

Adaptive Load Shedding Strategy for Power Systems Based on Linear Regression

Estrategia Adaptativa para el Alivio de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia Basada en Regresión Lineal

F.G. Villacrés¹ 0000-0002-5725-7312M.S. Chamba¹ 0000-0001-6843-7151A.A. Torres¹ 0009-0009-4670-8702C.X. Lozada² 0000-0002-6036-3124¹Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Esmeraldas, EcuadorE-mail: fgvillacres@pucese.edu.ec, aattoresc@pucese.edu.ec, mschamba@pucese.edu.ec²Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo, Operador Nacional de Electricidad - CENACE, Quito, EcuadorE-mail: clozada@cenace.gob.ec

Abstract

The balance between generation and demand is essential for frequency stability in electrical power systems. However, the increasing penetration of intermittent renewables has reduced the inertia of the system, exposing limitations in traditional frequency control schemes. To meet this challenge, an adaptive load relief scheme, based on the rate of change of frequency (ROCOF) and equivalent inertia, optimized by linear regression to enhance the system's response to contingencies, is suggested. The proposal is validated in the IEEE system of 39 bars, assessing N-1 contingencies and different levels of inertia. This research work demonstrates that the proposed scheme allows a more efficient frequency recovery with less load disconnection, surpassing conventional methods. In addition, the adaptive approach strengthens the resilience of the system, making it more flexible without compromising operational stability. This study highlights the need for smart, data-driven solutions to strengthen the stability of electricity systems, ensuring a safer and more sustainable supply in the context of adaptive electricity systems

Resumen

El equilibrio entre generación y demanda es esencial para la estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, la creciente penetración de energías renovables intermitentes ha reducido la inercia del sistema, exponiendo limitaciones en los esquemas tradicionales de control de frecuencia. Para afrontar este desafío, se sugiere un esquema de alivio de carga adaptativo, basado en la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y la inercia equivalente, optimizado mediante regresión lineal para poder potenciar la respuesta del sistema ante contingencias. La propuesta se valida en el sistema IEEE de 39 barras, valorando contingencias N-1 y distintos niveles de inercia. Este trabajo de investigación demuestra que el esquema propuesto permite una recuperación más eficiente de la frecuencia con una menor desconexión de carga, superando los métodos convencionales. Además, el enfoque adaptativo fortalece la resiliencia del sistema, haciéndolo más flexible sin comprometer la estabilidad operativa. Este estudio resalta la necesidad de soluciones inteligentes y basadas en datos para reforzar la estabilidad de los sistemas eléctricos, garantizando un suministro más seguro y sostenible en el contexto de los sistemas eléctricos adaptativos

Index terms— Adaptive load shedding, frequency stability, inertia, linear regression, ROCOF.

Palabras clave— Deslaste de carga adaptativo, estabilidad de frecuencia, inercia, regresión lineal, ROCOF.

Recibido: 31-03-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Villacrés, G; Torres, A; Chamba, S; Lozada, C. (2025). "Estrategia Adaptativa para el Alivio de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia Basada en Regresión Lineal". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 62-69.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.701>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad del sistema de potencia se define como la capacidad del sistema para mantenerse en un estado de equilibrio operativo bajo parámetros normales y para adaptarse hacia un estado de equilibrio aceptable después de una perturbación [1]. Un sistema de potencia puede volverse vulnerable a problemas de inestabilidad cuando opera cerca de sus límites físicos [2]; si estos problemas no se controlan, pueden derivar en un colapso parcial o incluso total del sistema. Tradicionalmente, la estabilidad del sistema de potencia se clasifica en tres tipos: estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia [1].

La estabilidad de frecuencia está vinculada con el equilibrio entre la generación de energía y la demanda eléctrica. Cuando se produce una variación en la generación, se genera una desviación en la frecuencia del sistema, lo que puede llevar a valores fuera de los rangos seguros de operación [2]. Para mantener la estabilidad, se implementan controladores de potencia-frecuencia que ajustan el equilibrio entre la generación y la demanda, asegurando que la frecuencia se sostenga dentro de los límites operativos adecuados [2].

