el año 2018, Magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Técnica de Cotopaxi en el año 2022. Actualmente es Docente Titular en el Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui. Sus campos de investigación están relacionados con automatización, redes eléctricas, sistemas Hmi y Scadas.

# Application of CRISP-DM Methodology in the Analysis of Dissolved Gases in Dielectric oil of Electrical Transformers in the Ecuadorian Electrical Sector

## Aplicación de la Metodología CRISP-DM en el Análisis de Gases Disueltos en Aceite Dieléctrico de Transformadores Eléctricos del Sector Eléctrico Ecuatoriano

C.A. Molina<sup>1</sup> 0009-0009-2655-0813F.V. Bonilla<sup>2</sup> 0000-0001-6542-9666<sup>1</sup>Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Quito, EcuadorE-mail: [camolinab@puce.edu.ec](mailto:camolinab@puce.edu.ec)<sup>2</sup>Universidad Internacional del Ecuador, Quito, EcuadorE-mail: [febonillave@uide.edu.ec](mailto:febonillave@uide.edu.ec)

### Abstract

This study addresses the application of the Cross-Industry Standard Process for Data Mining (CRISP-DM) methodology in the analysis of dissolved gases in oil of power transformers, being this a critical component in electrical systems. The adoption of this six-phase structured method allowed a comprehensive evaluation of the condition of the transformer units of the Ecuadorian electrical system based on the analysis of investment and expansion data of the sector, as well as the study of 1 099 DGA (Dissolved Gas Analysis) profiles obtained from a population of 153 transformers located in the different regions of continental Ecuador. The findings described in this work have the potential to significantly improve investment and maintenance strategies and policies. In addition, the adoption of automation techniques in the DGA classification process is proposed, using supervised learning models to enhance the reliability and efficiency of the public energy service. The results suggest that this approach not only improves the diagnosis within the maintenance activities, but also provides a solid basis to draw a roadmap towards a predictive asset management, resulting in a substantial improvement of the reliability of the national power system.

**Index terms**— Machine Learning, Random Forest, CRISP-DM, Data Science, EDA, ETL, DGA, PCA, Overfitting, Transformer.

### Resumen

Este estudio aborda la aplicación de la metodología Cross-Industry Standard Process for Data Mining (CRISP-DM) en el análisis de los gases disueltos en aceite de transformadores de potencia, siendo este un componente crítico en los sistemas eléctricos. La adopción de este método estructurado de seis fases permitió evaluar de forma integral la condición de las unidades de transformación del sistema eléctrico ecuatoriano a partir del análisis de datos de inversión y expansión del sector, así como del estudio de 1 099 perfiles DGA (Dissolved Gas Analysis) obtenidos de una población de 153 transformadores ubicados en las distintas regiones de Ecuador continental. Los hallazgos descritos en este trabajo tienen el potencial de mejorar significativamente las estrategias y políticas de inversión y mantenimiento. Además, se propone la adopción de técnicas de automatización en el proceso de clasificación DGA, utilizando modelos de aprendizaje supervisado para potenciar la confiabilidad y eficiencia del servicio público de energía. Los resultados sugieren que este enfoque no solo mejora el diagnóstico dentro de las actividades de mantenimiento, sino que también proporciona una base sólida para trazar una hoja de ruta hacia una gestión predictiva de los activos, lo que se traduce en una mejora sustancial de la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

**Palabras clave**— Aprendizaje de Máquina, Bosques Aleatorios, CRISP-DM, Ciencia de Datos, EDA, ETL, DGA, PCA, Sobreajuste, Transformador.

Recibido: 21-04-2024, Aprobado tras revisión: 13-06-2024

Forma sugerida de citación: Molina, C.; Bonilla, V. (2024). "Aplicación de la metodología CRISP-DM en el análisis de gases disueltos en aceite dieléctrico de transformadores eléctricos del sector eléctrico ecuatoriano". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 12-21

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.635>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

En el período 2014 – 2023, los sistemas eléctricos de potencia de Ecuador se han caracterizado por una notable expansión, y con ello, la necesidad de incrementar su capacidad de potencia de transformación en subestaciones eléctricas y patios de elevación [1], [2]. Con esta expansión también se observó la introducción de unidades de transformación provenientes de fabricantes poco conocidos en la infraestructura del sistema eléctrico ecuatoriano, en comparación con equipos previamente establecidos, suscitando la necesidad de realizar un análisis más profundo que permitan verificar la calidad de manufactura y de los materiales empleados durante su construcción. Frente a esta situación y considerando la velocidad, volumen, variedad, veracidad y valor de los datos obtenidos a partir de la concentración de gases disueltos en el aceite aislante para el diagnóstico de transformadores eléctricos, son cada vez más crecientes los estudios que apuntan a la adopción de tecnologías computacionales como el Machine Learning para dar solución al procesamiento de información. En este marco, varios investigadores han demostrado de manera efectiva la precisión y eficacia de modelos de clasificación automática para la detección de la condición de transformadores eléctricos, empleando algoritmos de aprendizaje supervisado [3] - [7].

Con base en el estado del arte en relación con la aplicación de técnicas de Machine Learning para el diagnóstico en transformadores eléctricos, en [3] se propone el uso del algoritmo de bosques aleatorios (Random Forest) como alternativa al análisis de gases disueltos (DGA). Este modelo previamente entrenado y validado a partir de 128 muestras de aceite, es capaz de clasificar cuatro categorías de diagnóstico distintas: con un 100% para el diagnóstico de descarga de alta energía, un 77% para descarga de baja energía, un 60% para estado normal y un 97% para el estado de sobrecalentamiento. En [4], se implementa una estrategia de preprocesamiento basada en la técnica de bootstrap con el propósito de mitigar el desequilibrio intrínseco de las clases en el conjunto de datos, facilitando así una evaluación más equilibrada de los modelos predictivos. Posteriormente, se procede con la aplicación de algoritmos de programación genética para identificar y extraer las características más significativas. En la fase final de este estudio, fueron entrenados y evaluados tres distintos modelos de clasificación: Redes Neuronales Artificiales (ANN), Máquinas de Vectores de Soporte (SVM) y Vecinos más Cercanos (KNN). Por otro lado, los estudios propuestos en [5], [6], que se distinguen por alcanzar elevados índices de precisión en la detección y clasificación de diagnósticos en transformadores eléctricos, acusan sus resultados a la capacidad de los algoritmos SVM para procesar datos dinámicos y no lineales, dada la habilidad que tienen estos modelos para

ser entrenados utilizando hiperplanos de separación de gran margen.

Sin embargo, a pesar de los progresos significativos en la incorporación de técnicas de aprendizaje automático para la evaluación del estado operativo de transformadores eléctricos, se identifican limitaciones críticas en la literatura, tales como la carencia de una metodología investigativa específicamente delineada para el análisis sistemático de datos, el sobreajuste de los modelos, así como, la insuficiencia y la heterogeneidad de los datos disponibles para el modelamiento y validación. Este conjunto de condiciones resalta la necesidad de un enfoque más estructurado y riguroso en la investigación, que no solo aborde la diversificación y representación de los datos para mejorar las métricas de los modelos, sino que también establezca un marco metodológico claro y específico para la exploración y análisis de datos en el dominio de la ingeniería eléctrica en el sector.

En este contexto, en el estado del arte en torno a la ciencia de datos señala que la implementación de técnicas de aprendizaje automático, sin la adhesión de metodologías estructuradas como CRISP-DM (acrónimo de Cross-Industry Standard Process for Data Mining), restringe significativamente la eficacia del Machine Learning en ofrecer análisis detallados y soluciones dedicadas [8] - [12]. Bajo este enfoque, es posible no solo mejorar la precisión y relevancia de los modelos de clasificación, sino también facilitar el desarrollo de estrategias innovadoras que puedan contribuir a la mejora de procesos clave, como la automatización del diagnóstico y planificación de tareas de mantenimiento.

Este estudio propone una metodología alineada con los principios y avances de la cuarta revolución industrial, aplicado al DGA, que se fundamenta en la implementación de las seis etapas especificadas por la metodología CRISP-DM, cuyo enfoque se centra en la extracción de conocimientos significativos relacionados con variables diagnósticas pertinentes a uno de los componentes más críticos y de mayor valor económico dentro de los sistemas eléctricos de potencia. Con esta orientación no solo se aspira a mejorar la confiabilidad y la vida útil de los transformadores eléctricos mediante un mantenimiento predictivo más efectivo, sino también a optimizar los recursos y la gestión de activos dentro de la infraestructura eléctrica ecuatoriana, promoviendo así una mayor eficiencia y sostenibilidad en el sector. En el contexto de la actual situación energética en Ecuador, este estudio propone estrategias orientadas a reformular los criterios de adquisición de infraestructura eléctrica, encaminadas a mejorar la rentabilidad a largo plazo de las inversiones. Finalmente, este trabajo plantea la adopción de sistemas de automatización en actividades de diagnóstico, con el objeto de mejorar los tiempos de respuesta en el análisis de resultados, acciones que apuestan a mejorar las estrategias de mantenimiento y la confiabilidad del servicio público de energía eléctrica.

La Sección 2 presenta la importancia de la aplicación de la metodología CRISP-DM en el análisis de gases disueltos. En la Sección 3 se detalla la aplicación de la metodología propuesta para el análisis de la condición de las unidades de transformación de potencia del sistema eléctrico ecuatoriano. La Sección 4 discute los resultados obtenidos. Finalmente, las conclusiones y recomendaciones se presentan en la Sección 5.

## 2. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS DGA Y LA METODOLOGÍA CRISP-DM

En la década de 1960, se encontró que la presencia de hidrógeno en aceites dieléctricos bajo estrés indicaba fallos en transformadores (ver Tabla 1), originando el método DGA, ahora un enfoque confiable y económico para identificar varias anomalías [13]. Avances científicos y tecnológicos han refinado este método, permitiendo clasificar las fallas en siete categorías esenciales [14].

Tabla 1: Clasificación de fallas en transformadores

ETIQUETA	DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE FALLA
PD	Descargas Parciales
T1	Falla Térmica $T < 300^{\circ}\text{C}$
T2	Falla Térmica $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$
T3	Falla Térmica $T > 700^{\circ}\text{C}$
DT	Falla Térmica y Eléctrica
D1	Falla Eléctrica de Bajo Nivel
D2	Falla Eléctrica de Alto Nivel

Para la determinación de categorías de fallos en transformadores eléctricos, las guías técnicas de mantenimiento estándar recurren a los criterios de validación establecidos en las publicaciones y guías establecidas para el efecto en [13] - [15]. Estos criterios, sumado con la experiencia adquirida en el diagnóstico DGA, han sido sintetizados en la Fig. 1.

El procedimiento indicado en la Fig. 1 comienza con el establecimiento de límites de valoración obtenidos de las referencias bibliográficas [15] - [17]. Se calculan la producción y las tasas de cambio de la generación de gases en el fluido aislante del transformador. A continuación, las mediciones se categorizan en un Estado DGA que varía entre 1 y 3, proporcionando una escala que determina el nivel de atención requerida. Finalmente, esta categorización permite clasificar la condición del equipo, así como emitir diagnósticos y planes de mantenimiento específicos. Este proceso tradicional no solo valida y aprueba los resultados, sino que también establece la necesidad de adoptar la metodología CRISP-DM.

En este contexto, la metodología CRISP-DM, constituye un marco de trabajo estructurado y ampliamente validado, diseñado para la ejecución de proyectos de minería de datos, aprendizaje automático e inteligencia de negocios. CRISP-DM facilita la extracción de conocimientos relevantes y la identificación de patrones no evidentes en conjuntos de datos variados, contribuyendo así la toma de decisiones informadas y la generación de valor estratégico [9], [12].

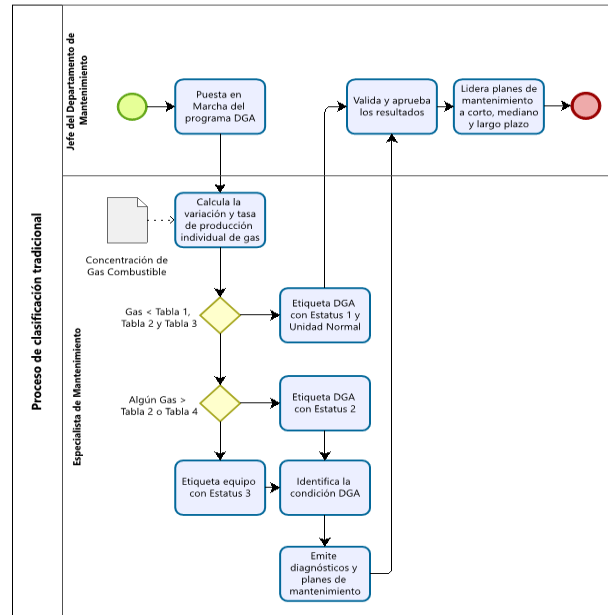


Figura 1: Proceso tradicional de clasificación DGA para transformadores eléctricos

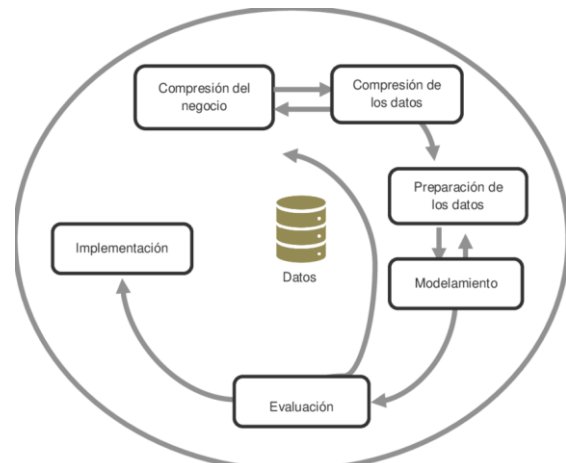


Figura 2: Fases de la metodología CRISP-DM

En el marco de CRISP-DM (ver Fig. 2), como se describe en [18], el ciclo de vida del proyecto abarca seis fases interrelacionadas que se siguen de manera secuencial. Las flechas representan las trayectorias más comunes entre estas etapas, indicando que el flujo del proyecto puede ser iterativo y permite movimientos flexibles entre las fases según sea requerido para el ajuste del análisis.

La aplicación de la metodología CRISP-DM al proceso tradicional de clasificación de la condición en transformadores eléctricos, permite un enfoque de gestión avanzada y estructurada al proceso DGA, favoreciendo así la toma de decisiones basadas en el análisis de los datos, lo que constituye en una oportunidad para el establecimiento de estrategias de mantenimiento a nivel gerencial a corto, mediano y largo plazo.



### 3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA CRISP-DM EN EL ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

La aplicación de la metodología CRISP-DM comprende 6 fases, las cuales se aplican en los siguientes numerales:

#### 3.1. Fase de comprensión del negocio

Para la explicación de esta fase, se utilizan los datos de la Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, debido a su valor estratégico para describir la situación actual y definir los objetivos de la minería de datos. En este contexto, en 2023, se identificó que la infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) en Ecuador estaba compuesta por 91 transformadores, distribuidos en 56 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles, con una capacidad de transformación máxima de 15 855,55 MVA; lo que representa un incremento del 81,86% respecto al 2014 [2].

Asimismo, durante el mismo período de análisis, la infraestructura de subtransmisión eléctrica de las empresas distribuidoras experimentó un crecimiento significativo, registrando 374 subestaciones con una capacidad combinada de transformación de 8 796,92 MVA, lo que representa un aumento del 53,46% en su capacidad máxima. las empresas generadoras y autogeneradoras también mostraron una importante evolución en cuanto a su capacidad de transformación de potencia. Las empresas generadoras reportaron un incremento del 73,87% en su capacidad máxima, mientras que las autogeneradoras experimentaron un aumento del 31,33%. Este crecimiento, que refleja una evolución histórica del sector energético ecuatoriano, resalta la relevancia e interés que tiene el estudio profundo del estado de las unidades de transformación existentes en el sector [2].

Otro indicador que refleja esta expansión de la capacidad de transformación en toda la cadena de valor del sistema eléctrico ecuatoriano es el nivel de inversión registrado entre 2009 y 2018 (ver Fig. 3). Esta asignación de recursos económicos contribuyó significativamente a la consecución de la soberanía energética ecuatoriana, permitiendo alcanzar una cobertura del servicio eléctrico del 97,05% para el 2018. No obstante, con estas cifras, resulta esencial evaluar el estado actual de esta infraestructura para determinar la efectividad y sostenibilidad a largo plazo de las estrategias de inversión implementadas, lo que permitirá evaluar la necesidad de ajustar dichas estrategias para lograr futuros objetivos en el ámbito energético [1].

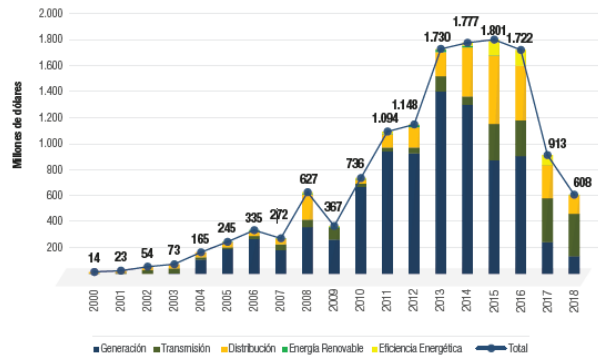


Figura 3: Inversión anual por etapa funcional en el sector eléctrico ecuatoriano

En este contexto, surge la necesidad de realizar una evaluación sistemática del estado de los transformadores instalados en el sistema eléctrico ecuatoriano, empleando técnicas DGA, como herramienta primaria de diagnóstico, con lo cual, se vislumbra una oportunidad significativa para el descubrimiento de conocimiento a partir de patrones y características relevantes. Este enfoque no solo facilita la selección precisa de una técnica de aprendizaje automático, sino que también enriquecerá el proceso de toma de decisiones con insights valiosos para la planificación estratégica y la gestión óptima de activos tanto para empresas públicas y privadas del sector eléctrico.

#### 3.2. Fase de entendimiento de los datos

La fase de entendimiento de los datos dentro del modelo CRISP-DM, esencial por su profundidad analítica, se orienta a generar un diagnóstico del estado actual de las unidades de transformación en el sistema eléctrico ecuatoriano. Este análisis toma como referencia 1 099 registros de cromatografía de gases de aceite dieléctrico obtenidas de una población de 153 individuos ubicados en las distintas regiones de Ecuador continental (costa, sierra y oriente), incorporando a este estudio características significativas como el tipo y nivel de cargabilidad registrada en los transformadores del sistema eléctrico ecuatoriano, así como, las estrategias y políticas de mantenimiento. Este enfoque permite una comprensión holística de los factores que influyen en su rendimiento y longevidad.

Este análisis empieza por identificar la distribución de la variable objetivo en términos porcentuales.

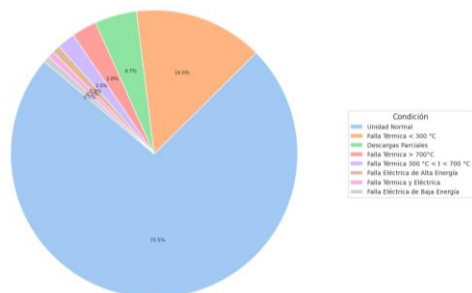


Figura 4: Condición operativa de la población de transformadores eléctricos bajo estudio

Este primer análisis revela que: el 73,50% de las unidades han sido clasificadas como Unidad Normal – UN, lo cual indica un funcionamiento correcto y valida la efectividad de las prácticas de operación y mantenimiento actuales. Sin embargo, existe un 26,50% de las muestras que presentan distintos grados de problemas operativos que requieren atención. Por otro lado, el patrón identificado en la Fig. 4, resalta un desequilibrio en la clase objetivo, el cual, requiere de tratamiento previo al proceso de entrenamiento de los modelos de clasificación automática.

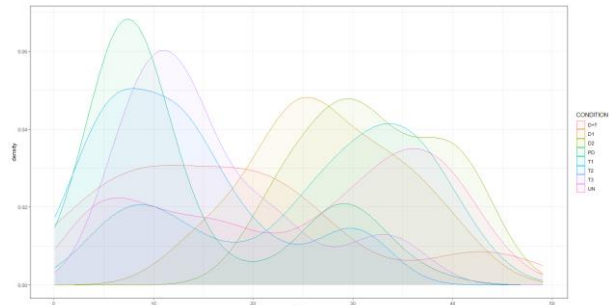
En la Tabla 2, se muestran los patrones, tendencias y características estadísticas principales de las variables de interés.

**Tabla 2: Resumen de los estadísticos principales**

Variable	Min	Max	Media	Mediana	Std	Skew	Kurtosis
AGE	0,079	49,079	23,89	27,02	13,11	-0,196	-1,37
O2/N2	0	0,488	0,133	0,115	0,103	0,890	0,64
H2	0	3 673	10,94	0	112,34	31,59	1 028,95
CH4	0	1 037	28,019	12	50,65	8,96	151,28
C2H6	0	592	42,740	6	90,19	3,19	11,01
C2H4	0	1 068	6,924	1	45	18,82	397,09
C2H2	0	200	0,343	0	6,19	30,81	987,51
CO	0	1 821	298,36	200	272,14	1,63	3,24
CO2	29	27 237	1 951,35	1 550	1 917,85	4,85	41
O2	0	45 533	5 424,09	2 939	5 905,71	2,07	6,31
N2	1 980	133 852	44 290,19	40 700	26 718,14	0,654	-0,100

El EDA (acrónimo de: Exploratory Data Analysis), revela una amplia dispersión en los valores mínimos y máximos que se ve reflejado en los rangos de las variables, lo cual señala la necesidad de aplicar técnicas de escalamiento. Asimismo, la variabilidad en las concentraciones de gases combustibles es consistente con el perfil operativo de transformadores eléctricos, donde una baja producción de gases es una característica de condiciones normales en su operación. La asimetría (sesgo) y la kurtosis (medida de colas pesadas) en la distribución de datos, apuntan a que, si bien los valores altos son indicadores de eventos de fallo, caracterizados por la liberación de energía y la gasificación activa, estos constituyen anomalías poco frecuentes en el comportamiento general de los equipos.

Al analizar la variable AGE, se observa una dispersión en las edades de los transformadores que varía desde aproximadamente un mes hasta casi 50 años. La media es superior a la mediana, lo cual indica una distribución con una tendencia hacia unidades más jóvenes, como se muestra en la Fig. 5.



**Figura 5: Análisis de densidades de la edad de los equipos**

La gráfica ilustra una distribución bimodal en las edades de los transformadores eléctricos, reflejando dos subconjuntos distintos dentro de la población bajo estudio. Este patrón bimodal corresponde a periodos específicos de adquisición y puesta en marcha de nuevos equipos, en coherencia con las etapas de inversión y modernización de la infraestructura eléctrica durante los años 2008 a 2023, identificada previamente en la fase de comprensión del negocio. La presencia de dos modas en la distribución indica la coexistencia de transformadores de mayor longevidad y los más recientemente incorporados al sistema eléctrico ecuatoriano.

Frente a este análisis, la primera moda coincide con una mayor incidencia de condiciones adversas, identificadas como PD, D+T, T2 y T3, en equipos más nuevos. Esta tendencia marca una potencial problemática en la esperanza de vida de unidades recién integradas, considerando que, la segunda moda observada en la Fig. 5, alberga la mayor concentración de transformadores eléctricos en estado de condición normal, lo cual subraya su robustez y confiabilidad técnica del equipamiento y tecnología utilizada hasta antes del año 2008.

Una explicación a esta situación es la incorporación de equipos en el sistema eléctrico ecuatoriano sin una evaluación técnica previa y rigurosa del desempeño histórico de las marcas o fabricantes, de conformidad con estándares nacionales e internacionales. A esta problemática se suma la experiencia limitada del personal encargado de las adquisiciones en la definición de especificaciones técnicas más detalladas y robustas, lo que contribuye a la selección de equipos con una aparente predisposición a obsolescencia programada. Este hallazgo, incide directamente en la expectativa de vida operativa de transformadores eléctricos, la cual se estima en 25 años, vista únicamente en términos de la despolimerización del papel aislante, producto de los efectos del pirólisis [19]. Este análisis conduce a una investigación de las relaciones entre las variables en estudio. Para este propósito se utilizó un mapa de calor para las variables predictoras, una técnica estadística esencial que proporciona una representación visual de las correlaciones de Pearson, facilitando la identificación de colinealidades.

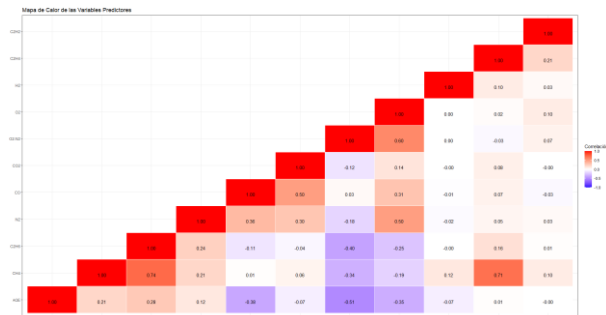


Figura 6: Análisis de correlación

La Fig. 6, muestra notables correlaciones entre metano ( $CH_4$ ) y etano ( $C_2H_6$ ), así como entre metano ( $CH_4$ ) y etileno ( $C_2H_4$ ). Estos vínculos entre gases son de particular interés, pues permiten identificar fallas térmicas T1 y T2 respectivamente. Si bien, desde la perspectiva de la ciencia de datos, la presencia de fuertes correlaciones recalca la necesidad de considerar la interdependencia entre variables al construir modelos analíticos, desde el campo de la ingeniería de mantenimiento, la presencia combinada de estos gases ha sido reconocida como un indicador esencial para la identificación y clasificación de anomalías térmicas en transformadores eléctricos [14] - [16].

La fase del entendimiento de los datos culmina con la aplicación de la técnica de Análisis de Componentes Principales (PCA), el cual confirma las correlaciones previamente identificadas entre metano y etano, así como entre metano y etileno. Por otro lado, contrariamente a las suposiciones empíricas más comunes sobre el diagnóstico de transformadores, este análisis revela una correlación menos pronunciada entre la producción de gases y la antigüedad del equipo. Esto implica que, si bien la edad del transformador juega un rol en la generación de gases con el tiempo, hay otros factores más influyentes, como son fallas del tipo eléctrico o térmico, que son factores clave en los procesos de gasificación.

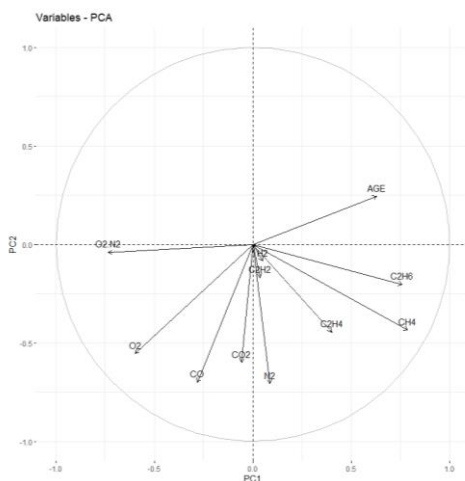


Figura 7: Análisis de correlación utilizando PCA

Finalmente, el gráfico PCA (Fig. 7) denota una marcada relación entre acetileno ( $C_2H_2$ ) y el nitrógeno ( $N_2$ ). Este vínculo inesperado es una observación que

requiere una exploración más detallada en investigaciones futuras para esclarecer su naturaleza y significado.

### 3.3. Fases de preparación de los datos y modelamiento analítico

Partiendo del conocimiento de los datos, la fase de preparación de datos consistió en la aplicación de un proceso ETL (acrónimo de: Extract, Transform, Load), cuyas fases se describen a continuación:

- a) Depuración de registros duplicados,
- b) Escalamiento de las variables predictoras,
- c) Identificación y manejo adecuado de valores atípicos (outliers),
- d) Transformación de variables categóricas y,
- e) Selección de las variables predictoras relevantes.

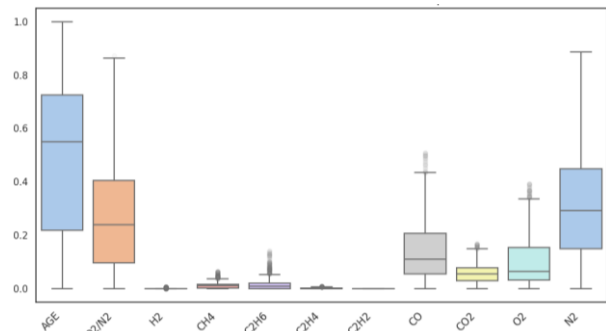


Figura 8: Inspección de los datos preparados para el modelamiento analítico

Este proceso implicó la reducción de 9 registros duplicados (0,82% de la totalidad de la información) y cuyo tratamiento de outliers permitió mejorar el sesgo como resultado de la reducción significativa de valores extremos, mejorando así la calidad de los datos para análisis posteriores (ver Fig.8). Para este tratamiento se aplicó un método por el cual los valores que excedían tres desviaciones estándar de la mediana fueron sustituidos por la propia mediana. Esta técnica se basa en el principio de que, en una distribución normal, se espera que el 99,7% de los datos se encuentre dentro de tres desviaciones estándar de la media, lo cual resultó ser un enfoque adecuado para este estudio. Además, la aplicación de este método se justificó por las siguientes razones:

- a) Los valores atípicos se determinaron como manifestaciones legítimas de variabilidad en las condiciones de los datos, y no como errores de muestreo.
- b) La mediana, por su resistencia a los valores extremos en comparación con la media, ofrece una medida más confiable del centro de la distribución de datos.



- c) Aunque inicialmente se empleó la técnica convencional basada en el rango intercuartílico (IQR) para identificar valores atípicos, este método no resultó ser el más apropiado para este estudio en particular, ya que redujo la precisión de los modelos analíticos.

Una vez preparados los datos, se definieron las características predictoras esenciales para el modelado analítico (ver Tabla 3).

**Tabla 3: Variables para el entrenamiento de modelos analíticos**

ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN DEL PREDICTOR
AGE	Edad del Equipo
$O_2/N_2$	Relación oxígeno – nitrógeno
$H_2$	Hidrógeno
$CH_4$	Metano
$C_2H_6$	Etano
$C_2H_4$	Etileno
$C_2H_2$	Acetileno
$CO_2$	Dióxido de Carbono
CONDITION_CODE	Clase Objetivo (Etiqueta)

Previo al proceso de modelado analítico, se adoptaron estrategias esenciales enfocadas en la precisión, equidad y generalización, cuya necesidad emerge a partir del proceso de entendimiento de los datos:

- Se seleccionaron algoritmos de clasificación supervisada especialmente dedicados por su tolerancia a los efectos del desbalance de clases y cualquier sesgo aún presente en la distribución de las variables predictoras.
- Se equilibró la clase de interés utilizando técnicas avanzadas de generación de datos sintéticos mediante la técnica Synthetic Minority Over-sampling Technique (SMOTE).
- Se dividieron los datos, destinando el 70% para entrenamiento y el 30% restante para evaluación, siendo esta una cantidad significativa para una validación precisa, previniendo así los efectos del overfitting.
- El afinamiento de los hiperparámetros se llevó a cabo a través de la aplicación de la técnica de búsqueda en cuadrícula (Grid Search), utilizando validación cruzada con cinco pliegues, lo que permitió, además de reducir el riesgo de sobreajuste, mejorar la generalización de los modelos al evaluar su rendimiento con distintas particiones de los datos.

### 3.4. Fase de evaluación de los modelos de clasificación

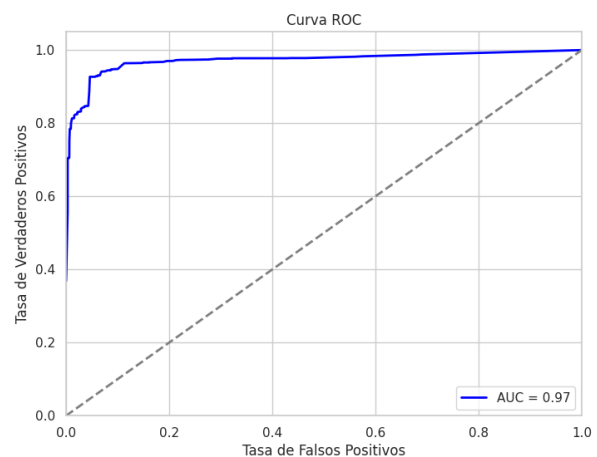
Esta sección está dedicada a la validación de los modelos de clasificación automática previamente entrenados. Para esta evaluación, se utilizó métricas de precisión (accuracy), sensibilidad (recall) y puntuación F1 (F1-Score) (ver Tabla 4).

**Tabla 4: Evaluación de los modelos de aprendizaje automático**

MODELO	ACCURACY	RECALL	F1-SCORE
Árbol de Decisión	81,34%	81,35%	82,19%
Bosques Aleatorios	91,13%	91,13%	91,12%
SVM	85,93%	85,93%	85,91%
KNN	71,87%	71,87%	77,07%

El modelo de clasificación entrenado a partir del algoritmo de bosques aleatorios obtuvo una precisión, sensibilidad y puntuación F1 superiores al 91%, lo que lo convierte en una propuesta sólida para la detección de fallas en los transformadores eléctricos dentro del contexto energético ecuatoriano.

Otra evidencia positiva en torno a los resultados obtenidos se muestra en la curva característica operativa del receptor (ROC) ilustrada en la Fig. 9. Con un área bajo la curva (AUC) de 0,97, se destaca la notable capacidad del modelo de bosques aleatorios para diferenciar entre las distintas categorías operativas de las muestras DGA de los transformadores eléctricos analizados en este estudio. Un AUC cercano a 1 indica que el modelo es altamente sensible, con una elevada probabilidad de detectar correctamente las clases. Al mismo tiempo, el modelo demuestra una alta especificidad, como lo evidencia una baja tasa de falsos positivos, validando las métricas obtenidas en la Tabla 5.



**Figura 9: Curva ROC y AUC del modelo Bosques Aleatorios**

Finalmente, en la Tabla 6 se presenta la matriz de confusión para el modelo de bosques aleatorios, destacándose por su competencia al identificar correctamente la condición operativa normal (UN) en 227 instancias; sin embargo, la precisión al clasificar ciertas condiciones de falla varía. Estas diferencias en la precisión de la identificación de categorías operativas de transformadores eléctricos pueden estar vinculadas a una representación insuficiente de datos en el conjunto de entrenamiento para las clases D+T, D1 y D2, más que a una deficiencia intrínseca del modelo. Sin embargo, a pesar de estos retos, el modelo ha probado su eficacia al reconocer estados operativos normales, lo que se refleja en el valor de AUC en la curva ROC, demostrando una excelente capacidad de discriminación general antes que específica.

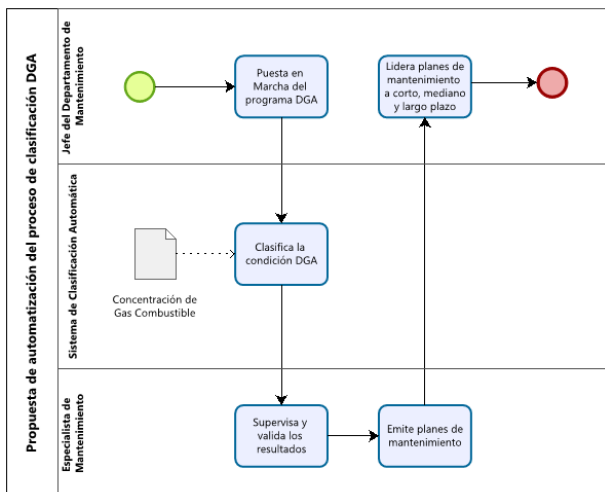


**Tabla 5: Matriz de confusión del modelo de bosques aleatorios**

	D+T	D1	D2	PD	T1	T2	T3	UN
D+T	1	0	0	0	0	1	0	0
D1	0	1	1	0	0	0	0	0
D2	0	0	1	0	0	0	0	1
PD	0	0	0	14	0	0	0	2
T1	0	0	0	0	43	0	0	8
T2	0	0	0	0	1	6	0	1
T3	0	0	0	0	1	0	5	0
UN	1	0	0	4	7	0	1	227

### 3.5. Implementación

La Fig. 10 presenta un proceso automatizado de clasificación DGA para transformadores eléctricos diseñado para mejorar y optimizar las actividades de mantenimiento. Este sistema ha demostrado ser capaz de reducir significativamente el tiempo necesario para el procedimiento de clasificación tradicional, alcanzando una eficiencia incrementada de hasta un 92% con el volumen de datos manejados en este estudio. La ventaja principal de esta metodología no reside solo en la celeridad del proceso, sino en evolución funcional del especialista de mantenimiento, quien se convierte en un supervisor de la clasificación DGA. Este cambio permite que los especialistas aprovechen el tiempo ahorrado en el desarrollo estrategias de mantenimiento más enfocadas y personalizadas para cada unidad de transformación eléctrica que requiera atención.



**Figura 10: Propuesta de automatización del proceso de clasificación DGA para transformadores eléctricos**

La comparación entre el proceso tradicional de clasificación DGA y la metodología automatizada

propuesta revela diferencias fundamentales en la operatividad y la asignación de responsabilidades. En el enfoque convencional, detallado en la Fig. 1, el proceso es más lineal y manual, requiriendo una serie de pasos que van desde el cálculo de la producción de gas hasta la emisión de un diagnóstico. Contrariamente, la Fig. 10 muestra un sistema automatizado que integra y procesa datos con mínima intervención humana, dejando al especialista de mantenimiento un papel de supervisión y análisis crítico. Esta optimización del flujo de trabajo facilita una asignación estratégica de recursos, donde los especialistas dedican sus esfuerzos al planeamiento de protocolos de mantenimiento y a la gestión del activo, en lugar de ocuparse de tareas de cálculo y clasificación que pueden ser ejecutadas por sistemas automatizados.

### 4. DISCUSIÓN Y RESULTADOS

La aplicación de la metodología CRISP-DM, no solo culminó en la generación de un modelo de clasificación para la detección de fallas en los transformadores eléctricos con una precisión, sensibilidad y puntuación F1 superiores al 91%, sino que también permitió obtener insights valiosos sobre la condición operativa de estos equipos. Se develó que, aunque el 73,5% de las muestras se encuentran en estado normal, un significativo 26,5% requiere atención. Estos datos son esenciales para comprender la salud global del parque de transformadores y orientar estrategias de inversión y programas de mantenimiento, con el objetivo de reducir los costos de energía adicional debido a contingencias que podrían provocar restricciones de carga o salidas no programadas de estos equipos.

Un hallazgo importante encontrado en las fases de comprensión del negocio y entendimiento de datos es la identificación de subpoblaciones en la variable de edad. Se descubrió que las unidades de transformación recientemente integradas a la infraestructura eléctrica ecuatoriana muestran una mayor incidencia de condiciones: PD, D+T, T2 y T3. La aparente predisposición de los equipos más nuevos hacia una obsolescencia prematura señala la necesidad de revisar las estrategias y políticas de adquisición para mitigar este riesgo, garantizando una mayor durabilidad y confiabilidad de los activos adquiridos.

El uso de PCA en la fase de entendimiento de los datos reveló una correlación inesperada entre el acetileno ( $C_2H_2$ ) y el nitrógeno ( $N_2$ ). Este vínculo sugiere la posibilidad de procesos subyacentes no convencionales o no completamente entendidos, que requieren una investigación más profunda. Comprender esta correlación desde la perspectiva química de las fallas en transformadores eléctricos podría aportar nuevas perspectivas en el diagnóstico y la comprensión de estos eventos, cambiando potencialmente el enfoque del mantenimiento y la evaluación de estos equipos.

Por otro lado, los resultados mostrados en la Tabla 5 indican que, mientras las referencias bibliográficas de



[5], [6], [20], tienden a favorecer el algoritmo SVM para tareas de automatización del diagnóstico de la condición de transformadores eléctricos basado en el análisis de gases disueltos en aceite; el modelo de bosques aleatorios muestra un mejor desempeño para la diversidad de datos recopilados en este estudio. Este modelo destaca por su eficacia en un enfoque basado en reglas y el paradigma de la sabiduría de las masas, frente a otras metodologías de aprendizaje supervisado, que no podrían ser generalizadas efectivamente dadas las características y condiciones operativas específicas del sector eléctrico ecuatoriano. El modelo entrenado con el algoritmo de bosques aleatorios no solo ofrece una mayor exactitud en la clasificación, sino que también demuestra un balance óptimo entre la precisión y la detección de clases positivas, un aspecto esencial en escenarios donde los errores de predicción pueden tener consecuencias críticas.

En contraste con los resultados obtenidos en [3], la implementación del modelo CRISP-DM, en conjunción con una muestra más amplia y diversa de datos DGA de transformadores eléctricos, ha permitido expandir los cuatro estados de diagnóstico a las siete categorías esenciales. Esta mejora en la metodología también ha reducido el sobreajuste y ha mejorado el rendimiento del modelo de clasificación automática, demostrando la importancia de un enfoque holístico en la ciencia de datos aplicada al diagnóstico de los transformadores eléctricos.

Como resultado final de este estudio, se propone la implementación de un proceso automatizado de clasificación DGA para transformadores eléctricos, facilitando la optimización de estrategias de mantenimiento y mejorando la confiabilidad del servicio público de energía eléctrica.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo presenta la aplicación de la metodología CRISP-DM al tradicional análisis de gases disueltos en transformadores eléctricos del sector eléctrico ecuatoriano. Esta metodología, que abarcó desde la comprensión del negocio hasta la implementación de un modelo de machine learning para automatizar la clasificación DGA, representa un avance significativo para el sector energético.

Desde la perspectiva de la ciencia de datos, los resultados obtenidos permitirán a los agentes públicos y privados en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica reformular políticas de mantenimiento, abordando problemáticas que van desde la mejora en la metodología de adquisición hasta el desarrollo y aplicación de estrategias innovadoras en los procesos de diagnóstico y planificación de tareas de mantenimiento.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables del Ecuador, “Plan Maestro de Electricidad”.
- [2] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Estadística Anual y Multianual 2023 DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO”, Quito.
- [3] A. Freire, J. Astudillo, C. Quinatoa, y F. Arias, “Interpretación de Gases Disueltos en Aceite Dieléctrico Mediante Bosques Aleatorios Para la Detección de Anomalías en Transformadores de Potencia”, *Revista Técnica “energía”*, vol. 19, no 2, pp. 90–98, ene. 2023, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.544.
- [4] W. H. Tang y Q. H. Wu, “Condition Monitoring and Assessment of Power Transformers Using Computational Intelligence”, *Power Systems*, vol. 58, 2011, doi: 10.1007/978-0-85729-052-6.
- [5] X. Z. Wang, M. Z. Lu, y J. B. Huo, “Fault diagnosis of power transformer based on large margin learning classifier”, en *Proceedings of the 2006 International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, 2006, pp. 2886–2891. doi: 10.1109/ICMLC.2006.259075.
- [6] T. Liu y Z. Wang, “Design of power transformer fault diagnosis model based on support vector machine”, en *2009 International Symposium on Intelligent Ubiquitous Computing and Education, IUCE 2009*, 2009, pp. 137–140. doi: 10.1109/IUCE.2009.59.
- [7] R. J. Fiallos, “Dissolved gas content forecasting in power transformers based on Least Square Support Vector Machine (LSSVM)”, *Latin American Journal of Computing*, vol. IV, no 3, pp. 55–60, 2017.
- [8] A. K. Oktavius, S. R. Manalu, Sasmoko, Y. Indrianti, y J. V. Moniaga, “Artificial Intelligence in Entrepreneurial Mindfulness Using CRISP-DM Method”, en *Proceedings of the 2022 IEEE 7th International Conference on Information Technology and Digital Applications, ICITDA 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/ICITDA55840.2022.9971384.
- [9] Institute of Electrical and Electronics Engineers. y Institute of Electrical and Electronics Engineers. Columbia Section., *Incorporation of both Pre-conceptual Schemas and Goal Diagrams in CRISP-DM*, 2011.
- [10] M. T. Hayat Suhendar y Y. Widayani, “Machine Learning Application Development Guidelines Using CRISP-DM and Scrum Concept”, en *Proceedings of 2023 IEEE International Conference on Data and Software Engineering, ICoDSE 2023*,



Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 168–173. doi: 10.1109/ICoDSE59534.2023.10291438.

- [11] S. Maataoui, G. Bencheikh, y G. Bencheikh, “Predictive Maintenance in the Industrial Sector: A CRISP-DM Approach for Developing Accurate Machine Failure Prediction Models”, en 2023 5th International Conference on Advances in Computational Tools for Engineering Applications, ACTEA 2023, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 223–227. doi: 10.1109/ACTEA58025.2023.10193983.
- [12] J. Salcedo y K. (Consultant) McCormick, IBM SPSS modeler essentials: effective techniques for building powerful data mining and predictive analytics solutions. Packt Publishing, 2017.
- [13] M. Duval, “Dissolved gas analysis: It can save your transformer”, IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 5, no 6, pp. 22–27, nov. 1989, doi: 10.1109/57.44605.
- [14] JWG D1/A2.47, “Advances in DGA interpretation”, CIGRE Technical Brochure 771, no July, p. 15, 2013, doi: 10.1002/bapi.201390039.
- [15] IEEE Std C57.104, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, 2019-06-13, vol. 2019. 2019.
- [16] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL y COMMISSION, “Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis”, IEC 60599, vol. 4, 2022.
- [17] C. W. G. D1.01/A2.11, “Recent developments on the interpretation of dissolved gas analysis in transformers”, CIGRE Brochure 296, vol. 296, no June, pp. 1–33, 2006.
- [18] IBM, “IBM SPSS Modeler CRISP-DM Guide”. [En línea]. Disponible en: <https://www.ibm.com/docs/en/spss-modeler/18.0.0?topic=spss-modeler-crisp-dm-guide>
- [19] T. Committee of the IEEE Power y E. Society, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators Sponsored by the Transformers Committee”, 2012.
- [20] L. V. Ganyun, C. Haozhong, Z. Haibao, y D. Lixin, “Fault diagnosis of power transformer based on multi-layer SVM classifier”, Electric Power Systems Research, vol. 74, no 1, pp. 1–7, abr. 2005, doi: 10.1016/J.EPSR.2004.07.008.



**Carlos Augusto Molina.** - Nació en Quito en 1986. En 2024 recibió su título de Magister en Ciencias de la Información con mención en Data Science por la Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Desde 2004 cuenta con experiencia en diagnóstico y mantenimiento de equipamiento de alto voltaje. Su campo de investigación está orientado al análisis de datos aplicado al mantenimiento centrado en la confiabilidad.



**Félix Vladimir Bonilla.** - Nació en Quito en 1978. En 2018 recibió su título de PhD en Ciencias en la Universidad Federal del Sur de Rusia. Se desempeñó como decano de la Escuela de Ciencias de la Tierra, Energía y Ambiente de la Universidad de Investigación de Tecnología Yachay. Actualmente es profesor de la Escuela de Mecatrónica de la UIDE y del programa de Maestría en Ciencias de la Información de la PUCE. Su campo de investigación es la aplicación del aprendizaje automático y aprendizaje profundo en el análisis de señales.

# System Frequency Response Models for the Ecuadorian Interconnected Power System

## Modelos de Respuesta de la Frecuencia para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano

K.V. Paganquiza<sup>1</sup>  0009-0007-1308-1099 N.V. Granda<sup>2</sup>  0000-0002-0215-4527

<sup>1</sup>Operador Nacional de Electricidad, Quito, Ecuador  
E-mail: [kpaganquiza@cenace.gob.ec](mailto:kpaganquiza@cenace.gob.ec)

<sup>2</sup>Escuela Politécnica Nacional, Departamento de Energía Eléctrica, Quito, Ecuador  
E-mail: [nelson.granda@epn.edu.ec](mailto:nelson.granda@epn.edu.ec)

### Abstract

This paper presents a methodology, based on frequency response models, to estimate the minimum or maximum value -nadir- that the frequency reaches when a generation - load unbalance occurs in the power system. To this end, the 1st order reduced equivalent model of the generator's power-frequency control system is determined using the "Parameter Estimator" of Matlab/Simulink. Then, a set of equations coming from the reduced equivalent model is established to estimate the value of the maximum transient frequency deviation and its occurrence time. To illustrate the application of the proposed methodology, the IEEE New England test system has been chosen. Once this is done, the proposed methodology is applied to the Ecuadorian Interconnected Power System. The results of time domain simulations using the PowerFactory software are presented and compared with the results calculated using the developed reduced and analytical models. It is concluded that the proposed methodology estimates with high accuracy the maximum transient frequency deviation and its time of occurrence.

### Resumen

En el presente trabajo se presenta una metodología, basada en modelos de repuesta de la frecuencia, para estimar el valor mínimo o máximo -nadir- que alcanza la frecuencia cuando en el sistema eléctrico de potencia se presenta un desbalance generación – carga. Con este fin, se determina el modelo reducido de 1er orden del sistema de control potencia – frecuencia del generador usando el “Estimador de Parámetros” de Matlab/Simulink. Luego, se establecen ecuaciones que provienen del modelo equivalente reducido para estimar el valor de la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia. Para ilustrar la aplicación de la metodología presentada se ha elegido el sistema de prueba IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Hecho esto, la metodología propuesta se aplica al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano. Se presentan resultados de simulaciones en el dominio del tiempo usando el programa PowerFactory, mismos que son comparados con los resultados calculados mediante el modelo equivalente reducido y el modelo analítico. Se concluye que la metodología propuesta estima con alta precisión la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia.

**Index terms**— frequency, system frequency response models, parameter estimation, dynamic frequency behavior

**Palabras clave**— frecuencia, modelos de respuesta de la frecuencia, estimación de parámetros, comportamiento dinámico de la frecuencia.

Recibido: 24-04-2024, Aprobado tras revisión: 13-06-2024

Forma sugerida de citación: Paganquiza, K.; Granda, N. (2024). “Modelos de Respuesta de la Frecuencia para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano”. Revista Técnica “energía”. No. 21, Issue I, Pp. 22-33

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.637>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

La frecuencia es una variable fundamental del Sistema Eléctrico de Potencia (*SEP*) que refleja el estado del balance generación – carga. Cuando ocurre una falla que ocasiona la pérdida de generación o carga, pueden ocurrir grandes variaciones de frecuencia que deben ser controladas mediante la acción de los reguladores de velocidad asociados a los generadores y/o esquemas de alivio de carga. Si estas acciones de control no son suficientes para evitar la caída abrupta de la frecuencia, el SEP puede separarse en islas de forma incontrolada o llegar al colapso [1]. Estos problemas de estabilidad de frecuencia pueden desarrollarse en el marco de tiempo de segundos o fracciones de segundo (fenómenos de corto plazo) o pueden involucrar tiempos del orden de las decenas de segundo y hasta varios minutos (fenómenos de largo plazo) [2].

Parámetros importantes en la dinámica de la frecuencia, luego de un desbalance generación – carga, son: la frecuencia mínima (nadir) y el tiempo que demora el SEP en alcanzar dicha frecuencia. Los valores que alcanzan estas variables están relacionados con el tamaño del disturbio (MW perdidos de generación o carga) y las características dinámicas de los generadores y la carga, principalmente [3]. Usualmente, el nadir de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia se determinan mediante simulaciones en el dominio del tiempo realizadas fuera de línea que, dependiendo del tamaño del SEP, pueden ser costosas desde el punto de vista computacional, con altos tiempos de ejecución.

En la operación en tiempo real, en caso de grandes desbalances generación – carga, el operador humano del SEP no tiene tiempo para realizar acciones de control manual, siendo los esquemas de protección por sobre/baja frecuencia los que actúan de forma automática. Normalmente, estos esquemas de protección tienen una parametrización única basada en valores de frecuencia mínima y tiempos de actuación definidos mediante estudios eléctricos fuera de línea [4].

El sistema de control  $p - f$  de los generadores es el encargado de mantener la frecuencia dentro de límites establecidos, ajustando automáticamente la potencia generada. Este sistema de control garantiza la estabilidad y la correcta operación del SEP en tiempo real [5], y su estudio ha ganado importancia con el crecimiento de los sistemas interconectados y la inclusión de las energías renovables no convencionales.

El comportamiento del sistema de control  $p - f$ , en la mayoría de los casos, se estudia mediante modelos de Respuesta de la Frecuencia del SEP (*SFR*), que se construyen integrando los dispositivos que realizan el control  $p - f$  de cada unidad de generación. En [6] se propone, por primera vez, usar modelos SFR reducidos para representar generadores térmicos y estudiar el comportamiento dinámico de la frecuencia; esta propuesta es, posteriormente, mejorada en [7] donde,

usando modelos SFR reducidos de 1er orden, se propone un conjunto sencillo de ecuaciones para calcular directamente el nadir de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia. Debido a la relevancia de los modelos SFR para el análisis de la estabilidad de frecuencia, se ha continuado con el desarrollo de modelos más completos que incluyen el efecto del Control Automático de Generación (AGC) [3], los Esquemas de Alivio de Carga (EAC) [4], modelación de parques eólicos [8] y centrales fotovoltaicas [9], e inclusive modelos SFR de los motores de inducción [10]. Es así que en [11] se propone un modelo SFR genérico de orden superior aplicable a diferentes tecnologías de generación y propone un procedimiento para estimar los parámetros del modelo, mientras que [12] propone estimar la respuesta del sistema usando una expresión analítica para aproximar la respuesta de los reguladores de velocidad de cada generador.

Conocida la relevancia de los modelos SFR, en el presente trabajo la metodología propuesta en [1] y [7] se aplica al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano para calcular el nadir de frecuencia y su tiempo de ocurrencia luego de un desbalance generación – carga. En este sentido, los modelos presentados en el trabajo se pueden emplear para: i) Parametrizar las protecciones por sobre y baja frecuencia, ii) Diseñar esquemas inteligentes de alivio de carga, iii) Realizar la sintonización del sistema de regulación de velocidad de generadores, etc. Los resultados del artículo contribuyen al desarrollo de las redes inteligentes, que pretenden que el SEP sea capaz de “autocurarse”, realizando acciones de control óptimas frente a cada disturbio que se presente en el sistema [13].

El artículo se estructura de la siguiente manera: en la Sección 2 se presentan los modelos SFR y una descripción de la metodología aplicada. Posteriormente, en la Sección 3 se aplica la metodología a un sistema de prueba académico, así como al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, donde se incluye un análisis para su aplicación en tiempo real. Se incluye también un análisis de sensibilidad relacionado con la cantidad de unidades de generación modeladas y su efecto en el valor estimado de la máxima desviación transitoria de la frecuencia. Finalmente, en la Sección 4, se resumen las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo.

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Modelos SFR

El modelo SFR permite calcular la respuesta dinámica de la frecuencia cuando ocurre un desequilibrio generación – carga y, usualmente, está compuesto por: turbina, regulador de velocidad, generador sincrónico y carga, tal como se muestra en la Fig. 1, donde el modelo regulador de velocidad – turbina debe ser reemplazado por el modelo que representa la tecnología particular de cada unidad de generación, por ejemplo: TGOV1, GAST y HYGOV, que representan a turbinas de vapor, gas e hidráulicas, respectivamente.



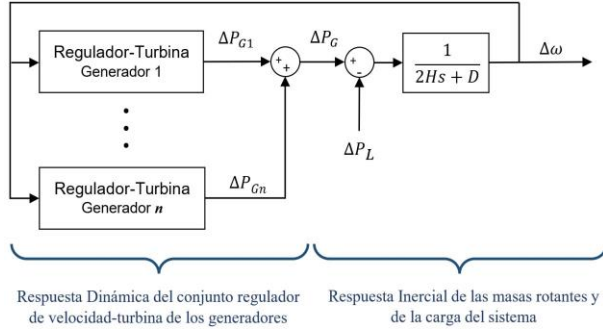


Figura 1: Modelo de Respuesta de la Frecuencia (SFR) del SEP

Para representar al conjunto regulador de velocidad – turbina se propuso en [6] un modelo reducido de 1er orden que, al incluirlo dentro del modelo SFR, se obtiene la respuesta promedio, colectiva y coherente de todos los generadores. Este modelo presenta una variedad de aplicaciones [14], [15], sin embargo, asume que los generadores que conforman el sistema son del tipo turbina de vapor. Por otra parte, en [7] se presenta un modelo reducido de 1er orden que admite una variedad de tecnologías para los reguladores de velocidad y turbinas. El modelo SFR equivalente para  $N$  generadores, se muestra la Fig. 2.

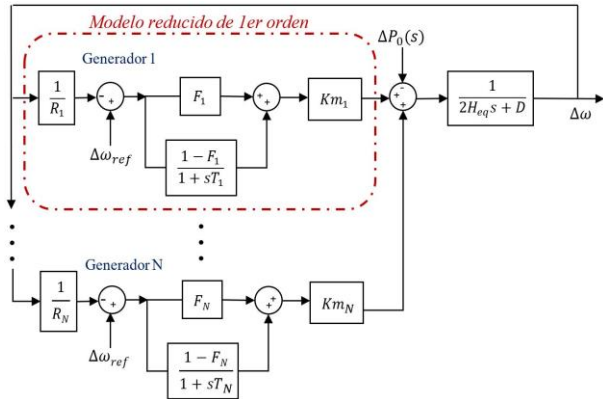


Figura 2: Modelo Equivalente de 1er Orden

Considerando el modelo mostrado en la Fig. 2, la respuesta dinámica de la frecuencia  $\Delta\omega(s)$ , frente a un desbalance generación – carga, en el dominio de Laplace está definida por [7]:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_0(s)} = \frac{-f_1(s)}{f_2(s)}$$

$$f_1(s) = \prod_{i=1}^N (1 + sT_i)$$

$$f_2(s) = (2sH_{eq} + D) \cdot \prod_{i=1}^N (1 + sT_i) + \sum_{j=1}^N \left[ \frac{Km_i}{R_j} (1 + F_j T_j s) \cdot \prod_{i \neq j}^N (1 + sT_i) \right] \quad (1)$$

Donde,  $Km_i$ ,  $F_i$ ,  $T_i$  y  $R_i$  son los parámetros del modelo reducido de 1er orden del  $i$ -ésimo generador, determinados según el procedimiento descrito en la Sección 2.2, mientras que,  $H_{eq}$  es la inercia equivalente del sistema y  $D$  representa el amortiguamiento de la carga.

La inercia equivalente del sistema se calcula como la sumatoria del producto de la inercia  $H_i$  por la potencia nominal  $S_i$  de cada generador, dividida para la potencia base del sistema  $S_{sys}$ , según la siguiente ecuación:

$$H_{eq} = \left( \sum_{i=1}^N H_i \cdot S_i \right) / (S_{sys}) \quad (2)$$

El desbalance generación – carga, representado por  $\Delta P_0(s)$ , matemáticamente se modela mediante una función escalón unitario, que en el dominio de Laplace resulta  $\Delta P_0(s) = \Delta P_0/s$ . Resolviendo la ecuación (1), la respuesta dinámica de la frecuencia en el dominio de Laplace y en el dominio del tiempo, está dada por:

$$\Delta\omega(s) = \Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} \frac{A_i}{p_i} \cdot \left( \frac{1}{s} - \frac{1}{s - p_i} \right) \quad (3)$$

$$\Delta\omega(t) = \Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} \frac{A_i}{p_i} \cdot (1 - e^{p_i t}) \cdot U(t) \quad (4)$$

Donde,  $A_i$  son los residuos reales o complejos y  $p_i$  son los polos reales o pares complejos conjugados de (1) [7].

## 2.2 Determinación de los Parámetros del Modelo Reducido de Primer Orden

Durante un determinado período de tiempo, la respuesta dinámica del modelo reducido de 1er orden es muy similar a la respuesta del modelo completo del conjunto regulador de velocidad-turbina, independiente de la configuración de este. La Fig. 3 muestra el modelo reducido de 1er orden usado en la etapa de determinación de parámetros del modelo.

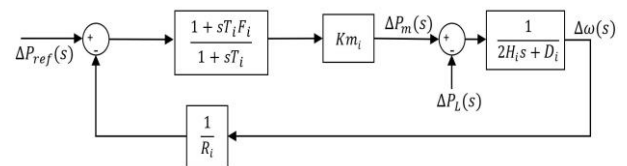


Figura 3: Modelo Reducido de 1er Orden

La función de transferencia del modelo reducido de 1er orden, ecuación (5), relaciona la velocidad del generador – salida del modelo  $\Delta\omega(s)$  – con la variación de potencia debido a un desbalance –  $\Delta P_L(s)$  –, representada mediante un escalón unitario [1].





$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{g_1(s)}{g_2(s)}$$

$$\begin{aligned} g_1(s) &= sT_i + 1 \\ g_2(s) &= 2H_i \cdot T_i \cdot s^2 + \\ &+ \left[ \left( \frac{Km_i}{R_i} \cdot F_i + D_i \right) \cdot T_i + 2H_i \right] s + \\ &+ \left( \frac{Km_i}{R_i} + D_i \right) \end{aligned} \quad (5)$$

En el presente trabajo, la respuesta del modelo completo del generador, que incluye el modelo particular del conjunto regulador de velocidad-turbina, se obtiene mediante PowerFactory; mientras que la respuesta del modelo reducido de 1er orden se obtiene mediante Matlab. Empleando el Estimador de Parámetros de Simulink-Matlab [16], se logra que la respuesta del modelo reducido de 1er orden se ajuste a la respuesta del modelo completo (Curva  $\omega$  vs  $t$ ). Lo anterior se ilustra en la Fig. 4.

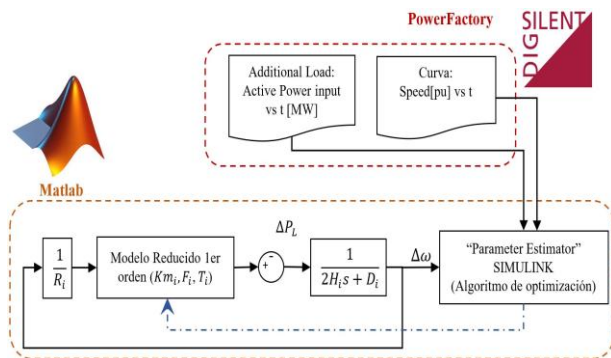


Figura 4: Determinación de Parámetros del Modelo Reducido de 1er Orden

El ajuste se realiza considerando una ventana de tiempo que inicia cuando ocurre el desbalance generación – carga y finaliza cuando se alcanza el nadir de la frecuencia, este tiempo se obtiene de simulaciones previas en las que se estudia el comportamiento dinámico de la frecuencia. Los resultados que se obtengan del modelo equivalente de 1er orden solo serán válidos durante el periodo de tiempo de ajuste definido previamente [17].

### 2.3 Cálculo de la Máxima Variación Transitoria de la Frecuencia

Para determinar el instante de tiempo  $t_{min}$  en el cual ocurre la máxima desviación transitoria de la frecuencia  $\Delta f_{min}$ , se debe resolver la ecuación (6), que resulta de derivar e igual a cero la ecuación (4).

$$\mathbf{0} = -\Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} A_i e^{p_i t_{min}} \cdot \mathbf{U}(t) \quad (6)$$

Debe considerarse que (6) presenta un mínimo si la trayectoria de la frecuencia es sinusoidal amortiguada, es

decir que (3) tiene, al menos, un par de polos complejos conjugados. Una vez determinado  $t_{min}$ , su valor se sustituye en (4) y se calcula  $\Delta\omega_{min}(t_{min})$ . Este valor multiplicado por la frecuencia nominal del sistema permite obtener la máxima desviación transitoria de la frecuencia  $\Delta f_{min}(t_{min})$ .

### 2.4 Proceso para Aplicación de la Metodología

En la Fig. 5 se presenta el diagrama de flujo de la metodología, donde se indican de forma secuencial los pasos a seguir para su aplicación a un sistema eléctrico de potencia.

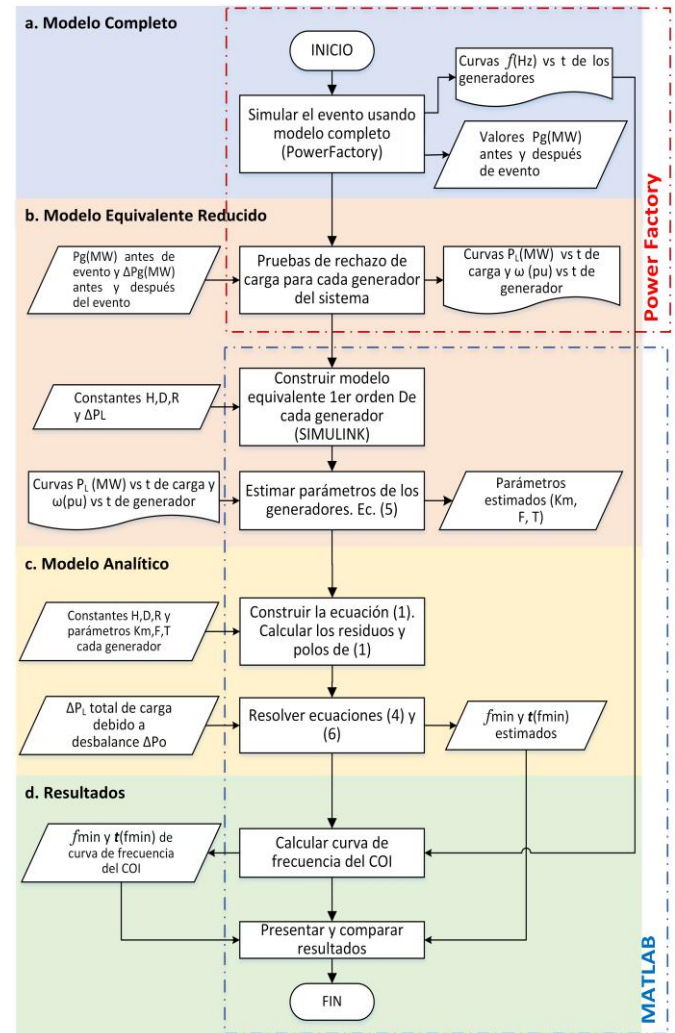


Figura 5: Diagrama de Flujo de la Metodología

## 3. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Con el propósito de presentar de forma didáctica la metodología, en primera instancia se aplica al sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Posteriormente, se aplica al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI) considerando los escenarios hidrológicos lluvioso y seco, que presentan distintos patrones en el despacho de las unidades de generación.

### 3.1 Sistema IEEE New England

#### 3.1.1 Respuesta del Modelo Completo

El sistema se modela en PowerFactory, donde los parámetros de cada generador se ingresan considerando como potencia base la potencia activa nominal de cada generador. El modelo incluye reguladores de voltaje (IEEET1) y de velocidad (TGOV1 para centrales térmicas y HYGOV para centrales hidráulicas). Se simula un aumento de carga del 10% de la potencia activa total, a los 0 s. El comportamiento de la frecuencia y potencia activa generada se presenta a continuación:

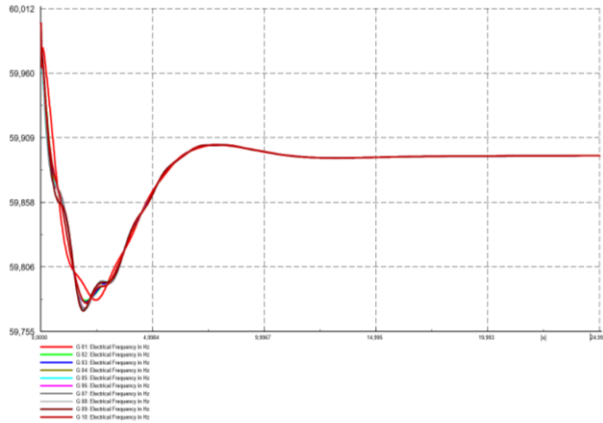


Figura 6: Evolución de la Frecuencia. Sistema IEEE New England

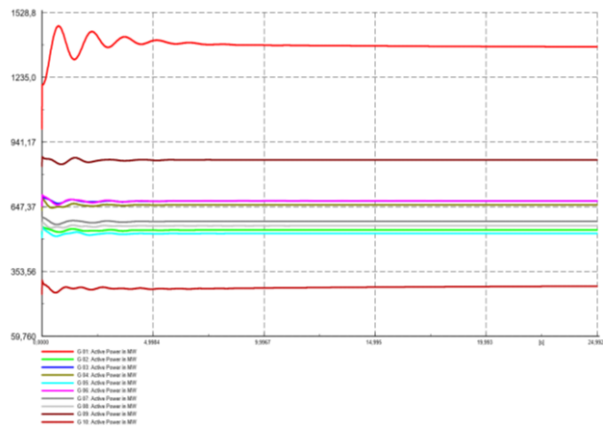


Figura 7: Potencia Activa Generada. Sistema IEEE New England

En la Fig. 6 se aprecia la caída de la frecuencia en todas las barras del sistema debido al aumento de la carga, mientras que la Fig. 7 ilustra el aumento de potencia activa generada producto de la actuación del sistema de control  $p - f$  de los generadores. En ambas figuras se observa que la frecuencia y la potencia activa generada se estabilizan luego de aproximadamente 20 s de ocurrido el evento. Para determinar la variación de potencia activa generada por cada unidad debido al desbalance  $\Delta P_L(s)$ , se registran los valores previos al evento, y, a los 20 s. Mediante una función escalón unitario se aproxima el comportamiento de la potencia activa generada por cada generador, de tal modo que se pueda usar en las siguientes etapas de la metodología.

Tabla 1: Variación de la Potencia Activa Generada. Sistema IEEE New England

Generador	Potencia Inicial	Potencia Final	Diferencia
G 01	1000	1374,86	374,86
G 02	520,8	541,76	20,95
G 03	650	673,94	23,94
G 04	632	655,96	23,95
G 05	508	525,96	17,96
G 06	650	673,95	23,95
G 07	560	580,95	20,95
G 08	540	560,96	20,96
G 09	830	859,93	29,93
G 10	250	284,90	34,90
<b>Total</b>	<b>6140,8</b>	<b>6733,17</b>	<b>592,4</b>

#### 3.1.2 Modelo Equivalente Reducido

Se simulan pruebas de rechazo de carga con el propósito de obtener las curvas velocidad (p.u.) vs tiempo de cada generador, operando de forma aislada. Dicha prueba se realiza con la función “Step Response Test” de PowerFactory; la carga base corresponde a la potencia activa generada antes del evento, y el valor de carga adicional  $\Delta P_L$  se obtiene de la diferencia entre el valor de potencia activa generada a los 20 s y el valor de potencia activa generada previo al disturbio. Esta diferencia de potencia será el módulo de la función escalón unitario que ingresa al modelo equivalente reducido del generador (Ver Tabla 1).

Como resultado de la prueba de rechazo de carga se obtienen las curvas (escalón unitario) de potencia activa de carga (MW) vs tiempo, y, de velocidad (p.u.) vs tiempo de los generadores. A continuación, se presentan las curvas obtenidas de las pruebas de rechazo de carga del generador G01

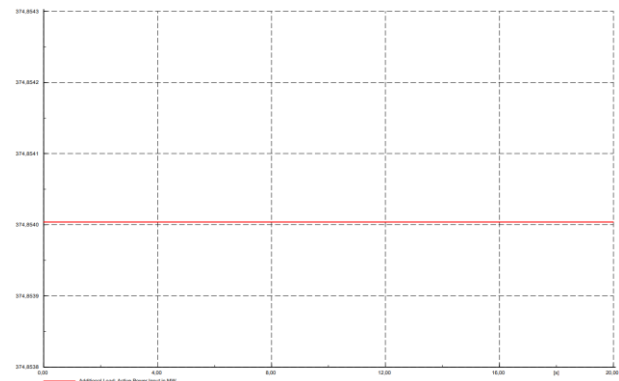


Figura 8: Prueba Rechazo de Carga. Potencia Activa Carga



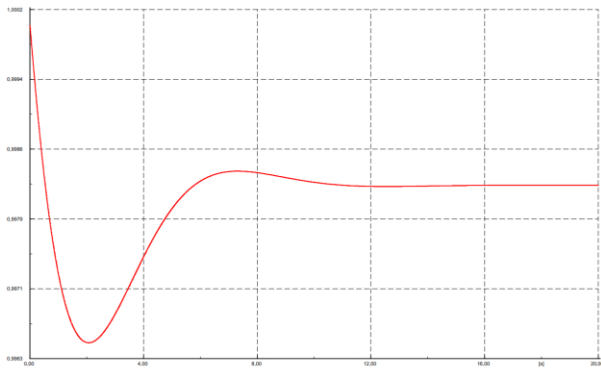


Figura 9: Prueba Rechazo de Carga. Velocidad del Generador

Las curvas son exportadas al “Estimador de Parámetros” de Simulink-Matlab con el fin de obtener los parámetros del modelo reducido de 1er orden. La implementación en Simulink se muestra en la Fig. 10, donde como entrada se tiene la curva  $\Delta P_L(pu) vs t$ , obtenida de PowerFactory y corresponde a la carga adicional, expresada en p.u considerando como potencia base la potencia activa nominal del generador; como salida se tiene la curva  $\Delta\omega(pu) vs t$ , también obtenida de PowerFactory.

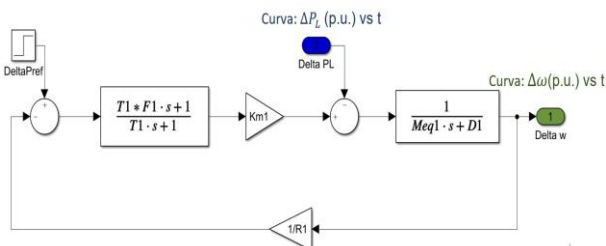


Figura 10: Modelo Reducido de 1er Orden. Gen 01

En el modelo reducido de 1er orden se ingresan las constantes del generador ( $H_i$ ), ( $D_i$ ) y el estatismo permanente del regulador de velocidad ( $R_i$ ), que se asumen conocidas.  $\Delta P_{ref}$  es una función escalón unitario que, para el presente estudio, se considera constante e igual a cero, ya que el modelo no considera la Regulación Secundaria de frecuencia (*RSF*) y  $M_{eq}$  es el momento de inercia del generador.

Aplicado el “Estimador de Parámetros” se obtienen los parámetros del modelo reducido de 1er orden de los generadores del sistema, mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2: Parámetros del Modelo Reducido de 1er Orden. Sistema IEEE New England

Generador	$Km$	$T$	$F$
G 01	0,8092	2,1966	0,2920
G 02	0,8055	1,9717	0,3587
G 03	0,7987	2,9228	0,2389
G 04	0,777	2,7446	0,2424
G 05	0,6942	2,5356	0,2916
G 06	0,8130	3,0465	0,2380
G 07	0,7216	2,3162	0,2493
G 08	0,7088	2,2398	0,2544
G 09	0,6528	1,839	0,2622
G 10	0,5009	0,5098	-0,4501

### 3.1.3 Modelo Analítico

En primera instancia, es necesario definir la potencia base del sistema, para proceder a expresar los valores de  $H_{eq}$ ,  $D_{eq}$  y  $R_i$  en esta nueva base. Estas constantes, aplicando el cambio de base, se determinan mediante:

$$H_{eq} = \sum_i H_i \cdot \frac{P_{nom i}}{P_{sys}} \quad (7)$$

$$R_i = R_i \cdot \frac{P_{sys}}{P_{nom i}} \quad (8)$$

$$D_{eq} = \sum_i D_i \cdot \frac{P_{nom i}}{P_{sys}} \quad (9)$$

Donde:

$P_{nom i}$  Potencia activa nominal del generador  $i$  [MW]

$P_{sys}$  Potencia activa base del sistema [MW]

Se eligió la potencia base del sistema  $P_{sys} = 100$  MVA, mientras que la variación total de potencia provocada por el desbalance  $\Delta P_0$  (pu sobre la base del sistema) se calcula como:

$$\Delta P_0 = \sum_i \Delta P_{L-i} \quad (10)$$

El modelo SFR del sistema IEEE New England, empleado un modelo equivalente reducido de 1er orden para representar el control p – f de los generadores, queda representado como se muestra en la Fig. 11.

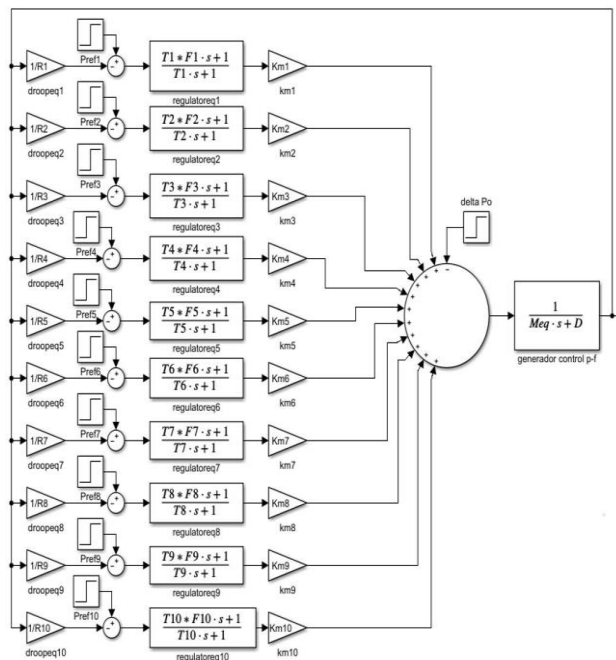


Figura 11: Modelo SFR reducido. Sistema IEEE New England

Para encontrar los polos y residuos de la ecuación (1), es necesario reemplazar las constantes calculadas y los parámetros de cada generador. Los residuos y polos

calculados se substituyen en (6), así como la variación total de potencia provocada por el desbalance  $\Delta P_0$ , y se procede a calcular el instante en el que sucede la máxima desviación de frecuencia. El resultado obtenido para el sistema IEEE New England es  $t = 2,1357$  s. Finalmente, el valor de  $t$  se reemplaza en (4) y se obtiene  $\Delta\omega_{max}$  en p.u, que corresponde a  $\Delta f_{min} = -0,332$  Hz, es decir, el nadir de la frecuencia es  $f_{min} = 59,776$  Hz.

### 3.1.4 Comparación con Modelo Completo

Para propósito de comparación se calcula la frecuencia del Centro de Inercia (COI) del sistema usando la velocidad de los generadores, obtenida de la simulación en PowerFactory del modelo completo. Se determina que la frecuencia mínima alcanzada es 59,776 Hz, y que ocurre a los 2,1917 s.

En la Fig. 12 se presentan: i) La frecuencia del COI (Modelo Completo), ii) La frecuencia obtenida del modelo equivalente reducido, y iii) El valor de la máxima variación transitoria de la frecuencia y tiempo de ocurrencia calculadas mediante el modelo analítico.

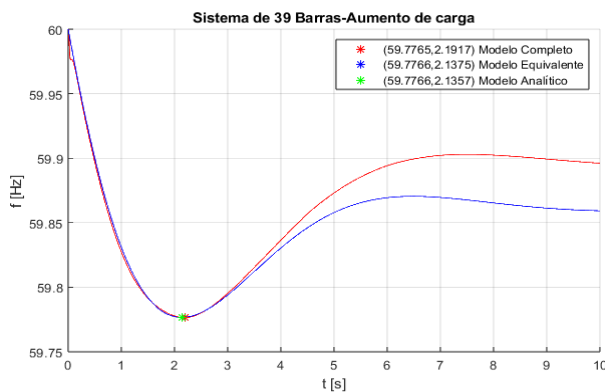


Figura 12: Comparación de Resultados de Modelos Completo, Equivalente y Analítico

En la Tabla 3 se aprecia que el resultado, en cuanto a frecuencia, del modelo analítico es igual al obtenido mediante el modelo completo. Mientras que, el instante de tiempo en el que ocurre la máxima variación transitoria de la frecuencia, presenta una ligera diferencia, es decir un error relativo del 2,55%.

Tabla 3: Frecuencia Mínima y Tiempo de Ocurrencia

Variable	Completo	Analítico	%Error Relativo
$f_{min}$ [Hz]	59,7765	59,7766	0,0
$t(f_{min})$ [s]	2,1917	2,1357	2,55

## 3.2 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI)

Se consideran dos casos de estudio: i) Demanda máxima en estación hidrológica lluviosa, con predominio de generación hidráulica, y, ii) Demanda máxima en estación seca, donde la generación térmica aumenta. Para el escenario lluvioso se considera el despacho de

generación del día 13 de marzo del 2019 a las 19:30, mientras que para el escenario seco se considera el despacho de generación del día 24 de octubre del 2018, a las 19:30. El modelo eléctrico de la red y los modelos dinámicos de los generadores son proporcionados por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE). El sistema colombiano, para el escenario seco, está representado por un generador equivalente [18], y para el escenario lluvioso se representa como una carga equivalente. El modelo completo resultante se simula empleando PowerFactory.

### 3.2.1 Selección de Unidades de Generación

Los casos de estudio contienen: 110 unidades de generación activas en el escenario lluvioso, y, 117 unidades de generación activas en el escenario seco, lo que significa estructurar un modelo equivalente reducido complejo, de gran tamaño y, posiblemente, de alto tiempo de cálculo. Por estas razones, resulta conveniente elegir un conjunto reducido de generadores que representen el comportamiento del sistema.

Debido a que el modelo no incluye la Regulación Secundaria de Frecuencia, se considera que  $\Delta P_{ref} = 0$ , por tanto, considera solamente la respuesta inercial y la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) frente a un desbalance generación – carga. Para seleccionar los generadores que deben incluirse en el modelo se emplea la información del aporte promedio a la RPF de cada generador obtenida de [19], donde se indica que el número de unidades que participan en RPF es setenta. Se determina el aporte promedio acumulado a la RPF, calculado como la suma de la potencia promedio que aporta cada generador que participa en la RPF, y que se presentada en la Fig. 13.

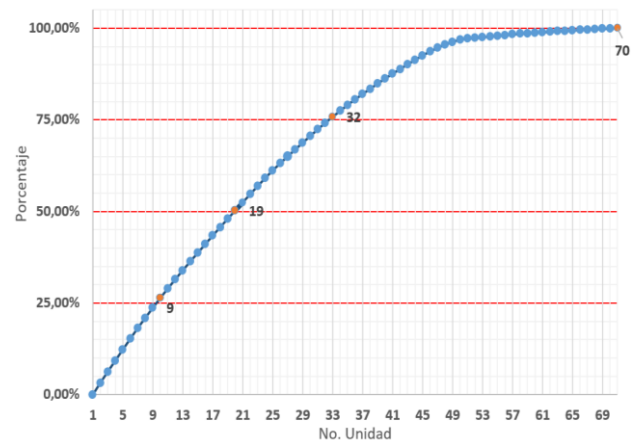


Figura 13: Aporte Promedio Acumulado a RPF. Generadores SNI

Se observa que, aproximadamente, el 75% de aporte promedio a la RPF corresponde los 32 primeros generadores que más aportan a la RPF. En los últimos deciles se observa que el aporte de los generadores es muy bajo, y podría no ser necesario incluir dichos generadores en el modelo equivalente reducido.





Mediante un análisis de sensibilidad se determina que, al incluir en el modelo equivalente reducido los generadores que corresponden al 75% de aporte promedio acumulado a la RPF, se obtiene el menor error relativo en la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia, considerando como referencia el modelo completo simulado en PowerFactory. En la Tabla 4 se listan los generadores considerados, así como sus características técnicas estatismo e inercia, relevantes para el estudio.

**Tabla 4: Generadores Modelados en Aplicación de Metodología al SNI**

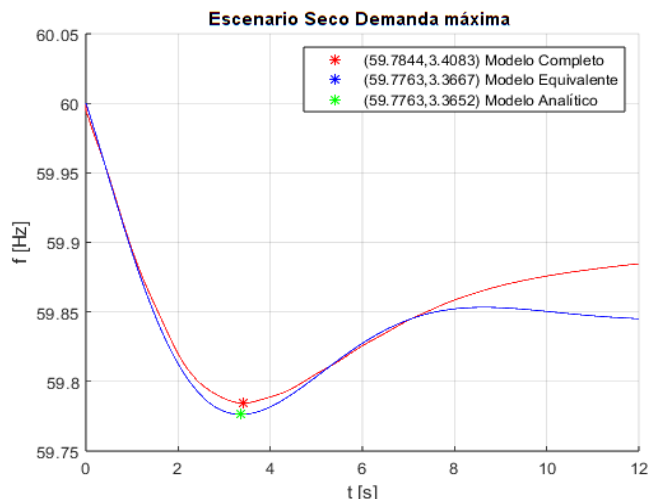
Central	Unidad	Aporte RPF [MW]	Estatismo [%]	Inercia [s]
CT Jaramijó	U1	1,2	4	1,26
CH Paute	U06	1,15	4	4,00
CH Paute	U04	1,13	4	4,00
CH Paute	U02	1,12	4	4,00
CH Paute	U05	1,11	4	4,00
CH Paute	U08	1,1	4	4,00
CH Paute	U03	1,04	4,67	3,41
CH CC Sinclair	U3	1,02	4	7,41
CT Trinitaria	Unidad	1,01	4,85	1,51
CH Paute	U07	0,96	6,92	3,41
CH Paute	U01	0,95	5,41	3,41
CH Mazar	U1	0,92	5	3,66
CT Esmeraldas	Unidad	0,9	5,16	6,07
CH Mazar	U2	0,89	5	3,66
CH Agoyán	U1	0,88	5,15	3,47
CT Machala Gas	TG U2	0,88	4,65	2,18
CH Paute	U09	0,87	5,99	3,41
CH Paute	U10	0,85	4,76	3,41
CT G. Zevallos	TV2	0,84	4,53	7,02
CT G. Zevallos	TV3	0,84	4,98	7,02
CH CC Sinclair	U2	0,84	4	4,41
CH S. Francisco	U1	0,83	5	4,02
CH Agoyán	U2	0,82	4,58	3,47
CH S. Francisco	U2	0,78	5	4,02
CH M. Laniado	U3	0,73	3,172	5,89
CT Esmeraldas II	U1	0,71	4	9,89
CH M. Laniado	U1	0,7	3,235	5,89
CH M. Laniado	U2	0,69	3,102	5,89
CH Pucará	U1	0,68	5	3,06
CH Pucará	U2	0,68	5	3,06
CT Esmeraldas II	U2	0,67	4	4,00

Central	Unidad	Aporte RPF [MW]	Estatismo [%]	Inercia [s]
CH Sopladora	U2	0,62	5	4,16

**3.2.2 Caso 1: Demanda Máxima – Escenario Seco**

Para el escenario seco, el evento simulado es la salida de la línea de transmisión (L/T) Pomasqui – Jamondino 230 kV (Interconexión Ecuador – Colombia), a los 0 s. La salida de la L/T representa una pérdida de generación en el sistema ecuatoriano, con la consiguiente caída de la frecuencia. En la simulación del modelo equivalente reducido y modelo analítico se utilizan los parámetros presentados en la Tabla I del Anexo.

En la Fig. 14 se presentan: i) La frecuencia del COI (Modelo Completo), ii) La frecuencia obtenida del modelo equivalente reducido, y iii) El valor de la máxima variación transitoria de la frecuencia y tiempo de ocurrencia, calculadas mediante el modelo analítico.



**Figura 14: Comparación de Modelos. Demanda Máxima – Escenario Seco**

Los resultados más importantes del caso de estudio se presentan tabulados en la Tabla 5.

**Tabla 5: Frecuencia Mínima y Tiempo de Ocurrencia. Demanda Máxima – Escenario Seco.**

Variable	Completo	Analítico	%Error relativo
$f_{min}$ [Hz]	59,7844	59,7763	0,014
$t(f_{min})$ [s]	3,4083	3,3652	1,2667

**3.2.3 Caso 2: Demanda Máxima – Escenario Lluvioso**

En el escenario lluvioso se simula la salida, a los 0 s, de la Interconexión Ecuador – Colombia a 230 kV. En este caso, la salida de la línea de interconexión implica pérdida de carga en el sistema ecuatoriano, con el consiguiente aumento de la frecuencia.





