

**SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO
EL EFECTO DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO
EL EFECTO DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA**

**AUTOR:
EDISON GERARDO PILLAJO GARCÍA**

**DIRECTOR:
ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

Quito, febrero 2020

Edison Gerardo Pillajo García

SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO EL EFECTO DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Edison Gerardo Pillajo García (Y'1995-M'01). Realizó sus estudios secundarios en la Colegio Central Técnico donde obtuvo el título de bachiller en técnico electricista. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el desarrollo de un esquema de alivio de carga bajo parámetros de priorización de carga.

epillajog1@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alex David Valenzuela Santillán (Y'1989-M'12). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en diciembre 2013, Además realizó estudios de maestría en Newcastle University en Reino Unido, donde obtuvo el título en Power Distribution Engineering MSc. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana.

avalenzuela@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alex David Valenzuela Santillán declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO EL EFECTO DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA.*” realizado por Edison Gerardo Pillajo García, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero de 2020

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Alex David Valenzuela Santillán', with a large, stylized flourish underneath.

.....

Alex David Valenzuela Santillán

C.C.: 1721848644

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Edison Gerardo Pillajo García, con documento de identificación N° 1722738687, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autora del trabajo de grado/titulación intitulado: “*SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO EL EFECTO DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA.*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., febrero de 2020



.....

Edison Gerardo Pillajo García

C.C.: 1722738687

1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Modelación de Carga	4
2.1.1	Estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia	4
2.2	Esquema de alivio de carga.....	5
2.3	Tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF)	6
2.4	Rendimiento sistema basado en RoCoF.....	6
3	Metodología	7
3.1	Sistema de prueba	7
3.2	Implementación del modelo matemático	9
3.2.1	Pseudocódigo	9
4	Análisis de resultados.....	10
5	Conclusiones	13
5.1	Trabajos futuros	14
6	Referencias	14
6.1	Matriz de Estado del Arte	18
6.2	Resumen de Indicadores	21

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estabilidad en los sistemas de potencia.....	5
Figura 2. Variación de potencia activa vs. tiempo de detección.....	7
Figura 3. Variación de potencia activa vs. tiempo de detección, ROCOF variable.....	7
Figura 4. Tiempo de detección vs. Desbalance de potencia activa.....	8
Figura 5. Sistema de prueba.....	9
Figura 6. Frecuencia de la Barra 3, Caso A.....	10
Figura 7. Frecuencia de la barra 14, Caso A.....	11
Figura 8. Datos de frecuencia en torno a los 10 s. de simulación.....	11
Figura 9. Frecuencia de la Barra 3, Caso B.....	11
Figura 10. ROCOF Barra 3, Caso B.....	12
Figura 11. Detalle ROCOF Barra 3, Caso B.....	12
Figura 12. Frecuencia en la Barra 3, Caso C.....	12
Figura 13. ROCOF Barra 3, Caso C.....	12
Figura 14. Detalle ROCOF Barra 3, Caso C.....	12
Figura 15. Comparativa de frecuencia 4 segundos después de la falla.....	13
Figura 16. Comparativa de ROCOF 4 segundos después de la falla.....	13
Figura 17. Comparación de frecuencias con diferentes barras de medida.....	13
Figura 18. Comparación de ROCOF con diferentes barras de medida.....	13
Figura 19. ROCOF Barra 3, Caso de fallo.....	14
Figura 20. Frecuencia en la Barra 3, Caso de fallo.....	14
Figura 21. Detalle ROCOF Barra 3, Caso de fallo.....	14
Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	21
Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	21
Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte.....	22

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cargas del sistema de prueba.....	8
Tabla 2. Matriz de estado del arte.....	18

SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO EL EFECTO DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA

Resumen

El presente documento muestra el desarrollo de un sistema de protección mediante el uso de la metodología o cálculo del ROCOF (Rate of change of frequency) para conseguir un deslastre de carga adaptativo que permita una recuperación de frecuencia del sistema acelerado evitando que posibles fallos en diversas etapas del sistema lleven al colapso del mismo, para ello se hace uso del software especializado en sistemas de potencia denominado DIgSILENT PowerFactory para la simulación de eventos de fallo y análisis de todos los parámetros importantes de una red de transmisión, los resultados son comparados entre aquellos escenarios en los que el sistema de protección se encuentra desconectado y aquellos en los que el sistema ya se encuentra en operación bajo diferentes tipos de fallo y condiciones adversas. El sistema de protección es ensayado en un sistema tipo IEEE de 14 barras obteniendo mejoras en el valor final de frecuencia milisegundos o segundos después del evento de falla, la variación de frecuencia también encuentra puntos en los que ocasiona que la frecuencia caiga con menor rapidez y a la vez permite acercarse a valores nominales con mayor rapidez frente a esquemas no adaptativos.

Palabras Clave: estabilidad, frecuencia, relé, ROCOF, transitorios.

Abstract

This document shows the development of a protection system through the use of the methodology or calculation of the ROCOF (Rate of change of frequency) to achieve an adaptive load shedding that allows an accelerated system frequency recovery preventing possible failures in various System stages lead to the collapse of the system, for this purpose, specialized software is used in power systems called DIgSILENT PowerFactory for the simulation of failure events and analysis of all the important parameters of a transmission network, the results are compared between those scenarios in which the protection system is disconnected and those in which the system is already in operation under different types of failure and adverse conditions. The protection system is tested in a 14-bar IEEE type system obtaining improvements in the final frequency value milliseconds or seconds after the failure event, the frequency variation also finds points at which it causes the frequency to fall less quickly and At the same time, it allows to approach nominal values more quickly against non-adaptive schemes.

Keywords: stability, frequency, relay, ROCOF, transients.

1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia y su continua expansión en la cantidad de usuarios y cargas conectadas; son una preocupación generalizada, debido a que todos los componentes del sistema en algún punto pueden estar operando en condiciones cercanas a sus límites operacionales, lo que incrementa el riesgo de sufrir fallas que pueden desembocar en colapsos totales de la red (blackout). Se ha determinado, que la gran parte de eventos de blackout alrededor del mundo se deben a desviaciones de la frecuencia o colapsos de tensión. Los fenómenos previamente descritos normalmente son estudiados por separado, sin embargo, se pueden producir en simultáneo cuando existe una caída severa de la frecuencia, que se producen por rechazos de la generación o desconexiones de líneas de transmisión [1].

Para mantener la estabilidad de los sistemas frente a contingencias severas, se han propuesto varias soluciones que son conocidas como planes de defensa, los planes se clasifican en esquemas de protección del sistema y esquemas de acciones remediales, mecanismos que son aceptados para la detección de estados anormales y la mitigación de amenazas a los sistemas de potencia [2][3].

La implementación de estos esquemas se remota hace 20 años atrás y se ejecutaba de manera tradicional a nivel local debido a las limitaciones en la comunicación, sin embargo, actualmente contando con redes interconectadas de comunicación es posible una estructura que abarque zonas más amplias del sistema [1][4][5].

Los esquemas de deslastre de carga por baja frecuencia (UFLS) son las

herramientas de último recurso para la protección del sistema eléctrico de potencia frente a inestabilidad en la frecuencia. Existen formatos tradicionales para la ejecución del deslastre de carga, pero también se pueden encontrar nuevas posibilidades de esquema que involucran el reconocimiento del estado actual de la red. Estos sistemas pueden resultar claves para evitar la existencia de grandes eventos de pérdida de la generación de energía eléctrica como el ocurrido en el sur de California en agosto de 2016 donde se perdieron cerca de 1200 MW de la capacidad instalada. De acuerdo con [6] la gran pérdida de elementos generadores se derivó de la existencia de una falla de línea a línea en el sistema de transmisión, en esta investigación también se resalta que los cambios ocurrieron en una ventana de 40 milisegundos [5][6].

En sistemas más grandes como en el caso de Corea del Sur la salida de una unidad de generación de 1000 MW podría significar la salida de una central nuclear en cuyo caso la restauración de la generadora podría tomar de 3 a 10 días para una completa restauración, en casos extremos en los que se produce una desconexión considerable los sistemas de potencia cuentan con esquemas de restauración que incluyen arranque en negro y metodologías adecuadas [9].