El control de potencia-frecuencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario [1]. La principal diferencia entre estos niveles radica en sus rangos de tiempo de operación y las variables asociadas. El control primario tiene como objetivo restringir la desviación de frecuencia durante una contingencia, recuperando el equilibrio entre la generación de energía y la demanda eléctrica al llevar el sistema a un nuevo punto de operación, donde la frecuencia se desvía del valor nominal [3]. Este control opera dentro de un intervalo de tiempo 2 a 30 segundos. La respuesta de frecuencia primaria es producto de la interacción entre la inercia de los generadores, el amortiguamiento de la carga, los reguladores de velocidad y otros dispositivos que proveen energía al sistema, como los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) [3].

El control secundario actúa en un rango de tiempo de 30 segundos a 10 minutos [3]. Funciona dentro del área de control, tomando en consideración tanto la frecuencia como el intercambio de potencia con áreas vecinas y se implementa a través del Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés). Finalmente, el control terciario actúa en un margen de tiempo superior a 10 minutos, su función abarca un sistema eléctrico de gran escala, buscando una distribución óptima de la carga para garantizar reservas de energía suficientes [3]. En el transcurso de la operación del sistema eléctrico de potencia (EPS), pueden presentarse situaciones en las que los desbalances entre la potencia generada y la potencia consumida sean significativamente pronunciados. En estos casos, las válvulas mecánicas controladas por los reguladores pueden responder demasiado lento, lo que impide corregir la desviación antes de que la frecuencia exceda los límites operativos aceptables. Esto podría

vulnerar la seguridad del sistema y provocar daños en las unidades de generación [1]-[4]. Para mitigar estos riesgos, se implementan estrategias correctivas como la reducción de carga controlada por sub-frecuencia o la desconexión de generación, con el objetivo de evitar daños en las máquinas generadoras y prevenir el colapso del sistema [1].

Las estrategias de alivio de carga pueden dividirse en tres categorías: convencional, computacional y adaptativa [5]. Estas categorías aplican el valor de la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) para la aplicación de sus algoritmos. Se han investigado estrategias basadas en ROCOF con el objetivo de mejorar los resultados, permitiendo identificar la cantidad mínima de carga que debe desconectarse en escenarios críticos [5].

Con la caracterización de la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) en escenarios de contingencias N-1, en el sistema IEEE de 39 barras, identificada en la referencia [6], la referencia [7] propone un esquema de alivio de carga. Este esquema considera un espacio de contingencias N-1 para evaluar la respuesta dinámica de la frecuencia, con el objetivo de determinar los ajustes adecuados para los relés de baja frecuencia activados por la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF).

En la referencia [8], mediante sus resultados se muestra que sin un esquema adaptativo, la presencia de alta generación renovable provoca una rápida caída de frecuencia y afectar al EPS. En contraste, al aplicar el EAC adaptativo, permite que el sistema recupere el equilibrio desconectando solo la carga necesaria. Uno de los elementos clave en esta metodología es el factor de corrección para adaptar la cantidad de carga a desconectar dependiendo del nivel de generación no inercial presente.

En la referencia [9] se propone un enfoque de deslastre adaptativo, basado en el estándar IEC 61850 y empleando la protección FROCOF (Fast Rate of Change of Frequency), para permitir una respuesta más rápida ante variaciones en la frecuencia. Los resultados obtenidos demuestran que el EAC adaptativo fue optimizado.

En la referencia [10] se propone un enfoque de alivio de carga por sub-frecuencia (UFLS), el modelo propuesto calcula el ROCOF del Centro de Inercia de manera descentralizada, sin necesidad de utilizar PMUs en todos los generadores, lo que lo hace más accesible y flexible para diversas configuraciones de red.

Cuando el sistema opera con bajos niveles de inercia, las reservas de regulación primaria de frecuencia pueden no ser suficientes para mantener la frecuencia por encima del umbral de alivio de carga por baja frecuencia. Estos cambios en el sistema requieren una evaluación en tiempo real de la respuesta en frecuencia [1]. En este contexto, se propone una estrategia de alivio de carga adaptativo que tome decisiones basadas en la predicción

de la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), utilizando las primeras muestras de frecuencia y los resultados establecidos en [7].