En la Fig. 15 se presentan: i) La frecuencia del COI (Modelo Completo), ii) La frecuencia obtenida del modelo equivalente reducido, y iii) El valor de la máxima variación transitoria de la frecuencia y tiempo de ocurrencia calculadas mediante el modelo analítico.

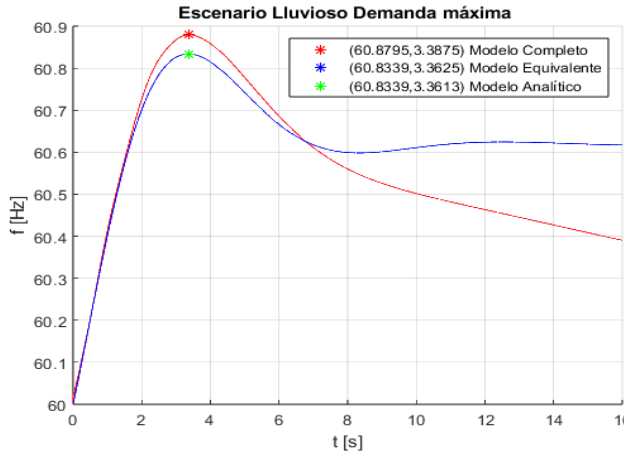


Figura 15: Comparación de Modelos. Demanda Máxima – Escenario Lluvioso

Para realizar las simulaciones, se utilizan los parámetros presentados en la Tabla II del Anexo. Los resultados más importantes se presentan tabulados en la Tabla 6.

Tabla 6: Frecuencia Máxima y Tiempo de Ocurrencia. Demanda Máxima – Escenario Lluvioso

Variable	Completo	Analítico	%Error relativo
$f_{max}$ [Hz]	60,8795	60,8339	0,0750
$t(f_{max})$ [s]	3,3875	3,3613	0,7726

### 3.2.4 Análisis de Resultados

De los resultados obtenidos se observa que la máxima desviación transitoria de la frecuencia, obtenida del modelo analítico, presenta un error menor a 0,1% respecto del valor obtenido de la curva de frecuencia del COI (modelo completo). Por otra parte, el tiempo en que ocurre la máxima desviación transitoria de la frecuencia, calculado mediante el modelo analítico, presenta un error menor al 2 % respecto del valor obtenido del modelo completo. Se concluye que la metodología propuesta estima con alta precisión la máxima variación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia, donde el mayor error se presenta en la variable del tiempo, independientemente del caso de estudio.

Los valores estimados de los parámetros del modelo de primero orden, para ambos casos de estudio, son muy similares (ver Tablas I y II del Anexo). En los casos en que los parámetros ( $Km_i$ ,  $F_i$ ,  $T_i$ ) son diferentes, ésta diferencia se ve reflejada en el tiempo de ocurrencia de la máxima desviación de frecuencia, donde los errores relativos difieren en 0,793%; es decir, el impacto de los parámetros estimados no es significativo.

Para el SNI, el grupo de generadores que conforman el modelo equivalente reducido de 1er orden consta de 32 unidades. Estas unidades representan el 75 % del aporte promedio de la RPF total y, al ser incluidas en el modelo analítico, entregan resultados cercanos a los resultados obtenidos mediante el modelo completo.

Un análisis de sensibilidad, mostrado en la Tabla 7, muestra que el error aumenta cuando el número de unidades incluidas en el modelo disminuye.

Tabla 7: Análisis de Sensibilidad de Generadores a Incluirse en Modelo Equivalente Reducido

	Aporte promedio acumulado a RPF [%]	Escenario Seco			Escenario Lluvioso		
		Completo	Analítico	% Error relativo	Completo	Analítico	% Error relativo
$f_{min}$ $f_{max}$ [Hz]	25	59,784	59,732	0,087	60,879	61,024	0,238
	50	59,784	59,741	0,071	60,879	60,946	0,110
	75	59,784	59,776	0,014	60,879	60,834	0,075
$t(f_{min})$ $t(f_{max})$ [s]	25	3,408	2,646	22,350	3,387	2,520	25,570
	50	3,408	3,129	8,180	3,387	2,716	19,810
	75	3,408	3,367	1,267	3,387	3,361	0,772

El modelo analítico fue implementado en Matlab y demora menos de 2,0 s en calcular la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia, considerando un sistema equivalente reducido con 32 unidades. La comparación de los tiempos de cálculo (simulación) de cada modelo, hasta llegar al punto en que ocurre la máxima desviación transitoria de la frecuencia, se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8: Tiempo de Cálculo. Modelos Completo, Equivalente y Analítico

	Analítico -Matlab-	Equivalente -Simulink-	Completo -PowerFactory-
Tiempo de cálculo [s]	1,9	3,6	9

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El modelo equivalente reducido permite determinar el comportamiento dinámico de la frecuencia con alta exactitud. La máxima desviación transitoria de la frecuencia obtenida del modelo analítico es muy cercana a la respuesta dinámica obtenida mediante PowerFactory que modela con alto detalle el control p – f de los generadores, así como respuesta de la red y de la carga.

Los parámetros estimados del modelo reducido de 1er orden de los generadores pueden ser empleados para estimar la respuesta de la frecuencia en distintos escenarios operativos, es decir la estimación debe realizarse una sola vez, por cada generador. Sin embargo,



la mayor cantidad de trabajo de la metodología se concentra en el proceso de determinación del modelo reducido de 1er orden de cada generador (estimación de parámetros).

El tiempo de cálculo cuando se usa el modelo analítico es muy bajo, lo que significa que el modelo podría aplicarse a la operación en línea, inclusive en tiempo real. En el caso SNI, el instante de tiempo en que se alcanza el nadir de la frecuencia fue 3,4 s y tomó alrededor de 1,9 s estimar dicho valor. Además, los tiempos de cálculo pueden ser menores si se implementa la metodología usando lenguajes de programación de alto rendimiento.

Cabe indicar que los modelos SFR son aplicables para analizar la dinámica promedio del sistema, en ese sentido no reflejan las oscilaciones entre generadores que puedan presentarse. Por otro lado, los modelos SFR convencionales no consideran las no linealidades asociadas con la posición y límites técnicos de las válvulas o compuertas del sistema de regulación de velocidad – turbina. Esta ha sido una limitación en el trabajo actual, que debe ser abordada en trabajos futuros, especialmente en el SNI, donde muchos generadores se despachan a su potencia nominal.

Finalmente, el aporte principal del presente artículo es presentar los modelos SFR reducidos de primer orden de las principales unidades de generación del SNI, que hasta donde los autores conocen, no se ha realizado/presentando antes. Estos modelos pueden ser empleados para el estudio y mejora de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico ecuatoriano.

## 5. AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Operador Nacional de Electricidad – CENACE el apoyo brindado, mediante la entrega de información. El presente trabajo se realizó como parte del Proyecto de Investigación Interno sin Financiamiento PII-DEE-2023-02, auspiciado por la Escuela Politécnica Nacional.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Granda Nelson, “Esquema Adaptable de Separación Controlada en Islas para Sistemas Eléctricos de Potencia,” PhD. Thesis, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2015.

[2] N. Hatziargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

[3] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*. 2009. doi: 10.1007/978-0-387-84878-5.

[4] L. Sigrist, E. Lobato, F. M. Echavarren, I. Egido, and L. Rouco, *Island power systems*. 2016. doi: 10.1201/9781315368740.

[5] H. Saadat, *Power System Analysis*, 3rd Edition. PSA Publishing LLC, 2010.

[6] P. M. Anderson and M. Mirheydar, “A low-order system frequency response model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3, 1990, doi: 10.1109/59.65898.

[7] D. L. H. Aik, “A general-order system frequency response model incorporating load shedding: Analytic Modeling and applications,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873123.

[8] M. Krpan and I. Kuzle, “Towards the New Low-Order System Frequency Response Model of Power Systems with High Penetration of Variable-Speed Wind Turbine Generators,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2018. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586570.

[9] T. Baskarad, I. Kuzle, and N. Holjevac, “Photovoltaic System Power Reserve Determination Using Parabolic Approximation of Frequency Response,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 12, no. 4, pp. 3175–3184, Jul. 2021, doi: 10.1109/TSG.2021.3061893.

[10] L. Sigrist and L. Rouco, “An induction motor model for system frequency response models,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 27, no. 11, 2017, doi: 10.1002/etep.2413.

[11] H. Huang et al., “Generic System Frequency Response Model for Power Grids with Different Generations,” *IEEE Access*, vol. 8, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2965591.

[12] L. Liu, W. Li, Y. Ba, J. Shen, C. Jin, and K. Wen, “An Analytical Model for Frequency Nadir Prediction following a Major Disturbance,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2963706.

[13] M. Amin, “Toward self-healing energy infrastructure systems,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 14, no. 1, 2001, doi: 10.1109/67.893351.

[14] V. V. Terzija, “Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.879315.

[15] P. M. Anderson and M. Mirheydar, “An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, 1992, doi: 10.1109/59.141770.

[16] “Parameter Estimation - MATLAB & Simulink.” Accessed: Apr. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/sldo/parameter->



estimation.html

- [17] I. Egido, F. Fernandez-Bernal, P. Centeno, and L. Rouco, "Maximum frequency deviation calculation in small isolated power systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 4, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030399.
- [18] J. Cepeda and J. Rueda, "Identificación de Equivalentes Dinámicos Mediante Optimización de Mapeo Media-Varianza en Ambiente DIGSILENT Power Factory," Revista Técnica "energía," vol. 9, no. 1, pp. 13–22, Jan. 2013, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V9.N1.2013.128.
- [19] "Reserva de Generación. Periodo Abril 2019 - Septiembre 2019," 2019.



**Karen Paguanquiza Iza.-** Nació en Quito, Ecuador, en 1994. Recibió su título en Ingeniera Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en el año 2020. Actualmente, se desempeña como Analista Nacional de Operación en Tiempo Real en la Gerencia de Operaciones del CENACE.



**Nelson V. Granda.-** Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional y de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Se ha desempeñado como Ingeniero Eléctrico en: Operador

Nacional de Electricidad (CENACE), Petroamazonas EP y CELEC-EP TRANSELECTRIC. Actualmente, forma parte del staff docente del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, aplicaciones de Sistemas de Medición de Área extendida (WAMS) basados en unidades de medición sincrofásorial (PMU) y energías renovables.

### ANEXO

**Tabla I: Parámetros del Modelo Reducido de 1er orden de los generadores seleccionados. Escenario Seco - Demanda Máxima**

CENTRAL	UNIDAD	Km	T	F
CT Jaramijó	U1	0,2839	1,4180	-0,0606
CH Paute	U06	0,2226	0,7606	-1,0611
CH Paute	U04	0,2063	0,8407	-0,8639
CH Paute	U02	0,2063	0,8407	-0,8639

CENTRAL	UNIDAD	Km	T	F
CH Paute	U05	0,2063	0,8407	-0,8639
CH Paute	U08	0,2488	0,7445	-1,0823
CH Paute	U03	0,2063	0,8407	-0,8639
CH CC Sinclair	U3	0,2875	1,7842	-0,5758
CT Trinitaria	Unidad	0,5451	0,5078	0,0164
CH Paute	U07	0,3020	0,7466	-1,0665
CH Paute	U01	0,2063	0,8407	-0,8639
CH Mazar	U1	0,0416	5,4294	-1,3800
CT Esmeraldas	Unidad	0,4259	10,9991	-0,0835
CH Agoyán	U1	0,2426	2,0286	-0,0548
CT Machala Gas	TG U2	0,3247	1,0437	-0,2004
CH Paute	U09	0,2680	0,7319	-1,1001
CT G. Zevallos	TV2	0,7012	0,7402	-0,3342
CT G. Zevallos	TV3	0,7012	0,7402	-0,3342
CH CC Sinclair	U2	0,2875	1,7842	-0,5758
CH Agoyán	U2	0,2426	2,0286	-0,0548
CH M. Laniado	U3	0,0773	4,4992	-0,0649
CH M. Laniado	U1	0,0773	4,4992	-0,0649
CH M. Laniado	U2	0,0773	4,4992	-0,0649
CH Pucará	U1	0,1023	5,2998	0,5379
CH Pucará	U2	0,1023	5,2998	0,5379
CH Sopladora	U2	0,0869	6,7858	-0,3670

**Tabla II: Parámetros del Modelo Reducido de 1er orden de los generadores seleccionados. Escenario Lluvioso - Demanda Máxima**





CENTRAL	UNIDAD	Km	T	F
CT Jaramijó	U1	0,2833	1,4525	-0,0424
CH Paute	U06	0,2207	0,7548	-1,0389
CH Paute	U04	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Paute	U02	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Paute	U05	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Paute	U08	0,2467	0,7374	-1,0651
CH Paute	U03	0,1946	0,7526	-1,0397
CH CC Sinclair	U3	0,2305	1,2452	-0,9052
CT Trinitaria	Unidad	0,4895	0,3861	-0,0326
CH Paute	U07	0,2949	0,7078	-1,1115
CH Paute	U01	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Mazar	U1	0,0409	5,3165	-1,4092
CH Mazar	U2	0,0409	5,3165	-1,4092
CH Agoyán	U1	0,2220	1,7216	-0,1102
CT Machala Gas	TG U2	0,4574	1,4302	-0,0241
CH Paute	U09	0,2661	0,7258	-1,0829



<b>CENTRAL</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>Km</b>	<b>T</b>	<b>F</b>
CH Paute	U10	0,2272	0,7823	-0,9932
CT G. Zevallos	TV2	0,6978	0,7289	-0,3389
CT G. Zevallos	TV3	0,6978	0,7289	-0,3389
CH CC. Sinclair	U2	0,2305	1,2452	-0,9052
CH San Francisco	U1	0,1054	4,1682	-0,3094
CH. M. Laniado	U3	0,0751	4,2849	-0,0487
CH M. Laniado	U1	0,0751	4,2849	-0,0487
CH M. Laniado	U2	0,0751	4,2849	-0,0487
CH Pucará	U1	0,1014	5,0872	0,5411
CH Pucará	U2	0,1014	5,0872	0,5411
CH Sopladora	U2	0,0925	7,6078	-0,3121

# Optimal Coordination of Inverse Time Overcurrent Relays using COA and GSA Heuristic Algorithms

## Coordinación Óptima de Relés de Sobrecorriente Temporizados empleando Algoritmos Heurísticos COA y GSA

D.S. Jiménez<sup>1</sup>  0009-0005-3247-5873      W.A. Andino<sup>1</sup>  0009-0004-3039-4845  
M.S. Soria<sup>1</sup>  0000-0002-5617-5999      F.E. Pérez<sup>1</sup>  0000-0001-8882-1425

<sup>1</sup>Departamento de Energía Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador  
E-mail: [daniel.santiagodj@gmail.com](mailto:daniel.santiagodj@gmail.com), [wilson.andino@epn.edu.ec](mailto:wilson.andino@epn.edu.ec), [mauricio.soria@epn.edu.ec](mailto:mauricio.soria@epn.edu.ec),  
[fabian.perez@epn.edu.ec](mailto:fabian.perez@epn.edu.ec)

### Abstract

The purpose of this article is to achieve optimal coordination for timed overcurrent relays modeled in a test system. The traditional adjustment that is usually used in the field is taken as the base criterion to determine the improvements achieved with the implemented optimization methods. Optimal parameters are determined for two timed overcurrent relays modeled on the IEEE 13-node test system using PowerFactory software. The optimization algorithms are coded in Python. PowerFactory links with Python to generate interoperability between the algorithm and the electrical system. Satisfactory results are achieved from the COA and GSA algorithms with a reduction of more than 50% in relay operating times.

**Index terms**— Optimal Coordination, Overcurrent Relay, Cuckoo Optimization Algorithm, COA, Gravitational Search Algorithm, GSA, Python, PowerFactory.

### Resumen

El objeto de este artículo es conseguir la coordinación óptima para los relés de sobrecorriente temporizados, modelados en un sistema de prueba. El ajuste tradicional que se emplea usualmente en el campo se toma como criterio base para determinar las mejoras conseguidas con los métodos de optimización implementados. Se determinan parámetros óptimos para dos relés de sobrecorriente temporizados modelados en el sistema de prueba de 13 nodos de la IEEE mediante el software PowerFactory. Los algoritmos de optimización son codificados en Python. Gracias a la interfaz que presenta PowerFactory con Python, cada algoritmo se ejecuta dentro del sistema eléctrico. Se consiguen resultados satisfactorios de los algoritmos COA y GSA con una reducción de más del 50 % en los tiempos de operación de los relés.

**Palabras clave**— Coordinación Óptima, Relé de sobrecorriente, Algoritmo de Optimización Cucú, COA, Algoritmo de Búsqueda Gravitacional, GSA, Python, PowerFactory.

Recibido: 28-04-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Jiménez, D.; Andino, W.; Soria, M.; Pérez, F. (2024). “Coordinación Óptima de Relés de Sobrecorriente Temporizados empleando Algoritmos Heurísticos COA y GSA”. Revista Técnica “energía”. No. 21, Issue I, Pp. 34-43

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.640>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0





## 1. INTRODUCCIÓN

Asegurar el suministro continuo y la calidad de la energía eléctrica es indispensable, puesto que, permite el desarrollo de las actividades que incluyen el uso de esta energía. Las fallas pueden ocurrir a cualquier instante y en cualquier punto del sistema eléctrico, por esto, se deben incorporar sistemas de protección para mitigar los daños y salvaguardar a los operadores del sistema. Las protecciones de sobrecorriente son muy utilizadas, debido a su bajo costo y la facilidad para su operación. Los relés de sobrecorriente permiten despejar las fallas de forma oportuna, para lo cual, se debe optimizar el ajuste que permita disminuir los tiempos de operación manteniendo una adecuada coordinación entre los relés [1].

En la literatura se han presentado varios métodos para optimizar la coordinación de relés de sobrecorriente [1]. Para este trabajo se utiliza el algoritmo COA (Cuckoo Optimization Algorithm) y el algoritmo GSA (Gravitational Search Algorithm) para obtener la coordinación óptima del sistema eléctrico de prueba de 13 nodos de la IEEE, en el que se le incorpora dos relés. Se presenta una comparación de cada algoritmo de optimización con el ajuste tradicional propuesto para este trabajo y finalmente se presenta una comparación entre algoritmos. La optimización se realiza únicamente a los relés 51.

El algoritmo COA, desarrollado por Ramin Rajabioun y presentado en [2], ha sido propuesto en varios artículos para resolver diferentes problemas gracias a su amplia aplicabilidad. Este algoritmo corresponde a un método heurístico capaz de encontrar soluciones óptimas de manera eficiente mediante la búsqueda de nuevos óptimos globales sin converger prematuramente en óptimos locales. En [3] se implementa el algoritmo COA para optimizar el pronóstico del consumo de la demanda de energía en Irán mediante indicadores socioeconómicos, cuyos resultados son adecuados. En [4] se optimiza en la misma función objetivo al Intervalo de Tiempo de Carga (CIT) y las pérdidas de energía (EL) de una batería de litio-ion, tomando como método de optimización el algoritmo COA, obteniendo resultados favorables. En [1] se implementa la optimización de relés de sobrecorriente en el sistema de 8 barras mediante el algoritmo COA, se consiguen mejoras significativas en el ajuste de los relés.

El método de optimización GSA fue desarrollado por E. Rashedi, H. Nezamabandi-pour y S. Saryzdi. Se basa en la ley de gravitación universal propuesta por Isaac Newton en 1687 dentro de su obra *Philosophiae Naturalis Principia Mathematica* en la cual se establece que la fuerza de atracción entre dos cuerpos de diferente

cantidad de masa depende completamente del tamaño y la distancia que las separa [5].

Haciendo un símil entre la ley de gravitación universal y el algoritmo heurístico GSA la solución óptima corresponde a aquella que genera mayor atracción entre las masas obtenidas a partir de agentes aleatorios evaluados en la función objetivo dentro del espacio de búsqueda establecido [5].

El GSA aparece por primera vez en [6] donde se establece la metodología a seguir para la aplicación del algoritmo de optimización y se complementa con la implementación en MATLAB por parte de uno de los autores (Esmat Rashedi). En el algoritmo propuesto se tiene un catálogo de funciones de prueba (Benchmark functions) para poder validar el funcionamiento del algoritmo y su capacidad de obtener una respuesta optimizada [7].

Este método es muy versátil, puesto que, se aplica en diferentes áreas de estudio incluido el campo de protecciones eléctricas. Una de las aplicaciones se desarrolla en [8] donde se aplica el GSA para optimizar un sistema de protecciones de sobrecorriente temporizadas en un sistema con generación distribuida teniendo resultados positivos.

## 2. METODOLOGÍA

Para la optimización de los relés de sobrecorriente temporizados (51) se utilizan los algoritmos COA y GSA empleando la corriente de cortocircuito más probable obtenida a través de la simulación de Montecarlo. Para realizar la optimización, se modelan los relés de sobrecorriente en un sistema de prueba en PowerFactory. Los algoritmos son codificados en Python. A través del sistema de prueba del software PowerFactory los códigos de cada algoritmo son ejecutados para realizar la optimización. Los ajustes óptimos obtenidos, correspondientes a cada algoritmo, son comparados con los ajustes tradicionales de los relés 51 del sistema de prueba. Finalmente se realiza una comparación entre los ajustes óptimos obtenidos de cada algoritmo.

### 2.1 Corrientes más probables a partir de la simulación de Montecarlo

Se realiza la estimación de la corriente de cortocircuito más probable en el área de coordinación de las protecciones eléctricas. Se emplea una función de distribución normal para estimar los valores de las cargas, y una uniforme para seleccionar el tipo de cortocircuito, la resistencia de falla y la ubicación del cortocircuito.

Se evalúan los cortocircuitos trifásico, bifásico, bifásico a tierra y monofásico. La resistencia de falla varía entre cero y tres ohmios, y la ubicación del

cortocircuito se selecciona para propender la operación de las protecciones temporizadas.

Se aplican 10.000 simulaciones de Montecarlo y se obtienen las corrientes más probables, con las cuales se ejecutarán los algoritmos de optimización. En la Fig. 1 se observan los resultados de las corrientes para cada fase obtenidas de la simulación de Montecarlo en el software PowerFactory.

```

❗ The calculation results have been deleted by the user.
Corrientes promedio: [1565.78196788 1640.52484513 1597.79145681
2133.47482993]
Python Script 'SimMontecarlo2' successfully executed
    
```

Figura 1: Corrientes más probables de la simulación de Montecarlo

### 2.2 Algoritmo de Optimización Cucú (Cuckoo Optimization Algorithm - COA)

El algoritmo COA inicializa las variables de decisión, las cuales son almacenadas dentro de un vector de variables que el algoritmo define como hábitat. Se inicializan varios hábitats, cada hábitat corresponde a un nido de ave cucú madura, en donde, se lo define como centro de puesta de huevos. Cada cucú maduro puede poner de entre 5 a 20 huevos dentro de un radio máximo definido como el ELR (Egg Laying Radius) desde el centro de puesta de huevos propio de cada ave cucú madura. Cada hábitat formado por sus correspondientes variables de decisión es visto por el algoritmo como la posición de cada cucú, y las posiciones de los cucús no pueden ser repetidas. El algoritmo inicializa los hábitats con valores aleatorios y, además, define el número de huevos de cada cucú y sus posiciones también de forma aleatoria [2].

La posición de los cucús maduros y los cucús crías son almacenados dentro de una matriz. Mediante la función objetivo implementada como parte del algoritmo COA, se evalúan todos los hábitats de cucús almacenados en la matriz. Se consigue la evaluación de todas las posiciones de los cucús de la matriz, con lo que, se puede clasificar según su evaluación y eliminar a los que consiguen las peores evaluaciones. El algoritmo COA implementa el método de clustering K-Means para separar entre grupos que tengan posiciones similares, a estos grupos se los define como sociedades. Entre las sociedades se determina la mejor posición de cucú, que tiene la mejor evaluación entre todas las posiciones de los cucús de la matriz y se la define como punto objetivo de llegada para los otros cucús. Los cucús migran hacia una nueva posición, buscando acercarse al punto objetivo de llegada [2].

La matriz que contiene la posición de los cucús es actualizada por sus nuevas posiciones conseguidas después de la migración efectuada. Las nuevas posiciones se redefinen como centro de puesta de huevos para la nueva generación de cucús maduros. El algoritmo

comienza una nueva iteración a partir de la nueva matriz, de este modo se repite el número de iteraciones programadas por el algoritmo. En cada iteración, el algoritmo realiza la búsqueda de nuevas posiciones de cucús que alcancen mejores evaluaciones que las encontradas en las anteriores iteraciones. Al realizar la búsqueda de nuevas posiciones de manera aleatoria, permite que el algoritmo no defina a óptimos locales como óptimos globales [2].

En la Fig. 2 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo COA.

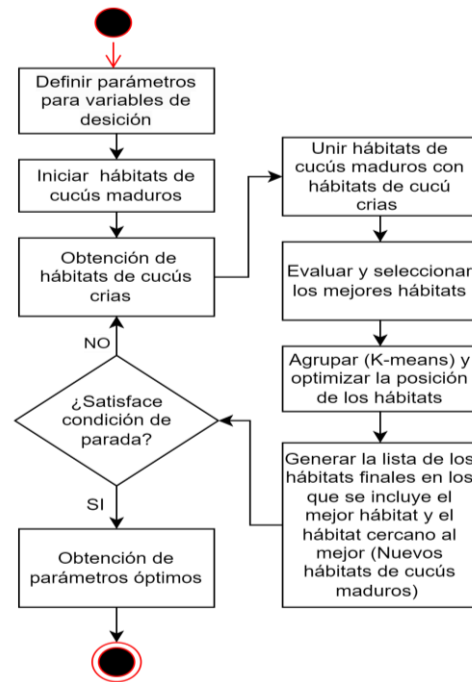


Figura 2: Diagrama de flujo del algoritmo COA

### 2.3 Algoritmo de Optimización GSA (Gravitational Search Algorithm - GSA)

El GSA requiere la inicialización de parámetros para ser utilizados en la definición del espacio de búsqueda, el número de iteraciones, dimensión de la función objetivo y el número de agentes aleatorios a evaluar. Con los datos ingresados se calculan las restricciones para establecer el espacio de búsqueda y encontrar los agentes aleatorios.

Este paso inicial permite al algoritmo hallar valores necesarios para realizar la comparación con los cálculos posteriores dentro del proceso iterativo e ir optimizando el resultado. Para dar inicio al algoritmo de búsqueda gravitacional son necesarios los agentes iniciales, la solución ligada a estos agentes, los arreglos de aceleración, velocidad, posición, la constante gravitatoria, el mejor valor, el peor valor y la masa.

Los agentes iniciales se obtienen de manera aleatoria dentro del espacio de búsqueda establecido. Estos agentes son evaluados en la función objetivo obteniendo así la solución con un menor error.



Seguidamente se realizan los cálculos para la obtención del arreglo de masas utilizando el mejor y peor valor. Se normaliza el vector obtenido y a continuación se calcula la constante de gravitación  $G$  que permite realizar un control en la precisión en la exploración. Para ejecutar el cálculo se utilizan las constantes  $\alpha$  y  $G_0$ , la iteración actual y el número máximo de iteraciones.

Considerando los valores obtenidos se procede a realizar el cálculo de la aceleración entre campos gravitacionales. Para conseguir este valor se realiza un control de mejores agentes considerando un porcentaje establecido por el usuario, el número de iteración actual y el total de iteraciones. A continuación, se calcula la fuerza utilizando la constante gravitatoria, el producto cruz entre los vectores de masas activas y pasivas, y la distancia entre las masas involucradas.

Con los valores de aceleraciones para las diferentes masas se realiza el cálculo de nuevos arreglos de posiciones y velocidades. Esta se considera como la primera iteración, puesto que se aplica el proceso completo del GSA, pero se diferencia de las iteraciones siguientes en que la solución hallada no se compara para ser optimizada.

Los datos hallados en esta primera iteración se ingresan en el proceso iterativo y se repite el proceso utilizando nuevos agentes aleatorios y comparando las soluciones siguientes con las halladas en iteraciones posteriores. El algoritmo finaliza al llegar a la última iteración y devuelve el resultado óptimo para ser configurados en los relés de sobrecorriente, es decir, el valor de dial de tiempo, la corriente de ajuste y el tipo de curva para cada relé que conforma el sistema de protecciones.

En la Fig. 3 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo GSA.

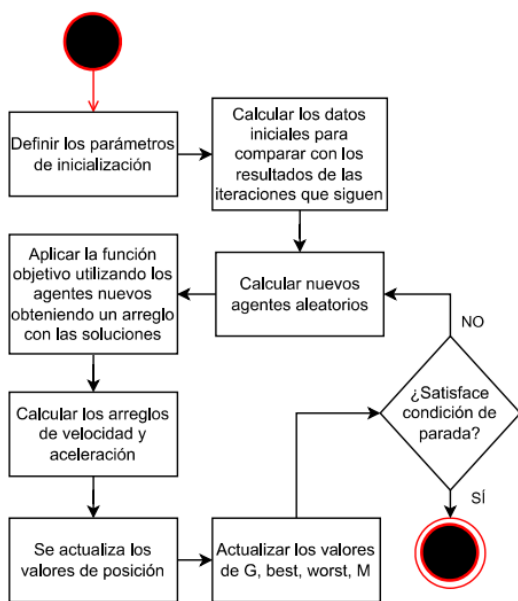


Figura 3: Diagrama de flujo del algoritmo GSA



## 2.4 Sistema de prueba de 13 nodos de la IEEE

Este es un sistema de prueba presentado por primera vez en [9]. En [10] se modela en el software PowerFactory dentro de su biblioteca de ejemplos, con algunos casos de estudio. El caso de estudio que se utiliza en este trabajo es el *Study Detail Network Model*, dado que, en este caso de estudio se encuentra el modelo detallado del sistema de prueba. Este sistema eléctrico presenta circuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos con cargas desbalanceadas. Este es un sistema eléctrico de distribución con una frecuencia de 60 [Hz], conectado de forma radial, como se puede apreciar en la Figura 4.

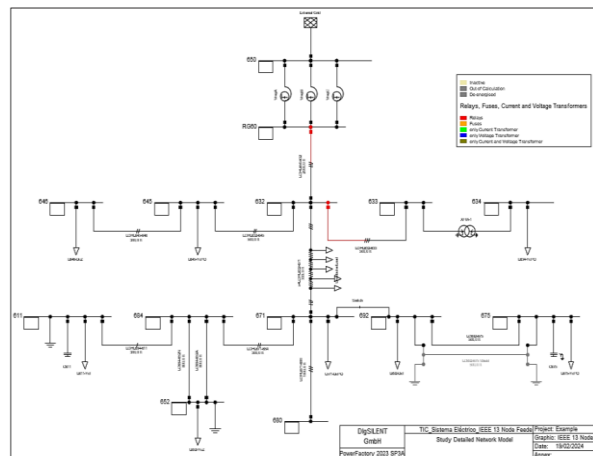


Figura 4: Sistema de prueba de 13 nodos de la IEEE

### 2.4.1 Modelación de relés de sobrecorriente en el sistema de prueba

Se introducen dos relés de sobrecorriente 50/51 de fase dentro del sistema de prueba de 13 nodos de la IEEE. El primero es colocado en la entrada del alimentador troncal LOHL650-632 en el lado del nodo RG60, por facilidad se nombra a la característica instantánea como relé “50\_RG60”, a la característica temporizada se la nombra relé “51\_RG60” y para referirse a ambas características se nombra como “RG60”.

El segundo relé es colocado en el alimentador ramal LOHL632-633 en el lado del nodo 632, por facilidad se nombra a la característica instantánea como relé “50\_632”, a la característica temporizada se la nombra relé “51\_632” y para referirse a ambas características se nombra relé “632”.

Se utiliza un TC de 25 VA 10P20 para transformar de amperios primarios a amperios secundarios a la corriente de falla para cada relé 50/51. Para el relé RG60 se selecciona una relación de transformación de 1000/5, mientras que, para el relé 632 se selecciona una relación de 500/5.

En la Figura 5 se pueden apreciar los relés modelados dentro del sistema de prueba.

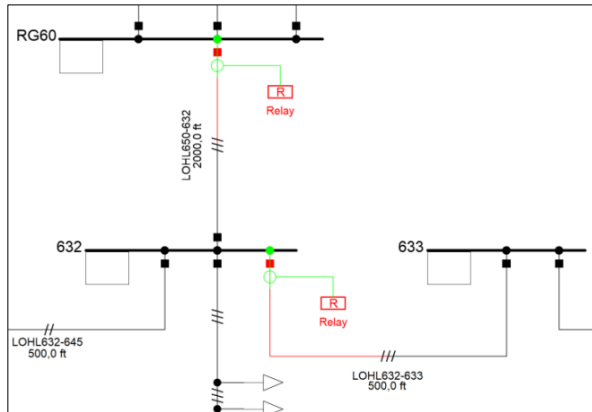


Figura 5: Relés de sobrecorriente modelados en el sistema de prueba

Al realizar el ajuste de los relés mediante criterios tradicionales, tomados de [11], se obtienen los parámetros de ajuste presentados en las Tablas 1 y 2.

Tabla 1: Ajuste de relés de sobrecorriente instantáneos (50)

Relé	Ajuste	Valor	Unidad
Relé 50_632	Iajuste	17,04	pu
	Dial de tiempo	0,20	s
Relé 50_RG60	Iajuste	14,38	pu
	Dial de tiempo	0,20	s

En la Tabla 1 se presenta el ajuste efectuado con criterios tradicionales para los relés instantáneos, este ajuste es considerado como ajuste definitivo, porque no se realiza la optimización de la característica 50 de estos relés.

La Tabla 2 presenta el ajuste efectuado con criterios tradicionales de los relés temporizados. Este ajuste se lo considera como ajuste base, dado que, a partir de este se determinan las mejoras conseguidas con el ajuste óptimo de cada algoritmo.

Tabla 2: Ajuste de relés de sobrecorriente temporizados (51)

Relé	Ajuste	Valor	Unid.
Relé 51_632	Dial de tiempo	1,00	-
	Iajuste	0,70	pu
	Curva característica	IEC class B (Very Inverse)	-
	Tiempo	0,560	s
Relé 51_RG60	Dial de tiempo	0,52	-
	Iajuste	1,18	pu
	Curva característica	IEC class B (Very Inverse)	-
	Tiempo	1,074	s

Al implementar el ajuste de los relés 50/51 RG60 y 632 en el sistema de prueba del alimentador troncal y del ramal respectivamente, se obtienen las curvas de tiempo - corriente descritas en la Fig. 6.

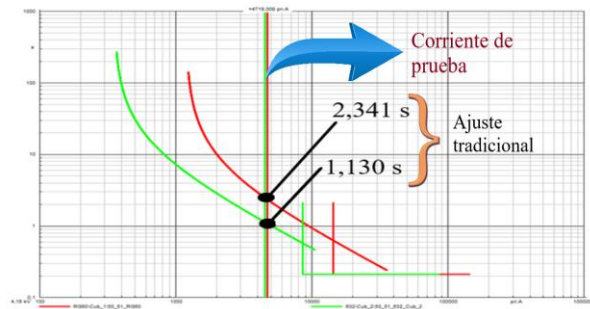


Figura 6: Curvas características de los relés RG60 y 632 con el cálculo de la corriente de ajuste del relé 51\_RG60

En la -Fig. 6 se observa la curva característica de los relés RG60 y 632 de color rojo y verde, respectivamente. También se muestran los tiempos de operación de 2,341 y 1,130 [s] para cada relé al calcular una corriente de prueba.

La corriente de prueba que se implementa para comparar el tiempo de operación de las protecciones ajustadas con criterios tradicionales y, posteriormente, con el ajuste óptimo corresponde a una corriente monofásica sin impedancia de falla en el nodo 633.

## 2.5 Función Objetivo

Para resolver el problema de ajuste óptimo para relés de sobrecorriente existen algunas propuestas publicadas. Para este trabajo se propone como función objetivo la suma total de tiempos de operación y sus restricciones, que se presenta en [12]. Mediante la ecuación (1) se presenta la función objetivo utilizada en este trabajo:

$$FO = \min \sum_{i=1}^n T_i \quad (1)$$

Para calcular el tiempo de operación de cada relé, se implementa la ecuación de la curva característica según el estándar IEC [12]. La ecuación de la curva característica de la IEC se presenta en (2).

$$T = \frac{(TMS \times \alpha)}{(I_{SC}/I_{PickUp})^n - 1} \quad (2)$$

Donde:

$TMS$ : Time Multiplier Setting (Dial de tiempo)

$I_{PickUp}$ : Corriente de ajuste

$\alpha$  y  $n$ : Representan el tipo de curva

$I_{SC}$ : Corriente de cortocircuito, variable de prueba usada para determinar tiempos de operación de los relés.

En la Tabla 3 se presentan las constantes que definen el tipo de curva característica según el estándar IEC.

Los relés de sobrecorriente temporizados (51) deben ser ajustados mediante las variables de decisión, las cuales son el dial de tiempo, la corriente de ajuste o tap y el tipo de curva mediante las constantes  $\alpha$  y  $n$ . La





corriente de falla es una variable de prueba que se utiliza para calcular el tiempo de operación de cada relé. Al simular una falla en el sistema eléctrico de prueba, se calcula la corriente de falla vista por cada relé.

**Tabla 3: Constantes para diferentes características de operación del relé de sobrecorriente (Estándar IEC)**

Tipo de característica	$\alpha$	$n$
Largo tiempo inverso	120,0	1,0
Extremadamente inverso	80,0	2,0
Muy inverso	13,5	1,0
Normalmente inverso	0,14	0,02

El ajuste adecuado de las protecciones permite despejar las fallas de forma oportuna, sin embargo, se debe optimizar los tiempos de operación de los relés y mantener la coordinación entre estos para mitigar las consecuencias de las fallas en el sistema. Al utilizar la ecuación de la curva característica con los parámetros de ajuste de cada relé y la corriente de falla correspondiente, se obtiene el tiempo de operación de cada relé. Mediante la ecuación (1) se obtiene el tiempo total de operación de todos los relés dado por el hábitat correspondiente. El algoritmo COA evalúa varios hábitats y converge hacia el mejor hábitat.

### 2.5.1 Restricciones

Las restricciones dentro de la función objetivo permiten descartar los valores que salen de rango para las variables de decisión. Para resolver el problema de coordinación óptima entre relés de sobrecorriente temporizados (51), existe tres restricciones principales que deben ser aplicadas. Las dos primeras restricciones corresponden al ajuste de los relés implementados en el sistema de prueba, las cuales son: límite superior e inferior de la corriente de ajuste y del dial de tiempo. La tercera restricción corresponde al tiempo de coordinación entre relés, en donde debe existir un Intervalo de Tiempo de Coordinación (CTI) entre el tiempo de operación de los relés.

$$I_{PickUp}^{min} \leq I_{PickUp}^i \leq I_{PickUp}^{max} \quad (3)$$

En (3) se presenta la restricción de la corriente de ajuste, la cual no puede ser menor a la corriente de ajuste mínima ni mayor a la corriente de ajuste máxima. La corriente de ajuste mínima debe ser mayor a la corriente de flujo de potencia en demanda pico, para que la protección no opere en condiciones normales de operación del sistema. Al mismo tiempo, debe ser menor a la corriente de falla mínima, para que sea lo suficientemente sensible hacia la ocurrencia de fallas.

$$TMS_{min} < TMS_i < TMS_{max} \quad (4)$$

En (4) se presenta la restricción del dial de tiempo, en donde, al caer fuera del límite inferior o del límite superior, se descarta el hábitat dentro de la optimización. El dial representa el espacio que recorren los contactos

del relé para operar, al aumentar el espacio también aumenta el tiempo de operación del relé. Para este trabajo se consideran los límites establecidos en el software PowerFactory de 0,05 y 1 para el límite inferior y superior, respectivamente.

$$T_j > T_i + CTI \quad (5)$$

La ecuación (5) muestra la restricción de coordinación entre relés, en donde, se debe verificar que el tiempo de operación de los relés de respaldo ( $T_j$ ) sean mayores a la suma de CTI junto con el tiempo de operación del relé coordinado aguas abajo ( $T_i$ ). Según [12], el valor del CTI varía entre 0,2 y 0,5 segundos para asegurar la operación adecuada entre relés. Si no se cumple esta restricción, se puede dar el caso en el cual los relés operen antes de lo esperado, dejando sin servicio a más carga de la requerida.

### 2.5.2 Condiciones iniciales del algoritmo COA

Para iniciar los hábitats de cucú maduros, el algoritmo COA tiene parámetros que permiten inicializar las variables de decisión. Para introducir los parámetros requeridos del algoritmo, se debe conocer el problema a resolver y sus variables de decisión. En este trabajo se optimiza el ajuste de los relés de sobrecorriente temporizados (51), cada relé tiene tres variables de decisión las cuales son la corriente de ajuste, el dial de tiempo y el tipo de curva. Se modelan dos relés 51 en el sistema de prueba, el número total de variables de decisión que optimizará el algoritmo es de seis. En la Fig. 7 se presentan los parámetros principales que se deben definir en el algoritmo para llevar a cabo la optimización.

```
##### Parámetros del algoritmo COA #####
npar = 6      # Número de variables de decisión
varLo = 0     # Límite inferior de parámetros
varHi = 1     # Límite superior de parámetros
numCuckooS = 10 # Población inicial
minNumberOfEggs = 5 # Número mínimo de huevos cucú
maxNumberOfEggs = 20 # Número máximo de huevos cucú
maxIter = 100 # Número de iteraciones máximas
knnClusterNum = 3 # Número de sociedades
```

**Figura 7: Parámetros del algoritmo COA**

Se observa que el límite inferior y superior de las variables de decisión establecidos son cero y uno, respectivamente. Además, se inicializa diez cucús maduros. A lo largo de cada iteración del algoritmo, los cucús maduros pueden poner entre cinco a veinte huevos. Se forman tres sociedades de toda la población de cucús, con el método K-Means. Se limita a cien el número máximo de iteraciones en donde el algoritmo obtiene sus parámetros óptimos.

Las variables de decisión toman valores aleatorios que se encuentran entre varLo y varHi. Es necesario obtener el valor de la variable entre sus propios límites para poder evaluar el tiempo de operación del relé mediante la ecuación (2). Por tal razón, se debe llevar a los nuevos límites a las variables de decisión, estos nuevos límites se presentan en la Tabla 4.





Tabla 4: Nuevos límites para las variables de decisión

Parámetros	Límite Inferior	Límite Superior
Dial de tiempo	0,05	1,0
Iajuste	I <sub>LoadFlow_Max_Dem</sub>	I <sub>Fault_Rf_3_Min_Dem</sub>
Tipo de Curva	0	3

Donde:

$I_{LoadFlow\_Max\_Dem}$  es la corriente del flujo de potencia a demanda máxima.

$I_{Fault\_RF\_3\_Min\_Dem}$  es la corriente de falla mínima a demanda mínima.

Se utiliza la ecuación de normalización Min-Max para realizar el cambio de límites a las variables de decisión, mostrada en (6), obtenida de [13].

$$v = \frac{(v - \text{mín})}{(\text{máx} - \text{mín})}(\text{new}_{\text{máx}} - \text{new}_{\text{mín}}) + \text{new}_{\text{mín}} \quad (6)$$

Donde:

- $v$ : Nuevo valor de la variable con sus nuevos límites.
- $v$ : Valor de la variable entre los límites iniciales.
- $\text{mín}$ : Límite inicial inferior.
- $\text{máx}$ : Límite inicial superior.
- $\text{new}_{\text{mín}}$ : Nuevo límite inferior.
- $\text{new}_{\text{máx}}$ : Nuevo límite superior.

Una vez realizado el cambio de límites, es posible evaluar las variables de decisión con la ecuación (2), y obtener el tiempo de operación.

### 2.5.3 Condiciones iniciales del algoritmo GSA

De la misma forma que en el algoritmo anterior, en el GSA se introducen los parámetros iniciales. Se optimizan variables similares para ajustar los relés de sobrecorriente temporizados (51) modelados en el sistema.

```
#####Parámetros del algoritmo GSA#####
max_it = 2000 #Número de iteraciones
N = 10 # número de agentes
dim = 4 #dimensión de la función
l_sup_t_1= 1 #Lím superior DIAL RG60
l_inf_t_1= 0.05 #Lím inferior DIAL RG60
l_sup_t_2= 1 # Lím superior DIAL 632
l_inf_t_2= 0.05 #Lím inf DIAL 632
l_sup_I_1 = Ipickup_51_1#Lím sup Ipickup RG60
l_inf_I_1 = 1.5*0.78133#Lím inf Ipickup RG60
l_sup_I_2 = Ipickup_51_2#Lím sup Ipickup 632
l_inf_I_2 = 1.5*0.1618 #Lím inf Ipickup 632
```

Figura 8: Parámetros del algoritmo GSA

En la Figura 8 se observan los parámetros necesarios para que el GSA, aplicado en la optimización de protecciones de sobrecorriente, pueda iniciar. Se incluye el número de agentes aleatorios en cada iteración, la dimensión de la función objetivo que considera solo los diales de tiempo y las corrientes de ajuste porque el tipo de curva se optimiza dentro del algoritmo y los límites superiores e inferiores para cada relé del sistema de protecciones.

Al igual que en el algoritmo COA, se utilizan los datos de la Tabla 4 para establecer los límites que definen el espacio de búsqueda para las variables a optimizar.

## 3. RESULTADOS

A través de la metodología descrita se consigue el ajuste óptimo de los relés, cuyos resultados y casos de estudio se presentan en las subsecciones 3.1 y 3.2.

### 3.1 Parámetros óptimos del COA y el GSA

En la Tabla 5 se muestran los parámetros encontrados para la coordinación óptima utilizando el método COA, mientras que, en la Tabla 6 se presentan los parámetros optimizados utilizando el GSA. También se pueden observar los datos de los tiempos de operación en el punto de intercambio entre las características instantáneas y temporizadas.

Tabla 5: Ajustes óptimos de los relés 51\_RG60 y 51\_632 obtenidos del algoritmo COA

Relé	Ajuste	Valor	Unid.
Relé 51_632	Dial de tiempo	0,26	-
	Iajuste	0,24	pu
	Curva característica	IEC class A (Standard Inverse)	-
	Tiempo	0,517	s
Relé 51_RG60	Dial de tiempo	0,28	-
	Iajuste	0,88	pu
	Curva característica	IEC class A (Standard Inverse)	-
	Tiempo	0,828	s

Tabla 6: Ajustes óptimos de los relés 51\_RG60 y 51\_632 obtenidos del algoritmo GSA

Relé	Ajuste	Valor	Unid.
Relé 51_632	Dial de tiempo	0,22	-
	Iajuste	0,34	pu
	Curva característica	IEC class A (Standard Inverse)	-
	Tiempo	0,438	s
Relé 51_RG60	Dial de tiempo	0,23	-
	Iajuste	1,09	pu
	Curva característica	IEC class A (Standard Inverse)	-
	Tiempo	0,769	s

### 3.2 Casos de estudio

#### 3.2.1. Caso 1: Evaluación de los resultados del COA y GSA ante una falla monofásica franca

Al introducir el ajuste de la Tabla 5 en los relés 51 del sistema de prueba, se obtienen los tiempos de operación de 1,148 y 0,517 [s] de cada relé, al calcular la corriente de prueba. En la Figura 9 se presentan los tiempos de operación de cada relé en su correspondiente curva característica aplicando el algoritmo COA.



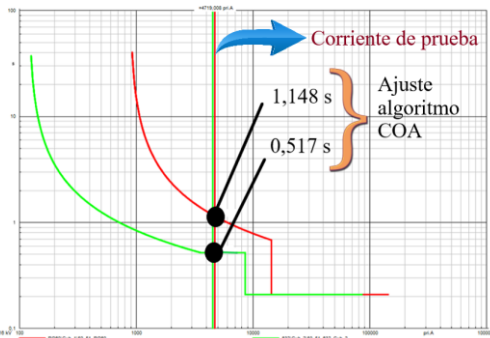


Figura 9: Ajuste de relés 51 con parámetros óptimos del algoritmo COA

Se ha conseguido reducir el tiempo de operación del ajuste tradicional (Fig. 6) para los relés RG60 y 632 de 2,341 a 1,148 [s] y de 1,130 a 0,517 [s], respectivamente. Disminuyendo 1,193 [s] (reducción del 50,97 %) y 0,613 [s] (reducción del 54,25 %) en la operación de cada relé. Para comprobar la coordinación correcta entre relés, se calculan los tiempos de operación a partir de la corriente de ajuste del relé 50\_632. En todos los relés se cumple la condición de coordinación entre relés. El relé 50\_632 opera a los 210 [ms], a los 517 [ms] opera el relé 51\_632 y a los 828 [ms] opera el relé 51\_RG60. Cada relé tiene un CTI de aproximadamente 300 [ms] de espera después de la operación del relé aguas abajo para operar, cumpliendo con la restricción de coordinación.

Al realizar el ajuste utilizando los parámetros mostrados en la Tabla 6 correspondientes a la coordinación de los relés de sobrecorriente temporizados obtenidos mediante el GSA y simulando una falla monofásica franca en la barra 633, se alcanzan los tiempos de operación de 1,081 [s] y 0,454 [s] para los relés RG60 y 632, respectivamente. En la Figura 10 se presentan los tiempos de operación de cada relé con su correspondiente curva característica para la optimización efectuada con el algoritmo GSA.

Se ha conseguido reducir el tiempo de operación del ajuste tradicional obtenido de la corriente de prueba a los relés RG60 y 632 de 2,341 [s] a 1,081 [s] y de 1,130 a 0,454 [s], respectivamente. Disminuyendo 1,260 [s] (reducción del 53,82 %) y 0,676 [s] (reducción del 59,82 %) en la operación de cada relé.

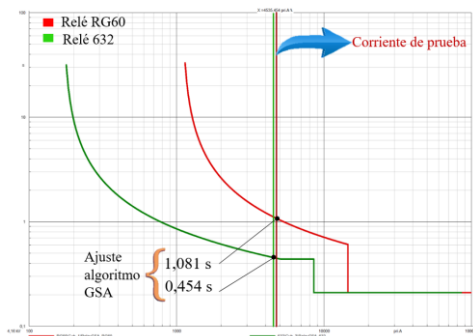


Figura 10: Ajuste de relés 51 con parámetros óptimos del algoritmo GSA

Al igual que con los resultados del algoritmo anterior, se comprueba que la coordinación sea correcta. El relé 50\_632 actúa a los 210 [ms], el relé 51\_632 se activa a los 438 [ms] y el relé 51\_RG60 a los 769 [ms]. Con ello, se comprueba que el CTI aproximado sigue siendo cercano a los 300 [ms], por lo que, se cumple con la restricción de la coordinación.

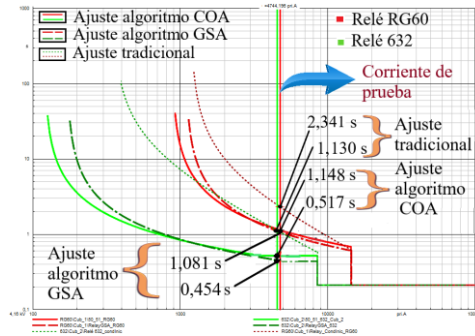


Figura 11: Resultados del caso 1 con los ajustes óptimos de los algoritmos COA y GSA, y el ajuste tradicional

En la Figura 11 se observan en una misma gráfica los ajustes óptimos del algoritmo COA y GSA, junto al ajuste tradicional. Se simula la corriente de prueba para determinar el tiempo de operación resultante de cada relé modelado en el sistema eléctrico. La sumatoria de los tiempos de operación dados por el ajuste del algoritmo COA, obtenidos en los relés RG60 y 632 de 1,148 y 0,517 [s] respectivamente, es de 1,665 [s]. Los relés ajustados con los parámetros óptimos obtenidos del algoritmo GSA con tiempos de 1,081 y 0,454 [s] correspondiente a cada relé, presentan una sumatoria de tiempos de 1,535 [s]. Para esta falla, la sumatoria de los tiempos de operación resulta ser ligeramente menor al emplear los ajustes óptimos del algoritmo GSA. Ambos algoritmos consiguen reducir los tiempos de operación del ajuste tradicional (sumatoria de tiempos del ajuste tradicional: 3,471 [s]), manteniendo la coordinación entre relés.

### 3.2.2 Caso 2: Evaluación de los resultados del COA y GSA ante una corriente de falla monofásica con resistencia de falla a demanda mínima, al 10 % del alimentador LOHL632-633

En la Figura 12 se presenta el ajuste óptimo de los relés RG60 y 632 con líneas continuas y el ajuste tradicional con líneas entrecortadas empleando el algoritmo COA. Se calcula una falla monofásica con una resistencia de falla de dos ohmios a demanda mínima, producida al 10 % del alimentador. Se observa que el tiempo de operación es menor con la optimización, considerando para esta comparación el ajuste tradicional, reduciendo de 22,244 a 3,433 [s] y de 5,811 a 0,783 [s], para cada relé.

En la Figura 13 se presenta el ajuste óptimo de los relés RG60 y 632 con líneas continuas y el ajuste



tradicional con líneas entrecortadas. Se simula una falla con las mismas condiciones que en el caso de la Figura 12. Se puede observar que se reducen los tiempos de operación teniendo una disminución de 22,244[s] a 4,507 [s] para el relé RG60 y de 5,811 [s] a 0,785 [s] para el relé 632.

En la Figura 14 se observa que la sumatoria de tiempos de operación dado por el ajuste del algoritmo COA, obtenido en los relés RG60 y 632 de 3,433 y 0,783 [s], respectivamente, es de 4,216 [s]. Los relés ajustados con los parámetros óptimos obtenidos del algoritmo GSA con tiempos de 4,507 y 0,785 [s] correspondiente a cada relé, presentan una sumatoria de tiempos de 5,292 [s].

Se observa que, para este tipo de falla, el algoritmo COA consigue un menor tiempo de operación que el GSA. Los tiempos de operación que consiguen los ajustes de ambos algoritmos, reducen significativamente los tiempos de operación del ajuste tradicional (sumatoria de tiempos del ajuste tradicional: 28,055 [s]), y mantienen la operación coordinada entre relés.

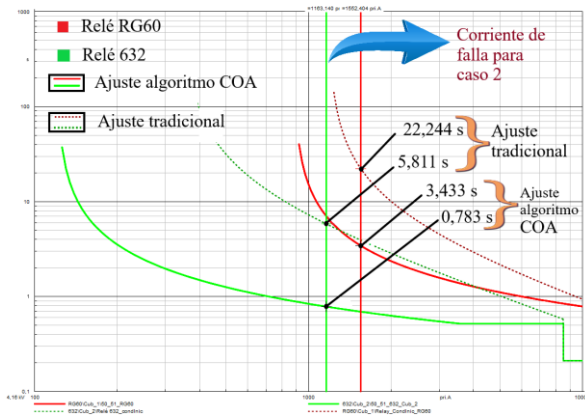


Figura 12: Tiempo de operación de los relés 51 con ajuste óptimo y ajuste tradicional, para la corriente de falla del caso 2, con el algoritmo COA

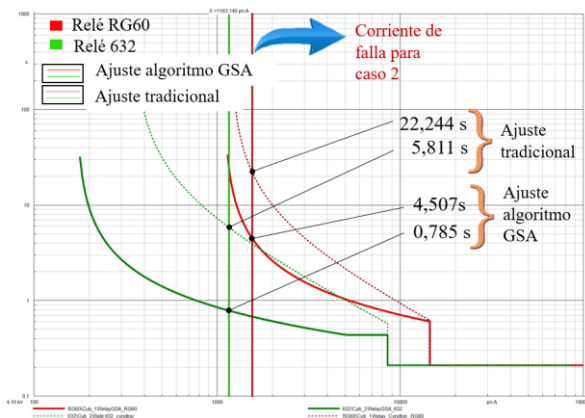


Figura 13: Tiempo de operación de los relés 51 con ajuste óptimo y ajuste tradicional, para la corriente de falla del caso 2, con el algoritmo GSA

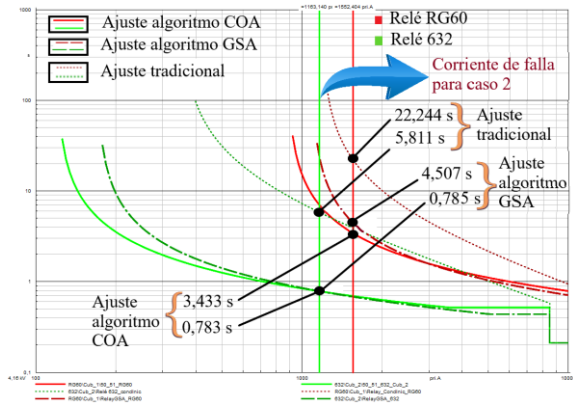


Figura 14: Resultados del caso 2 con los ajustes óptimos de los algoritmos COA y GSA, y el ajuste tradicional

#### 4. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha conseguido obtener una disminución en los tiempos de operación de los relés RG60 y 632 al implementar el ajuste óptimo obtenido por los algoritmos COA y GSA, en comparación con el ajuste tradicional. Se observa que los parámetros óptimos de ajuste que se obtiene con el algoritmo COA consiguen menores tiempos de operación para fallas menos sensibles, mientras que, el algoritmo GSA consigue menores tiempos para fallas más sensibles. Por lo tanto, los algoritmos implementados se constituyen en herramientas de gran utilidad para su aplicación en el diseño de sistemas de protecciones utilizando relés de sobrecorriente.

Con la aplicación desarrollada se mejoran las propiedades de sensibilidad y rapidez del sistema de protecciones, a la vez que se mantiene una adecuada coordinación y selectividad de los relés. Esto se traduce en una mayor seguridad para los operadores del sistema eléctrico, y favorece la mitigación de las consecuencias contraproducentes causadas por fallas de cortocircuito, como el daño de equipos y la disminución de su vida útil en la zona de protección.

Se comparte la lógica de programación desarrollada con la comunidad científica a través del enlace: <https://drive.google.com/drive/folders/1HNkHKLELcOrSgsZExuqHvZPFut2CMDQ3?usp=sharing>

#### 5. AGRADECIMIENTOS

En la realización de este trabajo técnico se agradece el apoyo del proyecto de investigación PII-DEE-2023-01 del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional.

#### 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] S. Samadinasab, F. Namdari, y N. Shojaei, “A New Method for Optimal Coordination of Overcurrent Relays in Power System Networks Earthing System Design,” *International Electrical Engineering Journal (IEEJ)*, vol. 6, no. 11, pp. 2066–2073, 2015.



- [2] R. Rajabioun, "Cuckoo Optimization Algorithm," *Applied Soft Computing Journal*, vol. 11, no. 8, Dic. 2011, pp. 5508–5518, doi: 10.1016/j.asoc.2011.05.008.
- [3] S. A. Jalaei, A. Ghaseminejad, M. Lashkary, y M. Rezaee Jafari, "Forecasting Iran's energy demand using cuckoo optimization algorithm," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2019, 2019, doi: 10.1155/2019/2041756
- [4] P. Makeen, H. A. Ghali, y S. Memon, "Experimental and Theoretical Analysis of the Fast Charging Polymer Lithium-Ion Battery Based on Cuckoo Optimization Algorithm (COA)," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 140486–140496, 2020. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3012913.
- [5] D. Dasgupta y O. Nasraoui, "A Review of Gravitational Search Algorithm," *Universiti Teknologi MARA*, 2013.
- [6] E. Rashedi, H. Nezamabadi-pour y S. Saryazdi, "GSA: A Gravitational Search Algorithm," *IEEE*, vol. 179, no. 13, 2009.
- [7] E. Rashedi, "Gravitational Search Algorithm (GSA)," *MATLAB Central File Exchange*, 2024. [En línea]. Available: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/27756-gravitational-search-algorithm-gsa>. [Último acceso: 12 Abril 2024]
- [8] A. Srivastava, J. Tripathi, R. Mohanty y N. Kishor, "A simulation based comparative study of optimization techniques for relay coordination with distributed generation," *Proc. IEEE Student Conf. Eng. Syst.*, 2014.
- [9] W. H. Kersting, "Radial Distribution Test Feeders", en 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbia, jun. 2001, pp. 908–912. doi: 10.1109/PESW.2001.916993.
- [10] DIGSILENT Powerfactory. IEEE 13 Node Test Feeder, Alemania. [En línea]. Disponible en: [www.digsilent.de](http://www.digsilent.de).
- [11] J. C. Guamán, "Estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de CNEL EP Sucumbíos ante un nuevo punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado", Tesis de pregrado, EPN, Quito, Ec. 2017. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17463>.
- [12] A. Mahari y H. Seyedi, "An analytic approach for optimal coordination of overcurrent relays", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 7, no. 7, pp. 674 –680, 2013. doi: 10.1049/iet-gtd.2012.0721.
- [13] D. Jain, "Data Normalization in Data Mining", *geeksforgeeks*. [En línea]. Disponible en: <https://www.geeksforgeeks.org/data-normalization-in-data-mining/>.



**Daniel Santiago Jiménez Soliz.** - Nació en Quito, Ecuador en 1994. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2024. Actualmente trabaja como docente en el área de Electricidad del Instituto Tecnológico Superior Japón.



**Wilson Andrés Andino Orbe.** - Nació en Quito en 1994. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2024. Con experiencia como presidente de la Unidad de Mantenimiento Electrónico durante dos años y miembro estudiantil de la IEEE del capítulo de PES. Actualmente se especializa en el diseño de sistemas eléctricos de bajo y medio voltaje para diversas entidades.



**Mauricio Santiago Soria Colina.** Nació en Ambato, Ecuador. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2016. En 2020, obtuvo el título de Magíster en Electricidad con mención en Redes Eléctricas Inteligentes en la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente se desempeña como profesor y estudiante de doctorado en la institución donde cursó sus estudios superiores. Su campo de investigación está relacionado con el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes.




**Fabián Pérez Yauli.** - Nació en Ambato-Ecuador. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador en 2004. En 2012 obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, San Juan-Argentina, con una beca otorgada por el Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD). Actualmente es profesor titular a tiempo completo en la Escuela Politécnica Nacional. Su rama de investigación incluye protecciones de sistemas de potencia y procesamiento de señales.



# Evaluation of Active Power Losses in the Electrical System of the Empresa Eléctrica Quito (EEQ) Applying an Optimization Algorithm

## Evaluación de Pérdidas de Potencia Activa en el Sistema Eléctrico de la Empresa eléctrica Quito (EEQ) Aplicando un Algoritmo de Optimización

L.A. Pereira<sup>1</sup> 0000-0001-6959-5231R.A. Saraguro<sup>2</sup> 0009-0006-7929-4866C.I. Quinatoa<sup>1</sup>  0000-0001-6369-7480<sup>1</sup>Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, EcuadorE-mail: [luis.pereira1659@utc.edu.ec](mailto:luis.pereira1659@utc.edu.ec); [carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec](mailto:carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec)<sup>2</sup>Departamento de Análisis Post-Falla, Empresa Eléctrica Quito, Quito, EcuadorE-mail: [rsaraguro@eeq.com.ec](mailto:rsaraguro@eeq.com.ec)

### Abstract

This investigation proposes to develop a methodology based on the mean-variance mapping optimization (MVMO) algorithm to reduce the active power losses of the subtransmission system of the Electric Company Quito (EEQ), determining the best operating point of the system, considering the state of taps of the transformers, the capacitor banks and the contribution of reagents from the generation plants that the company currently has. EEQ. The same ones that, when operating in an adequate manner, lead to reducing the value of active power losses in the network, thus improving the operating conditions of the EEQ Electrical Power System.

**Index terms**— Power Flows, Active Power Losses, Subtransmission, Optimization Algorithm, Mean Variance Mapping.

### Resumen

Esta investigación propone desarrollar una metodología basada en el algoritmo de optimización de mapeo media varianza (MVMO) para reducir las pérdidas de potencia activa del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), determinando el mejor punto de operación del sistema, considerando el estado de tap's de los transformadores, los bancos de capacitores y del aporte de reactivos de las centrales de generación con las que cuenta actualmente la EEQ. Los mismos que al operar de una manera adecuada llevan a reducir el valor de las pérdidas de potencia activa en la red, mejorando así las condiciones operativas del Sistema Eléctrico de Potencia de la EEQ.

**Palabras clave**— Flujos de potencia, Pérdidas de Potencia Activa, Subtransmisión, Algoritmo de Optimización, Mapeo Media Varianza.

Recibido: 28-04-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Pereira, L.; Saraguro, R.; Quinatoa, C. (2024). "Evaluación de pérdidas de potencia activa en el sistema eléctrico de la Empresa eléctrica Quito (EEQ) aplicando un Algoritmo de optimización" Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 44-54

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.642>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0





## 1. INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), tiene como objetivo principal transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hacia los centros de consumo, de forma segura, confiable y continua. Para esto, es necesario garantizar la correcta operación y funcionamiento de cada elemento que conforma el SEP.

La Empresa Eléctrica Quito (EEQ) desde 1894 está encargada de suministrar el servicio de energía eléctrica a todos los usuarios dentro de la provincia de Pichincha, parte de las provincias de Imbabura, Napo, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi, tiene un área de concesión de 15,155 km<sup>2</sup>, cuenta con equipos y líneas conectados a diferentes niveles de voltaje (subtransmisión, distribución) 138 kV, 46 kV, 23 kV, 13,8 kV y 6,3 kV, los cuales son de gran importancia dentro de la distribución de energía eléctrica [1].

Las líneas de subtransmisión, transformadores, bancos de capacitores y centrales de generación, y demás equipos con que cuenta la EEQ, son capaces de abastecer la demanda para garantizar la continuidad del servicio de electricidad, la mayor parte de subestaciones están conectadas en una configuración denominada en anillo, la cual proporciona un alto nivel de confiabilidad y garantiza la continuidad del servicio [2]. Aun así, se debe tomar en cuenta que las condiciones de operación del sistema cambian según la demanda (mínima, media, máxima), sean estas por aumento o disminución de la carga conectada, o por algún tipo de contingencia (eventos externos o internos) que pueda suscitarse en el SEP.

Tomando en cuenta que, con el paso del tiempo y desarrollo de la tecnología se han implementado equipos que regulan automáticamente el nivel de voltaje en los transformadores, uno de los problemas de operación ha sido la reconfiguración del resto de equipos que conforman el SEP para que trabaje en las mejores condiciones operativas, es decir, con la menor cantidad de pérdidas de potencia durante su operación, considerando un estado de flujo de potencia óptimo.[3] El aporte de potencia reactiva por parte de los generadores, así como la conexión o desconexión de los bancos de capacitores y la posición de tap's en los transformadores de potencia, influyen de gran manera en las pérdidas de potencia activa en las líneas de subtransmisión puesto que, aunque el nivel de voltaje este dentro de los rangos establecidos en los nodos de la red, no está garantizado que el sistema se mantenga trabajando de manera eficiente [4][5][6].

Considerando que, en el sistema de subtransmisión las condiciones operativas cambian, esta investigación se realiza con el propósito de evaluar una técnica de optimización que ayude con la disminución de pérdidas de potencia, reduciendo las sobrecargas en la red y el estrés al que son sometidos los equipos, debido a que el mejorar los niveles de voltaje se garantiza una excelente

calidad de servicio técnico, con el fin de reducir las pérdidas de potencia activa en el SEP.

Los problemas de optimización han sido resueltos en el transcurso del tiempo mediante métodos alternativos, los cuales han dado como resultado aproximaciones, pero no han sido capaces de determinar soluciones exactas. Los métodos heurísticos, están fundamentados en “el conocimiento y la experiencia, dirigidos para explorar el espacio de búsqueda en un camino particularmente conveniente” [7].

Existen varios algoritmos de optimización, que permiten encontrar soluciones óptimas válidas para el funcionamiento de un sistema eléctrico, realizando ciertas configuraciones a las redes eléctricas y a los elementos que la conforman, con el objetivo de determinar una solución óptima al problema por la complejidad de las ecuaciones (no lineales) del flujo de carga y por las restricciones operativas, considerando un espacio no lineal, no convexo, con varios nodos, que bajo ciertas restricciones establecidas en el sistema de potencia se puedan minimizar sus pérdidas, mejorar la eficiencia de operación y la calidad del servicio [8][9].

En base a lo descrito anteriormente y en cuanto a referencias bibliográficas revisadas durante esta investigación, se plantea implementar el algoritmo de optimización de Mapeo Media - Varianza (MVMO), el cual, en el estudio [8] fue puesto a prueba con una sola partícula, la cual, alcanzaba valores de pérdidas iguales a un algoritmo basado en una extensión del MVMO, considerando preceptos de inteligencia de enjambre denominado MVMOS (MVMO mejorado), el cual simula el comportamiento del algoritmo usando varias partículas, lo que se ve reflejado en el tiempo de procesamiento mucho mayor al MVMO (normal), por la cantidad de cálculos adicionales que debe realizar el algoritmo modificado para determinar bajo qué condiciones el SEP puede trabajar con un mínimo valor de pérdidas de potencia activa, mejorando el nivel de voltaje y el control de reactivos [8].

En [8], se encuentra un resumen completo de los métodos heurísticos de optimización, los cuales inicialmente están fundamentados en “el conocimiento y la experiencia, y dirigidos para explorar el espacio de búsqueda en un camino particularmente conveniente” [7]. Mientras que el término metaheurístico fue propuesto por F. Glover (1986) en su investigación “Camino futuros para programación entera y vínculos a la inteligencia artificial”. Métodos que se caracterizan por explorar el espacio de búsqueda y encontrar soluciones óptimas, son algoritmos aproximados y no determinísticos. En estos métodos se encuentran los algoritmos genéticos, algoritmo de recocido simulado (SA), algoritmo de colonia de hormigas (ACO) [10]. También se mencionan otros algoritmos como: búsqueda tabú (TS), procedimiento de búsqueda adaptado aleatoriamente (GRASP), enjambre de partículas (PSO), búsqueda de armonía (HSA) [11], y los Algoritmos

Evolutivos (EA), los cuales explotan ideas de evolución biológica, como la reproducción, mutación y recombinación para obtener una solución óptima [12].

Considerando que, con el pasar de los años la demanda de energía será abastecida de todos los recursos renovables posibles y que el crecimiento de la demanda de energía en relación a la sobrepoblación mundial también va en aumento, las redes eléctricas serán más extensas, por lo que, se debe garantizar que todos los usuarios tengan acceso al suministro de energía con niveles aceptables de calidad y eficiencia. Esto hace necesario desarrollar métodos inteligentes para la optimización de flujos de potencia y la reducción de pérdidas durante la operación del SEP [13].

Este tipo de estudios donde se analiza la reducción de pérdidas de potencia en sistemas eléctricos ha aumentado en los últimos años, los cuales han sido realizados en sistemas de distribución y subtransmisión con diferentes métodos heurísticos de optimización, llegando a tener excelentes resultados debido al alto costo de la energía eléctrica y por el desarrollo e implementación de sistemas de automatización en los sistemas eléctricos de potencia. Varias publicaciones, hoy en día, analizan algoritmos meta-heurísticos, heurísticos y distintos métodos de inteligencia artificial para la resolución de problemas; cada vez, con resultados más eficientes [8].

El método MVMO se ha utilizado en estudios como la reconfiguración de redes de distribución “Reconfiguración de redes de Distribución de Energía Eléctrica basada en Optimización de Mapeo Media-Varianza” para determinar la combinación óptima de apertura y cierre de los seccionadores en las diferentes derivaciones de la red para reducir las pérdidas de potencia activa, manteniendo un adecuado perfil de voltaje [8], también en el “Desarrollo de una Metodología Multimáquina para la Ubicación y Sintonización de Estabilizadores de Sistemas de Potencia de forma Automática” la cual permita ubicar y sintonizar Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS’s) con un modelo matemático de optimización MVMO con el objetivo de solucionar los problemas de estabilidad oscilatoria para ser aplicado en cualquier sistema eléctrico [13], y en “El Control Óptimo de Potencia Reactiva en un parque Eólico Mar adentro con Enlace HVDC” con la implementación de una técnica de optimización de potencia reactiva con el objetivo de reducir las pérdidas de potencia activa [14].

## 2. JUSTIFICACIÓN

La potencia reactiva es considerada como un fenómeno específico que ocurre en sistemas eléctricos de corriente alterna, la cual no realiza ninguna función específica para los consumidores, pero juega un rol importante dentro del operación del SEP. En líneas de subtransmisión, dependiendo de la corriente de carga, éstas pueden entregar o recibir potencia reactiva. Para valores de potencia transmitida por debajo de su carga

natural (impedancia característica), la línea entrega potencia reactiva, mientras que, sobre su carga natural la línea recibe potencia reactiva. Independientemente de la carga natural de los equipos, los transformadores siempre absorben potencia reactiva y los elementos de compensación, que son elementos activos, se añaden a la red para entregar o recibir potencia reactiva, los cuales, a su vez, permiten controlar el nivel de voltaje [14].

Los problemas de optimización en un SEP varían dependiendo la operación y de las condiciones bajo las que esté trabajando, considerando la modelación matemática y su no linealidad, varios autores han considerado aplicar algoritmos evolutivos, los cuales realizan una búsqueda global estocástica que permiten llegar a una solución más cercana al problema planteado.

Como caso práctico para la red de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) a nivel de subtransmisión no se ha realizado una evaluación de pérdidas de potencia. Considerando que la EEQ tiene integrado en su sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) dispositivos electrónicos inteligentes (IED’s), es posible obtener información que puede ser utilizada para mejorar las condiciones operativas del sistema y reducir las pérdidas de potencia.

Actualmente no se aprovechan todos los datos obtenidos por los IED’s como información relevante en el control y operación del sistema de la EEQ. Dichos equipos, pueden mejorar las condiciones operativas del sistema, tomando en cuenta que las condiciones de un SEP, varían dependiendo de los eventos que se susciten en el transcurso del tiempo, por cambios de demanda, por la estación del año, por eventos transitorios o permanentes dentro o fuera de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), entre otros. En el presente trabajo, se propone desarrollar un algoritmo de optimización, que se asemeje más a un sistema ideal (sin pérdidas), y que, mediante la información disponible de los equipos en tiempo real, cítense bancos de capacitores, posición de tap’s en los transformadores de la red eléctrica (LTC’s) y la generación con la que cuenta el sistema eléctrico, permita minimizar las pérdidas de potencia activa en la red eléctrica.

Además, se debe cumplir con la regulación de la Agencia de Regulación y Control de ENERGÍA Y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR) número 002/20 [15], dentro de la cual se encuentra la calidad de servicio técnico y los niveles de voltaje aceptables para los diferentes usuarios (considerado un  $\pm 5\%$  en alto voltaje), es decir de 0.95 a 1.05 por unidad (p.u), lo cual, se dificulta al considerar fenómenos transitorios o permanentes que ocurren dentro de la operación de un SEP, como variaciones de voltajes o cortes de suministro de energía, los cuales, alteran los voltajes del sistema, por lo tanto, los valores de voltaje en las barras deben permanecer dentro de los límites establecidos ante los diferentes escenarios operativos del sistema y según la regulación vigente, así como, las



obligaciones que deben cumplir cada una de las empresas eléctricas distribuidoras en el país y sus usuarios (comerciales, industriales) que se conectan a la red eléctrica.

### 3. METODOLOGÍA

Los problemas de optimización en sistemas eléctricos de potencia generalmente están basados en una función objetivo y un conjunto de restricciones que se deben cumplir. Las restricciones asociadas a la optimización de potencia reactiva están relacionadas con las ecuaciones de flujos de carga y los límites de operación del sistema [16].

Minimizar  $f(u, x)$

Sujeto a:

$$h(u, x) = 0 \quad (1) \quad g(u, x) < 0 \quad (2)$$

Donde:

$u$	VARIABLES DE CONTROL
$x$	VARIABLES DE ESTADO
$f(u, x)$	FUNCIÓN OBJETIVO
$h(u, x)$	RESTRICCIONES DE IGUALDAD
$g(u, x)$	RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD

Los objetivos de este tipo de algoritmo de optimización son: reducir las pérdidas de potencia activa y mejorar el perfil de voltaje mediante las variables de control del ajuste de tap's en los transformadores, el ajuste de la excitación de los generadores y considerando la conexión o desconexión de los bancos de capacitores que forman parte del sistema. Mientras que las variables de estado son la magnitud y fase del voltaje en las barras del SEP y el flujo de potencia en las líneas de subtransmisión.

#### 3.1 Función objetivo del algoritmo

La principal función objetivo de la optimización de potencia reactiva consiste en minimizar las pérdidas de potencia que se pueden expresar como se establecen en las referencias [17] [18] [19].

$$f(x) = \sum_{i=1}^{N_B} P_{loss,i} \quad (3)$$

$$P_{l(i,j)} = \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{j=1}^{N_L} G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (4)$$

Donde:

$f(x)$	FUNCIÓN OBJETIVO A MINIMIZAR
$P_{loss}$	PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA
$P_{l_k}$	PÉRDIDAS REALES DE POTENCIA DE LA k-ÉSIMA LÍNEA DEL SISTEMA
$V_i, \delta_i$	MAGNITUD DE VOLTAJE Y ÁNGULO DE LA i-ÉSIMA BARRA

$G_{ij}$  Conductancia de la línea  $k = (i, j)$  del sistema

$N_L$  Número de líneas del sistema

#### 3.1.1 Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad corresponden a las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en las barras del SEP.

$$P_i - |V_i| \sum_{j=1}^{N_B} |V_j Y_{ij}| \cos(\delta_{ij} - \theta_{ij}) = 0 \quad \forall i \in N_B \quad (5)$$

$$Q_i - |V_i| \sum_{j=1}^{N_B} |V_j Y_{ij}| \sin(\delta_{ij} - \theta_{ij}) = 0 \quad \forall i \in N_B \quad (6)$$

Donde:

$P_i$	POTENCIA ACTIVA ENTREGADA EN LA BARRA $i$
$Q_i$	POTENCIA REACTIVA ENTREGADA EN LA BARRA $i$
$V_i, \delta_i$	MAGNITUD DE VOLTAJE Y ÁNGULO DE LA i-ÉSIMA BARRA
$Y_{ij}$	ELEMENTO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA CORRESPONDIENTE A LA i-ÉSIMA FILA Y j-ÉSIMA COLUMNA
$\theta_{ij}$	DIFERENCIA DE ÁNGULO DEL VOLTAJE ENTRE LAS BARRAS i-ÉSIMA Y j-ÉSIMA
$N$	NÚMERO DE BARRAS

#### 3.1.2 Restricciones de desigualdad del algoritmo

Las restricciones de desigualdad se definen tanto a las variables de estado y a las variables de control, las cuales están definidas por los límites de operación del sistema. En este caso se tienen: los límites de flujos máximos a través de las líneas, y los rangos de magnitud de voltaje en las barras del sistema.

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad i \in N_B \quad (7)$$

$$S_k \leq S_k^{max} \quad k \in N_L \quad (8)$$

Donde:

$V_i$	MAGNITUD DEL VOLTAJE EN LA i-ÉSIMA BARRA
$N_B$	NÚMERO DE BARRAS
$S_k$	FLUJO DE POTENCIA POR LA k-ÉSIMA LÍNEA
$N_L$	NÚMERO DE LÍNEAS

Un sistema de potencia es considerado estable, cuando todas las variables eléctricas se encuentran dentro de los parámetros establecidos, y que al presentarse una contingencia éste puede volver a un punto de equilibrio, garantizando la continuidad y calidad de servicio técnico suministrado a los usuarios [20][21].

Durante estos eventos o contingencias, el sistema de potencia debe adaptarse a las nuevas condiciones operativas, las cuales van a depender de los elementos que son parte de la red. Un problema de operación de una red es su configuración o reconfiguración con el fin de reducir las pérdidas de potencia del sistema y evitar las sobrecargas en los elementos que lo conforman. La reconfiguración de la red puede ser utilizada para mejorar la eficiencia en cuanto a la operación y a la calidad del



servicio [22].

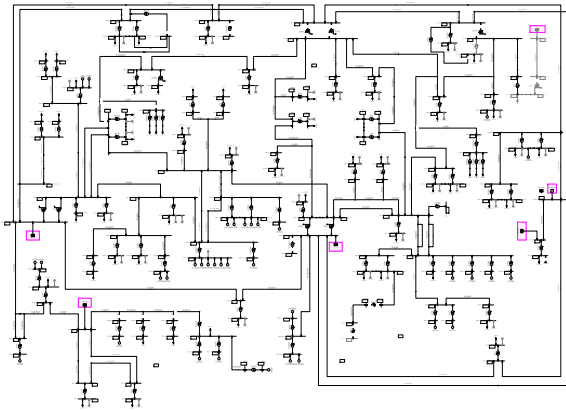


Figura 1: Sistema EEQ modelado en DigSilent Power Factory [23]

Con lo expuesto anteriormente, se considera como red de prueba el sistema de la EEQ (ver Fig. 1) modelado en DIGSILENT PowerFactory, en el cual, se pueden ejecutar scripts de Python [25], donde ha sido programado el algoritmo MVMO, el mismo que realiza múltiples flujos de potencia, donde se varían los tap's en los transformadores, la potencia reactiva en los generadores y en los bancos de capacitores, hasta encontrar los puntos de operación del sistema en el cual las pérdidas de potencia activa son menores. Esto en base al diagrama de flujo del algoritmo de optimización MVMO (ver Fig. 2).

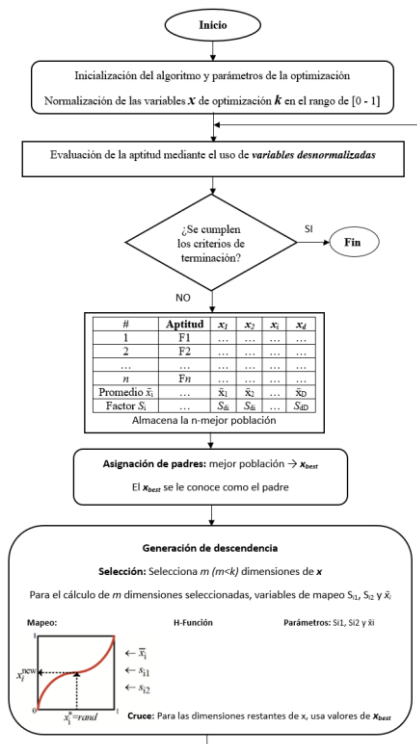
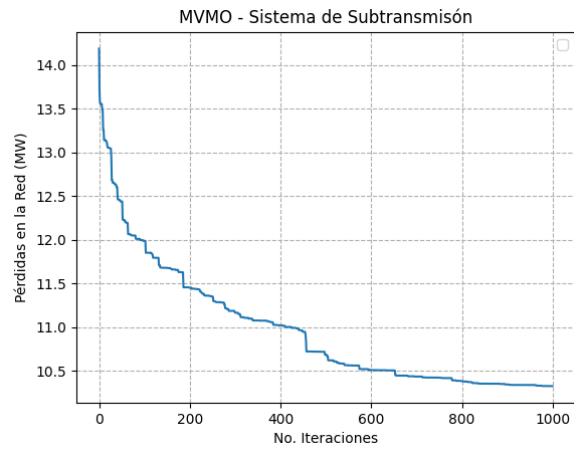


Figura 2: Proceso de búsqueda del algoritmo de mapeo media – varianza (MVMO) [25]

Todos estos cálculos están enfocados en un ámbito cuantitativo, es decir, considerando la potencia activa del sistema de subtransmisión, para posteriormente realizar

un análisis porcentual en que se reducen las pérdidas de potencia activa. Esto se aplica para cualquier estado de operación del sistema, consideración de demanda, etc. En este caso en general, se realizará el análisis para demanda máxima, en donde se mostrarán los resultados de los transformadores de potencia más relevantes en el sistema de 138 kV, 69 kV y 46 kV, así como los perfiles de voltaje en estos nodos.

Al finalizar la simulación y ejecución del algoritmo ejecutada en Power Factory, en demanda máxima, luego de 1000 iteraciones, se puede observar en la Fig. 3 que la pérdida de potencia activa en la primera iteración se encuentra sobre los 14,58 MW, mientras que luego de ejecutarse el script y analizar todas las posibles opciones de operación del sistema se llega a tener una pérdida de potencia de 10,32 MW. La pérdida de potencia activa en porcentaje es del 6.5% con respecto al valor inicial de 11,042 MW calculado en Power Factory.



Total Grid Losses: 10.324366 MW  
Grid Losses: 11.042049 MW  
Percentage Reduction of Losses by 6.500

Figura 3: Resultado al finalizar el algoritmo MVMO en Power Factory Demanda mínima

Para obtener el resultado de cada uno de los transformadores y los voltajes en cada una de las barras del sistema de subtransmisión, se ha tomado como referencia el anexo 1 (documento en Excel), en donde se encuentran listados los elementos del SEP, que se desean graficar.

A continuación, se muestra en las figuras dos de los transformadores de potencia donde se puede ver el cambio de sus tap's, y el valor del voltaje en por unidad (p.u) conforme el algoritmo se ejecuta en Power Factory. Mientras que, los resultados obtenidos en los otros transformadores de potencia y sus voltajes se muestran en el anexo del presente documento. En este caso se ha tomado en cuenta la Subestación (S/E) Gualo (elemento 70 dentro anexo 1) con un nivel de 138 kV, la cual cuenta con un transformador de dos devanados, en la que los tap's se encuentran en el lado de alto voltaje y estos pueden variar en un rango de -8 a 8.





Durante la simulación en la Fig. 4, se observa el cambio de tap's que ocurren en el transformador de la subestación Gualo durante la búsqueda de la mejor condición operativa para reducir las pérdidas de potencia activa, obtenida en la Fig. 3, dejando el tap del transformador de potencia en la posición -7.

En la Fig. 5, en la interfaz de Python se puede confirmar el estado del tap (-7) del transformador de la subestación Gualo en la última iteración de la simulación, considerada en este caso la número 999 debido a que dentro del software la numeración comienza en 0, y de igual forma considerando que el elemento a analizar es el 70, al iniciar el listado en el programa desde 0, la Subestación Gualo se encuentra en el listado en el número 69. Mientras que en la Fig. 6, verificamos el último estado de la posición del tap al finalizar la simulación en Power Factory.

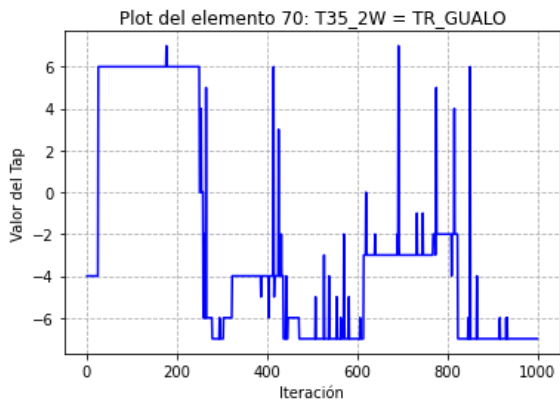


Figura 4: Cambio de tap's TR\_Gualo durante la simulación

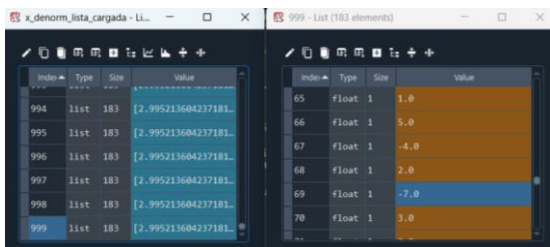


Figura 5: Verificación del tap del TR\_Gualo en la ventana de variables de Python

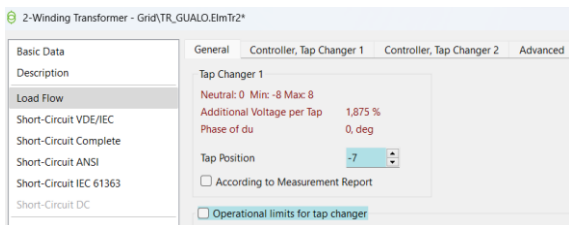


Figura 6: Verificación del tap del TR\_Gualo en Power Factory

Tomando en cuenta dos transformadores de 3 devanados, con cambiador de tap's en dos de los 3 devanados, en las figuras 7, 8, 9 y 10 se consideran los transformadores de potencia T08 y T09 de la Subestación Vicentina, con los tap's en el primer devanado con un rango de 1 a 5 denominado de alto voltaje "HTAP" (elemento 130 para el T08 y elemento 131 para el T09 de

acuerdo al anexo 1) y el segundo devanado denominado de medio voltaje con un rango de tap's que va de 1 a 33 "MTAP" (elemento 139 para el T08 y elemento 140 para el T09 del anexo 1).