Sin embargo, no sólo los desbalances de potencia o condiciones de red implican un riesgo para los sistemas de potencia es así que por ejemplo en el año 2015 el sistema eléctrico de Ucrania fue objeto de un ataque cibernético que afectó al SCADA del sistema y como consecuencia los estimadores de estado fallaron, por tanto, el tener sistemas fiables de adquisición, medición y cálculo son de vital importancia [10].

Otro caso se dio en Europa el 4 de noviembre del 2006, el fallo afectó a 15 millones de personas en más de 10 países y 14.5 GW de carga fueron perdidos ocasionando una desviación en la frecuencia del sistema, los eventos fueron desencadenados por la desconexión deliberada de una línea de transmisión por decisión del operador bajo la premisa de operación N-1 asumiendo que las líneas restantes serían capaces de soportar la carga sin embargo, un cambio en los flujos normales disparó las protecciones de las líneas en cascada por efectos de sobrecarga [11][12].

Los esquemas de deslastre de carga tradicionalmente se han operado en base al principio de aproximaciones sucesivas y un sistema de compartición de tiempo, lo que fácilmente puede implicar que se reduzca la carga menos de lo que es necesario con una demora más allá de la admisible o con una estrategia que no distingue los diversos tipos de perturbaciones que puede sufrir un sistema de potencia y no es adaptativo, lo que no lo hace óptimo para la operación de redes [13][14].

Por otro lado, conforme se produce la expansión de las redes de potencia, el sistema es más sensible a sufrir perturbaciones y eventos de falla mayores, en este caso con los esquemas tradicionales de deslastre de carga se producen cortes de potencia activa en conjunto con los de la potencia reactiva en proporciones fijas, siempre tomando en cuenta que estos esquemas únicamente se alimentan de la información de las variaciones en la frecuencia y realizan desconexiones escalonadas predefinidas en función de los niveles de frecuencia que presenta el sistema, considerando aquello actualmente los esfuerzos en lo referente a esquemas de alivio de carga se centran en que tales herramientas sean

adaptativas y generen deslastres flexibles en función de la condición de la red [13][15].

La perspectiva tradicional busca realizar acciones condicionadas a la ocurrencia de eventos, logrando obtenerse una respuesta efectiva en frecuencia mientras la mayor porción del sistema de potencia se mantenga intacta. La tendencia también sugiere el poder enviar y receptor la mayor cantidad de información como sean posibles para que sirvan como datos de entrada para los esquemas de alivio de carga por frecuencia. En este sentido, se conoce que la frecuencia depende de la acción de sistemas de control como governors, características e importancia de cargas, la inercia del sistema y otros que se deberían recolectar constantemente para conocer el verdadero estado del sistema eléctrico de potencia, sin embargo, esto también, puede traducirse en una mayor complejidad en la resolución del problema [15][16].

El trabajo de [15] muestra un esquema de alivio de carga adaptativo donde se obtienen estimaciones del desequilibrio de potencia basado en la sustitución de las unidades de generación por el factor centro de inercia cuya variación produce cambios en la frecuencia de la red, considerando siempre que las variaciones de frecuencia tienen implicaciones eléctricas y mecánicas. En este punto, también existe la posibilidad de establecer un método para la predicción de unos pocos segundos, tomando en cuenta la existencia de incertidumbre y también que el sistema se encuentre dentro de lo que se ha denominado la zona segura de operación.

La investigación de [1], propone una estrategia para el alivio de la carga ante la ocurrencia de perturbaciones simultáneas y severas. En este caso, el

análisis se centra en determinar cuántas cargas deben ser desconectadas, basado en el cálculo de factores conocidos como la cuantificación de la caída de carga y el de distribución de deslastre de carga. El cálculo de estos factores tiene directa dependencia a las desviaciones de frecuencia y de voltaje en la red de potencia.

2 Marco teórico

La diferencia existente entre la potencia de los generadores (PG) y la potencia de las cargas (PL) que puede ocurrir en una red de potencia, provoca inestabilidad en la frecuencia de cualquier red eléctrica. La variación de la frecuencia ocurre en forma dinámica cuando se produce una falla, este comportamiento se puede aprovechar para determinar cuándo un sistema corre el riesgo de quedar en modo aislado u operación en isla dado que un dispositivo de protección podría separar un segmento de la red esperando que la variación de frecuencia tienda a niveles en los que los sistemas son capaces de retornar a condiciones aceptables para su operación. Sin embargo, cuando la perturbación no es significativa la caída de la frecuencia de la red se produce lentamente, pudiendo detectarse una tasa de cambio de la frecuencia (df/dt). Tal tasa se puede usar para detectar la necesidad de tomar acciones para proteger la integridad de la red y/o evitar un colapso total [17][18].

La tasa de variación es calculada considerando una ventana de análisis corta, usualmente de 2 a 40 ciclos, la señal se procesa y se realizan filtrados con el fin de poder determinar que se puede generar un aislamiento de parte de la red o un colapso. El sistema de protección debe contar con sistemas de activación que entran en funcionamiento cuando la tasa supera un valor de umbral,

enviando normalmente una señal a los interruptores de protección de las máquinas generadoras [17][19]. La importancia de un sistema de protección que se base en la metodología ROCOF radica en que, para tener una correcta sincronización de los generadores, tener un sistema de protección que sea capaz de detectar que el sistema se encuentra en riesgo o la ocurrencia de aislamiento de parte del sistema. En este caso la desactivación de generadores puede derivar en mayores problemas para toda la red, por tanto, tales componentes claves para el funcionamiento de la red deben estar constantemente monitoreados de tal forma de poder ejecutar acciones incluyendo deslastres de la carga conectada en el sistema de potencia [20]. Los sistemas de protección que hacen uso de la metodología ROCOF y una correcta programación de su sistema genera la posibilidad de la adaptación de nuevos esquemas lo que resultar ser clave para mejorar la protección de la integridad del sistema de potencia, su calibración debe ser cuidadosa y realizada luego de una serie de simulaciones que requieren de largos tiempos de máquinas que podrían dificultar su funcionamiento en la operación normal, por tanto resulta importante encontrar una metodología que permita la reducción de los tiempos necesarios para la ejecución de esta clase de tareas que se realizan en sistemas de simulación y procesamiento de información con la ayuda de equipos de procesamiento avanzado y simuladores en tiempo real recibiendo datos directamente de la red [20][21].

2.1 Modelación de Carga

2.1.1 Estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la característica

de una red que le permite retornar a un estado de operación normal, luego de la ocurrencia de una perturbación. El origen de tal perturbación puede ser fallas de operación, cortocircuitos, así como desbalance de potencia entre generación y carga. Se debe destacar que las variables de voltaje y frecuencia no deben sufrir grandes variaciones para mantener la continuidad del servicio [22][23].

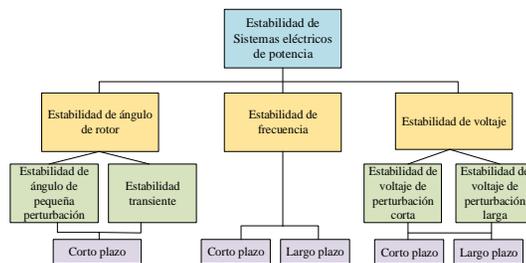


Figura 1. Estabilidad en los sistemas de potencia

Las características presentadas en lo sucesivo deben ser tomadas en consideración en los estudios eléctricos de estabilidad que involucran a todos los componentes de la red, la clasificación de los estudios a realizar para el análisis de la estabilidad se puede encontrar en la figura 1.

2.1.1.1 Estabilidad del ángulo del rotor

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la revisión de la permanencia en estado permanente del sincronismo de las máquinas motrices, después de la existencia de perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia [23][24].

2.1.1.2 Estabilidad del voltaje

La estabilidad de voltaje corresponde a la facultad de la red de potencia de mantener niveles de voltaje estables en cada una de las barras, luego de haber sufrido una perturbación [22][23].

2.1.1.3 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la facultad del sistema eléctrico de potencia de conservar un rango de frecuencia estable cuando exista un desbalance de potencia entre la generación y la carga [22][23]

Para mitigar los distintos problemas de estabilidad se emplean distintos métodos de protección uno de los más usados son los esquemas de alivio de carga.

2.2 Esquema de alivio de carga

Un esquema de alivio de carga (EAC) es una técnica de eliminación o desconexión gradual de carga, aplicada en distintos escenarios de inestabilidad, su implementación tiene como objetivo principal corregir anomalías en el comportamiento normal del sistema eléctrico de potencia (SEP) para evitar así su colapso total [22][25][26].