A diferencia de los esquemas convencionales esta propuesta representa una mejora frente a las investigaciones mencionadas en [7], [8] y [10], ya que no depende exclusivamente de la detección post falla, sino que también anticipa el ROCOF. Además, incorpora un índice de precisión para evaluar la efectividad del modelo predictivo, elemento ausente en estudios anteriores.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS

2.1 Modelo de Respuesta de Frecuencia

El modelo de respuesta de frecuencia del sistema permite calcular la respuesta dinámica de la frecuencia cuando ocurre un desequilibrio entre generación y carga. Generalmente, este método incorpora una turbina, un regulador de velocidad, un generador síncrono y una carga [11]. Se han propuesto modelos más completos que incorporan el efecto del Control Automático de Generación (AGC), el esquema de desacople de carga por subfrecuencia (UFLS), parques eólicos, plantas de energía solar, dispositivos FACTS e incluso motores de inducción.

En [11] se emplea un modelo reducido de primer orden que permite representar diversas tecnologías de generación con reguladores de velocidad significativamente diferentes, a partir de las siguientes variables: desequilibrio de carga ΔP_0 , regulación del sistema R_i y amortiguamiento de la carga D . Se considera que la capacidad dinámica disponible es una fracción F_i de la capacidad de reserva inmediata, mientras que la fracción complementaria $1 - F_i$ se modela como un retardo de primer orden con una constante de tiempo T_i . Además, K_{mi} representa una constante de ganancia asociada a la reserva giratoria de los generadores, H_{eq} es la inercia equivalente del sistema, y D representa el amortiguamiento de la carga. El modelo propuesto, considerando N generadores, se ilustra en Figura 1.

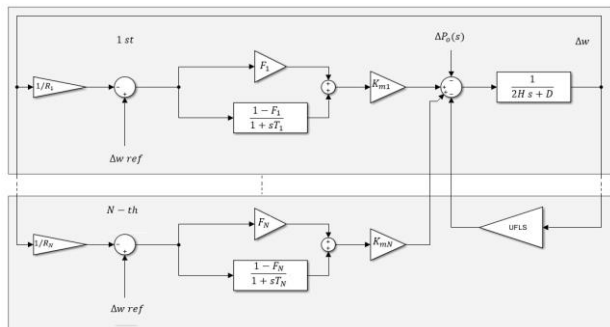


Figura 1: Modelo de primer orden para la respuesta dinámica de la frecuencia

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

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

En el presente estudio se considera perturbaciones del tipo N-1 en generadores, por lo cual, es necesario considerar la afectación en el cálculo de la inercia equivalente de la ecuación 1 para la aplicación del modelo de la Figura 1.

2.2 Tasa de Cambio de Frecuencia (ROCOF)

La tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) se usa para caracterizar la estabilidad del sistema, en el caso de estudio se consideró con una ventana de tiempo de 500ms, tal como se recomienda en la referencia [12]:

$$ROCOF = \frac{\Delta P}{S} \cdot \frac{f}{2H} \quad (2)$$

donde:

- ΔP es el desequilibrio de potencia
- f es la frecuencia nominal,
- H es la inercia total después de la perturbación,
- S es la potencia nominal del sistema.

2.3 Base de Datos

Para la creación de la base de datos, se generan perturbaciones mediante la desconexión de generadores, provocando contingencias N-1 a partir de escenarios de despacho óptimo iniciales, según lo establecido en [6]. Para el desarrollo de este estudio, se utilizó la base de datos presentada en [7], la cual se detalla a continuación:

Para la elaboración de la base de datos, se identifican p variables numéricas dentro de un conjunto de n elementos, los cuales pueden estructurarse en una matriz X de dimensión $n \times p$. Esta matriz es fundamental para el análisis de datos y la identificación de patrones existentes.

La base de datos requerida incluye las siguientes variables: tasa de cambio de frecuencia $ROCOF$, inercia equivalente antes del evento H_{pre} , inercia equivalente después de la contingencia H_{pos} , potencia de generación perdida P_{out} y el valor mínimo de frecuencia alcanzado NADIR, como se muestra a continuación:

$$X: \begin{pmatrix} ROCOF_1 & H_{pre} & H_{pos} & P_{out} & NADIR \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ ROCOF_n & H_{pre_n} & H_{pos_n} & P_{out_n} & NADIR_n \end{pmatrix}_{n \times p} \quad (3)$$

3. METODOLOGÍA

Para analizar la relación entre la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), es fundamental disponer de un conjunto de datos que capture el comportamiento dinámico del sistema en el instante de una contingencia. Para ello, se tomó como referencia la investigación presentada en.