En las figuras 11 y 12, en la interfaz de Python se puede evidenciar el estado de los tap's, tomando en cuenta lo indicado anteriormente, en los datos obtenidos de la S/E Gualo, y de acuerdo con la lista de variables en Python, los elementos 129 y 130 corresponden a los tap's en el lado de alto voltaje (elementos 130 y 131 según anexo 1), mientras que los elementos 138 y 139 corresponden a los tap's en el lado de medio voltaje (elementos 139 y 140 según anexo 1) en los transformadores T08 y T09 de la subestación Vicentina.

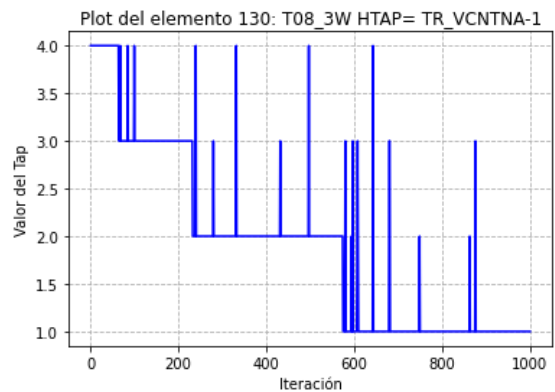


Figura 7: Cambio de tap's en el lado de alto voltaje en el TR\_VCNTNA-1 durante la simulación

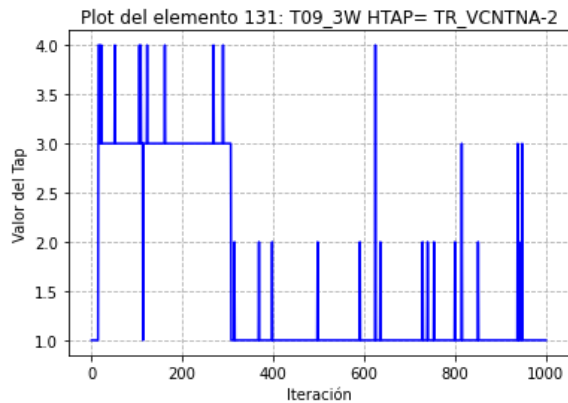


Figura 8: Cambio de tap's en el lado de alto voltaje en el TR\_VCNTNA-2 durante la simulación

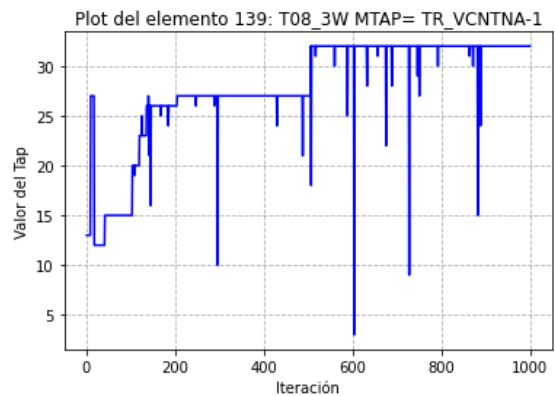




Figura 9: Cambio de tap's en el lado de medio voltaje en el TR\_VCNTNA-1 durante la simulación

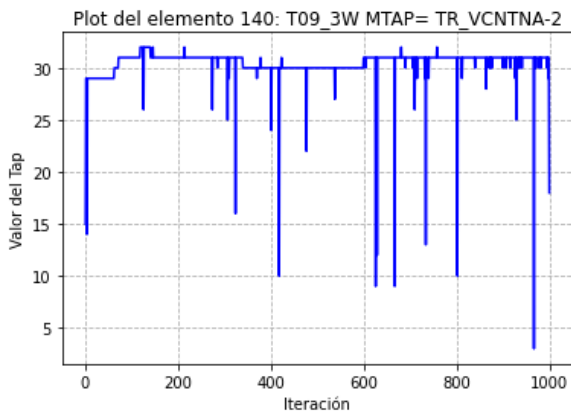


Figura 10: Cambio de tap's en el lado de medio voltaje en el TR\_VCNTNA-2 durante la simulación

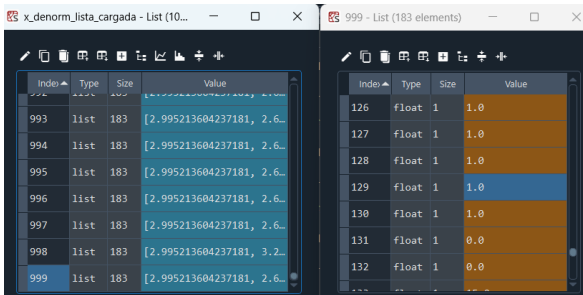


Figura 11: Verificación de los tap's del TR\_VCNTNA-1 en la ventana de variables de Python

Con los resultados obtenidos en los gráficos, en el almacenamiento de las variables en Python y en la simulación de Power Factory, se tiene que los tap's en los dos transformadores de la subestación Vicentina para reducir las pérdidas de potencia activa deberán encontrarse en alto y medio voltaje en la posición 1 y 32 respectivamente.

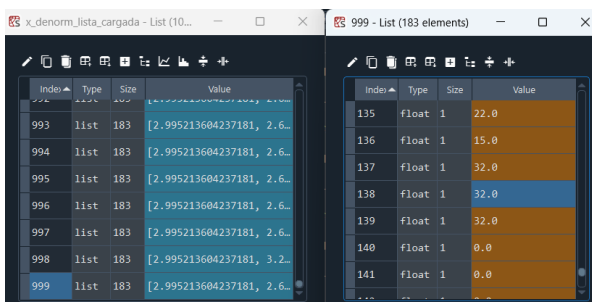


Figura 12: Verificación de los tap's del TR\_VCNTNA-2 en la ventana de variables de Python

De la misma forma que el caso anterior, en las figuras 13 y 14, se muestra el valor de los tap's de cada uno de los transformadores al terminar las iteraciones de la simulación.

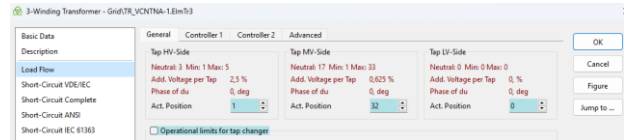


Figura 13: Verificación del tap del TR\_VCNTNA-1



Figura 14: Verificación del tap del TR\_VCNTNA-2

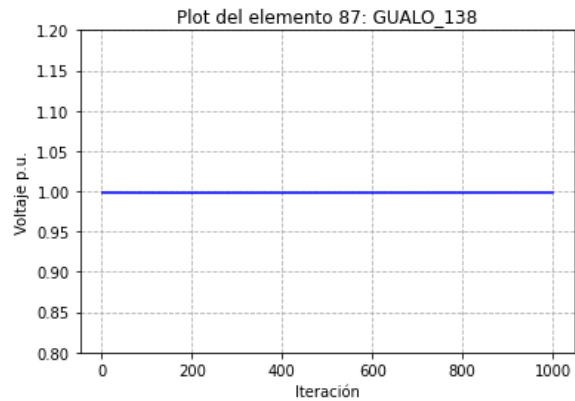


Figura 15: Voltaje en la Barra de la S/E Gualo

Con respecto a los voltajes en estos puntos, en las figuras 15 y 16 a continuación podemos observar que los niveles de voltaje a 138 kV no varían notablemente, manteniéndose en estas barras (Gualo y Vicentina) en 1 p.u. Tomando en cuenta que el valor final del voltaje, se encuentra dentro de los rangos establecidos por la regulación vigente ( $\pm 5\%$ ).

Ahora se realizará una revisión del comportamiento del sistema en los niveles de subtransmisión restantes que tiene al momento la Empresa Eléctrica Quito, (69 kV y 46 kV), mostrando las gráficas del comportamiento de los tap's de los transformadores y de los voltajes en las barras. A nivel de 69 kV, la EEQ cuenta con una subestación denominada Los Bancos (43 en la lista del anexo 1), a continuación, en la Fig. 17 se puede ver el cambio de los tap's del transformador de potencia de dos devanados el cual tiene rango de -8 a 8, mientras que la Fig. 18 nos muestra el voltaje en la barra de la subestación mientras se ejecuta el algoritmo. En este caso la posición final del tap en el transformador de la S/E Los Bancos para obtener el menor número de pérdidas de potencia activa debe estar en la posición 7.

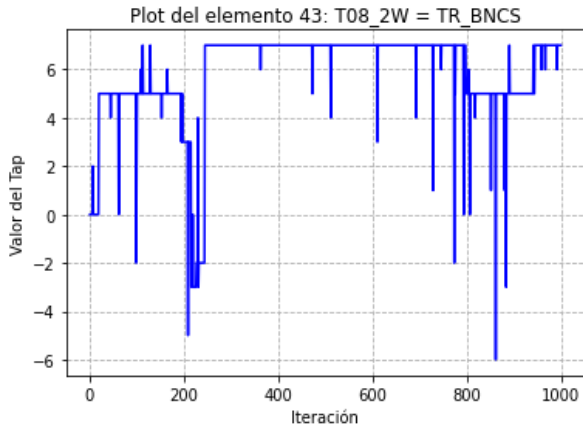


Figura 17: Cambio de tap's en el TR\_BNCS durante la simulación

En este caso al igual que para los casos de 138 kV se tiene que el voltaje en la S/E Los Bancos permanece constante con un valor, cercano al 1 p.u.

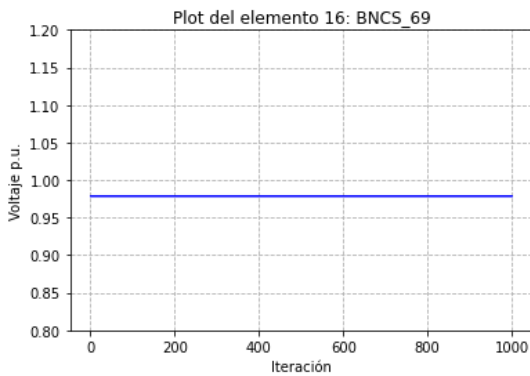


Figura 18: Voltaje en la Barra de la S/E Los Bancos

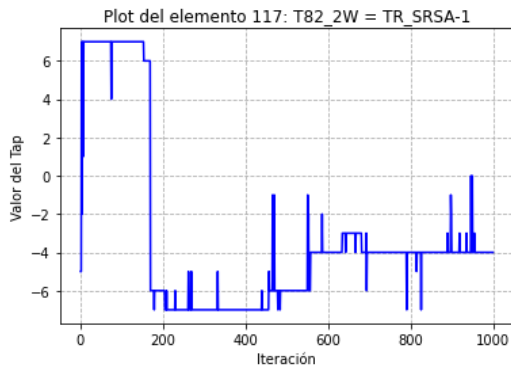


Figura 19: Cambio de tap's en el lado de medio voltaje en el TR\_SRSA-1 durante la simulación

A nivel de 46 kV de la EEQ, tomaremos como ejemplo la S/E Santa Rosa la cual cuenta con dos transformadores de 2 devanados de 46/23 kV (elementos 117 y 118 dentro del anexo 1) con un rango de cambio de tap's de -8 a 8. En las figuras 19 y 20 se observa el cambio de tap's de los dos transformadores de la S/E Santa Rosa, quedando el T82 en posición -4 y el T83 en posición -5. El perfil de voltaje en esta barra esta dado por la Fig. 21, donde también se puede observar que éste se encuentra dentro de los valores admisibles dado por la regulación 002/20 del ARCERNR.

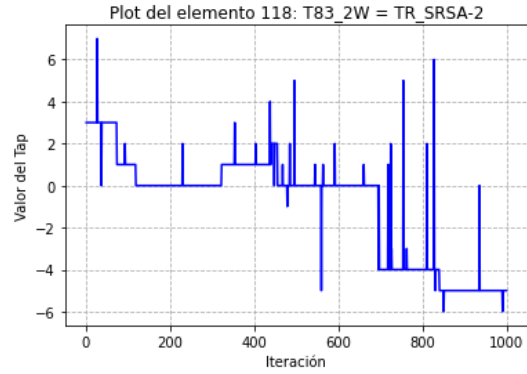


Figura 20: Cambio de tap's en el lado de medio voltaje en el TR\_SRSA-2 durante la simulación

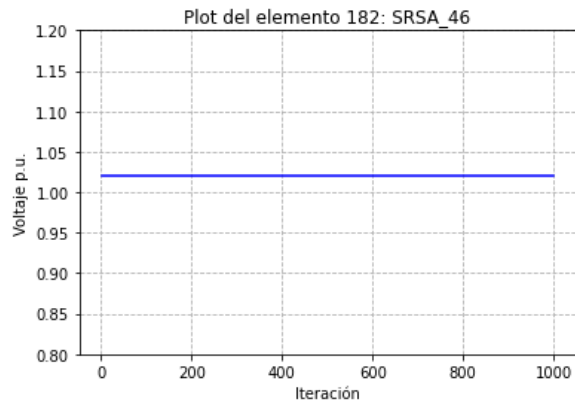
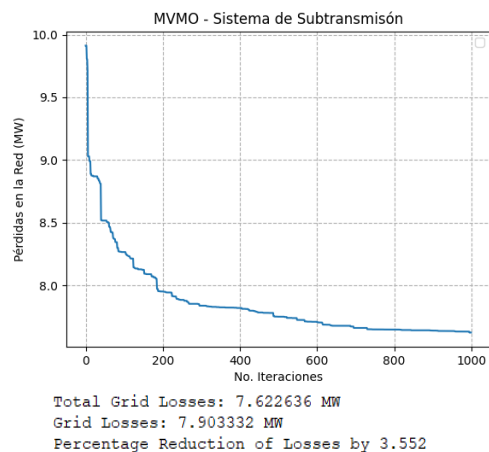


Figura 21: Voltaje en la Barra de la S/E Santa Rosa

El algoritmo de optimización de mapeo, media -varianza MVMO, se lo ejecuta de la misma manera para las demandas mínima y media, el resultado va a cambiar dependiendo de las condiciones operativas bajo las que se encuentre el sistema eléctrico de potencia en ese momento, así como de los generadores que se encuentren funcionando en los diferentes horarios.

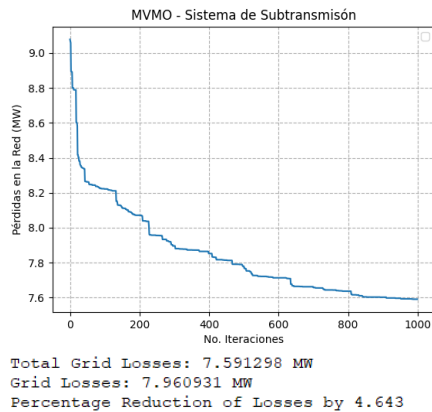
A continuación, se muestran en las figuras 22 y 23 las curvas con las pérdidas de potencia en las demandas mínima y media respectivamente, mientras que en la figura 24 se puede observar el algoritmo aplicado para demanda máxima con 2000 iteraciones como caso particular.



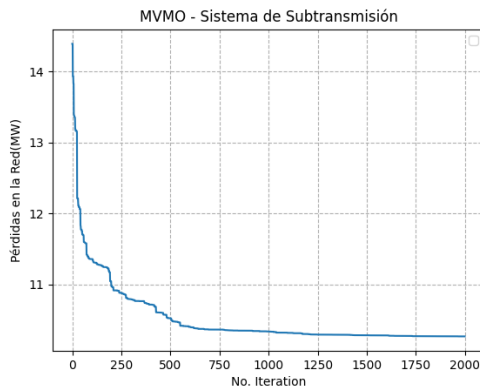
**Figura 22: Resultado al finalizar el algoritmo MVMO en Power Factory Demanda mínima**

**Tabla 1: Valores de pérdidas de potencia activa antes y después de aplicar el algoritmo MVMO al sistema de la EEQ**

Demanda	Mínima	Media	Máxima
Pérdidas de potencia Activa Inicial en [MW]	7,90	7,96	11,042
Pérdida de potencia en [MW] con el método MVMO	7,62	7,59	10,32
Pérdidas en [%]	3,5	4,6	6,5



**Figura 23: Resultado al finalizar el algoritmo MVMO en Power Factory Demanda media**



**Figura 24: Resultado al finalizar el algoritmo MVMO en Power Factory Demanda máxima con 2000 iteraciones**

**4. RESULTADOS**

Al aplicar el algoritmo de optimización MVMO en cada una de las demandas (mínima, media y máxima) desarrolladas en este estudio, se puede determinar el valor de las pérdidas de potencia activa en el sistema de subtransmisión de la EEQ para cada caso, los cuales se detallan en la Tabla 1.

Estos porcentajes de pérdidas varían por la hora y la disponibilidad de los equipos (generadores, bancos de capacitores) que se encuentran funcionando en el SEP. Si bien la reducción de las pérdidas de potencia es calculada en un instante de tiempo, es importante considerar que, al

sumar estas pérdidas en el transcurso del tiempo, representan un valor considerable al final del día, debido a que el sistema posiblemente no trabaja bajo condiciones adecuadas de operación, y, como se mencionó en el desarrollo de este estudio, el hecho de que el sistema opere dentro de los rangos permitidos de voltaje establecidos por el agente regulador de cada región, en este caso la ARCERNNR, no garantiza que el sistema trabaje con pérdidas mínimas de potencia.

Durante la simulación se pueden observar en DIGSILENT Power-Factory el aporte de potencia reactiva y el estado de los bancos de capacitores en cada iteración del método MVMO. Pero si se desea ver el cambio en cada iteración se lo puede realizar de mejor manera en la interfaz de variables en Python una vez que finaliza el algoritmo.

**4.1 Interpretación de la Curva MVMO**

Una vez finalizado el estudio, y al analizar las curvas de las figuras obtenidas durante la simulación, se puede observar que, al comienzo las pérdidas de potencia son considerables, pero, conforme el algoritmo va avanzando, se van encontrando mejores soluciones dentro de los elementos, cuyos estados operativos pueden cambiar (bancos de capacitores, tap's en transformadores y potencia reactiva en generadores), para que las pérdidas vayan disminuyendo. Tomando en cuenta que, las pérdidas de potencia activa no alcanzan valores muy elevados, lo que se logra al aplicar la técnica MVMO es que, conforme transcurre el tiempo, el sistema va encontrando un nuevo punto de operación de estado estable, donde las pérdidas disminuyen, al tiempo que los valores de voltaje en las barras se mantienen constantes, es decir, que el sistema no pierde convergencia durante la búsqueda de la mejor condición operativa.

En el anexo 2, al final de este documento, se muestran los gráficos de los cambios de los tap's de los transformadores de potencia, tanto de dos como tres devanados existentes en el sistema eléctrico de la EEQ, así como los perfiles de voltaje en cada una de las barras que forman parte de la red a nivel de 138 kV, 69 kV y 46 kV, donde se puede observar cómo cambian las posiciones en los transformadores y cómo se mantiene el perfil de voltaje en cada una de las barras mientras se ejecuta la simulación.

**4.2 Análisis Económico**

La implementación de un algoritmo de optimización permite analizar y evaluar la mejor condición operativa en la que puede operar un sistema eléctrico de potencia, estimando variables o factores que muchas veces no se consideran dentro del funcionamiento del SEP, es por esto que, la reducción de pérdidas de potencia se relaciona directamente con la disminución de costos operativos en el sistema eléctrico.

Un SEP bajo condiciones normales de operación no sufre daños (eléctricos o mecánicos) cuando las



condiciones operativas cambian de forma normal, pero se ven afectados al no trabajar en condiciones óptimas, o al ser forzados por cambios bruscos que ocurren inesperadamente en la red (fallas transitorias o permanentes). En este caso, el sistema de la EEQ, al operar con la menor cantidad de pérdidas de potencia activa, aumenta la disponibilidad de capacidad instalada de la red y a su vez, el sistema podría operar con un menor consumo de electricidad, por lo que, se tienen menores gastos de operación, se reduce la corriente que circula por los elementos de la red y se evita su sobrecalentamiento; alargando la vida útil de los elementos que forman parte de la red.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Elegir el mejor método de optimización para resolver un problema es muy importante en el desarrollo de cualquier investigación, se debe considerar cada uno de los aspectos y elementos que lo conforman. Además, se debe tomar en cuenta la correcta integración y funcionalidad del método que se va a trabajar, para que este no afecte a los parámetros de la simulación durante su ejecución, ya que esto se verá reflejado en los resultados.

El correcto modelamiento de la red, así como cada una de las características de los elementos que forman el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito es fundamental dentro del desarrollo del estudio de optimización de las pérdidas de potencia activa, lo cual, garantiza que la aplicación del algoritmo no tenga problemas en la convergencia de los flujos de potencia.

La programación del algoritmo desarrollado en este trabajo se puede aplicar a cualquier sistema eléctrico de potencia y bajo cualquier condición operativa. En este caso en particular, se tiene que las mayores pérdidas de potencia activa en demanda máxima, alcanzando un valor de pérdidas de 10.32 [MW] y el porcentaje de reducción es del 6.5 % en relación a los 11,042 [MW] en condiciones iniciales de operación del sistema.

La reconfiguración de los tap's de los transformadores de potencia, al aplicarse el algoritmo de optimización MVMO, puede ser utilizada para mejorar la calidad de servicio, técnico y para aumentar la eficiencia de los equipos dado que trabajarán bajo mejores condiciones operativas.

Con la aplicación del algoritmo MVMO se confirma que este método muestra convergencia para buscar una solución óptima y se acerca lo suficiente al óptimo global para resolver el problema planteado de la reconfiguración de los elementos de la red en el sistema de subtransmisión de la EEQ, el mismo que puede ser aplicado en cualquier otro sistema eléctrico.

Se ha demostrado que, el aplicar el algoritmo de optimización, para los diferentes estados del sistema, no afecta el estado operativo del SEP.

Al ampliar el análisis del estudio, incrementando el

número de iteraciones a 2000, se puede observar en la figura 24, que el comportamiento de la curva no representa una disminución considerable de las pérdidas ya calculadas, debido a que la curva converge cerca de las 1000 iteraciones, por lo que no influye en el resultado aumentar el número de iteraciones, pero si en el tiempo de procesamiento del algoritmo.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Empresa Eléctrica Quito, 2023, Sitio web: <https://www.eeq.com.ec/historia>
- [2] Gustavo Adolfo Segura Bovea, Confiabilidad de Subestaciones, "Propuesta de mejora de confiabilidad en subestación 20 de Julio Asociada al SDL de la ciudad de Barranquilla", Universidad de la Costa, 2018.
- [3] J. A. Caicedo Rivadeneira, "Flujo Óptimo de Potencia en Sistemas Eléctricos basado en Criterios de Mínimas Pérdidas de Potencia Activa usando el Método del Gradiente", Universidad Politécnica Salesana Sede Quito, Marzo 2022.
- [4] Sarfaraz, A. Bansal, and S. Singh, "Optimal allocation and sizing of distributed generation for power loss reduction," IET Conf. Publ., Vol. 2016, no. CP700, pp. 15–20, 2016.
- [5] J. Carpentier and G. Grundmeier, "Chemical structure and morphology of thin bilayer and composite organosilicon and fluorocarbon microwave plasma polymer films," Surf. Coatings Technol., vol. 192, pp. 189–198, Mar. 200.
- [6] M. F. Hossain, S. Chowdhury, and M. O. Khan, Optimization of Colorimetric  $\beta$ -Hematin Formation Assay Method for Antimalarial Drug Leads Screening. 2017.
- [7] M. Gavrilas, «Heuristic and Metaheuristic Optimization Techniques with Application to Power Systems,» Power System Department-«Gheorghe Asachi» Technical University of Iasi Romania, 2010.
- [8] R.X Looor Toro, "Reconfiguración de redes de Distribución de Eléctrica basada en optimización de Mapeo Media - Varianza", Escuela Politécnica Nacional, 2014.
- [9] F. F. Mesut E. Baran, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, N° 2, pp. 1401-1407, April 1989.
- [10] M. B. C. d. Oliveira, Reconfiguração de alimentadores em sistemas de distribuição usando a metaheurística Grasp, Dissertação de Mestrado - UNESP, Maio 2011.
- [11] S. V. L. N. M. R. R. A. S. R. Rayapudi Srinivasa Rao, "Optimal Network Reconfiguration of Large –



Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm”, IEEE Transactions on Power System, vol. 26, N° 3, pp. 1080-1088, Agosto 2011.

- [12] O. G.-B. A. S.-A. Paola Pezzinia, “Optimization techniques to improve energy efficiency in power systems”, ELSEVIER-Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011.
- [13] H. B. Flores Terán, “Desarrollo de una Metodología Multimáquina para la Ubicación y Sintonización de Estabilizadores de Sistemas de Potencia de forma Automática”, Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [14] R. M. Tapia López, “Control Óptimo de Potencia Reactiva en un parque Eólico Mar adentro con enlace HVDC”, Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [15] ARCERNR. Resolución Nro. 003/2023, Regulación 002/20, Calidad del Servicio de Distribución y comercialización de energía eléctrica, Ecuador 2023.
- [16] H. Amaris, M. Alonso, C. Álvarez Ortega, “Reactive Power Management of Power Networks with Wind Generation”, Springer, 2013.
- [17] J. Rimez, "Optimal Power Flow Modeling of Hybrid AC/DC Systems" en "HVDC Grids For Offshore and Supergrid of the Future", IEEE Press & Wiley, 2016.
- [18] I. Erlich, W. Nakawiro y M. Martínez, “Optimal Dispatch of Reactive Sources in Wind Farms”, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting.
- [19] G. Migliavacca, "Advanced Technologies for Future Transmission Grids", Springer 2013.
- [20] Kundur, P. “Power System Stability and Control”. Mc-Graw-Hill, 1994.
- [21] Flores, H. “Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal en el Sistema Nacional Interconectado Aplicando el Método de Análisis Modal” Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Ecuador, Septiembre 2004.
- [22] F. F. Mesut E. Baran, «Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,» IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, n° 2, pp. 1401-1407, April 1989.
- [23] L. A. Pereira Herrera, “Análisis y Determinación de tiempos de Recierres Tripolares en Líneas de 138 kV y 46 kV de la Empresa Eléctrica Quito”, Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [24] DIgSILENT PowerFactory.(2012). User Manual. Gomaringen, Germany.
- [25] Cepeda, J.; Rueda, J. L.; Erlich, I.; Korai, A.; F. Gonzalez-Longatt, “Mean Variance Mapping Optimization Algorithm for Power System Applications in DIgSILENT PowerFactory”

PowerFactory Applications for Power System Analysis Book, Chapter 12, Springer International Publishing, 2014.



Luis Andrés Pereira Herrera. - Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2017; Actualmente se encuentra culminando sus estudios de Master en Electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia. Sus campos de investigación están relacionados con la Operación del Sistema Eléctrico en Tiempo Real en el Centro de Control de la Empresa Eléctrica Quito.



Roberth Saraguro Ramírez. - Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2007, realizó estudios de Posgrado en la Universidad Nacional de Rosario Argentina obteniendo el título de Magister en Energía para el Desarrollo Sostenible, y Magister en Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional. Sus campos de acción son los análisis Post falla ante eventos presentados en el Sistema Eléctrico Quito.



Carlos Quinatoa Caiza. – Nació en Tanicuchi, Ecuador en 1988. Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, aspirante a Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela y docente investigador de la UTC.



# Identification Methodology of Oscillatory Modes in PMU Measurement Ambient Type Data

## Metodología de Identificación de Modos Oscilatorios en Datos Tipo Ambiente de Mediciones PMU

O.O. Ramos Contero<sup>1</sup>  0000-0002-8472-9370 D.E. Echeverría<sup>2</sup>  0000-0002-1743-9234  
D.G. Colomé<sup>1</sup>  0000-0002-2926-5366

<sup>1</sup> Universidad Nacional de San Juan – CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, San Juan, Argentina

E-mail: [pasha\\_omar10@hotmail.com](mailto:pasha_omar10@hotmail.com), [gcolome@jee-unsjconicet.org](mailto:gcolome@jee-unsjconicet.org)

<sup>2</sup> Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Ecuador

E-mail: [decheverria@cenace.gob.ec](mailto:decheverria@cenace.gob.ec)

### Abstract

The aim of this work is to put forward a methodology to evaluate the oscillatory stability of a power electric system (PES) analyzing the low-frequency oscillatory modes (LFOM) through the processing of synchrophasor measurements Phasor Measurement Units (PMU) of ambient data. The proposed methodology, based on spectral and pseudo-energy analyses and on parametric methods of Canonical Correlation Analysis and Yule-Walker, estimates the LFOM, whose frequency and damping characteristics provide critical information to PES operators to carry out preventive or emergency control actions. The proposed methodology was applied to synthetic measurements for its tuning and to characterize its range and accuracy, and to PMU records of the Ecuadorian power transmission system, successfully identifying the 0.4 Hz inter-area mode of the Ecuador-Colombia interconnection. The contributions of this work are aimed at evaluating the oscillatory stability of the PES through automatic computational tool that processes PMU signals of ambient type data.

### Resumen

El objetivo de este trabajo es presentar una metodología para evaluar la estabilidad oscilatoria de un sistema eléctrico de potencia (SEP) mediante el análisis de los modos oscilatorios de baja frecuencia (MOBF) a través del procesamiento de mediciones sincrofasoriales (Phasor Measurement Units PMU) de datos tipo ambiente. La metodología propuesta, basada en el análisis espectral y de pseudoenergía y en los métodos paramétricos de Análisis de Correlación Canónica y de Yule – Walker, estima los MOBF, cuyas características de frecuencia y amortiguamiento brindan información crítica a los operadores del SEP para adoptar acciones de control preventivo o de emergencia. La metodología propuesta fue aplicada a mediciones sintéticas para su sintonización y caracterizar su alcance y precisión, y a registros PMU del sistema de transmisión de energía de Ecuador logrando identificar satisfactoriamente el modo interárea de 0,4 Hz propio de la interconexión Ecuador-Colombia. Las contribuciones de este trabajo están encaminadas a evaluar la estabilidad oscilatoria de los SEP a través de una herramienta computacional automática que procese señales PMU de datos tipo ambiente.

**Index terms**— power systems, oscillatory stability, oscillatory modes, PMU measurement, ambient data, parametric estimation

**Palabras clave**— sistemas de potencia, estabilidad oscilatoria, modos oscilatorios, mediciones PMU, datos ambientes, estimación paramétrica.

Recibido: 02-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Ramos O., Echeverría D., Colomé D. (2024). “Metodología de Identificación de Modos Oscilatorios en Datos Tipo Ambiente de Mediciones PMU”. Revista Técnica “energía”. No. 21, Issue I, Pp. 55-64

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.642>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

Los nuevos desafíos que presentan los sistemas eléctricos de potencia (SEP), como falta de inversión, envejecimiento de equipos, integración de fuentes de energía renovables y restricciones ambientales para la construcción de nuevas centrales y líneas de transmisión, sumados al continuo incremento de la demanda, podrían conducir a que el SEP se aparte de su rango operativo admisible, e incluso ocasionar inestabilidad o apagones. Resulta por ello necesario monitorear su comportamiento dinámico, a fin de mantener la seguridad y estabilidad de operación. El monitoreo de la estabilidad oscilatoria se realiza mediante el análisis de los modos oscilatorios de baja frecuencia (MOBF), cuyas características de frecuencia y amortiguamiento, brindan información crítica a los operadores del SEP para adoptar acciones de control preventivo o de emergencia.

Tradicionalmente, el monitoreo de los MOBF depende de una eficaz modelización de los SEP. Se realiza para verificar las condiciones de estabilidad de pequeña señal (EPS), con el modelo matemático completo del sistema, un análisis modal en estado estacionario [1] o simulaciones ante diferentes perturbaciones. Sin embargo, la precisión de las estimaciones de los MOBF depende de la exactitud y validez del modelo matemático. Ante estas dificultades que presenta el enfoque tradicional, en las últimas décadas se han desarrollado nuevas técnicas de procesamiento de señales y de identificación de sistemas para la estimación de los MOBF a partir de mediciones. Estos métodos no requieren modelar del sistema. En este sentido, los cada vez más difundidos sistemas de medición basados en los sistemas de medición de área amplia (WAMS – Wide Area Monitoring Systems), y en las unidades de medición sincrofasorial (PMU – Synchronized Phasor Measurement Units) conectadas a un concentrador de datos fasoriales (PDC – Phasor Data Concentrator), generan, por su capacidad de proveer información sincronizada a una alta tasa de reporte, una oportunidad tecnológica para la evaluación de la estabilidad oscilatoria a partir del procesamiento de señales.

Los métodos de identificación modal a partir de mediciones se clasifican de acuerdo, a las características de las señales en la ventana de análisis, que corresponden a períodos de grandes perturbaciones (ringdown data) o a períodos con datos tipo ambiente sin grandes perturbaciones (ambient data); y a su formulación matemática como paramétricos o no paramétricos [2]. Para obtener buenos resultados se debe escoger la metodología más adecuada según el tipo de datos a analizar. En este trabajo se presenta una metodología que procesa señales de datos ambiente.

El análisis e identificación de MOBF en señales de datos tipo ambiente revela la presencia de un ruido ambiental de nivel constante en el sistema. La hipótesis

considerada es que este ruido es el resultado de pequeñas variaciones en la carga, que actúan como excitación de baja amplitud para los modos electromecánicos del sistema. Suponiendo que estas variaciones se modelan como ruido blanco en una ventana de análisis, es posible estimar las características modales de los sistemas a partir de las señales de datos tipo ambiente [3].

Una de las primeras aplicaciones de un método de análisis de datos tipo ambiente se publicó en [4], haciendo uso de un método basado en subespacios estocásticos. Este método estima los modos oscilatorios, sin embargo, no arroja una buena solución al problema de discriminación de modos reales de modos espurios causados por errores numéricos en su técnica matemática.

En [3] se implementan varios métodos de análisis para estimación de modos correspondientes a métodos de análisis de subespacios de estado, entre ellos Análisis de Correlación Canónica (CCA) y Algoritmos Numéricos para la Identificación del Sistema de Espacio de Estado Subespacial (N4SID), con buenos resultados al usar grandes ventanas de datos. En [5] se analiza el efecto de la longitud de la señal y la presencia de ruido para el análisis de datos ambiente con el método de CCA, donde se determina que el análisis requiere de una longitud de ventana de 600 a 900 s. En [6] se analiza una señal de datos tomando como referencia una ventana que abarca la señal previa y posterior a la ocurrencia de una perturbación, y se la analiza con los métodos de subespacios de estado y CCA. Los resultados muestran que el método de CCA se desempeña bien en ventanas de datos tipo ambiente.

Por otro lado, los primeros resultados de la aplicación del método paramétrico de Yule Walker (YW) para la estimación de modos oscilatorios en mediciones tipo ambiente fueron publicados en [7], desde entonces se han venido realizando modificaciones para la estimación de modos oscilatorios en los SEP. Inicialmente, se desarrolló el método para el análisis de una sola señal [8], y posteriormente se modificó para posibilitar realizar el análisis de múltiples señales [9].

En este trabajo se presenta una metodología que integra los métodos de identificación paramétrica CCA y YW con las técnicas de análisis espectral y de pseudoenergía [10] de la señal de datos tipo ambiente en un procedimiento automático para estimar MOBF muy poco y poco amortiguados.

Este trabajo se organiza en 5 secciones. En la sección 2, se presentan las herramientas matemáticas para el análisis de MOBF. En la sección 3 se describe la metodología propuesta. En la sección 4 se aplica la metodología a señales PMU de frecuencia registradas en el sistema de transmisión de energía de Ecuador operado por el CENACE. Finalmente, en la sección 5 se presentan las conclusiones del trabajo.



## 2. HERRAMIENTAS MATEMÁTICAS

Se presentan a continuación los métodos de identificación paramétrica implementados para la determinación de MOBF en datos tipo ambiente, así como también conceptos de pseudoenergía utilizados para determinar los MOBF dominantes.

### 2.1 Métodos de identificación paramétrica en datos ambiente

Los métodos paramétricos para identificar MOBF en datos tipo ambiente parten del modelo lineal en espacio de estado en tiempo discreto con entradas nulas de (1) y (2).

$$x_{k+1} = Ax_k + w_k \quad (1)$$

$$y_k = Cx_k + v_k \quad (2)$$

Donde  $x_k$  es el vector de estado ( $n \times 1$ ),  $A$  es la matriz de estado ( $n \times n$ ),  $C$  es la matriz de salida ( $l \times n$ ),  $y_k$  es el vector de salidas ( $l \times 1$ ),  $w_k$  ( $n \times 1$ ) y  $v_k$  ( $l \times 1$ ) son vectores de ruido del proceso y las medidas.

El método de subespacio de correlación canónica (CCA) [11] a partir del modelo de (1) y (2) considera una secuencia de mediciones en tiempo discreto de la salida para construir las matrices de bloque de Hankel extendidas, las que son procesadas con proyección ortogonal y descomposición en valores singulares para calcular la matriz de observabilidad extendida  $\Gamma_i$  con la que en (3) se calcula la matriz  $A$ . Los autovalores de  $A$  son las raíces de la ecuación característica en tiempo discreto.

$$A = \underline{\Gamma}_i^+ \bar{\Gamma}_i \quad (3)$$

El análisis de Yule Walker (YW) es el estimador espectral más común de los métodos paramétricos [12]. Su formulación matemática parte de que un proceso aleatorio (respuesta ambiental) puede describirse con precisión mediante un modelo autorregresivo de media móvil (ARMA) de la salida, ec. (4) y (5) con el que se calcula la autocorrelación de la salida, ec.(6).

$$\hat{y}_i(kT) = \sum_{j=1}^n a_j \hat{y}_i(kT - jT) + \sum_{l=1}^p \left( \sum_{j=0}^{\text{mil}} b_{lij} v_l(kT - jT) \right) \quad (4)$$

$$y_i(kT) = \hat{y}_i(kT) + u_i(kT) \quad (5)$$

para  $i=1, 2, \dots, n_0$  donde  $n_0$  es el número de muestras,  $T$  el período de muestreo,  $k$  un entero en tiempo discreto,  $n$  el orden del sistema,  $p$  el orden de  $v$ , mil el orden MA para la salida  $i$  y la entrada  $l$ ,  $a_j$  los parámetros AR, y  $b_{lij}$  los parámetros MA para las entradas  $l$  y salidas  $i$ .

$$r_i(q) = E\{y_i(kT)y_i(kT - qT)\} \quad (6)$$

Con  $E\{\cdot\}$  operador valor esperado y  $q$  operador de desplazamiento en tiempo discreto. Para un número finito

de datos la autocorrelación se aproxima con (7) que expresada en forma matricial en (8) define un sistema de ecuaciones cuya solución son los coeficientes del modelo AR o coeficientes de la ecuación característica en tiempo discreto. a partir de la cual se determinan los MOBF.

$$r_i(q) = - \sum_{j=1}^n a_j r_i(q - j), \quad q > m \quad (7)$$

$$R_i a = -r_i \quad (8)$$

Los métodos CCA y YW son válidos para la identificación de sistemas puramente estocásticos, sin la presencia de entradas externas, condición que cumplen los datos tipo ambiente [11].

### 2.2 Análisis de Pseudoenergía

Para realizar una correcta selección de los modos, y determinar qué modos son dominantes y cuales son espurios, se ha implementado el análisis de "pseudoenergía" [10]. Al seleccionar las señales a analizar, el objetivo es utilizar señales que tengan una alta observabilidad del modo de interés y una baja observabilidad para otros modos. La observabilidad se mide en términos de pico en el espectro de potencia o energía en la autocorrelación. Como las señales son aleatorias, no se puede calcular directamente la energía de un modo determinado en el dominio del tiempo. Sin embargo, se puede estimar la "pseudoenergía" de un modo determinado dentro de la función de autocorrelación [10]. Para ello se toma la transformada  $z$  de (7) y se resuelve para  $r_i(q)$  en forma paralela, obteniendo (9).

$$r_i(q) = \sum_{j=1}^n B_{ij} z_j^{q-m-1}, \quad q > m \quad (9)$$

donde  $z_j$  es el  $j$ ésimo polo en tiempo discreto, y  $B_{ij}$  es el residuo para el polo  $z_j$  y la salida  $i$ .

a pseudoenergía del modo  $j$  resulta en (10).

$$E_j = \sum_{j=1}^{n_0} \left( B_{ij}^* B_{ij} \sum_{q=0}^{M-1} [(z_j^q)^* (z_j^q)] \right) \quad (10)$$

Los modos se ordenan según la magnitud de  $E_j$ .

## 3. METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN

En la Fig. 1 se presenta la metodología propuesta en este trabajo para procesar mediciones PMU de datos ambiente con el fin de identificar los MOBF muy poco y poco amortiguados. Las señales analizadas son mediciones de la frecuencia y de la diferencia angular de tensión, la cual se obtiene a partir de los fasores de tensión. Se han seleccionado estas dos señales en base al análisis realizado en [13,14] donde se determinó que no se obtienen resultados satisfactorios sobre los MOBF al procesar la magnitud de tensión por su gran sensibilidad a cambios de cargas, tap de transformadores y otros elementos conmutadores.



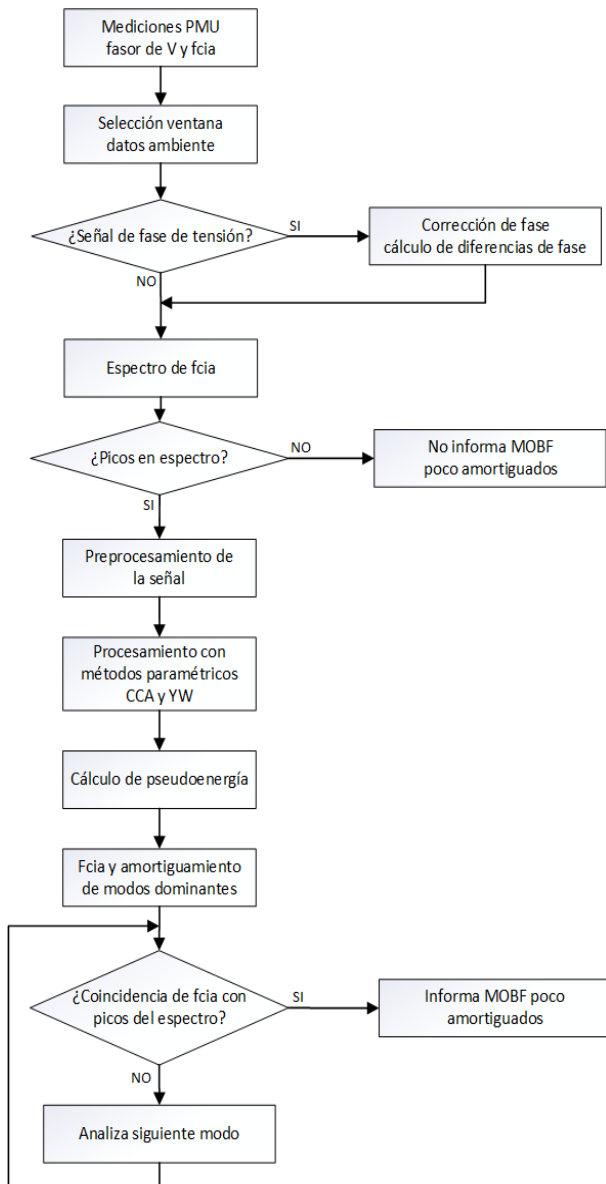


Figura 1: Diagrama de Bloques de la metodología propuesta

En primer lugar, se accede a las mediciones PMU, si la señal corresponde a un fador de tensión, se procede a corregir las escalas de los ángulos de fase contemplando que las PMU calculan ángulos sólo entre -180 y 180 grados [15] y a calcular la diferencia angular de tensión de con respecto a una referencia angular común del sistema.

Luego las señales de diferencia angular y de frecuencia son preprocesadas con el fin de determinar el espectro de frecuencia contenido en la señal y eliminar: ruido de medición, valor medio, tendencia y datos atípicos, con el fin de acondicionar las señales a los requerimientos de los métodos de estimación paramétrica [16].

Si el espectro de frecuencia por la presencia de picos indica la presencia de MOBF poco amortiguados se procesan las señales con los métodos paramétricos de

análisis de CCA y YW para calcular los MOBF representados por su frecuencia y factor de amortiguamiento relativo ( $\zeta$ ). Métodos que han sido sintonizados en [16] ya que cada uno posee parámetros cuyos valores deben ser determinados a partir de un análisis de sensibilidad de desempeño al procesar señales sintéticas. Acto seguido se realiza un análisis de pseudoenergía para determinar qué modos son dominantes y cuales son espurios, desestimando los modos de baja energía.

Finalmente se realiza un análisis integral de los resultados de los métodos paramétricos CCA y YW para los modos de mayor pseudoenergía con los resultados del análisis del espectro de frecuencia con el objetivo de seleccionar los resultados de los MOBF muy poco y poco amortiguados a presentar al usuario de la metodología. En este análisis se contempla el criterio utilizado en centros de control durante la operación en tiempo real para clasificar el estado de operación de acuerdo al valor de amortiguamiento: modos muy poco amortiguados que generan estado de alarma corresponden a modos con  $\zeta < 3\%$ , modos poco amortiguados que generan estado de alerta corresponden a modos con  $3\% \leq \zeta < 5\%$ , y modos con  $\zeta > 10\%$  corresponden al rango de operación segura.

A continuación, se analizan distintas etapas, funciones y alcance de la metodología.

### 3.1. Preprocesamiento de Mediciones PMU

Las bases de datos de mediciones son susceptibles de incluir datos que no son propios de las mediciones, o que no están acorde con las mediciones realizadas como son los datos atípicos. Además, los registros de mediciones suelen estar afectados de ruido. Estos datos al ser utilizados en cualquier proceso de análisis ocasionarían resultados erróneos. Por otra parte, el valor medio y la tendencia que si bien son propios de las mediciones también afectan la precisión en la identificación de los MOBF pues los métodos de estimación paramétrica han sido formulados para procesar señales con valor medio nulo y sin tendencia. Es por este motivo que es necesario realizar un tratamiento previo a las señales de datos antes de efectuar el análisis paramétrico que incluya eliminación de datos atípicos o outliers, filtro de ruido y retiro de valor medio y tendencia; utilizando las funciones y su parametrización de [13,14]. En la Fig. 2. se observan las etapas de preprocesamiento de las señales de datos tipo ambiente obtenidas por PMU.

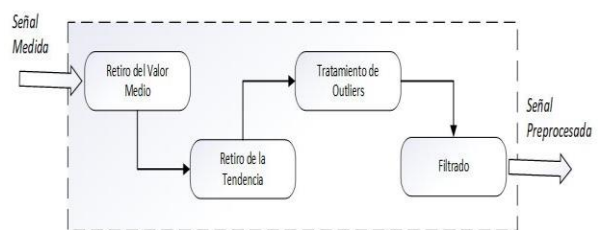


Figura 2: Etapas de Preprocesamiento de la señal



### 3.2. Parametrización de los Métodos de Identificación

Para obtener buenos resultados en la estimación de los MOBF cuando se analizan señales de datos tipo ambiente es necesario realizar una adecuada parametrización de los métodos de identificación paramétrica CCA y YW. De acuerdo con los resultados obtenidos en los ensayos realizados en [16] con señales sintéticas generadas bajo un ambiente controlado se han parametrizado los valores de orden del sistema, número de filas de la matriz, frecuencia de muestreo y longitud de la ventana de la señal, Tabla 1. Parametrización que se utiliza al aplicar los métodos CCA y YW al procesamiento de datos tipo ambiente de mediciones PMU de distintos sistemas.

Tabla 1: Parametrización de los métodos de análisis CCA y YW

Método	Orden	# filas de la matriz	Frecuencia de muestreo [Hz]	Longitud de la ventana [s]
CCA	20	50	10	600
YW	14	74	10	600

Cada método de estimación calculará tantos modos como el orden del sistema previamente parametrizado, incluyendo modos dominantes y espurios, los cuales deben ser necesariamente clasificados para seleccionar únicamente los de interés. Con este fin se aplica el análisis de pseudoenergía.

### 3.3. Caracterización y determinación del alcance de los métodos CCA y YW

Con el fin de establecer la caracterización y el alcance de los métodos de identificación paramétrica en la estimación precisa de los MOBF poco amortiguados, en este apartado se analiza y compara el desempeño de ambos métodos CCA y YW al procesar una señal tipo ambiente sintética conocida en la que se varía: el amortiguamiento y la amplitud de un modo interárea o local por vez. La señal sintética generada con el modelo de [16] en un ambiente controlado con valores de amplitud, fase, frecuencia y amortiguamiento conocidos, tiene tres modos oscilatorios: un modo interárea y dos modos locales cercanos, Tabla 2. Esto último para contemplar que algunos métodos de estimación de MOBF tienen dificultades para diferenciar dos modos con frecuencias muy cercanas, situación que suele darse en los sistemas de transmisión.

En la Fig. 3 se presenta la estimación espectral de frecuencia, obtenida al procesar la señal sintética con parámetros conocidos de la Tabla 2. Se observa que existe un pico en los 0.49 Hz y que los modos locales de 0.94 Hz y 1.19 Hz si bien no se muestran como picos importantes en el espectro de frecuencia, sí aparecen diferenciados en la gráfica. Se observa también que la amplitud del espectro está relacionada tanto con la amplitud de la oscilación en la señal como con el amortiguamiento, lo que queda en evidencia en el modo

local de 1,2 Hz que si bien tienen menor amplitud resulta con mayor espectro que el modo de 1Hz por su menor amortiguamiento. El espectro de frecuencia es utilizado en esta metodología, al comienzo para determinar la presencia de MOBF poco amortiguados en la señal y al final para verificar que los métodos de análisis CCA y YW identifican MOBF de las frecuencias dominantes observadas en el análisis espectral.

Tabla 1: Señal sintética con modo interárea y dos modos locales.

# de Señal	Modo	Frecuencia [Hz]	Amort [%]	Amplitud	Fase [°]
1	1	0,5	3	10	0
	2	1,2	10	12	10
	3	1	12	15	5

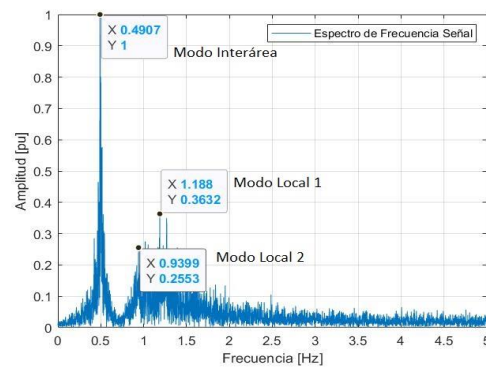


Figura 3: Espectro de Frecuencia de la señal sintética de Tabla 2.

Se varía el valor del amortiguamiento en un rango de -5% a +10 % del modo interárea de 0.5 Hz y en el modo local de 1 Hz. En las Tablas 3 y 4 se presentan los principales resultados de frecuencia y amortiguamiento de los MOBF obtenidos con los métodos CCA y YW. Se presentan en las tablas los resultados de frecuencia y amortiguamiento del modo con mayor pseudoenergía calculado por CCA y YW. Se han remarcado los resultados con un error menor al 1% en la estimación de la frecuencia y con un error menor al 10% en la estimación del amortiguamiento.

Tabla 3. Modo Interárea de 0,5 Hz. Resultados de variación de amortiguamiento, métodos CCA y YW

Amort . Modo [%]	CCA		YW	
	Frecuencia [Hz]	Amort [%]	Frecuencia [Hz]	Amort [%]
-2%	0,4894	87,2900	0,4999	2,0000
-1%	0,4622	88,3190	0,5000	1,0000
0%	0,4999	-0,0652	0,4998	0,1622
1%	0,4984	0,9556	0,4974	0,8686
2%	0,4981	2,0623	0,4961	1,8112
3%	0,4980	3,2382	0,4946	2,8033
4%	0,4978	4,4465	0,4925	3,8120
5%	0,4983	5,4346	0,4900	4,8125
6%	0,4984	6,2746	0,4870	5,7900
7%	0,4933	7,6739	0,4836	6,7349
8%	0,4910	9,3879	0,4799	7,6396
9%	0,4883	10,9380	0,4758	8,4990
10%	0,4846	12,4640	0,4717	9,3115





Se observa en la Tabla 3 que el amortiguamiento de los modos interárea inestables no es correctamente estimado, si bien YW estima el valor absoluto del amortiguamiento correctamente no determina que es negativo. Para los modos estables muy amortiguados ( $\zeta > 10\%$ ) la estimación del amortiguamiento es menos precisa llegando CCA a no identificar el modo por estar éste amortiguado. Para los modos estables con  $\zeta \leq 10\%$ , se observa que CCA es más preciso en el cálculo de la frecuencia y que YW calcula con precisión, error menor al 10%, el amortiguamiento en prácticamente todo el rango de amortiguamiento positivo analizado. Mientras que CCA estima el amortiguamiento con un error menor al 10% entre 0% y 7%, siendo más preciso que YW para amortiguamientos menores al 4%. De esto se desprende que para la estimación de los modos interárea, que no suelen presentarse muy cercanos entre sí en el plano complejo, es más preciso en frecuencia CCA y que arroja resultados precisos en amortiguamiento para modos poco amortiguados, CCA con  $\zeta < 8\%$  y YW con  $8\% \leq \zeta \leq 10\%$ .

**Tabla 4. Modo Local de 1Hz. Resultados de variación de amortiguamiento, métodos CCA y YW.**

Amort. Modo [%]	CCA		YW	
	Frecuencia [Hz]	Amort [%]	Frecuencia [Hz]	Amort [%]
-2%	1,0235	58,9150	<b>0,9998</b>	2,0000
-1%	1,0230	58,9930	<b>1,0000</b>	1,0000
0%	<b>1,0000</b>	-0,0344	<b>1,0000</b>	0,0469
1%	<b>1,0081</b>	1,5730	<b>1,0009</b>	1,2327
2%	1,0649	2,5415	<b>1,0007</b>	2,4675
3%	1,0999	1,4220	<b>0,9983</b>	3,5774
4%	0,9774	6,5127	<b>0,9947</b>	4,5852
5%	0,9686	7,1681	<b>0,9910</b>	5,5331
6%	0,9613	7,6702	0,9880	<b>6,4633</b>
7%	0,9550	8,0952	0,9859	<b>7,4073</b>
8%	0,9497	<b>8,4602</b>	0,9497	<b>8,4602</b>
9%	0,9453	<b>8,7623</b>	0,9848	<b>9,4043</b>
10%	0,9423	8,9884	0,9858	<b>10,4670</b>

Se observa en la Tabla 4 que el amortiguamiento del modo local inestable no es correctamente estimado, si bien YW estima el valor absoluto del amortiguamiento correctamente no determina que es negativo. Para los modos estables, se observa que YW es más preciso en el cálculo de la frecuencia y que calcula con mayor precisión el amortiguamiento en todo el rango de amortiguamiento analizado  $\zeta \leq 10\%$ . De esto se desprende que para la estimación de los modos locales que suelen presentarse cercanos entre sí en el plano complejo es más preciso YW.

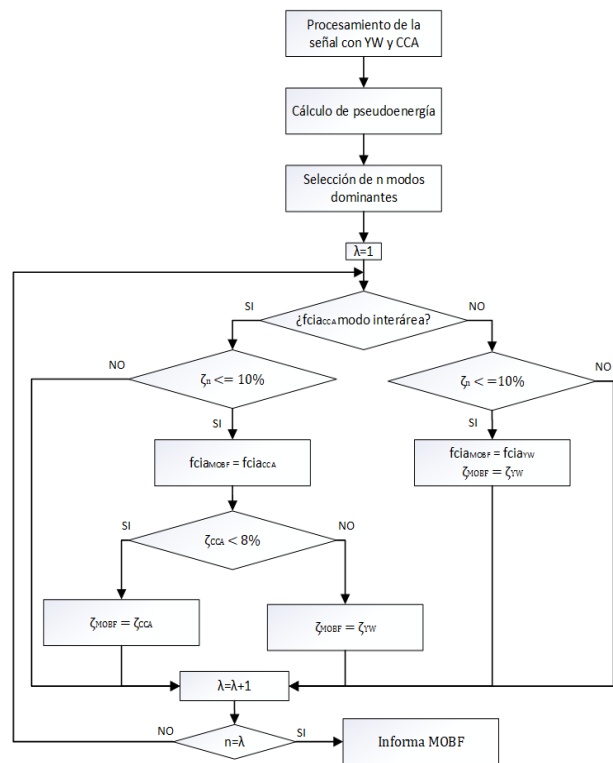
Estos resultados conducen a incluir en la metodología un análisis previo de la evolución creciente de las amplitudes que indique la presencia de un modo inestable, y, en los casos de ausencia de modos inestables, un análisis que contemple la frecuencia y el amortiguamiento del modo estimado. Si la frecuencia corresponde a un interárea se tomarán de CCA sus resultados de frecuencia y de amortiguamiento si este es menor al 8%, y de YW se tomarán sus resultados de

amortiguamiento cuando  $8\% \leq \zeta \leq 10\%$ . Si la frecuencia corresponde a un modo local se tomarán los resultados de YW tanto en frecuencia como amortiguamiento cuando  $\zeta \leq 10\%$ .

De acuerdo con los resultados de la caracterización y determinación del alcance de los métodos CCA y YW, se establece que:

- De cada estimación realizada por CCA y YW se toman los modos con mayor pseudoenergía.
- Para los modos inter área con ( $\zeta \leq 10\%$ ) el método de CCA estima con mayor precisión la frecuencia, mientras que para el amortiguamiento: CCA es más preciso cuando es muy poco amortiguado, y tiene resultados aceptables para la estimación de amortiguamientos menores al 8%.
- Para los modos locales con ( $\zeta \leq 10\%$ ) YW estima con mayor precisión la frecuencia y amortiguamiento, mostrando un mejor desempeño que CCA en presencia de modos locales cercanos en el plano complejo.
- Se verifica si la frecuencia de los MOBF identificados coincide con los picos que presenta el análisis espectral.

En la Fig. 4 se incluye el diagrama de flujo del procesamiento integral de los resultados de los análisis de pseudoenergía y del espectro de frecuencia y de los métodos de estimación paramétrica CCA y YW para determinar los MOBF poco amortiguados a presentar al operador.



**Figura 4: Diagrama de flujo del procesamiento integral de resultados de análisis espectral, pseudoenergía y CCA y YW.**



Con el objetivo de establecer el alcance de ambos métodos en la identificación de MOBF poco amortiguados cuando el modo tiene diferentes niveles de amplitud se analiza una señal sintética con un modo interárea de 0,5 Hz con 5% de amortiguamiento de amplitud variable y dos modos locales de 1 Hz y 1,2Hz amortiguamiento y amplitud constantes, Tabla 5. Luego se analiza una señal con un modo local de 1Hz de amplitud variable y poco amortiguado, 4%, y con otro modo local de 1,2Hz y un modo de 0,5Hz con amortiguamiento y amplitud constantes, Tabla 6. En las Tablas 5 y 6 se presentan la frecuencia y el amortiguamiento del modo con mayor pseudoenergía calculado por CCA y YW y se han marcado aquellos resultados con un error menor al 1% en la estimación de frecuencia y al 10% en la estimación del amortiguamiento. Se observa en la Tabla 5 que cuando el modo de 0,5Hz tiene muy baja amplitud no es identificado como dominante por su bajo nivel de pseudoenergía por ambos métodos. Cuando la amplitud supera a 4 el modo de 0,5Hz es identificado satisfactoriamente por CCA. Mientras que YW identifica satisfactoriamente al modo en frecuencia a partir de la amplitud de 3 y en amortiguamiento a partir de una amplitud de 5.

**Tabla 5. Modo Inter área de 0,5Hz y 5% de amortiguamiento. Resultados de variación de amplitud, métodos CCA y YW.**

Amplitud	CCA		YW	
	Frecuencia [Hz]	Amort [%]	Frecuencia [Hz]	Amort [%]
2	0,9268	11,044	0,9316	8,7605
3	0,9184	7,7013	0,4654	9,6291
4	<b>0,4984</b>	<b>5,0172</b>	0,4722	6,8484
5	<b>0,4972</b>	<b>5,1474</b>	0,4771	5,7486
6	<b>0,4970</b>	<b>5,3761</b>	0,4808	<b>5,2590</b>
7	<b>0,4973</b>	5,5051	0,4836	<b>5,0357</b>
8	<b>0,4977</b>	5,6003	0,4860	<b>4,9318</b>
9	<b>0,4979</b>	5,6646	0,4882	<b>4,8690</b>
10	<b>0,4983</b>	<b>5,4346</b>	0,4900	<b>4,8125</b>
11	<b>0,4995</b>	<b>5,2479</b>	0,4915	<b>4,7573</b>
12	<b>0,5002</b>	<b>5,1899</b>	0,4928	<b>4,7095</b>
13	<b>0,5007</b>	<b>5,1998</b>	0,4937	<b>4,6736</b>
14	<b>0,5011</b>	<b>5,2492</b>	0,4945	<b>4,6507</b>
15	<b>0,5013</b>	<b>5,3054</b>	<b>0,4951</b>	<b>4,6397</b>

Se observa en la Tabla 6 que cuando el modo de 1Hz tiene baja amplitud no es identificado como dominante por su bajo nivel de pseudoenergía, pues resulta identificado como dominante el modo local de 1,2Hz. Cuando la amplitud supera a 3 y a 4 el modo de 1Hz es identificado satisfactoriamente en frecuencia por CCA y YW respectivamente. Mientras que la identificación resulta con un error menor al 10% en amortiguamiento para amplitudes mayores a 23 para CCA y a 18 para YW.

En resumen, tanto CCA como YW tienen dificultades para identificar modos interárea y locales poco amortiguados si su amplitud es muy baja. Estos resultados conducen a incluir en la metodología un análisis que contemple la amplitud o energía del modo,

previo al preprocesamiento de la señal, Fig. 1, para decidir o no el análisis CCA y YW. Para ello se realiza un análisis del espectro de frecuencia de la señal, si este presenta máximos destacados en las frecuencias de interés la señal contiene MOBF poco amortiguado. Esto condice con el criterio aplicado en los centros de control donde consideran que modos con amplitudes muy bajas no representan riesgo para el sistema.

**Tabla 6: Modo Local de 1Hz y 4% de amortiguamiento. Resultados de variación de amplitud con el método CCA y YW.**

Amplitud	CCA		YW	
	Frecuencia [Hz]	Amort [%]	Frecuencia [Hz]	Amort [%]
1	1.2479	3.4707	1.2341	5.7035
2	1.2329	5.5461	1.2354	6.5956
3	0.9889	7.9247	1.2470	8.0146
4	0.9770	5.0345	<b>1.0073</b>	16.655
5	0.9136	6.7796	<b>1.0043</b>	11.549
6	0.9422	5.8853	<b>1.0017</b>	8.9574
7	0.9580	6.0074	<b>0.9999</b>	7.4692
8	0.9651	6.0877	<b>0.9987</b>	6.5421
9	0.9686	6.1074	<b>0.9979</b>	5.9295
10	0.9707	6.1179	<b>0.9972</b>	5.5062
11	0.9722	6.1471	<b>0.9966</b>	5.2034
12	0.9734	6.2069	<b>0.9961</b>	4.9805
13	0.9747	6.2976	<b>0.9956</b>	4.8127
14	0.9761	6.4076	<b>0.9951</b>	4.6843
15	0.9774	6.5127	<b>0.9947</b>	4.5852
16	0.9786	6.5769	<b>0.9943</b>	4.5086
17	0.9796	6.5590	<b>0.9939</b>	4.4500
18	0.9803	6.4241	<b>0.9936</b>	4.4062
19	0.9808	6.1558	<b>0.9933</b>	<b>4.3748</b>
20	0.9813	5.7618	<b>0.9930</b>	<b>4.3540</b>
21	0.9823	5.2680	<b>0.9927</b>	<b>4.3420</b>
22	0.9842	4.7162	<b>0.9925</b>	<b>4.3377</b>
23	0.9873	<b>4.1705</b>	<b>0.9923</b>	<b>4.3399</b>
24	<b>0.9918</b>	<b>3.7272</b>	<b>0.9921</b>	<b>4.3476</b>

#### 4. ESTIMACIÓN DE MODOS OSCILATORIOS EN MEDICIONES PMU

Se procesan con la metodología propuesta mediciones PMU del sistema WAMS del Operador Nacional de Electricidad del Ecuador CENACE con el objetivo de extraer información de los MOBF poco amortiguados. El acceso a los datos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) de Ecuador se ha logrado en el marco de un acta de acuerdo entre el CENACE y la Universidad Nacional de San Juan en la cual se establece la confidencialidad de los registros compartidos.

Se tomaron muestras de mediciones de datos ambiente de frecuencia en 5 ventanas de 20 minutos cada una durante 5 horas, ventanas obtenidas cada 1 hora desde las 00:00:00h (hora local de Ecuador) hasta las 04:20:00h del día 16 de septiembre 2021, donde cada ventana a su vez se dividió en subventanas de 10 minutos o 600 s. Es objetivo identificar el modo oscilatorio interárea de aproximadamente 0.35 Hz poco amortiguado propio de la interconexión Ecuador – Colombia, el cual presenta una mayor actividad en períodos de demanda baja y media del S.N.I., es decir cuando el S.N.I. de



Ecuador exporta energía a Colombia a través del enlace de 230 kV. Durante estos períodos, se conoce por [17,18], que la excitación del modo interárea presenta oscilaciones sostenidas con bajo amortiguamiento.

Los datos ambiente disponibles corresponden a la medición PMU de la frecuencia eléctrica registrada en la subestación Pimampiro, provincia de Imbabura en Ecuador. En la Fig. 5, se muestra una ventana de datos ambiente de la señal de frecuencia de 600 s, donde no es sencillo visualizar a simple vista el modo inter área de 0.35 Hz poco amortiguado, es por este motivo que se recurre a aplicar la metodología propuesta en este trabajo. En un primer paso se determina que la señal no presenta modos inestables, Fig. 5, por lo cual se procede a realizar la estimación espectral de frecuencia para la ventana de datos de frecuencia registrados desde 03:10:00h hasta 03:20:00h, Fig. 6. Se observa en la Fig. 6 que existen 4 picos significativos en el espectro de frecuencia de aproximadamente 0.10, 0.40, 1.10 y 1.40 Hz.

En la Tabla 7 se presentan los resultados obtenidos al analizar con los métodos paramétricos de CCA y YW dos ventanas de 10 minutos de la señal de frecuencia de Fig.5. Se presentan cuatro modos estimados, ordenados de acuerdo a su pseudoenergía, donde se han resaltado aquellos que resultan de aplicar la metodología de la Fig. 4. Se observa en la Tabla 7 que con la metodología propuesta se identifican cuatro MOBF poco

amortiguados cuyas frecuencias se corresponden con los 4 picos del espectro de frecuencia de la Fig.6 y son: a) Modo de muy baja frecuencia, 0.10 Hz, con amortiguamiento menor al 10% en la 1er ventana que puede corresponder a un modo global, b) Modo interárea de aproximadamente 0.40 Hz poco amortiguado propio de la interconexión Ecuador-Colombia, c) Dos modos locales de aproximadamente 1.10 Hz y 1.40 Hz con amortiguamiento menor al 10%. Estos modos se corresponden también con los modos identificados en [17] donde se realiza un análisis de estimación de los modos oscilatorios poco amortiguados del S.N.I. de Ecuador ante un evento que se dio el 21 de agosto de 2013 a las 21:11:31 donde se dispararon 550 MW de generación en la central Chivor en el sistema colombiano.

En las Figs. 7 y 8, se presentan los valores de la frecuencia y amortiguamiento del modo interárea obtenidos al analizar la señal de frecuencia en distintas ventanas de tiempo con los métodos de CCA y YW. Como se puede observar en la Fig. 7 en todas las ventanas de tiempo la frecuencia se mantiene alrededor de 0.40Hz y coincide con la frecuencia del modo interárea de bajo amortiguamiento de 0.35Hz identificado en [17,18]. Como se puede observar en la Fig. 8, en la mayor parte de las ventanas el amortiguamiento se mantiene entre un 5% y 10% con el método de CCA.

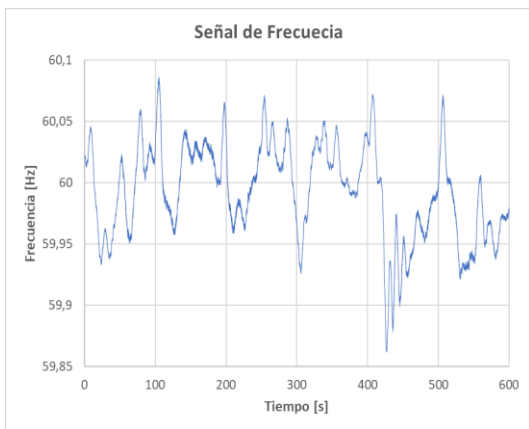


Figura 5: Señal de frecuencia del S.N.I. de Ecuador.

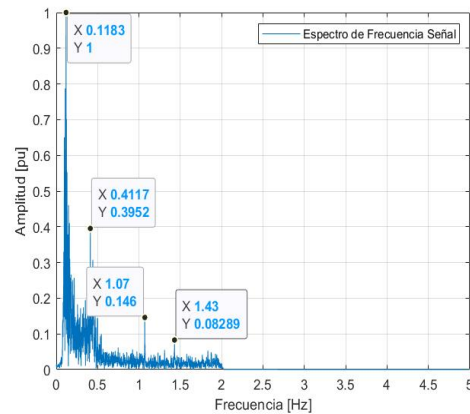


Figura 6. Espectro de Frecuencia de la señal de frecuencia eléctrica del SIN Ecuador

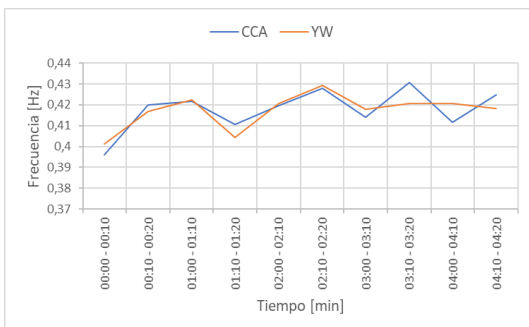


Figura 7: Frecuencia del MOBF identificado en la señal de frecuencia eléctrica

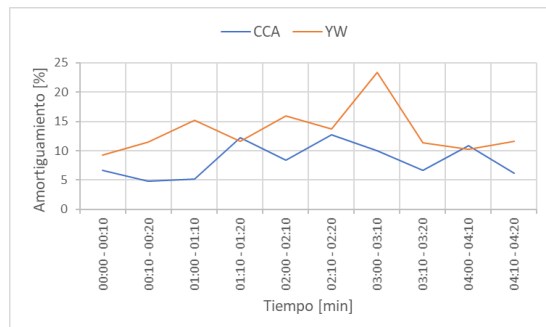


Figura 8: Amortiguamiento del MOBF identificado en la señal de frecuencia eléctrica



**Tabla 7: Modos obtenidos al analizar las ventanas de datos ambiente de Ecuador con CCA y YW**

Método	CCA			
	0:00 - 0:10		0:10 - 0:20	
Horario	Frec [Hz]	Amort [%]	Frec [Hz]	Amort [%]
1	<b>0,108</b>	<b>5,935</b>	0,113	19,917
2	<b>0,396</b>	<b>6,641</b>	<b>0,419</b>	<b>4,748</b>
3	1,088	11,445	0,585	25,691
4	1,128	2,624	0,871	22,829
Método	YW			
Horario	0:00 - 0:10		0:10 - 0:20	
Modo	Frec [Hz]	Amort [%]	Frec [Hz]	Amort [%]
1	0,109	5,192	0,119	14,704
2	0,401	9,263	0,417	11,547
3	<b>1,039</b>	<b>7,743</b>	1,046	12,338
4	<b>1,472</b>	<b>7,453</b>	<b>1,549</b>	<b>8,872</b>

## 5. CONCLUSIONES

La metodología propuesta en este trabajo permite estimar con precisión los MOBF muy poco o poco amortiguados, a través de los métodos paramétricos CCA y YW y de los análisis espectral y de pseudoenergía, aplicados a extensas ventanas de datos tipo ambiente que se encuentran disponibles durante la operación normal del sistema, sin necesidad de esperar perturbaciones importantes que den lugar a datos ringdown. La metodología muestra que es posible investigar la estabilidad oscilatoria del SEP a través del procesamiento de mediciones PMU de los sistemas WAMS cada vez más difundidos en las redes eléctricas.

Se ha determinado en este trabajo el alcance de los métodos CCA y YW para estimar MOBF con distinto amortiguamiento y amplitud en la señal; concluyendo que: a) los métodos no logran identificar modos inestables; b) CCA calcula con mayor precisión los modos interárea en frecuencia y en amortiguamiento, cuando son poco amortiguados; c) YW es superior para identificar modos locales muy poco y poco amortiguados, y para calcular el amortiguamiento de modos interárea con  $8\% \leq \zeta \leq 10\%$ ; d) modos con muy baja amplitud poco amortiguados y modos con alto amortiguamiento no llegan a ser identificados; e) es necesario discernir en los resultados los MOBF dominantes y verificar si sus frecuencias se corresponden con los picos del espectro de frecuencia de la señal. Todas estas conclusiones han sido plasmadas, con el fin de estimar con precisión los MOBF, en la definición de los diferentes pasos de la metodología propuesta.

Una futura posible integración de la metodología propuesta con métodos de identificación de MOBF orientados a datos ringdown en un esquema, donde la transformada Wavelet discreta (TWD) identifique el tipo de datos, hará posible el procesamiento automático y continuo de las señales [19]. Si la TWD no detecta perturbaciones en la señal se construye una ventana de 600 s de datos ambiente y se aplica la metodología

propuesta. Si la TWD detecta perturbaciones se construye una ventana de datos ringdown de corta duración y se aplica por ejemplo el método Prony [14]. Si además se consideran los reducidos tiempos de cálculo (unos pocos segundos para la TWD y para los métodos de identificación paramétricos [16,19]), será posible su implementación en centros de control, para advertir al operador del SEP sobre MOBF potencialmente peligrosos para la estabilidad del SEP por su muy bajo amortiguamiento, y así decidir acciones de control preventivo o correctivo, como la reducción de transferencia de potencia en líneas de interconexión.

## 6. AGRADECIMIENTOS

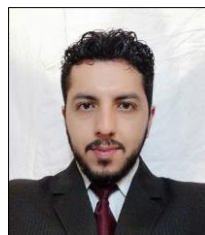
Los autores agradecen al Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD), institución que financió el programa de estudios de posgrado del Ing. Ramos Contero, sin su apoyo este trabajo de investigación no hubiera podido realizarse. Los autores también agradecen al CENACE – Ecuador por facilitar las señales PMU de datos tipo ambiente para su análisis.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, O. Malik, "Power System Stability and Control, Mac Graw Hill, 2022.
- [2] R. Bialecki, "Identificação em tempo real de Oscilações Eletromecânicas utilizando Sincrofasores," M.S. thesis, Dept. Ingeniería Eléctrica, Universidad Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2014.
- [3] L. Dosiek, N. Zhou, J. W. Pierre, Z. Huang, and D. J. Trudnowski, "Mode shape estimation algorithms under ambient conditions: A comparative review," IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 2, pp. 779–787, 2013.
- [4] J. Ni, C. Shen, and F. Liu, "Estimation of the electromechanical characteristics of power systems based on a revised stochastic subspace method," Sci. China Technol. Sci., vol. 55, no. 6, pp. 1677–1687, 2012.
- [5] H. R. Ali, "Inter-Area power oscillation identification using synchronized ambient and ringdown data," Proc. - 2013 Int. Conf. Inf. Technol. Electr. Eng., 2013.
- [6] I. C. Decker, A. S. Silva, M. N. Agostini, F. B. Prioste, B. T. Mayer, and D. Dotta, "Experience and applications of phasor measurements to the Brazilian interconnected power systemz," Eur. Trans. Electr. Power, pp. 1557–1573, 2011.
- [7] J. W. Pierre, "Initial results in electromechanical mode identification from ambient data," IEEE Trans. Power Syst., no. 3, pp. 1245–1251, 1997.
- [8] M. Anderson, N. Zhou, J. Pierre, and R. Wies, "Bootstrap-based confidence interval estimates for electromechanical modes from multiple output analysis of measured ambient data," IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., 2005.
- [9] L. Dosiek, D. J. Trudnowski, and J. W. Pierre, "Model order sensitivity in ARMA-based electromechanical mode estimation algorithms under ambient power



- system conditions,” IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., 2018.
- [10] P. D. Welch, “The Use of Fast Fourier Transform for the Estimation of Power Spectra,” *Digit. Signal Process.*, No. 2, pp. 532–574, 1975.
- [11] R. Bialecki, “Identificação em tempo real de Oscilações Eletromecânicas utilizando Sincrofasores,” M.S. Thesis, Dept. Ingeniería Eléctrica, Univ. Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2014.
- [12] J. Guo, H. Liu, D. Zhou, J. Chai, Y. Zhang and Y. Liu, “Real-time power system electromechanical mode estimation implementation and visualization utilizing synchrophasor data”, 2016 IEEE/PES T&D, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDC.2016.7519893..
- [13] D. J. Viscarra and D. G. Colomé, “Determination of oscillatory modes in the SADI from the analysis of PMU measurements in Low Voltage”, presented at the XIII CLAGTEE, Santiago de Chile, 20-23 Oct 2019.
- [14] D. J. Viscarra and D. G. Colomé, “Distributed Parametric Identification of Low Frequency Oscillatory Modes in Multiple PMU”, presented at the IEEE T&D LA, Montevideo, Uruguay, 29 Set - 1 Oct. 2020.
- [15] Anderson. J et al., “Phase Angle Calculations: Considerations and Use Cases,” *NASPI Eng. Anal. Task Team Tech. Pap.*, vol. 6, no. September, pp. 1–36, 2016, [Online]. Available: [https://www.naspi.org/sites/default/files/reference\\_documents/naspi\\_2016\\_tr\\_006\\_phase\\_angle\\_calculations\\_final.pdf](https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/naspi_2016_tr_006_phase_angle_calculations_final.pdf).
- [16] O. Ramos and D. G. Colomé, “Determination of oscillatory modes in the SADI from the analysis of PMU measurements of ambient data in Low Voltage”, *Rev. Técnica “Energía”*, vol 18, No 1, pp 48-58, 2021. doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n1.2021.467>
- [17] A. F. Quinaluiza and D. E. Echeverría, “Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal Utilizando Mediciones Sincrofasoriales PMU,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 10, no. 1, pp. 123–132, 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.107.
- [18] J. C. Cepeda and A. B. D. La Torre, “Monitoreo de las oscilaciones de baja frecuencia del Sistema Nacional Interconectado a partir de los registros en tiempo real,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 10, No. 1, pp. 181–190, 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.114.
- [19] O. Ramos, C. Juarez, D. Viscarra, D.G. Colomé, “Identificación Paramétrica de Modos Oscilatorios Poco Amortiguados o Inestables en Registros De Mediciones PMU”, presented at the XIX ERIAC Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE, Foz do Iguaçu, Brasil, 21-25 mayo 2023.



investigación corresponden al análisis de estabilidad de pequeña señal de Sistemas Eléctricos de Potencia.



Posgrado de la Facultad de Ingeniería (2016-2021). Actualmente es directora de tesis de posgrado, y de proyectos de investigación y transferencia de tecnología. Sus principales campos de investigación son: modelado, simulación, supervisión, estabilidad y control de sistemas eléctricos de potencia.



ocupa el cargo de Gerente Nacional de Desarrollo Técnico. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.

**Omar Ramos Contero.**- Nació en Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador en el año 2017. Actualmente se encuentra a la espera de realizar la defensa de tesis de maestría en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Sus áreas de





**Delia Graciela Colomé.** - es Doctora en Ingeniería Eléctrica, egresada de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina, 2009. Profesora y Consultora del Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ - CONICET. Coordinadora de la carrera de Ingeniería Eléctrica (2011-2018) y directora del Departamento de

**Diego Ernesto Echeverría Jurado.**- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador y



# Economic Energy Dispatch of the Micro-Grid in the Galapagos Islands Using the Simsee Platform

## Despacho Económico de Energía de la Microrred en las Islas Galápagos Utilizando la Plataforma SimSEE

W.D. Sánchez<sup>1</sup> 0009-0009-1537-4850M.S. Chamba<sup>2</sup> 0000-0001-6843-7151D.E. Echeverría<sup>1</sup> 0000-0002-1743-9234A.E. Jacho<sup>1</sup> 0009-0004-0170-6010C.X. Lozada<sup>1</sup>  0000-0002-6036-3124<sup>1</sup>Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, EcuadorE-mail: [wsanchez@cenace.gob.ec](mailto:wsanchez@cenace.gob.ec), [decheverría@cenace.gob.ec](mailto:decheverría@cenace.gob.ec),[ajacho@cenace.gob.ec](mailto:ajacho@cenace.gob.ec), [clozada@cenace.gob.ec](mailto:clozada@cenace.gob.ec)<sup>2</sup>CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair, Quito, EcuadorE-mail: [marlon.chamba@celec.gob.ec](mailto:marlon.chamba@celec.gob.ec)

### Abstract

The Galapagos Islands, a natural heritage of humanity, have meticulous control of wildlife and strict inspection of the number and frequency of visitors. The increase in tourists, apart from positive aspects, and the increase in population generates a greater demand for electrical energy. In this sense, Galapagos seeks a boost to comprehensive energy sustainability, replacing thermal energy with environmentally friendly Non-Conventional Renewable Energy (NCRE), through the optimal energy management project through the Conolophus microgrid project.

This document analyzes the optimal management of electrical energy (short-term economic dispatch) considering the stochasticity presented by the high insertion of NCRE in the Santa Cruz-Baltra electrical system. For it. The free simulation software called “SimSEE” (Electric Energy Systems Simulator) is used, where operational scenarios are modeled with and without the Conolophus project in order to analyze its impact on the planning of the operation of the Santa Cruz-Baltra system. .

**Index terms**— Economic dispatch, Sustainability, Non-Conventional Renewable Energy, Microgrid, SimSEE.

### Resumen

Las islas Galápagos, patrimonio natural de la humanidad, cuentan con un control minucioso de la vida silvestre y ejercen estricta inspección del número y frecuencia de visitantes. El incremento de turistas, aparte de aspectos positivos, y el incremento de la población genera una mayor demanda de energía eléctrica. En este sentido, Galápagos busca un impulso a la sostenibilidad energética integral, reemplazando la energía térmica con Energías Renovables No Convencionales (ERNC), amigables con el medio ambiente, a través del proyecto de gestión óptima de la energía mediante el proyecto de microrred Conolophus.

En el presente documento se analiza la gestión óptima de la energía eléctrica (despacho económico de corto plazo) considerando la estocasticidad que presenta la alta inserción de ERNC en el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra. Para ello. se usa el software libre de simulación denominado “SimSEE” (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica), donde se modelan escenarios operativos con y sin el proyecto Conolophus con la finalidad de analiza su impacto en la planificación de la operación del sistema Santa Cruz-Baltra.

**Palabras clave**— Despacho económico, Sostenibilidad, Energía Renovable No Convencionales, Microrred, SimSEE.

Recibido: 03-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Sánchez, W.; Chamba, M; Echeverría D.; Jacho, A; Lozada, C. (2024) “*Despacho Económico de Energía de la Microrred en las Islas Galápagos Utilizando la Plataforma SimSEE*”. Revista Técnica “energía”. No. 21, Issue I, Pp. 65-76

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.653>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

La dependencia del mundo en el uso de combustibles fósiles para la producción de energía, la desregularización de los mercados eléctricos, y la creciente penetración de energías renovables (RES-Renovable Energy Sources), ha llevado a una rápida transformación a los sistemas de potencia, llevándolos a ser más eficientes, limpios, y con requerimientos más complejos de control y administración [1].

Dentro de este contexto, actualmente, en los sistemas de distribución se planifican las microrredes (MG-Microgrid), como: “una mejor manera de aprovechar el potencial emergente de la generación distribuida en un enfoque sistemático que considera la generación y las cargas asociadas como un subsistema” [2]. En un enfoque más aceptado, la microrred también es definida, como: “Sistemas de distribución de electricidad que contienen cargas y recursos energéticos distribuidos (como generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento o cargas controlables) que pueden operarse de manera controlada y coordinada, ya sea mientras están conectados a la red eléctrica principal y/o en forma de isla” [2].

Con el fin de reducir/mitigar las emisiones de carbono, los componentes de una MG, cada vez son más variados, ofrecen características particulares, elementos y funcionalidades que permiten la gestión de la energía [3]. En la Fig. 1 se muestra una estructura de MG conectada a una red externa, la cual cuenta con: un centro de control de energía, módulos fotovoltaicos (PV), turbinas de viento (WT - Wind Turbines), cargas controlables (vehículos eléctricos, EV-Electric Vehicles), sistema de almacenamiento de energía (ESS - Energy Storage System), entre otros [4]. La inserción de ESS, proveen beneficios económicos y ambientales, en el caso particular, de una MG aislada, su operación es esencial para mejorar calidad, estabilidad, confiabilidad de suministro y gestionar la energía [5].

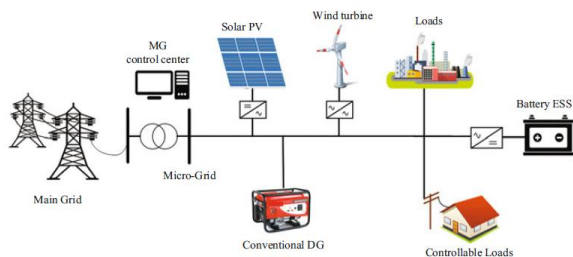


Figura 1: Estructura de una microrred [2]

En las Islas Galápagos, con la finalidad impulsar la sostenibilidad energética integral y reemplazar la energía térmica con energías amigables con el medio ambiente, se está ejecutando el proyecto de microrred Conolophus en el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra. Este sistema cuenta con 2 MGs, la primera situada en la Isla Santa Cruz y la otra en la isla Baltra, las cuales están conectadas en serie a través de una línea de transmisión

de un circuito aérea-subterránea-marina. Para la planificación operativa de la microrred es necesario estudios energéticos que reflejen la estocasticidad del recurso primario utilizado en la generación de energías renovables.