Un escenario de inestabilidad se da por condiciones de cortocircuito, pérdida de generación, cambio repentino de carga o fallo de algún elemento vital del SEP. Las condiciones de inestabilidad dan como resultado la alteración de los valores de frecuencia y voltajes del sistema. Las condiciones de inestabilidad producen un desbalance de potencia entre generación y carga, lo que implica un riesgo para la operación normal del SEP debido a la existencia de desviaciones de la frecuencia con respecto a su estado estable. En caso de no tomar las medidas adecuadas para afrontar adecuadamente esta situación, se puede ocasionar un apagón total del sistema (blackout), debiendo tomarse un tiempo considerable para recuperar el estado de operación normal del sistema de potencia, así también se podría dar la operación en islas de parte de la red [22][26][27][28].

2.3 Tasa de cambio de la frecuencia

La pérdida del generador más grande en un sistema de potencia significa el rápido cambio en la tasa de cambio de la frecuencia o RoCoF (por sus siglas en inglés, Rate of Change of Frequency) del sistema en observación, la propia desconexión del generador podría significar el disparo en cascada de los sistemas de generación, dicha tasa es sensible a un sinnúmero de situaciones de perturbaciones en el sistema así pues en sistemas con casos en los que se presenta alta penetración eólica, por ejemplo, la tasa de cambio también tiende a crecer frente a la ocurrencia de situaciones anómalas en la red [29][30].

La distribución de la inercia en el sistema también es un factor importante en la búsqueda de las mejores condiciones, así pues se puede entender que la relación entre la inercia del sistema tiene una relación inversa con respecto a la tasa de cambio de la frecuencia en el sistema de potencia, mientras mayor sea la inercia del sistema menor será la tasa de cambio y por el contrario cuanto menor es la inercia del sistema mayor será la tasa de cambio del sistema [31][32].

2.4 Rendimiento sistema basado en RoCoF

Durante la operación normal de un sistema de potencia en una de sus barras es posible obtener un balance entre la potencia que es entregada por el sistema, la potencia entregada por una unidad de generación y la carga que se encuentra conectada en dicha barra. Sin embargo, durante una condición de falla en dicha barra se producirá un desbalance ante dicha situación la diferencia de potencia que se produce por salida de una unidad de generación o la desconexión de una línea de transmisión provocará

transientes en la o las unidades de generación [33].

En virtud de ello y entendiendo que las cargas están descritas por un modelo de potencia constante y el generador es una unidad tradicional el análisis matemático del evento puede ser descrito por medio de la ecuación de oscilación y en función de ello es posible obtener la tasa de cambio de la frecuencia tal como se muestra en (1).

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{f_o}{2H} \Delta P \quad (1)$$

Donde:

H : representa la constante de inercia

f_o : es la frecuencia nominal del sistema

ΔP : es el desbalance de la potencia

En virtud de ello y al analizar el tiempo de detección del relé que en realidad representa un delay o retardo propio del relé que además es necesario para la medida y cálculo de la tasa de cambio de la frecuencia en el sistema de potencia, al incluir el parámetro td la señal puede ser expresada como se muestra en (2).

$$K = \frac{f_o \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(td-\Delta t)}{T_a}} \right) \quad (2)$$

En función de aquello es posible determinar ciertos parámetros propios de las calibraciones del sistema de protección, por ejemplo, la tasa de cambio de la frecuencia se calcula por medio de (3), el tiempo de detección se puede calcular por medio de (4) y finalmente la diferencia de potencia puede ser obtenida por medio de (5).

$$\beta = \frac{f_o \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(td-\Delta t)}{T_a}} \right) \quad (3)$$

$$td = -T_a \ln \left(1 - \frac{2H}{f_o \Delta P} \beta \right) + \Delta t \quad (4)$$

$$\Delta P = \frac{2H}{f_o} \beta \left(1 - e^{-\frac{(td-\Delta t)}{T_a}} \right)^{-1} \quad (5)$$

Donde:

T_a : representa cuántos ciclos del sistema se consideran.

β : es la inercia del sistema

De tal manera que cuando la diferencia de potencia y el tiempo de detección son conocidos como dato es posible determinar el valor de la tasa de cambio de disparo del relé mediante la ecuación (3). La ecuación (4) será implementada cuando el desbalance o diferencia de potencia es entregado como dato junto con la calibración de la tasa de cambio y es posible calcular el tiempo de detección. Finalmente, la ecuación (5) permitirá calcular el cambio de potencia necesario una vez que se conoce la tasa de cambio además del tiempo de detección.

Gracias a lo antes expuesto se pueden obtener gráficas que muestran el modo en el que se comporta el relé frente a diversas calibraciones considerando que la constante T_a corresponde a 6 ciclos del sistema y aquello equivale a un total de 100 ms mientras que Δt para un sistema de 60 Hz es equivalente a 83.33 ms. La figura 2 muestra cómo se comporta el tiempo de detección en función del desbalance de potencia activa frente a diferentes valores de inercia de un sistema de potencia, el valor de la tasa de cambio de frecuencia o RoCoF se coloca en 1.2 Hz/s [34].

Se puede ensayar un análisis similar manteniendo la inercia del sistema constante mientras que en esta ocasión el valor de la tasa de cambio de la frecuencia es el parámetro que varía, dicha gráfica se encuentra mostrada en la

figura 3. De manera similar la figura 4 ilustra el modo en que para diferentes tasas de cambio de frecuencia se puede obtener curvas diferentes de respuesta ante diversos parámetros en cuanto al tiempo de detección se refiere.

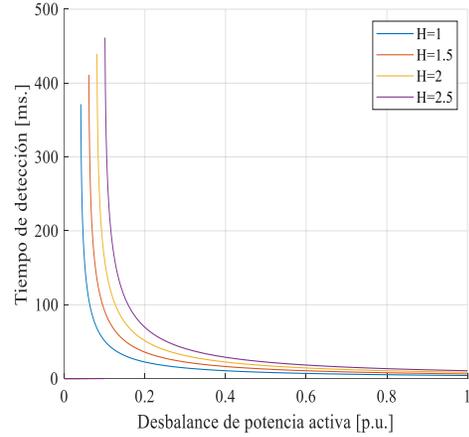


Figura 2. Variación de potencia activa vs. tiempo de detección.

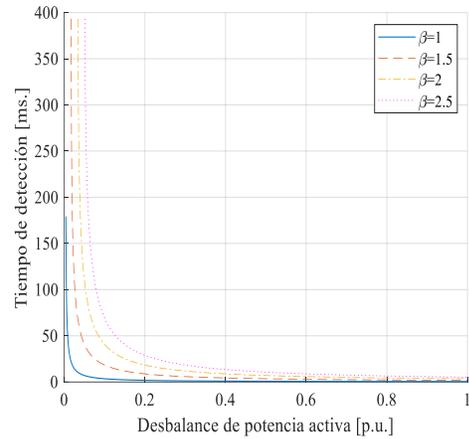


Figura 3. Variación de potencia activa vs. tiempo de detección, ROCOF variable.

3 Metodología

3.1 Sistema de prueba

El sistema de prueba seleccionado corresponde a un sistema tipo IEEE de 14 barras al cual se modificó con la separación de sus cargas en 3 partes. La separación en 3 partes permite al sistema contar con 3 niveles de prioridad para las cargas y así poder ejecutar de un mejor modo el algoritmo para deslastre de carga.

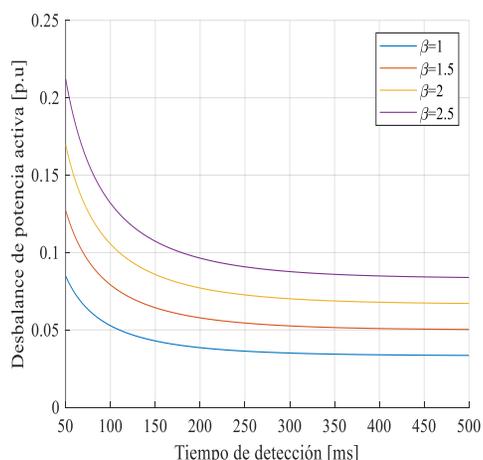


Figura 4. Tiempo de detección vs. Desbalance de potencia activa.