Este conjunto de datos se generó mediante simulaciones en un sistema de prueba basado en el modelo IEEE de 39 barras [13]. La modificación aplicada consistió en el aumento del número de generadores sin alterar el flujo de potencia del sistema original, con el objetivo de mejorar la sensibilidad del estudio.

La Figura 2 muestra el flujograma de la metodología propuesta para el desarrollo de este estudio, destacando en gris el trabajo previo establecido en [7].



Figura 2: Flujograma de la metodología

3.1 Normalización de Datos

Para garantizar que las variables estén en la misma escala, se normalizan utilizando la ecuación:

$$X_{norm} = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \quad (4)$$

Donde:

- X es el valor original de la variable,
- X_{max} y X_{min} son los valores mínimo y máximo del conjunto de datos.

3.2 Cálculo de la Matriz de Correlación

La matriz de correlación entre variables se obtiene con el coeficiente de Pearson:

$$R_{xy} = \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (X_i - \bar{X})^2 \sum (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (5)$$

Donde:

- R_{xy} es el coeficiente de correlación entre X y Y ,
- $\bar{X}$ y $\bar{Y}$ son los valores promedio de las variables,
- X_i y Y_i son los valores individuales de cada observación.

3.3 Regresor Lineal

En el presente trabajo se propone un regresor lineal de la siguiente forma:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n \quad (6)$$

X_i es la variable independiente, Y es la variable dependiente β_0 y β_i son los parámetros conocidos como el intercepto y la pendiente, y reflejan la magnitud de la influencia de X sobre Y . En la Figura 3 se presenta el diagrama de flujo para la implementación del regresor.

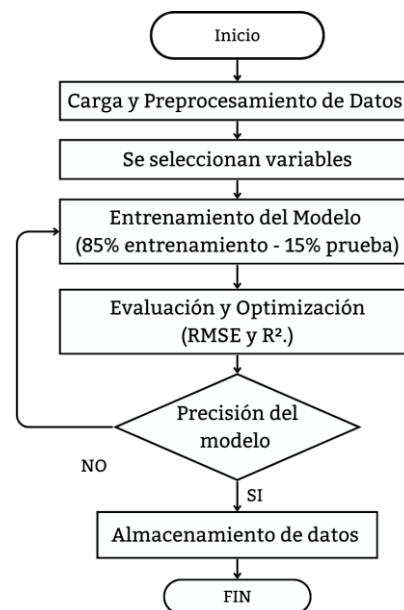


Figura 3: Diagrama de flujo del regresor

3.3.1 Cálculo de la Media del RMSE (μ_{RMSE})

La media del RMSE representa un promedio de los errores cuadráticos el cual proporciona una estimación general del nivel de error de los modelos.

La expresión matemática para el cálculo de la media es:

$$\mu_{RMSE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N RMSE_i \quad (7)$$

donde:

- N es el número total de gráficas evaluadas.
- $RMSE_i$ es el error cuadrático medio

3.3.2 Desviación Estándar del RMSE (σ_{RMSE})

La desviación estándar del RMSE mide la dispersión de los errores con respecto a su media. Donde un valor alto de desviación indica que los errores tienen mayor variación que un valor bajo.

El valor se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (RMSE_i - \mu_{RMSE})^2} \quad (8)$$

3.3.3 Coeficiente de Variación del RMSE (CV_{RMSE})

El coeficiente de variación es una métrica adimensional que facilita la comparación de la dispersión relativa de los errores en relación con su media. A diferencia de la desviación estándar, el CV se expresa como un porcentaje y proporciona una medida más intuitiva de la variabilidad del RMSE.

La ecuación mide la dispersión relativa:

$$CV_{RMSE} = \frac{\sigma_{RMSE}}{\mu_{RMSE}} \quad (9)$$

3.4 Índice de Precisión

Para evaluar la precisión relativa de cada gráfica, se define el Índice de Precisión (IP). Este índice agrupa los valores calculados, proporcionando una única métrica que permite ordenar las gráficas desde la mayor a la menor precisión.