En la actualidad la energía de Galápagos es dependiente en su mayoría de combustibles fósiles, la demanda se atiende en un 85%-90% a partir de recursos de generación térmica y lo restante con recursos renovables. Adicionalmente la calidad del servicio eléctrico en cuanto a la continuidad de servicio no logra cumplir los estándares que se estipulan en regulaciones de Ecuador. Lo que busca el Proyecto Conolophus es atender esa dependencia, y mejorar el servicio eléctrico.[6]

Dentro del análisis e impacto energético de las islas Galápagos y del proyecto Conolophus se han realizado varios trabajos, por ejemplo, en [7] mediante simulación de Montecarlo, se realiza una evaluación a mediano y largo plazo de la transición energética de Galápagos respecto al reemplazo de combustible fósiles por energías limpias. Por otro lado, en [8], se modelan en HOMER Pro, tres tipos de Energías Renovables No Convencionales (ERNc) para cubrir las necesidades de energía en comunidades aisladas de las islas Galápagos. Adicionalmente, en [9], se modela en HOMER Pro, el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra, y considera la inserción de vehículos eléctricos y cocinas de inducción. Todos estos trabajos, permiten el análisis de la prospectiva energética para la planificación de expansión y toma de decisiones a largo plazo. En este sentido, aún es necesario considerar modelos que permitan el modelamiento del despacho económico de la energía eléctrica considerando la incertidumbre de las variables estocásticas.

Debido a la naturaleza estocástica de los datos relacionados al despacho económico de corto, mediano y largo plazo, se hace necesario, la implementación de métodos de optimización que consideren incertidumbre, también conocidos como modelos de programación estocástica. La programación estocástica busca optimizar la asignación de recursos, donde uno o varios parámetros son inciertos en el momento de tomar la decisión; sin embargo, dichos parámetros pueden ser estimado, a partir de distribución probabilística (datos históricos) [10].

Por lo general, las técnicas empleadas, buscan reducir el problema estocástico a un problema determinista equivalente, cuya solución se considera óptima del problema estocástico. Básicamente existen dos tipos de modelos de programación estocástica: 1) Modelos “Esperar y Ver” (wait and see) o modelos de programación estocástica pasiva y, 2) Modelos “aquí y ahora” (“here and now”) o modelos de programación estocástica activa basados en optimización inmediata en base a alguna medida de probabilidad [10]. Para resolver los problemas estocásticos se han desarrollado diferentes algoritmos matemáticos, entre los más usados, se

encuentran: relajación lagrangiana, descomposición de Benders, descomposición de Dantzig-Wolfe, Programación Dinámica Estocástica (SDP, Stochastic Dynamic Programming), Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP - Stochastic Dual Dynamic Programming), entre otros [11].

Los problemas de despacho de energía eléctrica se caracterizan por grandes volúmenes de variables estocásticas y restricciones, provocando que el problema sea de gran tamaño, no lineal y no convexo. En este sentido, los métodos de solución del problema son variados y requieren gran capacidad computacional mediante el uso de software de simulación. Por ejemplo, para planificar el despacho hidrotérmico, el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, utiliza el software denominado SDDP, el cual es licenciado y no brinda la posibilidad de implementar modelos de nuevas fuentes de energía [5].

Por otro lado, es importante destacar que existen programas “open source”, que permiten resolver problemas estocásticos con grandes volúmenes de variables, como el “SimSEE” (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica) [12]. El programa SimSEE fue desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay [13]. SimSEE utiliza Programación Dinámica Estocástica y se caracteriza por ser de código abierto, brindando la posibilidad de incluir modelos estocásticos de variables intermitentes que caracterizan a las energías renovables. En este sentido, en [14], se hace una comparación entre el software comercial SDDP y SimSEE mediante escenarios que introducen la estocasticidad de grandes bloques de energía renovable al problema de despacho hidrotérmico del sistema eléctrico ecuatoriano, brindando resultados satisfactorios.

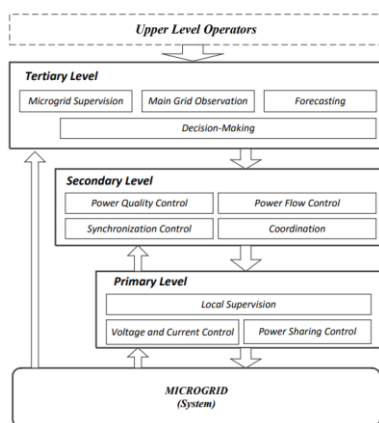


Figura 2: Esquema de control jerárquico [15]

En base a lo mencionado, para estudiar la influencia del proyecto Conolophus en el despacho económico del sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra, la presente investigación implementa casos de estudio en el programa SimSEE. Para ello, se estructura la base de datos, donde se modelan las unidades de generación

térmica, los sistemas de generación basados en ERNC y los sistemas de almacenamiento de energía considerando la intermitencia de los recursos primarios. El objetivo planteado es analizar el impacto del incremento ERNC y la gestión de la energía de la futura microrred (proyecto Conolophus). Para ello, se organiza el artículo de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta una descripción del control y planificación de una MG, en la sección 3 se describe el caso de estudio; posteriormente, en la sección 4 se explica la metodología aplicada. Finalmente, en la sección 5 se muestran los resultados obtenidos.

## 2. PLANIFICACIÓN DEL CONTROL DE UNA MICRORRED

El control de la MG es la característica, que la diferencia de sistemas de distribución con fuentes de energía distribuidas (DER). En la Fig. 2 se muestra un esquema de control jerárquico de una MG, que cuenta con tres niveles [15]:

**Control primario:** Lleva a cabo el control de potencia local, voltaje y corriente, mediante el cambio del set-point, dado por controladores de más alto nivel sobre los inversores.

**Control Secundario:** Trata de superar los problemas a nivel de sistema como calidad de regulación de potencia (PQR), coordinación con generadores distribuidos (DG- Distributed Generation). Tópicos importantes como, funciones de pronóstico y despacho económico, también pueden ser implementados a este nivel.

**Control Terciario:** Consiste en la optimización, administración de las regulaciones del sistema en general, y transacciones comerciales.

La coordinación central de la MG, puede ser ejecutada de tres formas [9], [10]: Centralizada, distribuida, e híbrida, tal como se muestra en la Fig. 3. En la Coordinación Centralizada, el controlador central puede comunicarse con todas las unidades a través de infraestructura de comunicaciones y recursos computacionales significantes. La ventaja que se tiene, es que, en caso de ruptura del controlador central, los controladores locales pueden actuar como maestros y los otros como esclavos. En cambio, en la Coordinación Distribuida, cada controlador opera bajo su propia política y no necesita las instrucciones de un controlador central. Por último, la Coordinación Híbrida combina ambos controles mencionados y puede tener varios controladores centrales con su propia topología de controladores locales.

La administración de la operación y coordinación de una MG con DERs distribuidos en la zona con un control centralizado, se vuelve más adecuada y reduce la incertidumbre de los recursos de viento y solar, puesto que la información se puede correlacionar, entre todos los actores [2].

Cuando la MG, cuenta además con ESSs, el control juega un papel importante en amortiguar la generación de DGs. Es así, que en horas pico una batería puede reducir el costo total de operación del sistema y mitigar/reducir el uso de generación térmica [4].

La Arquitectura de MGs conectadas entre sí, puede ser en serie, en paralelo, o interconectada, a través de alimentadores. Las MGs conectadas en serie deben ser capaces de controlar frecuencia y voltaje. Por tanto, la coordinación entre MGs es fundamental para el balance de potencia del sistema [2]. En la Fig. 4 se muestra una estructura de MGs conectadas en serie, administradas por un DMS (Distribution Management System). EL DMS provee los requerimientos de comunicación entre los controladores principales MG A y MG B [2].

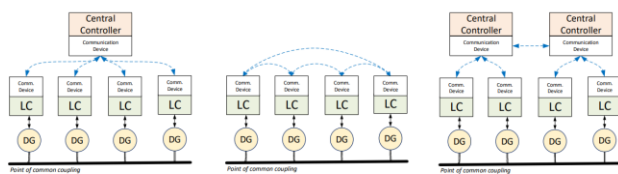


Figura 3: Topologías convencionales en la arquitectura de control de microrredes basadas en la disposición de comunicación [15]

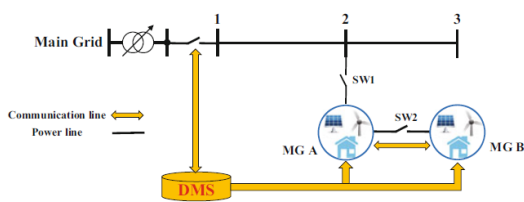


Figura 4: MGs conectadas por un único enlace al sistema de distribución (DS) [2]

Para el sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra se propone, instaurar procesos que abarquen los tres niveles de control de una MG, es decir:

- Despacho económico (Control primario)
- Validación eléctrica en estado permanente (Control Secundario)
- Validación eléctrica en estado dinámico (Control Terciario)

Adicionalmente, se propone una coordinación centralizada mediante un pequeño centro de control a través de infraestructura de telecomunicaciones. La arquitectura del sistema está en serie (enlace Baltra-Santa Cruz).

### 3. OPTIMIZACIÓN EN SIMSEE

La operación óptima, guía al sistema al abastecimiento de la demanda al menor valor esperado de costo futuro.

Los costos en que incurre el sistema de generación eléctrica a efectos de satisfacer la demanda, se componen esencialmente:

- Costos variables de operación de centrales

térmicas (combustible y variables de operación y mantenimiento)

- Costos de importación de energía menos los ingresos por exportación
- Costos de fallo de suministro de energía (costo de falla)

El costo futuro del sistema, en el paso del tiempo es la sumatoria de los costos menos los ingresos antes mencionados desde el inicio de paso de tiempo hasta el final de los tiempos.

Al conjunto de reglas que permiten esta operación del sistema se la conoce como la Política de Operación (PO), esto implica dar valor a los recursos que son almacenables que permiten evaluar la conveniencia de usarlos o almacenarlos a cada instante.

La característica estocástica del sistema (salida de operación de máquinas, lluvias, viento, temperatura, radiación, temperatura, etc.) hace que la PO sea válida estadísticamente pero no hay certeza que a posteriori sea lo mejor, una vez que sucedan los eventos.

La operación óptima del sistema puede plantearse como un problema de optimización cuya función objetivo en minimizar en cada paso de tiempo el valor esperado del costo de operación futura, una vez resuelto el problema se dispondrá de la Política de operación Óptima (POO).

En la simulación de la operación óptima de un sistema con SimSEE, se pueden distinguir dos etapas: Optimización y simulación. Durante la optimización se resuelve encontrar la POO. Durante la simulación se usa la POO para llevar a adelante simulaciones de posibles realizaciones del conjunto de procesos estocásticos.

Es una práctica usual considerar un horizonte temporal lo suficientemente extenso como para poder suponer que la suma de costos es representativa del costo de operación.

Lo que en consecuencia a criterio del usuario debe establecer intervalos de tiempo para la optimización y simulación del sistema.

El horizonte de tiempo tanto para la optimización como para la simulación se discretiza en pasos de tiempo, evaluando la evolución del sistema en base al estado inicial, la realización de procesos estocásticos del paso de tiempo, despachando los diferentes recursos para cumplir con el balance energético, en cada Nodo del sistema y minimizando el costo futuro. Dentro de cada paso de tiempo se suponen valores constantes de potencia de generación y demanda.

La optimización se lleva a cabo mediante programación Dinámica Estocástica (PDE). El resultado es una función  $CF(X, k)$ , (1) con el valor esperado del costo futuro de operación del sistema para cada valor de estado  $X$  y para cada paso de tiempo  $k$ . También es conocida como la función de valor de Bellman.



$$CF_p(x_{k\text{ahora}}) = \left\langle \sum_{k=k\text{ahora}}^{+\infty} q^{(k-k\text{ahora})} ce(x_k, r_k, u_k, k) \right\rangle_{\{r_k\}} \quad (1)$$

- El Costo Futuro (CF) es el Valor Esperado de la integral en el tiempo, desde ahora hasta el infinito, del costo de cada Etapa o paso de tiempo (ce).
- ce es la suma de los costos de compra de combustibles más los costos de no suministro de la demanda más costos de importaciones y menos los ingresos que se obtengan por las exportaciones de energía hacia otros sistemas.
- x: Vector de estado del sistema
- r: Vector de entradas no controlables
- u: Vector del control. Son las variables sobre las cuales se puede actuar
- k: Es el número de paso de tiempo
- El factor q tiene en cuenta la tasa de actualización para el cálculo del Valor Presente del costo de la operación futura. Valor entre (0-1), con una tasa de descuento del 12%.
- El Valor esperado es sobre el conjunto de posibles realizaciones de los procesos estocásticos involucrados (roturas de máquinas, lluvia, viento, sol, etc.). El Organismo Encargado del Despacho tiene como objetivo, en todo momento, minimizar el valor esperado del CF.
- Cuando en el sistema hay “reservorios”, la decisión de usar los recursos almacenados en un instante de tiempo afecta los costos futuros, dado que no dispondremos en el futuro de esos recursos utilizados.
- Cuando no hay reservorios, las decisiones tomadas en un tiempo dado no afectan las posibilidades de tomar decisiones en el futuro. En estas circunstancias, minimizar CF, es simplemente minimizar el costo en cada etapa.

La información relevante para la toma de decisiones (POO), se encuentra en las derivadas direccionales de Bellman. Para la i-ésima componente del vector de estado de dicha derivada direccional sería:  $\frac{\partial CF}{\partial x_i}(X, k)$ , que permite valorizar el uso de un recurso asociado a la variable de estado  $x_i$ , cuantificando el efecto sobre el futuro de tomar una decisión que implique el presente (instante  $k$ ) una variación  $\partial x_i$  en la variable de estado  $x_i$ . [13].

### **Función Objetivo**

Para calcular el valor esperado del costo futuro  $CF(x, k)$ , (2) en forma óptima, se tiene en cuenta que se conocen las entradas de la etapa  $k$ , por tanto, para cada valor de las entradas el costo desde el inicio será el costo de la etapa  $CE(x, u_k, r_k, k)$ , más el valor esperado del

costo futuro de operar la etapa  $k + 1$ , partiendo del estado al que lleguemos  $x'$ , multiplicado por un valor de actualización  $q$ .

El sistema impone restricciones sobre las variables de control, esto se expresa como restricciones del tipo:  $g(x, u, r, k) \leq 0$ .

$$CF(x, k) = \left\langle \min_{u_k} \{CE(x, u_k, r_k, k) + q \cdot CF(x', k + 1)\} \right\rangle_{r_k} \quad (2)$$

$$x' = f(x, u_k, r_k, k) \quad (3)$$

$$U_k = \{u_k, u_{k+1}, \dots\} = \{u_k, U_{k+1}\} \quad (4)$$

$$R_k = \{r_k, r_{k+1}, \dots\} = \{r_k, R_{k+1}\} \quad (5)$$

$$\text{Sujeto a: } g(x, u, r, k) \leq 0 \quad (6)$$

### **Modelos CEGH**

Un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano (CEGH), sirve para representar series temporales que simbolizan la salida de un proceso estocástico - sistema dinámico. El modelo identificado, se puede incluir en la ecuación, (1) y genera series sintéticas que conservan las auto-correlaciones y las correlaciones cruzadas y los histogramas de amplitud en el espacio real.

El desafío del modelado CEGH, es crear un modelo que capte la estructura dinámica del proceso estocástico, de manera de poder inferir en todo momento el cono de salidas del proceso. En los procesos que intervienen en la simulación de sistemas de energía, como las lluvias, radiación solar, el viento, la demanda, etc, los valores tienen cierta continuidad lo que permite pensar en el cono del futuro, como ramas que se extienden a través de un presente conocido, esto implica la dependencia estadística con el pasado.

### **Modelamiento de ERNC en SimSEE**

#### **Generador Solar PV**

El generador solar en SimSEE sirve para modelar parques de paneles fotovoltaicos, en donde se especifican, nombre y nodo de conexión a la red, unidades disponibles (entre otros), y fuente de recurso primario, que será una Fuente Kt de paso horario. Kt es el índice de claridad, y está representada como Radiación solar medida sobre el plano horizontal en la superficie terrestre/Radiación solar extraterrestre incidente en las mismas coordenadas.

#### **Parque Eólico**

Admite la definición de la curva Potencia-Velocidad de una unidad típica del parque eólico, nombre y nodo de la Red, Factor de disponibilidad, Tiempo de reparación, Factor de pérdida por interferencias, entre otros.



**Banco de Baterías**

Este tipo de actor puede consumir energía del sistema, almacenar energía y posteriormente entregar la energía almacenada a la Red.

Se puede definir Nombre y nodo de la Red, carga inicial en MWh, entre otros.

**Impresión de Variables en SimSEE**

Es usual la impresión de variables a través de histogramas, y se fijan de acuerdo a límites de probabilidad indicados por el usuario, probabilidad de excedencia. La probabilidad de excedencia es la probabilidad de que cierto valor sea superado, en la Fig. 7 se observa la salida de un proceso estocástico con inercia y parte de un estado inicial definido, a un cono de salidas de probabilidad.

**4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA BALTRA-SANTA CRUZ**

En la Fig. 5 se presenta el esquema actual del sistema eléctrico Santa Cruz-Baltra y su proyección con el proyecto Conolophus (recuadro en rojo). Actualmente, el sistema eléctrico cuenta con un grupo de generadores térmicos y generación renovable (fotovoltaica y eólica) y sistemas de almacenamiento BESS, cuyas características se encuentran descritas en la Tabla 1 y Tabla 2, respectivamente. Adicionalmente, en la Tabla 3 se presentan las instalaciones adicionales que contempla el proyecto Conolophus, cuya expansión está contemplada para el año 2025 [16].

Baltra tiene 4 alimentadores (DGAC, FAE, Petroecuador/Armada, Reserva), por otro lado, Santa Cruz 6 alimentadores (5 alimentadores conectados, 1 Reserva).

**Tabla 1: Grupo de generación térmica**

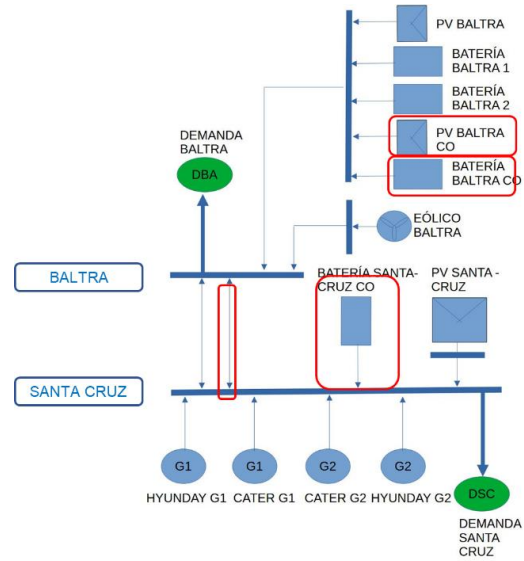
Generador	Grupo	Modelo	Cantidad	Potencia [MW]
Hyundai	G1	9H21/32	4	1.7
Hyundai	G2	9H21/32	2	1.7
Caterpillar	G1	3512 DITA	4	0.65
Caterpillar	G2	3516 TA	1	1.10

**Tabla 2: Grupo de generación renovable y sistemas de almacenamiento**

Generador	Cantidad	Potencia/energía
Aerogeneradores Baltra	3	0.75 [MW]
PV Santa Cruz	1	1.5 [MW]
PV Baltra	1	0.067 [MW]
BESS Baltra	1	0.268 [MWh]
BESS Santa Cruz	1	4.032 [MWh]
Primer circuito Baltra Santa Cruz	1	34.5 kV, 40 Km

En la Tabla 4 se presentan los costos operativos y mantenimiento, eficiencia y costos variables de los sistemas de generación ingresados al SimSEE. Adicionalmente, en la Tabla 4, el costo de combustible y transporte, asociados a la generación térmica. Estos costos son tomados de las referencias internacionales

[17], [18] y [19].



**Figura 5: Esquema general del sistema actual Santa Cruz- Baltra, y proyección con Conolophus**

**Tabla 3: Facilidades adicionales por proyecto Conolophus**

Generador	Cantidad	Potencia/energía
PV Baltra	1	14,8 [MW]
BESS Baltra	1	34M [Wh]/11.33 [MW]
BESS Santa Cruz	1	7M [Wh]/5.933 [MW]
Segundo circuito baltra Santa Cruz	1	34.5 kV, 40 Km

**Tabla 4: Costo de energía para diferentes tecnologías**

Tecnología	Costo de operación y mantenimiento [USD/kW/año]	Eficiencia [kWh/gal]	Costo Variable [USD/kWh]
Hyundai	119.32	13.96	0.47656
Caterpillar 3512	119.32	12.87	0.47748
Caterpillar 3526	119.32	14.35	0.42964
PV	56.53	-	0
Eólica	59.03	-	0
Baterías	-	-	0

**Nota:** En SimSEE, el actor eólico este modelado considerando que el costo variable de generación para el despacho es cero, asimismo se consideró para las baterías y PV.

**Tabla 5: Costo de combustibles [20]**

Combustible	Costo de transporte a Galápagos [USD/gal]	Precio mundial [USD/gal]	Precio Ecuador [USD/gal]
Diesel	1.03	4.94	1.75

La demanda ingresada a SimSEE considera datos reales de carga, en el periodo 2020, de los alimentadores Baltra y Santa Cruz. En la Fig. 6 se muestran los perfiles diarios promedios de un año de los alimentadores Baltra y Santa Cruz respectivamente. En este caso, los datos de demanda ingresado son determinísticos debido a que no presentan una variabilidad considerable que modifiquen los resultados; sin embargo, es importante destacar que se puede ingresar datos históricos con variabilidad con la finalidad de que SimSEE proyecte modelos estocásticos y considerar la variabilidad de las cargas.



Los datos del recurso primario intermitente (irradiación solar, velocidad del viento) que caracterizan la producción de la energía renovable fueron extraídos de NASA Prediction of Worldwide Energy Resources [21]. Estos datos se caracterizan en forma horaria, formando una serie de tiempo de 3 años. En la Fig. 7 y la Fig. 8 se muestran los perfiles horarios estocásticos, para la primera semana del año 2025, de velocidad de viento e índice de claridad (Kt), respectivamente. Estos datos son obtenidos de SimSEE, a través de análisis serial y correlaciones en espacio Gaussiano con Histograma CEGH [14].

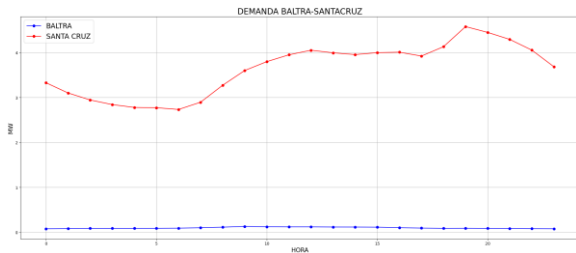


Figura 6: Perfil diario de demanda 2020 MG Isla Baltra y Santa Cruz



Figura 7: Perfil horario de velocidad de viento para la primera semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%

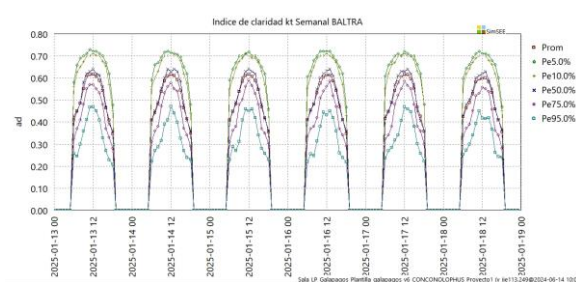


Figura 8: Perfil horario de índice de claridad Kt para la primera semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%

## 5. METODOLOGÍA

Para la planificación energética en SimSEE se han realizado algunos pasos que abarcan, desde el tratamiento e ingreso de data histórica hasta la modelación del sistema eléctrico, cuyo alcance se resumen a continuación:

- Ingreso datos históricos de demanda horaria (serie de tiempo de demanda horaria en MW).
- Importación de datos históricos horarios de irradiación solar y de velocidad del viento (índice

de claridad Kt-adimensional y velocidad de viento en m/s), los datos se obtuvieron a través de un script se han descargado datos horarios, de 3 años consecutivos (2019-2022).

- Modelamiento de la red eléctrica en el software de simulación SimSEE.
- Ingreso de datos técnicos y económicos de los elementos de red (generadores térmicos, eólicos renovables, líneas de transmisión, baterías, cargas).
- Enlace de las fuentes - series de tiempo (demanda, recurso solar, recurso de viento) con los actores (cargas, generador PV, aerogeneradores) en el software SimSEE.
- Optimización y simulación de varios escenarios que combinan la demanda y la variabilidad del recurso primario.
- Para complementar con detalle la simulación en SimSEE, se presenta la Fig. 9, donde se hace referencia al proceso de implementación y simulación en el Software.

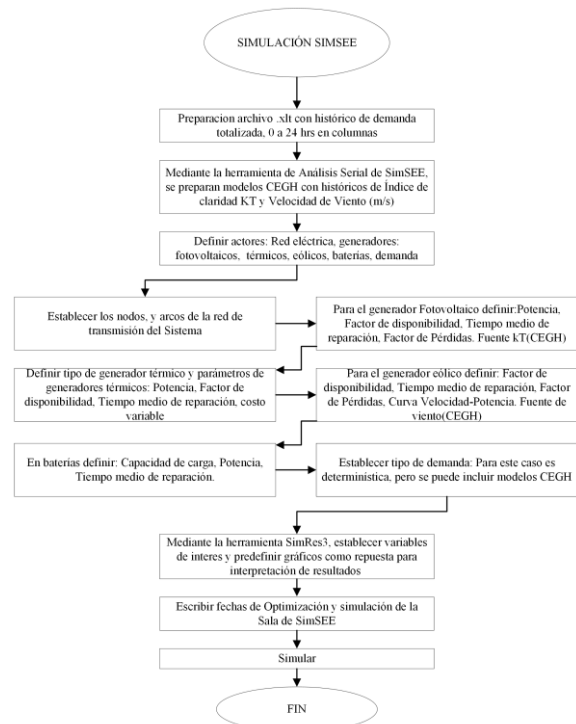


Figura 9: Esquema de proceso de simulación en SimSEE

## 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados considerando los escenarios promedios o valores esperados. Los casos o escenarios operativos que se analizan son los siguientes:

### A) Escenario base:

El sistema actual SSB (11 generadores térmicos, 2 fotovoltaicos, 1 eólico y 2 BESS)



**Intervalo de tiempo de optimización:**

Desde:06/01/2025, Hasta: 26/01/2025

**Intervalo de tiempo de simulación:**

Desde:13/01/2025, Hasta: 19/01/2025

**B) Escenario con Conolophus:**

Sistema actual SSB con la inserción del Proyecto denominado Conolophus (1 fotovoltaico y 2 BESS).

**Intervalo de tiempo de optimización:**

Desde:06/01/2025, Hasta: 26/01/2025

**Intervalo de tiempo de simulación:**

Desde:13/01/2025, Hasta: 19/01/2025

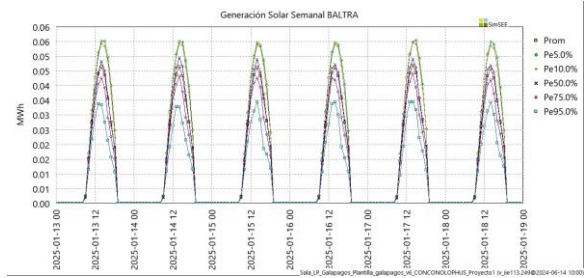


**Figura 10: Perfil horario de generación eólica en Baltra para la segunda semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%**

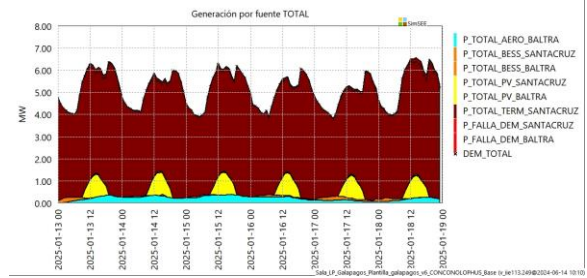
Para realizar los análisis, el SimSEE permite graficar resultados en función de probabilidades de excedencia; esto se refiere a los resultados con la probabilidad de que un determinado valor sea superado en cualquiera de las variables citadas que tiene comportamiento estocástico [12]. En este sentido, en la Fig. 10 se presentan los pronósticos de producción de energía eólica para la primera semana del 2025 en la Isla Baltra; asimismo en la Fig. 11 se muestra la producción de energía fotovoltaica para la Isla Santa Cruz. En estas figuras se puede observar escenarios con diferentes probabilidades de ocurrencia que pueden considerarse para la planificación de la operación y expansión de los sistemas eléctricos.

**A) ESCENARIO BASE**

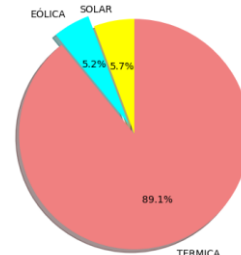
En la Fig. 12 se muestra el despacho económico de generación estimada en el sistema eléctrico Baltra- Santa Cruz, donde se observa que predomina el despacho de generación térmica. En este caso, la demanda es cubierta por generación base de bajo costo (generación fotovoltaica y eólica); posteriormente, se observa en color verde el despacho de los sistemas almacenamiento y; por último, la demanda de punta se abastece por generación térmica. En la Fig. 13 se resume el porcentaje de generación despachado para cubrir la demanda, donde la generación fotovoltaica abarca el 5.84%, la generación eólica el 5.6%, y la térmica con el 88.56%.



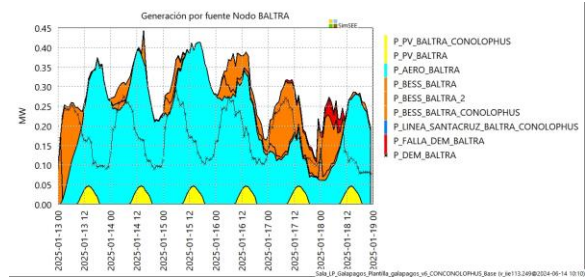
**Figura 11: Perfil horario de generación Solar en Santa Cruz para la segunda semana del 2025, con corte de probabilidad en excedencia de 5%, 10%, 50%, 75%, 95%**



**Figura 12: Generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz**



**Figura 13: Porcentaje de generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz**



**Figura 14: Generación por fuente Nodo Baltra**

En la Fig. 14 que muestra la generación por tipo de fuente en el Nodo Baltra, se observa que la demanda está por debajo de la generación puesto que es un nodo exportador de energía que suministra energía al nodo Santa Cruz. Para ello, se despacha la generación fotovoltaica, eólica y los sistemas de almacenamiento. Por otro lado, en la Fig. 15 que muestra la generación por tipo de fuente en el nodo Santa Cruz, se cuenta con mayor demanda y menor potencia instalada de ERNC; por tal razón para cubrir la demanda es necesario despachar toda la generación de bajo costo (fotovoltaica, eólica), sistemas de almacenamiento y generación térmica.





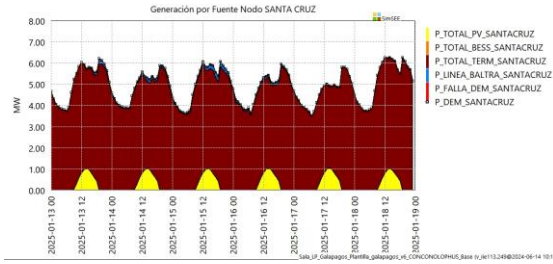


Figura 15: Generación por fuente Nodo Santa Cruz

**B) ESCENARIO CON CONOLOPHUS**

En la Fig. 5, se marca en recuadros, las facilidades adicionales que entrarían en funcionamiento con el proyecto Conolophus, resumiendo, se instalarían:

- \*Segundo circuito de la línea de transmisión Baltra-Santa Cruz.
- \*Sistema Fotovoltaico en la Isla Baltra.
- \*Sistema de almacenamiento de Energía en la Isla Baltra.
- \*Sistema de almacenamiento en la Isla Santa Cruz.

En la Fig. 16, se observa el perfil de generación por fuente, evidentemente la instalación de Conolophus, adviene gran inserción de ERNC. La demanda es cubierta por demanda base (generación eólica, fotovoltaica, baterías) y en último orden de prelación la generación térmica. En ese sentido, la composición de la generación se proyecta en 57.20% de generación fotovoltaica, 4.07% de generación eólica y 38.72% de generación Térmica, claramente mostrado en la Fig. 17.

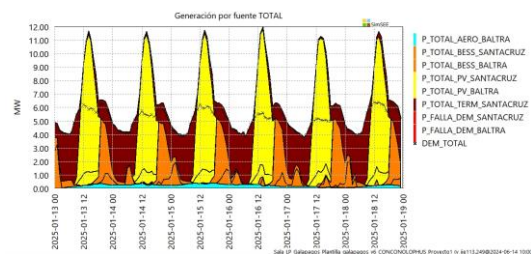


Figura 16: Generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz

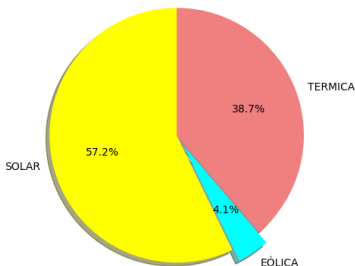


Figura 17: Porcentaje de generación por fuente total para el sistema Baltra-Santa Cruz: Solar: 57.2%, Eólica: 4.1%, Térmica: 38.7%

En la Fig. 18, es evidente que el Nodo Baltra va a exportar la mayoría de su generación a Santacruz, y su curva de demanda queda representada muy por debajo de

su generación, en este nodo se despacha energía eólica, fotovoltaica, adicionalmente toma importancia la energía proveniente de baterías, que serán cargadas durante el día donde se tiene la mayor producción de energía fotovoltaica.

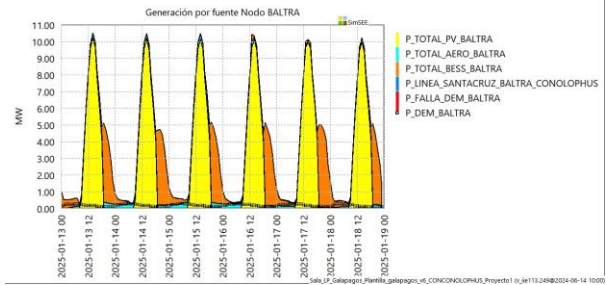


Figura 18: Generación por fuente Nodo Baltra

La Fig. 19, la se despacha en base la generación fotovoltaica, durante el día, descarga de baterías durante la noche, generación térmica y el enlace de conexión con la Isla Baltra proporciona el resto de energía inclusive en excedencia para cargar las baterías.

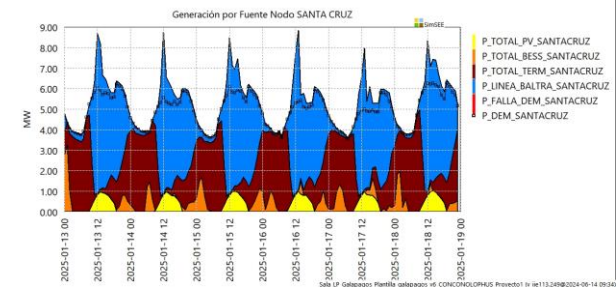


Figura 19: Generación por fuente Nodo Santa Cruz

**7. EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Para los escenarios A y B, se grafican los costos marginales y el costo de abastecimiento de la demanda, y se toma en cuenta, los siguientes intervalos de tiempo para la simulación para ambos casos:

**Intervalo de tiempo de optimización:**

Desde:01/01/2025, Hasta: 21/01/2025

**Intervalo de tiempo de simulación:**

Desde:08/01/2025, Hasta: 14/01/2025



Figura 20: Costo marginal Nodo Baltra

En la Fig. 20 se muestra el costo marginal del nodo Baltra por paso de tiempo, en la segunda semana de enero del 2025, se han sobrepuesto los escenarios A y B en la



misma gráfica, durante las horas de mayor radiación debido a la generación fotovoltaica, el costo marginal disminuye. En el caso base el costo marginal oscila debido a la inyección de potencia proveniente de la batería, y lo que cuesta cargarla con energía eólica, que tiene costo cero, sin embargo, esta energía podría enviarse a Santacruz, es por ello que eso obliga a despachar generación térmica.

En el nodo Santa Cruz (Fig. 21), en el escenario A, se tiene un costo marginal atado al costo variable del último generador térmico despachado, a diferencia de lo que sucede con el caso B, donde el costo marginal disminuye debido a la importación de energía proveniente de la generación fotovoltaica de Baltra.

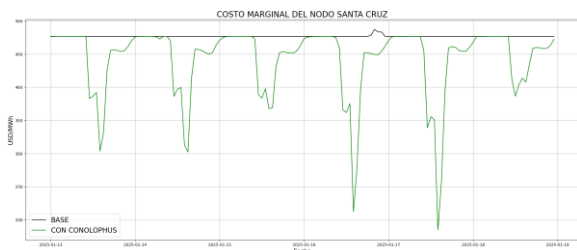


Figura 21: Costo marginal Nodo Santacruz

El costo de abastecimiento de la demanda acumulada (CAD) del escenario A y B, quedan representadas en la Fig. 22, y es claro que la generación de ERNC, marcan una reducción importante de la generación térmica, por tanto, se reduce el consumo de combustibles inclusive más de la mitad. Durante las horas de mayor radiación el CAD, tiene un comportamiento escalonado, ya que en esas horas la demanda es servida en su totalidad por energía por fotovoltaica. En el caso A, el crecimiento del costo es casi constante puesto que el sistema se sirve casi en su totalidad de generación térmica.

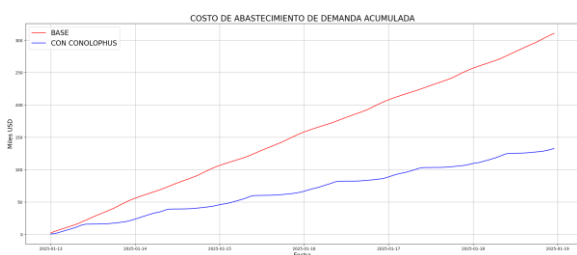


Figura 22: Costo de abastecimiento de la demanda Sistema Baltra-Santa Cruz

### 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a las series de tiempo horarias de velocidad de viento analizadas, se puede concluir que el recurso eólico en Galápagos, es limitado, y no representa a largo plazo, una fortaleza, caso contrario ocurre con el recurso solar que es óptimo y muestra gran potencialidad.

Debido a la intermitencia del recurso primario de sol y viento, es importante proponer siempre el despacho de generación térmica que supla, en estas condiciones, la

demanda energía y que sea de rápida respuesta.

La inserción de Conolophus disminuye considerablemente el costo de abastecimiento de la demanda, casi en un 60%.

En promedio el sistema Baltra-Santa Cruz, consume 60000 galones de Diesel a la semana, que representan una mayor emisión de CO2 a la atmósfera e incurren en gastos mayores para el estado ecuatoriano debido al subsidio que representa la compra de combustible.

Un centro de control centralizado de la MG puede conformar una herramienta fundamental en el manejo de la red y constituir una institución de planificación y operación de la MG, con posibilidad de ampliación a largo plazo y enlaces eléctricos entre islas.

Se ha totalizado la demanda y se han dispuesto los generadores térmicos individualmente, más adelante se propone un estudio más específico donde se modele a la demanda como una variable estocástica para que pueda ser tomada en cuenta en el despacho económico.

El sistema en condiciones iniciales, muestra una incidencia de energía térmica de 88%, a posterior con la implementación de Conolophus el porcentaje se reduce al 38%.

En SimSEE el cono de probabilidad, que indica incertidumbre en los datos puede reducirse con la inclusión de pronósticos a los modelos CEGH, por lo que se sugiere que se adapten en forma semanal o diaria, al despacho económico.

Es importante mencionar que una vez que se tiene el despacho económico energético tomando en cuenta, al menos las restricciones de transferencia de las líneas de transmisión, a posterior se debe realizar una evaluación dinámica y estática del sistema y esto podría variar el despacho de generación térmica (incrementado Potencia de despacho) para la Seguridad del sistema eléctrico.

### 9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] J. Cepeda and S. Chamba, “Determinación del Modelo Estocástico del Estado de Carga de Baterías para el cómputo de Flujo de Potencia Probabilístico de Microrredes,” *Rev. Téc. Energ.*, vol. 16, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n1.2019.334.

[2] M. Shahbazitabar, H. Abdi, H. Nourianfar, A. Anvari-Moghaddam, B. Mohammadi-Ivatloo, and N. Hatzigaryriou, “An Introduction to Microgrids, Concepts, Definition, and Classifications,” in *Microgrids: Advances in Operation, Control, and Protection*, A. Anvari-Moghaddam, H. Abdi, B. Mohammadi-Ivatloo, and N. Hatzigaryriou, Eds., in Power Systems. , Cham: Springer International Publishing, 2021, pp. 3–16. doi: 10.1007/978-3-030-59750-4\_1.

[3] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, and J.



- Riofrio, “Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano,” *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506.
- [4] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects,” *IEEE Power Amp Energy Mag.*, vol. July/August, p. 19, 2007.
- [5] H. Shayeghi, E. Shahryari, M. Moradzadeh, and P. Siano, “A Survey on Microgrid Energy Management Considering Flexible Energy Sources,” *Energies*, vol. 12, Jun. 2019, doi: 10.3390/en12112156.
- [6] “Ministerio de Energía y Minas Presentó Plan de Transición Energética para Galápagos – Ministerio de Energía y Minas.” Accessed: Jun. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/ministerio-de-energia-y-minas-presento-plan-de-transicion-energetica-para-galapagos/>
- [7] G. Sebastian Salazar, J. Cepeda Campana, G. Salazar Yepez, and R. Patricio Aguilar, “Evaluación de la Prospectiva Energética de la microrred Baltra – Santa Cruz usando Flujos de Potencia Probabilísticos,” *2022 IEEE Bienn. Congr. Argent. ARGENCON*, pp. 1–8, Sep. 2022, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939679.
- [8] C. Ochoa, D. Ochoa-Ochoa, X. Serrano Guerrero, and A. Barragán-Escandón, “Technical-economic comparison of microgrids for rural communities in the island region of Galapagos, Ecuador: Isabela Island case,” Sep. 2022, pp. 1–7. doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939813.
- [9] J.-M. Clairand, M. Arriaga, C. A. Cañizares, and C. Álvarez-Bel, “Power Generation Planning of Galapagos’ Microgrid Considering Electric Vehicles and Induction Stoves,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 1916–1926, Oct. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2876059.
- [10] J. R. Birge and F. Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming*. in Springer Series in Operations Research and Financial Engineering. New York, NY: Springer, 2011. doi: 10.1007/978-1-4614-0237-4.
- [11] Fullner y S. Rebennack, *Stochastic dual dynamic programming and its variants -a review, 2021*.
- [12] todouy.com, “SimSEE es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.” Accessed: Nov. 01, 2023. [Online]. Available: <https://simsee.org/simsee/verdoc/vol4.php>
- [13] F. Palacio, P. Soubes y R. Chaer, “Manuales de Usuario de SimSEE.”
- [14] D. E. Jurado, C. Jaramillo, J. Benítez, J. Cepeda, and H. Arcos, “Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE,” *Rev. Téc. Energ.*, vol. 19, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.526.
- [15] L. Meng et al., “Review on Control of DC Microgrids and Multiple Microgrid Clusters,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 5, no. 3, pp. 928–948, Sep. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2690219.
- [16] “Gobierno Nacional inicia proceso público de selección para el desarrollo del Proyecto Fotovoltaico Conolophus – Ministerio de Energía y Minas.” Accessed: Oct. 30, 2023. [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/gobierno-nacional-inicia-proceso-publico-de-seleccion-para-el-desarrollo-del-proyecto-fotovoltaico-conolophus/>
- [17] “2023 Levelized Cost Of Energy+,” <https://www.lazard.com>. Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- [18] “IRENA – International Renewable Energy Agency.” Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/>
- [19] “National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page.” Accessed: Oct. 19, 2023. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/index.html>
- [20] “Los precios del diesel en todo el mundo, 16-oct-2023,” [GlobalPetrolPrices.com](https://www.globalpetrolprices.com). Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: [https://es.globalpetrolprices.com/diesel\\_prices/](https://es.globalpetrolprices.com/diesel_prices/)
- [21] “NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources.” Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/>



**Wilson Danilo Sánchez Bravo.** - Nació en Latacunga, Ecuador 1994. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2019. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del

CENACE. Sus áreas de investigación son: Planificación en el SEP, Evaluación de la seguridad del SEP, Estabilidad de voltaje.



**Marlon Chamba.** - Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la

Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Calidad, Evaluación de la seguridad del SEP.



**Diego E. Echeverría.** - Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en 2006 en la Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador. Realizó su doctorado en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, favorecido con una

beca del Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD). Obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en diciembre de 2021. Actualmente trabaja en Ecuador en el Operador Nacional de Electricidad CENACE como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo. Sus campos de interés especiales comprenden el control y la estabilidad de los sistemas de energía en tiempo real, la tecnología de medición sincrofasorial, los sistemas de monitoreo de área amplia y el desarrollo de redes inteligentes.



**Andrés Jacho Alvarado.** - Nació en Guayaquil en 1990. Obtuvo su título de Tecnólogo en Electricidad Industrial (2008), Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2018) y el de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia (2022) en la

Escuela Superior Politécnica del Litoral. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE, con el cargo de Analista de Investigación y Desarrollo Técnico. Sus áreas de

investigación son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Lenguajes de programación aplicados a Sistemas de Control, modelos y esquemas de control utilizado en fuentes de generación basadas en convertidores de electrónica de potencia.



**Carlos Xavier Lozada.** - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes.

Actualmente se desempeña como Ingeniero de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas y Optimización Aplicada.



# Power Factor Assessment in Users with Power Generation Equipment for Self-Consumption

## Evaluación del Factor de Potencia en Usuarios con Equipos de Generación para Autoabastecimiento

W. A. Vásquez<sup>1</sup>  0000-0002-9591-3755

<sup>1</sup>Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Quito, Ecuador  
E-mail: [wilson.vasquez@controlrecursosyenergia.gob.ec](mailto:wilson.vasquez@controlrecursosyenergia.gob.ec)

### Abstract

One of the most recent and important changes in power distribution systems is self-consumption, activity in which one or several users install equipment (typically solar panels) to generate their own electricity and, in some cases, inject surplus energy into the grid. These users require a bidirectional meter, which does not register the active energy of all the load, making difficult the assessment of its power factor. This paper presents a methodology to assess the power factor in users with power generation equipment for self-consumption. The methodology details the measurement equipment needed, the steps to calculate the load's average power factor, and, for some cases, the penalization method. The results indicate that the proposed methodology isolates correctly the power generation effect from the power factor calculation, and this, in turn, avoids incorrect penalties.

**Index terms**— Distributed generation, power factor, power distribution networks, self-consumption.

### Resumen

Uno de los cambios más recientes e importantes en las redes de distribución de energía eléctrica es el autoabastecimiento, actividad en la que uno o varios usuarios instalan equipos (usualmente paneles fotovoltaicos e inversores) para generar su propia energía eléctrica, autoabastecerse y, en algunos casos, inyectar excedentes de energía a la red. Estos usuarios requieren de un medidor bidireccional, el cual no registra la energía activa de toda la carga, haciendo difícil la evaluación de su factor de potencia. Este artículo presenta una metodología para la evaluación del factor de potencia en un usuarios con autoabastecimiento. La metodología detalla los equipos de medición necesarios, los pasos para calcular el factor de potencia medio mensual de la carga, y, para los casos necesarios, el método de penalización por bajo factor de potencia. Los resultados muestran que, la metodología propuesta aísla correctamente el efecto de la generación del cálculo del factor de potencia, y esto, a su vez, evita penalizaciones incorrectas.

**Palabras clave**— Autoabastecimiento, factor de potencia, generación distribuida, redes de distribución.

Recibido: 05-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Vásquez, W. (2024). "Evaluación del Factor de Potencia en Usuarios con Equipos de Generación para Autoabastecimiento". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 77-83

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.655>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, las redes de distribución de energía eléctrica han cambiado significativamente debido, entre otros aspectos, a la incorporación de generación distribuida. Equipos de generación eléctrica que aprovechan la energía solar, eólica, o hidráulica se pueden conectar en redes de distribución de medio y bajo voltaje. Algunos beneficios de la generación distribuida son: reducción de pérdidas de energía, mejora de los perfiles de voltaje y de la confiabilidad de las redes de distribución, etc.

El autoabastecimiento (también conocido como autoconsumo) es un tipo de generación distribuida, en la que los equipos generación se encuentran ubicados cerca del usuario (consumo) [1]. Muchos países, incluyendo Alemania, Bélgica, México, y España, han promovido el autoabastecimiento en los últimos años, permitiendo que usuarios residenciales, comerciales, industriales y otros instalen y operen equipos de generación en sus inmuebles [2]. Los límites de la potencia nominal de los equipos de generación para autoabastecimiento varían entre países. Por ejemplo, en Chile el límite es de 300 kW [3], mientras que en Ecuador el límite es de 2 MW [4].

Uno de los incentivos para promover el autoabastecimiento es el uso del esquema conocido como medición neta (net metering). La medición neta consiste en registrar mensualmente, usando un medidor bidireccional, la energía tomada de la red de distribución y la energía inyectada a la red de distribución, para luego calcular el valor neto; la energía inyectada a la red es reconocida al mismo precio de la energía que provee una empresa distribuidora [5].

El uso de un medidor bidireccional puede generar inconvenientes para la evaluación del factor de potencia en usuarios con equipos para autoabastecimiento. Los autores de [6] indican que, el factor de potencia de un usuario se degrada debido a que el medidor bidireccional registra la disminución de la potencia activa tomada de la red de distribución, lo cual distorsiona el cálculo del factor de potencia de la carga. Esta situación puede producir penalizaciones económicas de las empresas distribuidoras a sus usuarios si el factor de potencia es menor que el límite establecido, por ejemplo 0,92 (inductivo) [7].

Para solucionar el problema descrito anteriormente, existen dos alternativas que han sido investigadas previamente: corrección del factor de potencia y cálculo del factor de potencia de la carga (aislando el efecto de la generación). Los autores de [8] y [9] proponen que se corrija el factor de potencia en el punto de entrega mediante la generación de potencia reactiva, a través de bancos de capacitores o de los equipos para

autoabastecimiento. En [10], se propone un algoritmo para controlar la producción de los inversores de un sistema solar fotovoltaico, y así mantener el factor de potencia en el punto de entrega constante.

Por otra parte, para calcular el factor de potencia de la carga, los autores de [6] proponen instalar un medidor unidireccional a la salida de un sistema solar fotovoltaico, para junto con los registros de la energía activa del medidor bidireccional calcular la energía activa total consumida.

En lugar de instalar un medidor unidireccional a la salida del sistema solar fotovoltaico, los autores de [8] utilizaron los registros de energía de los inversores para calcular el factor de potencia de la carga. En [11], solamente se menciona que, para la evaluación del factor de potencia de la carga, usuarios con equipos de generación para autoabastecimiento deben instalar equipos de medición que permitan aislar el efecto de la generación.

A pesar de que en [6], [8] y [11] se presentan algunas consideraciones para la evaluación del factor de potencia de la carga de un usuario con equipos de generación para autoabastecimiento, estos trabajos no presentan un procedimiento detallado que pueda ser aplicado cuando un usuario disponga de varios equipos (subsistemas) de generación.

Este artículo propone una metodología para la evaluación del factor de potencia en usuarios con equipos de generación para autoabastecimiento. La metodología detalla los equipos de medición necesarios, los pasos para calcular el factor de potencia medio mensual de la carga, y, para los casos necesarios, los pasos para determinar la penalización por bajo factor de potencia.

El presente artículo está organizado de la siguiente manera. En la Sección 2, se describe detalladamente la metodología propuesta, y se incluye un diagrama de flujo, el cual contiene todos los pasos para la evaluación del factor de potencia. En la Sección 3, se describen los casos de estudio, y se presentan los resultados y el análisis. Finalmente, la Sección 4 presenta las conclusiones y recomendaciones.

## 2. METODOLOGÍA PROPUESTA

En muchos países, regulaciones exigen a algunos usuarios tradicionales (usuarios sin equipos de generación para autoabastecimiento) el cumplimiento de un factor de potencia mínimo en el punto de entrega<sup>1</sup> [7], [12]. Es decir, las regulaciones evalúan el factor de potencia de la carga del usuario, lo cual permite determinar si éste está consumiendo energía eficientemente de la red de distribución.

usuario final.

<sup>1</sup> El Reglamento a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica define al punto de entrega como la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de la distribuidora y las instalaciones de propiedad de un usuario o

Con base a lo anterior, la metodología propuesta en este artículo considera que, la evaluación del factor de potencia en un usuario con equipos de generación para autoabastecimiento se la debe realizar considerando sólo su carga—aislando el efecto de la generación.

La metodología propuesta la evaluación del factor de potencia considera que, un usuario regulado tiene equipos de generación para autoabastecimiento, total o parcial. Los equipos pueden estar ubicados en diferentes partes dentro del inmueble en donde se ubica el usuario regulado, y pueden aprovechar diferentes recursos energéticos primarios.

La Fig. 1 muestra el diagrama de la conexión de un usuario regulado con equipos de generación para autoabastecimiento; el usuario se conecta a la red de distribución de medio voltaje. En el diagrama se puede observar el transformador reductor, las cargas, los equipos de generación para autoabastecimiento (con tecnología solar fotovoltaica y eólica), el medidor bidireccional ubicado en el punto de entrega (medio voltaje), y los medidores unidireccionales ubicados a la salida de los equipos (subsistemas) de generación.

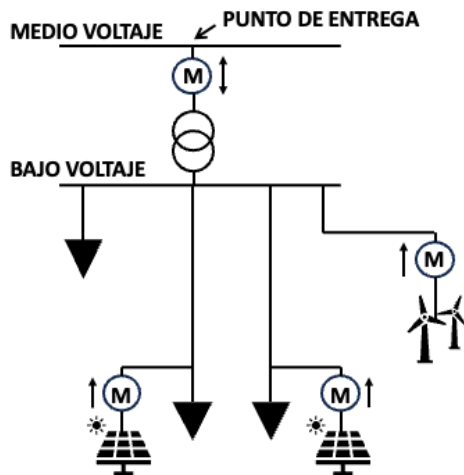


Figura 1: Diagrama de la conexión de un usuario regulado con equipos de generación para autoabastecimiento. El usuario se conecta en medio voltaje y tiene un medidor bidireccional en el punto de entrega.

Cada medidor registra parámetros específicos. El medidor bidireccional registra los siguientes parámetros: las energías activa y reactiva tomadas de la red de distribución, y la energía activa inyectada a la red de distribución. Los medidores unidireccionales registran la producción de energía activa de cada subsistema de generación.

La Fig. 2 muestra el diagrama de flujo de la metodología propuesta, la cual se detalla a continuación:

- Paso 1: Recopilar los registros de energía activa y reactiva del medidor bidireccional y de los medidores unidireccionales de los subsistemas de generación para el mes de análisis. Los registros deben ser tomados en intervalos de 15 minutos

(intervalo de tiempo usado en países como Chile [12] e Irlanda [13]).

- Paso 2: Calcular, en cada intervalo, la energía activa consumida por toda la carga ( $EP_{inst}^{carga}$ ) usando la siguiente expresión:

$$EP_{inst}^{carga} = EP_{inst}^{red} + (EP_{inst}^{G1} + EP_{inst}^{G2} + \dots + EP_{inst}^{Gn} - EP_{inst}^{iny}) \quad (1)$$

donde  $EP_{inst}^{red}$  es la energía activa tomada de la red de distribución en un intervalo de 15 minutos,  $EP_{inst}^{G1}$ ,  $EP_{inst}^{G2}$  y  $EP_{inst}^{Gn}$  es la energía activa de los subsistemas de generación en un intervalo de 15 minutos, y  $EP_{inst}^{iny}$  es la energía activa inyectada a la red en un intervalo de 15 minutos.

- Paso 3: Calcular, en cada intervalo, la energía reactiva consumida por toda la carga usando la siguiente expresión:

$$EQ_{inst}^{carga} = EQ_{inst}^{red} \quad (2)$$

donde  $EQ_{inst}^{red}$  es la energía reactiva tomada de la red de distribución en un intervalo de 15 minutos.

- Paso 4: Calcular, en cada intervalo, el factor de potencia instantáneo ( $FP_{inst}$ ) de toda la carga usando la siguiente expresión [12]:

$$FP_{inst} = \cos \left( \tan^{-1} \left( \frac{EQ_{inst}^{carga}}{EP_{inst}^{carga}} \right) \right) \quad (3)$$

- Paso 5: Calcular el factor de potencia medio mensual (FP) [12]:

$$FP = \frac{\sum_{k=1}^n (FP_{inst} \times EP_{inst}^{carga})_k}{\sum_{k=1}^n (EP_{inst}^{carga})_k} \quad (4)$$

donde n es el número de intervalos de 15 minutos en el mes de análisis.

- Paso 6: Comparar el factor de potencia medio mensual con el factor de potencia mínimo, establecido por el ente regulador.

- Paso 7: Si el factor de potencia medio mensual es menor que el factor de potencia mínimo, calcular la penalización del usuario. La penalización por bajo factor de potencia,  $P_{BFP}$ , se calcula usando las siguientes expresiones [7]:

$$P_{BFP} = B_{FP} \times FSPEE_i \quad (5)$$

$$B_{FP} = \frac{0,92}{FP} - 1 \quad (6)$$

$$FSPEE = FSPEE_i + P_{BFP} \quad (7)$$



donde  $B_{FP}$  es el factor de penalización y  $FSPEE_i$  es la factura por servicio público de energía eléctrica inicial.

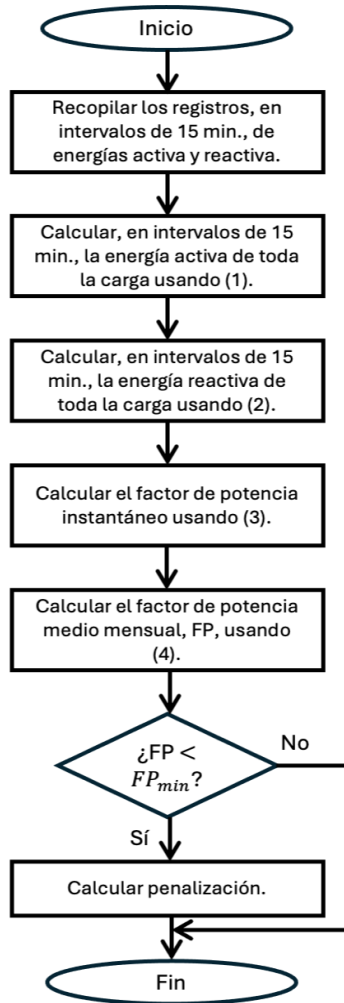


Figura 2: Diagrama de la metodología para la evaluación del factor de potencia en usuarios con equipos de generación para autoabastecimiento

Existen otros métodos para determinar si un usuario tradicional (sin equipos de generación para autoabastecimiento) debe ser penalizado por bajo factor de potencia. En [14], se calcula el factor de potencia cada 10 minutos, y el usuario no es penalizado si el 95% de los valores calculados están en el rango de 0,9 a 1,0. Este método también podría ser implementado en la metodología propuesta; sin embargo, el método de penalización descrito en el Paso 7 debe ser revisado, pues éste usa un único valor de factor de potencia.

Por otra parte, es importante mencionar que, un usuario regulado puede optar por no inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución. En este caso, el usuario solo requiere instalar un medidor unidireccional en el punto de entrega, como se muestra en la Fig. 3.

Para evaluar el factor de potencia de usuarios que no inyectan excedentes de energía eléctrica, no se considera la variable  $EP_{inst}^{iny}$  en la ecuación (1).

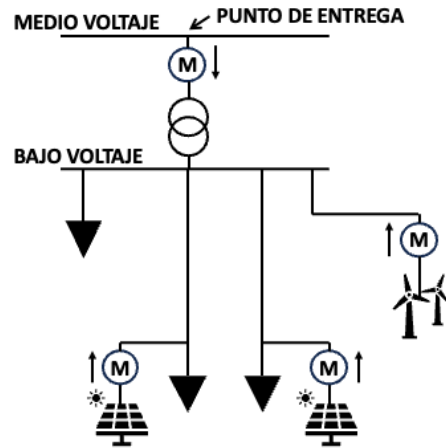


Figura 3: Diagrama de la conexión de un usuario regulado con equipos de generación para autoabastecimiento sin inyección de excedentes de energía eléctrica. El usuario se conecta en medio voltaje, y tiene un medidor unidireccional en el punto de entrega

### 3. CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS

Para evaluar la metodología propuesta, se proponen tres casos de estudio, los cuales se describen a continuación.

El Caso 1 considera un usuario tradicional, es decir, sin equipos de generación para autoabastecimiento y con un medidor unidireccional en el punto de entrega de medio voltaje. El perfil de carga horaria en por unidad para este usuario fue tomado de [15], el cual multiplicado por un valor de 250 kW (demanda máxima de potencia activa) y un valor de 100 kVAr (demanda máxima de potencia reactiva). Todos los cálculos se realizaron usando el programa computacional MATLAB.

Para la evaluación del factor de potencia de este usuario, se utilizó datos de energía activa y reactiva tomados en intervalos de una hora, debido a que no se tuvo acceso a datos en intervalos de 15 minutos, como se menciona en el paso 1 de la metodología propuesta. La Fig. 4 muestra los datos de energía activa y reactiva de un usuario tradicional para un periodo de una semana (168 horas).

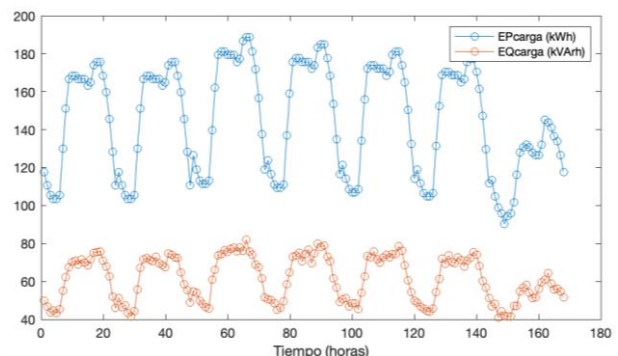


Figura 4: Energía activa y reactiva de un usuario regulado sin equipos de generación para autoabastecimiento

El Caso 2 considera un usuario con equipos de generación para autoabastecimiento con tecnología solar fotovoltaica, con un medidor bidireccional en el punto de entrega de medio voltaje, y con un medidor



unidireccional a la salida de cada subsistema de generación. Se consideró que el sistema solar fotovoltaico genera electricidad desde las 6am hasta las 6pm. La Fig. 5 muestra los datos de energía activa generada y tomada de la red, y los datos de energía reactiva tomada de la red. Además, la Fig. 5 muestra la energía activa de la carga calculada utilizando (1).

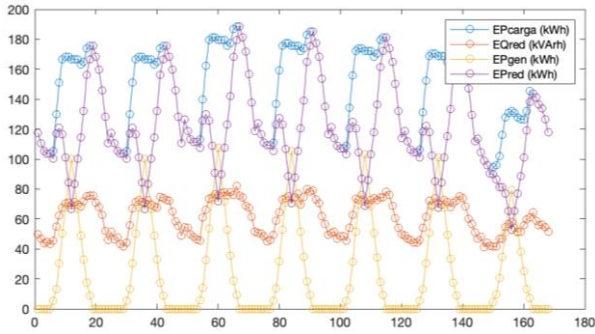


Figura 5: Energía activa y reactiva de un usuario regulado con equipos de generación para autoabastecimiento con tecnología solar fotovoltaica

Se puede ver en la Fig. 5 que, la energía reactiva tomada de la red es la misma que la mostrada en la Fig. 4; esto debido a que, los equipos de generación solar fotovoltaica no producen ni consumen energía reactiva.

El Caso 3 considera lo descrito en el Caso 2 e incluye un subsistema de generación con tecnología eólica con su respectivo medidor unidireccional, como se muestra en la Fig. 1. El aerogenerador tiene un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus nombre en inglés), el cual consume energía reactiva de la red para su operación [16]. La Fig. 6 muestra los datos de energía activa generada y tomada de la red, y los datos de energía reactiva tomada de la red; además, la figura muestra la energía activa de la carga calculada utilizando (1).

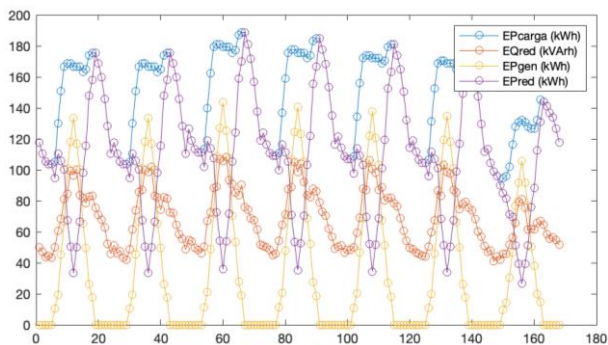


Figura 6: Energía activa y reactiva de un usuario regulado con equipos de generación para autoabastecimiento con tecnología solar fotovoltaica y eólica

Se puede ver en la Fig. 6 que, la energía reactiva tomada de la red aumenta; esto debido a la operación del aerogenerador. Además, se puede ver que, la energía activa generada también aumenta debido al aporte del aerogenerador.

Se calculó el factor de potencia medio mensual utilizando la metodología propuesta para un periodo de un año (12 meses). La Tabla 1 muestra los valores del factor de potencia medio mensual para los Casos 1-3. Para el Caso 1 (usuario sin equipos de generación para autoabastecimiento) se puede ver que, el factor de potencia medio mensual permanece casi constante y es igual o ligeramente mayor que el límite establecido: 0,92 (inductivo).

Tabla 1: Factor de potencia medio mensual para los Casos 1-3 utilizando la metodología propuesta

Mes	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Enero	0,921	0,921	0,903
Febrero	0,920	0,920	0,903
Marzo	0,920	0,920	0,902
Abril	0,920	0,920	0,903
Mayo	0,922	0,922	0,904
Junio	0,922	0,922	0,905
Julio	0,921	0,921	0,904
Agosto	0,921	0,921	0,904
Septiembre	0,920	0,920	0,903
Octubre	0,920	0,920	0,903
Noviembre	0,922	0,922	0,904
Diciembre	0,922	0,922	0,904

Para el Caso 2 (usuario con equipos de generación para autoabastecimiento con tecnología solar fotovoltaica) se puede ver que, los valores del factor de potencia medio mensual coinciden con los del Caso 1; lo cual indica que la metodología propuesta permite aislar correctamente el efecto de la generación.

Finalmente, para el Caso 3 (usuario con equipos de generación para autoabastecimiento con tecnología solar fotovoltaica y eólica) se puede ver que, en todos los meses, el factor de potencia es menor que el límite establecido. Este resultado ocurre debido al mayor consumo de energía reactiva, y por lo cual, la empresa distribuidora debería calcular la penalización por bajo factor de potencia y exigir al usuario acciones correctivas.

Para el cálculo de la penalización por bajo factor de potencia, se requiere conocer la factura por servicio público de energía eléctrica en USD del mes correspondiente, como se indica en (5). En Ecuador, la factura de un usuario depende de la cantidad de energía eléctrica consumida, el tipo de tarifa, y de otros rubros. Para el usuario considerado en los casos de estudio, se asumió que su factura inicial del mes de enero es de USD 10.000,00. Por lo tanto, la factura final por servicio público de energía eléctrica para el Caso 3 (Tabla 1) es de USD 10.200,00 (la misma que incluye la penalización por bajo factor de potencia de USD 200,00).



Por otra parte, se calculó el factor de potencia medio mensual para los Casos 1 y 2 utilizando únicamente los registros de energía activa y reactiva del medidor bidireccional. La Tabla 2 muestra los resultados. En ambos casos, el factor de potencia está por debajo del límite establecido, lo cual produciría penalizaciones al usuario e incrementos en su factura: USD 10.359,95 para el Caso 2 y USD 10.771,93 para el Caso 3.

Sin embargo, estas penalizaciones serían incorrectas, ya que como se mostró en la Tabla 1, el factor de potencia de la carga para el Caso 2 es igual o mayor que el límite establecido; y para el Caso 3, la penalización incrementa la factura sólo a USD 10.200,00.

**Tabla 2: Factor de potencia medio mensual para los Casos 1 y 2 utilizando sólo los registros del medidor bidireccional**

Mes	Caso 2	Caso 3
Enero	0,889	0,855
Febrero	0,889	0,854
Marzo	0,888	0,853
Abril	0,888	0,854
Mayo	0,889	0,854
Junio	0,890	0,855
Julio	0,889	0,855
Agosto	0,890	0,855
Septiembre	0,888	0,854
Octubre	0,888	0,854
Noviembre	0,890	0,856
Diciembre	0,890	0,856

Una alternativa a la evaluación del factor de potencia de la carga es el pago por el consumo excesivo de energía reactiva. Como se indica en [17], un usuario es penalizado cuando su consumo de energía reactiva es superior al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario. Esta alternativa no requiere la instalación de medidores unidireccionales a la salida de los subsistemas de generación, pues sólo requiere los registros de consumo de energía reactiva del medidor bidireccional. Sin embargo, en países como Ecuador, el pago por consumo excesivo de energía reactiva implicaría cambios regulatorios significativos—para la determinación del costo de transporte de energía reactiva.

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este artículo propone una metodología para la evaluación del factor de potencia en usuarios con equipos de generación para autoabastecimiento. La metodología detalla los equipos de medición necesarios, los pasos para calcular el factor de potencia medio mensual de la carga, y, para los casos necesarios, el método de penalización por bajo factor de potencia. Para evaluar el desempeño de

la metodología, se consideró un usuario conectado a la red de distribución de medio voltaje y varios subsistemas de generación, con tecnología solar fotovoltaica y eólica.

Los resultados indicaron que, la metodología propuesta aísla el efecto de la generación en el cálculo del factor de potencia, y esto, a su vez, evita penalizaciones incorrectas por bajo factor de potencia. Además, los resultados indicaron que, si se calcula el factor de potencia empleando sólo los registros del medidor bidireccional, se pueden producir penalizaciones incorrectas por bajo factor de potencia.

A medida que el autoabastecimiento se incremente en las redes de distribución, las empresas distribuidoras tendrán problemas para evaluar el factor de potencia de usuarios con registro de energía reactiva. Con base a lo anterior, contar con una metodología que aisle el efecto de la generación en el cálculo del factor de potencia será muy beneficioso, tanto para las empresas distribuidoras como para sus usuarios. A pesar de que la cantidad de datos que deben ser procesados por las empresas distribuidoras aumenta, esto ayudará a evitar penalizaciones incorrectas.

#### 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto , «Hoja de ruta del autoconsumo,» Madrid, 2021.
- [2] G. Masson, J. I. Briano y M. J. Baez, «Review and analysis of PV self-consumption policies,» International Energy Agency, 2016.
- [3] Ministerio de Energía, «REGLAMENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO,» Santiago, 2019.
- [4] ARCERNNR, «Regulación Nro. ARCERNNR-008/23, Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica,» Quito, 2023.
- [5] Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambi, «El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe,» 2022.
- [6] R. da Silva Benedito, R. Zilles y J. Tavares Pinho, «Overcoming the power factor apparent degradation of loads fed by photovoltaic distributed generators,» *Renewable Energy*, vol. 164, pp. 1364-1375, 2021.







- [7] ARCERNNR, «Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica,» 2024.
- [8] Z. Machado Alves, «Power Factor in Distributed Generation Installations: A Case Study and Critical Analysis,» *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 33, pp. 198-203, 2022.
- [9] Global Sustainable Energy Solutions, «Power Factor and Grid-Connected Photovoltaics,» GSES Technical Papers.
- [10] V. Ignatova, «Methodology to regulate power factor in installations with solar self-consumption,» de *CIREN 2021 Conference*, 2021.
- [11] Comisión Nacional de Energía, «NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTOS DE GENERACIÓN».
- [12] Comisión Nacional de Energía, «Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución,» Santiago de Chile, 2019.
- [13] Commission for Energy Regulation, «Metering Code,» 2007.
- [14] Empresas Públicas de Medellín, «Guía Metodológica: Análisis de calidad de la potencia en redes de distribución,» 2019.
- [15] Probability Methods Subcommittee, «IEEE Reliability Test System,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-98, n° 6, pp. 2047 - 2054, 1979.
- [16] W. Vásquez y J. Játiva, «Modelación, Simulación y Control de Aerogeneradores con Generador de Inducción Doblemente Alimentado Utilizando Matlab,» *Revista Técnica "energía"*, vol. 11, p. 143-152, 2015.
- [17] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «CREG,» 29 Enero 2018. [En línea]. Available: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0015\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm). [Último acceso: 30 04 2024].



**Wilson A. Vásquez.** - Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional (Ecuador) en 2014, y los títulos de MSc in Electrical Power Systems with Advanced Research y PhD de la Universidad de Birmingham (Reino Unido) en 2017 y 2022, respectivamente. Actualmente, trabaja en la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Sus campos de investigación están relacionados con la Generación Distribuida, Mantenimiento, y Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.

# Implementation of Remote Control for the Opening and Closing of Reactive Compensation to the 13,8 kV Feeder of the Electrical Substation of Novacero S.A. by means of an ADVC-IOEX Card

## Implementación de Control Remoto para la Apertura y Cierre de Compensación Reactiva al Alimentador de 13,8 kV de la Subestación Eléctrica de la Empresa Novacero S.A. mediante una Tarjeta ADVC-IOEX

A.S. Freire<sup>1</sup>  0000-0002-2447-3369      H.G. Mullo<sup>2</sup>  0009-0009-9392-5603  
 F.R. Arias<sup>2</sup>  0000-0002-5775-7800      J.J. Casa<sup>2</sup>  0009-0000-4498-8653

<sup>1</sup>Instituto Superior Tecnológico Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: [asfreiref@istx.edu.ec](mailto:asfreiref@istx.edu.ec)

<sup>2</sup>Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: [mullo.hector@yahoo.com](mailto:mullo.hector@yahoo.com), [fernando.arias6251@utc.edu.ec](mailto:fernando.arias6251@utc.edu.ec), [jhonny.casa6@utc.edu.ec](mailto:jhonny.casa6@utc.edu.ec)

### Abstract

The present work focuses on a practical application of remote control for the opening and closing of the reactive compensation tuned to the fifth harmonic at the output of the 13.8 kV distribution feeder of the Novacero S.A. electrical substation, through the migration from local control to remote control by means of a Schneider Electric U27 series recloser as a switch for its location in the yard. The process includes the use of the recloser in one-shot mode which is performed by the operator from the control room, in addition a SEL-551 protection relay is implemented which commands the recloser to open in the event of possible overcurrent faults by means of an ADVC-IOEX card located on the recloser board. This device helps to open and close the filter remotely in conjunction with the WSOS software of the equipment for the supervision and operation from a level 2 substation automation system. The result obtained through this automation system is to safeguard the safety of the operator from level 0 to level 1 automation, in addition to being able to monitor and supervise the variables measured inside the control room from level 2.

**Index terms**— Remote control, recloser, ADVC-IOEX Schneider Electric, reactive compensation, electrical substation.

### Resumen

El presente trabajo se enfoca en una aplicación práctica de control remoto para la apertura y cierre de la compensación reactiva sintonizada a la quinta armónica en la salida del alimentador de distribución a 13,8 kV de la subestación eléctrica Novacero S.A., mediante la migración de control local a control remoto por medio de un reconectador marca Schneider Electric serie U27 como interruptor para su ubicación en patio. El proceso comprende con la utilización del reconectador en modo de un solo disparo que lo realiza el operador desde el cuarto de control, además se implementa un relé de protección SEL-551 que manda abrir el reconectador ante posibles fallas por sobrecorriente por medio de una tarjeta ADVC-IOEX ubicada en el tablero del reconectador, este dispositivo ayuda a la apertura y cierre del filtro de manera remota en conjunto con el software WSOS del equipo para la supervisión y operación desde un nivel 2 de sistemas de automatización de subestaciones. El resultado obtenido mediante este sistema de automatización es precautelar y salvaguardar la seguridad del operador llevando de un nivel 0 a nivel 1 de automatización, además de poder monitorear y supervisar las variables medidas dentro del cuarto de control desde un nivel 2.

**Palabras clave**— Control remoto, reconectador, ADVC-IOEX Schneider Electric, compensación reactiva, subestación eléctrica.

Recibido: 05-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Freire, A.; Mullo, H.; Arias, F.; Casa, J. (2024). "Implementación de control remoto para la apertura y cierre de compensación reactiva al alimentador de 13,8 kV de la subestación eléctrica de la empresa Novacero S.A. mediante una tarjeta ADVC-IOEX". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 84-93

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.659>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0





## 1. INTRODUCCIÓN

En la industria, los motores eléctricos generan potencia reactiva-inductiva ocasionando pérdidas en los elementos del sistema por efecto Joule. Mediante la ubicación óptima de bancos de condensadores u otros dispositivos de compensación, se mejora la eficiencia energética. El objetivo es la reducción de pérdidas de potencia y el control de voltaje, adicional de la mejora del factor de potencia en una subestación, incrementar la disponibilidad del alimentador para recibir carga, en el transformador la liberación en la capacidad en el suministro eléctrico de corrientes reactivas que representen pérdidas de energía con la empresa distribuidora evitar penalización y recargos por un bajo factor de potencia [1]. La finalidad de la compensación reactiva es aumentar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, mediante la corrección del factor de potencia, el mejoramiento del perfil de voltaje y la disminución tanto en pérdidas técnicas de energía como en costos relacionados [2].

Novacero S.A., planta Lasso es una empresa siderúrgica que cuenta con trenes de laminación y hornos de arco eléctrico. En su mayoría de carga en el entorno industrial, cuenta con variadores de frecuencia, lámparas de descarga, soldadura por arco, rectificadores, entre otros [3]. Cargas que generan armónicos y alteran la onda sinusoidal original creando distorsiones que perturban el funcionamiento normal de los equipos, generados por la quinta armónica en el alimentador de 13,8 kV [4], para compensar la energía reactiva que necesitan los motores de la industria se tiene instalado un filtro pasivo sintonizado a la quinta armónica de manera de no entrar en resonancia al momento de realizar la compensación al alimentador.

El ingreso de la compensación reactiva para el alimentador del anillo de distribución de la empresa a 13,8 kV es maniobrado de manera local, el proceso se ejecuta cuando el factor de potencia se encuentra bajo los niveles mínimos permisibles de 0,92, evitando así penalización por bajo factor de potencia [5], a través de un disyuntor de apertura y cierre de contactos que se encuentra instalado en el centro de control y que es maniobrado de manera local, representado un peligro para el personal operativo que labora en la subestación, para dar solución a esta problemática se implementa un control de mando remoto para la operación de un reconector de la marca Schneider Electric serie U27, llevando desde un nivel 0 hasta un nivel 2 en sistemas de automatización de subestaciones.

El propósito es realizar maniobras de campo con mayor confiabilidad, seguridad, rapidez y el respaldo de maniobra en la bahía 13,8 kV y a su vez precautelar la vida y la seguridad, reduciendo la exposición del personal técnico a peligros potenciales en la subestación, en especial del operador que manipula este equipo maniobrado de manera local. El objetivo es adaptar un proceso de implementación de control remoto para

apertura y cierre de compensación reactiva al alimentador de 13,8 kV mediante una tarjeta ADV-IOEX en la subestación eléctrica de la empresa Novacero S.A., para optimizar parámetros de seguridad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico de la subestación. Este documento es organizado de la siguiente manera: el análisis de la teoría de la automatización de subestaciones y equipos utilizados para el control remoto de operación se presenta en la sección 2, el desarrollo de la implementación, diseño y configuración del equipo se discute en la sección 3 y finalmente las conclusiones y recomendaciones en la sección 4.

## 2. ANÁLISIS TEÓRICO

### 2.1 Revisión literaria

La norma internacional en subestaciones eléctricas para comunicación es el protocolo IEC 61850, que es diseñado para la interoperabilidad de los equipos de diferentes fabricantes dentro de una misma subestación, además de cumplir con requisitos de disponibilidad y seguridad, para la operación y control de sistemas, optimizando la transmisión de datos y el suministro de energía eléctrica [6].

En [7] manifiesta que los esquemas de automatización de distribución eléctrica dependen de ordenadores basados en subestaciones para el control en subestaciones primarias. A medida que varía la carga reactiva en los alimentadores, este esquema de compensación permite la colocación y dimensionamiento óptimo de condensadores variables en el tiempo.

En [8] determina la influencia de compensación reactiva en dos subestaciones peruanas para disminuir las pérdidas por transmisión eléctrica mediante la implementación de un banco de condensadores en el lado de baja tensión de las subestaciones, concluyen que el proyecto tuvo influencia positiva tanto en la parte económica mediante la reducción en la facturación, como en la parte técnica logrando elevar el factor de potencia de 0,77 a 0,95.

Proponen un método de compensación de potencia reactiva para mejorar la calidad de energía de un horno de arco eléctrico en un sistema de distribución de energía mediante un compensador estático y un filtro activo. Modifican el factor de potencia y equilibran las corrientes trifásicas. Los autores realizan una simulación para demostrar la viabilidad del método propuesto para una fábrica metalúrgica [9].

En [10] menciona que los sistemas electromecánicos encargados de proteger y controlar las redes eléctricas tienen limitantes que no permiten funcionalidades como la comunicación, la auto-supervisión ni la capacidad de monitoreo en tiempo real en la operación de redes eléctricas. A través de la automatización de subestaciones, se provee, entre otros, el control remoto de todo tipo de instalación eléctrica, añadiendo capacidad



adicional en la supervisión, monitoreo, registro, comunicación y medición, permitiendo mejorar la operación interna con el sistema externo.

En [11] manifiesta que la automatización de subestaciones tiene tres funciones, la primera es la recopilación de datos y transmitir información, la segunda es la protección que consiste en recopilar información del relé de protecciones o seccionadores con el fin de proteger los equipos, la tercera función consiste en realizar el control remoto de la operación del interruptor, seccionador u otros componentes con la finalidad de dar una respuesta rápida a las condiciones de operación.

En [12] analiza en detalle los requisitos y el diseño para el sistema SCADA y el sistema de automatización de una subestación, además menciona que estos equipos protegen de altas tensiones en fallos, perturbaciones y sobrecargas en la red eléctrica.

En [13], evalúa la implementación de tarjetas ADVC-IOEX SCHNEIDER para restaurar circuitos de alimentación de la subestación Celso Castellanos y no realizar complicadas maniobras manuales, concluyen que el tiempo de maniobra para la restauración por sistemas comunes es lento, esto se puede reducir mediante el uso de sistemas automatizados, lo que dará como resultado una disminución de fallas en el sistema de distribución.

En [14]. Implementa tarjetas ADVC-IOEX SCHNEIDER para control remoto de reconectado trifásico en media tensión bajo procedimientos electromecánicos. Logrado la restauración del sistema de distribución de cada circuito de alimentación sin recurrir a la bahía de maniobras. Concluye que con la ejecución del proyecto el sistema de distribución se vuelve más amigable.

## 2.1 Sistemas de automatización de subestaciones

Los sistemas de automatización de subestaciones (SAS) permiten la supervisión y monitoreo en tiempo real de los equipos instalados en campo de la subestación, y de sí mismo, es decir, cuenta con una autosupervisión, además del control en modo local y remoto de todos los componentes de la subestación [15]. Para alcanzar un control jerárquico de todos los componentes, como de control y supervisión, se requiere un enfoque de tres niveles que se detalla a continuación [16].

### 2.1.1 Nivel 0

Es el nivel de patio, donde se encuentran los equipos de campo, como seccionadores y disyuntores, el control de estos equipos se realiza de manera local, desde los gabinetes de patio.

### 2.1.2 Nivel 1

Es el nivel de relés – IED´s (Dispositivos electrónicos inteligentes), el control de operación es por medio del IED, sirven para proteger y controlar los equipos instalados en campo. En los tableros del cuarto de control podemos encontrar la integración de varios tipos de IED`s en uno solo.

### 2.1.3 Nivel 2

Es el nivel de subestación, donde se encuentra un HMI que incorpora a todos los IED´s para el control, supervisión y adquisición de datos de una subestación. El control se realiza de manera remota, precautelando la seguridad de los operadores.

Desde este nivel se puede obtener la información como:

- Estado de los equipos de campo (abierto o cerrado).
- Valores analógicos de medición (voltajes, corrientes y más).
- Niveles de aceite.
- Consumo de energía.

### 2.1.4 Nivel 3

Es el nivel de centro de control – SCADA, es la concentración de información de varios centros de control de varias subestaciones, de manera de controlar y supervisar y adquirir información de manera directa desde este nivel.

## 2.2 Reconectador Schneider Electric

El Reconectador Schneider es un dispositivo crucial en la industria eléctrica y en la gestión de la distribución de energía. Se compone de elementos como sensores de corriente y tensión, un controlador lógico programable (PLC) y un interruptor.

En resumen, los reconectores son dispositivos diseñados para restablecer automáticamente el suministro eléctrico en caso de interrupciones temporales, también pueden ser utilizados como interruptores de un solo disparo, todo configurado mediante el software WSOS [17].

## 2.3 Controlador Schneider ADVC

El controlador ADVC Schneider es un conjunto de módulos que permite configurar, monitorear, controlar, leer y mostrar información acerca del estado de operación del reconector automático de circuitos (ACR) [18].

## 2.4 Tarjeta expansora de entradas y salidas ADVC-IOEX Schneider

La IOEX (Input Output Expander Module) es un accesorio del controlador ADVC que permite asignar señales de control de dispositivos externos, alimentada con tensión propia para la IOEX [19].



### 2.5 Relé de protección SEL-551

Son dispositivos electrónicos direccionados a mantener un alto nivel del servicio eléctrico. Son dispositivos de protección, control y monitoreo, utilizados en la industria de energía eléctrica para garantizar la operación segura y confiable de sistemas de distribución y transmisión eléctrica. El SEL-551 proporciona protección contra sobrecorriente hasta cuatro disparos de reconexión en un paquete compacto. El relé mide las corrientes de fase y neutro, mas no las tensiones [20].

### 3. DESARROLLO

La presente aplicación práctica se realiza en la subestación de la empresa industrial Novacero S.A., justamente en la barra de medio voltaje a 13,8 kV con una compensación reactiva de 2,65 MVAR por un filtro pasivo sintonizado a la quinta armónica para la carga no lineal que cuenta la empresa, de manera de cumplir un factor de potencia en el PCC (Punto de común acoplamiento) de 0,92.

Para la ejecución del proyecto se siguió la siguiente metodología, como se observa en la Fig. 1.

La planta actual se conforma simplificada como el diagrama unifilar de la Fig. 2.

La compensación reactiva mencionada entra en operación cuando la carga a nivel de 13,8 kV tiene un factor de potencia menor al 0,92, lo cual el operador de turno debe realizar la entrada del filtro de compensación de manera manual, proceso que conlleva un peligro al momento de realizar la apertura y cierre del disyuntor ubicado dentro del cuarto de control (ver Fig. 3).

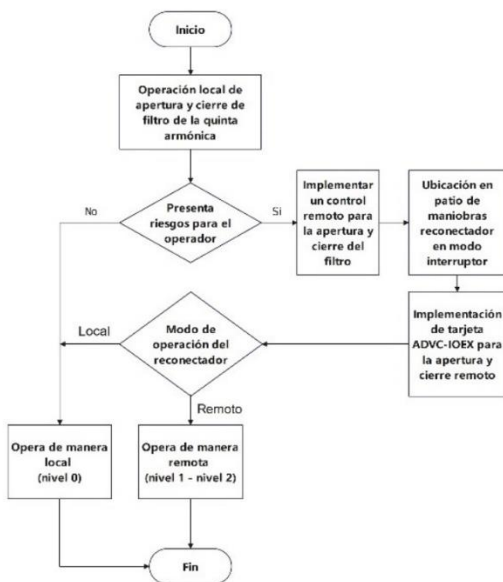


Figura 1: Diagrama de flujo de la metodología propuesta

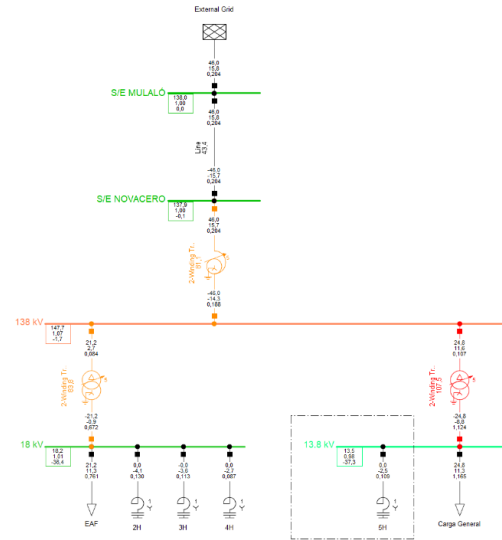


Figura 2: Diagrama unifilar de la subestación eléctrica de la empresa Novacero S.A.