La figura 5 ilustra el sistema de prueba utilizado y la tabla 1 muestra las diferentes cargas que han sido insertadas

o creadas para los fines pertinentes, la prioridad en las cargas se encuentra organizadas en función de un número que puede ir desde el 1 al 3 de la menor a la mayor prioridad, los parámetros de las líneas, inercia de las máquina y demás parámetros importantes de la red se mantienen intactos respecto de aquellos presentes en el sistema de prueba que dispone el software utilizado para las simulaciones. Se ha hecho uso de los modos del método de simulación en modo de medición RMS dado que no es de interés el analizar los transientes de la red en virtud de ello los resultados que continúan en la sección de análisis de resultados responden a las condiciones antes expuestas.

Tabla 1. Cargas del sistema de prueba

Nombre	P	Q	fp	Prioridad
	MW	Mvar		
Load_0002	7.23	4.23	0.86	1
Load_0002(1)	7.23	4.23	0.86	2
Load_0002(2)	7.23	4.23	0.86	3
Load_0003	31.4	6.3	0.98	1
Load_0003(1)	31.4	6.3	0.98	2
Load_0003(2)	31.4	6.3	0.98	3
Load_0004	15.9	-1.3	1.00	1
Load_0004(1)	15.9	-1.3	1.00	2
Load_0004(2)	15.9	-1.3	1.00	3
Load_0005	2.5	0.53	0.98	1
Load_0005(1)	2.5	0.53	0.98	2
Load_0005(2)	2.5	0.53	0.98	3
Load_0006	3.73	2.5	0.83	1
Load_0006(1)	3.73	2.5	0.83	2
Load_0006(2)	3.73	2.5	0.83	3
Load_0009	9.83	5.53	0.87	1
Load_0009(1)	9.83	5.53	0.87	2
Load_0009(2)	9.83	5.53	0.87	3
Load_0010	3	1.93	0.84	1
Load_0010(1)	3	1.93	0.84	2
Load_0010(2)	3	1.93	0.84	3

Nombre	P	Q	fp	Prioridad
	MW	Mvar		
Load_0011	1.17	0.6	0.89	1
Load_0011(1)	1.17	0.6	0.89	2
Load_0011(2)	1.17	0.6	0.89	3
Load_0012	2.03	0.53	0.97	1
Load_0012(1)	2.03	0.53	0.97	2
Load_0012(2)	2.03	0.53	0.97	3
Load_0013	4.5	1.93	0.92	1
Load_0013(1)	4.5	1.93	0.92	2
Load_0013(2)	4.5	1.93	0.92	3
Load_0014	4.97	1.67	0.95	1
Load_0014(1)	4.97	1.67	0.95	2
Load_0014(2)	4.97	1.67	0.95	3

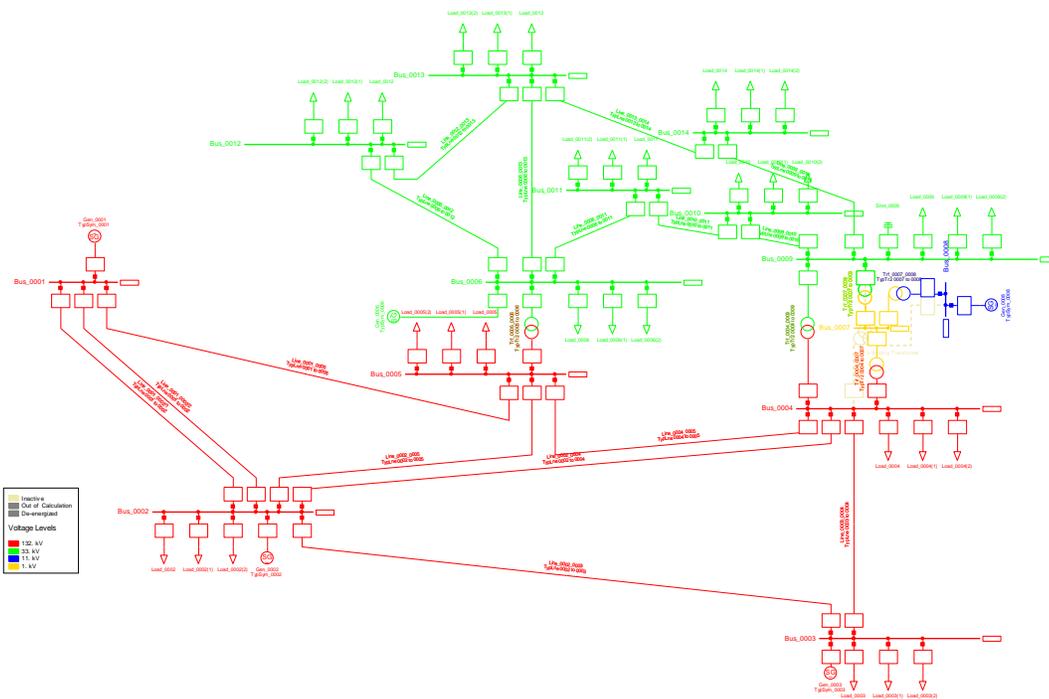


Figura 5. Sistema de prueba

3.2 Implementación del modelo matemático

3.2.1 Pseudocódigo

Paso 1:

Adquisición de datos del sistema.

Paso 2:

Declaración de parámetros para el sistema de detección.

Paso 3:

Inicialización de evento de fallo.

Paso 4:

Inicialización de n eventos de deslastre.

Paso 5:

Cálculo de inercia total del sistema, en misma base para las i unidades.

$$H = \sum H_i$$

Paso 6:

Coloca en servicio todas las cargas disponibles en el sistema.

Paso 7:

Proceso iterativo de cálculo cada 100ms.

Paso 7.1:

Recálculo de inercia del sistema.

Paso 7.2:

Obtención de ROCOF en una barra del sistema.

Paso 7.3:

Detección de ROCOF negativo (caída de frecuencia).

Paso 7.4:

Cálculo de la potencia que debe ser deslastrada en ese instante.

$$\Delta P = \frac{2H}{f_o} \beta \left(1 - e^{-\frac{(td-\Delta t)}{Ta}} \right)^{-1}$$

Paso 7.5:

Parametrización del caso k-ésimo

Paso 8:

Final

4 Análisis de resultados

Una vez ejecutado el modelo propuesto en un sistema tipo IEEE de 14 barras y generando un evento de pérdida de potencia en la unidad de Generación 2, 5 segundos después de iniciada la simulación, los resultados muestran una considerable mejora en la frecuencia del sistema después de haber transcurrido 5 segundos desde la ocurrencia de la falla.

La figura 6 ilustra la frecuencia en la Barra 3 antes, durante y después de la falla o la alteración en operación, dicho lo antes mencionado se aprecia también que después de la ocurrencia de la falla a los 100 ms se da el primer evento de deslastre, seguido de 8 eventos adicionales separados 100 ms entre cada evento momento en el que el sistema inicia a recuperar potencia sin embargo a los 1300 ms de ocurrido el evento de falla el sistema comienza a sufrir una afectación en la frecuencia del sistema no obstante aquello al comparar el sistema a los 10 segundos es notoria la diferencia entre una caída de frecuencia en un sistema con deslastre de carga y el mismo sistema con un algoritmo que permita el deslastre de carga en dicho aspecto el sistema sin deslastre alcanza una frecuencia mínima de 58.6 Hz mientras que el sistema con deslastre de carga se acerca a los 59.8 Hz obteniendo una diferencia de 1.2 Hz lo que representa un 2 % de la frecuencia nominal del sistema tal como se observa en la figura 7 y 8.

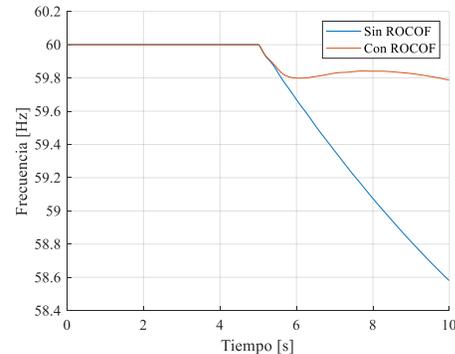


Figura 6. Frecuencia de la Barra 3, Caso A

Por otro lado, al graficar en el mismo instante la frecuencia de todas las barras del sistema se puede observar que las oscilaciones se notan bastante similares.