Para cada gráfica i , se aplica la fórmula:

$$IP_i = (1 - RMSE_i) + R_i^2 - CV_{RMSE} \quad (10)$$

4. RESULTADOS

En esta etapa, se recopila información del comportamiento dinámico del sistema. Para el análisis, se consideran la potencia de generación perdida, la

inercia equivalente del sistema antes y después de la perturbación y la demanda del sistema.

Una vez obtenidos los datos, se procede a su normalización con el objetivo de eliminar la variabilidad en la escala y optimizar el rendimiento del algoritmo. Posteriormente, se construye una matriz de correlación Tabla 1 para evaluar la relación entre las variables del sistema, permitiendo un análisis detallado del comportamiento del ROCOF en función de los parámetros considerados.

Tabla 1: Matriz de Correlación Normalizada

	<i>Demanda</i>	<i>ROCOF (500ms)</i>	<i>Inercia antes</i>	<i>Inercia después</i>	<i>PG perdida</i>
Demanda	1	-0,2469	-0,1634	-0,0697	0,2451
ROCOF (500ms)	-0,2469	1	0,0478	0,4935	-0,9990
Inercia antes	-0,1634	0,0478	1	0,4155	-0,0430
Inercia después	-0,0697	0,4935	0,4155	1	-0,4848
PG perdida	0,2451	-0,9990	-0,0430	-0,4848	1

Este método ayuda a reconocer tendencias y posibles asociaciones entre variables, ofreciendo datos clave para la selección de las variables dependientes del regresor. Con base en estos resultados, se definieron candidatos para las variables independientes del regresor.

En la Tabla 2, se presentan los errores obtenidos al aplicar el modelo de regresión, proporcionando un análisis de su desempeño.

Tabla 2: Evaluación del regresor con diferentes entradas

ERROR EVALUADO EN LA BASE DE DATOS					
Nº	ESCENARIOS DE ENTRADA	Media del RMSE	Desviación Estándar	Coefficiente de Variación	Índice de Precisión
1	PG Perdida - Inercia después - ROCOF	0,0483	0,9985	2,0693	0,9512
2	PG Perdida - Demanda - ROCOF	0,0512	0,9983	1,9497	0,9495
3	PG Perdida - Inercia antes - ROCOF	0,0507	0,9983	1,9704	0,9493
4	Inercia antes - Inercia después - ROCOF	1,1064	0,1869	0,1690	-0,0765
5	Inercia después - Demanda - ROCOF	1,0654	0,2461	0,2311	-0,0503
6	Inercia después - Demanda - PG perdida	1,1221	0,2402	0,2142	-0,0960
7	Inercia antes - Inercia después - PG perdida	1,1689	0,1755	0,1501	-0,1435
8	Inercia antes - Demanda - ROCOF	1,1805	0,0744	0,0630	-0,1860
9	Inercia antes - Demanda - PG perdida	1,2356	0,0787	0,0637	-0,2200

A partir de los resultados presentados en la Tabla 2, se establece que la mejor alternativa a considerar es la potencia de generación perdida y el cálculo de la inercia después de la perturbación como variables clave. El comportamiento de estas variables se ilustra en la Figura 4 y 5 destacando los escenarios de menor y mayor dispersión.

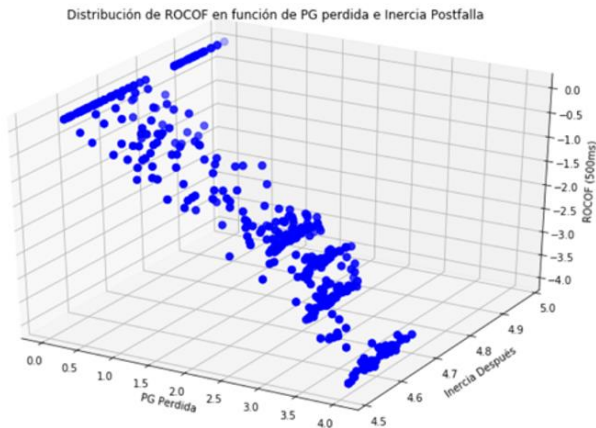


Figura 4: ROCOF en función de PG perdida e Inercia después de la perturbación

Se observa que en la Fig. 4, conforme incrementa la PG Perdida y disminuye la inercia, el ROCOF se vuelve más negativo, indicando una mayor tasa de cambio de la frecuencia tras un evento inesperado.