Figura 3: Disyuntor Miami Breaker 17,5 kV/ 630 A/ 95 kV-Bil / Isc 16 kA

Debido al inconveniente que representa realizar las maniobras, se ha visto la necesidad de implementar un control remoto para la operación de la entrada y salida de la compensación reactiva. El proceso cuenta con los siguientes procedimientos:

1. Salida de operación del disyuntor de la Fig. 4, debido a que es un interruptor para interiores y colocación de un reconector marca Schneider serie U27 en patio.
2. Implementar un control de operación remota para llevar de un nivel 0 a un nivel 1 y 2.
3. Parametrización de protecciones y medición del filtro pasivo.

#### 3.1 Cambios ejecutados en equipos de potencia

Debido a que el disyuntor de la Fig. 2 es para interiores, se implementa un reconector de la marca Schneider serie U27 (ver Fig. 4) configurado como interruptor para realizar un solo disparo de manera local o remota.



Figura 4: Colocación de reconectador en patio de la subestación eléctrica Novacero S.A.

Los trabajos realizados dan como resultado la instalación del reconectador en patio (ver Fig. 5), para efectuar su control de manera local. El reconectador cuenta con su propio tablero de control que se puede manipular de manera local. La finalidad de esta práctica es que los equipos de potencia se encuentren en patio y sean operados dentro del cuarto de control.



Figura 5: Reconectador Schneider serie U27 27 kV/ 630 A/ 125 kV-Bil / Isc 12 kA instalado en patio

### 3.2 Implementación de operación remota

Para pasar de un nivel 0 a un nivel 1 y 2 en un sistema de automatización de subestaciones, se procede a llevar las señales analógicas y digitales del equipo a operar hacia el cuarto de control para su supervisión y control.

El proceso contempla la instalación del módulo ADVC-IOEX de la marca Schneider Electric al tablero de control local del reconectador instalado en patio, el mismo que sirve como PLC (Controlador Lógico Programable), las señales de entrada están compuestas por las señales de pulsadores de abierto y cerrado más una señal de apertura enviada desde el relé de protección ante posibles fallas, las salidas del IOEX serán avisos para luces piloto que indican la entrada o salida del filtro pasivo.

Las comunicaciones entre reconectador y medidor de energía al switch de la subestación se realizan por protocolo DNP3 TCP/IP, en la computadora de operaciones se instala el software WSOS para la configuración del IOEX, operación y supervisión del reconectador en patio (ver Fig. 6).

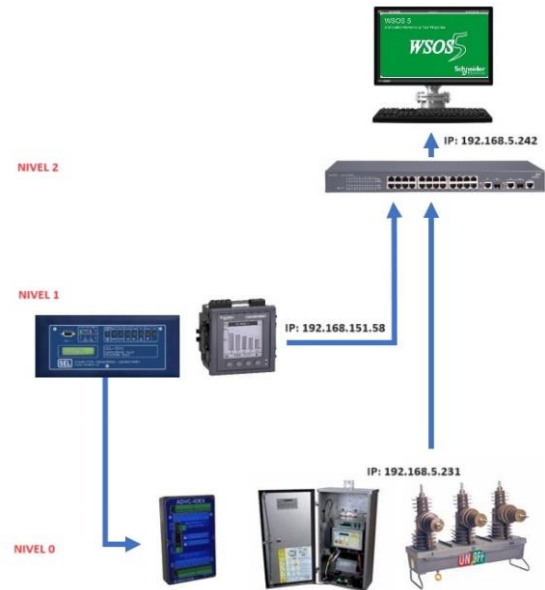


Figura 6: Implementación del SAS para operación y supervisión del reconectador de compensación reactiva

#### 3.2.1 Conexión de ADVC-IOEX control nivel 1

El control de manera remota consiste en operar el reconectador desde el cuarto de control, físicamente desde los controles del tablero. La implementación del circuito de control se visualiza en la Fig. 7.

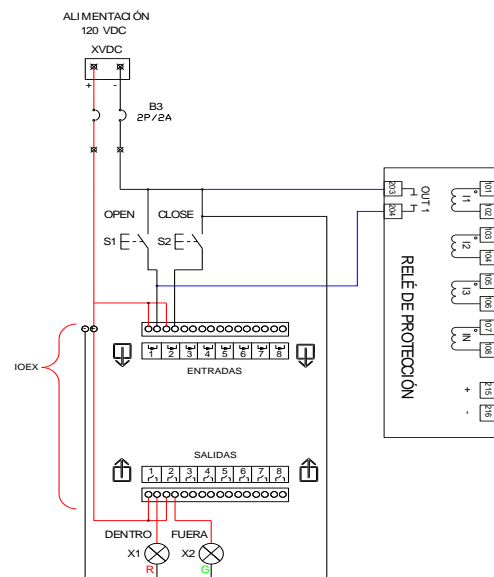


Figura 7: Circuito de control eléctrico para apertura y cierre de manera remota

Como se observa en la Fig. 7, las señales de apertura se conectan en paralelo con la del relé de protección en un contacto NA (Normalmente Abierto) para posibles fallas que pudieran ocurrir al filtro pasivo. Como resultado de las conexiones realizadas de la Fig. 7 se obtiene el resultado de la Fig. 8.



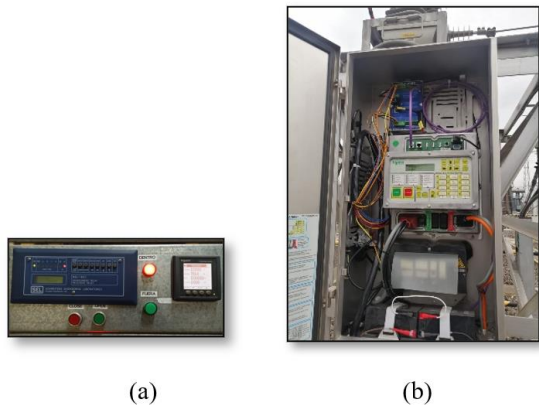


Figura 8: Conexión física: (a) Instalación del relé de protección en conjunto con el medidor de energía; (b) Instalación de módulo ADVC-IOEX en tablero de reconector

### 3.2.2 Configuración de ADVC-IOEX

Mediante la comunicación Ethernet entre el tablero de control del reconector al Switch, podemos enlazar la comunicación y crear el interruptor digitando la dirección IP asignada (ver Fig. 9).

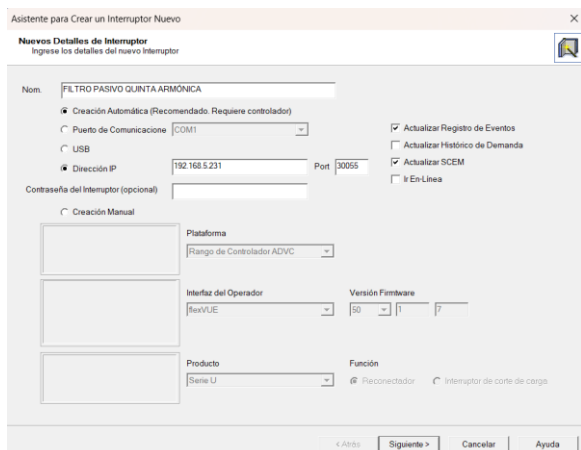


Figura 9: Creación de interruptor nuevo mediante el programa WSOS

Una vez realizada la creación del interruptor, se procede a configurar la IOEX previamente instalado. En la barra de herramientas en la pestaña Customise/IOEX/Configure ADVC IOEX Mappings, se obtienen las siguientes pantallas de configuración (ver Fig. 10). Para este proyecto, a base de las conexiones de control vistas en la Fig. 7, la configuración del ADVC-IOEX es la siguiente:

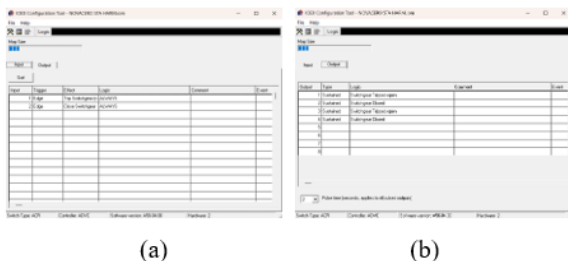


Figura 10: Configuración del ADVC-IOEX: (a) Señales de entrada; (b) Señales de salida

### 3.2.3 Supervisión y control nivel 2

Una vez creado el reconector como interruptor con el software WSOS, el usuario puede controlar por computadora la apertura y cierre del interruptor en patio (ver Fig. 11) y de la misma manera poder supervisar los parámetros medidos como voltajes, corrientes y potencias, etc. que ofrece el tablero ADVC del reconector (ver Fig. 12).

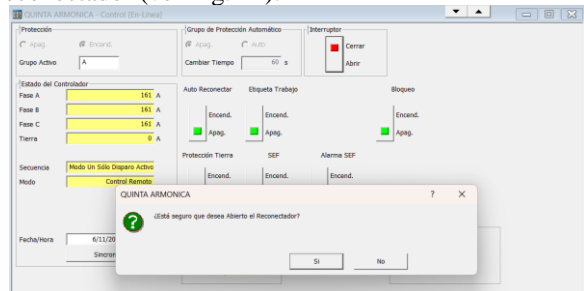


Figura 11: Mando remoto de disparo del reconector

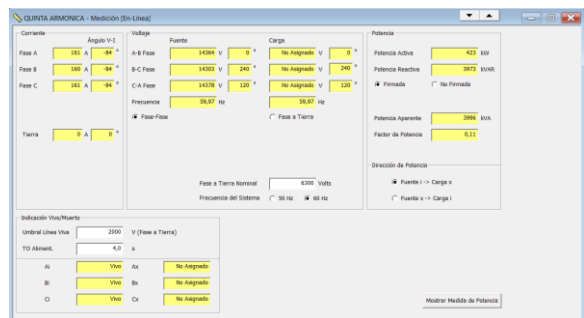


Figura 12: Visualización de mediciones del reconector en tiempo real

### 3.3 Protección y medición

El filtro pasivo cuenta con su equipo de protección y medición al ubicar transformadores de corriente y potencial (TC's y TP's) cerca de la barra de 13,8 kV. Las señales analógicas de voltaje y corriente son conectadas al medidor de energía PM5340 y a un relé de protección SEL-551 (ver Fig. 12), las características de los equipos utilizados son las siguientes (ver Tabla 1 y Tabla 2):

Tabla 1: Características de TC's y TP's utilizados

	Marca	Relación	Burden	Clase
Transformador de potencial	Howest	8400/120 V	30 VA	0,2
Transformador de corriente	Camsco	400/5 A	5 VA	1,0
Transformador de corriente residual	Sadtem	30/5 A	20 VA	0,5

Tabla 2: Características de relé de protección y medidor de energía utilizados

	Marca	Serie
Relé de protección	SEL	551
Medidor de energía	Schneider Electric	PM5340

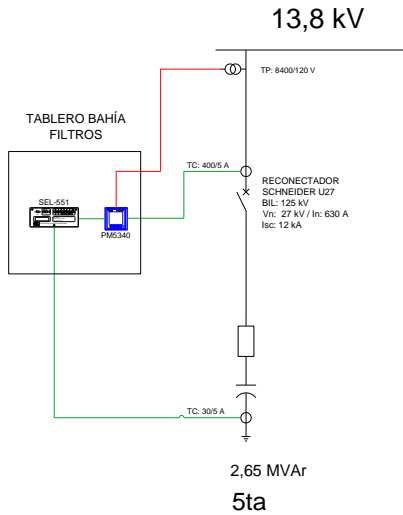


Figura 13: Diagrama unifilar de la conexión de protección y medición para el filtro de la quinta armónica

La Fig. 13 presenta una conexión en serie de las señales de corriente que pasan por el relé y medidor, además se toman las señales de corriente por parte del transformador de corriente residual. Las conexiones trifilares de la Fig. 13 se aprecian en la Fig. 14.

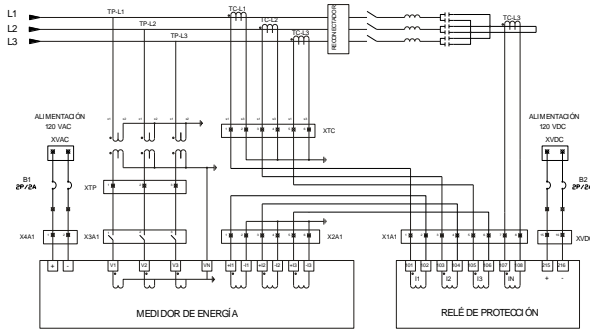


Figura 14: Diagrama trifilar de la conexión de protección y medición para el filtro de la quinta armónica

### 3.3.1 Protección de sobrecorriente

De manera que el relé de protección proteja el reanector y el filtro pasivo instalados en patio, se realiza con la parametrización del relé SEL-551, la función 50 instantánea y 51 de sobrecorriente temporizada.

Los datos del filtro pasivo recolectados en sitio tienen las siguientes características (ver Tabla 3):

Filtro Pasivo		5ta Armónica
Qc	kVAr	2.646,00
f	Hz	60,00
V	V	11.832,00
Xc	Ω	52,91
hs		4,85
XL	Ω	2,25
Qfiltro	kVAr	3759,23

Para la protección de sobrecorriente temporizada 51, se utiliza la ecuación 1 y 2:

$$I_n = \frac{Q_{filtro}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{3759,23 \text{ kVAr}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ kV}} = 157,27 \text{ A} \quad (1)$$

$$I_{pickup \text{ sec-51}} = \frac{I_n \cdot 1,25}{RTC} = \frac{157,27 \text{ A} \cdot 1,25}{80} = 2,5 \text{ A sec} \quad (2)$$

Para la protección de sobrecorriente instantánea 50 se utiliza la ecuación 3:

$$I_{pickup \text{ sec-50}} = \frac{I_n \cdot 1,20 \cdot 4}{RTC} = \frac{157,27 \text{ A} \cdot 1,20 \cdot 4}{80} = 9,4 \text{ A sec} \quad (3)$$

Para la protección residual 50N se considera la falla de un capacitor del banco de capacitores, se utiliza la ecuación 4:

$$I_n = \frac{Q_c}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{441 \text{ kVAr}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ kV}} = 18,45 \text{ A} \quad (4)$$

Para mejorar el ajuste antes que se dispare, el fusible del capacitor se ajusta a un valor de 15 amperios primarios (ver ecuación 5):

$$I_{pickup \text{ sec-50N}} = \frac{15 \text{ A}}{RTC} = \frac{15 \text{ A}}{6} = 2,5 \text{ A sec} \quad (5)$$

La parametrización del relé SEL-551 se realiza con los siguientes datos expuestos en la Tabla 4.

Tabla 4: Parámetros cargados al relé SEL-551

RELÉ	SEL-551	
DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN	QUINTA ARMÓNICA	
PROTECCIÓN 50 INSTANTÁNEA	RTC	80
	Ajuste 50 (A.sec)	9,4
	Ajuste de tiempo (ciclos)	9
PROTECCIÓN 51 TEMPORIZADA	RTC	80
	Ajuste 51 (A.sec)	2,5
	Dial:	0,5
	Tipo de curva.	U2
PROTECCIÓN 50N INSTANTÁNEA	RTC	6
	Ajuste 50N (A.sec)	2,5

Las curvas de protección 50, 51 y 50N se visualizan en la Fig. 15.

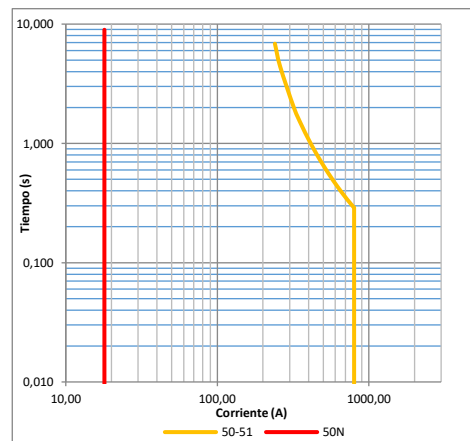


Figura 15: Curvas de protección del relé SEL-551

Como resultado, tenemos el tablero de control de filtros armónicos con la implementación de un control remoto de apertura y cierre de compensación reactiva al alimentador de 13,8 kV dentro del cuarto de control de la subestación eléctrica Novacero (ver Fig. 16).



Figura 16: Tablero de control de compensación reactiva de la quinta armónica (cuadro de color rojo)

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La implementación de un reconectador en patio de equipos primarios para el ingreso de compensación reactiva en el alimentador de 13,8 kV permitió que los operadores y técnicos de mantenimiento de la subestación eléctrica de la empresa Novacero S.A. ya no estén expuestos ante posibles accidentes como el arco eléctrico al operar los equipos localmente, llevando de un nivel 0 hasta un nivel 2 en sistemas de automatización de subestaciones implementando el control de apertura y cierre desde el cuarto de control y supervisión de los parámetros medidos.

El reconectador se utiliza como interruptor de un solo disparo, para este proyecto implementado se configuró de esa manera, debido a que se necesitan aperturas y recierres, no requiere recierre, para operar de manera remota se deberá colocar el tablero ADVC del reconectador en modo remoto para que el proceso de automatización opere desde el cuarto de control, de esta manera el reconectador abrirá sus contactos en las condiciones como apertura desde el tablero de control o mediante el programa WSOS del equipo y además ante posibles fallas vistas por el relé de protección.

Si bien se cuenta con un control de mando remoto donde el operador de turno visualice los rangos adecuados de factor de potencia, contando con la seguridad de realizar la entrada y salida de compensación reactiva si se lo requiere, se recomienda sumar la implementación de un control automático para la conexión y desconexión de los filtros para evitar el proceso de supervisión, mejorando la conexión y

desconexión automática según requiera el sistema de alimentación a 13,8 kV.

#### 5. AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento a los compañeros de trabajo que conforman la subestación eléctrica de la empresa Novacero S.A. que por medio de su ayuda de trabajo técnico y profesional se pudo realizar la ejecución y puesta en servicio del proyecto presentado.

#### 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. O. Velásquez, “Análisis para la compensación de potencia reactiva del alimentador circuito dos perteneciente a la subestación vía Quevedo de la CNEL EP unidad de negocio Santo Domingo,” 2016. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6265>
- [2] F. R. Tipán, “Determinación de la compensación reactiva en paralelo en sistemas de transmisión usando resultados de sensibilidad y curvas QV,” p. 30, 2020.
- [3] Novacero, “Primer reporte de sostenibilidad y responsabilidad social empresarial. Un enfoque centrado en la persona,” Latacunga, 2013. [Online]. Available: <https://www.novacero.com/wp-content/uploads/2021/05/ReporteRSENovacero2013.pdf>
- [4] ARCERNNR, “Resolución Nro. ARCERNNR-003/2023,” vol. 20, p. 35, 2023, [Online]. Available: [www.controlrecursosyenergia.gob.ec](http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec)
- [5] ARCONEL, “Regulación No. CONELEC 004/01 1,” pp. 1–7, 2012.
- [6] Mario Benítez Lobato, “Implementación práctica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas,” 2017. [Online]. Available: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70641/fichero/4.+IEC-61850.pdf>
- [7] J. C. Peñaherrera, “Automatización de subestaciones e integración al sistema SCADA,” 2007. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/181>
- [8] M. Hernández, “Elección de un sistema de automatización en subestaciones eléctricas mediante un modelo multicriterio,” 2022.
- [9] S. Mnukwa and A. K. Saha, “Implementation of Substation SCADA and Automation Systems in the Port of Durban,” 2018 *IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2018*, pp. 214–219, 2018, doi: 10.1109/PowerAfrica.2018.8521141.
- [10] J. J. GRAINGER, S. CIVANLAR, and S. H. LEE, “OPTIMAL DESIGN AND CONTROL

SCHEME FOR CONTINUOUS CAPACITIVE COMPENSATION OF DISTRIBUTION FEEDERS,” *Computer (Long Beach, Calif.)*, pp. 3271–3278, 1983, doi: 10.1109/mc.2020.2974641.

- [11] Y. W. Liu, S. H. Rau, C. J. Wu, and W. J. Lee, “Improvement of Power Quality by Using Advanced Reactive Power Compensation,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 1, pp. 18–24, 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2740840.
- [12] K. C. Cairo, “Influencia de la compensación reactiva en las sub estaciones Bolivar y San Jerónimo en la disminución de las pérdidas de transmisión de energía en la empresa minera Catalina Huanca, Ayacucho-2019,” 2019. [Online]. Available: [https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20500.12394/7114/1/IV\\_FIN\\_109\\_TE\\_Cairo\\_Huaranga\\_2019.pdf](https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20500.12394/7114/1/IV_FIN_109_TE_Cairo_Huaranga_2019.pdf)
- [13] J. Culqui, H. Caicedo, and D. Pulloquina, “Implementación De Tarjetas Advc-Ioex Schneider Implementation of Advc-Ioex Schneider Cards for Restoration of Power Supply Circuits in Celso,” no. 2343–6115, pp. 55–68, 2020.
- [14] Danny Pulloquina, “Análisis e implementación de tarjetas aDVC- IOEX SCHNEIDER para comando remoto de reconectador trifásico de media tensión tipo nulec u27 schneider en la subestación Celso Castellano, ubicado en Lago Agrio de la empresa corporación nacional de electricidad,” 2019.
- [15] E. Terán, “Guía de conceptos , características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones,” pp. 1–61, 2017.
- [16] M. A. Toscano Palacios, “Automatización de una subestación Electrica utilizando Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envio de datos,” *Univ. Ricardo Palma*, p. 91, 2010.
- [17] M. Ready and M. Ready, “Release Notes – WSOS5,” *Management*, vol. 14, no. April, pp. 1–6, 2009.
- [18] Schneider Electric, “ADVC Controller Range Operations Manual,” p. 260, 2009.
- [19] I. Output and E. Ioex, “IOEX Installation guide 1 Introduction,” 2010.
- [20] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-551 Overcurrent / Reclosing Relay,” p. 278, 2022.



**Armando Freire Freire.** - Nació en Latacunga, Ecuador en 1994. Curso sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Ramón Barba Naranjo. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2020. Recibió su título de Magíster en electricidad con mención en sistemas eléctricos de potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2023. Actualmente desempeña el cargo de docente a tiempo completo en el Instituto Superior Tecnológico Cotopaxi. Sus campos de investigación están relacionados con las energías renovables, calidad de energía, coordinación de protecciones, mantenimiento y operación de equipos de potencia.



**Héctor Mullo Pulloquina.** - Nació en Latacunga, Ecuador en 1987. Curso sus estudios secundarios en la Institución Dr. Trajano Naranjo Iturralde. Recibió su título de Ingeniero eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2015. Recibió su título de Magister en Electrónica y Automatización de la Universidad Tecnológica Israel en 2022. Actualmente desempeña el cargo de operador y técnico de mantenimiento de la Subestación Eléctrica Novacero S.A. planta Lasso. Sus campos de investigación están relacionados con la Electrónica y Automatización para Sistemas de Control de Procesos Industriales, Calidad de Energía, Operación y Mantenimiento de Equipos de Potencia.



**Fernando Arias Atiaja.** - Nació el 02 de septiembre de 1980. Curso los estudios tecnológicos en el Instituto Tecnológico Superior Ramón Barba Naranjo; título de Tecnólogo en Mantenimiento Eléctrico y Control Industrial. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2021. Recibió su título de Magíster en electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2023. Sus campos de investigación están relacionados con la automatización industrial, eficiencia energética, calidad de energía, protección ambiental y sistemas eléctricos de potencia.










**Jhonny Casa Toctaguano.** - Nació en Latacunga, Parroquia Tanicuchi, Ecuador en 1995. Curso sus estudios secundarios en la Institución Ramón Barba Naranjo. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2023. Actualmente desempeña el cargo de Residente Eléctrico en el proyecto Jardín Azuayo, ubicado en Cuenca. Sus campos de investigación están relacionados con la Electrónica y Automatización para sistemas de control de procesos industriales, diseño y construcción de redes eléctricas, calidad de energía.

# Application of Grid Forming Control in Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation Case Study: Galapagos Islands

## Aplicación del Control Formador de Red en Microrredes con Sistemas de Almacenamiento de Energía para la Regulación Primaria de Frecuencia, Caso de Estudio: Islas Galápagos

A.E. Jacho<sup>1</sup>  0009-0004-0170-6010 C.X. Lozada<sup>1</sup>  0000-0002-6036-3124  
 D.E. Echeverría<sup>1</sup>  0000-0002-1743-9234 W.S. Sánchez<sup>1</sup>  0009-0009-1537-4850  
 M.S. Chamba<sup>2</sup>  0000-0001-6843-7151

<sup>1</sup>Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: [ajacho@cenace.gob.ec](mailto:ajacho@cenace.gob.ec); [decheverria@cenace.gob.ec](mailto:decheverria@cenace.gob.ec); [wsanchez@cenace.gob.ec](mailto:wsanchez@cenace.gob.ec) [clozada@cenace.gob.ec](mailto:clozada@cenace.gob.ec) [mchamba@cenace.gob.ec](mailto:mchamba@cenace.gob.ec)

### Abstract

The Galapagos Islands present distinctive challenges in managing their electrical system due to their remote geographical position. Currently, their energy sources are limited to non-renewable energy and partially dependent on renewable energy sources like wind and solar power. The intermittence of these sources poses a threat to the stability and reliability of power systems. The battery energy storage systems (BESS) are a commonly adopted approach for promoting the stability of frequency and voltage in power systems. However, the effectiveness of these systems in accomplishing this objective is contingent on the type of controller and operation used in the storage system. Electrical energy storage systems implement two primary modes of operation; Grid Following and Grid Forming.

This paper focuses on the implementation and evaluation in different scenarios of the network-forming mode of operation of the storage system, with the purpose of contributing to the primary frequency regulation in the MRE of the Galapagos Islands. The results obtained demonstrate significant improvements in the stability of the MRE, and greater efficiency in primary frequency regulation.

**Index terms**— Battery Energy Storage, Grid Following, Grid Forming, Primary Frequency Regulation.

### Resumen

Las Islas Galápagos, debido a su ubicación geográfica aislada, enfrentan desafíos únicos en la gestión de su Microrred eléctrica (MRE), pues actualmente depende de energías no renovables y en una medida considerable de fuentes de energías renovables, como la energía solar y eólica. Estas fuentes de energía intermitentes, afectan la confiabilidad y estabilidad de la MRE. Una solución destacada en la actualidad es la implementación de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías, pues estos sistemas aportan a la estabilidad de frecuencia y voltaje, sin embargo, estos aportes a la estabilidad de frecuencia y voltaje de la MRE están en función del tipo de controlador y operación que se emplee al sistema de almacenamiento. Existen dos modos de operación en sistemas almacenamiento de energía eléctrica; seguidor de red y formador de red.

Este trabajo se enfoca en la implementación y evaluación en diferentes escenarios, del modo de operación formador de red del sistema de almacenamiento, con el propósito de aportar a la regulación primaria de frecuencia en la MRE de las Islas Galápagos. Los resultados obtenidos demuestran las mejoras significativas en la estabilidad de la MRE, y una mayor eficiencia en la regulación primaria de frecuencia.

**Palabras clave**— Sistemas de almacenamiento de energía con baterías, Seguidor de red, Formador de red, Regulación Primaria de Frecuencia, Microrred

Recibido: 06-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Jacho, A.; Echeverría, D; Chamba, S.; Lozada, C; Sánchez, W. (2024). "Aplicación del Control Formador de Red en Sistemas de Almacenamiento de Energía para la Regulación Primaria de Frecuencia Caso de Estudio: Islas Galápagos". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 94-104

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.662>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



## 1. INTRODUCCIÓN

La conexión de centrales fotovoltaicas y eólicas exigen una evaluación adecuada de la estabilidad, es decir, el uso masivo de fuentes de energía renovables puede conducir a problemas en la MRE, es por ello que la integración de sistemas de almacenamiento con baterías en MRE, emergen como una solución innovadora para abordar desafíos significativos en la generación distribuida. En el caso particular de las Islas Galápagos, el cual está geográficamente aislado, la eficiencia y estabilidad de su MRE son fundamentales para el buen vivir de sus habitantes y desarrollo como sociedad [1].

La justificación de este trabajo está en la complejidad que presenta la red eléctrica de las Islas Galápagos en relación de generación y distribución de energía. La red eléctrica de Galápagos para satisfacer sus necesidades energéticas, tiene un perfil de generación de electricidad donde el 85.43% de la generación total procede de generadores térmicos, mientras que la parte restante de la generación la cubren la eólica (8.58%) y la solar (5.99%) acorde [2]. Y son estas fuentes de generación renovable (eólica y solar) que, al depender de un recurso energético intermitente, conlleva a variaciones en la calidad del suministro eléctrico y provocar inestabilidad de la red eléctrica, provocando apagones y desperdicio de recursos de energía renovable [3]. Además de mencionar que las Islas Galápagos se enfrentan a restricciones en la expansión de la capacidad de generación convencional debido a preocupaciones medioambientales [4].

Con estas condiciones mencionadas anteriormente, el estado ecuatoriano promueve con el Artículo 3 del Decreto 238 que “El sector eléctrico será eficiente, competitivo, sostenible, ambientalmente responsable basado en la innovación, garantizando la seguridad jurídica y potenciando la inversión privada”. Además, en este mismo Decreto 238 se menciona al almacenamiento de energía en el Artículo 1 como un servicio público [5].

Y bajo estos antecedentes, en el presente trabajo se analiza la implementación del sistema de almacenamiento basados en baterías cuyo modo de operación llamado Formador de Red (Grid-Forming sus siglas en ingles GFM) que se empleará para el control de frecuencia y potencia activa en la red eléctrica modelada en software PowerFactory, este sistema BESS permitirán gestionar la variabilidad inherente de las fuentes de energía renovable y mejorar la confiabilidad de la red, en especial para la regulación primaria de frecuencia.

Esta tecnología se ha desplegado en algunas MRE y otros están en construcción, un ejemplo de ellos es el proyecto denominado *Hornsedale*, ubicado en el Sur de Australia, pues brinda servicios de inercia a escala de red, con una capacidad de 150 MW/193 MWh y su modo de operación es GFM, el tiempo de pruebas para esta implementación fue de dos años previo a la aprobación por parte del Operador del Mercado Energético de

Australia, quienes mencionan que este modo de operación es fundamental para una transición exitosa de una red eléctrica basada en carbón a una que puede ser completamente de energías renovables [14].

Otro ejemplo de una MRE a la cual se está implementando este tipo de tecnología y que actualmente se encuentra en desarrollo, está ubicado en Nueva Gales del Sur, el proyecto denominado *AGL Broken Hill* cuenta con una capacidad de 50 MW/ 50 MWh, la necesidad de implementar este modo de operación surge a partir de la disminución de la fortaleza de la MRE, es decir, la inercia del sistema, puesto que está impactando una mayor inversión en energías renovables [15]. Las inercias de estos sistemas de generación renovable son de valores pequeños, y eso convierte a la MRE en un sistema vulnerable ante cualquier evento dinámico que involucre la respuesta inercial del sistema, en otras palabras, que la frecuencia opere en valores y rangos no deseados, es decir, fuera del rango de operatividad. Los BESS se destacan por su capacidad de respuesta rápida, lo que los hace especialmente idóneos para aplicaciones de RPF, esta última se caracteriza por demandar tiempos de respuestas menores a 30 segundos.

El presente trabajo se encuentra organizado de la siguiente forma: en la sección 2 se desarrolla el estado del arte y modos de operación del BESS, en la sección 3 se presentan aplicaciones del BESS con sus modos de operación Formador de Red y Seguidor de Red (Grid-Following sus siglas en ingles GFL) en redes eléctricas de potencia, la sección 4 se detalla la modelación del BESS, controladores, eventos dinámicos y escenarios en la red eléctrica de Galápagos sobre la cual se evaluará el comportamiento del BESS. En la sección 5 se muestran los resultados obtenidos de la simulación y finalmente en la sección 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

## 2. MODO DE OPERACIÓN DE INVERSORES

En esta sección se describen los modos de operación de los inversores, los cuales son GFL y GFM. A continuación, se da el detalle del funcionamiento de cada uno de ellos.

### 2.1 Inversor tipo Seguidor de Red

La mayoría de inversores utilizados en aplicaciones de MRE emplean un controlador de tipo GFL. El enfoque de este control implica la regulación de la magnitud de la corriente de salida y el ángulo de fase en relación con el voltaje de la red eléctrica. El controlador ajusta la corriente de salida del inversor para inyectar la potencia activa y reactiva requerida. No obstante, este tipo de inversor depende de la red eléctrica para proporcionar tanto el voltaje como la frecuencia al sistema, lo que implica que opera en sincronización con la red eléctrica principal. En otras palabras, sigue las señales de voltaje y frecuencia de la red eléctrica a través de un dispositivo

conocido como "sincronizador de fase" (Phase-Locked Loop sus siglas en inglés PLL), que mide tanto la frecuencia como el ángulo del voltaje de la red eléctrica.

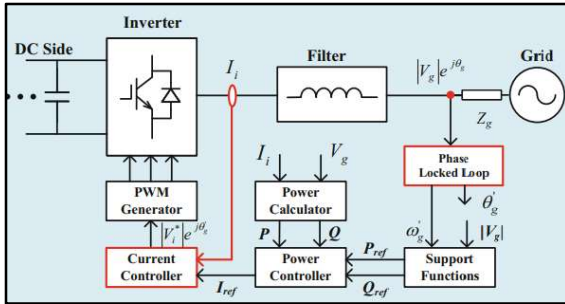


Figura 1: Diagrama de bloques – Seguidor de Red (Fuente: [6])

En la Figura 1 en la parte izquierda se muestra dentro de un rectángulo de color rojo la representación del controlador de corriente, este lazo de control interno es el que se encarga de controlar la corriente inyectada por el inversor, mientras que en la parte derecha se muestra dentro de un rectángulo de color rojo el “Phase Locked Loop” que es la representación del PLL, cuya función es sincronizar el inversor con la red eléctrica.

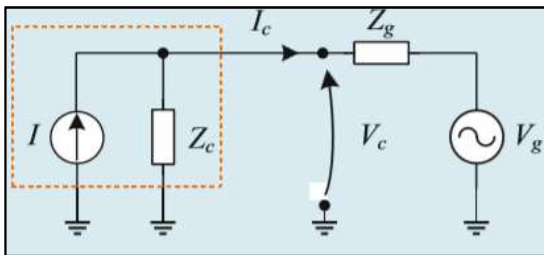


Figura 2: Circuito equivalente – Seguidor de Red (Fuente: [6])

Un inversor tipo GFL se puede representar como una fuente de corriente controlada, que inyecta a la red eléctrica una potencia activa y reactiva. Ver Figura 2. Una característica que tiene este tipo de inversor es controlar la corriente del inversor para inyectar potencia activa y reactiva, con ello se puede aplicar controles de soporte a la red eléctrica, como Potencia-Frecuencia o Reactiva-Voltaje, sin embargo, solo funciona de manera confiable si hay suficiente energía de cortocircuito en la red eléctrica, la cual es proporcionada por generadores síncronos. Adicional, este tipo de control no tiene participación en la regulación primaria de frecuencia, y es porque su funcionalidad está basada en inyectar el máximo valor de potencia activa disponible a la red, bajo esta forma de operar no mantiene reservar para enfrentar naturalmente los desbalances ocasionados por la demanda y generación [7].

Una desventaja de este tipo de inversor es que ante la ausencia de una máquina síncrona la cual genera la amplitud de voltaje y frecuencia conectada a la red eléctrica, no podrá funcionar en modo isla, es decir, una red eléctrica débil (baja inercia) afectará la estabilidad del inversor.

## 2.2 Inversor tipo Formador de Red

Este esquema de control es utilizado en fuentes de generación basada en convertidores, lo que trata es replicar la sincronización que realiza la máquina síncrona la cual no tiene un PLL, sino que la hace basado en cantidades eléctricas, un GFM tiene que comportarse como una máquina síncrona, y por eso el modelado de este esquema de control es de una fuente de voltaje detrás de una reactancia.

El esquema GFM tiene una función objetivo, que es controlar el inversor, tal que se comporte como una fuente de voltaje estableciendo un fasor, donde la magnitud y el ángulo es controlado, similar como lo haría una máquina síncrona en el punto de conexión de la red eléctrica, naturalmente siguiendo valores referentes específicos. Y al tener esta capacidad, puede participar en la regulación de voltaje, frecuencia empleando el Control Droop [8], sin requerir del aporte de una máquina síncrona que se encuentre operativa en la red eléctrica.

Bajo estos antecedentes, la representación de este tipo de inversor es una fuente de voltaje alterna que tiene una impedancia de bajo valor acoplada al punto de conexión, este valor de impedancia juega un rol muy crítico en controlar la inyección de potencia activa y reactiva. Ver Figura 3.

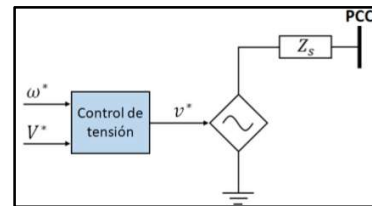


Figura 3: Circuito equivalente Formador de Red (Fuente: [7])

Tenemos que:

$$P = \frac{EV}{X_L} \sin \delta_p \approx \frac{EV}{X_L} \delta_p \quad (1)$$

Donde:

- P: Potencia activa transferida entre dos nodos
- E y V: Voltajes en los dos extremos de la conexión
- XL: Reactancia de la línea o acople
- δp: diferencia de ángulos de los voltajes extremos

Cuando la diferencia angular entre el voltaje del inversor y el punto de conexión común (PCC) en la red eléctrica es diferente de cero, esto significa que el inversor no está en sincronía con la red eléctrica. Bajo esta situación tenemos:

- Sí  $\delta_p > 0$ , la función seno será positiva, esto significa que se transfiere potencia activa desde el inversor hacia la red eléctrica
- Sí  $\delta_p < 0$ , la función seno será negativa, esto significa que se transfiere potencia activa desde la red eléctrica hacia el inversor



Un inversor que no está en sincronía con la red eléctrica, puede generar o absorber potencia activa dependiendo de la dirección de la diferencia angular, este comportamiento es típico en situaciones en las que el inversor está operando de manera autónoma o en sistemas aislados donde no está en sincronía con una red eléctrica. A diferencia con el tipo de inversor visto en la Sección 2.1, este no tiene un medio de sincronización con la red eléctrica, es decir, no posee PLL. Sin embargo, tiene un control de voltaje el cual se encarga de recibir como señal de referencia el voltaje de la red eléctrica junto a un valor de voltaje configurado. Ver Figura 4

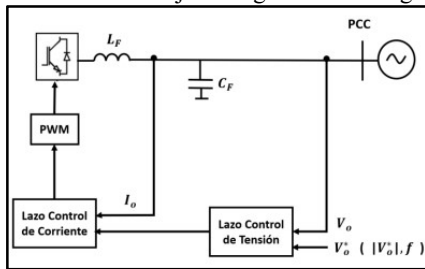


Figura 4: Diagrama de bloques – Formador de Red (Fuente: [9])

Este lazo de control de voltaje recibe señal de entrada el voltaje proveniente del punto de conexión de la red eléctrica, luego, el control de tensión permite regular la magnitud del voltaje y la frecuencia de salida, mientras que el lazo de control de corriente recibe como señal de entrada la corriente proveniente de la salida del inversor, este controlador regula la corriente inyectada por el inversor a través del modulador de ancho de pulso.

Además, existen diferentes formas de crear un GFM los cuales están basados en los siguientes modelos:

- Modelos basados en las formas de operación del generador eléctrico
- Modelos basados en la ecuación de oscilación
- Definiendo una regla de control, es decir, cambios de la potencia basados en cambios de la frecuencia

Con estas diferentes formas de crear un GFM, se tiene los esquemas de control más comunes y propicios que son:

- Control Droop
- Máquina Virtual Síncrona

### 2.2.1 Control Droop

Este control es el más utilizado en este tipo de inversor y que usualmente es empleado en Microrredes aisladas. Este tipo de control habilita al inversor para ser controlado similar a un generador síncrono, que posee sus características Droop, y que actúe cuando exista un evento dinámico, por ejemplo, cuando existe la salida de un generador, la caída de frecuencia tendrá un aporte en la RPF por parte del BESS con su modo de operación GFM con control Droop.

Este esquema de control básicamente crea una relación entre la frecuencia y potencia, siguiendo una pendiente dada por la ecuación (2):

$$\omega_{gen} = \omega_{ref} - m_p(P_{out} - P_{in}) \quad (2)$$

Donde:

$\omega_{gen}$ : frecuencia angular del generador

$\omega_{ref}$ : frecuencia angular de referencia

$m_p$ : pendiente frecuencia potencia

$P_{out} P_{in}$ : potencia de salida y entrada

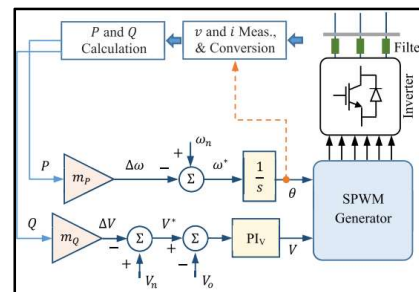


Figura 5: Control Droop (Fuente: [10])

En la Figura 5 se muestra en bloques las ecuaciones que forman el control Droop Frecuencia-Potencia y Voltaje-Potencia reactiva.

### 2.2.2 Máquina síncrona virtual

Este control permite emular dentro de sus ecuaciones el comportamiento físico de las máquinas síncronas reales incluyendo las ventajas que tiene GFM acorde [11], para lograr aquello, se reemplaza la inercia mecánica en la ecuación de oscilación basada en potencias.

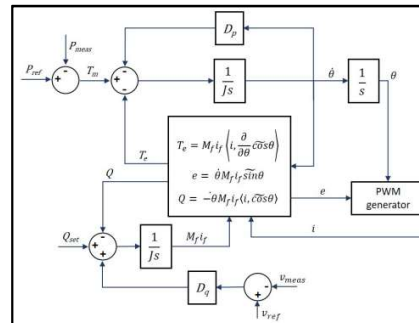


Figura 6: Control Máquina síncrona virtual (Fuente: [12])

En la Figura 6 se muestra los bloques que realizan la emulación del comportamiento de una máquina síncrona. Para lograr esta emulación se tiene dos partes; una eléctrica y otra mecánica. La parte mecánica es definida por la ecuación de oscilación donde se incluye el momento de inercia y una proporcionalidad de la desviación de la velocidad. Y la parte eléctrica que está definida por los enlaces de flujo y corrientes. Básicamente se replica el comportamiento de la máquina

síncrona, usando una forma de mímica de algunos de los procesos dinámicos de la máquina síncrona.

### 3. APLICACIÓN MODO CONTROL FORMADOR DE RED EN LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

Esta sección detalla la participación del modo de control GFM en la actuación de la RPF.

La RPF es un aspecto fundamental en la operación de los SEP, asegurando que la generación y la demanda de energía estén en equilibrio, en otras palabras, cuando la demanda de energía supera o cae por debajo de la generación de energía, la frecuencia de la red se desvía del valor nominal. La RPF actúa para restaurar la frecuencia a su valor nominal, al ajustar la generación de energía inmediatamente después de una perturbación, caso contrario, es decir que no se logre restaurar a su valor nominal, sus consecuencias son daños o provocar mal funcionamiento en equipos eléctricos; o activar las desconexiones de carga por acción de los relés de baja frecuencia [13].

Un sistema BESS que opera con el esquema de control GFM puede contribuir a la RPF al inyectar o absorber potencia activa hacia la MRE, cuando la frecuencia disminuye, y esto debido al aumento en la demanda eléctrica, el BESS puede inyectar potencia activa a la MRE para estabilizar la frecuencia. De manera similar, si la frecuencia aumenta debido a una disminución de carga, el BESS puede absorber energía, naturalmente estas acciones brindadas por parte del BESS a la RPF estará en función del estado de carga en el que se encuentre la batería de almacenamiento y la topología de la red eléctrica.

### 4. MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL MODO OPERACIÓN FORMADOR DE RED

En esta sección se detalla las consideraciones e hipótesis previo a realizar el modelado de la MRE de Baltra-Santa Cruz de las Islas Galápagos, así como también el controlador GFM con su respectiva batería.

#### 4.1. Sistema eléctrico Baltra- Santa Cruz

El sistema eléctrico de Baltra-Santa Cruz pertenecientes a las Islas Galápagos, se encuentra conformado por las centrales de generación Santa Cruz (térmica), Puerto Ayora (Fotovoltaica) y Baltra (componente fotovoltaico y eólico), y su carga principalmente se encuentra ubicada en la Isla Santa Cruz. Para interconectar los sistemas de Baltra y Santa Cruz se usa una línea de subtransmisión a 34.5 kV. A continuación, se describen características de los generadores eléctricos:

Tabla 1: Generadores Térmicos

Generador	Cantidad	Capacidad [MW]
Hyundai	6	1.67
Caterpillar 3512	2	0.65
Caterpillar 3516	1	1.1

Tabla 2: Generadores Eólicos y Solares

Generador	Cantidad	Capacidad [MW]
Unison	3	0.75
PV Santa Cruz	1	1.5
PV Baltra	1	0.067

El sistema de subtransmisión es de 34.5 kV, la distribución es a nivel de 13.8 kV con líneas aéreas y soterradas, así como sus características generales se indican a continuación:

Tabla 3: Características del sistema de distribución y subtransmisión

Sistema	Voltaje	Longitud [km]	Tipo
Subtransmisión	34.5 [kV]	49	Aéreo, soterrado y submarino
Distribución MV	13.8 [kV]	22	Aéreo y soterrado
Distribución BV	220/127 – 240/120 [V]	0.067	Aéreo y soterrado

Se ha considerado el modelado de los reguladores de velocidad y voltaje en los generadores térmicos, para conseguir un comportamiento en estado dinámico aceptable en el sistema eléctrico de potencia dentro de los límites de estabilidad de frecuencia y voltaje.

A continuación, en la Figura 7 se muestra la ubicación de cada fuente de energía renovable y térmica existente, que sirven para suplir la carga de energía eléctrica en Galápagos.

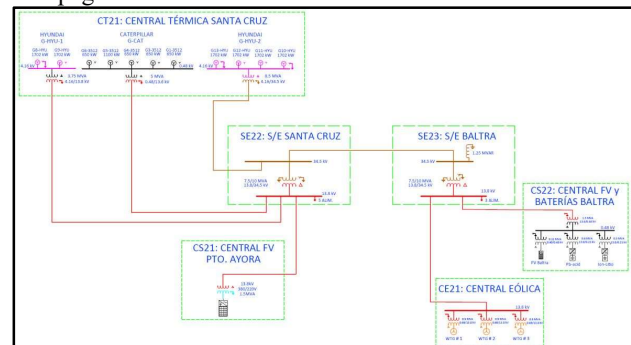


Figura 7: Diagrama Unifilar Microrred Baltra - Santa Cruz Islas Galápagos

#### 4.2. Modelado del sistema de almacenamiento en baterías en Baltra y Puerto Ayora

En esta sección se detalla el modelamiento del BESS junto con sus características técnica y operativas.

La ubicación y conexión del sistema BESS es en la barra de Baltra a un nivel de voltaje de 34.5 kV, tal como se muestra en la Figura 8. El BESS se modela como generador estático en el software PowerFactory, pues estos generadores estáticos son representados como fuentes de voltaje o corriente, bajo esta primicia, la representación es acorde a la sección 2.2 la fuente de voltaje.



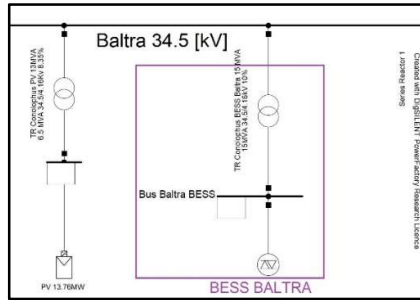


Figura 8: Modelo Sistema BESS- Baltra

La capacidad del BESS modelado se muestra en la Tabla 4:

**Tabla 4. Características del BESS - Baltra**

Parámetros	Valor
Potencia Activa	11.335 kW
Energía a entregarse	34.005 kWh
Potencia Aparente	15 MVA

A continuación, en la Figura 9 se muestra la estructura del controlador GFM, realizado en lenguaje DSL:

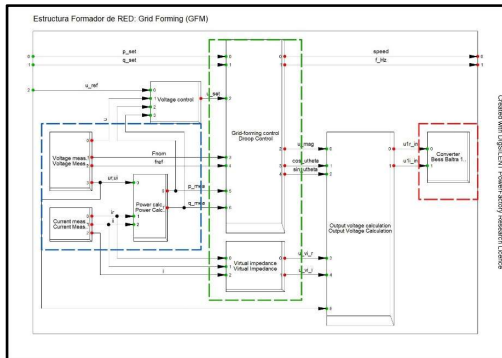


Figura 9: Estructura de Control GFM

En la Figura 9 se muestra de color azul la representación de los bloques de medición de corrientes, voltajes, potencia activa y reactiva, mientras que de color verde se muestra los bloques de control del inversor, impedancia virtual y cálculo de salida de voltaje los cuales se conectan al bloque que representa la batería color rojo. Esta estructura de control es usada de la librería de PowerFactory y acoplada a la MRE de Galápagos.

A continuación, en la Figura 10 se muestra el sistema de control basado en la regulación de estatismo de potencia activa y reactiva acorde [17]

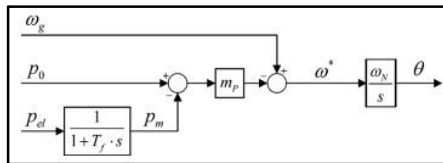


Figura 10: Diagrama de control Potencia-Frecuencia del BESS

El dimensionamiento apropiado del sistema BESS para su integración en la RPF está vinculado a factores

tales como el desequilibrio entre la generación y la demanda, la demanda energética en tiempo real y costos operativos de la red eléctrica

El otro sistema BESS ubicado en la barra Puerto Ayora a un voltaje de 0.69 kV, tal como se muestra en la Figura 11. Este BESS en su modelo contiene un rectificador/inversor para transformar el voltaje continuo proveniente de la fuente de voltaje corriente continua en un voltaje alterno que conecta a la barra Puerto Ayora. Este modelo está en las librerías y plantillas del software PowerFactory, bajo esta primicia, la representación es acorde a la sección 2.2 la fuente de corriente, puesto que su modo de operación es GFL.

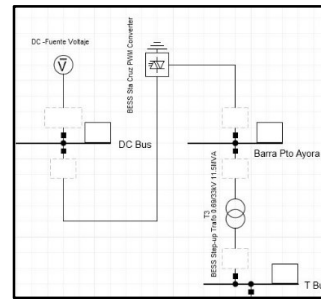


Figura 11: Modelo Sistema BESS- Puerto Ayora

La capacidad del BESS modelado se muestra en la Tabla 5:

**Tabla 5: Características del BESS – Puerto Ayora**

Parámetros	Valor
Potencia Activa	5.933 kW
Energía a entregarse	7.000 kWh
Potencia Aparente	7.5 MVA

A continuación en la Figura 12 se muestra la estructura del controlador GFL, realizado en lenguaje DSL:

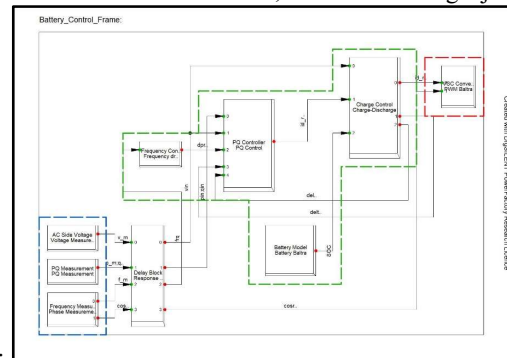


Figura 12: Estructura de Control GFL

En la Figura 12 se muestra de color azul la representación de los bloques de medición de voltajes, potencia activa y el medidor PLL, mientras que de color verde se muestra los bloques de control de carga, frecuencia, potencia, modelo de batería. Se conectan al bloque de color rojo que representa el rectificador/inversor de este modelo de control. Esta estructura de control es usada de la librería de PowerFactory y acoplada a la MRE de Galápagos.

## 5. RESPUESTAS DE LOS MODOS DE OPERACIÓN

En esta sección se muestran las respuestas de las señales eléctricas como frecuencia, potencia activa proveniente del BESS de Baltra y Puerto Ayora, para cada modo de operación.

### 5.1. Modo Seguidor de Red

En esta sección se detallan las respuestas obtenidas de la simulación ante el mismo evento dinámico realizado en la sección 5.1, sin embargo, se ha considerado para estos escenarios, la operación de generadores síncronos con la finalidad que el PLL perteneciente al controlador GFL, tenga las señales eléctricas de frecuencia y potencia a seguir. El análisis realizado está focalizado en la RPF. Los escenarios de análisis se describen a continuación en la Tabla 6 y Tabla 7:

Tabla 6. Escenarios de análisis

Casos	Escenarios	Consideraciones
Caso 1	95% Renovable – 1 un. Generación Térmica Hyundai	Considerando el 95% de carga del BESS Puerto Ayora.
Caso 2	80% Renovable – 2 un. Generación Térmica	Considerando el 80% de carga del BESS Puerto Ayora.
Caso 3	50% Renovable – 1 un. Generación Térmica	Considerando el 50% de carga del BESS Puerto Ayora.
Caso 4	25% Renovable – 2 un. Generación Térmica	Considerando el 25% de carga del BESS Puerto Ayora.

En el caso 1, tenemos la contribución del generador térmico Hyundai, a continuación, en la Figura 20 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte de potencia activa proveniente de la batería que contribuye a la MRE al operar en modo GFL.

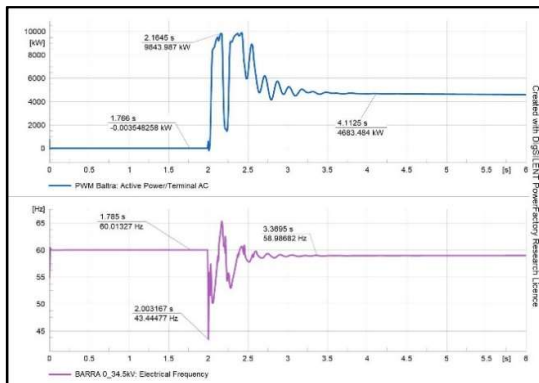


Figura 13: Caso 1 - Señal de Frecuencia y Potencia Activa empleando Control GFL

En la Figura 13 de color azul se representa la curva de la potencia activa que entrega el BESS instalado en Baltra a la MRE, el tiempo de respuesta del aporte con potencia activa es alrededor de 1.5 segundos y se establece con un valor de 4683.48 kW. En el análisis de este caso, se evidencia que la frecuencia experimenta una disminución hasta alcanzar un valor bajo, atribuido a la pérdida de generación fotovoltaica, concretamente

5960.82 kW. La respuesta inercial asociada a esta situación es notablemente reducida, lo que ocasiona que la señal de frecuencia descienda hasta los 43.444 Hz. Este descenso se atribuye a la falta de respuesta inercial de la MRE. Esto se debe a la baja inercia de la unidad de generación térmica, estimada en 0.338 segundos, sin embargo, luego de haber pasado 1.3 segundos se recupera la frecuencia a un valor de 58.986 Hz y esto debido al aporte del control de regulador de velocidad que posee la unidad de generación térmica Hyundai Ver Figura 14.

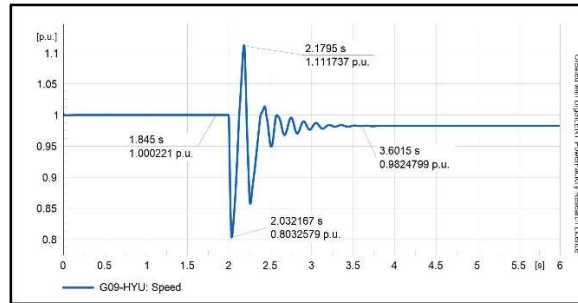


Figura 14: Caso 1 - Señal de velocidad de la unidad Generación Térmica

A continuación, para los diferentes casos de estudio, se presenta el aporte de la RPF por parte de los sistemas BESS operando en conjunto con los generadores térmicos:

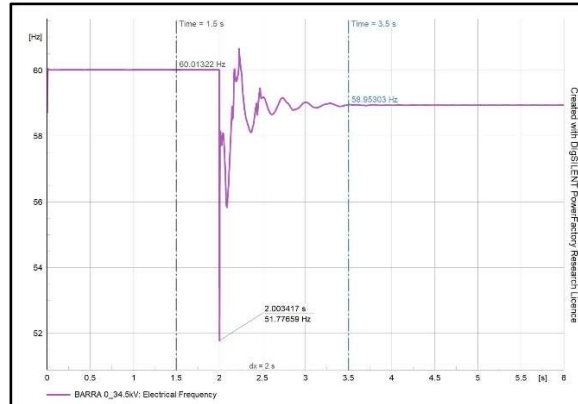


Figura 15: Caso 2 - Señal de Frecuencia empleando Control GFL

Para este caso 2, se tiene el aporte de la inercia de dos unidades de generación térmica Hyundai, es decir una inercia equivalente de 0.676 segundos, en la Figura 15 de color morado se puede observar el comportamiento de la frecuencia, la cual cae a un valor de 51.776 Hz y se logra estabilizar en un tiempo de 1.5 segundos a un valor de 58.953 Hz.



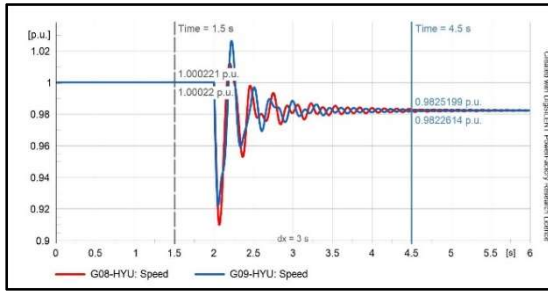


Figura 16: Caso 2 - Señal de velocidad de las 2 unidades de Generación Térmica

La Figura 16 muestra el comportamiento de las señales de velocidad de las unidades de generación térmica Hyundai ante este evento dinámico, logran estabilizarse a los 4.5 segundos.

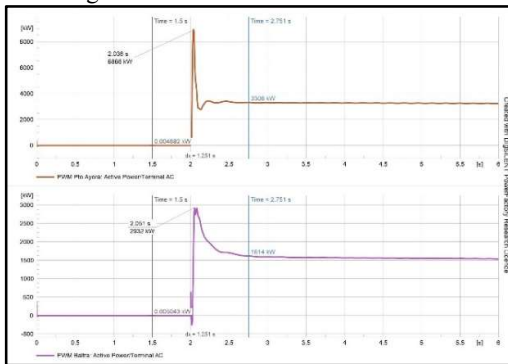


Figura 17: Caso 2 - Potencia Activa BESS-Puerto Ayora y Baltra

La Figura 17 evidencia la rápida respuesta de la potencia activa proveniente del BESS Puerto Ayora y Baltra, de color naranja la señal de potencia activa del BESS Puerto Ayora, con una inyección de 3306 kW a la MRE, mientras que de color morado la señal de potencia activa del BESS Baltra con una inyección de 1614 kW a la MRE.

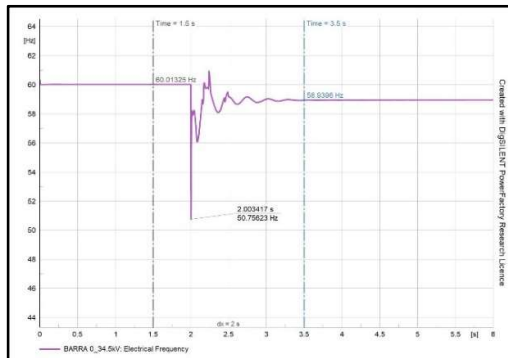


Figura 18: Caso 4 - Señal de Frecuencia empleando Control GFL

Para este caso 4, en la Figura 18 muestra el comportamiento de la señal de frecuencia, la respuesta inercial en la MRE provoca una disminución de la frecuencia, alcanzando un valor de 50.756 Hz. Cabe destacar que este fenómeno se ve acentuado por la falta de inercia en la MRE.

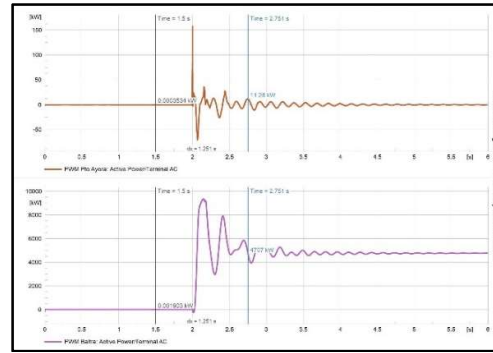


Figura 19: Caso 4 - Potencia Activa BESS-Puerto Ayora y Baltra

En la Figura 19 se puede observar el comportamiento de la señal de potencia activa proveniente del BESS ubicado en Puerto Ayora y Baltra. No obstante, resulta evidente que la aportación de potencia activa del BESS en Puerto Ayora es notablemente reducida, atribuible a su estado de carga del 25%.

## 5.2. Modo Formador de Red

En esta sección se detallan las respuestas obtenidas de la simulación ante un evento dinámico, se ha considerado como evento de frecuencia la salida de operación del sistema fotovoltaico como unidad de generación en la Isla Baltra con despacho de 5960.82 kW. Cabe mencionar que el análisis realizado está focalizado en la RPF. Los escenarios de análisis se describen a continuación en la Tabla 7 :

Tabla 7: Escenarios de análisis

Casos	Escenarios	Consideraciones
Caso 1	100% Renovable – Sin Generación Térmica	Considerando el 100% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.
Caso 2	80% Renovable – Generación Térmica	Considerando el 80% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.
Caso 3	50% Renovable – Generación Térmica	Considerando el 50% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.
Caso 4	25% Renovable – Generación Térmica	Considerando el 25% de carga del BESS Puerto Ayora y Baltra.

En el caso 1, se ha considerado el aporte de generación renovable al 100%, es decir, no hay contribución de los generadores térmicos, a continuación, en la Figura 20 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte de potencia activa proveniente de la batería que contribuye a la MRE al operar en modo GFM.

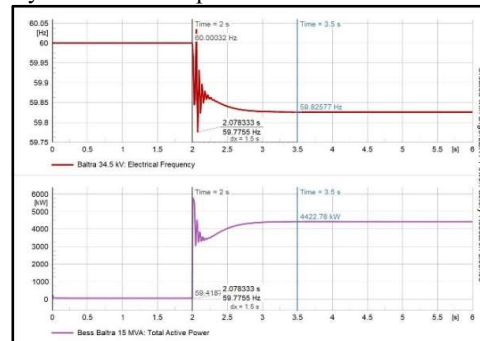


Figura 20: Señal de Frecuencia y Potencia Activa empleando Control GFM

En la Figura 20 de color rojo se puede observar el comportamiento de la frecuencia, esta cae a un valor de 59.775 Hz y se logra estabilizar en un tiempo de aproximadamente 1.5 segundos a un valor de 59.825 Hz, de color morado se representa la curva de la potencia activa que entrega el BESS instalado en Baltra, con un valor de 4422.78 kW, en este caso no hay aporte por parte de la generación térmica a la RPF.

A continuación, para los diferentes casos de estudio, se presenta el aporte la RPF por parte de los sistemas BESS operando en conjunto con los generadores térmicos:

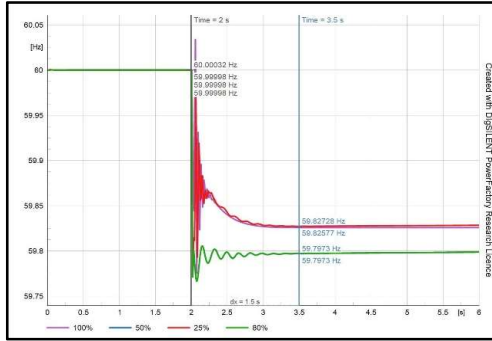


Figura 21: Señal de Frecuencia en diferentes casos

En la Figura 21 se muestra el comportamiento de la señal de frecuencia ante los diferentes casos mencionados en la Tabla 7. Se puede observar que entre mayor sea el valor en porcentaje del estado de carga del BESS de Puerto Ayora, el modo GFM logra estabilizar la señal de frecuencia de forma rápida a valores que están dentro del rango de 5% de desviación de frecuencia.

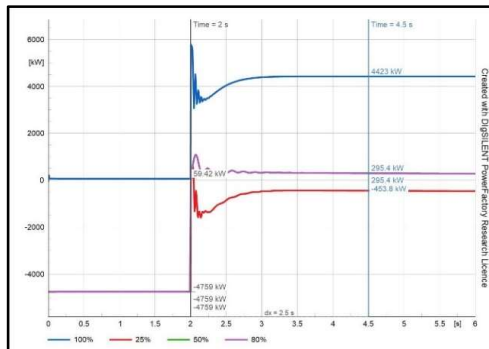


Figura 22: Potencia Activa BESS-Baltra en diferentes casos

En la Figura 22 y Figura 23 se muestra el comportamiento de la potencia activa ante los diferentes casos mencionados en la Tabla 7. proveniente de los sistemas BESS de Baltra y Puerto Ayora, estos contribuyen al sistema eléctrico de potencia al inyectar dentro de muy pocos segundos (alrededor de 500 milisegundos) un nivel de potencia activa tal como se muestra en las figuras mencionadas que permite contribuir a la RPF. Podemos notar que las señales de potencia activa se estabilizan de tal manera que se contribuye a la pérdida de despacho por parte de la generación fotovoltaica, es decir, 5960.82 kW.

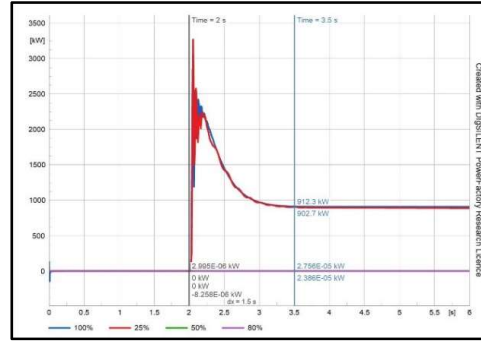


Figura 23: Potencia Activa BESS-Puerto Ayora en diferentes casos

A continuación, en la Tabla 8 se muestra el valor mínimo de frecuencia (Nadir) y el aporte de la potencia activa por parte de los sistemas BESS de Baltra y Puerto Ayora.

Tabla 8: Aporte del Sistema BESS a la RPF

Casos	Nadir	
	Frecuencia Mínima	Aporte del sistema BESS Baltra y Puerto Ayora
Caso 1	59.775 Hz	5740 kW
Caso 2	59.766 Hz	1082 kW
Caso 3	59.766 Hz	1082 kW
Caso 4	59.772 Hz	3749.08 kW

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo propone la implementación del modo de operación GFM de un BESS ubicado en la Isla Baltra, sin embargo, para ello se procede mediante simulación hacer la implementación de las dos tecnologías de control mencionadas en las primeras secciones, es decir, GFL y GFM, con el objetivo de realizar una comparación técnica en cuanto a su aplicación en MRE y el aporte a la RPF. Tal como se observa en los resultados de la sección cinco, ante un evento de pérdida de generación el modo de control GFM caso 1, posee la capacidad de recuperar la frecuencia de la MRE e inyectar potencia activa desde su punto de conexión a diferencia del caso 2 usando control GFL el cual requiere tener operando en la MRE una unidad de generación térmica, y esto debido a tener una referencia a seguir mediante su bloque de control PLL, con estos resultados obtenidos queda comprobado que el control GFM no necesita la operación de unidades de generación térmica para tener un aporte de respuesta inercial durante la RPF, la diferencia del modo de control GFL radica en que esta requiere de seguir las señales de frecuencia y ángulo de voltaje de una unidad de generación convencional en operación lo cual lo logra mediante su bloque de control PLL.

El aporte de este trabajo al incorporar ambas tecnologías, es demostrar la capacidad de respuesta que tiene el control GFM sobre el GFL en la MRE al realizar RPF, y mitigar mediante el uso de convertidores de electrónica de potencia el aporte a la RPF por parte de las unidades de generación térmica la cual emplea combustibles fósiles, y que provocan naturalmente



contaminación al medio ambiente. Además, por medio de la simulación realizada en el software PowerFactory este esquema establece la magnitud de voltaje y fase ángulo, ante la operación en escenarios donde se encuentre una alta penetración de fuentes de energías renovables no convencionales las cuales tienen convertidores.

En la actualidad, es muy común por parte de la generación de energías renovables no convencionales operar en modo GFL, el cual es muy aceptado dentro de las MRE, sin embargo, una desventaja es que requiere de una máquina síncrona a la cual seguir, es decir, mediante su seguidor de fase PLL seguirá las señales de voltaje y frecuencia tal como se lo detalla en la sección 2.1. A diferencia del modo GFM el cual no requiere de un PLL. A través, de las simulaciones y escenarios establecidos en el software PowerFactory, se destaca el aporte que tiene el modo de operación GFM al lograr estabilizar la señal de frecuencia de la MRE de forma rápida. El aporte del esquema GFM para la RPF es de manera independiente, tal como se detalló en la sección 2.2

Se recomienda realizar un estudio energético de tal forma que se pueda obtener bases de datos meteorológicas con las contribuciones de energía eólica y solar en las islas Baltra, Santa Cruz y Puerto Ayora, de tal manera que se puedan establecer escenarios de generación renovable eólica, solar, sistema de almacenamiento y generación térmica, de tal forma, que se pueda a través de la simulación tener un escenario y condición más cercano a la realidad, además, aquello permitirá emular condiciones operativas futuras mediante predicciones.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Consejo de Gobierno del Régimen Especial de Galápagos, «Plan Galápagos 2030,» Plan de Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial del Régimen Especial de Galápagos, vol. I, n° 1, p. 85, 2021.
- [2] P. G. Belinchón, «Recursos Energéticos y Análisis Eléctrico,» Energynautics GmbH, Nueva York, 2021.
- [3] Energy5, «ENERGY5 your way,» 2 Octubre 2023. [En línea]. Available: [www.energy5.com](http://www.energy5.com). [Último acceso: 25 Octubre 2023].
- [4] J. A. Basantes Romero y M. A. Macías Bermudez, Planificación de la descarbonización de las Islas Galápagos mediante herramientas de optimización, Latacunga: Universidad de las Fuerzas Armadas, 2022.
- [5] Decreto Ejecutivo, Quito, Ecuador: No 238, Octubre de 2021.
- [6] Y. Sun, X. Hou, J. Lu, Z. Liu, M. Su y J. Guerrero, «Overview of Microgrid,» 2022, pp. 1-28.
- [7] B. I. Vega Gutiérrez, «Estrategias y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia,» Universidad de Chile, n° 143, pp. 1-143, 2021.
- [8] E. Mohamed E. , D. Wei y R. H. Lasseter, Evaluation of Inverter-based Grid Frequency Support using Frequency-Watt and Grid-Forming PV Inverters, Portland, OR, USA: IEEE Power & Energy Society, 2018.
- [9] M. B. Rosario Paz Molinari, Prospectiva de la tecnología de los inversores tipo Grid-Forming y su integración a los sistemas eléctricos, Santiago de Chile: Memoria para optar al título de ingeniería civil eléctrica, 2023.
- [10] F. Sharma, M. Dushyant y B. Sadeque, «Synchronization of Inverters in Grid Forming Mode,» IEEE Access, vol. 10, n° 9, p. 11, 2022.
- [11] W. Bernd, K. Abdul y A. Constantin, «Comparison of Selected Grid-Forming Converter Control Strategies for Use in Power Electronic Dominated Power Systems,» DIGSILENT GmbH, p. 9, 2019.
- [12] R. Ishita, «Grid-Forming Converter Control Method to Improve DC-Link stability in Inverter-Based AC Grids,» University of Tennessee, Knoxville, vol. 1, p. 167, 2021.
- [13] V. N. Jacome Rodriguez y N. Granda, «Esquema Automático de Alivio de Carga para Sistemas Eléctricos que sirven a Plataformas Petroleras,» Revista Técnica Energía, vol. II, n° 19, p. 11, 2023.
- [14] G. Parkinson, «“World first:” Hornsdale battery gets approval to deliver critical inertia services to grid,» RenewEconomy, vol. I, p. 1, 2022.
- [15] A. Government, «AGL Broken Hill Grid-Forming Battery,» Australian Renewable Energy Agency, 25 03 2022. [En línea]. Available: <https://arena.gov.au/projects/agl-broken-hill-grid-forming-battery/>. [Último acceso: 30 10 2023].
- [16] E. S.A, «Plan Estratégico Institucional 2022-2025,» ELECGALAPAGOS, vol. I, n° 2, pp. 2-95, 2022.
- [17] S. D’Arco y J. Are Suul, «Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids,» IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, n° 1, pp. 394-395, 2013.

**Andrés Jacho Alvarado.** - Nació en Guayaquil, Ecuador 1990. Obtuvo su título de Tecnólogo en Electricidad Industrial (2008), Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2018) y el de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia (2022) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral.



Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Estabilidad de sistemas de potencia en tiempo real, Lenguajes de programación aplicados a sistemas de control, esquemas de control utilizados en fuentes de generación basadas en convertidores de electrónica de potencia.



**Diego Echeverría.** - Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en

el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador como Subgerente Nacional de Investigación & Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



**Marlon Chamba.** - Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Calidad, Evaluación de la seguridad del SEP.



**Wilson Sánchez Bravo.** - Nació en Latacunga, Ecuador 1994. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2019. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Planificación en el SEP, Evaluación de la seguridad del SEP, Estabilidad de voltaje.






**Carlos Xavier Lozada.** - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes. Actualmente se desempeña como

Ingeniero de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas y Optimización Aplicada.



# Estimation and Sensitivity Analysis of Electric Buses Energy Consumption through Microscopic Simulations on Public Transport Lines

## Estimación y Análisis de Sensibilidad del Consumo Energético de Buses Eléctricos mediante Simulaciones Microscópicas en líneas de Transporte Público

D.G. Orbe<sup>1</sup> 0009-0006-1295-6642L.F. Salazar<sup>1</sup> 0009-0006-7771-6543P.F. Vásquez<sup>1</sup> 0000-0001-9225-8057<sup>1</sup>Escuela Politécnica Nacional, Quito, EcuadorE-mail: [daniel.orbej@epn.edu.ec](mailto:daniel.orbej@epn.edu.ec) ; [luis.salazar@epn.edu.ec](mailto:luis.salazar@epn.edu.ec) ; [paul.vasquez@epn.edu.ec](mailto:paul.vasquez@epn.edu.ec)**Abstract**

The integration of electric mobility is real nowadays. Government policies increasingly focus on encouraging the use of electric vehicles (EVs); particularly, replacing conventional public mobility with electric buses. An adequate energy management of electric bus systems must optimize resource usage, and extend the lifespan of transport units and charging stations, while providing quality service to users. The performance of the EV transport system depends on various deterministic and stochastic variables that need to be accurately simulated to analyze its behavior as closely as possible to real conditions. In this study, a model for the energy analysis of EVs has been implemented, by using the software SUMO (Simulation of Urban Mobility) and applying it to public transport routes in Quito, Ecuador. Through the executed simulations, energy consumption has been estimated and, a sensitivity analysis of the energy consumption of electric bus units to the variations in relevant parameters in the energy management of public transport systems, has been carried out. The impact of certain parameters on energy consumption has been verified, by indicating a significant decrease in the autonomy of EVs on the simulated route under very similar to reality operating conditions. For study case, autonomy reduction of electric bus is around 27% in comparison with manufacturer's specifications. The analysis of energy performance under various traffic scenarios will allow future optimizations of the electric public transport system operation, since traffic levels, variable traffic flow, and pronounced changes in terrain elevation, are considered.

**Index terms**— electricity distribution, electric mobility, electric vehicles, energy efficiency.

**Resumen**

La integración de la movilidad eléctrica es una realidad en el mundo actual, las políticas gubernamentales se enfocan cada vez más en incentivar el uso de vehículos eléctricos (VE) particulares, pero, principalmente en reemplazar la movilidad pública convencional por el uso de buses eléctricos. Una adecuada gestión energética de los sistemas de buses eléctricos debe optimizar el uso de recursos, prolongando la vida útil de las unidades de transporte, estaciones de carga y brindando siempre un servicio de calidad a sus usuarios. El desempeño del sistema de transporte mediante VE depende de diversas variables determinísticas y estocásticas que necesitan ser debidamente simuladas a fin de analizar su comportamiento, lo más cercano a las condiciones reales. En el presente trabajo, mediante la aplicación del software SUMO (Simulation of Urban Mobility), se ha implementado un modelo para el análisis energético de VE y se lo ha aplicado en rutas de transporte público en Quito-Ecuador. A partir de las simulaciones realizadas se ha estimado el consumo energético y se ha efectuado un análisis de sensibilidad del consumo energético de las unidades de buses eléctricos ante variaciones de parámetros relevantes en la gestión energética de sistemas de transporte público. Para el caso de estudio se comprueba la reducción de la autonomía del bus eléctrico en 27% de acuerdo con la información del fabricante. El análisis del desempeño energético realizado bajo diversos escenarios de tráfico permitirá en futuros trabajos optimizar la operación de los sistemas de transporte público eléctrico, considerando niveles de tráfico, flujo vehicular variable y pronunciados desniveles en su relieve.

**Palabras clave**— distribución de electricidad, movilidad eléctrica, eficiencia energética, SUMO, vehículos eléctricos.

Recibido: 11-04-2024, Aprobado tras revisión: 17-06-2024

Forma sugerida de citación: Orbe, D.; Salazar, L.; Vásquez, P. (2024). "Estimación y análisis de sensibilidad del consumo energético de buses eléctricos mediante simulaciones microscópicas en líneas de transporte público". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 105- 113

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.633>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

La movilidad eléctrica constituye uno de los principales pilares de la transición energética a nivel mundial hacia un modelo más sostenible y responsable con el medio ambiente. La ciudad de Quito desde el año 1995 es pionera en Ecuador en la utilización de transporte público eléctrico con el sistema Trolebus. Recientemente, ha iniciado una nueva etapa de desarrollo del transporte público sostenible con la aprobación en 2024 de la Ley de Competitividad Energética, la cual determina que, a partir del año 2030 todos los vehículos que se incorporen al servicio de transporte público urbano en el Ecuador continental, deberán ser únicamente de medio motriz 100 % eléctrico o de cero emisiones.

En la actualidad, el sector del transporte es uno de los principales responsables de los problemas medioambientales. En efecto, la emisión de gases de efecto invernadero y la contaminación atmosférica podrían disminuir drásticamente con la masificación de la movilidad eléctrica. Según datos de la Organización Latinoamericana de Energía, el transporte en Ecuador constituye el 48.4% del consumo total de energía [1]. Si se sustituye la fuente de esa energía proveniente de combustibles fósiles por fuentes renovables, el impacto ambiental sería muy significativo.

A pesar de los incentivos gubernamentales, se espera que la penetración de los buses eléctricos se desarrolle de manera gradual a partir del año 2025. Esto debido a que el costo de un bus eléctrico es considerablemente mayor al de un bus convencional a diésel, inclusive sin considerar el costo de la infraestructura de carga adicional requerida. Se generará entonces un escenario de oferta de transporte mixto (diésel - eléctrico), al menos en los primeros años. Esto plantea diversos retos para la planificación de la infraestructura de red eléctrica de distribución necesaria para la incorporación de esta nueva tecnología. Se debe garantizar que dicha red tenga la suficiente capacidad para alimentar las estaciones de carga y, que los módulos de carga resulten suficientes para abastecer de energía eléctrica a las unidades de transporte público.

En la práctica, para diseñar de forma robusta un sistema completo de buses eléctricos, baterías y estaciones de carga, es necesario conocer, con alta precisión, el requerimiento de energía durante su operación. Esta energía se encuentra fuertemente correlacionada con factores complejos como son: características del vehículo, la ruta, influencia meteorológica, número de pasajeros, influencia del conductor y requerimientos específicos de la compañía de transporte o la autoridad de control de tránsito. A estos factores se debe añadir el nivel de congestión vehicular que constituye por sí solo una variable bastante compleja de predecir, por exhibir una naturaleza multicausal.

La estimación del consumo de los VE mediante

valores provenientes de catálogos de fabricantes aporta grandes incertidumbres al problema de diseño y optimización de rutas de transporte, ya que no considera ninguna variable dinámica de su comportamiento. Por otro lado, estas especificaciones de consumo y/o autonomía normalmente consideran condiciones ideales que no pueden replicarse en la práctica. La modelación del transporte, lo más ajustada posible a la realidad, constituye una herramienta robusta, no solamente para estimar las citadas variables, sino también para responder a complejas preguntas de planificación, como son: la definición de estrategias de gestión del tráfico y sus repercusiones.

De lo expuesto, emerge la necesidad de modelar rutas reales de transporte, considerando además de las especificaciones del vehículo, variables como las características geográficas de la ruta, comportamiento dinámico del vehículo dependiente del nivel de congestión vehicular y porcentaje de ocupación de pasajeros.

Se han realizado investigaciones recientes donde se analiza el impacto de ciertas variables en el desempeño de vehículos eléctricos mediante simulaciones. Se ha demostrado mediante la utilización de software de código abierto que, ciertos parámetros como la masa del vehículo resultan fundamentales para analizar su comportamiento en rutas urbanas [2]. Así mismo se han propuesto distintos modelos para evaluar el consumo energético de vehículos eléctricos validándolos con datos de fabricantes y mediciones de bancos de pruebas. Se han aplicado estos modelos en casos de estudio de flotas de vehículos en ciudades europeas [3].

La confiabilidad del modelo de estimación energética ha sido estudiada en diversas oportunidades. Se han evaluado los diversos modelos matemáticos disponibles en la literatura y se ha propuesto los requisitos de un modelo energético realista, preciso y escalable [4]. Análogamente se ha realizado análisis comparativos a partir de pruebas en ruta, en donde se establecen ciertas discrepancias entre los modelos propuestos y los resultados obtenidos en el mundo real [5].

En el país no se ha encontrado investigaciones en donde se simule microscópicamente rutas de transporte eléctrico y en donde también se pueda evaluar dinámicamente parámetros externos al vehículo eléctrico. La utilización del software SUMO en el país aún es marginal, por lo que este trabajo también busca incentivar su utilización en la amplia gama de aplicaciones que pone a disposición del usuario.

En el presente trabajo, sobre la base de micromodelaciones de buses eléctricos, así como la simulación detallada de variables relacionadas con las condiciones reales de las rutas de transporte, se obtiene una estimación del consumo energético de los buses eléctricos y, a través de un análisis de sensibilidad, se determina el impacto en dicho consumo, ante el cambio



de comportamiento de dichas variables críticas. Estos resultados permitirán, en el futuro, determinar soluciones relativas a la gestión logística y energética de estos sistemas de transporte modernos.

Las secciones 2 y 3 definen la metodología utilizada para modelar el comportamiento energético de buses eléctricos y su ruta de transporte. La sección 4 describe el caso de estudio real donde se aplicó la metodología y la sección 5 incluye la estimación del consumo energético y el análisis de sensibilidad obtenidos como resultado de las simulaciones.

Finalmente, como aporte el presente trabajo se establecen conclusiones importantes relacionadas con la autonomía real de los buses eléctricos y con la importancia de la definición de las variables relevantes a ser incorporadas en los modelos de simulación de los sistemas de transporte público.

## 2. MODELO DE BUSES ELÉCTRICOS

### 2.1 Modelamiento dinámico de consumo de un vehículo eléctrico

El modelamiento de las unidades de buses eléctricos y del conjunto de rutas de transporte fueron realizadas en el programa denominado SUMO por sus siglas en inglés (Simulation of Urban Mobility). SUMO es un software simulador de tráfico de código abierto desarrollado por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) con la colaboración de organizaciones externas y el aporte de desarrolladores independientes. Los softwares de simulación de tráfico se clasifican de acuerdo con su entorno de trabajo:

1. Simulación Macroscópica: Considerando la dinámica promedio de un flujo de vehículos.
2. Simulación Microscópica: Considerando un modelo dinámico individual por vehículo.
3. Simulación Mesoscópica: Resulta de la mezcla de las dos anteriores [6].

El presente trabajo hará uso de SUMO en simulaciones microscópicas considerando diversos escenarios de flujos de tráfico aleatoriamente generados y buses eléctricos individuales que conformarán la ruta de transporte bajo análisis.

Para realizar simulaciones de tráfico, un modelo realista del consumo energético de un vehículo debe considerar diversos factores internos y externos, los mismos que se pueden apreciar en la Fig. 1. Para la estimación del consumo del bus eléctrico se estudiaron modelos que han sido previamente desarrollados en diversa literatura especializada. Los modelos de consumo energético abarcan dos partes principales: la parte del consumo energético y la de recuperación de energía. La parte de consumo de energía permite analizar la tracción que se entrega a las ruedas que permite el movimiento del bus eléctrico y se compone de dos subsistemas mecánico y eléctrico.

El subsistema eléctrico se modela considerando las pérdidas eléctricas y la energía consumida por los

servicios auxiliares del vehículo tales como: aire acondicionado, iluminación, comunicaciones, indicadores, radio, etc [4]. La recuperación de energía depende del sistema de freno regenerativo que permite convertir la energía cinética en energía eléctrica que será almacenada en la batería del VE.

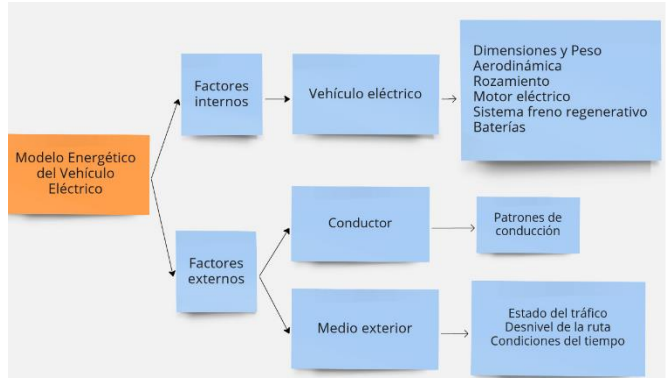


Figura 1: Factores de influencia en el comportamiento energético de un VE [7].

El modelo escogido para estudiar el comportamiento energético del VE se basa en analizar la variación y el balance entre energías cinética, potencial, rotacional y las diferentes pérdidas del sistema. Este análisis se lo realiza de forma discreta en intervalos definidos de tiempo.