Por otro lado, se ensaya una falla por pérdida de torque o potencia mecánica en la unidad de Generación 3 con un valor de 1.5 p.u. con lo cual se encuentra una manera diferente de oscilación, dado que

la pérdida de potencia mecánica repercute directamente en la potencia eléctrica que la unidad es capaz de entregar al sistema y se puede hacer el mismo análisis tal como se ilustra en la figura 9. Para este evento de simulación se puede observar que al final de la simulación la frecuencia se recupera llegando incluso a estar sobre la frecuencia nominal instantes en los cuales el sistema de deslastre ya no opera. Estos resultados muestran que el sistema es sensible a las diferentes operaciones o fallas que se puedan suscitar y por ello se debe realizar un correcto ajuste en los parámetros no sólo del sistema de protección sino también en cómo las cargas fluctúan gracias al método implementado.

Por otro lado, al revisar gráficamente qué sucede con la tasa de cambio de la frecuencia o ROCOF del sistema en la misma barra se puede apreciar con facilidad los instantes en los cuales el sistema de protección realiza operaciones de deslastre tal como se puede observar en la figura 10. Del mismo modo es posible observar cómo el ROCOF de la barra en estudio tiende a estabilizarse en un valor próximo a cero en donde se entiende que la frecuencia deja de sufrir oscilaciones significativas, aunque aún mantiene un cambio sostenido, los resultados antes mencionados son estudiados después de transcurrido 4 segundos desde la ocurrencia de la falla.

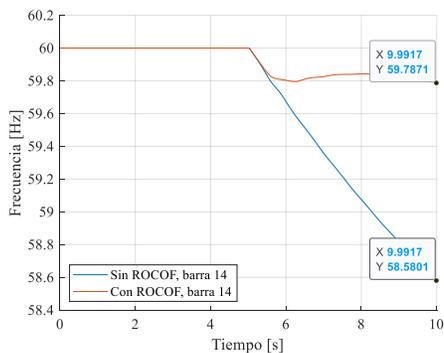


Figura 7. Frecuencia de la barra 14, Caso A

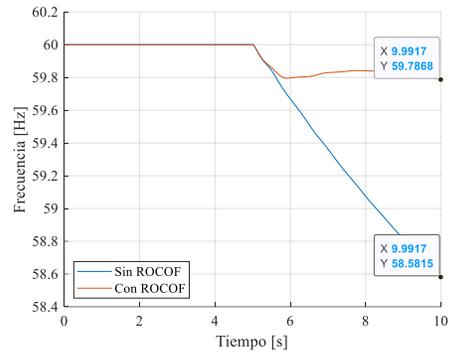


Figura 8. Datos de frecuencia en torno a los 10 s. de simulación

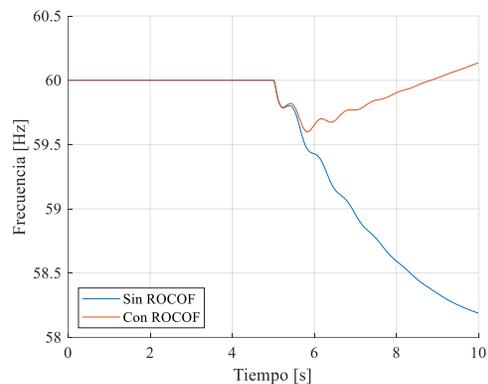


Figura 9. Frecuencia de la Barra 3, Caso B

La figura 11 muestra en detalle el modo en que cada 100 ms se ejecutan deslastres en cuyos momentos el ROCOF del sistema tiende a valores superiores positivos llegando a ser picos esto debido a que en dichos instantes el sistema procede a desconectar porciones adecuadas de carga. Los instantes de mayor relevancia suceden dentro del primer segundo después de la ocurrencia de la falla que es justamente los instantes en los que el sistema de protección actúa sobre las cargas.

El ensayo de diferentes parametrizaciones permite por otro lado encontrar puntos de operación en los que el deslastre de carga favorece a la operación del sistema con cambios menos fuertes que sin duda mejoran la frecuencia del sistema. Para el siguiente caso de estudio se mantiene el fallo en la unidad de Generación 3 sin embargo el sistema

de protección genera cambios menos rotundos como se puede observar en la figura 12 y 13.

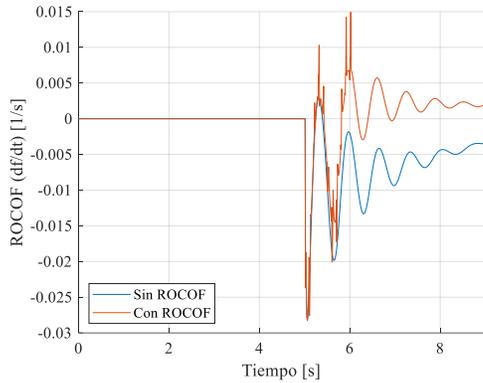


Figura 10. ROCOF Barra 3, Caso B

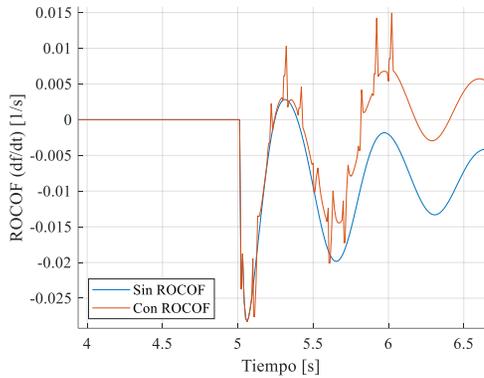


Figura 11. Detalle ROCOF Barra 3, Caso B

De igual manera la figura 14 muestra en detalle lo que sucede con el ROCOF en este caso en donde también es posible observar tasas de cambio positivas con picos, aunque menos pronunciados, en los instantes en los cuales el sistema decide deslastrar carga que al igual que el caso anterior sucede dentro del primer segundo después de ocurrida la falla en la unidad generadora.

Adicionalmente es posible comparar los 3 escenarios en los cuales el algoritmo muestra diferentes desempeños las figuras 15 y 16 ilustran las diferencias en el comportamiento no solo de la frecuencia sino también del ROCOF.

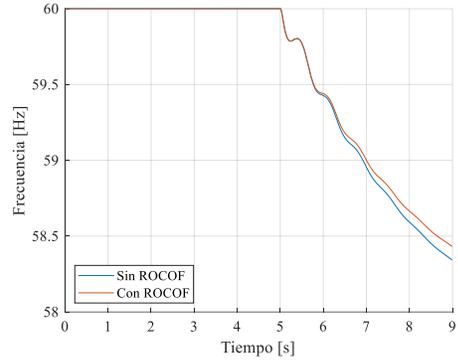


Figura 12. Frecuencia en la Barra 3, Caso C

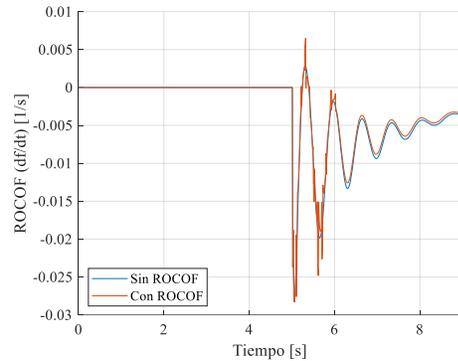


Figura 13. ROCOF Barra 3, Caso C

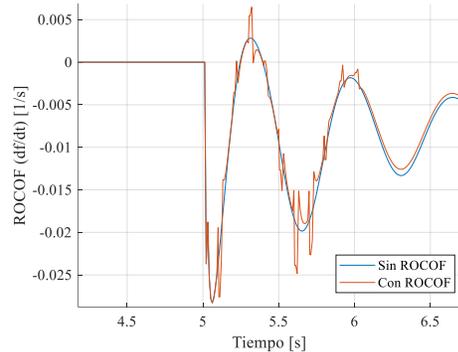


Figura 14. Detalle ROCOF Barra 3, Caso C

Los resultados antes obtenidos son obtenidos usando la barra 1 como barra para la medida del ROCOF sin embargo al desplazar la barra de medida de la 1 a la 3 los resultados son un tanto diferentes pudiendo notar que los efectos del sistema de protección se extienden más allá del primer segundo después de la falla encontrando que ahora los eventos de deslastre no están necesariamente separados periódicamente cada 100 ms sino que los eventos llegan a tener incluso

una separación de 300 ms. Las figuras 17 y 18 muestran el modo en que el sistema reacciona a la calibración leve con simplemente cambiar la barra en la que se realiza la medición del ROCOF por otro lado también se puede apreciar que la frecuencia mejora levemente entre aquellos resultados obtenidos al utilizar la barra 1 y utilizar la barra 3 siendo el segundo caso el de mejor rendimiento.