Los resultados obtenidos en la Fig. 4 mostraron un error cuadrático medio RMSE de 0.048 lo que indica la cercanía entre los valores reales y predichos, asimismo un coeficiente de determinación R^2 del 0.998 en función de las variables de entrada por lo que resalta la eficacia del regresor. Los parámetros del regresor son:

Regresor	Parámetros	Símbolo	Valor
Intercepto	Constante	β_0	-0,8968
Coefficientes	Inercia después	β_1	0,1918
Coefficientes	PG perdida	β_2	-0,9408

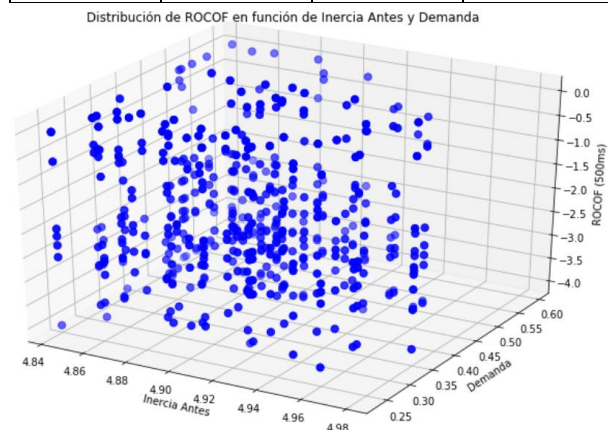


Figura 5: ROCOF en función de la demanda e Inercia antes de la perturbación

Por otro lado, la Fig. 5 muestra que los puntos de datos no están agrupados, reflejando la poca relación entre estos parámetros y la estabilidad de la frecuencia. A medida que varía la inercia y la demanda, el ROCOF experimenta cambios, debido a que no hay una relación directa ante la contingencia.

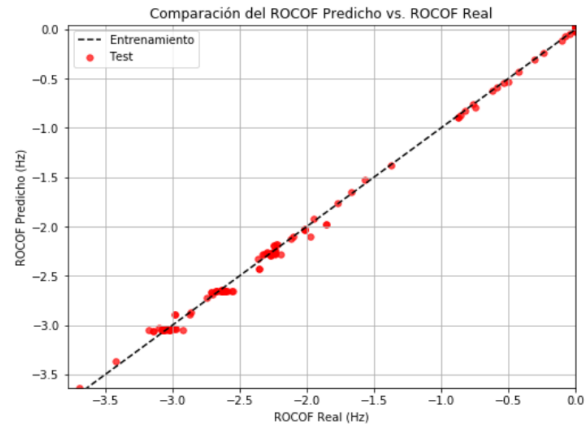


Figura 6: Comparativa de ROCOF predicho vs ROCOF real

La comparación entre el ROCOF predicho y el ROCOF real mostrada en la Fig. 6 presenta como resultado del modelo de regresión entrenado para estimar la respuesta del sistema. En la metodología usada se configuró el regresor con un 85% de los datos para entrenamiento y un 15% para test, lo que permite evaluar la capacidad del modelo para predecir datos. En el gráfico, los puntos rojos representan los datos de prueba, mientras que la línea negra discontinua indica la referencia ideal donde ROCOF predicho es igual al ROCOF real.

Para validar los resultados, se implementó en Simulink el esquema de alivio de carga. En la Figura 1, se muestra el bloque UFLS, que representa el mecanismo de deslastre de carga. El sistema en Simulink se encuentra acoplado de manera que el regresor ejecuta el deslastre de carga con base en los resultados obtenidos en la referencia.

Para ello se realizó un análisis comparativo sobre el tiempo de actuación del modelo adaptativo frente al esquema convencional de relé ROCOF. Por lo que se simularon 983 escenarios de contingencia mencionados en la referencia [6]. En los cuales, se registró el instante en el que se produce el proceso de deslastre como respuesta a la perturbación, mostradas en la Fig. 7. Este análisis permitió identificar qué esquema actúa primero.