La energía del vehículo  $E_{veh}[k]$  en el tiempo discreto  $k$  se calcula con la Ec. 1, siendo  $m$  la masa del VE incluyendo los pasajeros,  $v[k]$  la velocidad del VE en el tiempo  $k$ ,  $g$  la aceleración de la gravedad,  $h[k]$  la altura del VE y  $J_{int}$  el momento de inercia de los elementos rotativos internos [2].

$$E_{veh}[k] = E_{cin}[k] + E_{pot}[k] + E_{rot}[k]$$

$$= \frac{m}{2} \cdot v^2[k] + m \cdot g \cdot h[k] + \frac{J_{int}}{2} \cdot v^2[k] \quad (1)$$

Las pérdidas de energía se analizan en cada intervalo discreto de tiempo de acuerdo con la ganancia o pérdida de energía del sistema mediante la Ec. 2.

$$\Delta E[k] = E_{veh}[k+1] - E_{veh}[k] - \Delta E_{pérd}[k] \quad (2)$$

Las pérdidas de energía se calculan a partir de la resistencia del aire  $\Delta E_{air}$ , fuerza centrípeta  $\Delta E_{crv}$ , rozamiento de las ruedas con la calzada  $\Delta E_{roz}$  y el consumo promedio de cargas constantes  $\Delta E_{co}$ , según las ecuaciones Ec. 3 y Ec. 4.

$$\Delta E_{pérd}[k] = \Delta E_{air}[k] + \Delta E_{roz}[k] + \Delta E_{crv}[k] + \Delta E_{co} \quad (3)$$

$$\Delta E_{air}[k] = \frac{1}{2} \delta_{aire} \cdot A_{veh} \cdot C_w \cdot v^2[k] \cdot \Delta s[k] \quad (4)$$

$$\Delta E_{roz}[k] = C_{roz} \cdot m \cdot g \cdot \Delta s[k] \quad (5)$$

$$\Delta E_{crv}[k] = C_{res} \cdot \frac{m \cdot v^2[k]}{r[k]} \cdot \Delta s[k] \quad (6)$$

$$\Delta E_{co}[k] = P_{co} \cdot \Delta t \quad (7)$$

Siendo  $\delta_{aire}$  la densidad del aire,  $A_{veh}$  el área frontal del vehículo,  $C_w$  el coeficiente de resistencia del aire,  $\Delta s[k]$  la distancia recorrida en el intervalo de tiempo,  $C_{roz}$  el coeficiente de rozamiento de las ruedas con la calzada,  $C_{res}$  el coeficiente de resistencia en curvas,  $r$  el radio de la trayectoria circular y  $P_{co}$  la potencia de las cargas constantes del VE. El término  $\Delta E[k]$  puede ser positivo o negativo dependiendo si el VE ha ganado o perdido energía fruto de su movimiento en la ruta. A partir de las ecuaciones Ec. 8 y Ec. 9 se puede calcular la energía restante en las baterías del VE para cualquier estado discreto del tiempo, considerando los factores de eficiencia de recuperación ( $\eta_{rec}$ ) y de eficiencia de propulsión ( $\eta_{prop}$ ) [2].

$$E_{bat}[k + 1] = E_{bat}[k] + \Delta E[k] \cdot \eta_{rec} \quad (8)$$

$$E_{bat}[k + 1] = E_{bat}[k] - \Delta E[k] \cdot \eta_{prop} \quad (9)$$

Las eficiencias en propulsión y recuperación dependen del desempeño del conjunto motor eléctrico – transmisión ( $\eta_m, \eta_t$ ) de acuerdo con las ecuaciones Ec 10. y Ec 11 [2].

$$\eta_{prop} = \eta_m \cdot \eta_t \quad (10)$$

$$\eta_{rec} = \frac{1}{\eta_m \cdot \eta_t} \quad (11)$$

## 2.2 Parámetros de buses eléctricos

Las especificaciones técnicas de los buses eléctricos utilizados en el presente trabajo se obtuvieron de catálogos del fabricante, resumidos en la Tabla 1. El fabricante de buses escogido dispone de unidades operando en varias ciudades de Latinoamérica incluyendo Ecuador, y de acuerdo con la plataforma e-bus radar sus vehículos constituye el 45% de buses operando en la región.

Tabla 1: Especificaciones técnicas de buses eléctricos de transporte urbano

Parámetro	Valor
Marca	BYD
Modelo	C9
Potencia del motor	360 kW
Capacidad Batería	438 kWh
Autonomía	300 km
Alto	3.55 m
Largo	12.9 m
Ancho	2.55 m
Peso bruto	18000 kg
Capacidad	53 p

## 3. SIMULACIÓN DE RUTAS DE TRANSPORTE

La simulación dinámica de las rutas de buses de transporte público en la ciudad de Quito se ha desarrollado en el software SUMO. Para simular el tráfico es necesario enlazar los diferentes elementos que componen el

escenario de la red vial, dentro de los más importantes están:

1. Datos de la red: avenidas, carreteras, cruces, redondeles, aceras y senderos.
2. Demanda de tráfico: Rutas de transporte público y particular, viajes individuales o flujos de tráfico de vehículos pesados, livianos, peatones.
3. Infraestructura de tráfico: semáforos, paradas, prioridad de cruces, etc.
4. Polígonos: Elementos topológicos adicionales como manzanas, lugares de interés.

Estos elementos conforman un escenario de simulación que permite determinar el comportamiento estocástico de un sistema vial. La representación de un sistema vial en SUMO se realiza a través de la teoría de grafos. En donde los nodos y aristas representan elementos reales como intersecciones y autopistas respectivamente, los cuales tiene sus propios atributos. Para el análisis de resultados por tanto es necesario simular un escenario varias veces para poder extraer conclusiones estadísticas [6].

Dentro de las rutas urbanas que actualmente prestan el servicio de transporte público en la ciudad de Quito, se ha escogido la ruta Marín - Ciudadela Tarqui que tiene una extensión total de 10.67 km. Esta ruta resulta idónea para el análisis de sensibilidad ya que a pesar de su corta longitud contiene grandes desniveles en altura y atraviesa zonas de tráfico moderado e intenso también con una alta variabilidad de acuerdo con la hora y el día. Se puede observar el recorrido bidireccional de la ruta escogida para el análisis en la Fig. 2.



Figura 2: Ruta de transporte escogida para el estudio (ida y vuelta) [7]

La información de la red fue importada desde la base de datos de OpenStreetMap cuya plataforma de mapas es de libre acceso y edición. Las redes de carreteras digitales disponibles son originalmente utilizadas con fines de navegación, por tanto, carecen del grado de detalle necesario para las simulaciones microscópicas de tráfico



por carretera. Además, presentan problemas como errores en el número de carriles, sentido de circulación, paradas de transporte público, posición y lógica de los semáforos y, preferencias en las intersecciones, etc. En consecuencia, además de las técnicas heurísticas que se utiliza en SUMO para solventar parcialmente estos errores, se torna esencial la revisión y acondicionamiento manual de la red por parte del usuario de acuerdo con su necesidad. En la Fig. 3 se muestra una comparación entre la red vial real en una fotografía satelital y su modelamiento en la aplicación gráfica SUMO-GUI.



Figura 3: Comparación entre imagen satelital y red vial modelada en SUMO

La demanda de tráfico es generada aleatoriamente en base a escenarios representativos de los niveles de servicio del flujo vehicular descritos en el Manual de capacidad de carreteras del Consejo de investigación del transporte de Estados Unidos. En donde se establece 6 niveles de calidad de servicio de transporte relacionados con la velocidad y tiempos de desplazamiento, libertad de maniobra, interrupciones y comodidad de los trayectos [8].

Los niveles de servicio (NS) denominados: A, B, C, D, E, y F se definen en orden de mejor a peor, es decir el nivel A corresponde a un tráfico fluido con velocidades altas, mientras el nivel F corresponde a circulación muy forzada, velocidades bajas y en general una absoluta congestión en las vías condición muy normal en vías importantes a hora pico de grandes ciudades. En virtud de estos niveles se han planteado los escenarios descritos en las Tablas 2 y 3.

Tabla 2. Escenarios de servicio vehicular en análisis de sensibilidad de altura

Esc	Ocupación (%)
1	20
2	100

Tabla 3. Escenarios para servicio vehicular en análisis de sensibilidad de tráfico

Esc	NS	Tráfico	Conteo	Factor de paso	Ocupación (%)
3	A	Ligero	1	2	20
4	C	Moderado	6	3	60
5	F	Intenso	12	5	100

El parámetro conteo representa el número de vehículos que se generan aleatoriamente por hora, carril y kilómetro. El factor el paso de tráfico representa el nivel de intercambio de vehículos entre la zona de estudio y el exterior.

SUMO es un software de simulación de tráfico puramente microscópica. Cada vehículo está definido explícitamente por un identificador único, su hora de salida, llegada y la ruta a través de la red. Las rutas de transporte público bajo análisis se modelaron considerando su trayecto real, velocidad máxima de circulación, localización de las paradas y tiempo de espera en las mismas. Los buses se modelaron considerando su nivel de ocupación en cada escenario de las Tablas 2 y 3.

#### 4. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El propósito práctico del presente estudio es modelar una ruta típica de transporte público en la ciudad de Quito para el análisis dinámico del consumo de energía bajo condiciones reales. Se ha modelado la ruta Marín - Ciudadela Tarqui cuyo perfil topográfico se muestra en la Fig. 4.

La información topográfica se obtuvo del Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) [9], que provee los archivos SRTM necesarios para conocer la elevación de cualquier punto sobre la tierra con una resolución de 30m. El archivo SRTM es un modelo digital de elevación que maneja un sistema de coordenadas geográficas WGS84 y EGM96.

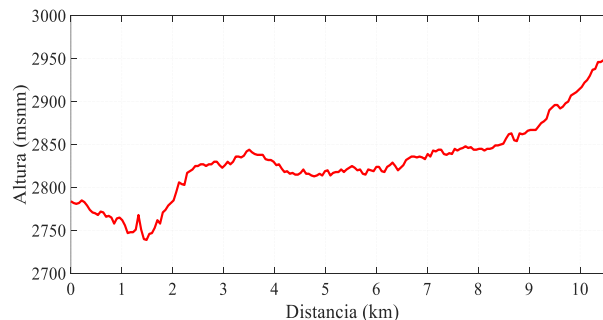


Figura 4: Perfil topográfico de la ruta modelada en SUMO

Los modelos digitales de elevación representan visual y matemáticamente los valores de altura con respecto al nivel del mar, y permite caracterizar el relieve de una zona. Intersecando los datos tipo ráster de la elevación y el trazado de las rutas de transporte bajo estudio se obtuvo la composición topográfica necesaria para el análisis de energías en vehículos eléctricos.



## 5. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Uno de los parámetros más importantes al adquirir un vehículo eléctrico es su autonomía, cuyo valor teórico es declarado en las especificaciones del fabricante. En teoría, un VE ideal puede recorrer entre 150 y 200 kilómetros con una sola carga, sin embargo, en la práctica la autonomía real de un bus eléctrico de transporte público depende de muchos factores energéticos internos y externos. El desempeño de las baterías depende además de variables ambientales como la temperatura, constructivas como tolerancias en la construcción y variables mucho más difíciles de especificar con precisión, como el tiempo y el tipo de uso (o mal uso) que se haya hecho de la batería en el pasado [10]. En tal sentido la autonomía real de los buses que se incorporarán al servicio de transporte público en la ciudad de Quito debe estimarse considerando al menos las principales variables en cuestión.

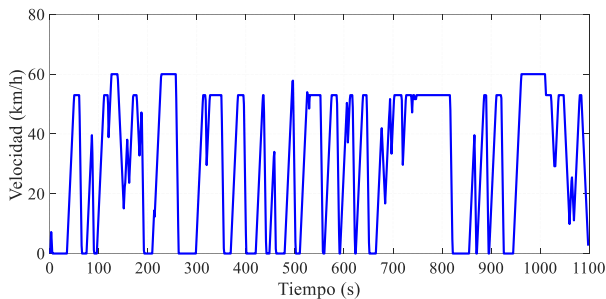


Figura 5: Velocidad del bus eléctrico en la ruta bajo análisis sin considerar desniveles de altura

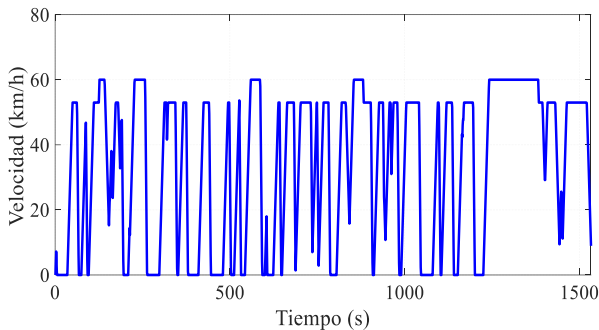


Figura 6: Velocidad del bus eléctrico en la ruta bajo análisis considerando desniveles de altura

En el presente trabajo se analiza la sensibilidad del balance de energía (consumo-regeneración) de buses eléctricos pertenecientes a una ruta real de la ciudad de Quito. En la Fig. 5 se muestra la velocidad del recorrido del bus en una simulación sin considerar diferencias de altura en la ruta, mientras en la Fig. 6 se puede observar el comportamiento del bus con la inclusión de los datos de relieve en la ruta.

Los ciclos de conducción simulados y mostrados en las Fig. 5 y 6 son similares a los patrones de conducción NEDC (New European Driving Cycle) y ETC (European Transient Cycle). Los mismos son utilizados para la homologación de emisiones en vehículos de combustión

y autonomía de modelos de vehículos eléctricos en la Unión Europea. En la Fig. 7 se puede observar dichos ciclos estándares de manejo de buses de transporte urbano y que guarda semejanza con los ciclos simulados en este trabajo. Un ciclo de conducción adecuado para simular debe contar con periodos de aceleración, desaceleración y velocidad constantes, guardando relación con las pautas reales de conducción dentro de una ciudad.

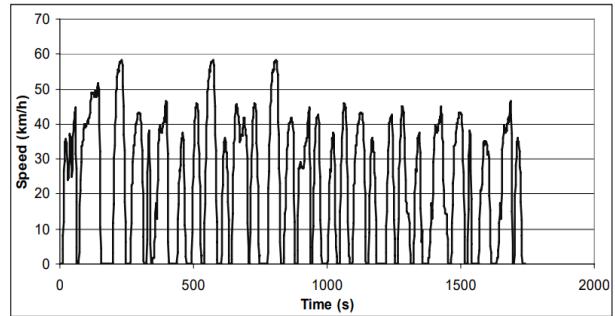


Figura 7: Ciclo de manejo estándar para buses urbanos [11]

El desempeño de los buses eléctricos simulados se muestra en las figuras siguientes, considerando el desnivel y el nivel de tráfico de la ruta, así como la ocupación de los buses. En la Fig. 8 se muestra bajo el escenario 1, es decir con un 20% de ocupación, el comportamiento de la carga de la batería del bus eléctrico con y sin desniveles en la ruta. La Fig. 9 contiene los resultados del escenario 2 según las mismas consideraciones de la figura anterior.

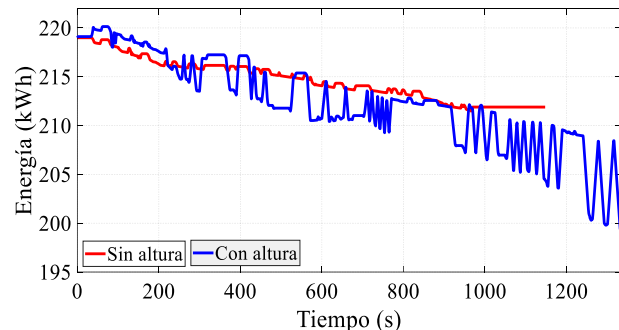
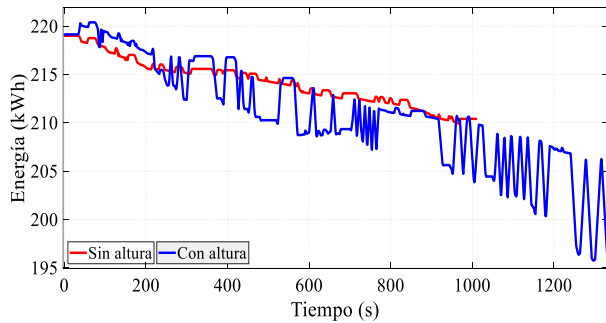


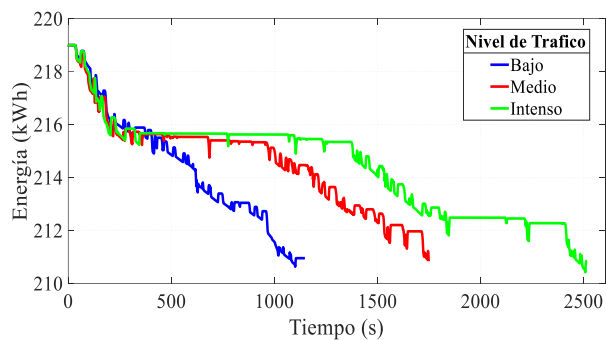
Figura 8: Energía acumulada por el bus eléctrico en la ruta de prueba con un 20% de ocupación, considerando desniveles

La incidencia del nivel de tráfico en el consumo de energía se detalla mediante la Fig. 10. Se han simulado los escenarios 3,4 y 5 especificados en la Tabla III, pudiéndose notar a diferencia de lo ocurrido con el desnivel, la poca dependencia entre el nivel de tráfico y la magnitud del consumo energético.

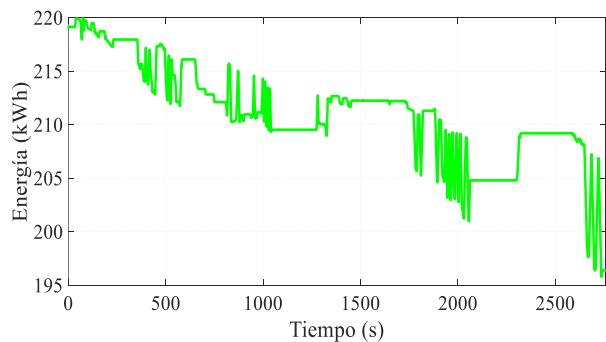
Finalmente se modela la ruta considerando los desniveles de altura y tráfico, con esto se espera conseguir un desempeño energético muy cercano a la realidad. En la Fig. 11 se muestra el comportamiento del bus eléctrico, a partir del cual podemos analizar su autonomía real que bajo las condiciones simuladas se reduce un 27% con respecto a la autonomía declarada por el fabricante.



**Figura 9: Energía acumulada por el bus eléctrico en la ruta de prueba con 100% de ocupación, considerando desniveles**



**Figura 10: Energía acumulada por el bus eléctrico en la ruta de prueba considerando niveles de tráfico**

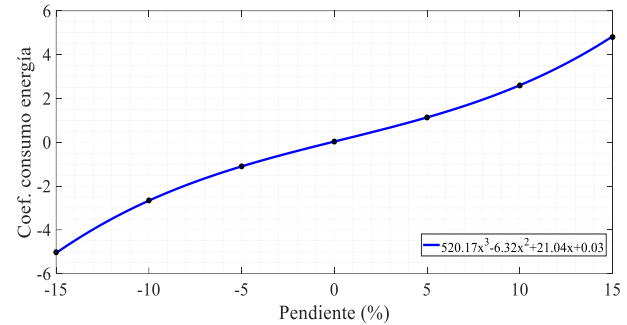


**Figura 11: Energía acumulada por el bus eléctrico en la ruta de prueba considerando desniveles y nivel de tráfico medio**

Con el fin de validar los resultados obtenidos se realiza un análisis comparativo entre el desempeño energético de la ruta simulada en SUMO con las investigaciones detalladas en [12] y [13]. Ambos trabajos realizan una evaluación del consumo energético para vehículos eléctricos en función de variables propias del vehículo y las condiciones de la ruta.

En [12] se encuentra un modelo para estimar el impacto del grado de inclinación de la ruta en el consumo de energía de un vehículo eléctrico. Aplicando el modelo logarítmico al caso de estudio se puede obtener resultados coherentes con los de la Fig. 12. En [13] se establece una relación entre diversos factores que afecta el consumo de energía en un VE. Considerando los factores: inclinación y longitud de la ruta, ocupación y velocidad se presentan resultados coherentes con la bibliografía, estimándose un

error del consumo de energía del 8,78%. Por otro lado, a pesar de que, de acuerdo con la bibliografía, las condiciones de tráfico afectan sensiblemente el consumo del VE, las simulaciones realizadas no reflejan tal hecho. Experimentalmente cuando la proporción de tiempo de parada del vehículo durante un viaje pasa del 12% - 18% al 24% - 30%, el consumo energético del vehículo aumenta un 20% [13,14].



**Figura 12: Efectos estimados de la pendiente en la eficiencia energética de un vehículo eléctrico [14].**

En base al análisis comparativo de resultados se puede comprobar que el modelo propuesto en [2,15] y aplicado en las simulaciones de SUMO del presente trabajo, no permite evaluar adecuadamente la incidencia del tráfico en el comportamiento energético del VE. Esto concuerda con lo expuesto en [5], donde se menciona que, bajo condiciones de congestión vehicular, la estimación de consumo resultante en SUMO es inferior a la energía real consumida en carretera, esto debido a que no se toma en cuenta de forma precisa el efecto de la aceleración en el consumo de batería. Por tanto, las simulaciones realizadas desestiman el consumo de energía bajo condiciones de tráfico, lo cual se puede constatar en la Fig. 10.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de la programación del modelo en SUMO, la creación de los modelos de ruta, bus eléctrico, tráfico, y topografía, se ha logrado modelar y simular exitosamente el comportamiento de un bus eléctrico en una ruta de transporte público real, comprobando el nivel de sensibilidad entre la energía consumida en función de la longitud y desnivel de la ruta, el peso bruto y la velocidad de desplazamiento del vehículo. Al analizar la incidencia de la combinación de estos parámetros, se ha estimado un nivel de error del 8,78% con respecto a las experimentaciones descritas en la bibliografía. Por tanto, con base al modelo y simulaciones propuestas, se puede estimar la autonomía de un bus eléctrico en cualquier ruta de transporte público con una adecuada exactitud.

La metodología propuesta resulta muy útil para futuros trabajos de análisis energético como: dimensionamiento y optimización de la capacidad de estaciones de carga, estimación de la demanda eléctrica de estaciones de carga y su impacto en la red de distribución de energía, planificación de rutas de transporte, análisis operativo de

tecnologías de carga, autonomía de unidades de transporte y degradación temporal de baterías, entre otros.

Existe una gran diversidad de factores que influyen en el consumo energético de un vehículo eléctrico, en el presente trabajo se estima la magnitud de incidencia de varios de ellos simulando una ruta real de transporte público. Sin embargo, la evaluación de ciertos factores como el nivel de tráfico requiere de modelos más complejos que aún siguen siendo investigados.

Si bien el software SUMO es una valiosa herramienta para la realización de simulaciones de tráfico, al usar un modelo cuasi estacionario, presenta una significativa limitación para análisis energético de vehículos eléctricos. No obstante, por tratarse de un software de código abierto, es posible mejorar el modelo tomando como referencia los hallazgos presentados en este trabajo. En base a otras investigaciones se podría mejorar el modelo para analizar la incidencia más ajustada del tráfico, la temperatura ambiental, el estado de carga de la batería, el estilo de conducción, etc.

Para evaluar el comportamiento dinámico del consumo energético del bus eléctrico, considerando la incidencia del tráfico vehicular, es necesario considerar la aceleración instantánea además de trabajar con un modelo dinámico de freno regenerativo. La aceleración instantánea tiene directa influencia en el consumo de corriente del motor eléctrico especialmente en condiciones de arranque. Y es precisamente en los escenarios de alto tráfico donde el motor eléctrico se encuentra en un ciclo intenso de aceleraciones y desaceleraciones.

Considerando las limitaciones del modelo implementado en SUMO, se pudo comprobar que la autonomía de un bus eléctrico tiende a ser inferior a la declarada por el fabricante en rutas con altos desniveles y niveles de ocupación, como se comprobó en el caso de estudio de la ciudad de Quito, en donde la autonomía resultante de la simulación se redujo en un 27%. Por ello, es indispensable incluir en los análisis, pruebas de ruta bajo distintas condiciones o considerar un margen de seguridad de al menos el 27% al diseñar un sistema de transporte público eléctrico en esta ruta.

Se debería encaminar esfuerzos para futuros trabajos que permitan ajustar el modelo de bus eléctrico utilizado, mediante pruebas en ruta y/o en bancos de prueba. Se ha mantenido reuniones con la ARCERNR y el Centro de Transferencia Tecnológica para la Capacitación e Investigación en Control de Emisiones Vehiculares (CCICEV) que posibilite la aplicación práctica y exitosa de esta metodología en el vigente proceso de integración de la movilidad eléctrica en el transporte público del país.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Lucero, F. González, y K. Castillo, “Panorama Energético de América Latina y el Caribe”, Quito, Ecuador, OLADE, 2022.
- [2] J. A. Sanguesa, P. Garrido, F. J. Martínez, y J. M. Marquez-Barja, “Analyzing the impact of roadmap and vehicle features on electric vehicles energy consumption”, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 61475–61488, 2021.
- [3] L. Koch et al., “Accurate physics-based modeling of electric vehicle energy consumption in the SUMO traffic microsimulator”, 2021 IEEE International Intelligent Transportation Systems Conference (ITSC), 2021.
- [4] I. Sagaama, A. Kchiche, W. Trojet, y F. Kamoun, “Evaluation of the energy consumption model performance for electric vehicles in SUMO”, 2019 IEEE/ACM 23rd International Symposium on Distributed Simulation and Real Time Applications (DS-RT), 2019.
- [5] A. Validi, W. Morales-Alvarez, y C. Olaverri-Monreal, “Analysis of the battery energy estimation model in SUMO compared with actual analysis of battery energy consumption”, 2021 16th Iberian Conference on Information Systems and Technologies (CISTI), 2021.
- [6] P. A. Lopez et al., “Microscopic Traffic Simulation using SUMO,” 2018 21st International Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC), Maui, HI, USA, 2018, pp. 2575-2582, doi: 10.1109/ITSC.2018.8569938.
- [7] “Openstreetmap.” [Online]. Disponible: <https://www.openstreetmap.org/#map=14/-0.2471/-78.5277>. [Acceso: 21-Nov-2023].
- [8] E. Soler Sánchez, S. Campos Movilla, y M. Silva Cruz, “Evaluación de la incidencia de los ciclos sobre el nivel de servicio de intersecciones no semaforizadas en la ciudad de Holguín”, *Rev. Cient. FAREM-Estelí*, pp. 248–270, 2022.
- [9] USGS-U.S. Geological Survey, “EarthExplorer,” USGS - U.S. Geological Survey. [Online]. Available: <https://earthexplorer.usgs.gov/>. [Accessed: 30-Nov-2023].
- [10] J. Larminie y J. Lowry, *Electric vehicle technology explained: Lowry/electric vehicle technology explained*, 2a ed. Nashville, TN, Estados Unidos de América: John Wiley & Sons, 2012.
- [11] T. Barlow, S. Latham, I. S. McCrae, and P. Boulter, ‘A reference book of driving cycles for use in the measurement of road vehicle emissions’, TRL Published Project Report, 2009.
- [12] K. Liu, T. Yamamoto, y T. Morikawa, “Impact of road gradient on energy consumption of electric vehicles”, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 54, pp. 74–81, 2017.
- [13] A. Skuza and R. S. Jurecki, “Analysis of factors affecting the energy consumption of an EV vehicle



- a literature study,” IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng., vol. 1247, no. 1, p. 012001, 2022.

- [14] Y. Al-Wreikat, C. Serrano, y J. R. Sodr , “Driving behaviour and trip condition effects on the energy consumption of an electric vehicle under real-world driving”, Appl. Energy, vol. 297, núm. 117096, p. 117096, 2021.
- [15] Tam s Kurczveil, Pablo  lvarez López, and Eckehard Schnieder. Implementation of an energy model and a charging infrastructure in sumo. In Simulation of Urban Mobility User Conference 2013, pages 33–43. Springer.



**Daniel Orbe Játiva:** Nació en Ambato, Ecuador en 1987. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en 2014 y Magíster en Ingeniería Eléctrica en Distribución en 2022 de la Escuela Politécnica Nacional. Se ha desempeñado como asesor de la coordinación de electricidad de

OLADE y la Agencia Canadiense de Desarrollo en la gestión técnica de proyectos energéticos en América Latina y el Caribe. Actualmente se desempeña como docente en la carrera de ingeniería en electricidad de la EPN. Sus campos de investigación est n relacionados con Sistemas eléctricos de distribución, Energías Alternativas, Alto Voltaje y Movilidad Eléctrica.



**Luis Salazar Fonseca:** Nació en Quito, Ecuador en 1999. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en 2022 en la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente se desempeña como docente en la carrera de Electricidad de la EPN.

Sus campos de investigación est n relacionados con Sistemas Eléctricos de Distribución, Energías Alternativas, Sistemas Eléctricos de Potencia y Generación de energía eléctrica.



**Paúl Vásquez Miranda:** Ingeniero Eléctrico “Escuela Politécnica Nacional,” Quito, 2001. Trabaj  para Movistar encargado del área de planificación del sistema eléctrico 2003-2004. Se gradu  de doctor en ingeniería eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan,

Argentina-2009. Colabor  como investigador invitado durante un año, 2008-2009, en el Instituto de Energía Eléctrica (LENA) de la Universidad Otto-von-Guericke en Magdeburg, Alemania. Actualmente, es profesor de pregrado y posgrado en la Escuela Politécnica Nacional, EPN. Sus áreas de interés son: planificación de SEP, optimización, técnicas de análisis de datos, modelación de incertidumbres y técnicas de manejo de riesgos.

# Numerical Study with CFD of the Refrigeration in a Vehicle Cabin with two Refrigerants R32 and R600a

## Estudio Numérico con CFD de la Refrigeración en una Cabina Vehicular con dos Refrigerantes R32 y R600a

M. Oña<sup>1</sup> 0009-0009-8768-8891F. Toapanta<sup>2</sup> 0000-0002-0838-4702<sup>1</sup>Universidad Politécnica Salesiana, Ingeniería Mecánica, Quito, EcuadorE-mail: [monac3@est.ups.edu.ec](mailto:monac3@est.ups.edu.ec)<sup>2</sup>Universidad Politécnica Salesiana, Ingeniería Mecánica, Grupo de Investigación en Ingeniería, Productividad y Simulación Industrial (GIIPSI), Quito, EcuadorE-mail: [ltoapanta@ups.edu.ec](mailto:ltoapanta@ups.edu.ec)

### Abstract

The objective of this research focuses on the numerical solution, simulation, and thermal behavior of the refrigerants R32 and R600a, the first being an industrial refrigerant and the other a hydrocarbon, the element to be studied is the internal temperature of a vehicle cabin, the air crosses the evaporator of the air conditioning system by analyzing the coil-type crossflow heat exchanger. Likewise, it is important to know the energy capacity that each refrigerant has to cool or heat the vehicle cabin to, after a mathematical analysis, contrast the information through numerical simulation of CFD fluids with specialized software in this case Fluent from ANSYS.

### Resumen

El objetivo de esta investigación se centra la solución numérica, simulación y comportamiento térmico de los refrigerantes R32 y R600a, siendo el primero un refrigerante industrial y el otro un hidrocarburo, el elemento a estudiar es la temperatura interna de una cabina vehicular, el aire cruza el evaporador del sistema de aire acondicionado mediante el análisis del intercambiador de calor de flujo cruzado tipo serpentín. Asimismo, es importante conocer la transferencia de calor que tiene cada refrigerante para enfriar o calentar la cabina del vehículo, para en un análisis matemático posterior llevar un contraste de la información mediante la simulación numérica de fluidos CFD con un software especializado en este caso Fluent de ANSYS. Se encontró que el refrigerante R600a es una alternativa para los sistemas de aire acondicionado vehicular y el R32 no es tan aplicable para estos casos.

**Index terms**— R600a, R32, Fluent, Air conditioning, Refrigeration

**Palabras clave**— R600a, R32, Fluent, Aire acondicionado, Refrigeración.

Recibido: 24-04-2024. Aprobado tras revisión: 13-06-2024

Forma sugerida de citación: Oña, M. Toapanta, F. (2024) "Estudio Numérico con CFD de la Refrigeración en una Cabina Vehicular con dos Refrigerantes R32 y R600a". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 114-121

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.636>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

El confort térmico en todo tipo de ambientes interiores, como habitaciones, compartimentos de aviones y trenes, ha sido objeto de investigación durante décadas. El confort térmico de las personas no depende sólo de una variable, sino que es más bien una cantidad integral de muchos parámetros, como la temperatura del aire, velocidad de tiro y temperatura radiante [1].

Según Cajo-Toctaquiza et al. [2] la temperatura del aire en el interior de la cabina del vehículo está directamente relacionada con la geometría de las rejillas y su tamaño. Además, aducen que, se obtiene una mejor distribución de A/C (aire acondicionado), disipando de mejor manera las altas temperaturas presentes en el interior del habitáculo, lo que implica una disminución de uso del sistema de A/C.

Han et al. [3] estudiaron la influencia del ambiente externo y el sistema de aire acondicionado del automóvil en el cambio de calor del ambiente interior, analizando la relación entre el ambiente y el confort térmico de los ocupantes de la cabina de la tripulación utilizando un modelo numérico de confort térmico humano.

Chang et al. [4] desarrollaron un modelo de ventilación híbrida que utiliza entradas de suministro de aire superiores e inferiores. El método aplica coeficientes de no uniformidad, diferencia máxima de temperatura, índice de rendimiento de difusión de aire, coeficiente de utilización de energía. Con base en la simulación del flujo de aire, se evaluó el rendimiento de la distribución de aire para el modo de ventilación híbrido utilizando estos índices y se comparó con el modo de ventilación tradicional. Los resultados muestran que, en comparación con el modo de ventilación tradicional, el modo de ventilación híbrido tiene una distribución de temperatura más uniforme, mejor confort térmico, mayor eficiencia de utilización de energía.

El modelado térmico humano se utiliza para calcular la distribución de temperaturas en el cuerpo y la ropa de los ocupantes (pasajeros). También se puede utilizar, por ejemplo, para evaluar el confort térmico en cada sección del cuerpo de cada ocupante y el confort térmico promedio de cada ocupante [5].

Saboora Khatoon et al. [6] estudiaron tres métodos diferentes de ventilación de aire acondicionado y compararon el rendimiento de diferentes métodos de ventilación en términos de eficiencia de eliminación de calor y confort térmico humano mediante análisis de simulación, los resultados mostraron que había algunas diferencias en el confort térmico y la eficiencia energética debido a diferentes métodos de ventilación del aire acondicionado.

El uso de simuladores de dinámica de fluidos computacional (CFD) puede reducir drásticamente el tiempo de desarrollo de sistemas HVAC (calefacción, ventilación y aire acondicionado) para automóviles,

contribuir a mejorar su rendimiento y proporcionar una mejor comprensión de los procesos subyacentes. El confort térmico no sólo afecta al consumo energético del sistema HVAC, sino que también es un parámetro clave para la salud de los pasajeros [7].

Se compararon los resultados de la simulación y los resultados experimentales de la temperatura de la superficie corporal y el error fue inferior al 5%, verificando la viabilidad de utilizar la simulación numérica de dinámica de fluidos computacional (CFD) [8].

Dehne et al. [9] explican en su estudio que, en cuanto a los parámetros de flujo relevantes para el confort, destaca la ventilación mixta, que presenta altas velocidades de aire y turbulencias, pero una distribución homogénea de la temperatura. Los conceptos de ventilación vertical, por otro lado, permiten niveles cómodos de velocidad y turbulencia, pero tienden a desarrollar estratificaciones de temperatura críticas para el confort.

La demanda de equipos de refrigeración y aire acondicionado sigue aumentando a medida que mejora la calidad de vida de las personas, y dichos equipos se han vuelto indispensables [10],[11]. Mejorar la seguridad y aumentar la eficiencia energética son las condiciones pendientes. En las últimas dos décadas, los fabricantes de refrigeración ampliaron el uso de hidrocarburos como refrigerantes para equipos capaces de operar con una carga máxima de refrigerante de 150 g, el R 600a domina el sector doméstico y el R-290 el comercial [12].

El refrigerante HC R600a (isobutano) presenta una fuerte reducción de la capacidad frigorífica y del consumo de energía eléctrica debido principalmente a su bajo volumen específico. Este comportamiento hace que el compresor R600a necesite una mayor cilindrada para producir la misma capacidad frigorífica que otros refrigerantes [12].

El R600a presenta un buen efecto de ebullición en macro tuberías, para el caso estudiando tuberías cuadradas de 3cm de lado, observaron que la ebullición se da cuando más flujo de calor existe en el exterior de la tubería [13].

R32 tiene ciertas ventajas. El potencial de agotamiento de la capa de ozono (ODP) del R32 es 0, y el potencial de calentamiento global (GWP) es sólo un tercio del R410A. Además, la capacidad de refrigeración por unidad de volumen del R32 es mayor que la del R22. Con la misma capacidad de refrigeración, la cantidad de carga del R32 es sólo el 57% de la del R22 [14].

El objetivo de esta investigación es determinar numéricamente mediante ANSYS Fluent, el proceso de enfriamiento en el interior de una cabina vehicular, utilizando dos refrigerantes conocidos, un hidrocarburo como el R600a y un refrigerante puro R32, para

determinar cuál de estos es el de mejor desempeño para el proceso de enfriamiento.

## 2. MÉTODOS Y MATERIALES

Para este estudio se analizó la cabina de un auto pequeño que generalmente circulan en el Ecuador, En la Fig. 1 se aprecia el lugar donde se encuentra el sistema de aire acondicionado y el espacio a calentar.

El análisis se centró en dos refrigerantes, que son utilizados en diferentes aplicaciones. Por un lado, el R600a un refrigerante natural, conocido como hidrocarburo, generalmente utilizado en aplicaciones como refrigeradores domésticos, esto se debe a que no se puede colocar mucho refrigerante en todo su sistema, máximo 500g. Por otro lado, el R32 una sustancia pura, que se la maneja en procesos industriales y es uno de los refrigerantes que componen el R410A. Sin embargo, sus índices de calentamiento global son menores.

La Tabla 1, muestra las principales propiedades de los refrigerantes antes citados. Hay que notar el GWP (*Global Warning Potential*) que dirá cuál de estos refrigerantes se tomará en cuenta para la selección final del refrigerante en los sistemas de aire acondicionado vehicular.

Tabla 1: Propiedades térmicas de los refrigerantes [15], [16]

Propiedad	R600a	R32
Densidad, kg/m <sup>3</sup>	550.65	958.8
Inflamabilidad	A3	A2L
GWP	20	675
ODP (Ozone Depletion Potential)	0	0
Temperatura crítica, °C	135	78.53
Presión crítica, bar	36.45	58.16

### 2.1 Mallado de la cabina

Al tratarse de una simulación numérica es imperativo que el mallado del sistema sea lo más expedita posible, para ello se realizaron varios intentos, para la obtención del mallado que permita la convergencia de los resultados. Para ello se utilizaron varias técnicas para la medición de la malla, entre ellas están Skewness y Orthogonal Quality, siendo la primera, con la que se evalúa la malla en totalidad. En la Fig. 2, se aprecia el mallado que se realizó a la cabina.

La métrica de oblicuidad que presenta el mallado de la cabina tiene un promedio de 3.79e-02, esto corresponde a una malla excelente, teniendo en cuenta las consideraciones de convergencia de malla que proporcionan los manuales de usuario del programa. Por otro lado, el número de nodos correspondiente a esta malla es de 27052 y el de elementos es de 27724. En la Fig. 3, se visualiza la convergencia de malla bajo la métrica de oblicuidad (Skewness).

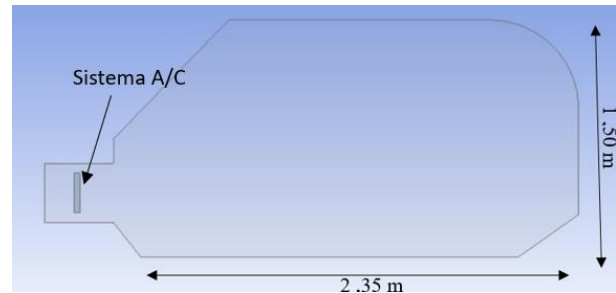


Figura 1: Esquema del habitáculo interior

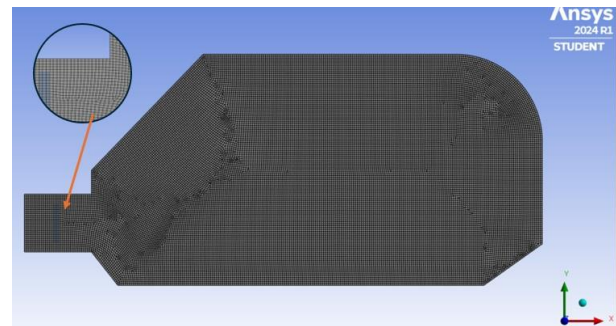


Figura 2: Mallado de la cabina

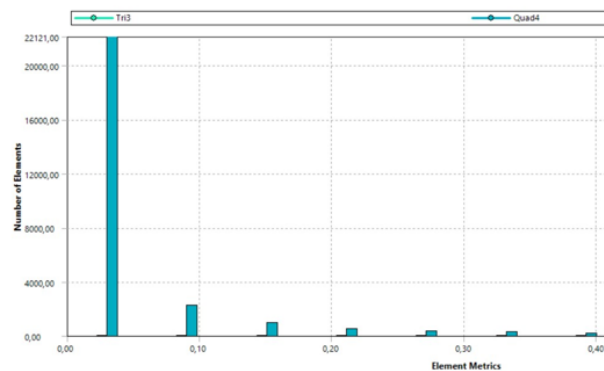


Figura 3: Convergencia de malla, con métrica de oblicuidad

### 2.2 Ecuaciones gobernantes

Para cuantificar el calor que el aire acondicionado debe entregar a la cabina, por medio del intercambio por flujo cruzado, se utilizan varias ecuaciones, entre ellas se encuentran las de flujo de calor y transferencia de calor.

Método efectividad-NTU es utilizado para encontrar la solución a sistemas donde se conocen solo temperaturas de ingreso al intercambiador de calor, la efectividad es el soporte de este método y se define de la siguiente forma [17]:

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{\max}} \quad (1)$$

Para realizar el cálculo del  $\dot{Q}_{\max}$  se requiere valores de temperatura de entrada, además de las capacidades caloríficas y sus caudales máxicos, una vez se conocen los valores de la efectividad del tipo de intercambiador seleccionado se logra obtener la tasa de transferencia de calor real [18].



$$C_c = C_{\min} : \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{\max}} = \frac{C_c(T_{c\ out} - T_{c\ in})}{C_c(T_{h\ in} - T_{c\ in})} = \frac{T_{c\ out} - T_{c\ in}}{T_{h\ in} - T_{c\ in}} \quad (2)$$

$$C_h = C_{\min} : \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{\max}} = \frac{C_h(T_{h\ in} - T_{h\ out})}{C_h(T_{h\ in} - T_{c\ in})} = \frac{T_{h\ in} - T_{h\ out}}{T_{h\ in} - T_{c\ in}} \quad (3)$$

Al ser el A/C un intercambiador de flujo cruzado se utilizan las siguientes relaciones con respecto a un intercambiador de flujo cruzado.

$$NTU = -\ln \left[ 1 + \left( \frac{1}{C_r} \right) \ln(1 - \varepsilon C_r) \right] \quad (4)$$

$$NTU = -\left( \frac{1}{C_r} \right) \ln [C_r \ln(1 - \varepsilon) + 1] \quad (5)$$

Como la cabina de un vehículo tiene superficies planas, se realiza un estudio con diversos números de Nusselt, tanto para superficies verticales, inclinadas, horizontales con y sin flujo calor.

Verticales:

$$Nu_L = \left\{ 0.825 + \frac{0.837 Ra_L^{1/6}}{[1 + (0.492/Pr)^9]^{1/6}} \right\}^2 \quad (6)$$

Superficie superior:

$$Nu_L = 0.15 Ra_L^{1/3} \quad (7)$$

Superficie inferior:

$$Nu_L = 0.54 Ra_L^{1/4} \quad (8)$$

Toda simulación numérica en CFD conlleva a las ecuaciones de conservación, tanto de energía, continuidad y cantidad de movimiento, sin embargo, como se expuso siempre se utilizan.

En este estudio se determinó que las mejores soluciones resultan con el modelo de turbulencia k-ε, este modelo es uno de los más utilizados, debido a sus grandes resultados. En las siguientes ecuaciones se aprecian las ecuaciones para kappa y εpsilon, respectivamente.

$$\frac{\partial}{\partial t} (pk) + \frac{\partial}{\partial x_i} (pk u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \alpha_k \mu_{eff} \frac{\partial}{\partial x_j} \right) + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad (9)$$

y

$$\frac{\partial}{\partial t} (p\varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i} (p\varepsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \alpha_k \mu_{eff} \frac{\partial}{\partial x_j} \right) + G_{1\varepsilon} \cdot \frac{\varepsilon}{k} \cdot (G_k + (C_{3\varepsilon} \cdot G_b)) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} - R_\varepsilon + S_\varepsilon \quad (10)$$

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizaron 6 simulaciones para conocer, bajo simulaciones, el enfriamiento del aire interno en la cabina del vehículo. Tres para el refrigerante R32 y otras tres para el R600a.

Se hicieron cambios en la velocidad del aire que va a circular y atravesar el intercambiador de calor (evaporador), modificando su valor de 2m/s a 4m/s y 6m/s.

En la Fig. 4, se aprecia la temperatura al interior de la cabina, después de 15 s, utilizando R32 como sustancia refrigerante, con velocidad de 6m/s.

En la figura 4, se aprecia como el refrigerante enfría el aire circundante de la cabina llegando hasta un valor de 16°C, dos grados por debajo de la temperatura de confort, que se estableció de 18°C para este análisis. Cuando el aire pasa a través del evaporador, este ingresa a 10°C y a medida que va distribuyéndose por la cabina, la temperatura intenta llegar a su valor de confort.

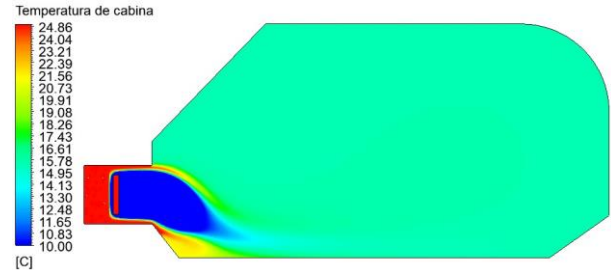


Figura 4: Temperatura interna, R32 y velocidad de 6 m/s

Al realizar un análisis en tres ubicaciones al interior de la cabina, se colocaron a través de la parte superior, central e inferior, en la Fig. 5 de visualiza en la parte central de la cabina. Las tres velocidades se marcan en esta parte, siendo la velocidad de 6m/s la más cercana a la temperatura de confort y la de 2m/s puede llegar a temperaturas menores a 0°C.

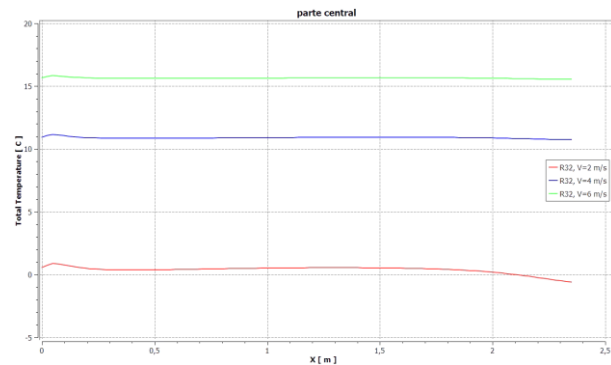


Figura 5: Temperaturas internas, parte central a diferentes velocidades

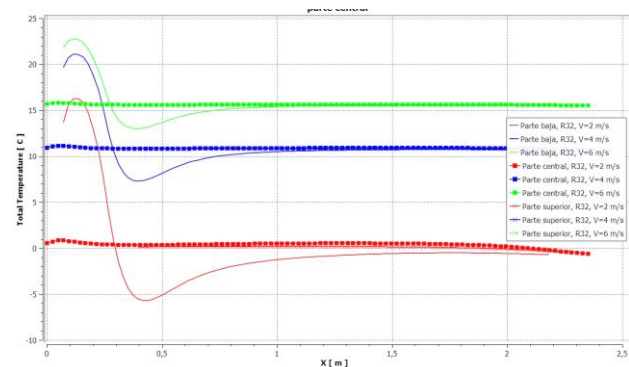


Figura 6: Temperaturas internas, en diferentes partes con las tres velocidades de análisis

La Fig. 6, representa como la temperatura interior, va cambiando dependiendo de la ubicación donde se analice, al ingresar a la cabina por la parte inferior, el aire frío posee diversas temperaturas, dependiendo de la

velocidad de flujo cruzado. El máximo valor es de 23°C en la parte baja de la cabina a 6m/s, sin embargo, cuando la velocidad disminuye a 2m/s, en la misma posición la temperatura ha caído a 16.5°C.

Por otro lado, la parte central y superior de la cabina la temperatura no tiene cambios sustanciales en su valor, ya que, la temperatura ha llegado a estabilizarse en valores de 0°C, 11°C y 16°C, para las velocidades de 2m/s, 4m/s y 6m/s, respectivamente.

La Fig. 7, representa los vectores de velocidad cuando el aire está atravesando el evaporador a la velocidad de 4m/s, se distribuye por toda la cabina, mostrando sectores de mayor velocidad en la parte inferior y superior.

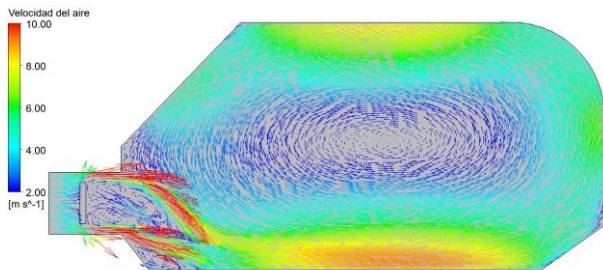


Figura 7: Vectores de velocidad al interior de la cabina, v=4m/s

En los resultados anteriores se visualizó el comportamiento del gas refrigerante R32 al enfriar el interior de la cabina. Sin embargo, no solamente se estudió a ese refrigerante, el R600a un hidrocarburo como refrigerante amigable con el medio ambiente. Se colocaron las mismas variables y solo se cambió el refrigerante.

En la Fig. 8, se observa el comportamiento de la temperatura interna del aire, cuando se utiliza el refrigerante R600a como fluido para bajar la temperatura.

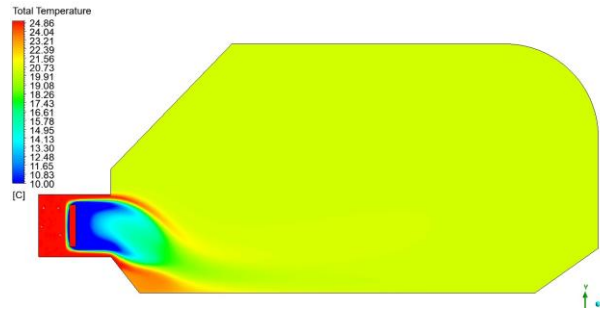


Figura 8: Temperatura interna, R600a y velocidad de 6 m/s

El ingreso del aire está a temperatura exterior de 25°C, al cruzar por el evaporador que contiene, como ya se identificó, R600a. La temperatura después de 15 s es de 20.5°C, la misma que se encuentra muy cercana a la temperatura de confort.

Al tratarse de otra sustancia refrigerante, el comportamiento nunca será el mismo, ya que, cada refrigerante posee sus propias características de refrigeración. La Fig. 9, muestra la temperatura interna con las tres velocidades de análisis, al contrario del R32, con el R600a las temperaturas no son tan bajas, lo que, si beneficia para este tipo de refrigeración, debido a que, es para una aplicación de A/C vehicular.

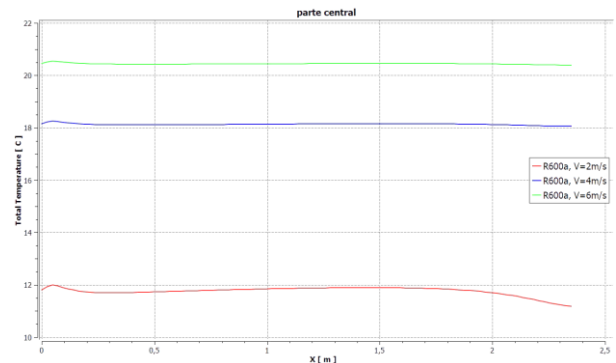


Figura 9: Temperaturas internas, parte central a diferentes velocidades, R600a

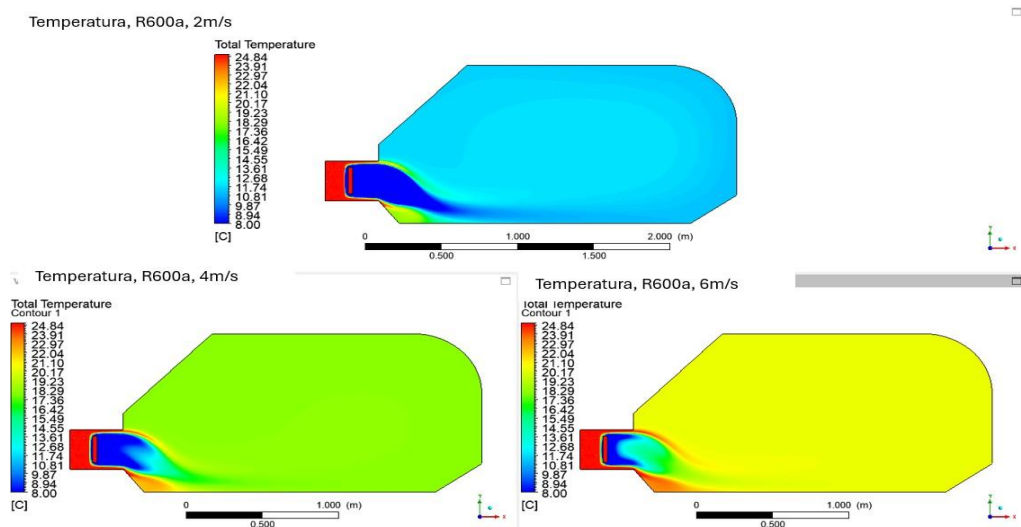


Figura 10: Contornos de temperatura, R600a con los casos de velocidad



También se aprecia que, a la velocidad de 4m/s la temperatura para este análisis está ajustándose a la temperatura de confort, ya que, se tiene 18.25°C con una variación casi insignificante de la temperatura deseada.

La Fig. 10, muestra el comportamiento de la temperatura interna, estos son los casos para el R600a, se visualiza que para este refrigerante la mejor velocidad es de 4m/s ya que su temperatura es cercana a la de confort. Para las otras velocidades, las temperaturas son de 20.5°C y 12°C para las velocidades de 6m/s y 2m/s, respectivamente.

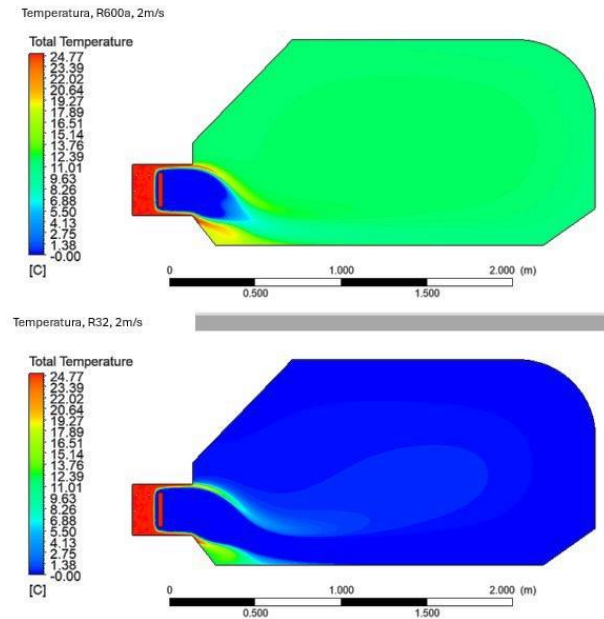


Figura 11: Perfil de temperatura interna, con los refrigerantes R600a y R32, a velocidad de 2m/s

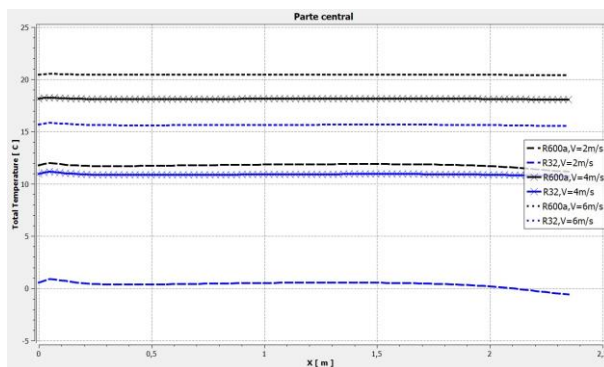


Figura 12: Comparación de los refrigerantes, temperatura en la parte central de la cabina

Al comparar la temperatura de los dos refrigerantes con una velocidad, en la Fig. 11, de 2m/s se observa que la temperatura del aire interior si cambia y se tiene una variación de 12°C.

Finalmente, el análisis comparativo de los refrigerantes con las tres velocidades de análisis se aprecia en la Fig. 12.

Al comparar el R600a con el R32, tomando en cuenta la parte central de la cabina, a la altura del pecho de los ocupantes, se tiene una variación de 12°C, siendo la temperatura del R600a superior a la del R32, cuando la velocidad es de 2m/s.

Por otro lado, cuando se observa la velocidad de 4m/s, se nota un cambio de temperatura de 7°C, siempre siendo superior para el R600a y para esta velocidad, la temperatura de confort se da con el hidrocarburo, ya que está en los 18°C.

Por último, existe una variación de temperatura de 5°C al tomar en cuenta la velocidad de 6m/s, en la figura 12 la temperatura del R32 casi llega a la de confort, mientras que la del R600a está en 20.5°C.

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La refrigeración de cualquier volumen siempre es complicada y más cuando en el interior de este espacio se encuentran personas, que su sensación térmica siempre será diferente, ya que cada individuo tiene su propia temperatura de confort.

Se estableció la temperatura de confort en el interior de la cabina en 18°C y se colocaron 3 velocidades de flujo de aire que atraviesa el evaporador del A/C, en el R600a la velocidad para alcanzar la temperatura deseada es de 4 m/s, mientras que en el R32 la temperatura es 6m/s.

El refrigerante R32 alcanza temperaturas más bajas a la de confort, esto se debe a que este refrigerante es utilizado en medios industriales debido a sus propiedades termodinámicas.

Cuando se analiza el R600a, se verificó que con este refrigerante si se obtiene temperaturas ideales de confort, inclusive se tiene un rango para diversas temperaturas de confort que vas desde los 16°C hasta los 21°C. Sin embargo, por ser un hidrocarburo de debe tener precaución por fugas, con eso se evita posibles incidentes de explosión o combustión del refrigerante.

Se recomienda seguir con el análisis de diversas geometrías de habitáculos y con otras sustancias refrigerantes, con esto verificar cual de estos es el mejor para ambientes calientes.

#### 5. AGRADECIMIENTOS

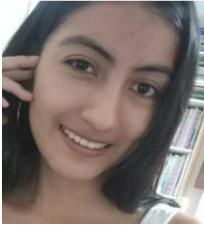
Los autores agradecen a la Universidad Politécnica Salesiana, carrera de ingeniería mecánica, al grupo de investigación Grupo de Investigación en Ingeniería, Productividad y Simulación Industrial (GIIPSI) y al grupo ASHRAE-UPS Filial por el apoyo técnico y administrativo brindado para el desarrollo de este estudio.

#### 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] D. Schmeling and J. Bosbach, "On the influence of sensible heat release on displacement ventilation in a train compartment," *Building and*

- Environment*, vol. 125, pp. 248–260, 2017, doi: 10.1016/j.buildenv.2017.08.039.
- [2] D. Cajo-Toctaquiza, D. C. Vásquez-Núñez, P. Montúfar-Paz, and F. M. Tello-Oquendo, “Influencia de la geometría y tamaño de las rejillas de salida del aire acondicionado en la distribución de temperaturas en el habitáculo de un vehículo,” vol. 9, pp. 1418–1443, 2023, doi: 10.23857/dc.v9i1.
- [3] T. Han and K. H. Chen, “Assessment of various environmental thermal loads on passenger compartment soak and cool-down analyses,” *SAE Technical Papers*, vol. 3, no. 1, pp. 830–841, 2009, doi: 10.4271/2009-01-1148.
- [4] Z. Chang, K. Yi, and W. Liu, “A new ventilation mode of air conditioning in subway vehicles and its air distribution performance,” *Energy and Built Environment*, vol. 2, no. 1, pp. 94–104, 2021, doi: 10.1016/j.enbenv.2020.06.005.
- [5] E. Z. E. Conceição, C. I. M. Santiago, M. M. J. R. Lúcio, and H. B. Awbi, “Predicting the air quality, thermal comfort and draught risk for a virtual classroom with desk-type personalized ventilation systems,” *Buildings*, vol. 8, no. 2, 2018, doi: 10.3390/buildings8020035.
- [6] S. Khatoon and M. H. Kim, “Human thermal comfort and heat removal efficiency for ventilation variants in passenger cars,” *Energies*, vol. 10, no. 11, 2017, doi: 10.3390/en10111710.
- [7] I. Reda, E. E. Khalil, T. M. Aboudeif, and A. El Degwy, “Air Flow Regimes and Thermal Comfort in Vehicle Cabin Considering Solar Radiation,” *Fluid Mechanics: Open Access*, vol. 04, no. 04, 2017, doi: 10.4172/2476-2296.1000174.
- [8] B. Zhang, T. Xue, and N. Hu, “Analysis and improvement of the comfort performance of a car’s indoor environment based on the predicted mean vote-predicted percentage of dissatisfied and air age,” *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 9, no. 4, pp. 1–10, 2017, doi: 10.1177/1687814017695693.
- [9] T. Dehne, P. Lange, A. Volkmann, D. Schmeling, M. Konstantinov, and J. Bosbach, “Vertical ventilation concepts for future passenger cars,” *Building and Environment*, vol. 129, no. November 2017, pp. 142–153, 2018, doi: 10.1016/j.buildenv.2017.11.024.
- [10] H. K. Hsieh and T. P. Teng, “Retrofit assessment of automobile air conditioners using hydrocarbon refrigerants,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 214, no. June 2022, p. 118781, 2022, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2022.118781.
- [11] K. Harby, “Hydrocarbons and their mixtures as alternatives to environmental unfriendly halogenated refrigerants: An updated overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, no. December 2015, pp. 1247–1264, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.039.
- [12] D. Sánchez, R. Cabello, R. Llopis, I. Arauzo, J. Catalán-Gil, and E. Torrella, “Évaluation de la performance énergétique du R1234yf, du R1234ze(E), du R600a, du R290 et du R152a comme alternatives à faible GWP au R134a,” *International Journal of Refrigeration*, vol. 74, no. 2017, pp. 267–280, 2017, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2016.09.020.
- [13] F. Toapanta, W. Quitiaquez, and C. Tamay, “Numerical analysis by CFD for the forced boiling process with isobutane circulating through square tubes,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 19, no. 2, pp. 110–118, 2023, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.534.
- [14] Y. Zou and P. Hrnjak, “Comparing Distribution of R32 ( Low GWP ), R410A , R134a and R245fa in the Vertical Header of a Reversible Microchannel Heat Exchange — Affecting HX Performance,” *ASHRAE Annual Conference*, vol. 32, no. 2011, pp. 1–9, 2015.
- [15] P. H. Hung and N. Đ. Lợi, “MÔI CHẤT LẠNH R32, TÍNH CHẤT NHIỆT ĐỘNG, BẢNG, ĐỒ THỊ VÀ KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG,” *Journal of Science and Technology*, vol. 14, no. 2013, pp. 54–65, 2014.
- [16] A. Başaran, “Experimental investigation of R600a as a low GWP substitute to R134a in the closed-loop two-phase thermosyphon of the mini thermoelectric refrigerator,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 211, no. April, 2022, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2022.118501.
- [17] S. Nandiati, M. Kirom, and T. Ajiwiguna, “Evaluasi Kinerja Pada Berbagai Variasi Susunan Heat Exchanger Menggunakan Metode LMTD Dan NTU,” *e-Proceeding Eng*, vol. 6, no. 2, pp. 5058–5065, 2019.
- [18] H. A. Navarro and L. C. Cabezas-Gómez, “Effectiveness-ntu computation with a mathematical model for cross-flow heat exchangers,” *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, vol. 24, no. 4, pp. 509–521, 2007, doi: 10.1590/S0104-66322007000400005.







**Melany Lizbeth Oña Chavez.-**  
Nació en Quito, Ecuador en 2000.  
Recibió su título de Ingeniera  
Mecánica de la Universidad  
Politécnica Salesiana en 2023.



**Fernando Toapanta-Ramos.-**  
Nació en Quito, Ecuador en 1986.  
Recibió su título de Ingeniero  
Mecánico de la Universidad  
Politécnica Salesiana en 2012; de  
Máster en Gestión de Energías de la  
Universidad de Técnica de  
Cotopaxi, Latacunga en 2016; y su  
título de Doctor en la Universidad Pontificia Bolivariana,  
en la escuela de ingeniería, de Colombia. Sus campos de  
investigación están relacionados con el Desarrollo  
fluidos con nanopartículas, nanorefrigerantes y  
simulaciones de CFD con fenómenos relacionados a la  
transferencia de calor, termodinámica y mecánica de  
fluidos.

# Analysis of the Thermal Comfort Perception in Residential Buildings in Loja City based on Ecuadorian Energy Efficiency Standard

## Análisis de Percepción del Confort Térmico de Edificaciones Residenciales en la Ciudad de Loja basado en la Norma Ecuatoriana de Eficiencia Energética

K.T. Tituana<sup>1</sup>
 0009-0002-9920-2085 V.F. Guillén<sup>2,3</sup>
 0000-0003-4001-1831
<sup>1</sup>Universidad Técnica Particular de Loja, Loja, EcuadorE-mail: [kbtituana@utpl.edu.ec](mailto:kbtituana@utpl.edu.ec), [vguillen001@ikasle.ehu.eus](mailto:vguillen001@ikasle.ehu.eus)<sup>2</sup>Universidad del País Vasco UPV/EHU, Departamento de Ingeniería Energética, Escuela de Ingenieros de Bilbao, Bilbao, EspañaE-mail: [vguillen001@ikasle.ehu.eus](mailto:vguillen001@ikasle.ehu.eus)

### Abstract

The building envelope plays a crucial role in interior thermal comfort and energy efficiency. Hence, the importance of implementing the energy efficiency chapter of the Ecuadorian Construction Standard (NEC-HS-EE). This chapter establishes minimum requirements for thermal transmittance of envelope elements. However, it is unknown whether these values guarantee a satisfactory perception of indoor thermal comfort. This study aims to determine the thermal comfort perception in residential buildings in Loja city, through defining typologies and characterizing their envelope. Typologies are defined using information from the National Building Survey (ENED), while the envelope is characterized by surveying construction professionals in the locality. Finally, a thermal perception survey is conducted on occupants of the defined typologies. The results show that several construction packages comply with the NEC-HS-EE standard (except for the use of 7 cm thick brick wall, which is a common practice) and provide satisfactory comfort perception to occupants during the day, achieving a comfort perception within 80% acceptability. However, this is not maintained during the night.

**Index terms**— Thermal perception, envelope, thermal transmittance, energy efficiency, building typologies.

### Resumen

La envolvente desempeña un papel crucial en el confort térmico interior y eficiencia energética de las edificaciones, por ello la importancia de la implementación del capítulo de eficiencia energética de la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC-HS-EE). Este capítulo establece requisitos mínimos de transmitancia térmica para elementos de la envolvente. Sin embargo, se desconoce si estos valores garantizan una percepción satisfactoria del confort térmico interior. El presente estudio tiene como objetivo determinar la percepción de confort térmico en edificaciones residenciales en la ciudad de Loja, a través de la definición de la tipologías y caracterización de su envolvente. Para la definición de tipologías se considera la información de la Encuesta Nacional de Edificaciones (ENED), mientras que, para la caracterización de la envolvente se encuesta a profesionales de la construcción en la localidad. Finalmente, se aplica una encuesta de percepción térmica a ocupantes de las tipologías definidas. Los resultados muestran que, varios paquetes constructivos cumplen con la NEC-HS-EE (a excepción del uso de pared de ladrillo de 7 cm de espesor, que representa una práctica común) y brindan una percepción satisfactoria de confort a los ocupantes durante el día, alcanzando una percepción de confort dentro del 80% de aceptabilidad, no obstante, esto no se mantiene durante la noche.

**Palabras clave**— Percepción térmica, envolvente, transmitancia térmica, eficiencia energética, tipologías edificatorias.

Recibido: 28-04-2024, Aprobado tras revisión: 13-06-2024

Forma sugerida de citación: K., Tituana-Tituana; V., Guillén-Mena (2024). "Percepción de confort térmico mediante la caracterización de la envolvente de edificaciones residenciales en la ciudad de Loja". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 122-132

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.647>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

El Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE) [1], establece como meta del objetivo del eje residencial, que para el año 2020, el 20% de los GADs implementen y apliquen la normativa NEC-HS-EE [2] de forma satisfactoria; sin embargo, a la fecha aún no se ha cumplido. La aplicación de normativas de eficiencia energética “representan una oportunidad significativa para ahorrar energía y mitigar emisiones de GEI en edificaciones residenciales y no residenciales” [3].

En muchos países alrededor del mundo, se han establecido requisitos prescriptivos para los diseños de envolventes de edificios. Estas regulaciones, destinadas a controlar el diseño especifican los límites mínimos y máximos aceptables de ganancia de calor a través de las envolventes. De esta manera se promueve diseños energéticamente eficientes con características térmicas óptimas de los materiales, como el valor U, resistencia térmica (valor R) y coeficiente de ganancia de calor solar (SHGC) [4].

Dentro de los requisitos prescriptivos que deben cumplirse dentro de la norma NEC-HS-EE se encuentra el valor máximo de transmitancia térmica para elementos constructivos opacos (techos, paredes, pisos y puertas opacas) y ventanas (verticales y horizontales), los mismos que están determinados según la zona climática en donde se encuentra la edificación [2].

Además de estos valores, la normativa establece otros parámetros que se deben cumplir para mejorar el desempeño de la envolvente como infiltración de aire, calidad de aire e iluminación para viviendas, la reflectancia solar de la cubierta, el coeficiente de ganancia de calor solar, relación ventana-muros, entre otros.

Los valores de propiedades de materiales de construcción usados en la norma NEC-HS-EE como información para el cálculo de transmitancia térmica, que se presentan en sus anexos se encuentran basados en normas internacionales como la Norma Básica de la Edificación NBE-CT-79 [5] y otras fuentes bibliográficas, por lo que, en su contexto se refiere a la necesidad de establecer valores mediante ensayos realizados dentro del país y materiales locales.

Esta normativa aún no se ha visto implementada, más es importante validar su aplicación, por lo que el presente trabajo se ha visto motivado para verificar que los valores de transmitancia térmica establecidos como máximos para la ciudad de Loja, sobre viviendas existentes, sean suficientes para generar una percepción aceptable del confort y pueda ser aplicado a nuevas construcciones y remodelaciones

Entre los estudios revisados a nivel nacional encontramos un estudio [6], que establece un déficit cualitativo de las viviendas en Ecuador, lo que significa que no están construidas con materiales adecuados. De

igual manera en [7] afirma que el ámbito de la construcción “no contempla las propiedades termofísicas de los materiales en función de las condiciones climáticas a las cuales están expuestas”; además, en su estudio evalúa el confort interior de la aplicación de materiales de cambio de fase (PCM) en tres sectores del Ecuador, mediante simulaciones cuyos resultados muestran que su uso es beneficioso en Quito. En Zumbahua no mejora las condiciones de aire interior. Finalmente, en Guayaquil resulta beneficioso su uso en viviendas en combinación con sistemas de aire acondicionado.

El estudio elaborado por [8], evalúa condiciones de confort específicas para la zona de Quito a través de un estudio de campo comparativo entre el modelo adaptativo propuesto por la Norma UNE-EN 15251, y el modelo estático PMV, para establecer un registro de confort térmico de edificaciones de oficinas acondicionadas naturalmente en una zona climática determinada. Como base para futuras investigaciones, obtiene que el método de aplicación adecuado en zonas templadas y con variaciones de temperaturas bajas es el método adaptativo de la norma UNE-EN 15251, y el método Griffiths para establecer el rango de temperatura adecuado. El modelo PMV tiende a subestimar o sobreestimar la sensación de los ocupantes.

En Cuenca, el estudio de [9] toma en cuenta factores ambientales y la percepción de ocupantes de viviendas, para definir los rangos de confort adaptados al lugar, mediante un análisis de regresión. Además, analiza la calidad del aire, confort visual y confort auditivo. Usa el método adaptativo establecido en la ISO 7730 [10], UNE-EN-15251 [11] y ASHRAE 55 [12]; y la escala de 7 puntos de Fanger para las encuestas [12]. En cuanto a la percepción de confort como resultados obtiene que el 65% de usuarios considera que la temperatura interior es confortable y se evidencia que los ocupantes tienden a adaptarse a una temperatura menor que lo establecido por las normas.

De igual manera uno de los estudios que destacan es la evaluación del confort térmico en viviendas de interés social elaborado por [13] mediante simulaciones en software Design Building analiza el rendimiento térmico de los materiales utilizados, en cada parroquia del Ecuador Continental, ya que estas edificaciones se encuentran implantadas en diversos lugares, sin considerar las diferentes condiciones. Como resultado se obtiene un mapa del Ecuador de clasificación según las horas que no se encuentran en confort. Con respecto a la ciudad de Loja se encuentra dentro de la Clase 3: 4101-5100 h. En esta clasificación las viviendas tienen un rendimiento térmico aceptable, ya que las horas que se encuentra en disconfort, son horas de la noche o madrugada en donde los habitantes normalmente duermen. Por esta razón recomienda el uso de materiales tradicionales, ya que los materiales que conforman estas edificaciones no cumplen con las condiciones requeridas

de confort, y el uso estrategias bioclimáticas. Las estrategias de diseño recomendadas consisten en aprovechar las ganancias de calor interna y emplear estrategias de calentamiento pasivo.

De acuerdo a [8] en el Ecuador, en el sector de la construcción los problemas de confort aún no juegan un papel importante en la etapa de diseño y en el funcionamiento diario, principalmente debido a la falta de conocimiento y comprensión del confort térmico humano, por lo que es importante la implementación de estándares de confort térmico en las edificaciones del país.

De esta manera se puede establecer la importancia de ejecutar esta investigación, ya que los materiales usados regularmente como envolvente en las construcciones contemporáneas no han sido analizados y evaluados tanto en sus propiedades térmicas y paralelamente con la percepción de confort interior que estas brindan a sus habitantes. Además, la mayoría de los estudios se han realizado previo a que se publicara la Norma de Eficiencia Energética de Ecuador (NEC-HS-EE) [2]. Con lo cual hace falta contar con estudios que permitan determinar el aporte de esta Norma en obtener eficiencia energética y confort en viviendas

Por tanto, el objetivo del presente estudio consiste en determinar la percepción del confort térmico a través de la caracterización de materiales predominantes en la envolvente de las edificaciones residenciales de la ciudad de Loja. Para ello, se propone establecer tipologías representativas de edificaciones residenciales con base en los materiales de construcción comúnmente utilizados, que se obtienen de la Encuesta Nacional de Edificaciones (ENED). Posteriormente se plantea la caracterización de la envolvente basado en los requisitos establecidos por la NEC-HS-EE y encuestas a profesionales locales y el análisis de confort interior de los habitantes mediante el método adaptativo, para determinar los rangos de aceptabilidad de confort.

Este estudio permite determinar que, en su mayoría, los paquetes constructivos usados por los constructores cumplen con los requisitos máximos de transmitancia térmica. Sin embargo, se logra determinar que cuando se usa paredes de ladrillo de 7cm, que es una práctica común en la construcción, no se cumple con el valor máximo establecido. Con respecto al confort térmico se encontró que los sistemas constructivos utilizados en la localidad cumplen, en su mayoría con las exigencias de transmitancia térmica de envolvente y permiten alcanzar el confort la mayor parte del tiempo durante el día, mientras que en la noche se experimenta disconfort, especialmente en la planta baja.

El documento se estructura de la siguiente manera: en la siguiente sección se aborda la metodología, que consiste en la definición de tipologías representativas para el área urbana de Loja, la caracterización de la envolvente de las viviendas y la percepción de confort

térmico interior. En la sección 3 se presentan los resultados obtenidos, en la sección 4 la discusión y finalmente en la sección 5 las conclusiones y recomendaciones.

## 2. METODOLOGÍA

El estudio se realiza en el área urbana de la ciudad de Loja, al sur del Ecuador. Se localiza en la latitud  $-4.03^\circ$  y longitud  $-79.20^\circ$ , a una altitud aproximada de 2040 msnm. La ciudad presenta un clima "continental lluvioso" [2], con  $CDD10^\circ C \leq 2500$  y  $HDD18^\circ C \leq 2000$ . Su temperatura media anual es de  $16^\circ C$  y la humedad relativa de 74.06%. Existe una variación de temperatura diaria que puede alcanzar los  $20^\circ C$  en medio día. Las horas de la madrugada y noche son las más frías, mientras que, al medio día se incrementa hasta alcanzar los niveles de confort térmico, que se encuentran establecidos en la NEC-HS-CL entre  $20^\circ C$  y  $23^\circ C$  para el clima frío [14]. Los meses más fríos son de junio a septiembre y los meses más cálidos de noviembre a enero.

Según la Norma NEC-HS-EE los requisitos para la envolvente (Valor U) que se debe cumplir en el piso climático indicado son los que se muestran en la (Fig. 1).

Elementos opacos	Habitable				No habitable	
	Climatizado		No climatizado		Montaje máximo	Valor Min. R de aislamiento
	Montaje máximo	Valor Min. R de aislamiento	Montaje máximo	Valor Min. R de aislamiento		
Techos	U-0.273	R-3.5	U-2.9	R-0.89	U-4.7	R-0.21
Paredes, sobre nivel del terreno	U-0.592	R-1.7	U-2.35	R-0.36	U-5.46	NA
Paredes, bajo nivel de terreno	C-6.473	NA	C-6.473	NA	C-6.473	NA
Pisos	U-0.496	R-1.5	U-3.2	R-0.31	U-3.4	NA
Puertas opacas	U-2.839	NA	U-2.6			
Ventanas	Transmitancia máxima	Montaje máximo SHGC	Transmitancia máxima	Montaje máximo SHGC	Transmitancia máxima	Montaje máximo SHGC
Vidriado vertical $\geq 45^\circ$	U-3.69	SHGC-0.25	U-5.78	SHGC-0.82	U-6.81	NA
Vidriado horizontal $< 45^\circ$	U-6.64	SHGC-0.36	U-6.64	SHGC-0.36	U-11.24	NA

Figura 1: Requisitos de envolvente para la zona climática 3 según NEC-HS-EE

La investigación se desarrolló en tres pasos: el primero consistió en identificar las tipologías representativas del parque residencial de Loja, el segundo paso en caracterizar las envolventes de las tipologías definidas y finalmente en la aplicación de encuestas de percepción a los habitantes.

### 2.1 Identificación de tipologías representativas

Para identificar las tipologías representativas del parque residencial de la ciudad de Loja se consideran los datos de permisos de construcción otorgados por el GAD Municipal, obtenidos mediante la Encuesta ENED correspondiente al año 2019 [15].

A partir de esta información, se identificó el tipo de edificación predominante, el número de pisos y los materiales comúnmente empleados. Para el análisis de la materialidad se considera las viviendas de nueva construcción y no las ampliaciones o remodelaciones, ya que en estos dos últimos casos no se informa sobre la materialidad de la totalidad de las viviendas.





## 2.2 Caracterización de la envolvente

La caracterización de los paquetes constructivos de la envolvente se realiza mediante la aplicación de una encuesta digital dirigida a constructores profesionales de la ciudad de Loja, con un total de 19 respuestas entre ingenieros y arquitectos. El propósito de esta encuesta consiste en identificar los componentes, espesores y características de las cubiertas, paredes y pisos que constituyen las tipologías representativas previamente identificadas para determinar su transmitancia térmica.

El cálculo de transmitancia térmica se realiza de forma teórica a partir de la norma UNE-EN ISO 6946 [16]: Método de cálculo de resistencia térmica y transmitancia térmica, y según lo establecido en el Código técnico de la edificación para el Cálculo de parámetros característicos de la envolvente [17]. Para su cálculo, se ha identificado estudios en la literatura científica nacional para obtener información sobre la conductividad térmica de los materiales locales. En los materiales que no se ha encontrado información local se utiliza los datos proporcionados por la norma UNE ISO 10456 [18] y la NEC-HS-EE. (Tabla 1).

Tabla 1: Valores de conductividad térmica de materiales

Material	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Conductividad (W/m K)
Bloque (Pichincha)	1676,48	0.312*
Hormigón a base de cemento	---	0.545*
Mortero a base de cemento	---	0.465*
Bloque hueco de piedra pómez	---	0.273*
Ladrillo común	---	0.80
Teja de arcilla	2000	1
Cerámica/ Porcelanato	2300	1.3
Acero (Steel)	7800	50
Zinc	7200	110
Gypsum	600	0.18
Piedra sedimentaria natural	2600	2.3
Suelo arena o grava	1700-2200	2.0

Nota: \* Materiales con información local

## 2.3 Percepción de confort térmico interior

Para determinar la percepción de confort interior de los habitantes de la ciudad de Loja en cada una de las tipologías, se realizó el desarrollo y aplicación de encuestas dirigidas a la ciudadanía en general mediante medios digitales, ya que el presente estudio se desarrolló en el marco de la Pandemia de la COVID-19. La condición de aplicación fue que habiten en viviendas de tipología unifamiliar de 2 pisos, por ser la tipología predominante. Se obtuvieron 65 respuestas válidas de un total de 102 encuestas realizadas desde el 13 de enero del 2022 hasta el 01 de febrero del 2022. Con lo cual se obtuvo una tasa de respuesta del 63.70%.

En esta fase del estudio, se ha tomado en cuenta la temperatura exterior promedio, utilizando los datos registrados por la estación meteorológica de la UTP.

durante el periodo de aplicación de la encuesta, que abarca 7 días previos al registro, como lo recomienda la norma ASHRAE 55. De acuerdo con estos datos, se determina que la temperatura media exterior de los días en que se realizó el estudio es de 17.48°C.

La encuesta se estructuró en cuatro partes: la primera parte con preguntas relacionadas con el tipo de edificación, número de pisos y localidad para verificar el cumplimiento de las condiciones requeridas por el estudio; la segunda para obtener información general de la vivienda como su ubicación dentro de la ciudad, antigüedad de la edificación, tipo de implantación, materialidad, entre otros aspectos que inciden en el confort térmico; la tercera parte centrada en preguntas de percepción térmica. Las preguntas de percepción de confort estuvieron enfocadas para planta baja y planta alta, y tanto en el día como en la noche. Para ello, se usó el método de evaluación de viviendas existentes mediante encuestas a los habitantes siguiendo la norma ASHRAE 55, en donde se empleó la escala de sensación térmica de 7 puntos de Fanger, que va desde el 0 como una temperatura neutra hasta +3 muy caliente o -3 muy frío. Para su aplicación en la localidad de estudio, se han adaptado los términos para un mejor entendimiento.

La ASHRAE 55 [12] establece que el porcentaje de satisfechos en un espacio se encuentran en las escalas entre -1 y +1, es decir abarca los ocupantes que marcaron ligeramente caliente, ni caliente ni frío y ligeramente frío, debido a que se pueden realizar cambios de adaptación en los ocupantes (como la vestimenta o tomar algo caliente) o en el ambiente (como abrir o cerrar ventanas). A partir de ellos se establecen 2 rangos de aceptabilidad el primero entre 80% - 90% y el segundo rango mayor al 90%.

Por último, la cuarta parte se enfocó en recopilar información respecto a las estrategias pasivas a las que pueden optar para mejorar o adaptarse al ambiente interior, con la finalidad de realizar análisis complementarios.

## 3. RESULTADOS

### 3.1 Identificación de tipologías representativas

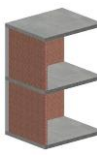

Se identifica que la tipología predominante corresponde a las edificaciones residenciales unifamiliares predominan en el parque residencial con el 67.38%. La diferencia se distribuye de manera equitativa entre viviendas para 2 familias y para 3 o más familias. De las viviendas unifamiliares, se evidenció que en su mayoría son de dos pisos con el 49.32%. Por tanto, se considera a la edificación unifamiliar de dos pisos como la predominante en el parque residencial de la ciudad de Loja, seguida de la vivienda de un piso con el 45.51%. Para el estudio se considera la vivienda de dos pisos y se analiza tanto la planta baja como la planta alta. Tomando en cuenta los materiales que se emplean comúnmente en este tipo de edificación se evidenció que el hormigón armado predomina en cimientos (94.32%), en estructura

(96.96%) y en la cubierta (78.6%). En las paredes predomina el uso de ladrillo (94.76%), seguido del bloque (5.24%).

Hasta el año 2019 no se registra el material de piso, por lo que este elemento de envolvente se determinará mediante la encuesta de caracterización que se indica en la sección 3.2. En cuanto a la forma de la cubierta, si bien predomina la cubierta plana de hormigón armado con el 78.6%, el 21,4% restante emplea cubierta inclinada con láminas metálicas (8.73%), fibrocemento (3.93%) y teja de arcilla u otros (8.30%).

En base a estos datos recopilados en la materialidad de la envolvente, se establecen cuatro tipologías de estudio que se muestran en la Tabla 2, todas con estructura de hormigón armado. La tipología T1 se conforma por paredes de ladrillo y cubierta de hormigón armado; la tipología T2 con paredes de ladrillo y cubierta de láminas metálicas; la tipología T3 con paredes de bloque y cubierta de hormigón armado; y la tipología T4 con paredes de bloque y cubierta de láminas metálicas.

**Tabla 2: Tipologías según materiales de envolvente**

		TIPOLOGÍA	TIPOLOGÍA T1	TIPOLOGÍA T2
MATERIAL	Estructura	Hormigón Armado		Hormigón Armado
	Paredes	Ladrillo		Ladrillo
	Cubierta	Losa de hormigón armado		Láminas metálicas
		TIPOLOGÍA	TIPOLOGÍA T3	TIPOLOGÍA T4
MATERIAL	Estructura	Hormigón Armado		Hormigón Armado
	Paredes	Bloque		Bloque
	Cubierta	Losa de hormigón armado		Láminas metálicas

### 3.2 Caracterización de la envolvente

Las respuestas obtenidas de la encuesta aplicada a constructores profesionales de la ciudad de Loja, permitió obtener información para la caracterización de cada paquete constructivo de las tipologías identificadas previamente. En el caso de paredes, se establece que el tipo de ladrillo predominante es el de obra macizo (89.47%), colocado mayormente de filo con un espesor de pared de 7 cm (78.95%) y en menor escala echado de 14 cm (21.05%).

Cuando las paredes perimetrales se conforman por bloques de cemento, se emplean los de 10 cm o 15 cm de espesor en igual proporción. Los materiales predominantes que se utilizan como recubrimiento exterior son mortero y pintura en un 68.42% de las veces, mientras que, en el interior en un 94.74%. Otras opciones de revestimiento para el exterior son los cerámicos (10.53%) y la piedra (5.26%). También se identificó que el 15.79% de los encuestados no emplea ningún tipo de revestimiento exterior.