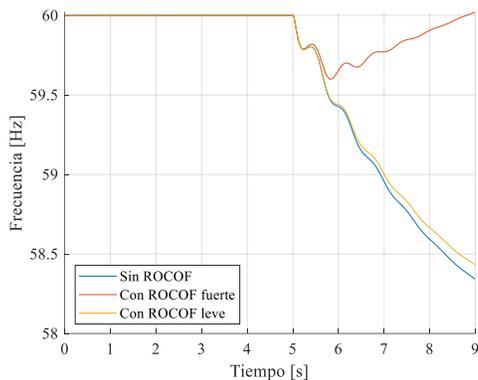


Figura 15. Comparativa de frecuencia 4 segundos después de la falla.

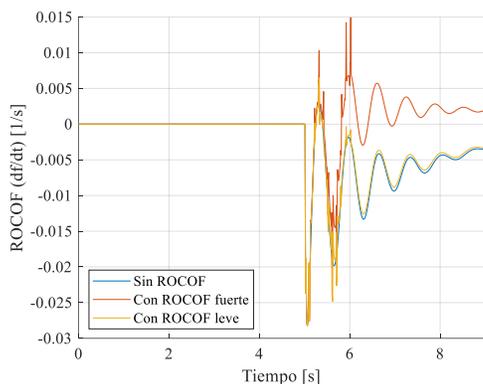


Figura 16. Comparativa de ROCOF 4 segundos después de la falla.

A pesar del buen rendimiento mostrado por el sistema de protección el sistema también está expuesto a condiciones en las cuales el deslastre no podrá ayudar en las tareas de recuperación del sistema pudiendo incluso empeorar el estado actual del sistema tal como se puede observar en la figura 19 y 20, en la figura 19 al igual que en la figura 21 es notorio los esfuerzos del sistema de protección por tratar de recuperar

condiciones aceptables en el sistema sin embargo a los 10 segundos de simulación o 5 segundos después de la desconexión de la línea que une la Barra 03 con la Barra 04 es evidente que el sistema está en una condición de no retorno en cuanto a sus valores de frecuencia.

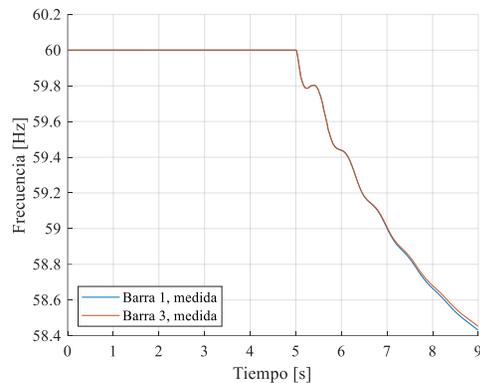


Figura 17. Comparación de frecuencias con diferentes barras de medida.

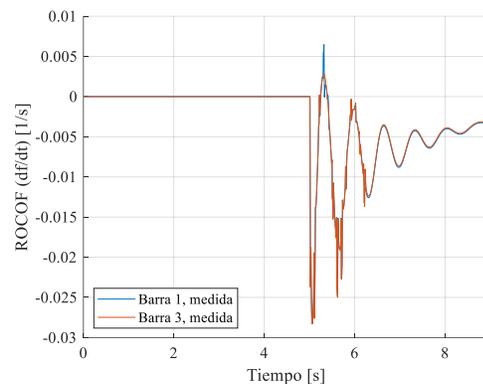


Figura 18. Comparación de ROCOF con diferentes barras de medida.

5 Conclusiones

La introducción de un sistema de protección frente a pérdidas de potencia de generación o enlace en un sistema de transmisión permite mejorar o recuperar la frecuencia en un lapso inferior de tiempo, la introducción del ROCOF permite adaptar los escalones de deslastre en conformidad con la respuesta del sistema, ante diversos eventos el sistema tomará diferentes decisiones y proporciones a deslastrear.

La introducción del sistema de protección de frecuencia del sistema en cuestión mejora significativamente el modo en que el sistema es capaz de tolerar las desconexiones de diferentes infraestructuras del sistema de potencia haciéndolo más robusto y capaz de resistir desbalances de potencia.

Aunque el uso del ROCOF en un principio fue ideado para casos en los que el sistema trabaja en modo de isla el presente trabajo muestra a través de los diferentes resultados que la metodología también es válida para aquellos casos en los que un desbalance de potencia activa afecta negativamente en la frecuencia del sistema, los casos variados de fallo, condiciones de demanda, etc. Ocasionan que los pasos de deslastre deban ser variables con el fin de no afectar negativamente a sistema.

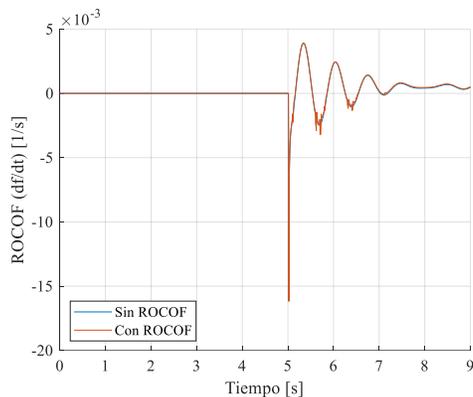


Figura 19. ROCOF Barra 3, Caso de fallo

5.1 Trabajos futuros

Los logros obtenidos en este documento pueden ser tomados como punto de partida para investigaciones como:

Implementación del ROCOF en sistemas de protección adaptativa para sistemas de generación distribuida.

Estudio de la tasa de cambio de frecuencia en fallas comunes para mejorar el tiempo de respuesta del sistema.

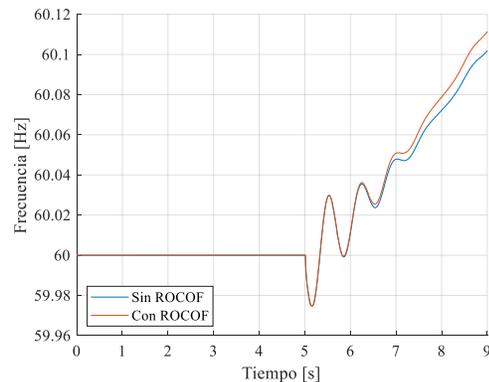


Figura 20. Frecuencia en la Barra 3, Caso de fallo

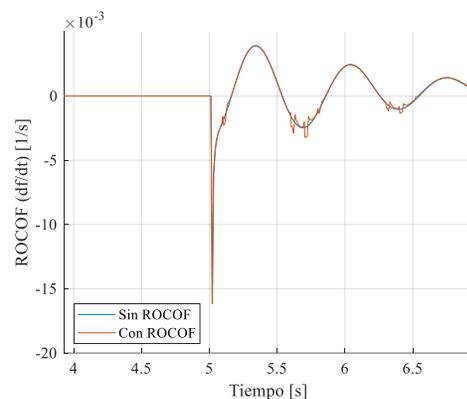


Figura 21. Detalle ROCOF Barra 3, Caso de fallo

6 Referencias

- [1] T. Shekari, F. Aminifar, and M. Sanaye-Pasand, "An analytical adaptive load shedding scheme against severe combinational disturbances," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 4135–4143, 2016.
- [2] S. Caviedes, "Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales," 2018.
- [3] R. Pelaes, "Coordinación automática de protecciones de distancia en líneas de transmisión frente a una contingencia extrema," 2019.
- [4] B. Liu, D. Thomas, K. Jia, and M. Woolfson, "Advanced ROCOF protection of synchronous