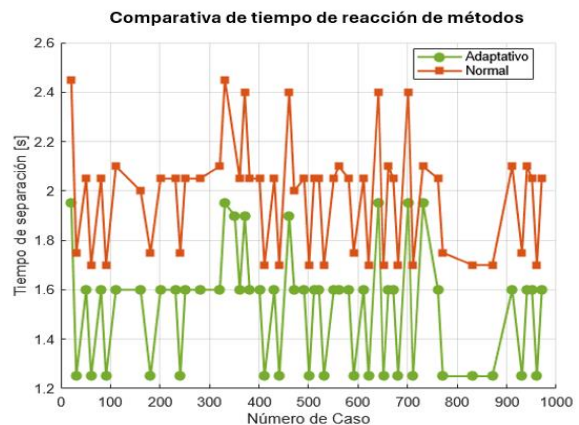


Figura 7: Comparativa de tiempos entre metidos

La Fig. 7 muestra la evolución del tiempo de actuación para cada método, graficando los casos simulados para facilitar la visualización. En el eje vertical se representa el tiempo en el que empieza la recuperación del sistema, respecto a la condición base sin EAC. Se observa que el esquema anterior (color naranja) se presenta una respuesta con tiempos de actuación menos anticipada que en el método con regresión (color verde).

Esto debido a que se permite estimar el evento desde sus

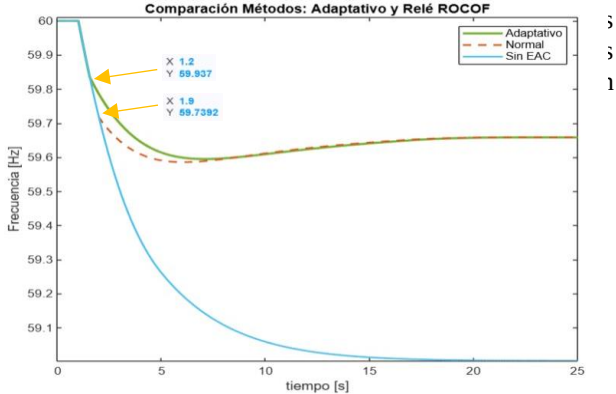


Figura 8: Desempeño del deslastre de carga a partir del regresor desarrollado

La Fig. 8 el comportamiento de la frecuencia ante una contingencia N-1. La línea azul representa la frecuencia sin un esquema de control, la línea roja punteada muestra la respuesta utilizando la metodología implementada en la referencia [7], mientras que la línea verde corresponde al deslastre accionado por el regresor.

Los resultados muestran de forma más focalizada que el regresor cumple adecuadamente su función, logrando recuperar la frecuencia dentro de un rango admisible de operación. Se observa que la acción de control del regresor es más rápida que la del método propuesto en [7]. Esto se debe a que se evita la espera asociada a la ventana de cálculo de los relés de baja frecuencia por ROCOF.

Para este escenario en particular en el método propuesto en [7] se aprecia una caída controlada y una recuperación más lenta a partir de los 1.9 s y donde la frecuencia es de 59.73 Hz.

El método adaptativo aplicado en la investigación presenta una mejor respuesta, con una menor caída de frecuencia y una rápida estabilización a partir de los 1.2s donde la frecuencia es de 59.93 Hz.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En comparación con investigaciones previas, este trabajo confirma que el análisis de la respuesta del sistema eléctrico ante pérdidas simuladas de generación, junto con la evaluación de la precisión de un modelo de regresión lineal para predecir el ROCOF nos permite, concluir que:

La implementación de un esquema adaptativo de alivio de carga basado en ROCOF mejora significativamente la estabilidad del sistema en comparación con métodos convencionales y es posible optimizarlo, usando el modelo de regresión precargado con 99% de efectividad.

La utilización del análisis de datos multivariante permite mejorar las herramientas de monitoreo de las frecuencias con el objetivo de optimizar su uso dentro de los sistemas adaptativos generales para el control de las frecuencias. Como resultado el uso de un modelo de predicción mediante regresión logra ser más preciso y rápido por lo que minimiza la caída de frecuencia y mejora la respuesta del sistema ante perturbaciones.

No obstante, a pesar de los resultados positivos, hubo limitaciones de diseño para el objeto de estudio de las que se destaca la validación que fue realizada en un sistema de prueba (IEEE 39 barras), por lo que se sugiere aplicar esta metodología a sistemas eléctricos con diferentes configuraciones y de mayor escala.