Las cubiertas planas (losas de hormigón armado) son realizadas por los profesionales encuestados con losas alivianadas con casetones en un 42.11% y con losas alivianadas con bloque pómez en un 36.84%. Hacia el exterior el recubrimiento comúnmente empleado es el mortero con cerámico (36.84%) o con piedra (15.79%), no obstante, un alto porcentaje no emplea ningún tipo de recubrimiento o emplea solo mortero (47.37%). Hacia el interior se define predominantemente el uso de gypsum (52.63%); sin embargo, también se evidencia que los profesionales emplean únicamente mortero más pintura (26.32%). En menor medida se emplea la plancha de estuco (10.53%) o simplemente no se usa ningún tipo de revestimiento (10.53%).

En las cubiertas inclinadas se utilizan láminas metálicas simples con estructura metálica de 15 cm. Según el grupo de profesionales encuestados, la pendiente que comúnmente emplean en las edificaciones para la ciudad de Loja esta entre el 16% y 20 %. El recubrimiento predominante por el exterior es la teja cerámica con el 52.94%, mientras que, en la diferencia emplean las láminas metálicas sin algún tipo de recubrimiento. En cuanto al recubrimiento interior generalmente emplean planchas de gypsum (58.82%) o de estuco (17.65%).

Finalmente, el paquete constructivo del piso en planta baja está dominado por dos opciones. El primero conformado por material de mejoramiento con losa de hormigón (57.89%), y el segundo por un replantillo de piedra con loseta de hormigón (42.11%). En ambos casos se emplea losas de 7 cm (57.89%) o de 5cm (31.58%). En un bajo porcentaje (10.53%) el contrapiso está conformado por losas de 10 cm. El recubrimiento que más se aplica es el piso de cerámica (89.47%) y el piso flotante (10.53%).

A partir de la caracterización de los paquetes constructivos, se realiza el cálculo de la transmitancia térmica, usando los valores de conductividad térmica de la Tabla 1. Los resultados de los paquetes constructivos predominantes se muestran en la Tabla 3.

De ello se determina que la tipología T1, se valida el cumplimiento para la mayoría de los elementos de envolvente, a excepción de las paredes de ladrillo de 7 cm, que son las predominantes en la localidad.

En la tipología T2 los paquetes constructivos que no cumplen con el valor máximo son las paredes con ladrillos de 7 cm y la cubierta con láminas metálicas sin recubrimiento de teja.

En la tipología T3 todos los paquetes constructivos cumplen con los requisitos de la norma.

Y finalmente en la T4, al igual que en la tipología T2 no cumple la cubierta de láminas metálicas sin recubrimiento exterior.

### 3.3 Percepción de confort térmico interior

De las encuestas de percepción se pudo receptar respuestas de habitantes de cinco parroquias urbanas: Carigán (6.15%), El Sagrario (15.38%), El Valle (26.15%), Punzara (26.15%) y San Sebastián (26.15%). La información recopilada muestra que el 69.23% de las viviendas están ocupadas entre 3 y 5 personas. Además,

se ha establecido que el 96.98% de las viviendas incluidas en el estudio tienen una antigüedad de hasta 30 años, distribuidas de la siguiente manera: hasta 10 años el 32.31%, hasta los 20 años el 40.00% y hasta los 30 años el 24.62%. En cuanto al tipo de implantación, se identificaron cuatro condiciones diferentes: Aisladas (9.23%), pareadas (23.08%), continuas o adosadas (52.31%) y sobre línea de fábrica (15.38%).

**Tabla 3: Caracterización de la envolvente predominante en la construcción de viviendas en la ciudad de Loja, cálculo de transmitancia térmica y cumplimiento de la NEC-HS-EE**

Envolvente	Opción	Material	Espesor (mm)	Conductividad térmica (W/m K)	Resistencia térmica total	Valor U (W/m² K)	Cumplimiento NEC-HS-EE
Paredes	1	Mortero (enlucido)	20	0.465	0.35	2.83	NO
		Ladrillo de obra	70	0.72			
		Mortero (enlucido)	20	0.465			
	2	Mortero (enlucido)	20	0.465	0.45	2.22	SI
		Ladrillo de obra	140	0.72			
		Mortero (enlucido)	20	0.465			
	3	Mortero (enlucido)	20	0.465	0.58	1.74	SI
		Bloque de concreto	100	0.312			
		Mortero (enlucido)	20	0.465			
	4	Mortero (enlucido)	20	0.465	0.74	1.36	SI
		Bloque de concreto	150	0.312			
		Mortero (enlucido)	20	0.465			
Cubierta	1	Cerámico	9	1.3	0.63*	1.58	SI
		Mortero	10	0.465			
		Hormigón	50	0.545			
		Casetones + Hormigón	150	1.067			
		Cámara de aire	50	0.16			
		Plancha de gypsum	6.4	0.18			
	2	Cerámico	9	1.3	0.92*	1.08	SI
		Mortero	10	0.465			
		Hormigón	50	0.545			
		Bloque pómez + Hormigón	150	0.273			
		Cámara de aire	50	0.16			
		Plancha de gypsum	6.4	0.18			
	3	Teja de arcilla	7	1	0.35	2.89	SI
		Láminas metálicas	0.25	110			
		Estructura metálica	150	50			
		Cámara de aire	20%				
		Plancha de gypsum	6.4	0.18			
		Hormigón	50	0.545			
	4	Casetones + Hormigón	150	1.067	0.61*	1.65	SI
		Cámara de aire	50	0.16			
		Plancha de gypsum	6.4	0.18			
		Hormigón	50	0.545			
		Bloque pómez + Hormigón	150	0.273			
		Cámara de aire	50	0.16			
5	Bloque pómez + Hormigón	150	0.273	0.90*	1.11	SI	
	Cámara de aire	50	0.16				
	Plancha de gypsum	6.4	0.18				
	Hormigón	50	0.545				
	Bloque pómez + Hormigón	150	0.273				
	Cámara de aire	50	0.16				
6	Láminas metálicas	0.25	110	0.34	2.95	NO	
	Estructura metálica	150	50				
	Cámara de aire	20%					
	Plancha de gypsum	6.4	0.18				
	Hormigón	50	0.545				
	Bloque pómez + Hormigón	150	0.273				
Piso Planta Baja	1	Cerámico	9	1.3	0.42	2.38	SI
		Losa de hormigón	70	0.545			
		Material de mejoramiento	150	2			
	2	Cerámico	9	1.3	0.41	2.44	SI
		Loseta de hormigón	70	0.545			
		Replanteo de piedra	150	2.3			

\* Representa la resistencia térmica total, calculada mediante el método de cálculo aplicado para un elemento de edificación constituido por capas homogéneas y heterogéneas

Con relación a los materiales de construcción las viviendas encuestadas son principalmente de ladrillo (87.69%) y bloque (10.77%). Se identificaron viviendas

con paredes de tierra en un porcentaje muy bajo (1.54%). En cuanto a la cubierta las viviendas son de losa de hormigón armado en un 69.23%, láminas metálicas



(21.54%) y de teja (9.23%). De las viviendas que cuentan con cubierta inclinada se identificó que el 64.71% tienen cielo raso falso a nivel, el 23.53% cuenta con un cielo raso que sigue la pendiente de la cubierta, el 5.88% cuenta con un espacio habitable o buhardilla y el 5.88% no tiene cielo raso falso. Con relación a la materialidad del piso de la planta baja, se encontró que el 60% de las viviendas son de cerámica sobre losa de hormigón, el 33.85% de madera sobre losa de hormigón y un 6.15% son de tierra estabilizada.

A partir de estos resultados se clasificaron los casos de estudios según las tipologías definidas obteniendo mayor número para la tipología T1, 40 casos, tipología T2, 12 casos y para la tipología T3 y T4, con un registro de pocos casos, 4 y 2 respectivamente.

Para proceder con los análisis de la percepción térmica se ha tomado las tipologías identificadas en el paso 1 y se asocia con la información faltante obtenida en los pasos 2 y 3.

En la Fig. 2 se analiza los resultados obtenidos de sensación térmica de cada tipología aplicando la escala de 7 puntos de Fanger. En la parte superior se analizan los datos de planta baja, en la parte inferior los de planta alta, en la izquierda durante el día y en la derecha durante la noche.

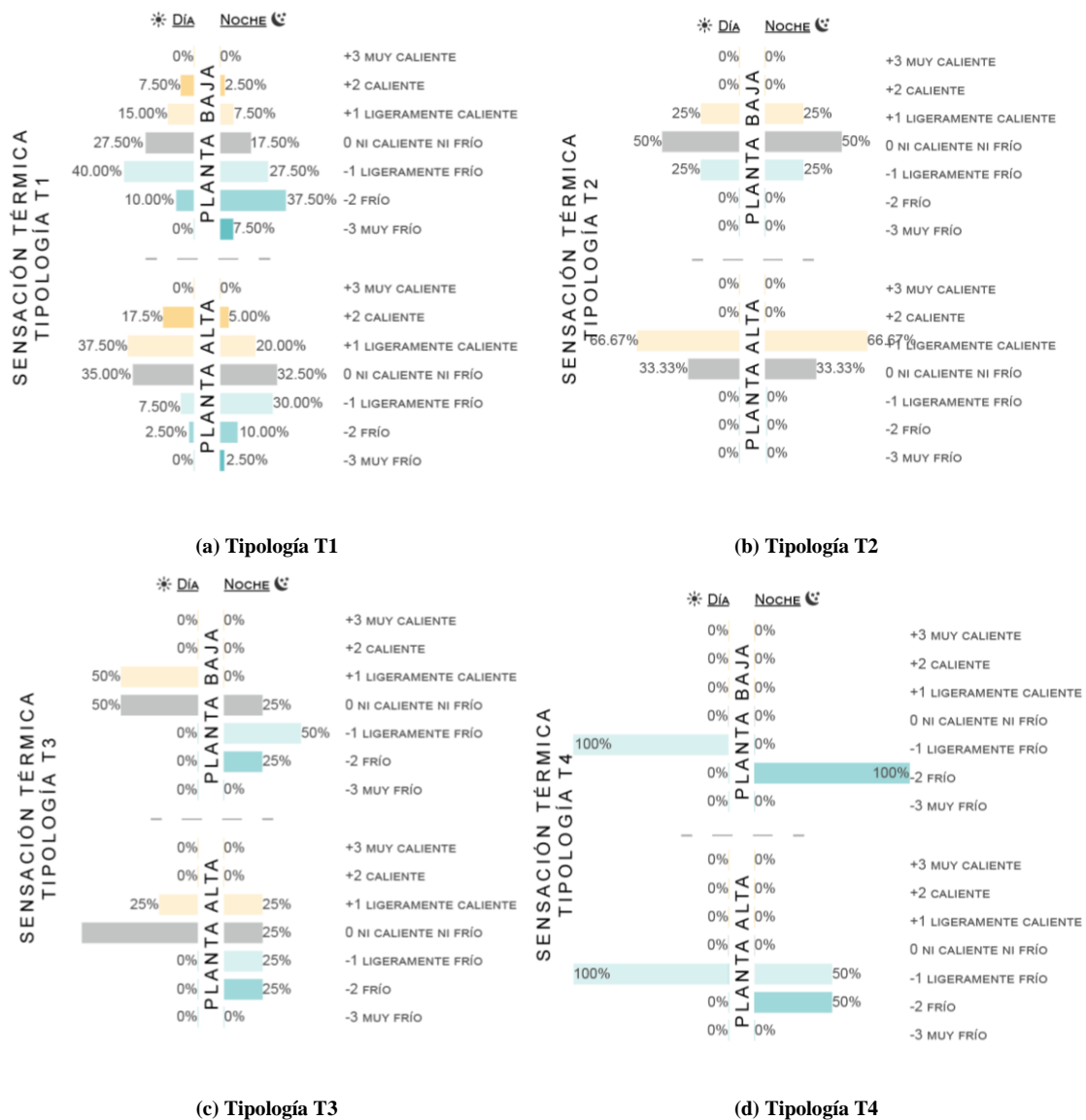


Figura 2: Resultados obtenidos de sensación térmica según escala de Fanger



De ello, podemos determinar que en la tipología T1, la planta baja es percibida por la mayoría de los ocupantes como ligeramente frío y frío tanto en el día como en la noche respectivamente, mientras que, en planta alta para más de la mitad de los ocupantes se encuentra en confort o ligeramente caliente. En la tipología T2 se puede observar que en planta baja la mitad de los ocupantes se encuentra en confort durante el día y la noche; mientras que, en la planta alta esto cambia a ligeramente caliente.

En la tipología T3, en la planta baja, durante el día el espacio se percibe en confort o ligeramente caliente, mientras en la noche cambia a ligeramente frío. En planta alta durante el día se percibe en confort para gran parte de los ocupantes, mientras que, en la noche la mitad de los ocupantes se encuentran en confort o ligeramente caliente y la otra mitad consideran que los espacios son ligeramente fríos o fríos. Finalmente, la tipología T4 tanto en planta baja como en alta se siente ligeramente frío o frío tanto en el día como en la noche.

De forma general los espacios de planta baja de todas las tipologías se perciben como espacios más fríos que planta alta (a excepción de la T2), siendo aún menor en la noche que en el día, esto puede deberse a la forma de implantación, y a que en la localidad es común que en planta baja se desarrolle el área social, con espacios abiertos y mayor superficie de vitrales.

Por lo tanto, en la Tabla 4 los valores que se encuentran en rojo no cumplen con el porcentaje de satisfacción requerido, es decir un valor mayor al 80% de aceptabilidad. Esto es las tipologías T1, T3 Y T4 en planta baja durante la noche, y las tipologías T3 y T4 en planta alta durante la noche. La tipología que presenta mayor porcentaje de ocupantes satisfechos es la T2.

**Tabla 4: Porcentaje de ocupantes satisfechos según tipología de vivienda**

Tipología	Envolvente	Materiales de Construcción	Planta Baja		Planta Alta	
			Día	Noche	Día	Noche
T1	Pared	Ladrillo	82.50%	52.50%	80%	82.50%
	Cubierta	Hormigón Armado				
	Piso	Loseta de hormigón				
T2	Pared	Ladrillo	100%	100%	100%	91.67%
	Cubierta	Láminas metálicas (con cielo raso a nivel)				
	Piso	Loseta de hormigón				
T3	Pared	Bloque	100%	75%	100%	75%
	Cubierta	Hormigón Armado				
	Piso	Loseta de hormigón				
T4	Pared	Bloque	100%	0%	100%	50%
	Cubierta	Láminas metálicas (con cielo raso a nivel)				
	Piso	Loseta de hormigón				

De acuerdo con la información acerca de las preferencias de los ocupantes para sus espacios, las tipologías T1, T2 Y T3 no requieren cambio en asoleamiento y temperatura, mientras que la T4 sí. Con respecto a la humedad todas las tipologías requieren menor humedad al interior de las viviendas. Cabe destacar que la tipología T1 y T3 indican haber realizado cambios anteriormente para mejorar el ambiente interior como sellar ventanas para reducir las infiltraciones, cambiar el piso, usar alfombras en las habitaciones y construir una cubierta sobre la terraza.

### 3.4 Relación de la norma NEC-HS-EE con la Percepción de Confort Interior de las Viviendas

Luego del análisis de resultados de las encuestas, se realiza la validación de la Norma NEC-HS-EE, relacionando los paquetes constructivos de cada tipología con la aceptabilidad que presentan en los ocupantes y verificando si el valor establecido (Fig.1) permite alcanzar el confort interior en la ciudad de Loja.

A partir de los valores máximos de transmitancia térmica proporcionados por la norma NEC-HS-EE se establece si los paquetes constructivos de cada tipología cumplen o no con este requisito. Además, se verifica el rango de aceptabilidad de los ocupantes en el interior de estas viviendas según las respuestas de los casos analizados.

En la Tabla 5, se determina que para la tipología T1, los ocupantes se encuentran satisfechos con el confort del espacio tanto en planta baja como en planta alta dentro de un rango de aceptabilidad del 80% al 90%. Sin embargo, durante la noche en planta baja el porcentaje es menor a 80%. Las causas de este disconfort no se han definido en el estudio, más puede ser por el uso de materiales de piso como cerámica o porcelanato y mayores áreas de cristal, mientras en áreas de planta alta es común el uso de madera o piso flotante.

De acuerdo con las respuestas obtenidas para la tipología T2, los habitantes se encuentran satisfechos con el confort del espacio tanto en el día como en la noche, tanto en planta baja como en planta alta, convirtiéndose en el tipo de vivienda con mejor confort interior. Esto puede ser a causa de que las viviendas analizadas en su mayoría cuentan con cielo raso, lo que permite evitar las pérdidas de calor nocturnas.

En el caso de las tipologías T3 y T4 todos los paquetes constructivos analizados cumplen con el valor U máximo, más en la noche se encuentran en disconfort tanto en planta baja como en planta alta con una aceptabilidad menor al 80%.

Se evidencia que todas las tipologías cumplen con los requisitos prescriptivos de la Norma NEC-HS-EE y dotan de un ambiente de confort interno a los habitantes durante el día, más en la noche al bajar la temperatura esta situación cambia, en este caso los ocupantes pueden



tomar medidas para modificar estas condiciones y alcanzar el confort interior en sus viviendas. Es recomendable analizar otros aspectos como la implantación, orientación, superficies acristaladas, entre otros que permitan obtener otros aspectos por los que las viviendas pueden encontrarse en disconfort.

**Tabla 5: Relación de Cumplimiento de NEC-HS-EE y porcentaje de satisfacción del ambiente interior**

Tipología	Elemento	Cumple NEC-HS-EE	Porcentaje de ocupantes satisfechos										
			Planta Baja				Planta Alta						
			Día		Noche		Día		Noche				
			>90%	90%-80%	<80%	>90%	90%-80%	<80%	>90%	90%-80%	<80%		
Tipología T1	Paredes	●*											
	Piso	●		●			●		●				●
	Techo	●											
Tipología T2	Paredes	●*											
	Piso	●		●		●		●		●			●
	Techo	●*											
Tipología T3	Paredes	●											
	Piso	●		●			●		●				●
	Techo	●											
Tipología T4	Paredes	●											
	Piso	●		●			●		●				●
	Techo	●*											

\*Se presenta una variación en el paquete constructivo que no cumple con el valor U máximo

#### 4. DISCUSIÓN

La cantidad de casos analizados por cada tipología concuerdan con la información estadística, de tal forma que en la mayoría de casos corresponden a la tipología T1 y T2, con 40 y 12 casos respectivamente. Por otro lado, de la tipología T3 y T4 se cuenta con 4 y 2 casos, por lo que sus resultados no son concluyentes, más han servido para tener indicios del comportamiento de su envolvente.

Los paquetes constructivos de la tipología T1 cumplen con los requerimientos de la NEC-HS-EE, excepto las paredes de ladrillo de 7 cm, que es la respuesta predominante de espesor de ladrillo usado en la construcción de viviendas unifamiliares, razón por la cual puede verse afectada la sensación térmica interior de este tipo de viviendas.

Se puede evidenciar que las respuestas de la tipología T2 presentan mayor número de habitantes satisfechos, mayor al 90%, tanto en planta baja y en planta alta, durante el día y durante la noche. En este caso se analiza, que las viviendas cuentan con un cielo raso a nivel por lo que se crea un espacio de cámara de aire sin ventilar, el cual puede ser la razón por la que se presenten estos resultados. En cuanto a los materiales que conforman esta tipología, las paredes de ladrillo con espesor de 7 cm y

cuando la cubierta de láminas metálicas no se encuentra con recubrimiento de teja, no cumplen con los requerimientos de la NEC-HS-EE.

En estas dos tipologías se ha identificado que la pared de ladrillo puede variar de 7 cm a 15 cm generando una variación significativa en la capacidad de aislar por lo que su variación en la transmitancia térmica es indiscutible, esto influye directamente en la percepción del confort de las viviendas, de acuerdo con [19] quien determina que, a mayor resistencia térmica, y por lo tanto menor transmitancia térmica, es mejor el comportamiento de la envolvente.

Existen otros factores; además, de la transmitancia térmica que influyen en la temperatura interior, acorde con el estudio realizado por [20] y [21] que son la masa térmica, la orientación de la edificación y el color de las superficies exteriores, más la transmitancia térmica es uno de los principales para estimar el adecuado material de envolvente.

En la localidad no se coloca un aislamiento térmico en las paredes por lo que la diferencia de temperatura exterior, especialmente en horas de la noche, afecta directamente el confort térmico de los habitantes en concordancia con [21], por lo que no puede incrementarse de esta forma tanto la transmitancia térmica y evitar los cambios drásticos de temperatura, ya que el 70% de intercambio de calor ocurre a través de las paredes y ventanas.

#### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la ciudad de Loja, que tiene como principal propósito de construcción las residencias unifamiliares es posible alcanzar el confort interior mediante la aplicación de estrategias de confort pasivas como ganancias de calor interno y calefacción solar pasiva mediante alta masa térmica; además, de una correcta selección de materiales de construcción, por lo que la elección de materiales de envolvente es fundamental.

La percepción térmica de cada una de las tipologías analizadas mediante la escala de sensación térmica de 7 puntos de Fanger, determina que las viviendas de la ciudad de Loja presentan mayor insatisfacción en la planta baja durante la noche. Se puede concluir que la tipología con mejor confort térmico es la tipología T2 seguido por la tipología T1. Las tipologías T3 y T4, no son concluyentes debido que se cuenta con pocos casos de estudio, por lo que los resultados solo representan indicios de lo que sucede.

La tipología T2, presenta la mejor sensación térmica de las personas encuestadas, su material de paredes al igual que el tipo T1 es el ladrillo y cuenta con cubierta inclinada, la mayoría de los casos cuenta con cielo raso a nivel y recubrimiento exterior, por lo que crea una cámara de aire, lo que resulta beneficioso en esta tipología permitiendo a los usuarios sentirse en confort tanto en planta alta y baja, durante el día y la noche.

La construcción de las paredes de ladrillo de 7 cm puede ser la causa de la insatisfacción de las viviendas, principalmente de las tipologías T1 y T2, por lo que es importante al momento de construir tomar en consideración el cumplimiento de la transmitancia térmica.

Uno de los parámetros que son importantes de analizar es la influencia de la implantación ya que de ello depende la superficie de la envolvente expuesta de forma directa a las condiciones exteriores.

Los paquetes constructivos de la envolvente de las edificaciones residenciales permiten evidenciar que las viviendas cumplen con el valor U establecidos por la norma nacional NEC-HS-EE en su mayoría, más al momento de alcanzar los niveles de satisfacción de sus ocupantes al interior se demuestra que presentan aceptabilidad durante el día, pero en la noche en planta baja este porcentaje de satisfacción disminuye y tiene una sensación de un ambiente más frío. Por lo que consideramos que, si la exigencia para la envolvente en la zona climática trabajada fuera mayor, ayudaría a mejorar la estabilidad térmica en el interior de las edificaciones.

Se recomienda hacer énfasis en la determinación de las propiedades térmicas de forma local de los materiales que conforman los paquetes constructivos ya que estas pueden diferir ampliamente de la bibliografía y con ello los valores de transmitancia térmica.

La temperatura promedio de los días en que se realizaron las encuestas de sensación térmica fue 17,48°, en el mes de febrero, por lo que los resultados pueden variar al considerar otras épocas del año, por ejemplo, en los meses entre junio y agosto que son los más fríos.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CNELEP, “1. Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035,” 2016, [Online]. Available: [https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/09/1.PLAN\\_NACIONAL\\_EFICIENCIA\\_ENERGETICA\\_maqueta-final-digital.pdf](https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/09/1.PLAN_NACIONAL_EFICIENCIA_ENERGETICA_maqueta-final-digital.pdf).

[2] Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI), “Eficiencia Energética en Edificaciones Residenciales NEC-HS-EE,” p. 40, 2018, [Online]. Available: <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/NEC-HS-EE-Final.pdf>.

[3] K. Gaudry et al., “Normativas de energía en edificaciones como estrategia de mitigación al cambio climático Contribution of energy building codes in residential buildings as a mitigation strategy to climate change,” vol. 11, no. 18, pp. 180–197, 2019, [Online]. Available: <https://revistas.usfq.edu.ec/index.php/avances/articloe/view/1285/1419>.

[4] W. Natephra, N. Yabuki, and T. Fukuda, “Optimizing the evaluation of building envelope design for thermal performance using a BIM-based overall thermal transfer value calculation,” *Build. Environ.*, vol. 136, no. March, pp. 128–145, 2018, doi: 10.1016/j.buildenv.2018.03.032.

[5] Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo en el Real Decreto, NBE-CT-79: Normas Básicas de la Edificación, Condiciones Térmicas en los edificios, no. september 2016. 1979, pp. 1–6.

[6] C. Henríquez and H. Romero, *Urban climates in Latin America*. 2019.

[7] H. Romero, C. Vallejo-Coral, M. López, and J. Gómez, “Evaluación de materiales de cambio de fase en zonas climáticas del Ecuador,” *Memorias del Congr. I+D+i 2019*, vol. 1, no. 1, 2020, [Online]. Available: <https://geolatitud.geoinvestigacion.gob.ec/ojs/ojs/index.php/congreso-idi/article/view/75>.

[8] A. Gallardo, M. Palme, A. Lobato-Cordero, R. D. Beltrán, and G. Gaona, “Evaluating thermal comfort in a naturally conditioned office in a temperate climate zone,” *Buildings*, vol. 6, no. 3, pp. 1–20, 2016, doi: 10.3390/buildings6030027.

[9] F. Quesada Molina and D. Bustillos Yaguana, “Indoor environmental quality of urban residential buildings in Cuenca-Ecuador: Comfort standard,” *Buildings*, vol. 8, no. 90, 2018, doi: 10.3390/buildings8070090.

[10] Asociación Española para la Normalización y Certificación., *UNE-EN ISO 7730. Ergonomía del ambiente térmico: Determinación analítica e interpretación del bienestar térmico mediante el cálculo de los índices PMV y PPD y criterios de bienestar térmico local*. 2006.

[11] Asociación Española para la Normalización y Certificación., *UNE-EN 15251: Parámetros del ambiente interior a considerar para el diseño y la evaluación de la eficiencia energética de edificios incluyendo la calidad del aire interior, condiciones térmicas, iluminación y ruido*. 2008.

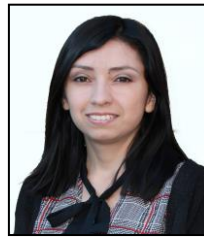
[12] I. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, *ASHRAE 55. Thermal Environmental Conditions for Human Occupancy*, no. ANSI/ASHRAE Standard 55-2020. 2020.

[13] A. Gallardo, G. Villacreses, M. Almaguer, J. Martínez, and A. Lobato-, “Estimating the indoor thermal comfort deficit in the social housing built in Ecuador by integrating Building Information Modelling and Geographical Information Systems Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables , Quito , Ecuador,” no. December, 2017, doi: 10.26868/25222708.2017.354.

- [14] MIDUVI, Climatización NEC-HS-CL, vol. 53, no. 9. 2019, pp. 1689–1699.
- [15] I. N. de E. y C. INEC, “Boletín Técnico Encuesta Nacional de Edificaciones (ENED), 2019,” Boletín Técnico N° 01-2017-GAD Munic., vol. N°01-2020, 2019, [Online]. Available: [https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas\\_agropecuarias/espac/espac-2018/Boletin\\_tecnico.pdf](https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas_agropecuarias/espac/espac-2018/Boletin_tecnico.pdf).
- [16] Asociación Española de Normalización, “UNE-EN-ISO 9646 Componentes y elementos para la edificación - Resistencia térmica y transmitancia térmica - Método de cálculo,” 2021. [Online]. Available: [www.inn.cl](http://www.inn.cl).
- [17] Ministerio de Transporte Movilidad y Agenda Urbana, “Cálculo de parámetros característicos de la envolvente,” 2020. [Online]. Available: [https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DA\\_DB-HE-1\\_Calculo\\_de\\_parametros\\_caracteristicos\\_de\\_la\\_envolvente.pdf](https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DA_DB-HE-1_Calculo_de_parametros_caracteristicos_de_la_envolvente.pdf).
- [18] Asociación Española para la Normalización y Certificación., UNE-EN ISO 10456: Materiales y productos para la edificación Propiedades higrótérmicas Valores tabulados de diseño y procedimientos para la determinación de los valores térmicos declarados y de diseño. 2012, pp. 6–8.
- [19] F. Ascione, N. Bianco, R. F. De Masi, G. M. Mauro, and G. P. Vanoli, “Design of the building envelope: A novel multi-objective approach for the optimization of energy performance and thermal comfort,” *Sustain.*, vol. 7, no. 8, pp. 10809–10836, 2015, doi: 10.3390/su70810809.
- [20] V. Cheng, E. Ng, and B. Givoni, “Effect of envelope colour and thermal mass on indoor temperatures in hot humid climate,” *Sol. Energy*, vol. 78, no. 4 SPEC. ISS., pp. 528–534, 2005, doi: 10.1016/j.solener.2004.05.005.
- [21] M. Iranfar and S. S. M. Al-Din, “The cognition of the architectural styles role on thermal performance in houses of semi-arid climates: Analysis of building envelope materials,” *Civ. Eng. Archit.*, vol. 8, no. 5, pp. 929–941, 2020, doi: 10.13189/cea.2020.080520.



**Karina Tituana Tituana.** - Nació en Loja, Ecuador en 1993. Recibió su título de Arquitecta de la Universidad de Cuenca en 2017; de Máster en Técnicas Constructivas para Edificaciones Sostenibles de la Universidad Técnica Particular de Loja en 2022. Ha realizado investigación en el campo de Documentación del Patrimonio y actualmente se encuentra en libre ejercicio profesional enfocado en la construcción de edificaciones.









**Vanessa Guillén Mena.** - Nació en Cuenca, Ecuador en 1987. Recibió su título de Arquitecta de la Universidad de Cuenca en 2012, de Máster en Investigación en Eficiencia Energética y Sostenibilidad en Edificación y Urbanismo de la Universidad del País Vasco en 2013. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Doctorado en la Universidad del País Vasco, España. Su campo de investigación se encuentra relacionado con los aspectos energéticos y de confort térmico a escala de edificación y urbano.



# Strategies for Enhancing Energy Efficiency in Public Service Buildings within a Hot and Humid Climatic Zone: A Case Study in Guayaquil, Ecuador

## Estrategias para Mejorar la Eficiencia Energética en Edificios de servicios públicos, en una Zona Climática Calurosa y Húmeda: Caso de Estudio en Guayaquil, Ecuador

E.C. Vallejo<sup>1</sup>  0000-0003-2065-0484      L.F. Godoy<sup>1</sup>  0000-0002-2878-5175  
 F.D. Vásquez<sup>2</sup>  0000-0002-8556-4838      G.P. Villacreses<sup>1</sup>  0000-0002-0964-0907  
 M.A. Orozco<sup>1</sup>  0000-0003-4910-6685      S.I. Navarro<sup>1</sup>  0009-0002-4881-7485

<sup>1</sup>Instituto de Investigación Geológico y Energético, Quito, Ecuador

E-mail: [catalina.vallejo@geoenergia.gob.ec](mailto:catalina.vallejo@geoenergia.gob.ec), [felipe.luis.6.d@hotmail.com](mailto:felipe.luis.6.d@hotmail.com),  
[geovanna.villacreses@geoenergia.gob.ec](mailto:geovanna.villacreses@geoenergia.gob.ec), [marco.orozco@geoenergia.gob.ec](mailto:marco.orozco@geoenergia.gob.ec), [santiago.navarro@geoenergia.gob.ec](mailto:santiago.navarro@geoenergia.gob.ec)

<sup>2</sup>University of Connecticut, Storrs, United States

E-mail: [francis.vasquez@uconn.edu](mailto:francis.vasquez@uconn.edu)

### Abstract

Since 2010, there has been an approximate annual increase of 1% in CO<sub>2</sub> emissions due to buildings. The reduction of energy consumption and consequently the mitigation of Greenhouse Gases are global goals due to the global issue of climate change. A key step in achieving these goals is to improve the energy performance of buildings, thereby reducing energy consumption and emissions generated by the built environment. In this regard, the present research focuses on identifying and estimating strategies to reduce energy consumption in buildings known as Community Police Units (UPCs) located in the city of Guayaquil, which corresponds to a very hot and humid climate zone. The study consists of statistical analysis of the historical energy performance of 43 buildings sharing the same architectural design. Additionally, the selection of a representative building was made for energy use monitoring and energy simulation. The results revealed a potential saving of 16 000 kWh per year by reducing the control temperature of the air conditioning system by 1°C and adjusting the on/off schedule. This is equivalent to 1 150 USD and 5 metric tons of CO<sub>2</sub> emissions.

**Index terms**— public service buildings, Energy Efficiency, Energy Savings, Energy Monitoring and simulation

### Resumen

Desde el 2010 existe un incremento aproximado del 1% anual respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> a causa de los edificios. La disminución del consumo energético y consecuentemente la mitigación de los Gases de Efecto Invernadero son metas a nivel mundial debido a la problemática global del cambio climático. Un paso clave para alcanzar estas metas es mejorar el desempeño energético de las edificaciones y de esta manera reducir la energía consumida y las emisiones generadas por el parque edificado. En este sentido, la presente investigación se centra en identificación y estimación de estrategias para reducir el consumo de energía de los edificios llamados Unidades de Policía Comunitaria (UPC) localizadas en la ciudad de Guayaquil, y que corresponde a una zona climática húmeda muy calurosa. El estudio está compuesto por el análisis estadístico del rendimiento energético histórico de 43 edificios, que comparten el mismo diseño arquitectónico. Además, se realizó la selección de un edificio representativo para el monitoreo del uso de energía y simulación energética. Los resultados evidenciaron un potencial de ahorro de 16 000 kWh al año, al disminuir 1°C la temperatura de control del sistema de climatización y modificando el horario de encendido y apagado. Esto es equivalente a 1 150 USD y 5 toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>.

**Palabras clave**— Edificios de servicios públicos, Eficiencia Energética, Ahorro de Energía, Monitoreo y Simulación Energética.

Recibido: 02-05-2024 Aprobado tras revisión: 17-06-2024

Forma sugerida de citación: Vallejo, C.; Godoy, F.; Vásquez, F.; Villacreses, G.; Orozco, M.; Navarro, S.; "Analysis and Simulation of Energy Behavior of Security Buildings in Guayaquil, Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 133-142

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.651>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCTION

At a global level, in all regions, the increase in extreme heat events has led to human mortality and morbidity. These phenomena have been caused by the expansion of urban areas, the rise in extreme temperatures, and demographic transformations [1]. It is estimated that the ambient temperature will increase by an average of 1.5°C over the next 20 years [2], which represents an increase in energy demand to achieve comfort conditions in the buildings.

Ecuador is one of the countries geographically located in the tropical zone. This geographical zone is clearly defined as the region located between the tropic of Cancer and the tropic of Capricorn. A small annual temperature range is characteristic of the tropics. Near the equator, the difference in average temperature between the warmest and coldest months rarely exceeds 4°C, and in some places, it is less than 1°C. Annual temperature ranges increase as one moves away from the equator, even at the boundaries of the tropical zone; few locations have an annual range greater than 15°C [3]. The world experienced a net temperature increase between 1961 and 2018 of nearly 1°C from the baseline. During this period, the average warming in the tropics was 0.7°C, as was the case in South America [4].

This zone is characterized by high temperatures and high levels of humidity, which are likely to increase with climate change [5]. Based on current policies, the installed capacity of cooling equipment globally is projected to triple between now and 2050, leading to more than a doubling of electricity consumption [2]. It is crucial to consider that the refrigerants used in cooling systems can vary, including CFCs, HCFCs, HFCs, among others. HFCs, like their predecessors, CFCs and HCFCs, are predominantly used as refrigerants in air conditioning and refrigeration equipment. These substances are potent greenhouse gases. Although HFCs currently account for around 1% of total global Greenhouse Gases emissions, their global warming potential can be hundreds to thousands of times greater than that of CO<sub>2</sub> per unit mass. During the operation, maintenance and disposal activities of equipment using these types of refrigerants, leaks are common, directly contributing to atmospheric warming [6]. In this sense, there is a need to consider energy efficiency strategies to decrease the energy consumption of the active cooling systems without compromising the thermal comfort of the occupants.

Pickering E, et al [7], analyzed six commercial buildings and identifies various building characteristics, including the potential for savings of over 700 MWh valued from building rescheduling alone, it is shown that there is an apparent spike in usage at approximately 6h00, indicating a scheduled Heating, Ventilation, and Air Conditioning (HVAC) event (i.e. pre-cooling) by the building management system, followed by a sharp decrease, showing the tendency for the HVAC units to

overshoot demand and drop in usage. The analysis shows that the addition of unoccupied set point states would drastically alter the consumption and save significant amounts of energy in nighttime/baseload and weekend operation. This demonstrated the potential impact of no-cost energy efficiency measures on the energy consumption of buildings with specific activities.

This research aims to study, identify and estimating strategies to reduce energy consumption in buildings known as Community Police Units (UPCs) located in the city of Guayaquil, which corresponds to a very hot and humid climate zone. Each UPC has jurisdiction to deploy police services in a 1 km<sup>2</sup> radius area. Currently, Guayaquil has 104 UPCs; however, the data were collected from 43 UPCs built in the last four years. They have similar infrastructure, as well as the same materiality.

The difference is that some have more glass coverage, and the area varies according to the services. Therefore, they were classified as type A and B. The objective of this research is to establish a baseline on the energy performance of these buildings and identify the parameters that affect the thermal behavior and energy consumption of the UPC.

## 2. METHODOLOGY

The research is developed under the four-stage approach:

- a) Selection and characterization of the sample analyzed,
- b) Characterization of energy consumption and analysis of the influence of environmental temperature on energy consumption
- c) Energy simulation.
- d) Energy monitoring and identification of savings opportunities

### 2.1 Selection and characterization of the sample

For the study, were selected 43 security buildings built in Guayaquil city in 2014. The selected sample is located randomly over the city as shown in Fig. 1. The city is located in a very hot humid climate zone, considered as an extreme climate zone in Ecuador [8]. According to the Köppen-Gaiger climate classification, Guayaquil belongs to the Aw group (tropical savannah climate) [9]. In addition, it has influence of marine currents from the Pacific Ocean. It is located at 25 m.a.s.l. with an average temperature of 26 °C.

UPCs have similar characteristics. They present a standardized design in their structure and materials. Although, its difference is that some have a higher percentage of glass and the area differs according to the services. Therefore, they were classified as type A and B (see Fig. 2 Fig. 3). Typology A has a construction area of 225 m<sup>2</sup> and typology B of 200 m<sup>2</sup>. Fig. 4 shows the

architectural simulated model of the buildings that was provided by the Works Contracting Service of Ecuador (SECOB, n.d.).

## 2.2 Characterization of energy consumption and analysis of the influence of environmental temperature

The database monthly electricity consumption that was used corresponds to the years 2016 and 2017, was provided by the Regulatory Agency for the Control of Energy and Non-Renewable Natural Resources (ARCERNNR for its acronym in Spanish).

The energy use intensity EUI was defined from this information. It is defined as the ratio between the annual energy consumed and the total construction area [10] as shown in (1):

$$EUI = \frac{\text{Energy consumption (kWh)}}{\text{Gross floor area (m}^2\text{)}} \quad (1)$$

The EUI is considered an indicator of energy use that allows buildings to be compared. The characterization of energy consumption in buildings is done through a frequency distribution analysis of the EUI of the total sample.

Considering that the energy consumption of the air conditioning systems is highly influenced by the environmental temperature [11]. It is necessary to know the correlation that exists between these factors (consumption and environmental temperature), in order to define whether the greatest amount of energy consumed is due to a base load independent of temperature (energy related to lighting, office equipment, etc.) or if there is a high degree of influence of environmental temperature on the energy consumption of the building. This analysis allows knowing the energy consumption of the building depending on seasonal changes [11].

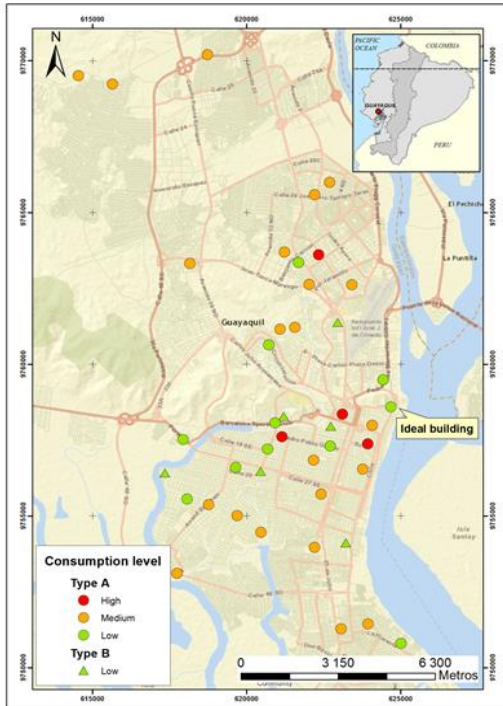


Figure 1: Location of 43 buildings



Figure 2: UPC Typology A



Figure 3: UPC Typology B

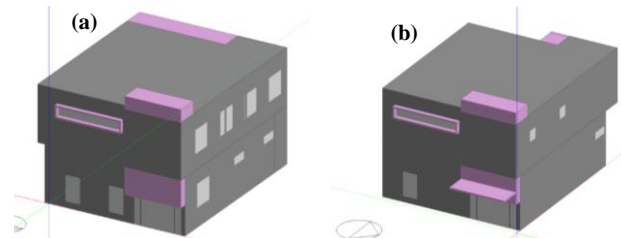


Figure 4: Architectural model type (a) and (b)

To identify the influence of environmental temperature on energy consumption, the two variables were correlated, finding increasing relationships with a pronounced inclination. The relationship between ambient temperature and energy consumption was defined by a linear regression model finding a coefficient of determination (R<sup>2</sup>) [12] between 0.4 and 0.7. The Environmental Protection Agency (EPA) states that the minimum R<sup>2</sup> is 0.4 for simple adjustment ratios and 0.7 for more complex relationships [13]. This analysis allows identifying in a general way the type of energy efficiency measures that can be applied to reduce consumption.

### 2.3 Energy simulation

The simulation allows analyzing and determining the thermal behavior of the building under real environmental conditions, in order to estimate the electrical consumption. To carry out the simulation, the design builder software was used and the following was considered:

**Building design and use:** The building is divided into two floors with independent income. On the ground floor of the building are: complaint reception area, office, two bathrooms, warehouse, rack, meeting room, dining room, laundry, rake and domestic gas room. On the first floor there are: bedrooms for men and women (only the women's room has a private bathroom), common bathroom (with showers) and common area.

**Building materials:** 150 mm concrete block walls with internal and external stucco and paint coating, 200 mm concrete slab roof, 6 mm single glass windows and metal exterior doors with the exception of the main glass entrance. Thermal properties of the envelope elements are shown in Table 1.

The weather data for the 2016-2017 period of Guayaquil city were imported in the format (.epw) Energy Plus which is compatible with Design Builder. Table 2. shows the considerations of occupation of the building. The simulation was calibrated in order to approximate the model to the real energy consumption and the conditions of user behavior [14].

### 2.4 Energy monitoring

To accurately capture data on real electricity consumption, a comprehensive monitoring system was installed at the primary distribution panel of the UPC, as depicted in Fig. 5. The system comprises JANITZA current transformers, specifically model IPA40.5, coupled with a JANITZA energy meter, model UMG 103-CBM, and a DEXMA datalogger, model DXHW-DEXGATE.

Furthermore, ambient temperature measurements were conducted utilizing a weather station situated within the socio-housing development 1 in Guayaquil, as illustrated in Fig. 6. The employed sensor is a VAISALA model HMP155, meticulously equipped with a solar radiation shield for optimal precision.

**Table 1: Thermal properties of envelopment materials [15], [16]**

Element	Material	Thermal conductivity [W/m °C]	Density	Specific heat	Solar absorptance	Emissivity	Thickness
			[kg/m³]	[J/kg °C]			[mm]
<b>Roof</b>	Concrete slab	1.4	2 100	840	0.6	0.9	200
<b>Walls</b>	Concrete blocks	0.19	600	1 000	0.6	0.9	150
	Stucco [10]	0.72	1 760	840	0.6	0.9	1
<b>Windows</b>	Glass	0.9	-	-	-	0.84	6
<b>Door</b>	Entrance door	0.9	-	-	-	0.84	8
	Metal door	50	7 800	450	0.3	0.3	6

**Table 2: Building occupation**

	*Activity	Occupation (people / m²)	****Environmental control	Computers and office equipment	Openings	Lighting
<b>Ground floor</b>	Reception room and hall	0.04 (24x7 office)	Natural ventilation and Cooling with setpoint: 25 °C	Activate	Sgl Clr 6 mm with shutter	24x7 Office lighth
	Office		Temperature setpoint cooling:25°C	Activate		
	Toilets		Mechanic ventilation	N/A		
	Dinning room		Natural ventilation	N/A		
	Rack		Temperature setpoint cooling: 25°C	Activate		
	Meeting room		Natural ventilation	Activate		
	Laundry		N/A	N/A		
	Gas room		N/A	N/A		
<b>First floor</b>	Bathrooms	0.0229 *(UPC Bedroom)	Mechanical and natural ventilation	N/A	Sgl Clr 6 mm with shutter	Dwell Dom Bed Lighth
	Bedrooms		***Temperature setpoint cooling:26°C			
	Living room		N/A			
* 34 holidays have been considered in Ecuador., ** A template was created to consider a night-time occupation only. ***This parameter is considered for bedrooms conditioned only at night. **** It is considered as air conditioning equipment type split no fresh air						







Figure 5: Energy monitoring system



Figure 6: Weather Station

## 2.5 Identification of savings opportunities

From the findings presented in the preceding sections, passive strategies were discerned for reduce electricity consumption, and the associated savings were estimated. To do this, an electricity rate of 0.072USD/kWh for community service buildings low voltage [17] and an emission factor for electricity use of 0.092tCO<sub>2</sub>/MWh [18] were chosen.

## 3. DISCUSSION AND RESULT ANALYSIS

### 3.1 Characterization of energy consumption and analysis of the influence of environmental temperature

Fig. 7 shows the characterization of energy consumption of the two typologies which was calculated using (1). It was found that the average EUI in 2016 for buildings with typologies A and B are 155 kWh / m<sup>2</sup> and 129 kWh / m<sup>2</sup> respectively, while the average EUI of the group is 145 kWh / m<sup>2</sup>. In addition, approximately 30% of the buildings analyzed have a EUI between 124 and 147 kWh / m<sup>2</sup>, expected results according to the methodology defined by [10]. The average values indicate that type A consumes more energy than type B, because type A buildings have a higher percentage of glazing.

On the other hand, the analysis of the EUI, based on the real consumption of electrical energy in buildings,

determined that consumption decreases in 2017 with respect to 2016, as is shown in Fig. 8, because of the environmental temperatures in 2017 were lower than the year 2016. In addition, if there is no change in the type of use of the buildings, it is established that the environmental temperature influences the behavior and energy consumption.

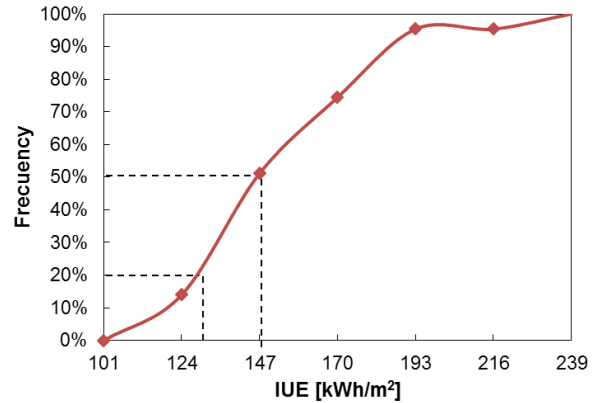


Figure 7: Characterization of energy consumption

According to Fig. 8, it is defined that buildings that present EUI greater than 157 kWh / m<sup>2</sup>, in meteorological conditions similar to 2017, are categorized as large energy consumers. Then, the groups of high and medium consumption are the buildings type A and the buildings type B have an architectural design which decreases the energy use. The main architectural differences are that Type A has a greater amount of glazing and also has 25m<sup>2</sup> more construction. On the other hand, Type B has a cover at the entrance door.

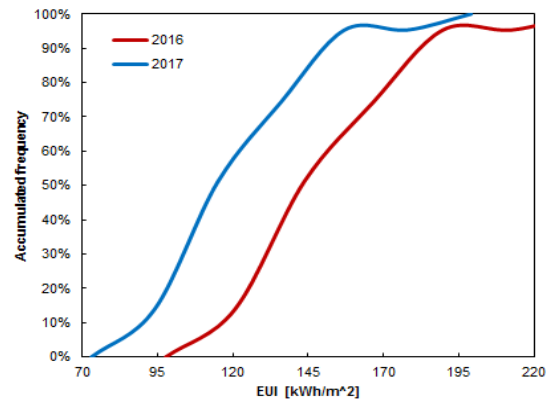


Figure 8: EUI Accumulated frequency analysis to 2016&2017

### 3.2 Energy simulation

For this research, a building type A was selected, which was simulated to get its energy behavior. In addition, it has an altitude of 9 m.a.s.l. which is the average altitude of the sample. Although, there is no relationship between the location of each building and the level of consumption. On the other hand, it is observed that the environmental temperature influences the energy consumption of all buildings for the 2016 and 2017 periods.

In Fig. 9 is observed that there is a growing relationship between electricity consumption and environmental temperature. The adjustment curve obtained shows that the energy consumed by the building presents a greater influence of the temperature from 26°C with an approximate consumption of 2 000 kWh.

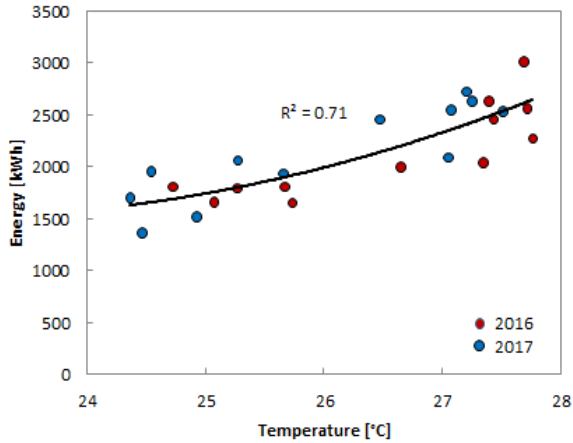


Figure 9: Fitting curve, 24 months of actual energy and weather data of Building ideal

Subsequently, to validate the results obtained in Fig. 9. The energetic simulation of the ideal building was carried out with the previously established parameters. Fig. 10 shows the real energy consumption, simulated consumption and average environmental temperature for each month of 2016 and 2017. In addition, the behavior of cooling degree days (CDD) [15] is included to indicate the climatic conditions of the place. As a result, for the period established, it was obtained that the real and simulated energy behaviors are influenced by the required cooling loads as a consequence of the environmental temperature. In addition, a pattern of consumption is observed every six months which is repeated in the two years. Where the first semester of the

year presents higher consumption than the second as shown in Fig. 10.

It is expected that the CDD have a behavior similar to real and simulated consumption as well as the month of November 2017, where the three factors decrease at the same time. The differences between real and simulated consumption are due to the behavior and operation of the building itself as its operation and occupation, which vary during the year according to the dynamics of the city and climate variability. In the simulation, the occupation was constant depending on the employees who provide the public service. Finally, Fig. 10 shows that the basic consumption of buildings, consisting of the lighting system and electronic equipment, has a constant value over 1 000 kWh. The simulated average base consumption corresponds to 46% of the total consumption, while for the air conditioning system it is 54% noticing that the energy consumption is related by the climatic conditions.

It is expected that the CDD have a behavior similar to real and simulated consumption as well as the month of November 2017, where the three factors decrease at the same time. The differences between real and simulated consumption are due to the behavior and operation of the building itself as its operation and occupation, which vary during the year according to the dynamics of the city and climate variability. In the simulation, the occupation was constant depending on the employees who provide the public service. Finally, Fig. 10 shows that the basic consumption of buildings, consisting of the lighting system and electronic equipment, has a constant value over 1 000 kWh. The simulated average base consumption corresponds to 46% of the total consumption, while for the air conditioning system it is 54% noticing that the energy consumption is related by the climatic conditions.

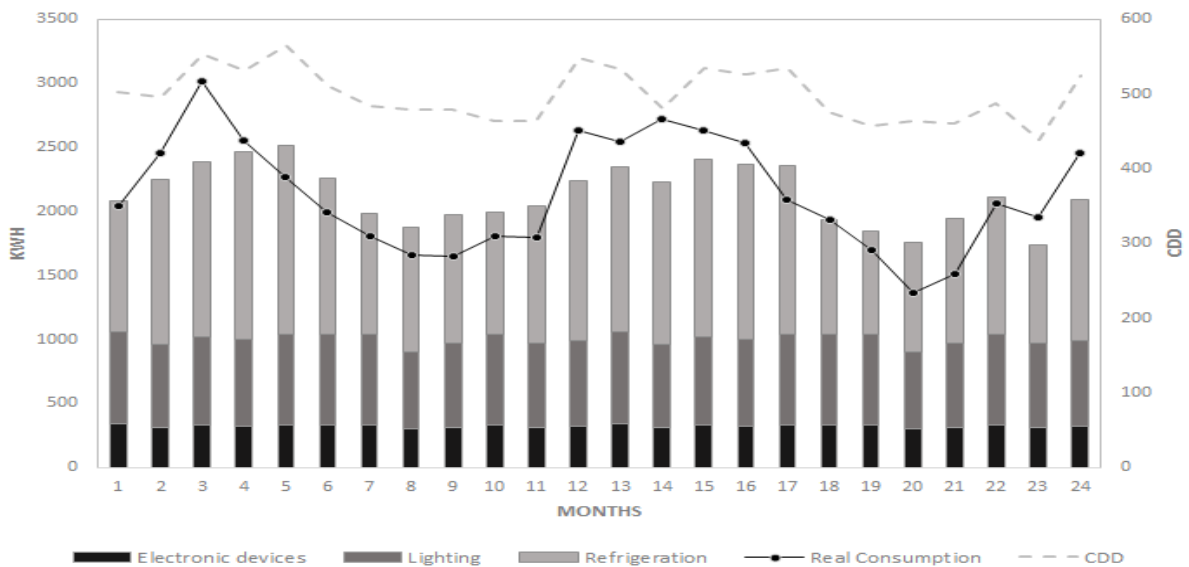


Figure 10: Real consumption, simulation consumption and CDD, results



### 3.3 Energy monitoring

To validate the energy simulation, real energy consumption data of a UPC was collected for April and May, each 15 minutes. The energy consumption of the air conditioning systems accounted for 57.4% of the total building consumption. The remaining 42.6% corresponds to equipment with energy requirements independent of external climatic conditions, such as servers, lighting, printers, and other devices. These values exhibit an error of less than 5% compared to the results obtained from the energy simulation.

Using heat maps, the monitored monthly consumption patterns of the UPC were identified as shown in Fig. 11. Cool colors (shades of blue or light blue) indicate low-value ranges, while warm colors (shades of yellow or red) indicate high values within a given scale. It is observed that consumption does not depend on the day of the week but rather on the occupancy schedule.

The typical consumption schedule during a workweek is from 9h00 to 10h00, with elevated consumption observed. The periods of highest consumption are approximately from 12h00 to 18h00. Due to the activities carried out in the UPC, the building is occupied by staff 24 hours a day, 7 days a week. For this reason, it is not possible to define a specific start or end time for the workday. However, it is observed that

from 22h00 to 8h00, most equipment, including the air conditioning, is turned off.

### 3.4 Identification of savings opportunities

#### Strategy 1

As shown in Fig. 11, the activation and deactivation of the air conditioning system are not automatic. The system is fully activated between 8h00 and 22h00, with 9h00 being the most frequent activation time. The system is deactivated between 21h00 and 12h00, and in some cases at 2h00. The building does not exhibit any difference in energy consumption on weekends compared to weekdays. However, from 22h00 until 9h00, it shows a similar hourly energy usage pattern during the week, amounting to 4.5 kWh

In this regard, an energy-saving strategy is proposed, which involves gradually activating the air conditioning system starting at 9h00 and deactivating it at 20h00. These two events must be carried out with the exterior doors completely closed to control internal thermal load.

When applying the described strategies, a minimum estimated monthly savings of approximately 9% is anticipated, equivalent to 10 322 kWh per year, 3.8 metric tons of CO<sub>2</sub> emissions [18] and 743 USD considering the current rate [17].

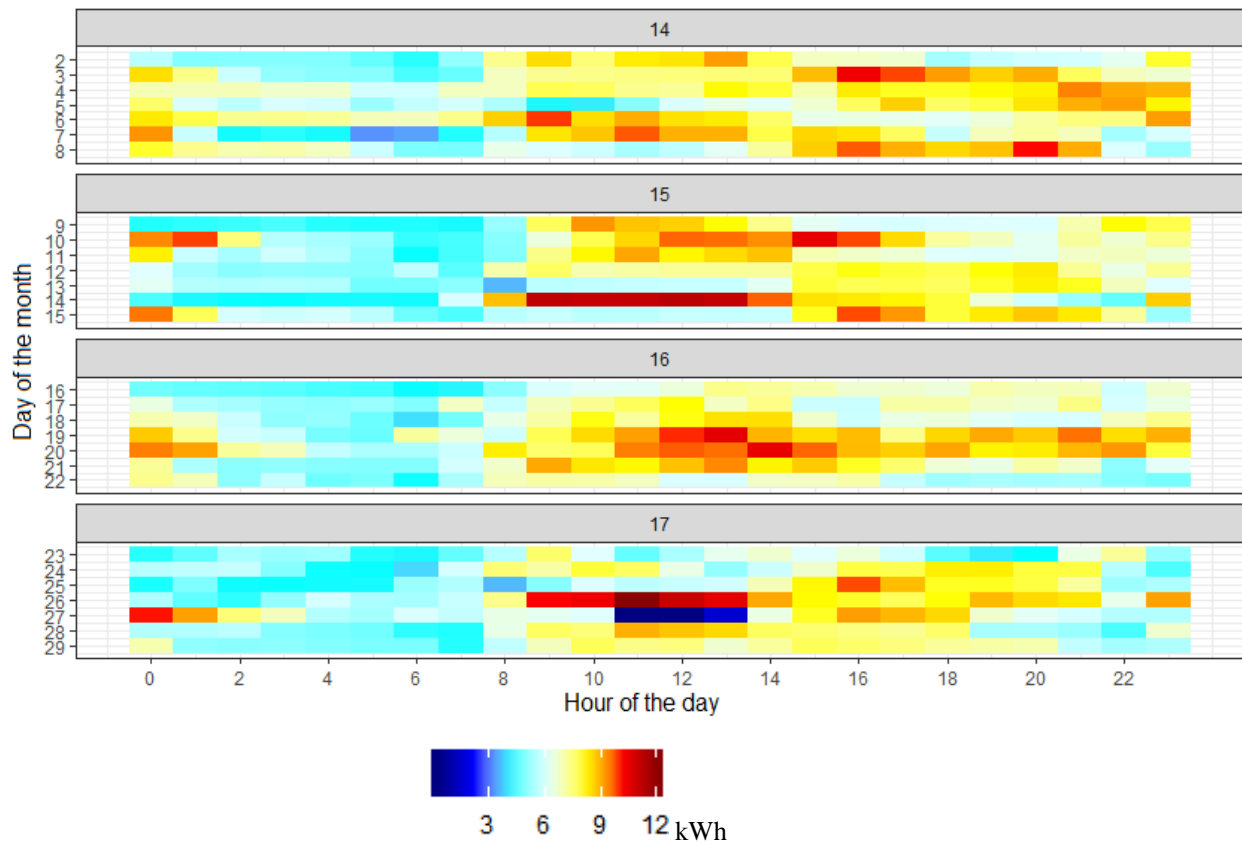


Figure 11: Average real consumption of the building



### Strategy 2

The electrical consumption of the air conditioning system is highly influenced by external environmental conditions. This allows for the determination of potential savings through the adjustment of the minimum operating temperature of the air conditioning system.

The analysis of Cooling Degree Days (CDD) showed that 22°C is the minimum activation temperature for the air conditioning system. By increasing the control temperature to 23°C, an approximate electricity saving of 16.83% of the system's consumption is expected, amounting to 478 kWh per month, 413 USD per year considering the current rate [17], and 1.4 metric tons of CO<sub>2</sub> emissions [18].

In Table 3, the percentage increase or decrease in monthly consumption of the air conditioning system is presented when reprogramming the system's operating temperature. The values presented were determined based on the consumption data for April and May and may vary in different seasons with different climate control requirements.

**Table 3: Energy savings percentages based on changes in the on-off configuration**

°C	T20	T21	T22	T23	T24
T20	0.00%	-9.13%	-14.05%	-27.92%	-40.97%
T21	11.97%	0.00%	-14.05%	-21.21%	-35.94%
T22	23.92%	14.05%	0.00%	-16.83%	-32.65%
T23	35.71%	27.92%	16.83%	0.00%	-20.04%
T24	46.81%	40.97%	32.65%	20.04%	0.00%

Table 4 shows the forecasted savings for both strategies.

**Table 4: Results of strategies 1 and 2**

Saving	Energy	Emission	Economic
Strategy 1	10 322 kWh	3.8 mtCO <sub>2</sub>	743 USD
Strategy 2	478 kWh	1.4 mtCO <sub>2</sub>	413 USD
Total	10 800 kWh	5.2 mtCO <sub>2</sub>	1 156 USD

### 4. CONCLUSIONS

The selected sample consists of two types of buildings A and B, which differ by the construction area and the amount of glazing. The statistical analysis shows that the energy consumption of buildings is influenced by temperature. It has been determined that the year 2016 had a higher temperature than 2017. Furthermore, the analysis of degree days of refrigeration confirms that Guayaquil city belongs to the very hot humid zone.

Within 43 buildings, 4 buildings form the group of high consumption during the two years, which

corresponds to 13% of total energy consumption of the sample. If the 4 buildings had the energetic behavior of building type A, an approximate saving of 2 000 USD per building would be obtained. With this value it is possible to pay 90% of annual electric service of the monitored building.

The analyses on the UPC type A shows that the variables considered in the simulation (envelope, activity, use, equipment, etc.) are adapted to the real energy behavior. When UPC uses electrical energy only for base loads, electricity consumption is not influenced by weather conditions.

Real information was collected on the disaggregated energy consumption of a UPC to understand its energy behavior and in this way identify savings opportunities and optimize energy use in similar buildings in the same climatic zone.

Reducing the control temperature of the cooling system by 1°C has the potential to yield annual savings of 413 USD. Additionally, optimizing and automating the activation and deactivation of the cooling system can lead to savings of 743 USD per year

### 5. ACKNOWLEDGMENT

This work was fully supported by the Regulation and Control Agency for Energy and Non-Renewable Natural Resources (ARCERNNR), Geological and Energy Research Institute (IIGE), National Police of Ecuador, and Spanish Agency for International Development Cooperation (AECID)

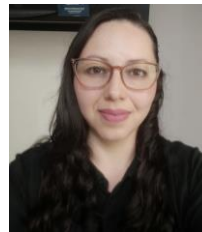
### 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change, "Summary for Policymakers. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001.
- [2] R. Khosla, O. Abdelaziz, R. Gluckman, and L. Riahi, Keeping it chill. Nairobi, 2023.
- [3] A. Edelman, A. Gedling, R. Kononov, Elena McComiskie, A. Penny, D. Roberts, Nicholas Templeman, Shelley, Trewin, and M. Ziembicki, "State of the Tropics," 2014. [Online]. Available: <https://www.jcu.edu.au/state-of-the-tropics/publications/2014-state-of-the-tropics-report/2014-report/State-of-the-Tropics-2014-Full-Report.pdf>
- [4] A. Penny, M. Templeman, Shelley McKenzie, D. Tello, and E. Hunt, "State of the tropics," 2020. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/343441325\\_State\\_of\\_the\\_Tropics\\_2020\\_Report](https://www.researchgate.net/publication/343441325_State_of_the_Tropics_2020_Report)





- [5] T. Harso, R. Vale, and B. Vale, Sustainable Building and Built Environments to Mitigate Climate Change in the Tropics. Springer International Publishing, 2017. doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49601-6>.
- [6] A. Bastida, "Hoja de ruta para reducir los HFC en el Ecuador," 2023.
- [7] E. M. Pickering, M. A. Hossain, R. H. French, and A. R. Abramson, "Building electricity consumption: Data analytics of building operations with classical time series decomposition and case based subsetting," *Energy Build.*, vol. 177, pp. 184–196, 2018, doi: 10.1016/j.enbuild.2018.07.056.
- [8] M. Palme et al., "Estrategias para mejorar las condiciones de habitabilidad y el consumo de energía en viviendas," 2016. [Online]. Available: <http://www.iner.gob.ec/biblioteca/>
- [9] J. Litardo, R. Hidalgo-León, P. Coronel, A. Damian, J. Macías, and G. Soriano, "Dehumidification Strategies to Improve Energy Use at Retailers: A Case Study of a Supermarket Located in Guayaquil, Ecuador." Nov. 16, 2020. doi: 10.1115/IMECE2020-23930.
- [10] H. G. Kim and S. S. Kim, "Complementary Methodology for Energy Efficiency Ratio-Based Assessments with Change-Point Model Parameters," *Buildings*, vol. 13, no. 11, 2023, doi: 10.3390/buildings13112703.
- [11] Y. Hirano, K. Gomi, S. Nakamura, Y. Yoshida, D. Narumi, and T. Fujita, "Analysis of the impact of regional temperature pattern on the energy consumption in the commercial sector in Japan," *Energy Build.*, vol. 149, pp. 160–170, 2017, doi: 10.1016/j.enbuild.2017.05.054.
- [12] J. Devore, *Probability & Statistics for Engineering and the Sciences*, Eighth. Boston: Brooks/Cole, 2010.
- [13] Energy Star, "Portfolio Manager Technical Reference Climate and Weather," U.S., 2017. [Online]. Available: <https://www.energystar.gov/buildings/tools-and-resources/portfolio-manager-technical-reference-climate-and-weather>
- [14] ASHRAE Guideline 14-2014, Measurement of Energy, Demand, and Water Savings. Atlanta, GA, USA, 2014.
- [15] ASHRAE, *ASHRAE Handbook: Fundamentals*. 2017.
- [16] L. Godoy-Vaca, E. C. Vallejo-Coral, J. Mart, M. Orozco, and G. Villacreses, "Predicted Medium Vote Thermal Comfort Analysis Applying Energy Simulations with Phase Change Materials for Very Hot-Humid Climates in Social Housing in Ecuador," *Sustainability*, vol. 13, 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/su13031257>.
- [17] Agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables, "Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica - Año 2024," 2023. [Online]. Available: [https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2024/01/Pliego-Tarifario-SPEE-2024\\_compressed.pdf](https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2024/01/Pliego-Tarifario-SPEE-2024_compressed.pdf)
- [18] L. Haro, "Factor de emisión de CO2 del sistema nacional interMinisterio de Energía y Minasconectado de Ecuador," Qui, 2023. [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/wp-1692720103183.pdf>



**Catalina Vallejo Coral.-** She was born in Quito, Ecuador, in 1986. She received her degree in Mechanical Engineering from the Escuela Politécnica Nacional in 2011, and her Master of Science with a specialization in Energy Engineering from Tecnológico de Monterrey, Mexico, in 2017. Her research fields are related to energy efficiency, simulation, thermal comfort, and energy management in buildings and industry. Currently, she is a researcher at the Instituto de Investigación Geológico y Energético.



**Felipe Godoy.-** Originating from Quito, Ecuador, he holds a Bachelor's degree in Mechanical Engineering and is currently pursuing a Master's in Chemical and Energy Engineering at Otto-von-Guericke University Magdeburg (OVGU). With experience as a Scientific Researcher at the Instituto de Investigación Geológico y Energético, he specialized in energy efficiency in buildings, energy simulations and he had international project collaboration, with proficiency in simulation tools, data analysis, and research. Other experiences include an internship at German Aerospace Center (DLR), focusing on conceptual models for electrochemical systems, and as a researcher assistant at OVGU, conducting thermal simulations and packing beds. Proficient in MATLAB and Python, they excel in modeling and analysis, enhancing his expertise in electrochemical systems and thermal simulations.





**Francis Vásquez.-** He was born in Ecuador. He completed his bachelor's in Mechanical Engineering from the Escuela Politécnica Nacional in 2016 and his M. Eng in Energy Conversion Systems and Technologies from the Rovira i Virgili University in 2020.

He worked for five years as a research assistant at the Instituto de Investigación Geológico y Energético in Quito, Ecuador. His main research focus was developing thermal characterization of phase change materials and thermal energy simulation in building applications. Currently, he is a graduate student in the University of Connecticut working in the Nanoscale Imaging and Transport (NIT) Lab where develops thermal transport solutions for micro and nanoscale semiconductor devices.



**Geovanna Villacreses.-** She is a Geographic and Environmental Engineer, graduated from the Master of Science in Geographic Information Systems program at the University of Salzburg. Since 2014, she has conducted research in the field of energy efficiency in

buildings and the application of multi-criteria methods for site selection with renewable potential in the country. She is currently working at the “Instituto de Investigacion Geologico y Energetico” as Director of Innovation.



**Marco Orozco.-** He was born in Tulcán and grew up in Quito, Ecuador. He completed his undergraduate studies in Automotive Engineering at the “Universidad de las Fuerzas Armadas” and his postgraduate studies at the “Escuela Politécnica

Nacional” in the Master's program in Design, Production, and Industrial Automation. He currently works as a Technical Analyst at the “Instituto de Investigación Geológico y Energético”. He has experience in the development of projects related to Energy Efficiency and Renewable Energies.










**Santiago Navarro Vélez.-** He was born in Quito, Ecuador, in 1996. He obtained his degree in Mechanical Engineering from the "Escuela Politécnica Nacional" in 2021. Currently, he works as a research assistant at the "Instituto de Investigación Geológico y

Energético" in the area of Innovation and Scientific Management. His research focuses on thermal energy simulation in buildings, thermal comfort and energy efficiency.

# Evaluation of the Energy Storage Capacity of Cocoa Lignocellulosic Material

## Evaluación de la Capacidad de Almacenamiento de Energía del Material Lignocelulósico de Cacao

M.V. Rosero<sup>1,2</sup>  0000-0003-4060-4397 A. García<sup>3</sup>  0000-0002-4965-5572  
M.A. Muñoz<sup>1,2</sup>  0000-0003-0728-618X A. Marcilla<sup>3</sup>  0000-0003-2042-4671  
J.A. Ayala<sup>1,2</sup>  0009-0001-6225-2030 C.E. Zambonino<sup>1,2</sup>  0009-0007-2953-3619  
N.J. García<sup>1,2</sup>  0009-0000-9466-194X

<sup>1</sup>Facultad de Ingeniería Química, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.

E-mail: [mvrosero@uce.edu.ec](mailto:mvrosero@uce.edu.ec); [mmb127@alu.ua.es](mailto:mmb127@alu.ua.es); [njgarcia@uce.edu.ec](mailto:njgarcia@uce.edu.ec); [jaayalam@uce.edu.ec](mailto:jaayalam@uce.edu.ec); [cezambonino@uce.edu.ec](mailto:cezambonino@uce.edu.ec)

<sup>2</sup>Grupo de Investigación en Ingeniería de Procesos Químicos, Biológicos y Físicos (GIIP), Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador

E-mail: [fiq.giip@uce.edu.ec](mailto:fiq.giip@uce.edu.ec)

<sup>3</sup>Departamento de Pirólisis y Polímeros, Universidad de Alicante, Alicante, España.

E-mail: [angela.garcia@ua.es](mailto:angela.garcia@ua.es); [antonio.marcilla@ua.es](mailto:antonio.marcilla@ua.es)

### Abstract

The purpose of this study is to determine the energy storage capacity of the material obtained from cocoa husks in a capacitor configuration. The lignocellulosic material comes from Ecuadorian cocoa harvests used in agro-industrial processes. Analysis of the volatiles generated during instant pyrolysis was conducted using GC/MS technique. Additionally, a comparison of the capacitor with two different electrolytes was made: sulfuric acid (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) and sodium chloride (NaCl). The material processing involved carbonization and chemical activation processes, carried out in a pyrolysis reactor under an inert nitrogen (N<sub>2</sub>) atmosphere at a heating rate of 20 °C min<sup>-1</sup>, and activated at 850 °C in the same atmosphere for 4 hours. Electrodes were prepared from this material and tested using cyclic voltammetry to assess energy storage at different scan rates for five cycles. The results of the GC/MS analysis and cyclic voltammetry demonstrated that the prepared secondary raw material can be used to obtain high-value added products. The main identified volatile compounds include phenols, acetic acid, and alcohols. The maximum potential was 1,1 kW kg<sup>-1</sup> with NaCl electrolyte, and the maximum durability was achieved with H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> electrolyte with a power of 0,29 kW kg<sup>-1</sup>; these values were obtained at a scan rate of 100 mV s<sup>-1</sup>.

**Index terms**— Cyclic voltammetry, capacitors, electrodes, storage power.

### Resumen

El objetivo de este estudio es determinar la capacidad de almacenamiento energético del material obtenido de cascarilla de cacao en configuración de capacitor. El material lignocelulósico proviene de la cosecha de cacao ecuatoriano utilizado en procesos agroindustriales. Se realizó el análisis de los volátiles generados durante la pirólisis instantáneo mediante la técnica GC/MS; además, de la comparación del capacitor con dos electrolitos diferentes: ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) y cloruro de sodio (NaCl). El procesamiento del material se realizó mediante un proceso de carbonización y otro de activación por vía química, los cuales se llevaron a cabo en un reactor de pirólisis en atmósfera inerte de nitrógeno (N<sub>2</sub>) a una velocidad de calefacción de 20 °C min<sup>-1</sup> y se activaron a 850 °C en la misma atmósfera por 4 horas. A partir de este material se prepararon los electrodos y se probó mediante voltametría cíclica el almacenamiento de energía a diferentes velocidades de barrido para cinco ciclos. Los resultados del análisis GC/MS y de voltametría cíclica demostraron que la materia prima secundaria preparada puede utilizarse para obtener productos de alto valor agregado. Los principales compuestos volátiles identificados corresponden a fenoles, ácido acético y alcoholes. El máximo potencial fue de 1,1 kW kg<sup>-1</sup> con electrolito de NaCl y, la máxima durabilidad se logró con electrolito de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> con una potencia de 0,29 kW kg<sup>-1</sup> estos valores fueron obtenidos a una velocidad de 100 mV s<sup>-1</sup>.

**Palabras clave**— Pirólisis, GC/MS, electrodos, voltametría cíclica, capacitores.

Recibido: 26-03-2024. Aprobado tras revisión: 17-06-2024

Forma sugerida de citación: Rosero, M; Muñoz, M; Ayala, J; García, A; Marcilla, A; Zambonino, C; García, N. (2024). "Capacidad de almacenamiento de energía de materiales lignocelulósicos del Cacao CENACE". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 143-152

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.624>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad,



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

Ecuador es un actor importante en el mercado del cacao, siendo el sexto exportador mundial de cacao a partir de 2019 [1]. La superficie agrícola dedicada al cultivo de cacao en Ecuador constituye el 4 % del uso total de la tierra, lo que la convierte en la mayor superficie dedicada a un cultivo permanente en el país. También, produce: café, caña, banano, maderas como balsa, laurel y productos agrícolas tan variados como flores, camarón, teca entre muchos otros, estos datos se presentan en la Fig. 1 [2].



Figura 1: Información macroeconómica agropecuaria [2]

Actualmente estos productos se han diversificado, pasando por hortalizas, maderas, flores, hasta conservas y productos terminados del mar, los que se muestran en la Fig. 1. Tras la perforación del primer pozo de petróleo en el año 1911 [3], Ecuador basó su economía en este producto; sin embargo, desde 2008 a 2017 se produjo un avance significativo en el potencial energético hídrico de forma sostenible. Este escenario permite pensar en un cambio de la economía basada en la producción petrolera como primer rubro de ingresos por exportación, a una economía post petrolera basada en la conversión de productos considerados materias primas a uno de productos terminados con la implementación de procesos que agreguen valor a estas.

El estudio “Atlas Bioenergético del Ecuador” [4] publicado por el Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC), proporciona información acerca de las principales biomásas generados por el sector agrícola, mencionando productos como: arroz, banano, cacao, café, caña de azúcar, maíz duro, palma africana, palmito, piña y plátano. Según el informe, en Ecuador, los cultivos con mayor potencial energético y más altos volúmenes de producción de residuos son la palma africana y el cacao. La palma africana produce aproximadamente 6,9 millones de toneladas de residuos al año, lo que equivale a la energía de 653 millones de galones de diésel. Por su parte, el cacao genera alrededor de 2 millones de toneladas de residuos anualmente, equivalente a 101 millones de galones de diésel [5].

### 1.1 Cascarilla de Cacao (*Theobroma cacao*)

El cacao pertenece al Orden Malvales, a la familia Esterculiacea, al género *Theobroma* y la especie de Cacao. Proviene de una semilla con una raíz que puede alcanzar entre 1,20 y 1,50 m. Su tronco crece verticalmente entre 3 y 12 m dependiendo de la especie. Su fruto es producto de la floración distribuido en el tronco y ramas del arbusto.

Crece en una topografía plana u ondulada, debe evitarse los suelos arcillosos, arenosos y el mal drenado o la presencia de rocas, entre los factores críticos para el cultivo se encuentran la temperatura y la lluvia, esta especie de árboles requiere que le proporcionen sombra para su óptimo desarrollo, en Ecuador se cultiva el fruto de cacao presentado en la Fig. 2 a una altitud inferior a 1250 m [6].



Figura 2: Cultivo de Cacao Nacional Fino de Aroma, Hacienda “Lucía”, Cantón Mocachi, Provincia Los Ríos

El cacao es uno de los frutos más apetecidos en el mundo. Es cultivado en la mayoría de los países tropicales, los cuales tienen ambientes calientes y húmedos entre los 20o latitud norte y los 20o latitud sur de la línea ecuatorial [7]. En noviembre de 2023 se evidenció que la producción cacaotera mundial llegó a 4,9 millones de toneladas, crecimiento que responde en mayor medida a un incremento en la superficie sembrada más que a una variación de los rendimientos.

Los países de mayor producción en los últimos tres años en el mundo se presentan en la Tabla 1, se muestra que el continente africano cuenta con un volumen de producción del 73,4 %, según el portal de la Organización Mundial del Cacao.

Tabla 1: Países con mayor producción de cacao (International Cocoa Organization, 2023)

Continente/ Países	Producción en miles de toneladas 2020/21	Producción en miles de toneladas 2021/22	Producción en miles de toneladas 2022/23
África	4056	3589	3634
Camerún	292	295	290
Costa de Marfil	2248	2121	2180
Ghana	1047	683	680
Nigeria	290	280	280



Tabla 2: (Continuación). Países con mayor producción de cacao (International Cocoa Organization, 2023)

Otros	178		210		204	
América	935		973		1052	
Brasil	200	18,0 %	220	20,0 %	220	21,2 %
Ecuador	365		365		440	
Otros	369		388		392	
Asia y Oceanía	254		265		268	
Indonesia	170	5,0 %	180	5,0 %	180	5,4 %
Papua Nueva Guinea	42		42		42	
Otros	42		43		46	

El cacao es uno de los principales productos de exportación del Ecuador. La mayor producción se centra en las provincias de Guayas, Los Ríos, Manabí, Esmeraldas y El Oro; sin embargo, existe un crecimiento en su producción, aun marginal en las provincias orientales del país.

En el país se producen dos variedades de cacao: Cacao Nacional Fino de Aroma y el CCN-51. Los cultivos de cacao han presentado una tendencia creciente de acuerdo con los datos presentados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC); en 2007 la superficie plantada fue de 422985 hectáreas (ha), y en 2022 de 591557 ha, se observa un aumento aproximado del 40 % de la superficie plantada en los últimos 15 años; valor que se mantiene hasta la actualidad con un 41,3 % de la superficie total de cultivo nacional [8].

### 1.2 Subproducto sin Finalidad Económica

La cosecha de cacao tiene como componente de desecho la estructura tanto de meso y exocarpio de la fruta presentado en la Fig.3. Este residuo representa más del 60 % en peso de la fruta en base húmeda y no tiene ningún fin económico en Ecuador, generando más de 195000 toneladas anuales de desechos que normalmente se queman para reducir su volumen.

La gran variedad de flora y fauna del Ecuador, con un notable incremento de producción agroforestal, genera ambientes donde se debe encontrar soluciones a los crecientes depósitos de desechos de estos subproductos.



Figura 3: Exo y meso carpio de Cacao Nacional Fino de Aroma, Hacienda “Lucía”, Cantón Mocachi, Provincia Los Ríos

### 1.3 Materia Prima Secundaria

Un enfoque que se está explorando es el uso de cascarilla de cacao para la producción de carbón activado, el cual tiene numerosas aplicaciones en las industrias química, farmacéutica y medioambiental.

La biomasa, debido a su dispersión geográfica y su ubicación distante de los principales centros de consumo, así como su baja densidad energética y variabilidad, se beneficia de un proceso de transformación. Este proceso convierte la biomasa en un producto más homogéneo, facilitando su transporte, distribución y almacenamiento, aumentando su valor [9]. Estos materiales residuales constituyen un papel importante en la sostenibilidad ambiental, en la gestión de recursos y en la economía circular; cuando se aplica dichos procesos de transformación a estos materiales, aumenta su utilidad, rentabilidad y se reconocen como materias primas secundarias.

El tratamiento térmico de la biomasa ha tomado mucha vigencia por el potencial tanto energético como de reducción de residuos. Se ha realizado trabajos que van desde la caracterización de las biomásas, su tratamiento térmico y la valoración de las cantidades de cada corriente. La valoración por pirólisis, estudiada en “Leaves and Characterization of Products” en 2022 [10] presenta rendimientos máximos de bio-aceite de 44,7 % a 550 °C, biogas 36,67 % a 650 °C y de 36,82 para el carbón a 350 °C, obtenidos con una velocidad de calentamiento de 25 °C min<sup>-1</sup>. La caracterización de las distintas fracciones arroja como resultados generales la presencia de compuestos alifáticos, fenólicos y otros compuestos ácidos en la composición del bio-aceite y una estructura porosa del carbón que puede servir como micronutriente.

En la actualidad se está estudiando el uso de las materias primas secundarias de la producción de cacao para la generación de energía renovable, con proyección para reducir el potencial de calentamiento global y aumentar la calidad del ecosistema [11].

### 1.4 Almacenamiento Energético

El almacenamiento de energía se ha convertido en un aspecto crucial de los sistemas energéticos modernos, ya que permite la integración eficaz de fuentes de energía renovables intermitentes, la gestión de la carga y la estabilidad de la red. Los sistemas tradicionales de almacenamiento de energía, como las baterías de iones de litio, se enfrentan a problemas de disponibilidad de recursos, impacto ambiental y limitaciones de capacidad. En este contexto, los carbones activados obtenidos por pirólisis de materiales lignocelulósicos han surgido como una solución prometedora debido a su abundante suministro y siendo una alternativa para el aprovechamiento de materias primas secundarias.

El gráfico de Ragone de la Fig. 4, establece que cada dispositivo de almacenamiento energético tiene una zona particular en la que se encuentra, lo que indica las diferencias entre unos y otros, por ejemplo, las baterías alcanzan densidades energéticas cercanas a 100 Wh kg<sup>-1</sup>, mientras que los condensadores convencionales y electroquímicos presentan un valor medio de 1 Wh kg<sup>-1</sup>, sin embargo, los dos tipos de condensadores presentan valores de potencia más elevados [10].

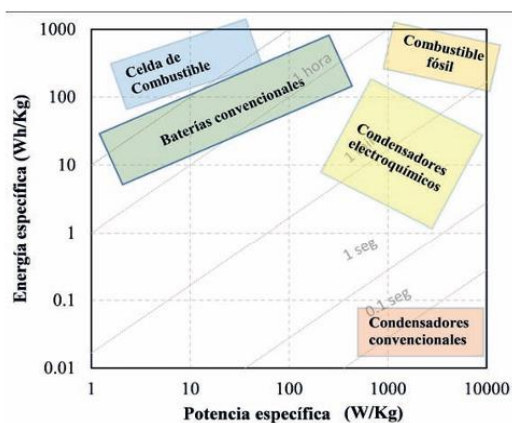


Figura 4: Gráfico de Ragone [9]

Los primeros estudios de capacitores electroquímicos (CE) a partir de materiales carbonosos se remontan a la década de 1950. Sin embargo, su desarrollo acelerado y relevante se ha realizado en los últimos años a nivel mundial. En la actualidad, se evidencia que los carbones activados derivados de cáscaras y vainas de cacao son ampliamente utilizados como posibles adsorbentes y materiales de almacenamiento de energía. Se ha demostrado que la pirólisis y la activación química de los residuos lignocelulósicos del cacao pueden producir carbones activados de alta superficie con excelentes propiedades electroquímicas y de adsorción [12].

El estudio realizado por Yetri [13] muestra que el carbón activado derivado de las vainas de cacao puede sintetizarse en monolitos y utilizarse como electrodos de supercondensadores con una elevada capacitancia específica. El electrodo de carbón se ha fabricado utilizando activadores de hidróxido de potasio (KOH) a concentraciones de 0,3 M y 0,4 M a 700 °C, obteniéndose una capacitancia específica de 90,2 F g<sup>-1</sup> con una densidad de 0,850 g cm<sup>-3</sup> para la concentración de 0,3 M y de 140,2 F g<sup>-1</sup> con una densidad de 0,802 g cm<sup>-3</sup> para la concentración de 0,4 M. Por otro lado, se analizó un estudio que muestra la producción de carbón activado a partir de residuos de piel de cacao para su uso como electrodo de supercondensador, logrando una capacitancia específica óptima de 120 F g<sup>-1</sup> [14].

Dada la magnitud de los avances realizados a nivel global, es imperativo llevar a cabo estos estudios en el país, teniendo en cuenta las características específicas de esta región y las cantidades de residuos generados. Esto

permitirá desarrollar soluciones adecuadas a las necesidades locales y, al mismo tiempo, considerar la implementación de estas tecnologías a nivel nacional. Dichas tecnologías pueden proporcionar almacenamiento energético a bajo costo y con efectos favorables para el medio ambiente, abriendo nuevas posibilidades en el campo de interés. Esta iniciativa mejorará la integración de los sistemas energéticos y económicos a nivel global.

## 2. METODOLOGÍA Y REACTIVOS

### 2.1 Tratamiento Previo y Elaboración de Electrodo

El tratamiento de la biomasa de cacao consiste en la aplicación de un proceso térmico y uno de activación. En la primera parte se carboniza la biomasa en un reactor de pirólisis con atmósfera inerte de nitrógeno a una velocidad de calefacción de 20 °C min<sup>-1</sup>, y posterior a ello se realiza la activación química con K(OH) en proporción 3:1 a una temperatura de 850 °C, con lo que se obtiene el producto de interés conocido como carbón activado. Se forma una pasta homogénea con el producto obtenido y una sustancia aglomerante, posterior a ello se elabora los electrodos circulares para ser montados en el portaelectrodos, el cual va a ser valorado mediante una prueba electroquímica de voltametría cíclica a diferentes velocidades de barrido a lo largo de cinco ciclos.

### 2.2 Pirólisis EGA/Py-GC/MS

La pirólisis analítica se realizó en un pirolizador Multi-Shot EGA/Py 3030D conectado en línea a un cromatógrafo de gases (modelo Agilent 6890B) con detector de espectrómetro de masas (modelo Agilent 5973 MSD). El pirolizador consta de un reactor de cuarzo rodeado por un horno cerámico capaz de calentar hasta 1050 °C. Se coloca la cantidad pesada de muestra (alrededor de 0,1 mg) en el portamuestras que ingresa al reactor de cuarzo en caída libre. Previamente se calienta el reactor a la temperatura de operación seleccionada y se produce una pirólisis flash de la muestra. Los volátiles desprendidos durante 12 s se conducen la columna de gases a través de una interfaz calentada a 300 °C. El espectrómetro de masas actúa como detector.