- generator,” *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur.*, pp. 1–6, 2011.
- [5] J. Wang, H. Zhang, and Y. Zhou, “Intelligent under Frequency and under Voltage Load Shedding Method Based on the Active Participation of Smart Appliances,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 353–361, 2017.
- [6] A. Roscoe, A. Dysko, B. Marshall, M. Lee, H. Kirkham, and G. Rietveld, “The Case for Redefinition of Frequency and ROCOF to Account for AC Power System Phase Steps,” *AMPS 2017 - IEEE Int. Work. Appl. Meas. Power Syst. Proc.*, 2017.
- [7] J. Jallad, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and J. A. Laghari, “Improved UFLS with consideration of power deficit during shedding process and flexible load selection,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 5, pp. 565–575, 2018.
- [8] A. Ketabi and M. H. Fini, “An Underfrequency load shedding scheme for hybrid and Multiarea power systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 82–91, 2015.
- [9] S. S. Lee, “Hydro and gas turbine blackout restoration strategies in the South Korean power system,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014-October, no. October, pp. 1–6, 2014.
- [10] G. Liang, S. Weller, J. Zhao, F. Luo, and Z. Y. Dong, “The 2015 Ukraine Blackout: Implications for False Data Injection Attacks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 3317–3318, 2017.
- [11] C. Li, Y. Sun, and X. Chen, “Analysis of the blackout in Europe on November 4, 2006,” *8th Int. Power Eng. Conf. IPEC 2007*, pp. 939–944, 2007.
- [12] L. Chunyan, S. Yuanzhang, and C. Xiangyi, “Recommendations to improve power system security: Lessons learned from the Europe blackout on November 4,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 529–533, 2007.
- [13] Z. Jianjun, Z. Dong, G. Yang, and Y. Zhihong, “Load shedding control strategy for power system based on the system frequency and voltage stability(Apr 2018),” *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, no. 201804230000057, pp. 1352–1356, 2018.
- [14] V. Lytvynchuk, M. Kaplin, and N. Bolotnyi, “The Method of Design an Optimal Under-Frequency Load Shedding Scheme,” *2019 IEEE 6th Int. Conf. Energy Smart Syst. ESS 2019 - Proc.*, vol. 1, pp. 14–17, 2019.
- [15] U. Rudez and R. Mihalic, “WAMS-Based Underfrequency Load Shedding with Short-Term Frequency Prediction,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 4, pp. 1912–1920, 2016.
- [16] J. Godoy, “Evaluación de la coordinación de reconector – fusible debido a la interconexión de generación emergente,” 2019.
- [17] C. M. Affonso, W. Freitas, W. Xu, and L. da Silva, “Performance of ROCOF relays for embedded generation applications,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, no. 1, p. 109, 2005.
- [18] C. Bright, “COROCOF: Comparison Of Rate Of Change Of Frequency protection. A solution to the detection of loss of mains,” no. 479, pp. 70–73, 2005.
- [19] L. Sigrist, “A UFLS Scheme for Small Isolated Power Systems

- Using Rate-of-Change of Frequency,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 2192–2193, 2015.
- [20] J. Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, “Efficient coordination of ROCOF and frequency relays for distributed generation protection by using the application region,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 4, pp. 1878–1884, 2006.
- [21] P. Gupta, R. Bhatia, and D. Jain, “Active ROCOF Relay for Islanding Detection,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 420–429, 2017.
- [22] I. S. Budi, A. Nurdiansyah, and A. Lomi, “Impact of load shedding on frequency and voltage system,” *2017 Int. Semin. Intell. Technol. Its Appl. Strength. Link Between Univ. Res. Ind. to Support ASEAN Energy Sect. ISITIA 2017 - Proceeding*, vol. 2017-Janua, pp. 110–115, 2017.
- [23] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [24] H. Amano and A. Yokoyama, “Rotor angle stability analysis using normal form method with high penetrations of renewable energy sources-energy index for multi-swing stability,” *20th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2018*, pp. 1–6, 2018.
- [25] R. Meier, E. Cotilla-Sanchez, and A. Fern, “A policy switching approach to consolidating load shedding and islanding protection schemes,” *Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014*, pp. 1–7, 2014.
- [26] B. Delfino, S. Massucco, A. Morini, P. Scalera, and F. Silvestro, “Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes,” *2001 Power Eng. Soc. Summer Meet. Conf. Proc. (Cat. No.01CH37262)*, vol. 1, pp. 307–312 vol.1, 2002.
- [27] S. Kucuk, “Intelligent electrical load shedding in heavily loaded industrial establishments with a case study,” *2018 5th Int. Conf. Electr. Electron. Eng. ICEEE 2018*, no. Table I, pp. 463–467, 2018.
- [28] G. Leiva, “Esquema de alivio de carga por subfrecuencia ocasionado por desastres naturales basado en segmentación óptima de cargas,” 2019.
- [29] A. Riepnieks and H. Kirkham, “Rate of change of frequency measurement,” *2016 57th Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ. RTUCON 2016*, pp. 1–5, 2016.
- [30] A. Dyško, “Risk assessment analysis to find optimum ROCOF protection settings,” *12th IET Int. Conf. Dev. Power Syst. Prot. DPSP 2014*, pp. 1–6, 2014.
- [31] D. Wu, M. Javadi, and J. N. Jiang, “A preliminary study of impact of reduced system inertia in a low-carbon power system,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 82–92, 2015.
- [32] D. Doheny and M. Conlon, “Investigation into the local nature of rate of change of frequency in electrical power systems,” *2017 52nd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017.
- [33] T. S. Aghdam and H. K. Karegar, “Settings of ROCOF relays for islanding detection of wind

- turbine,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 2, pp. 1402–1405, 2011.
- [34] J. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu, and A. Morelato, “Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 153, no. 4, p. 399, 2006.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 2. Matriz de estado del arte

SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO EL EFECTO DE AMORTIGUAMIENTO DE CARGA.																				
ITEM	DATOS		CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA		
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		Protección de sistemas eléctricos de potencia	Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia	Esquemas de alivio de carga	Métodos para alivio de carga	Protección de generadores	Cálculo de la tasa de cambio de frecuencia	Rendimiento sistema basado en RoCof	Deslastre de carga	Detección de baja frecuencia	Detección tipo ROCOF	Prioridad de carga	Reducción de la variación de frecuencia frente a contingencias.	Estimación de la variación de potencia requerida	Obtención de datos en tiempo real	Tasa de cambio de la frecuencia	Análisis post-falla	Estimación de la potencia de deslastre
1	2016	An analytical adaptive load shedding scheme against severe combinational disturbances	61	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	2018	Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2019	Coordinación automática de protecciones de distancia en líneas de transmisión frente a una contingencia extrema	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2011	Advanced ROCOF protection of synchronous generator	21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	2017	Intelligent under Frequency and under Voltage Load Shedding Method Based on the Active Participation of Smart Appliances	24	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	2017	The Case for Redefinition of Frequency and ROCOF to Account for AC Power System Phase Steps	19	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	2018	Improved UFLS with consideration of power deficit during shedding process and flexible load selection	13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

8	2015	An Underfrequency load shedding scheme for hybrid and Multiarea power systems	51	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	2014	Hydro and gas turbine blackout restoration strategies in the South Korean power system	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
10	2017	The 2015 Ukraine Blackout: Implications for False Data Injection Attacks	216	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	2007	Analysis of the blackout in Europe on November 4, 2006	67	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	2007	Recommendations to improve power system security: Lessons learned from the Europe blackout on November 4	15	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	2018	Load shedding control strategy for power system based on the system frequency and voltage stability(Apr 2018).	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2019	The Method of Design an Optimal Under-Frequency Load Shedding Scheme	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
15	2016	WAMS-Based Underfrequency Load Shedding with Short-Term Frequency Prediction	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2019	Evaluación de la coordinación de reconector – fusible debido a la interconexión de generación emergente	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2005	Performance of ROCOF relays for embedded generation applications	103	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
18	2005	COROCOF: Comparison Of Rate Of Change Of Frequency protection. A solution to the detection of loss of mains	82	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2015	A UFLS Scheme for Small Isolated Power Systems Using Rate-of-Change of Frequency	33	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	2006	Efficient coordination of ROCOF and frequency relays for distributed generation protection by using the application region	142	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
21	2017	Active ROCOF Relay for Islanding Detection	69	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
22	2017	Impact of load shedding on frequency and voltage system	3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
23	2004	Definition and classification of power system stability	2902	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2018	Rotor angle stability analysis using normal form method with high penetrations of renewable energy sources-energy index for multi-swing stability	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
25	2014	A policy switching approach to consolidating load shedding and islanding protection schemes	11	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