Asimismo, antes de aplicar la metodología debe validarse si la base de datos es lineal caso contrario debe considerarse otro modelo de regresión, el uso de regresión lineal limita el modelado en comportamientos no lineales presentes en sistema, por ello, futuras investigaciones podrían explorar modelos de regresión polinómicos.

Finalmente, sería conveniente validar los resultados con datos reales obtenidos mediante PMUs en sistemas operativos con la norma IEC 61850, que brinda una comunicación más rápida y eficiente.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur y N. J. Balu, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [2] W. Vargas, S. Chamba, A. D. L. Torre, y D. Echeverría, «Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua», *Revista Técnica «energía»*, vol. 19, n.o 1, Art. n.o 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.507.
- [3] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, y J. Riofrio, «Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano», *Revista Técnica «energía»*, vol. 19, n.o 1, Art. n.o 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506.
- [4] U. Rudez y R. Mihalic, «Analysis of Underfrequency Load Shedding Using a Frequency Gradient», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, n.o 2, Art. n.o 2, abr. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2036356.

- [5] J. A. Laghari, H. Mokhlis, A. H. A. Bakar, y H. Mohamad, «Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review», *Energy Conversion and Management*, vol. 75, pp. 130-140, nov. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.06.010.
- [6] C. X. Lozada, W. A. Vargas, N. V. Granda, y M. S. Chamba, «Methodology for Identifying Representative Rates of Change of Frequency (ROCOFs) in an Electric Power System against N-1 Contingencies», en *XXXI Conference on Electrical and Electronic Engineering*, MDPI, dic. 2023, p. 8. doi: 10.3390/engproc2023047008.
- [7] C. Lozada, W. Vargas, N. Granda, y M. Chamba, «Optimal Load Shedding Scheme Considering the Dynamic Frequency Response», *Engineering Proceedings*, vol. 77, n.o 1, Art. n.o 1, 2024, doi: 10.3390/engproc2024077025.
- [8] J. M.- Carvajal y C. B.- Singaña, «Esquema de alivio de carga adaptativo en sistemas de potencia de alto componente no inercial basado en representaciones dinámicas / Esquema de alívio de carga adaptativo em sistemas de potência de componentes não inerciais elevados baseado em representações dinâmicas», *BASR*, vol. 6, n.o 2, pp. 657-675, abr. 2022, doi: 10.34115/basrv6n2-018.
- [9] C. A. M. Cholo, «Propuesta de un esquema de alivio de carga para microrredes usando la norma IEC 61850 y la tasa de cambio de la frecuencia».
- [10] M. Sun, G. Liu, M. Popov, V. Terzija, y S. Azizi, «Underfrequency Load Shedding Using Locally Estimated RoCoF of the Center of Inertia», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n.o 5, pp. 4212-4222, sep. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3061914.
- [11] 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, n.o 2, Art. n.o 2, may 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873123.
- [12] L. Wu, «Power System Frequency Measurement Based Data Analytics and Situational Awareness», *Doctoral Dissertations*, may 2018, [En línea]. Disponible en: https://trace.tennessee.edu/utk_graddiss/4897
- [13] T. Athay, R. Podmore, y S. Virmani, «A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability», *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, n.o 2, pp. 573-584, mar. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319407.



Flavio Villacrés Zurita. - Nació en Esmeraldas en 1995. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Esmeraldas “Luis Vargas Torres” en 2021. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención en Eficiencia Energética y Energías Renovables, en la Pontificia Universidad Católica de Ecuador. Actualmente, se desempeña como Supervisor de Mantenimiento de Alumbrado Público en contratista en Esmeraldas. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Energías Renovables y Optimización Aplicada.



Alexis Torres Camacho. - Nació en Esmeraldas en 1990. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Técnica de Esmeraldas “Luis Vargas Torres” en 2021. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención en Energías Renovables y Eficiencia Energética en la Pontificia Universidad Católica de Ecuador. Se desempeña de docente en la Unidad Educativa Dr. Luis Prado Viteri en Esmeraldas. Sus áreas de interés es Control y Automatización Industrial, Sistemas Eléctricos 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.



Carlos Xavier Lozada. - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; en el 2024 recibió su título de Magister 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.