Las pruebas de pirólisis se llevaron a cabo bajo seis temperaturas diferentes en el rango de 250 a 850 °C. La columna de cromatografía utilizada fue “HP-5MS UI” (30 m x 250 μm x 0,25 μm) y las condiciones de operación seleccionadas fueron: flujo de helio en la columna: 2 mL min<sup>-1</sup>, modo de inyección: dividida (1:50), temperatura del inyector: 280 °C, temperatura inicial del horno: 45 °C por 5 min, velocidad de calentamiento: 12 °C min<sup>-1</sup> y temperatura final: 285 °C por 10 min.

### 2.3 Configuración de Capacitor

Se usó una configuración de capacitor simétrico en electrolito acuoso (Fig. 5). El cual está constituido por un

electrodo positivo, uno negativo, dos colectores de corriente, una membrana y electrolito.

Los electrodos se prepararon con carbón activado (CA's), negro de acetileno y politetrafluoroetileno (PTFE). Se cortaron en forma de discos de aproximadamente 4 mg y 5 mm. Un extremo se conectó al terminal anódico (negativo) enfrentando con el otro extremo del terminal catódico (positivo), se utilizó un adhesivo conductor para unir el electrodo con el colector de corriente de acero inoxidable separados por una membrana de Nylon de 0,45 μm impregnado con una solución acuosa de ácido sulfúrico 1 M (H2SO4) y de cloruro de sodio (NaCl).

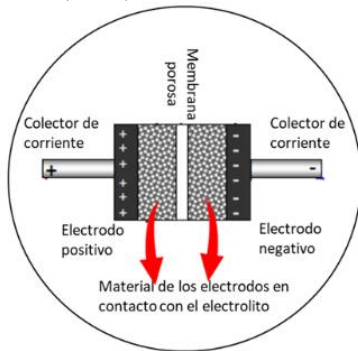


Figura 5: Gráfico de la configuración de una celda electroquímica

Para las pruebas de caracterización se definió como variable independiente el potencial suministrado entre los valores máximo y mínimo a lo largo de los cinco ciclos, y como variable dependiente la intensidad de corriente. Las variables de control consideradas en este estudio son el peso del electrodo y las velocidades de barrido.

#### 2.4 Caracterización Electroquímica

La caracterización electroquímica se evaluó mediante voltamperometría cíclica a velocidades de barrido de 5, 10, 20, 50 y 100 mV s<sup>-1</sup>, esta técnica consiste en hacer pasar la corriente por el electrodo de trabajo en un determinado potencial. Los valores obtenidos son de capacitancia y potencia específica, los cuales se calcularon a partir de las ecuaciones (1) y (2) respectivamente.

$$C = \frac{\int_{V_i}^{V_f} I dV}{\Delta V \cdot a \cdot m} \quad (1)$$

Donde C, es la capacitancia específica, V es el voltaje, I la intensidad, ΔV ventana de potencial, a es la velocidad de barrido y m la masa del electrodo [15].

$$P = \frac{\int_{V_i}^{V_f} I dV}{m} \quad (2)$$

Se definen la variable P como potencia específica, los elementos de la ecuación (2) fueron obtenidos y definidos previamente en base a la ecuación (1).

Los dispositivos fueron expuestos a numerosos ciclos de carga-descarga, a una densidad de corriente y a un potencial definido con el fin de valorar su almacenamiento energético y estabilidad. Se usó el Potenciostato Galvanostato CS serie de Correst Instrument, el rango de voltaje de 0,8 V con una velocidad de exploración de 5, 10, 20, 50 y 100 mV s<sup>-1</sup>.

En el desarrollo de los análisis experimentales, se ha examinado la influencia de diversos factores en los resultados obtenidos. El primer elemento considerado es la superficie de contacto electrodo-electrolito, en dónde se da la transferencia electrónica; la eficiencia en la misma puede generar cambios en la forma del voltagrama cíclico. Otro factor que se considera es la adherencia de los electrodos a los colectores de corriente, lo que puede generar interferencias en las mediciones. El grosor de los electrodos puede cambiar entre las pruebas realizadas, esta variación de medida puede ocasionar dos escenarios: el primero, que el grosor puede ser excesivo lo que dificulta la velocidad de difusión, mientras que el otro escenario con un grosor muy delgado puede afectar la durabilidad y estabilidad mecánica del electrodo debido a una falta de continuidad en el material.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 Pirólisis analítica (Py/EGA-GC/MS)

Las muestras estudiadas han sido sometidas a pirólisis instantánea, con el fin de comparar los procesos de descomposición que sufren las muestras en diferentes temperaturas.

La Fig. 6 muestra el cromatograma de productos volátiles de pirólisis instantánea de la cascarilla de cacao a diferentes temperaturas. Se observa pocos productos volátiles a temperaturas a los 200 °C siendo el principal el CO<sub>2</sub>. El número de productos volátiles identificados es mayor a 300, 400, 500, 600 y 800 °C, lo que se debe a las diferentes reacciones primarias y secundarias producidas por el craqueo térmico; sin embargo, el comportamiento es particular para cada biomasa. El efecto de la temperatura de pirólisis en la distribución del producto ha sido reportado en varios estudios, así como los tipos de biomasa y/o configuraciones del reactor [1], [2]. La temperatura a la que se produce el mayor número de compuestos volátiles es 450 °C, un comportamiento similar se observa en el estudio de Muñoz y col, 2024 [3].

Este tipo de análisis no permite comparar directamente rendimientos entre diferentes especies, pero sí la evolución de los rendimientos de un mismo compuesto en diferentes condiciones.

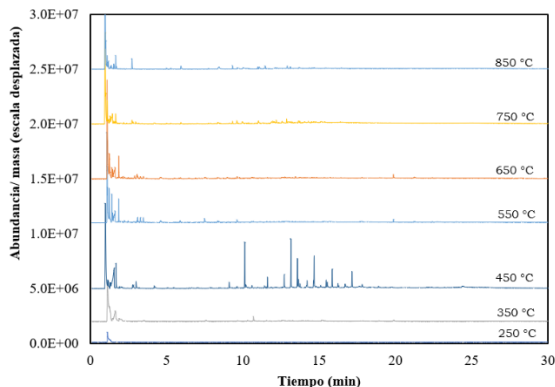


Figura 6: Comparación de cromatogramas de residuos de cascarilla de cacao obtenidos a distintas temperaturas de pirólisis

Los principales grupos funcionales identificados pertenecen a compuestos oxigenados, hidrocarburos saturados, fenoles y en bajos porcentajes a aldehídos, ésteres e hidrocarburos aromáticos. Los compuestos oxigenados incluían ácidos orgánicos, aldehídos, cetonas y fenoles. Siendo el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) el de mayor porcentaje respecto al resto de componentes. Los demás compuestos que tuvieron mayor porcentaje son fundamentalmente: 2-metoxi-fenol, 2,3-dimetil-piridina, 3-metil-1,2-ciclopentanediona, 2,6-dimetoxi-fenol, 2-butanol, maltol, 3,4-dihidroxiacetofenona, 3-metilfenol, 2-metoxi-5-metilfenol, 2,3-dimetil-ciclohexanol y 2-metoxi-4-hidroxi-2,7-dimetil-4-octanona [3], [4], [5], [6].

La Fig. 7 compara el porcentaje de área de estos grupos para cada muestra a las temperaturas estudiadas, se excluye las temperaturas de 250 y 350 °C, ya que como se observa en la Fig. 6, no se presenta pocos productos volátiles generados, siendo compuestos con peso molecular menor a 110, formados principalmente por CO<sub>2</sub> y agua.

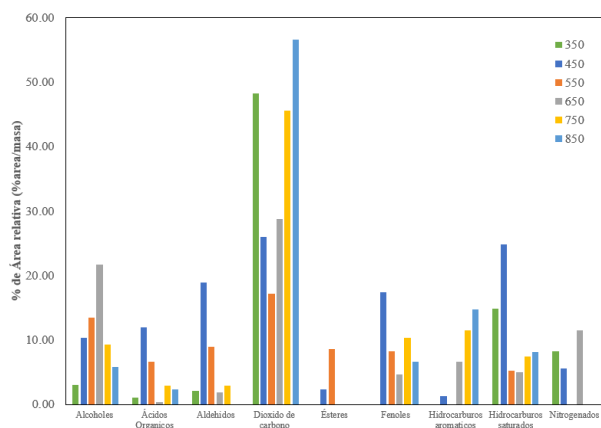


Figura 7: Área relativa total de los volátiles a partir de pirólisis instantánea de la cascarilla de cacao a diferentes temperaturas

### 3.2 Electrolito de Ácido Sulfúrico

La Fig. 8 presenta las curvas de voltamperometría cíclica para los electrodos de carbón activado a

velocidades de barrido 5, 10, 20, 50 a 100 mV s<sup>-1</sup>, respectivamente. Las curvas CV a 5 mV s<sup>-1</sup> de los electrodos, presentaron una forma ovalada, elongada y estrecha, sin presencia de picos de oxido-reducción, a esta velocidad se presenta un área de potencial un 30 % más amplia que en las demás velocidades de barrido. Al incrementar la velocidad de barrido a 10 mV s<sup>-1</sup> se observa una disminución de la inclinación, variando ligeramente en los ciclos sucesivos, además, se experimenta una pérdida gradual a velocidades más altas indicando una estabilidad razonable. Formas similares de voltagramas de carga y descarga se presenta en el estudio “Evaluación de la capacidad de almacenamiento de energía en xerogeles de carbono activados obtenidos a partir de lignina” [16]. La muestra demostró una mayor retención de la energía, que es atribuible a un aumento de la presencia de mesoporos, de acuerdo con un estudio realizado que indica el uso de la celda simétrica ensamblada con dos electrodos de PPy-(SO<sub>4</sub>)<sub>2</sub>/MnO<sub>2</sub>, el cual exhibió valores de energía y potencia específica de 1,4 Wh kg<sup>-1</sup> y 34 W kg<sup>-1</sup>, alcanzando una estabilidad cíclica del 62 % después de 1000 ciclos de carga-descarga, para la velocidad de 5 mV s<sup>-1</sup>, presentando una forma cuasi-rectangular que indica un comportamiento capacitivo y reacciones redox reversibles relacionadas con el dopado/dedopado de los iones sulfato en las cadenas del polímero [17].

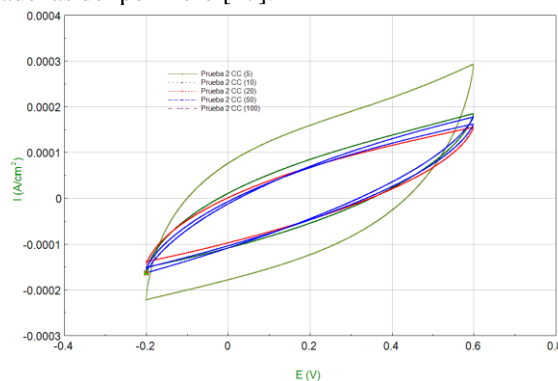


Figura 8: Voltagrama – Electrodo de cacao. Comparativo de velocidades de barrido

La Tabla 2 y 3 presenta un comparativo de los datos del voltagrama para las velocidades de barrido de 5, 10, 20, 50 y 100 mV s<sup>-1</sup> de 5 cíclicos. Se observa que la capacitancia inicial de 26,74 F g<sup>-1</sup> disminuye ligeramente en ciclos sucesivos, indicando una estabilidad razonable. A 10 mV s<sup>-1</sup>, la capacitancia inicial de 18,54 F g<sup>-1</sup> experimenta una pérdida gradual, pero se estabiliza después del Ciclo 2. La velocidad de 20 mV s<sup>-1</sup> muestra una adaptación más pronunciada, con una capacitancia inicial de 10,48 F g<sup>-1</sup> y una disminución continua. Con los valores de 50 mV s<sup>-1</sup> y 100 mV s<sup>-1</sup>, con capacitancias iniciales de 6,01 F g<sup>-1</sup> y 3,66 F g<sup>-1</sup> respectivamente, se observa una pérdida gradual que se estabiliza después del Ciclo 2, sugiriendo una adaptación eficiente a tasas de barrido más altas.

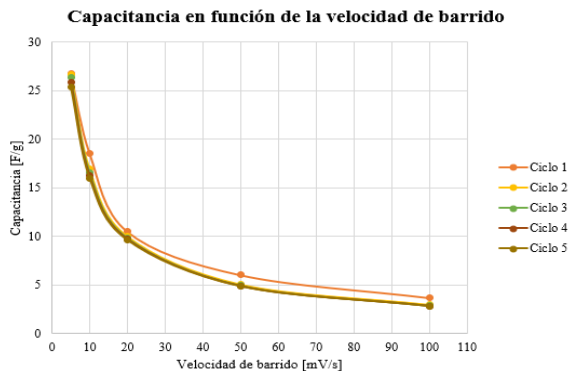




Estos resultados subrayan la influencia de la velocidad de barrido en la capacitancia del electrodo de cacao, con implicaciones para la optimización de condiciones en aplicaciones de almacenamiento de energía. Se observan los valores obtenidos mediante las ecuaciones (1) y (2) utilizando los datos del voltograma cíclico, representado en la Fig. 8. Se evidencia que los valores de la capacitancia son más altos conforme el área de la curva de carga-descarga es más amplia, por tanto, hay una relación directa, a diferencia de la potencia específica que presenta un valor mayor con la menor área. Los valores calculados se encuentran en el rango de 90 y 140 F g<sup>-1</sup>, los cuales son similares a otros trabajos de investigación[18].

**Tabla 3: Capacitancia del capacitor electroquímico de Cacao con H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>**

Capacitancia, F g <sup>-1</sup>					
Velocidad de barrido, mV/s	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4	Ciclo 5
5	26,74	26,65	26,31	25,91	25,37
10	18,54	16,90	16,53	16,24	15,97
20	10,48	9,98	9,82	9,71	9,59
50	6,01	5,03	4,93	4,88	4,84
100	3,66	2,94	2,86	2,83	2,81



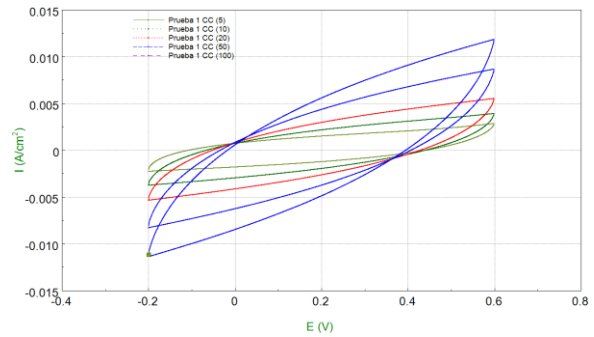
**Figura 9: Curva de capacitancia en función de la velocidad de barrido para electrodos de Cacao con H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>**

**Tabla 4: Potencia del capacitor electroquímico de Cacao con H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>**

Potencia, kW kg <sup>-1</sup>					
Velocidad de barrido, mV/s	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4	Ciclo 5
5	0,107	0,106	0,105	0,103	0,101
10	0,157	0,143	0,140	0,137	0,135
20	0,167	0,159	0,157	0,155	0,153
50	0,240	0,201	0,197	0,195	0,193
100	0,293	0,235	0,228	0,226	0,224

### 3.3 Electrolito de Cloruro de Sodio

En la Fig. 10, se presentan las curvas de voltamperometría para el electrodo de cacao en presencia del electrolito de cloruro de sodio. Las velocidades de barrido de 5, 10, 20, 50 y 100 mV s<sup>-1</sup> respectivamente. Las curvas de carga y descarga que aquí se observan, también presentan formas ovaladas, estrechas y elongadas sin presencia de picos de oxido-reducción. En el caso del electrolito de cloruro de sodio, se evidencia que el área de menor tamaño es a una velocidad de barrido de 5 mV s<sup>-1</sup>, y a medida que aumenta la velocidad de barrido, el área también aumenta. Cuando el área es más grande, significa que existe una mayor capacidad de carga, densidad de energía y capacidad de corriente, lo que sugiere que el electrodo alcanza mayor estabilidad y capacidad de almacenamiento de energía cuando aumenta el número de ciclos.



**Figura 10: Voltagrama – Electrodos de cacao. Comparativo de velocidades de barrido**

En la Tabla 4 y 5, se muestran los resultados calculados a través de la ecuación (1) y (2), empleando los datos del voltograma cíclico representados en la Fig. 8. Se observa claramente que los valores de capacitancia son más elevados a medida que el área bajo la curva de carga-descarga se vuelve más extensa, lo que indica una relación directa. En contraste, la potencia específica exhibe un valor superior cuando el área es menor. A pesar de que los capacitores proporcionan una capacitancia significativamente mayor en comparación con los condensadores convencionales, su voltaje suele ser limitado, generalmente en un rango de 0,5 a 2,7 V [19].

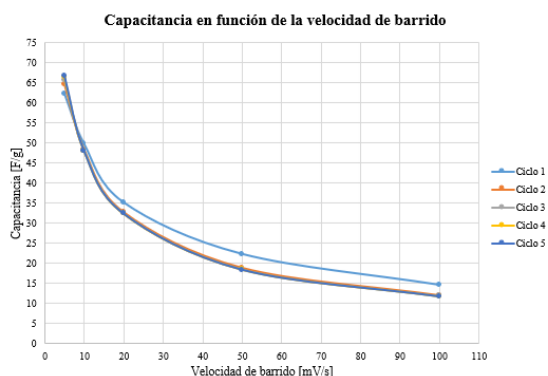
La velocidad de barrido de 5 mV s<sup>-1</sup> presenta una capacitancia de 62,18 F g<sup>-1</sup> y aumenta a 66,72 F g<sup>-1</sup> en el quinto ciclo, mientras que a partir de la velocidad de barrido de 10 mV s<sup>-1</sup>, la capacitancia disminuye del primer al quinto ciclo y se encuentra una mayor estabilidad a partir del segundo ciclo en todas las velocidades de barrido, localizando una variación entre ciclos menor a 0,3 F g<sup>-1</sup>. También se obtiene que la capacitancia disminuye aproximadamente un 20 % cuando aumenta la velocidad de barrido; esto ocurre en cada caso con relación a la anterior velocidad utilizada. Por otra parte, la potencia específica es directamente proporcional a la velocidad de barrido y al área de las curvas CV; el aumento de potencia es de aproximadamente 20 % en cada velocidad de barrido.



En la Tabla 5 se evidencia un incremento del primer al quinto ciclo en la velocidad de barrido de 5 mV s<sup>-1</sup>, mientras que a partir de la velocidad de barrido de 10 mV s<sup>-1</sup>, la potencia disminuye en cada ciclo y existe mayor estabilidad a partir del segundo ciclo con una variación de apenas 0,2 kW kg<sup>-1</sup>.

**Tabla 5: Capacitancia del capacitor electroquímico de Cacao con NaCl**

Capacitancia, F g <sup>-1</sup>					
Velocidad de barrido, mV/s	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4	Ciclo 5
5	62,18	64,52	65,57	66,26	66,72
10	49,67	48,21	47,99	47,92	47,89
20	35,12	32,68	32,40	32,32	32,32
50	22,30	18,83	18,51	18,40	18,35
100	14,61	11,99	11,82	11,75	11,70



**Figura 11: Capacitancia en función de la velocidad de barrido para electrodos de Cacao con NaCl**

**Tabla 6: Potencia del capacitor electroquímico de Cacao con NaCl**

Potencia, kW kg <sup>-1</sup>					
Velocidad de barrido, mV/s	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4	Ciclo 5
5	0,249	0,258	0,262	0,266	0,267
10	0,483	0,422	0,420	0,419	0,419
20	0,561	0,522	0,517	0,516	0,516
50	0,8912	0,752	0,739	0,735	0,689
100	1,104	0,958	0,944	0,938	0,935

Al comparar los resultados con los electrolitos H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> y NaCl en el capacitor electroquímico de cacao, se evidencia una clara superioridad de NaCl en términos de capacitancia. A una velocidad de barrido de 5 mV s<sup>-1</sup>, la capacitancia con NaCl es más del doble que la obtenida con H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (62,18 F g<sup>-1</sup> vs. 26,74 F g<sup>-1</sup>). Esta tendencia se mantiene consistente a lo largo de todos los

niveles de velocidad de barrido. Además, al evaluar la conservación de la capacitancia entre ciclos, los porcentajes indican una mayor estabilidad con NaCl. El ciclo 5 a 5 mV s<sup>-1</sup> de NaCl conserva el 93,1 % de su capacitancia inicial, mientras que H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> solo conserva el 94,5 %. Estos datos subrayan que el electrolito de NaCl es mejor, demostrando no solo una mayor capacitancia inicial, sino también una mayor estabilidad a lo largo de múltiples ciclos [20].

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los residuos de cacao son tratados mediante pirólisis para generar productos como: biocarbón y compuestos volátiles con valor agregado. La mayor cantidad de productos volátiles se obtienen a 450 °C, entre los cuales se producen mayormente fenoles, ácidos orgánicos, alcoholes y dióxido de carbono, y en menor cantidad aldehídos, hidrocarburos saturados y aromáticos.

El carbón obtenido de cascarilla de cacao y activado químicamente demostró que sirve como material para almacenar energía. La máxima potencia almacenada fue de 1,1 kW kg<sup>-1</sup> a 100 mV s<sup>-1</sup> con electrolito de NaCl, y la máxima potencia para el electrolito de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> fue de 0,29 kW kg<sup>-1</sup>. Se comparó los resultados obtenidos de la potencia con el Diagrama de Ragone (Fig. 3), localizándose en la zona de condensadores electroquímicos. El electrolito NaCl utilizado para el capacitor mostró una mayor capacidad de almacenamiento de energía con un valor de 62,18 F g<sup>-1</sup> comparado con el electrolito de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> que tiene un valor de 26,74 F g<sup>-1</sup>. El capacitor con electrolito de NaCl tiene menos estabilidad, mientras que para el capacitor con electrolito de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> la estabilidad entre ciclos es mayor.

Para demostrar la durabilidad de los electrodos a largo plazo se recomienda incrementar el número de ciclos. Los datos presentados en esta investigación se convierten en una línea base para futuros estudios de estabilización del material y dopado mediante elementos de dopado como fósforo o nitrógeno.

#### 5. AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al Grupo de Investigación en Ingeniería de Procesos Químicos, Biológicos y Físicos (GIIP) de la Universidad Central del Ecuador y al Departamento de Pirólisis y Polímeros de la Universidad de Alicante.

#### 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] A. Avadí, “Environmental assessment of the Ecuadorian cocoa value chain with statistics-based LCA,” *Int J Life Cycle Assess*, vol. 28, no. 11, pp. 1495–1515, Nov. 2023, doi: 10.1007/s11367-023-02142-4.

[2] Ministerio de Agricultura y Ganadería, “Informe Macroeconómico Agropecuario,” INEN. Accessed:



- Mar. 10, 2024. [Online]. Available: <http://sipa.agricultura.gob.ec/index.php/cifras-agroproductivas>.
- [3] Gerencia de Estudios Cambiarios BCE, *La Actividad Petrolera en Ecuador en la Década de los 80*. Quito: Banco Central del Ecuador, 1990.
- [4] Instituto Nacional de Preinversión, *Atlas bioenergético de la República del Ecuador*. Quito: Esin Consultora S.A., 2014.
- [5] H. Hosseinzadeh-Bandbafha and M. Kiehadrouinezhad, "Environmental Impacts of Chocolate Production and Consumption," in *Trends in Sustainable Chocolate Production*, Cham: Springer International Publishing, 2022, pp. 229–258. doi: 10.1007/978-3-030-90169-1\_7.
- [6] G. A. Enríquez, *Curso sobre el cultivo de cacao*. Turrialba: CATIE, 1985.
- [7] International Cocoa Organization, "ICCO," <https://www.icco.org/>.
- [8] INEC, "Encuesta de Superficie y Producción Agropecuaria Continua," 2022. Accessed: Mar. 24, 2024. [Online]. Available: [https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas\\_agropecuarias/espac/espac\\_2022/PPT\\_%20ESPAC\\_%202022\\_04.pdf](https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas_agropecuarias/espac/espac_2022/PPT_%20ESPAC_%202022_04.pdf)
- [9] N. Müller, C. Tessini, C. Segura, and A. Berg, "Pirólisis rápida de biomasa," Chile, 2013. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/309733974>
- [10] M. Kumar, S. N. Upadhyay, and P. K. Mishra, "Pyrolysis of Sugarcane (*Saccharum officinarum* L.) Leaves and Characterization of Products," *ACS Omega*, vol. 7, no. 32, pp. 28052–28064, Aug. 2022, doi: 10.1021/acsomega.2c02076.
- [11] N. Acosta, J. De Vrieze, V. Sandoval, D. Sinche, I. Wierinck, and K. Rabaey, "Cocoa residues as viable biomass for renewable energy production through anaerobic digestion," *Bioresour Technol*, vol. 265, pp. 568–572, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.biortech.2018.05.100.
- [12] M. V. Vidal, A. Rodríguez, K. Martínez, J. Ocampo, and W. Barrios, "Potencial de residuos agroindustriales para la síntesis de Carbón Activado: una revisión," *Scientia Et Technica*, Pereira, pp. 412–420, Aug. 27, 2018.
- [13] Y. Yetri et al., "Synthesis of activated carbon monolith derived from cocoa pods for supercapacitor electrodes application," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, pp. 1–15, Aug. 2020, doi: 10.1080/15567036.2020.1811433.
- [14] L. D. Ramírez-Valencia, F. E. López-Suárez, L. R. Conde, Esther. Bailón-García, A. Bueno-López, and A. F. Perez-Cadenas, "Cocoa husk as precursor of carbonaceous materials for supercapacitors electrodes," *Journal of Electroanalytical Chemistry*, vol. 963, p. 118325, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.jelechem.2024.118325.
- [15] A. M. García et al., "Monolithic mesoporous graphitic composites as super capacitors: from Starbons to Starenes®," *J Mater Chem A Mater*, vol. 6, no. 3, pp. 1119–1127, 2018, doi: 10.1039/C7TA09338A.
- [16] G. Diossa, C. D. Castro, Z. Zapata-Benabithe, and G. Quintana, "Evaluación de la capacidad de almacenamiento de energía en xerogeles de carbono activados obtenidos a partir de lignina," 2017, doi: 10.18273/revion.v30n2-2017002.
- [17] C. Diaz Arriaga, D. E. Pacheco Catalán, J. M. Bass López, and J. Uribe Calderón, "Capacitor electroquímico basado en PPy-(SO<sub>4</sub>)<sub>2</sub>-: efecto del dióxido de manganeso como templete reactivo en las propiedades electroquímicas," Mar. 2021.
- [18] M. J. Mostazo-López, R. Ruiz-Rosas, E. Morallón, and D. Cazorla-Amorós, "Nitrogen doped superporous carbon prepared by a mild method. Enhancement of supercapacitor performance," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 43, pp. 19691–19701, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.091.
- [19] Y. Yetri, Mursida, D. Dahlan, Muldarisnur, E. Taer, and Febrieliyenti, "Analysis of Characteristics of Activated Carbon from Cacao (*Theobroma cacao*) Skin Waste for Supercapacitor Electrodes," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, IOP Publishing Ltd, Dec. 2020. doi: 10.1088/1757-899X/990/1/012023.
- [20] F. Ahmad, W. M. A. W. Daud, M. A. Ahmad, and R. Radzi, "Cocoa (*Theobroma cacao*) shell-based activated carbon by CO<sub>2</sub> activation in removing of Cationic dye from aqueous solution: Kinetics and equilibrium studies," *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 90, no. 10, pp. 1480–1490, Oct. 2012, doi: 10.1016/j.cherd.2012.01.017.



**Marco Vinicio Rosero Espín.** - Nació en Esmeraldas, Ecuador en 1978. Recibió su título en Ingeniería Química en el año 2008. Actualmente se encuentra cursando sus estudios de doctorado en la Universidad de Alicante, y su campo de investigación se encuentra en los procesos térmicos y electroquímica.



**Morayma Angélica Muñoz Borja.** - Nació en Quito, Ecuador en 1992. Recibió su título en Ingeniería Química en el año 2017. Actualmente se encuentra cursando sus estudios de doctorado en la Universidad de Alicante, y su campo de investigación se

encuentra en pirólisis y fenómenos de transporte.



**Antonio Marcilla Gomis.** - Nació en Alicante, España. Recibió su título doctoral en la Universidad de Alicante el año 1982. Su campo de investigación se encuentra en los procesos térmicos y fisicoquímica.



**Jessenia Antonia Ayala Meza.** - Nació en Quito, Ecuador en 1997. Obtuvo su título de Ingeniera Química de la Universidad Central del Ecuador en 2023. Su campo de investigación se encuentra en procesos térmicos y electroquímicos con fines

energéticos.



**Carla Estefanía Zambonino Sunta.** - Nació en Latacunga, Ecuador en 2001. Actualmente es estudiante de la carrera de Ingeniería Química en la Universidad Central del Ecuador. Su campo de investigación se relaciona con los procesos termoquímicos y su aplicación con fines energéticos.



**Angela García Cortes.** - Nació en Alicante, España. Recibió su título doctoral en la Universidad de Alicante en el año 1993. Su campo de investigación se encuentra en pirólisis y fenómenos de transporte.




**Najhely Judith García Carrión.** - Nació en Loja, Ecuador en 2001. Actualmente es estudiante de la carrera de Ingeniería Química en la Universidad Central del Ecuador. Su campo de investigación se relaciona con los procesos termoquímicos y su aplicación con

fines energéticos.



# Short-Term Prediction of Smart Metering Systems by Multivariable and Multistep Deep Learning Architectures

## Predicción a corto plazo de sistemas de medición inteligentes mediante arquitecturas de aprendizaje profundo multivariable y multipaso

J. A. Lara<sup>1</sup>  0000-0003-4035-3524M. E. Samper<sup>1</sup>  0000-0003-2416-1709D. G. Colomé<sup>1</sup>  0000-0002-2926-5366

<sup>1</sup>Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan - CONICET, San Juan, San Juan, Argentina.  
E-mail: [jlara@iee.unsj.edu.ar](mailto:jlara@iee.unsj.edu.ar) , [msamper@iee-unsjconicet.org](mailto:msamper@iee-unsjconicet.org) , [gcolome@iee-unsjconicet.org](mailto:gcolome@iee-unsjconicet.org)

### Abstract

Smart Grids have revolutionized the electricity industry by enabling more efficient control and monitoring of the electricity supply, with a key component being smart meters (SM). These collect information on demand, energy, and harmonic distortion, among others, which must be stored and managed efficiently in a metering data management system (MDMS). The MDMS must ensure that a complete set of data is obtained for use in algorithms to ensure the reliability and quality of the power supply. To address the challenge of management the big data generated by SM, short, medium, and long-term measurement forecasting techniques have been proposed, highlighting the use of artificial intelligence such as Artificial Neural Networks (ANN) and Deep Learning (DL) methods due to their ability to adapt to different input and output variables with various time horizons. In addition, the influence of the diversity of Information and Communication Technologies (ICT) on the update time and data storage in the MDMS is highlighted. In this sense, this work aims to identify which ANN or DL architecture(s) could be more suitable for enterprise, survey, or research applications, demonstrating favorable performance metrics in different scenarios of sampling frequency and typical data update times in Smart Grids. This is relevant due to the need for MDMS to perform multivariate and multipass predictions in the short term to complete the information until the information is available or updated.

### Resumen

Las Redes Eléctricas Inteligentes de Distribución (REID) han revolucionado la industria eléctrica al permitir un control y monitoreo más eficiente del suministro eléctrico, con un componente clave siendo los medidores inteligentes (SM). Estos recopilan información sobre la demanda, energía, distorsión armónica, entre otros, que deben ser almacenados y gestionados eficientemente en un sistema de gestión de datos de medición (MDMS). El MDMS debe garantizar la obtención de un conjunto completo de datos para su uso en algoritmos que aseguren la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico. Para abordar el desafío de gestionar la gran cantidad de datos generados por los SM, se han propuesto diferentes técnicas de predicción de mediciones a corto, mediano y largo plazo, destacando el uso de inteligencia artificial como las Redes Neuronales Artificiales (ANN) y métodos de Aprendizaje Profundo (DL) debido a su capacidad de adaptación a diferentes variables de entrada y salida con diversos horizontes temporales. Además, se destaca la influencia de la diversidad de Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) en el tiempo de actualización y almacenamiento de datos en un MDMS. En este sentido, este trabajo tiene como objetivo identificar qué arquitectura o arquitecturas de ANN o DL podrían ser más adecuadas para aplicaciones en empresas, estudios o investigaciones, demostrando métricas de rendimiento favorables en diferentes escenarios de frecuencia de muestreo y tiempos de actualización de datos típicos en un REID. Esto es relevante debido a la necesidad del MDMS de realizar predicciones multivariables y multipaso a corto plazo para completar la información, hasta que la misma esté disponible o se actualice.

**Index terms**—Prediction, Smart Meter, Deep Learning, Smart Grid

**Palabras clave**— Predicción, Medición Inteligente, Aprendizaje Profundo, Redes Eléctricas Inteligentes de Distribución.

Recibido: 03-05-2024, Aprobado tras revisión: 11-06-2024

Forma sugerida de citación: Lara, J.; Samper, M., Colomé, D. (2024). "Predicción a corto plazo de sistemas de medición inteligentes mediante arquitecturas de aprendizaje profundo multivariable y multipaso". Revista Técnica "energía". No. 21, Issue I, Pp. 153-164

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.652>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



## 1. INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas inteligentes de distribución (REID) o Smart Grids, son sistemas de infraestructura eléctrica que integran Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) avanzadas para mejorar la eficiencia y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Uno de los componentes clave de las REID es la digitalización de los sistemas de distribución. Esto implica el uso de sensores y medidores inteligentes (SM, por sus siglas en inglés) con una diversidad de tecnologías de comunicación bidireccional integrando una infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) [1], que permite enviar y/o recibir información entre el SM y la empresa distribuidora de energía eléctrica.

Cabe destacar que los SM pueden medir no solo la potencia activa, sino también varios parámetros importantes como la potencia reactiva y por ende la potencia aparente, los valores RMS de voltaje y corriente (un segundo y medio ciclo de verdadero RMS), el factor de potencia, y distorsión armónica, etc. [2]. Esta información es almacenada como series temporales, que son conjuntos de datos registrados a lo largo del tiempo, donde cada punto de datos está asociado con una marca de tiempo específica. Posteriormente, estos datos pueden ser utilizados en algoritmos y/o modelos de confiabilidad, respuesta a la demanda y programación de carga, detección de robos de electricidad, modelado de carga y previsión de carga, estimación de estado, localización de fallas, gestión de interrupciones, protección contra fallas de alta impedancia, monitoreo en tiempo real, entre otras [2], [3].

Los SM recopilan mediciones con una frecuencia que puede oscilar entre 5, 15, 30 minutos y una hora [1], [3], [4], generando miles o incluso millones de datos en función del número de SM instalados. La velocidad de transmisión de esta información puede variar según la arquitectura de las TIC empleada. En algunos casos, los datos se envían inmediatamente tras su medición, mientras que en otros puede existir una demora de varios minutos, horas e incluso días antes de ser transmitidos al centro de control o base de datos donde se almacenan por el sistema de gestión de datos de medición (MDMS, por sus siglas en inglés).

El MDMS se encarga de almacenar, gestionar y procesar los datos de los SM para que otras aplicaciones y servicios del sistema eléctrico puedan utilizarlos correctamente. Sin embargo, estas bases de datos pueden estar incompletas debido a falta de registros o entradas, errores de calidad de datos, limitaciones en la disponibilidad de datos, procesos de extracción de datos incompletos, actualización insuficiente, falta de integración de datos, entre otros motivos. Por tanto, los operadores del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés) deben garantizar la obtención de un conjunto completo de datos en un estado estacionario futuro para su uso en las aplicaciones mencionadas

anteriormente, para lo cual la revisión de la literatura muestra que se han propuesto varias soluciones enfocadas en la predicción de las series temporales.

Entre estas propuestas destacan los métodos tradicionales como los modelos autorregresivos (AR), media móvil (MA), media móvil autorregresivo (ARMA) y media móvil autorregresivo integrado (ARIMA). Por otro lado, los métodos de datos no lineales se basan en tecnologías de Inteligencia Artificial (IA), lógica difusa, métodos metaheurísticos y combinaciones híbridas de estos enfoques [5]. Entre todos estos métodos, aquellos basados en IA se destacan por su capacidad de adaptabilidad y ajuste de parámetros según el tamaño de la muestra o base de datos. Además, son efectivos para enfrentar escenarios y/o casos con cambios en las condiciones ambientales, datos meteorológicos como temperatura, humedad, velocidad del viento y radiación solar, así como variaciones estacionales y diversos tipos de días, incluidos festivos, considerando diferentes entradas y horizontes temporales.

Una amplia gama de técnicas propuestas en IA se encuentran detalladas en [5], [6], [7], enfatizando en especial los métodos basados en el aprendizaje automático (Machine Learning, ML) como las Redes Neuronales Artificiales (Artificial Neural Networks, ANN) y métodos de aprendizaje profundo (Deep Learning, DL) con arquitecturas como Redes Neuronales Recurrentes (Recurrent Neural Networks, RNN), Memoria a Largo Plazo (Long Short-Term Memory, LSTM), Unidad Recurrente con Compuerta (Gated Recurrent Unit, GRU) [8] y Redes Neuronales Convolucionales (Convolutional Neural Networks, CNN). Además, se han incorporado mecanismos de atención [9], [10], [11], y arquitecturas de Codificador-Decodificador que combinan diversas metodologías de DL.

Sin embargo, las redes eléctricas de distribución actuales se encuentran en un proceso de transición hacia las REID. En este contexto, aun no existe una homologación con respecto a las frecuencias de adquisición y reporte de estas mediciones y pueden estar implementadas una o varias TIC que influirán en el tiempo de actualización y almacenamientos de datos en el MDMS. Además, los modelos DL propuestos en investigaciones recientes han sido evaluados en casos de estudio específicos, con respecto a la frecuencia de mediciones y horizonte de predicción, centrándose en la implementación de los nuevos avances en IA y arquitecturas de entradas multivariadas y salida de una variable principalmente potencia o energía activa [12], [13], [14].

Con todos los nuevos avances en IA y considerando las características de las TIC empleadas y las aplicaciones del MDMS, es crucial implementar una arquitectura que garantice la confiabilidad y calidad del servicio. En este contexto, el objetivo principal es



identificar qué arquitectura o arquitecturas de ANN o DL podrían ser más adecuadas para aplicaciones en empresas, estudios o investigaciones, demostrando los rendimientos más óptimos en diversos escenarios de frecuencia de muestreo y tiempos de actualización de datos. Esto es crucial dado que las funciones del MDMS requieren magnitudes de voltaje y corriente para ejecutar las aplicaciones mencionadas en [2], [3]. Este enfoque implica realizar predicciones multivariantes y multipaso a corto plazo para completar los datos hasta que estén disponibles o se actualicen, a diferencia de lo planteado en [12], [13], [14]. En consecuencia, las arquitecturas a comparar se caracterizarán por tener entradas y salidas multivariantes. Se examinarán diferentes escenarios relativos a la frecuencia de toma de mediciones y tiempos de actualización de datos, a fin de abordar la variedad de TIC implementadas en la REID.

El artículo está organizado de la siguiente manera: en la sección 2 se presentan la AMI y los SM, analizando las arquitecturas y tecnologías de adquisición. En la sección 3 se describen las arquitecturas de las redes neuronales recurrentes y convolucionales, híbridas y mecanismos de atención, explicando su funcionamiento y los principios en los que se basan. La sección 4 expone la metodología propuesta, incluyendo las diversas arquitecturas seleccionadas, métricas de rendimiento, las entradas y salidas para los modelos de DL, así como el manejo de la base de datos y el proceso de entrenamiento y prueba de cada modelo. En la sección 5 se presentan los resultados y su correspondiente análisis. Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo.

## 2. INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

Esta sección se enfoca en AMI, especialmente en los Medidores Inteligentes (SM) y las Tecnologías de Adquisición y Almacenamiento de Datos. Se analiza cómo la arquitectura de los medidores y las tecnologías de recopilación de datos presentan desafíos significativos para la predicción a corto plazo en el contexto de la gestión de la energía eléctrica. Estos desafíos incluyen la gestión de grandes volúmenes de datos en tiempo real y la garantía de la precisión y la integridad de la información recopilada, elementos esenciales para lograr una predicción efectiva en entornos dinámicos.

En este sentido, el lado de medición del sistema de distribución ha sido el foco de las inversiones en infraestructura más recientes. Los primeros avances de automatización de la medición, o AMR (*Automatic Meter Reading*), permitieron a las empresas de servicios públicos leer de forma remota los registros de consumo y la información básica del estado de las instalaciones de los clientes [15]. Debido a su sistema de comunicación unidireccional, AMR se limita a la lectura remota no pudiendo ejecutar aplicaciones adicionales, lo que llevó a las empresas de servicios públicos a avanzar hacia AMI.

AMI dota a las empresas de servicios públicos con comunicación bidireccional a los SM, pero también la capacidad de evaluar el estado de la red. Los recientes sistemas de AMI, equipados con una arquitectura mejorada y trabajando en conjunto con sensores inteligentes y una tecnología de control distribuido más sofisticada, permiten a las empresas de servicios públicos realizar el control y la gestión de la red [16].

### 2.1 Medidores inteligentes (SM)

La medición es el primer tema a considerar con respecto a la integración de energías renovables. Si bien el control y el monitoreo en tiempo real pueden evitarse por un tiempo, la facturación requiere que se implemente una estrategia de medición desde la aparición del primer dispositivo en el sistema. Hay dos arreglos de medición principales actualmente en uso, con diferentes niveles de impacto potencial en un sistema AMI, medición única y medición dual.

La medición bidireccional única es la más común entre los prosumidores, que consiste en emplear un único medidor para registrar tanto la energía que fluye hacia la red como la que proviene de ella. Estos medidores deben ser bidireccionales, capaces de medir el flujo de energía positivo y negativo. Esta disposición admite la medición neta, un esquema de tasas que valora teóricamente la energía generada al mismo nivel que la energía consumida. En cambio, la medición dual realiza un seguimiento separado de las cantidades de energía entregadas y recibidas, información que se pierde cuando se utiliza la disposición de un solo medidor.

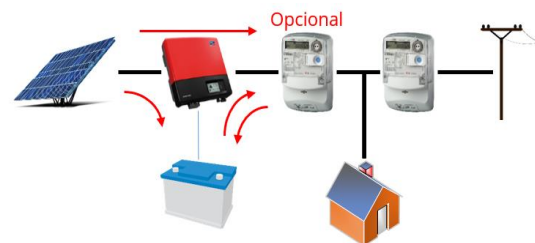


Figura 1: Usuario con un medidor inteligente y medidor inteligente adicional (opcional) para monitoreo de GD.

Específicamente, la generación está vinculada a la carga del cliente, lo que hace imposible determinar exactamente cuánta energía renovable se genera. Por ejemplo, en la Fig. 1 se presenta un diagrama unifilar donde las flechas rojas indican la dirección de la energía según si se consume, se genera o se almacena la energía eléctrica [17].

Esto plantea una problemática: un sistema solar fotovoltaico que genera 2kW en una casa con una carga de 3kW no se puede distinguir de una casa que no genera nada y consume 1kW. La solución a este problema es utilizar un segundo medidor, uno dedicado al sistema de generación renovable. El enfoque de medición dual es superior desde la perspectiva de los datos, y es preferido por la mayoría de las empresas de servicios públicos, pero es poco común debido a la complejidad y el costo

de instalar un segundo medidor. Tanto la medición única bidireccional como la medición dual impactan en el sistema AMI ya que multiplican la cantidad de datos que se deben recopilar.

En un sistema de datos muestreados o de intervalo, la medición bidireccional podría duplicar la cantidad de datos recopilados de cada intervalo porque la energía entregada y recibida probablemente se registraría como mediciones separadas. La medición dual puede triplicar los datos de cada premisa porque el medidor primario aún puede ser bidireccional. Además, la presencia de recursos de generación en cada sitio puede crear un interés o la necesidad de otras cantidades medidas.

Finalmente, como se mencionó en la introducción los SM pueden tomar mediciones de demanda, energía, instantáneas, calidad y armónicos, en la Fig. 2 se muestran mayor detalle de las capacidades de medición en cuanto a variables de demanda (potencia) y de energía, mediciones instantáneas y respecto calidad de la energía y armónicos (calidad de producto técnico)

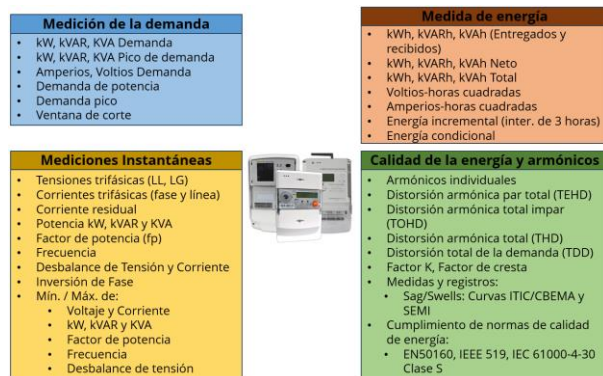


Figura 2: Funcionalidades de medición y supervisión del medidor inteligente [2]

## 2.2 Arquitectura

La arquitectura implica el despliegue de una infraestructura heterogénea, que incluye dispositivos de medición, redes de comunicación y sistemas de recolección, almacenamiento local o a través de servicios en la nube y procesamiento de datos a través de un MDMS, así como las tareas de administración e instalación asociadas para su correcto funcionamiento y se basa en cuatro pilares principales:

- Un dispositivo de medición inteligente.
- Un dispositivo de recopilación de datos, conocido como concentrador de datos.
- Un sistema de comunicación utilizado para el flujo de datos.
- Un sistema centralizado de gestión y control, que se encuentra en el centro de control.

Los sistemas de SM son implementaciones heterogéneas con diferentes requisitos y características, ya que dependen en gran medida del uso previsto.

Además, se pueden encontrar diferentes tipos de medición en el mismo sistema de medición inteligente. Se pueden diferenciar tres grupos principales de medición:

- A pedido: los flujos de datos medidos desde los puntos de consumo a los centros de control a pedido específico de la empresa de servicios públicos cuando sea necesario;
- programado: flujos de datos medidos desde los puntos de consumo a los centros de control mediante tareas preprogramadas y entre cuatro y seis veces al día;
- A granel: la utilidad recopila información de medición de todos los dispositivos varias veces al día [18].

## 2.3 Tecnologías de adquisición y almacenamiento de datos

El componente de comunicaciones juega un papel crucial en las redes eléctricas inteligentes. Se utilizan tecnologías de comunicación avanzadas, como el Internet de las cosas (IoT) y el 5G, para conectar y transmitir datos entre los diferentes elementos de la red, permitiendo una gestión más eficiente y segura.

La adquisición de información de los medidores inteligentes se realiza principalmente a través de tecnologías de comunicación inalámbrica y cableada. Las tecnologías inalámbricas más comunes incluyen ZigBee, Wi-Fi y GSM (Sistema Global para Comunicaciones Móviles), mientras que las tecnologías cableadas incluyen Ethernet y RS-485.

ZigBee es una tecnología inalámbrica de bajo consumo de energía que se utiliza ampliamente en la red de distribución eléctrica. Permite la comunicación bidireccional entre los medidores y la infraestructura de la red de distribución. Wi-Fi también es una opción popular, ya que es ampliamente compatible y ofrece una alta velocidad de transmisión de datos. GSM utiliza la red móvil para transmitir información de los medidores a través de mensajes de texto o datos.

En cuanto a las tecnologías cableadas, Ethernet es ampliamente utilizada debido a su alta velocidad de transmisión y confiabilidad. Se utiliza principalmente para la comunicación entre los medidores inteligentes y el centro de control. RS-485 es otra opción común, especialmente para la comunicación a larga distancia.

En la Fig. 3, se observa un esquema de distintas tecnologías de comunicación, donde se observa que las tecnologías de adquisición y almacenamiento de información de medidores inteligentes en una red de distribución eléctrica ofrecen una amplia variedad de opciones, tanto inalámbricas como cableadas, para obtener una descripción más detallada de estas tecnologías, se puede consultar en [19].



Estas tecnologías brindan una lectura precisa y una amplia gama de funcionalidades avanzadas. El almacenamiento de la información puede ser centralizado o distribuido, a través de servidores locales o usando servicios en la nube a través del MDMS, algunos casos de este tipo de implementaciones se detallan en [20].

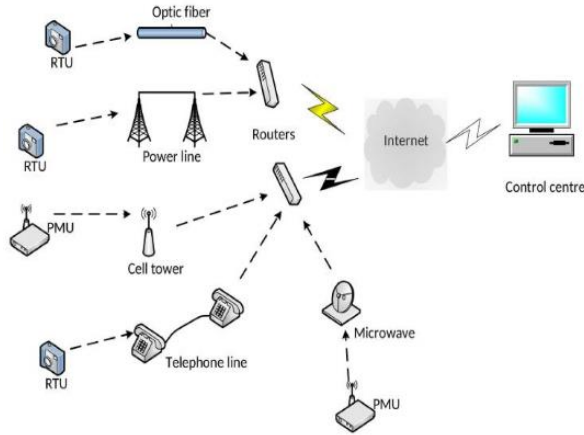


Figura 3: Enlaces de comunicación típicos en sistemas SCADA [19]

Una función fundamental del MDMS es validar y predecir los datos de los SM para asegurar la integridad y precisión de la información, a pesar de las distintas frecuencias de toma de mediciones y tiempos de actualización en la base de datos. De esta manera, las demás aplicaciones y servicios del sistema eléctrico pueden hacer un uso adecuado de los datos.[21].

En conclusión, la elección, implementación e instalación de las tecnologías de adquisición y almacenamiento de datos adecuados dependerá de las necesidades y recursos disponibles de cada empresa de servicio eléctrico.

### 3. ARQUITECTURAS DE DEEP LEARNING

En esta sección se exploran las principales arquitecturas de Deep Learning empleadas para el pronóstico a corto plazo en el ámbito de medidores inteligentes. Se presentan y analizan cuatro enfoques principales: Redes Neuronales Recurrentes (RNN), Redes Neuronales Convolucionales (CNN) y Redes Neuronales Híbridas Encoder-Decoder y Mecanismos de atención. Estas estructuras son de vital importancia en este estudio, siendo examinadas minuciosamente para comprender su aplicación en la precisa predicción de datos de medición en el corto plazo.

#### 3.1 Redes neuronales recurrentes

Las redes neuronales recurrentes (RNNs por sus siglas en inglés) son una arquitectura de aprendizaje profundo que se utilizan para modelar secuencias de datos. A diferencia de las redes neuronales feed-forward tradicionales, las RNNs (Fig. 4a) tienen retroalimentación, lo que les permite tomar decisiones basadas en el contexto anterior.

Las RNNs tienen la capacidad de mantener estados ocultos a lo largo del tiempo, lo que les permite recordar información de secuencias anteriores. Esto las hace adecuadas para resolver problemas de procesamiento del lenguaje natural, reconocimiento de voz, traducción automática y otras tareas relacionadas con la secuencia de datos.

Existen diferentes variantes de RNNs, y algunas de las más comunes son las Simple RNN, LSTM (Long Short-Term Memory) (Fig. 4b) y GRU (Gated Recurrent Unit) (Fig. 4c). A continuación, se proporciona una descripción detallada de cada uno de estos tipos de RNN [8]:

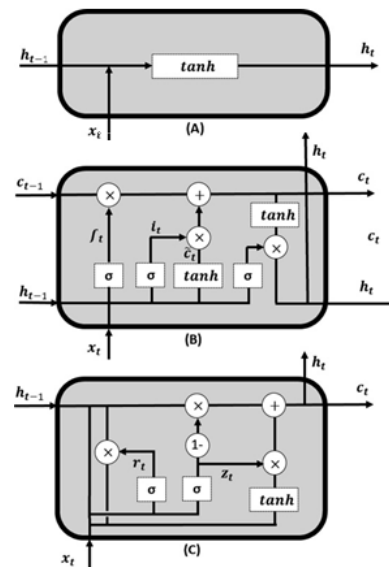


Figura 4: Representación esquemática de (A) Red Neuronal Recurrente simple (RNN), (B) Memoria a Largo-Corto Plazo (LSTM) y (C) Unidad Recurrente Cerrada (GRU) [8].

- Simple RNN, es el tipo más básico de RNN. Su principal fortaleza radica en su simplicidad computacional. Sin embargo, sufre del problema de desvanecimiento de gradientes, lo que significa que a medida que la red se retroalimenta en el tiempo, los gradientes pueden volverse muy pequeños y la red se vuelve incapaz de aprender dependencias a largo plazo.
- LSTM es una variante de RNN que soluciona el problema de desvanecimiento de gradientes. Esto se logra mediante el uso de unidades de memoria, denominadas celdas, que permiten retener información durante largos períodos de tiempo. Las celdas LSTM tienen estructuras internas llamadas puertas que regulan el flujo de información, lo que les permite recordar y olvidar información según corresponda.
- GRU es otra variante de RNN que también aborda el problema de desvanecimiento de gradientes. Similar al LSTM, el GRU utiliza unidades de memoria para almacenar y recordar información.



Sin embargo, en lugar de utilizar celdas y puertas separadas, el GRU utiliza un conjunto de puertas que controlan el flujo de información dentro de la red. Esto lo hace computacionalmente más eficiente que el LSTM.

Además de las RNNs mencionadas, también existe la opción de utilizar redes neuronales recurrentes bidireccionales (Fig. 5). Esta arquitectura combina dos RNNs, una que procesa la secuencia en orden directo y otra que la procesa en orden inverso. De esta manera, la red puede capturar tanto la información del pasado como la del futuro al mismo tiempo, lo que puede ser útil en tareas de predicción o clasificación en las que la información contextual puede ser bidireccional.

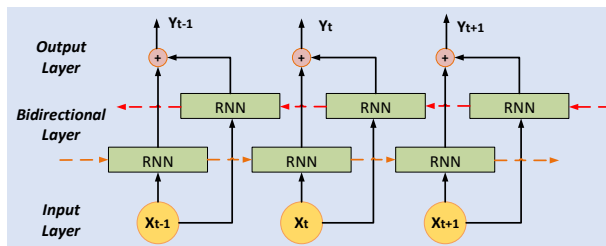


Figura 5: Esquema de las redes neuronales recurrentes bidireccionales

### 3.2 Redes neuronales convolucionales

Las redes neuronales convolucionales (CNN) como se muestra en la Fig. 6, son un tipo de arquitectura de redes neuronales profundas utilizadas principalmente para el procesamiento de imágenes y reconocimiento visual, se han destacado en el campo de la visión por computadora debido a su capacidad para extraer automáticamente características relevantes a partir de imágenes complejas y realizar operaciones de convolución en ellas.

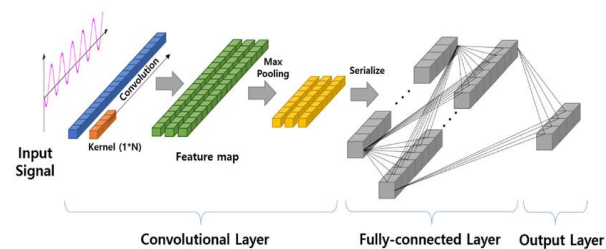


Figura 6: Esquemático de las redes neuronales convolucionales [22]

Sin embargo, en los últimos años, se ha demostrado que las CNN también pueden ser aplicadas con éxito en el análisis de series temporales, lo que ha ampliado su ámbito de aplicación a un nuevo dominio.

La principal ventaja de utilizar las CNN en el análisis de series temporales es su capacidad para extraer características relevantes a partir de datos secuenciales y realizar operaciones de convolución en ellos de manera eficiente. Esto permite la detección automática de patrones y tendencias ocultas en los datos a lo largo del tiempo, lo que puede ser especialmente útil en la

predicción y clasificación de eventos futuros en las series temporales. Para aplicar las CNN en el análisis de series temporales, es necesario adaptar su arquitectura y métodos de entrenamiento para que sean compatibles con este tipo de datos. Esto implica realizar operaciones de convolución en 1D en lugar de 2D, y utilizar capas de pooling y de muestreo adecuadas para reducir la dimensionalidad de los datos secuenciales.

En cuanto a la aplicación de las CNN en series temporales, han demostrado ser eficientes en diversas tareas [23], [24]. Por ejemplo, en el pronóstico del clima, se pueden utilizar para predecir variables meteorológicas como la temperatura, la humedad y la presión atmosférica en función de datos históricos [25]. En el análisis de señales biomédicas, pueden ser utilizadas para identificar patrones y tendencias en electrocardiogramas, electroencefalogramas y otros tipos de señales [26].

En resumen, las redes neuronales convolucionales (CNN) han demostrado su versatilidad al ser adaptadas al análisis de series temporales. Su capacidad para extraer características relevantes y realizar operaciones de convolución en datos secuenciales ha ampliado su posible utilización en diferentes campos.

### 3.3 Redes neuronales híbridas

Las arquitecturas que combinan redes neuronales recurrentes y convolucionales han mostrado buenos resultados en el procesamiento de series temporales en diversos campos, como la predicción del clima, el análisis de señales biomédicas y el procesamiento de lenguaje natural. Estas arquitecturas aprovechan las fortalezas de ambas estructuras de red para capturar tanto la dependencia temporal a largo plazo como las características espaciales en los datos, descritos en [27], [28].

Una de las arquitecturas más utilizadas es el Encoder-Decoder, que consta de dos partes principales. El encoder se encarga de representar la secuencia de entrada en un espacio de características de menor dimensión, mientras que el decoder reconstruye la secuencia de salida a partir de esta representación.

En el contexto de procesamiento de series temporales, el encoder puede estar compuesto por capas convolucionales que extraen características espaciales relevantes de la serie, como patrones a largo plazo o tendencias generales. Estas capas convolucionales se pueden combinar con capas recurrentes, como las unidades LSTM o GRU, para capturar la dependencia temporal a largo plazo y los patrones secuenciales.

El decoder, a su vez, utiliza capas más profundas de redes recurrentes para generar la salida deseada a partir de la representación obtenida por el encoder. Los estados ocultos de las capas recurrentes del encoder se utilizan como contexto para guiar la generación de la secuencia de salida paso a paso.

Estas arquitecturas han demostrado ser eficientes para capturar la estructura temporal compleja de las series temporales, ya que combinar capas recurrentes y convolucionales permite modelar tanto las dependencias a largo plazo como las características espaciales, como patrones locales, cambios abruptos o tendencias generales [29], [30].

### 3.4 Mecanismos de atención

En el ámbito del DL, los mecanismos de atención se han convertido en una herramienta fundamental para mejorar la capacidad de las redes neuronales para procesar información de manera efectiva y eficiente. Estos mecanismos permiten a la red centrar su atención en partes específicas de la entrada, lo que ayuda a mejorar el rendimiento en tareas complejas como la traducción automática, la generación de texto y la clasificación de imágenes.

Una de las ventajas clave de los mecanismos de atención sobre otras arquitecturas de redes neuronales es su capacidad para capturar dependencias a larga distancia en los datos de entrada. Esto significa que la red puede identificar relaciones complejas entre elementos distantes en una secuencia, lo que resulta en un mejor rendimiento en tareas de predicción de series temporales y secuencias de datos.

Luong et al. propusieron un mecanismo de atención global y atención local para la traducción automática, donde la atención local considera un subconjunto de palabras de origen a la vez, siendo computacionalmente menos costosa que la atención global o suave [9]. Por otro lado, Bahdanau et al. en [10] introdujeron la RNNsearch, que aplicó el mecanismo de atención a la tarea de traducción automática por primera vez. Finalmente, el mecanismo Multi-Head combina múltiples mecanismos de atención para capturar diferentes aspectos de la información en la secuencia de entrada, mejorando la complejidad de la relación temporal entre los datos [11].

En el contexto de la predicción de series temporales, los mecanismos de atención han demostrado ser especialmente útiles para modelar la dependencia temporal de una serie de datos. Al permitir que la red se centre en las partes más relevantes de la secuencia en cada paso de tiempo, los mecanismos de atención pueden mejorar significativamente la precisión de las predicciones y la capacidad de capturar patrones complejos en los datos temporales. En resumen, los mecanismos de atención en DL ofrecen una forma efectiva de mejorar la capacidad de las redes neuronales para procesar información de manera más eficiente y precisa, lo que los convierte en una herramienta invaluable para una amplia variedad de aplicaciones, incluida la predicción de series temporales.

## 4. METODOLOGÍA

En las secciones previas se analizan las ventajas del SM en comparación con sus predecesores, así como las

diferentes frecuencias de toma de mediciones y tiempos de actualización de datos en una REID, considerando la integración de diferentes tipos TIC descritos en la sección 2. También se revisan los diversos tipos de arquitecturas de DL y las propuestas para la predicción de series temporales que pueden ser utilizadas por los algoritmos o funciones del MDMS presentados en la sección 3.

La estrategia utilizada para llevar a cabo este estudio consiste en primer lugar en la recopilación o selección de datos de series temporales del sistema de medición a analizar. Estos datos incluyen mediciones de magnitudes de tensión (V), corriente (A), potencia activa (kW) y reactiva (kVAR). Se considera que las mediciones de V y A son fundamentales para el correcto funcionamiento de las funciones de MDMS.

Además, la metodología empleada en este estudio integra una variedad de arquitecturas de ANN y DL para la predicción de series temporales de entradas multivariantes de valores eléctricos, como voltaje (V), corriente (A), potencia (kW) y reactancia (kVAR). Específicamente, se emplearon técnicas como redes neuronales recurrentes para identificar patrones temporales, redes neuronales convolucionales para la extracción de características espaciales, combinaciones híbridas y encoder-decoder para la generación de datos secuenciales de entrada y salida, y mecanismos de atención para enfocarse en segmentos específicos de la serie temporal durante la predicción. La integración y combinación de estas arquitecturas se ilustra en la Fig. 7 y se implementaron en Python 3.10, ofreciendo un enfoque completo y eficiente para la predicción de valores eléctricos, destacándose por su precisión y eficacia en la generación de valores de V y A como salida.

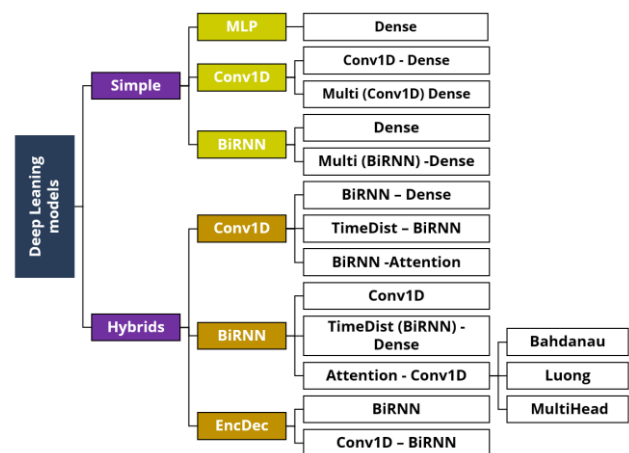


Figura 7: Arquitecturas de DL implementadas en la metodología propuesta.

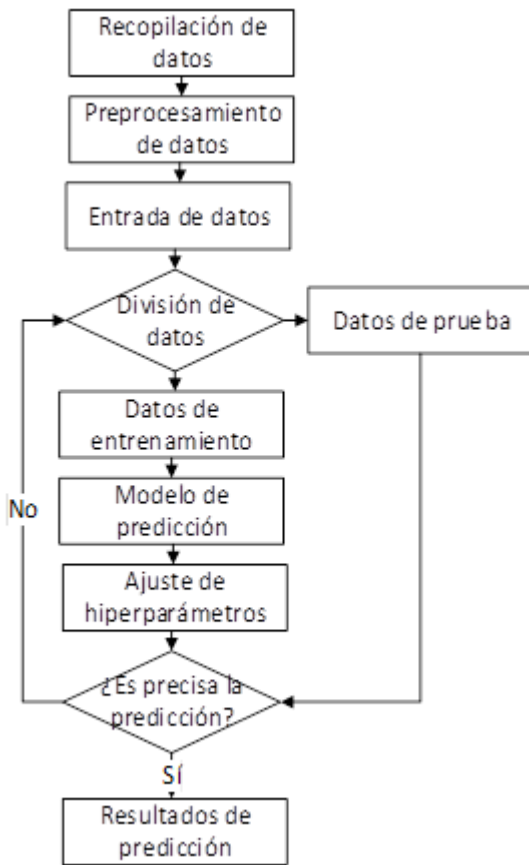
Reiterando que en una REID, pueden llegar a utilizar diferentes tipos de arquitecturas de TIC, y para lograr cubrir las posibles combinaciones de frecuencia de medición y actualización de datos de acuerdo a los descrito en la sección 2 y representados en la Tabla 1, donde el primer escenario corresponde a un periodo de



medición de 5 min y actualización de datos de 15 min y la predicción son 3 pasos de 5 min con diferentes longitudes en la ventana de datos de entrada de 3, 6, 12, 24, 48, 72 y 96. En el segundo escenario corresponde a frecuencia de 5 min y actualización de datos de 30 min lo que resulta 6 predicciones de 5 min y se aplican las diferentes longitudes de entrada de datos, de esta manera se generan los escenarios al recorrer Tabla 1 para cada modelo de la Fig. 8. Cada modelo pasa por las etapas de preparación de datos, entrenamiento, ajustes de hiper parámetros, validación y rendimiento de la Fig. 8.

**Tabla 1: Horizontes de predicción de datos para mediciones con distintos períodos de resolución y actualización**

		Resolución			
		5 min	15 min	30 min	1h
Actualización	15 min	3	-	-	-
	30 min	6	2	-	-
	1 h	12	4	2	-
	6h	72	24	12	6
	12 h	-	48	24	12
	1 día	-	-	48	24
	2 días	-	-	-	48



**Figura 8: Diagrama de flujo del proceso de predicción con SM**

En el proceso de división de los datos, se siguió una metodología estándar en la que se separaron los datos en tres conjuntos: entrenamiento, validación y prueba. En la fase de entrenamiento, se utilizaron los datos de entrenamiento para ajustar los pesos de las redes neuronales, mientras que en la fase de validación se evaluaron diferentes hiper parámetros y se seleccionó el

modelo final, en la fase de prueba se evalúa el rendimiento del modelo en datos no vistos previamente.

Por último, para la verificación y comparación de los modelos de la Fig. 7, se aplicaron las métricas de desempeño MAE (*Mean Absolute Error*), MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*) y RMSE (*Root Mean Square Error*).

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (1)$$

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|\hat{y}_i - y_i|}{y_i} \quad (2)$$

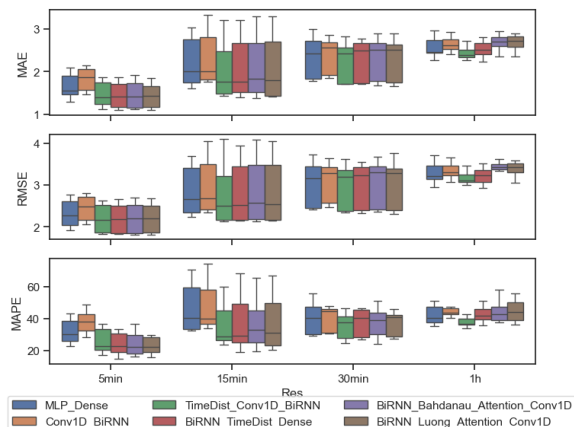
$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{n}} \quad (3)$$

Donde  $y_i$  es el valor real,  $\hat{y}_i$  es el valor estimado para los diferentes escenarios de la Tabla 1.

Estas métricas fueron seleccionadas debido a su idoneidad para evaluar el desempeño de modelos predictivos de regresión. Son ampliamente reconocidas en la literatura científica y se consideran estándares en el análisis predictivo por su capacidad para ofrecer una evaluación cuantitativa y comparativa del rendimiento de los modelos.

### 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para la generación de los escenarios se utilizaron datos recopilados por un SM disponibles en [31], contiene 2075259 mediciones realizadas en una casa situada en Sceaux (a 7 km de París, Francia) entre diciembre de 2006 y noviembre de 2010 (47 meses), registra mediciones cada 1 minuto de tensión (V), corriente (A), potencia activa (kW) y reactiva (kVAR) en el SM y otras mediciones del interior del domicilio que no son considerados en este trabajo.



**Figura 9: Diagrama de caja de las métricas MAE, RMSE y MAPE para los distintos escenarios**

La simulación de escenarios de la Tabla 1 con diferentes longitudes de entrada de datos para cada



modelo representado en la Fig. 7 se realizó en un clúster localizado en el Instituto de Energía Eléctrica, dando como resultado un total de aproximadamente 600 casos analizados.

En la Fig. 9 se muestran los diagramas de caja de 6 de los 15 modelos de la Fig. 7, que presentaron las mejores métricas de MAE, RMSE y MAPE para los distintos horizontes de predicción indicados en la Tabla 1 y ventanas de datos de entrada.

La Tabla 2 resume la comparación de los resultados de la Fig. 9 utilizando las métricas de rendimiento. Cada modelo está etiquetado con el número correspondiente al mejor rendimiento en la métrica MAE según se indica en la Tabla 3, junto con la longitud óptima de la ventana de entrada de datos (Input) y el horizonte de predicción analizado (Output). Este proceso se repite para las métricas RMSE y MAPE.

En resumen, los resultados destacan que las arquitecturas híbridas muestran un rendimiento superior en las métricas MAE, RMSE y MAPE en comparación con las arquitecturas simples. Específicamente, el modelo "TimeDist - Conv1D – BiRNN" sobresale respecto a otros modelos, como se describe detalladamente en la Tabla 3.

La Fig. 10 se presentan los diagramas esquemáticos de las arquitecturas de ANN y DL correspondientes a los números de modelo asignados en este estudio, que han demostrado obtener los mejores resultados, los cuales se detallan en la Tabla 3.

Estos resultados sugieren que la combinación de diversas técnicas de DL puede tener un impacto significativo en la precisión de la predicción multivariable y de múltiples pasos de Tensión (F<sub>1</sub>) y Corriente (F<sub>2</sub>). Esto se puede observar en la Fig. 11a, que muestra los resultados a escala completa, y en la Fig. 11b, que presenta un acercamiento con los datos de prueba que no fueron utilizados durante el entrenamiento del modelo.

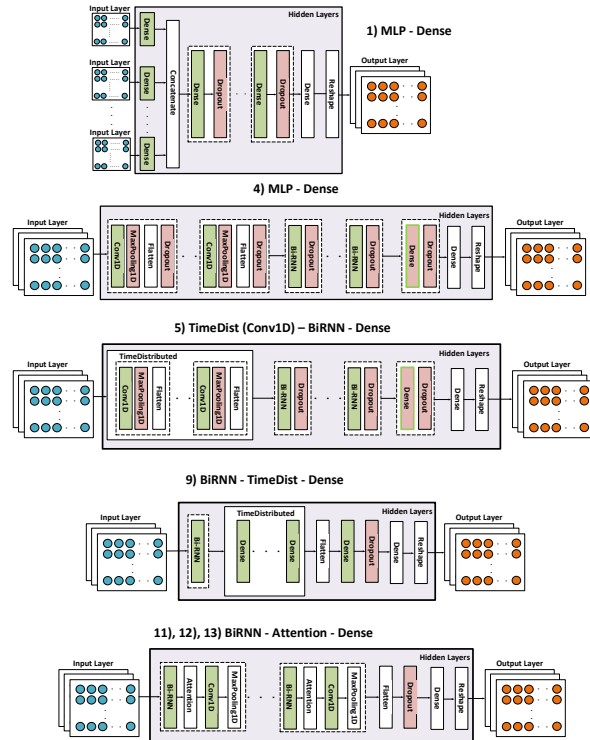


Figura 10: Arquitecturas y capas implementadas en la metodología propuesta

## 6. CONCLUSIONES

Las redes de distribución inteligentes han revolucionado la industria eléctrica al permitir un control y monitorización del suministro eléctrico, donde los medidores inteligentes proporcionan una gran cantidad de datos en series temporales, lo que plantea la necesidad de utilizar técnicas de inteligencia artificial para procesarlos y generar información valiosa para el sistema de distribución.

Los resultados obtenidos en este estudio indican que las arquitecturas de ANN y de DL son herramientas efectivas para el procesamiento de datos de series temporales en un SM y asumiendo que las funciones de

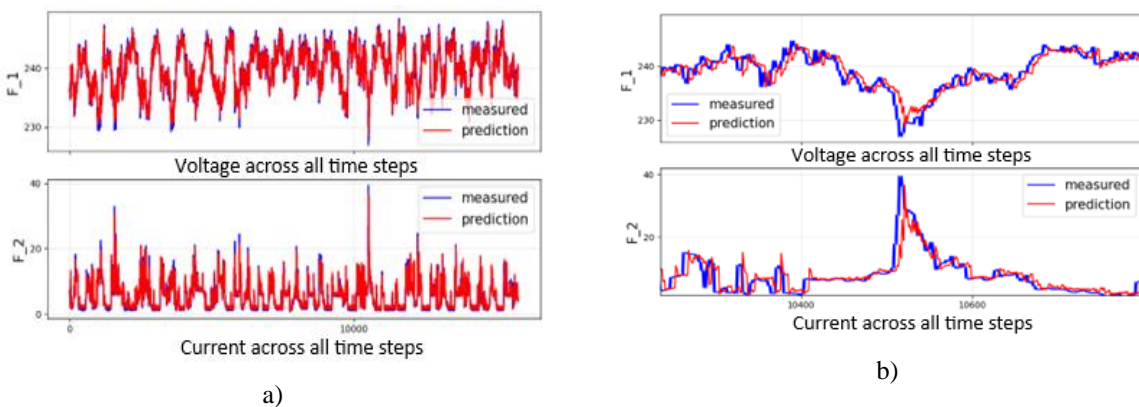


Figura 11: Predicción de Tensión (F<sub>1</sub>) y Corriente (F<sub>2</sub>) con datos de prueba a través del modelo "TimeDist - Conv1D – BiRNN" con Res: 5 min. – Act: 30 min a) Escala completa y b) Con acercamiento.

**Tabla 2: Comparación de rendimiento de métricas MAE, MAPE y RMS entre los distintos modelos con respecto a MAE**

Escenario		Input -	Nro.	Métricas		
Res	Act.	Output	Mod.	MAE	RMSE	MAPE
5 min	15 min	6-3	12	1,10	1,82	16,03
	30 min	12-6	11	1,38	2,19	19,59
	1 h	12-12	12	1,71	2,58	26,72
	6 h	72-72	5	2,98	3,77	66,06
15 min	30 min	2-2	11	1,38	2,13	19,54
	1 h	4-4	9	1,71	2,49	27,89
	6 h	48-24	5	2,69	3,45	49,43
	12 h	48-48	1	3,01	3,69	63,05
30 min	1 h	48-2	13	1,60	2,25	25,51
	6 h	48-12	1	2,33	3,04	40,26
	12 h	48-24	5	2,41	3,20	36,97
	1d	48-48	5	2,44	3,21	38,52
1h	6 h	24-6	9	2,23	2,93	35,62
	12 h	48-12	10	2,36	3,04	38,57
	1 día	24-24	10	2,31	3,00	36,68
	2 día	48-48	5	2,45	3,18	36,93

MDMS requerirán magnitudes de voltaje (V) y corriente (A) para su ejecución, por lo que las arquitecturas a comparar fueron de entradas (V, I, kW y kVAr) y salidas (V y A) multivariantes.

Se analizaron diferentes escenarios respecto a la frecuencia de toma de mediciones y tiempos de actualización de datos, para cubrir la posibilidad de que se encuentren implementadas diferentes TIC en la REID. De esta manera, se identificó la arquitectura de DL que presentó mejores métricas de rendimiento en los distintos escenarios de predicción analizados.

Se optimizó la ventana de entrada de datos en el entrenamiento, y una vez realizada la comparación de las métricas de rendimiento MAE, MAPE y RMSE para 600 casos, el modelo "TimeDist - Conv1D - BiRNN" mostró mejores resultados en comparación con otros modelos, como se muestra en la Tabla 3.

Estos modelos pueden ser utilizados para generar/completar datos a utilizar como ingreso a las aplicaciones de un MDMS (*Distribution Management System*) como estimación de estado, programas de respuesta a la demanda y monitoreo de la operación en tiempo real.

En este trabajo se empleó información que se puede encontrar en base de datos de acceso libre como son V, I, kW y kVAr. Sin embargo, los nuevos desafíos surgen con la integración de datos adicionales provenientes de los medidores inteligentes en otras aplicaciones del MDMS, como se ilustra en la Fig. 2. Es crucial realizar un análisis exhaustivo para identificar las variables pertinentes para el modelo y considerar la inclusión de variables exógenas.

Además, dado que los tiempos de envío y actualización de datos pueden variar incluso dentro de una misma empresa, las arquitecturas deben asegurar que la información medida o las predicciones estén

**Tabla 3: Resumen de la comparación de los modelos propuestos con respecto a las métricas de rendimiento**

Nro.	Modelo	MAE	RMSE	MAPE	Total
1	MLP – Dense	2	3	1	6
2	Conv1D – Dense	-	-	-	-
3	Multi - Conv1D – Dense	-	-	-	-
4	Conv1D – BiRNN	2	3	-	5
5	<b>TimeDist - Conv1D - BiRNN</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>16</b>
6	Conv1D - BiRNN - Attention	-	-	-	-
7	BiRNN – Dense	-	-	-	-
8	Multi - BiRNN – Dense	-	-	-	-
9	BiRNN - TimeDist - Dense	2	2	4	8
10	BiRNN - Conv1D	-	-	-	-
11	BiRNN - Bahdanau - Att. - Conv1D	2	1	4	7
12	BiRNN - Luong - Att. - Conv1D	2	1	1	4
13	BiRNN – MultiHead - Att. - Conv1D	1	1	-	2
14	EncDec – BiRNN	-	-	-	-
15	EncDec - Conv1D - BiRNN	-	-	-	-

disponibles de manera consistente en una escala temporal adecuada. Esto implica adaptarse a las necesidades específicas del operador del sistema y aprovechar la información adicional proporcionada por los medidores inteligentes según lo requiera el MDMS.

### 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Y. Kabalci, "A survey on smart metering and smart grid communication," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 302–318, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.114.
- [2] S. Chakraborty, S. Das, T. Sidhu, and A. K. Siva, "Smart meters for enhancing protection and monitoring functions in emerging distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 127, no. November 2020, p. 106626, May 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106626.
- [3] Y. Wang, Q. Chen, T. Hong, and C. Kang, "Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3125–3148, May 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2818167.
- [4] M. H. Rashid, "AMI Smart Meter Big Data Analytics for Time Series of Electricity Consumption," in *2018 17th IEEE International Conference On Trust, Security And Privacy In Computing And Communications/ 12th IEEE International Conference On Big Data Science And Engineering (TrustCom/BigDataSE)*, IEEE, 2018, pp. 1771–1776. doi: 10.1109/TrustCom/BigDataSE.2018.00267.
- [5] F. Dewangan, A. Y. Abdelaziz, and M. Biswal, "Load Forecasting Models in Smart Grid Using Smart Meter Information: A Review," *Energies*, vol. 16, no. 3, p. 1404, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16031404.



- [6] I. K. Nti, M. Teimeh, O. N. Boateng, and A. F. Adekoya, "Electricity load forecasting: a systematic review," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 8, 2020, doi: 10.1186/s43067-020-00021-8.
- [7] H. Habbak, M. Mahmoud, K. Metwally, M. M. Fouda, and M. I. Ibrahim, "Load Forecasting Techniques and Their Applications in Smart Grids," *Energies*, vol. 16, no. 3, p. 1480, Feb. 02, 2023. doi: 10.3390/en16031480.
- [8] K. E. ArunKumar, D. V. Kalaga, C. Mohan Sai Kumar, M. Kawaji, and T. M. Brenza, "Comparative analysis of Gated Recurrent Units (GRU), long Short-Term memory (LSTM) cells, autoregressive Integrated moving average (ARIMA), seasonal autoregressive Integrated moving average (SARIMA) for forecasting COVID-19 trends," *Alexandria Eng. J.*, vol. 61, no. 10, pp. 7585–7603, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.aej.2022.01.011.
- [9] M. T. Luong, H. Pham, and C. D. Manning, "Effective approaches to attention-based neural machine translation," *Conf. Proc. - EMNLP 2015 Conf. Empir. Methods Nat. Lang. Process.*, pp. 1412–1421, 2015, doi: 10.18653/v1/d15-1166.
- [10] D. Bahdanau, K. H. Cho, and Y. Bengio, "Neural machine translation by jointly learning to align and translate," *3rd Int. Conf. Learn. Represent. ICLR 2015 - Conf. Track Proc.*, pp. 1–5, 2015, doi: doi.org/10.48550/arXiv.1409.0473.
- [11] J. Li, Z. Tu, B. Yang, M. R. Lyu, and T. Zhang, "Multi-Head Attention with Disagreement Regularization," in *Proceedings of the 2018 Conference on Empirical Methods in Natural Language Processing*, Stroudsburg, PA, USA: Association for Computational Linguistics, 2018, pp. 2897–2903. doi: 10.18653/v1/D18-1317.
- [12] A. M. Pirbazari, M. Farmanbar, A. Chakravorty, and C. Rong, "Short-term load forecasting using smart meter data: A generalization analysis," *Processes*, vol. 8, no. 4, 2020, doi: 10.3390/PR8040484.
- [13] I. Khatiri, X. Dong, J. Attia, and L. Qian, "Short-term Load Forecasting on Smart Meter via Deep Learning," *51st North Am. Power Symp. NAPS 2019*, no. October 2021, 2019, doi: 10.1109/NAPS46351.2019.9000185.
- [14] C. Tarmanini, N. Sarma, C. Gezegin, and O. Ozgonenel, "Short term load forecasting based on ARIMA and ANN approaches," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 550–557, May 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.01.060.
- [15] M. R. Hossain, A. M. T. Oo, and A. B. M. Shawkat Ali, "Evolution of smart grid and some pertinent issues," in *AUPEC 2010 - 20th Australasian Universities Power Engineering Conference: "Power Quality for the 21st Century,"* 2010. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5710797>
- [16] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, Jan. 2010, doi: 10.1109/MPE.2009.934876.
- [17] B. Seal, "Advanced Metering Infrastructure (AMI) Considerations for Distributed Renewables Integration," Knoxville, Tennessee 39032, 2009. [Online]. Available: <https://www.epri.com/#/pages/product/1019585/>
- [18] M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman, "Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN," *Comput. Networks*, vol. 67, pp. 74–88, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.comnet.2014.03.029.
- [19] L. Hu, Z. Wang, X. Liu, A. V. Vasilakos, and F. E. Alsaadi, "Recent advances on state estimation for power grids with unconventional measurements," *IET Control Theory Appl.*, vol. 11, no. 18, pp. 3221–3232, Dec. 2017, doi: 10.1049/iet-cta.2017.0629.
- [20] D. Syed, A. Zainab, A. Ghayeb, S. S. Refaat, H. Abu-Rub, and O. Bouhali, "Smart Grid Big Data Analytics: Survey of Technologies, Techniques, and Applications," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 59564–59585, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3041178.
- [21] G. Dileep, "A survey on smart grid technologies and applications," *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 2589–2625, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.08.092.
- [22] S.-H. Kim, Z. W. Geem, and G.-T. Han, "Hyperparameter Optimization Method Based on Harmony Search Algorithm to Improve Performance of 1D CNN Human Respiration Pattern Recognition System," *Sensors*, vol. 20, no. 13, p. 3697, Jul. 2020, doi: 10.3390/s20133697.
- [23] H. Ismail Fawaz, G. Forestier, J. Weber, L. Idoumghar, and P. A. Muller, "Deep learning for time series classification: a review," *Data Min. Knowl. Discov.*, vol. 33, no. 4, pp. 917–963, Jul. 2019, doi: 10.1007/s10618-019-00619-1.
- [24] A. Casolaro, V. Capone, G. Iannuzzo, and F. Camastra, "Deep Learning for Time Series Forecasting: Advances and Open Problems," *Information*, vol. 14, no. 11, p. 598, Nov. 2023, doi: 10.3390/info14110598.
- [25] Z. Zhang and Y. Dong, "Temperature Forecasting via Convolutional Recurrent Neural Networks Based on Time-Series Data," *Complexity*, vol. 2020, pp. 1–8, Mar. 2020, doi:

- 10.1155/2020/3536572.
- [26] C. Y. Yang, P. C. Chen, and W. C. Huang, "Cross-Domain Transfer of EEG to EEG or ECG Learning for CNN Classification Models," *Sensors*, vol. 23, no. 5, p. 2458, Feb. 2023, doi: 10.3390/s23052458.
- [27] K. Berahmand, F. Daneshfar, E. S. Salehi, Y. Li, and Y. Xu, "Autoencoders and their applications in machine learning: a survey," *Artif. Intell. Rev.*, vol. 57, no. 2, 2024, doi: 10.1007/s10462-023-10662-6.
- [28] P. Li, Y. Pei, and J. Li, "A comprehensive survey on design and application of autoencoder in deep learning," *Appl. Soft Comput.*, vol. 138, 2023, doi: 10.1016/j.asoc.2023.110176.
- [29] A. Almalaq and G. Edwards, "A review of deep learning methods applied on load forecasting," in *Proceedings - 16th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications, ICMLA 2017*, IEEE, Dec. 2017, pp. 511–516. doi: 10.1109/ICMLA.2017.0-110.
- [30] J. F. Torres, D. Hadjout, A. Sebaa, F. Martínez-Álvarez, and A. Troncoso, "Deep Learning for Time Series Forecasting: A Survey," *Big Data*, vol. 9, no. 1, pp. 3–21, Feb. 2021, doi: 10.1089/big.2020.0159.
- [31] G. Hebrail and A. Berard, "Household Electric Power Consumption," UCI Machine Learning Repository. [Online]. Available: <https://doi.org/10.24432/C58K54>



**Mauricio E. Samper** es Doctor en Ingeniería Eléctrica, egresado de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina, 2011. Realizó un posdoctorado en redes inteligentes en Colorado State University, USA, 2017. Investigador adjunto, docente y consultor del Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ - CONICET. Especialidad: planificación de la expansión y operación de sistemas de distribución, redes inteligentes, recursos energéticos distribuidos, uso eficiente de la energía eléctrica, análisis de desempeño, modelos de optimización, calidad y confiabilidad, evaluación de inversiones y análisis de riesgo.



**D. Graciela Colomé** es Doctora en Ingeniería Eléctrica, egresada de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina, 2009. Profesora y Consultora del Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ - CONICET. Coordinadora de la carrera de Ingeniería Eléctrica (2011-2018) y directora del Departamento de Posgrado de la Facultad de Ingeniería (2016-2021). Actualmente es directora de proyectos de investigación y transferencia de tecnología. Sus principales campos de investigación son: modelado, simulación, supervisión, estabilidad y control de sistemas eléctricos de potencia.



**Jorge A. Lara S.** es Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE, Ecuador. Becario Doctoral del CONICET en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Parte del grupo de I+D de Redes Inteligentes de Distribución Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica (IEE-UNSJ), donde investiga áreas relacionadas con recursos energéticos distribuidos, uso eficiente de la energía eléctrica, calidad y aplicación de algoritmos de Data Mining, Machine y Deep Learning en operación en tiempo real.