26	2002	Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes	207	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
27	2018	Intelligent electrical load shedding in heavily loaded industrial establishments with a case study	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2019	Esquema de alivio de carga por subfrecuencia ocasionado por desastres naturales basado en segmentación óptima de cargas	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
29	2016	Rate of change of frequency measurement	10	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
30	2014	Risk assessment analysis to find optimum ROCOF protection settings	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2015	A preliminary study of impact of reduced system inertia in a low-carbon power system	14	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
32	2017	Investigation into the local nature of rate of change of frequency in electrical power systems	5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
33	2011	Settings of ROCOF relays for islanding detection of wind turbine	5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
34	2006	Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications	82	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					
				<input type="checkbox"/>																	
			CANTIDAD	15	12	15	8	16	8	5	12	9	5	6	7	5	8	10	8	10	6

6.2 Resumen de Indicadores

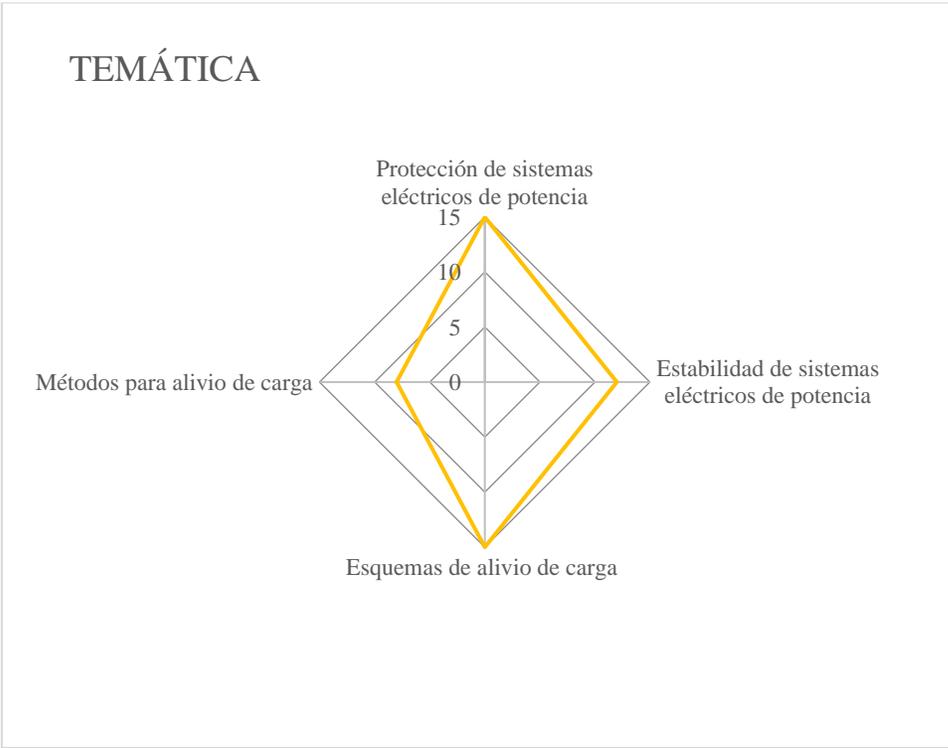


Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

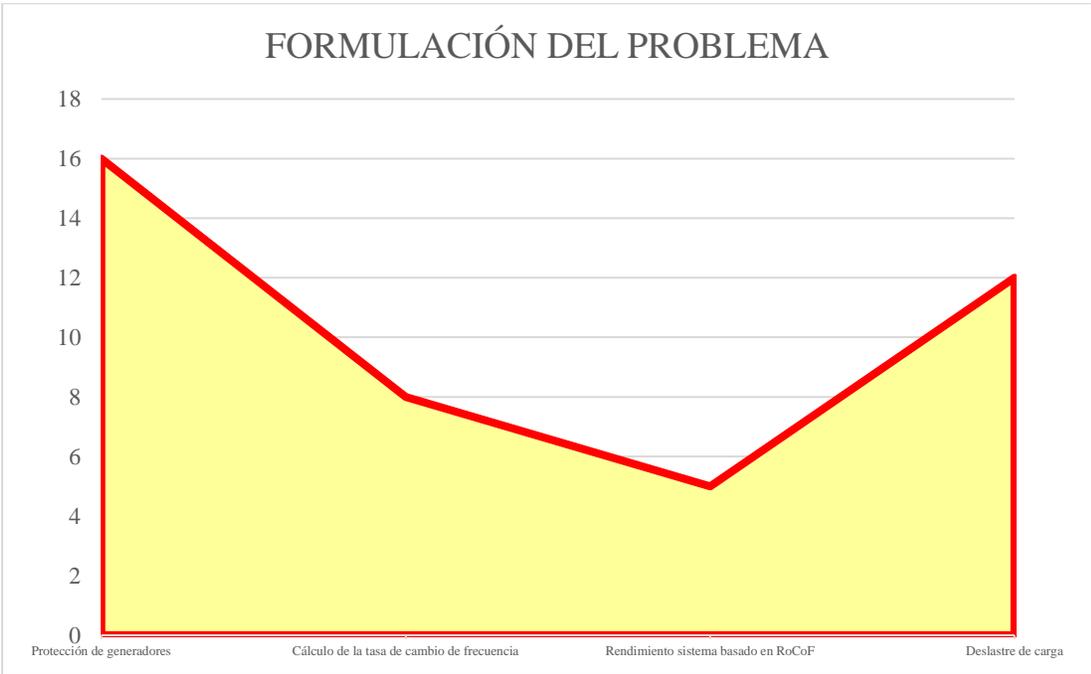


Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

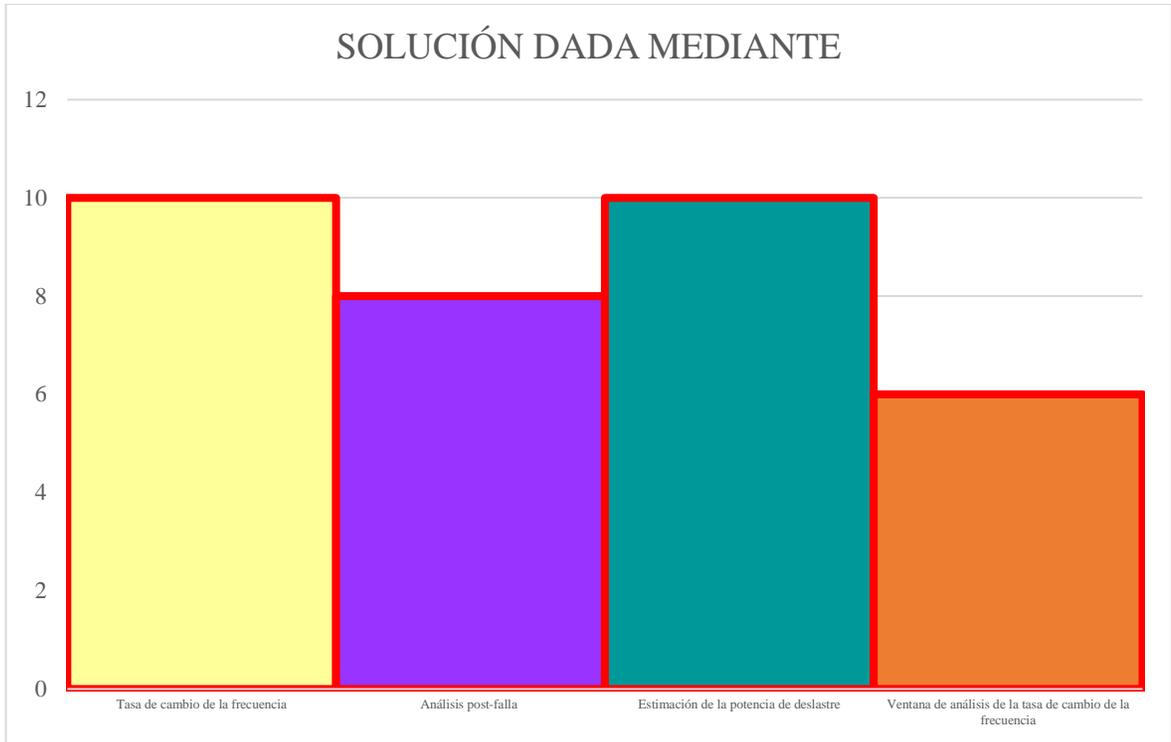


Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte