



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Diseño e implementación de un sistema  
de deslastre rápido de carga mediante la  
función de protección  $df/dt$  (81R) basada  
en la tasa de cambio de la frecuencia  
(ROCOF) en relevadores de protección**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

María Fernanda Aguilar Isidro

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

## DEDICATORIA

El trabajo se lo dedico a mis padres por el apoyo incondicional que siempre me han brindado, porque este no sólo ha sido mi esfuerzo también el de ustedes, a mi hermana Ivette que es un símbolo de respeto y perseverancia, y a mi hermana Karina que siempre me ha apoyado académicamente, me ha dado una palabra de apoyo en el momento correcto.

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco el apoyo y esfuerzo a mis padres Amelia Isidro González y Gustavo Aguilar Nabor, por ser un gran pilar en mi vida académica, por su tiempo, amor, perseverancia y por siempre confiar en mí.

A mis dos hermanas Ivette Aguilar por ser un ejemplo de persistencia y dedicación, por nunca permitir que me rindiera. A Karina Aguilar por siempre apoyarme incondicionalmente, por darme los mejores consejos y estar siempre a mi lado.

Extiendo mi agradecimiento a 3 personas fundamentales en mi desarrollo académico, Teresa Gutiérrez, por todas esas noches que nos develamos haciendo proyectos, por siempre confiar en mí y mi conocimiento. A Constanza Enríquez Toledo por ser la persona más disciplinada que conozco y siempre darme la motivación para seguir adelante. A Axel Palacios por siempre apoyarme y confiar en mí, por siempre escucharme y darme sus mejores consejos.

A todas esas maravillosas personas que conocí en este camino de mi vida universitaria.

Por su puesto agradecer de forma muy especial al Dr. Mario Arrieta Paternina por su guía, entrega y dedicación durante la realización de esta tesis.

Finalmente, quiero agradecer a la UNAM, en especial agradezco al proyecto PAPIIT-IT102723 “Desarrollo de técnicas para la estimación de la constante de inercia de generadores mediante datos sincrofasoriales”.

## Índice

.....	1
Capítulo 1 Introducción.....	9
1.1 Motivación.....	9
1.2 Estado de Arte .....	10
1.3 Planteamiento del problema .....	11
1.4 Objetivo general.....	11
1.5 Objetivos específicos .....	11
1.6 Metodología .....	11
1.7 Organización de la tesis.....	12
Capítulo 2. Marco Teórico.....	13
2.1 Sistemas de protecciones.....	13
2.2 Sistemas de protección WAMS .....	14
2.3 Tasa de cambio de la frecuencia .....	15
2.4 Esquema de desconexión automática de carga (EDAC).....	16
Capítulo 3. Estimación fasorial, frecuencia y tasa de cambio de la frecuencia mediante la transformada discreta de Fourier.....	17
3.1 Transformada discreta de Fourier.....	17
3.2 Mediciones sincrofasoriales acorde el estándar IEEE C37.118.1-2014 ...	17
3.3 Estimación de amplitud y de fase .....	21
3.4 Estimación de amplitud y de fase para una señal obtenida de PowerFactory 23	
3.5 Estimación de amplitud, fase, frecuencia y ROCOF con la comunicación de Matlab-DigSILENT PowerFactory .....	25
Capítulo 4 Diseño e implementación de un sistema de deslastre rápido de carga mediante la función de protección $df/dt$ (81R). .....	26
4.1 Comunicación DigSILENT PowerFactory y Matlab.....	26
4.2 Funcionamiento de la Rutina principal de Matlab. ....	32
Capítulo 5. Desempeño del sistema de protección (Resultados).....	37
5.1 Sistema IEEE de 39 nodos .....	37
5.2 Esquema de desconexión automática de cargas propuesto para el sistema IEEE 39 nodos .....	40
5.3 Desempeño del EDAC1 en el Escenario 1. ....	45
5.4 Desempeño del EDAC2 en el Escenario 1 .....	47

5.5 Desempeño del EDAC3 en el Escenario 1 .....	49
5.6 Desempeño del EDAC4 en el Escenario 1 .....	52
5.7 Desempeño del EDAC1 en el Escenario 2 .....	54
5.8 Desempeño del EDAC2 en el Escenario 2 .....	56
5.9 Desempeño del EDAC3 en el Escenario 2 .....	58
5.10 Desempeño del EDAC4 en el Escenario 2 .....	60
6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	62
6.1 Conclusiones .....	62
6.2 Trabajos Futuros.....	62
7. Referencias.....	64
8. Apéndice.....	65

## Índice de Figuras

Figura 1 Diagrama de Flujo del algoritmo para estimar la frecuencia y el ROCOF.	20
Figura 2. Estimación de amplitud (a) sobre una señal oscilatoria (s)	22
Figura 3, Estimación de amplitud (a') amplitud de la señal (a).	22
Figura 4. Estimación de fase (φ') fase de la señal (φ).	22
Figura 5 . Estimación de frecuencia (f') frecuencia de la señal (f).	23
Figura 6 Estimación de ROCOF (R') ROCOF de la señal (R).	23
Figura 7 Secuencia positiva de una señal obtenida de DigSILENT en un periodo de un 1[s] y la estimación de la amplitud de la señal.	24
Figura 8 . Estimación de la amplitud de una señal obtenida de DigSILENT con la transformada de Fourier.	24
Figura 9 Estimación de la frecuencia de una señal obtenida de DigSILENT	24
Figura 10 . Estimación del ROCOF de una señal obtenida de DigSILENT	25
Figura 11 Comparación de la derivada del promedio de la frecuencia con la estimación del ROCOF.	25
Figura 12 Diagrama de flujo de la comunicación entre DigSILENT PowerFactory y Matlab.	28
Figura 13 . Matlab monitorea el archivo conmu.txt para saber en qué momento PowerFactory termino su rutina.	29
Figura 14 . En el momento que DigSILENT termina su rutina manda un "1" para que Matlab empecé su rutina.	29
Figura 15. El procesamiento de datos empieza cuando se mandan a llamar la Función DFT_mafe.	29
Figura 16 Condiciones iniciales para la simulación transitoria electromagnéticas.	30
Figura 17 Objeto MEDPT .ComRes, donde se almacenan los voltajes instantáneos de todos los TP's.	30
Figura 18 Configuración de objeto MEDPT, en el script.	30
Figura 19 Código en DPL para verificar cuál de los dos programas está trabajando	31
Figura 20 Condición para verificar que Matlab siguen trabajando.	31
Figura 21 . Diagrama de flujo de la lógica que usa Matlab para mandar un disparo.	33
Figura 22 . Diagrama de flujo de proceso que hace el programa de DISILENT en el lenguaje DPL.	35
Figura 23 Diagrama unifilar del sistema IEEE de 39 buses (New England).	37
Figura 24 . Programación para el evento de cortocircuito.	38
Figura 25. Programación para el evento del despeje.	38
Figura 26 Programación del evento de desconexión de la línea 14-15.	39
Figura 27 Programación de la desconexión del generador 9 y 10.	39
Figura 28. Programación para la desconexión del generador 6.	39

Figura 29. Comportamiento del ROCOF, de acuerdo con los eventos del escenario propuesto.....	39
Figura 30. Grafica del comportamiento de la frecuencia, ante los eventos propuestos en el escenario 1.....	40
Figura 31. Puntos que se tomaron para sacar el ROCOF instantáneo y determinar el umbral.....	41
Figura 32 Umbrales para la desconexión de carga.....	42
Figura 33. Interfaz grafica.....	43
Figura 34 Comportamiento del ROCOF con los eventos propuestos en los Escenarios 1 y 2.....	43
Figura 35. Comportamiento del ROCOF para el primer esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	46
Figura 36. Comportamiento de frecuencia para el primer esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	46
Figura 37. Comportamiento del ROCOF para el segundo esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	48
Figura 38. Comportamiento de frecuencia para el segundo esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	48
Figura 39. Comportamiento del ROCOF para el tercer esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	50
Figura 40. Comportamiento de la frecuencia para el tercer esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	51
Figura 41. Comportamiento del ROCOF para el cuarto esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	52
Figura 42. Comportamiento de frecuencia para el cuarto esquema de deslastre de carga en el primer escenario.....	53
Figura 43. Comportamiento del ROCOF para el primer esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	54
Figura 44. Comportamiento de frecuencia para el primer esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	55
Figura 45. Comportamiento del ROCOF para el segundo esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	56
Figura 46. Comportamiento de la frecuencia para el segundo esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	57
Figura 47. Comportamiento del ROCOF para el tercer esquema de deslastre de carga del segundo escenario.....	58
Figura 48. Comportamiento de frecuencia para el tercer esquema del segundo escenario.....	59
Figura 49. Comportamiento del ROCOF para el cuarto esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	60
Figura 50. Comportamiento del ROCOF para el cuarto esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	61

## índice de tablas

Tabla 1. Ajuste del umbral para los EDAC.....	42
Tabla 2. Los eventos utilizados en DigSILENT para el deslastre de carga.....	44
Tabla 3. Carga que se utilizan para la desconexión de carga para cada caso. ....	44
Tabla 4. Carga a desconectar para los esquemas propuesto.....	45
Tabla 5. Tiempos de activación del primer esquema de deslastre de carga del primer escenario .....	47
Tabla 6. Tiempos de activación del segundo esquema de deslastre de carga en el primer escenario .....	49
Tabla 7. Tiempos de activación del tercer esquema de deslastre de carga en el primer escenario. ....	51
Tabla 8. Tiempos de activación del cuarto esquema de deslastre de carga en el primer escenario. ....	53
Tabla 9. Tiempos de activación del primer esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	55
Tabla 10. Tiempos de activación del segundo esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.....	57
Tabla 11. Tiempos de activación del tercer esquema de deslastre de carga del segundo escenario.....	59
<i>Tabla 12. Tiempos de activación del cuarto esquema de deslastre de carga del segundo escenario.....</i>	<i>61</i>
Tabla 13. Datos de los generadores del sistema IEEE 39 Nodos.....	65
Tabla 14. Datos de los transformadores del sistema IEEE 39 Nodos.....	66
Tabla 15 Datos de las líneas del sistema IEEE 39 Nodos .....	68
Tabla 16. Datos de las cargas del sistema IEEE 39 Nodos.....	69
Tabla 17. Datos de los transformadores de potencial del sistema IEEE 39 Nodos. ....	70

## Capítulo 1 Introducción.

### 1.1 Motivación

La continuidad y calidad son dos requisitos sumamente importantes para tener un sistema eléctrico de potencia satisfactorio. La continuidad se refiere a garantizar que la energía producida en las centrales de generación llegue de forma ininterrumpida a las cargas finales tanto domésticas como industriales, ya que su interrupción puede ocasionar repercusiones directas e inmediatas. La calidad se refiere a que la energía tiene que ser suministrada en determinadas condiciones, para garantizar que las diferentes máquinas que están conectadas a la red puedan operar de manera adecuada y no disminuya su vida útil.

Los sistemas de potencia y su expansión son una preocupación generalizada, debido a que las componentes del sistema pueden estar en condiciones cercanas a sus límites de operación, lo que puede ocasionar fallas que desencadenen colapsos totales de la red (blackout). La gran parte de los eventos blackout son ocasionados por desviaciones de frecuencia y colapsos de tensión [1]. Para mantener la estabilidad de los sistemas frente a contingencias severas, se proponen esquemas de protección del sistema y esquemas de acciones remediales.

La tasa de cambio de frecuencia por sus siglas en inglés (ROCOF) se utiliza para la desconexión de carga, para acelerar el tiempo de operación en situaciones de sobrefrecuencia y de subfrecuencia, así como, para detectar pérdidas en la red. Las grandes redes se caracterizan por una constante de rigidez muy grande, lo que significa que se requiere de una gran perturbación para que pueda haber un cambio en el ROCOF.

Si sucede que hay un gran cambio en la generación esto provocará un cambio en la frecuencia, si esta cae debajo de cierto umbral, dicha caída de la frecuencia provocará una falla total en el sistema. Por lo tanto, existe la necesidad de una protección del ROCOF que detecte rápidamente la caída de frecuencia e iniciar la desconexión de carga para restablecer la frecuencia normal en el sistema.

Las protecciones de ROCOF son particularmente efectivas para detener el colapso de frecuencia en el sistema en caso de pérdida repentina de una generación importante, ya que, al medir la tasa de cambio de frecuencia, la acción correctiva se puede iniciar mucho antes que la frecuencia descienda al punto en que las protecciones de frecuencia se activen.

Conforme se va expandiendo el sistema eléctrico de potencia el sistema en más propenso a sufrir alguna perturbación o eventos de falla.

## 1.2 Estado de Arte

En (Dr GA Chown, J Wright, R van Heerden, M Coker, 2015), se describe la relación que hay entre la inercia de un sistema con un caso de estudio en Irlanda y la tasa de cambio de la frecuencia, para poder concluir que tanto los consumidores como los generadores pueden resistir un cambio de ROCOF de máximo 1 [Hz/s] en un lapso no mayor a 500[ms], para después utilizar un modelo de costos de producción para resolver el problema del compromiso de unidades y de despacho económico con una resolución para el 2030 y 2050.

En (Andrea Bonett, Janez Zakonjsek, Urban Rudez, 2020), se aborda la importancia de estandarizar el desempeño de las protecciones de alta y baja frecuencia, de acuerdo con sus antecedentes fisicomatemáticos de la frecuencia y de su tasa de cambio, y debido a que gracias a la interconexión con las energías renovables (solar, fotovoltaica y eólicas), la frecuencia sufre un cambio.

En (C. Toledo-Santos, G. Mejía-Ruiz, M.R.A. Paternina, A. Zamora, D. Dotta, 2015), se describe cómo realizar la construcción de una protección con una típica arquitectura de área amplia, con la comunicación entre Matlab y DlgSILENT Power Factory. En PowerFactory, se hace una simulación electromagnética que se utiliza para que Matlab haga el procesamiento de datos, y a partir de la transformada de Fourier se calcule fase y magnitud del fasor para llegar a estimar la frecuencia.

En (Miroslav Begovic, Daniel Karlsson, Gary Michel, 2005), se describe como la protección de área amplia tiene numerosas aplicaciones, así como que las mejores estrategias de detección y control a través del concepto de protección avanzada contra perturbaciones de área amplia, ya que ofrecen una mejor gestión de las perturbaciones y una oportunidad significativa para un rendimiento del sistema más confiable bajo mayores transferencias de energía y economías operativas.

Es importante hablar de la protección de área amplia y cómo esta puede ayudar a hacer un sistema de protección más flexible y de una respuesta más rápida, para eso existe una metodología para realizar la protección, una arquitectura (Joachim Bertsch, Daniel Karlsson, May, 2005). La metodología, filosofía y arquitectura de la protección de área amplia va a depender del sistema eléctrico que esté protegiendo ya que como se dijo anteriormente, la protección de área amplia tiene numerosas aplicaciones.

Con el aumento de las fuentes de energía renovables es muy posible que disminuya la inercia del sistema, por lo que la tasa de cambio de la frecuencia va en aumento (DNV-GL, 2015). Con la tecnología de protección de relés comúnmente utilizada en la actualidad, se necesitan 30 ms para detectar cualquier cambio en la frecuencia. Sin embargo, para detectar cualquier cambio con precisión se requiere más tiempo (Andrea Bonett, Janez Zakonjsek, Urban Rudez, 2020) , (DNV-GL, 2015).

### 1.3 Planteamiento del problema

La variación permanente y aleatoria de las condiciones de carga y generación no convencional en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) da como resultado variaciones en la frecuencia, las cuales se deben minimizar con el fin de conservar el balance carga-generación. No obstante, durante décadas la frecuencia en el SEP se ha contemplado como un valor constante, pero con la modernización de los SEP, especialmente en relación con el aumento en la integración de la energía renovable que se incorpora al sistema este paradigma ha cambiado. Por este hecho, es conveniente explorar las aplicaciones de la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF), ya que se pueden utilizar en esquemas de acción remedial para el deslastre rápido de carga, con el fin de acelerar el tiempo de operación en situaciones de baja o alta frecuencia y/o detectar pérdidas de sincronismo con la red.

### 1.4 Objetivo general

Diseñar e implementar un sistema de deslastre rápido de carga mediante la función de protección  $df/dt$  (81R) basada en la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) en relevadores de protección

### 1.5 Objetivos específicos

- Explorar en la literatura las técnicas para el monitoreo de la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF), con el fin de proteger los sistemas eléctricos de potencia ante variaciones de frecuencia.
- Diseñar un esquema de protección que permita realizar acciones de deslastre de carga con base en el monitoreo del ROCOF, evitando un desequilibrio de carga-generación en el sistema.
- Implementar el sistema de protección diseñado mediante el uso de DigSILENT Power Factory y su lenguaje de programación DPL, y la comunicación con Matlab.
- Validar el correcto funcionamiento del esquema de la protección propuesta en el sistema de prueba IEEE de 39 nodos y 10 generadores.

### 1.6 Metodología

Para abordar el problema y lograr los objetivos propuestos se llevaron a cabo las siguientes etapas:

- Consultar en base de datos y normas relacionadas con la estimación de la tasa de cambio de la frecuencia y su uso en esquemas de protección ante variaciones de carga
- Establecer criterios para estructurar una metodología que permita el diseño adecuado de esquemas de protección basados en el ROCOF.
- Conocer los elementos y el funcionamiento del modelado de sistemas eléctricos de potencia en DigSILENT Power Factory, que permita la implementación de esquemas de protección basados en ROCOF.
- Implementar y validar la metodología diseñada para el esquema de protección basado en ROCOF mediante el uso de lenguaje de programación DPL y Matlab.

### 1.7 Organización de la tesis

En el Capítulo 2 se enmarca los conceptos básicos como es un sistema de protección, sistemas de protección de área amplia, la tasa de cambio de frecuencia y un esquema de desconexión de área amplia.

En el Capítulo 3 se describe cual es algoritmo que se utilizó para calcular amplitud, fase, frecuencia y ROCOF. El Capítulo 4 se plantea como el funcionamiento que ha entre los dos softwares (Matlab y DigSILENT PowerFactory). En el Capítulo 5 se resume los resultados obtenidos de dos diferentes escenarios y el comportamiento de la protección propuesta. Y por último en el Capítulo 6 se dan las conclusiones del trabajo.

## Capítulo 2. Marco Teórico

### 2.1 Sistemas de protecciones

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento del sistema eléctrico de potencia (SEP) cuando éste sufre algún evento de cortocircuito o cuando el sistema funciona de manera anormal que pueda ocasionar algún problema. El sistema de protecciones tiene como objetivo minimizar los efectos que ocasionan las diferentes fallas que puedan ocurrir en el SEP.

La primera reacción del sistema de protección cuando hay una falla es desconectar el circuito donde se ocasionó la falla para evitar que esta se propague, la desconexión del circuito fallado se realiza mediante interruptores automáticos, ocasionando un transitorio, que puede implicar sobretensiones y descompensación de generación-carga lo que implica un cambio en la frecuencia.

Características funcionales de un sistema de protección:

**Sensibilidad:** La protección tiene que distinguir las situaciones de falla y cuándo no son. Para eso hay que establecer las magnitudes mínimas necesarias y las condiciones límites que nos ayudan a saber si hay una falla.

**Rapidez:** Una vez que se detectó la falla, debe ser despejada lo más pronto posible. Entre más rápido se despeje una falla menos se extenderán los efectos y menores serán los daños.

**Selectividad:** La capacidad que tiene una protección, una vez detectada una falla, para distinguir si está dentro del área de protección y dar la orden de disparo. Es igual de importante que una protección actúe cuando tiene que actuar, como que no actúe cuando no lo tiene que hacer.

**Fiabilidad:** La protección debe actuar con seguridad y efectividad ante cualquier situación en el SEP. La protección debe estar vigilando el sistema en todo momento, por lo que está dando una respuesta en cada instante en función de lo que está ocurriendo en el sistema. No deben producirse actuaciones innecesarias u omitir actuaciones necesarias.

El desarrollo de los sistemas de protección

**Relés electromagnéticos:** Estos relés se basan en la fuerza de atracción ejercida entre piezas de un material electromagnético. Estos relés son accionados por una señal de corriente.

Relés de inducción: Estos relés tienen muchas aplicaciones y su principio de funcionamiento es el mismo que el de los motores de inducción.

Relés electrónicos. Estos relés funcionan por medio de diodos, tiristores, transistores y diversos componentes electrónicos, su principal característica es que son de mayor velocidad de operación. Su funcionamiento es equivalente al relé electromecánico.

Relés térmicos: Estos relés operan dejando fuera de servicio al equipo máquina que van a proteger y el cual ha sido sometido a una sobre carga o falla. Estos efectos producen calentamiento excesivo elevando la temperatura de los devanados. Estos relés son usados en transformadores de alta y media tensión. Estos relés toman en cuenta la imagen térmica del equipo que protegen.

Sistemas de protecciones digitales: Los relevadores y sistemas digitales de protección se han desarrollado de manera acelerada. La introducción de esta tecnología tiene varias ventajas sobre los relevadores analógicos, por ejemplo:

- El costo de los relevadores digitales es comparable al de los analógicos.
- Tienen la capacidad de comunicación con otros aparatos digitales en la subestación y el sistema.
- Tienen una gran flexibilidad funcional, ya que permiten realizar diversas funciones, como el control, monitoreo y supervisión.

## 2.2 Sistemas de protección Wide Area Monitoring System (WAMS)

Una protección de área amplia se utiliza para evitar que el sistema sufra un apagón total, parcial o una caída de tensión en un escenario donde ningún elemento sufra alguna falla o que esté operando fuera de sus límites de operación. Esta situación podría presentarse luego de la eliminación de una falla muy severa o de un aumento muy abrupto de carga.

De lo anterior podemos decir que una protección de área amplia surge como necesidad de varios factores, como los cambios repentinos en las condiciones de operación debido a la liberación del mercado eléctrico, así como la necesidad de tener un SEP más confiable; ya que un apagón es cada vez más costoso. (Joachim Bertsch, Daniel Karlsson, May, 2005).

La implementación de un WAMS aumenta los límites de operaciones esto provoca que se pueda aumentar la capacidad de transmisión del sistema. Esto es un gran beneficio ya que, en el mercado eléctrico actual, se busca aumentar la capacidad de transmisión del SEP, sin embargo, es muy difícil ya que esto trae como resultado.

## 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 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 sin número 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. (Jihed HMAD, Hafedh TRABELSI, Sabri RHILI, 2018)

La distribución de la inercia en el sistema también es un factor importante en la búsqueda de las mejores condiciones, 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.

La función de tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF ó  $df/dt$ ) se utiliza para deslastre rápido de carga, para acelerar el tiempo de operación en situaciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia, así como detectar pérdida de red. Por ejemplo, se puede omitir un relé de deslastre de carga dedicado centralizado y reemplazarlo con deslastre de carga distribuido, si todos los alimentadores salientes están equipados con dispositivos de protección.

Una aplicación especial del ROCOF es detectar la pérdida de red (pérdida de red, formación de islas). Cuanto más se diferencie la carga restante de la carga antes de la pérdida de red, mejor detecta la situación la función ROCOF. (Joachim Bertsch, Daniel Karlsson, May, 2005)

En la actualidad, las tecnologías de medición existentes para la detección de ROCOF se utilizan principalmente para detectar la formación de islas en parte de la red de distribución y desconectar los generadores distribuidos de la red.

La técnica usual para obtener la frecuencia se basa en el análisis de la transformada discreta de Fourier, en la cual sólo se utiliza una parte de la onda senoidal del voltaje, esto hace obtener una graduación más continua en comparación con la medición.

## 2.4 Esquema de desconexión automática de carga (EDAC)

Un esquema de desconexión automática de carga se implementa para restaurar la estabilidad de frecuencia si la frecuencia del sistema cae por debajo de su valor permisible de operación durante un disturbio mayor tal como la pérdida de generación o el disparo de enlaces interregionales clave, lo cual puede producir un gran desbalance carga-generación.

En esos casos, la capacidad de generación decrece, pero la carga permanece constante y causa un rápido decremento en la frecuencia. Si otros generadores no son capaces de aportar la potencia necesaria, entonces la frecuencia comienza a caer aún más. Para detener este descenso en la frecuencia del sistema, la cual puede llevar a un colapso total del sistema, la forma más rápida es desconectar temporalmente una porción de la carga eléctrica del sistema mediante relevadores de tiro de carga por baja frecuencia.

Capítulo 3. Estimación fasorial, frecuencia y tasa de cambio de la frecuencia mediante la transformada discreta de Fourier.

3.1 Transformada discreta de Fourier

La transformada discreta de Fourier (DFT) es utilizada en gran variedad de aplicaciones de tratamiento de señales, principalmente en aplicaciones de filtrado y análisis espectral.

Para la estimación fasorial se usa la DFT no recursiva, que está representada por la Ecuación 1

$$W_N = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & \omega_N & \omega_N^2 & \dots & \omega_N^{(N-1)} \\ 1 & \omega_N^2 & \omega_N^4 & \dots & \omega_N^{2(N-1)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & \omega_N^{(N-1)} & \omega_N^{2(N-1)} & \dots & \omega_N^{(N-1)^2} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1

De la ecuación de análisis multivariado la DFT para múltiples canales, se obtienen los coeficientes de Fourier los cuales se usan para sacar el magnitud y fase de cada una de las señales

$$[\hat{\xi}_1 \ \hat{\xi}_2 \ \dots \ \hat{\xi}_{n-1}] = W_N^{-1}[s_1 \ s_2 \ \dots \ s_m]$$

Ecuación 2

$$\hat{a} = |\hat{\xi}_1|$$

Ecuación 3

$$\varphi = \angle \hat{\xi}_1$$

Ecuación 4

3.2 Mediciones sincrofasoriales acorde el estándar IEEE C37.118.1-2014

La representación fasorial de una señal senoidal se usa comúnmente para el análisis de sistemas eléctricos en CA. Un fasor se representa de la siguiente manera:

$$X = \left( \frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) e^{-j\phi}$$

$$= \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right)(\cos\phi + j \sin\phi)$$

$$= Xr + jX$$

*Ecuación 5*

Donde la magnitud es el valor cuadrático medio de la forma de la onda. El valor  $\phi$  depende de la escala del tiempo, particularmente donde  $t=0$ . Es importante tener en cuenta que este fasor está definido por la escala de frecuencia angular  $\omega$ .

Un sincrofasor es un desplazamiento en la función coseno en la frecuencia nominal del sistema sincronizado con un tiempo universal coordinado.

La representación de un sincrofasor es:

$$x(t) = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right)e^{j(2\pi\Delta f t + \phi)}$$

*Ecuación 6*

Según el estándar IEEE C37.118.1.2014 la definición estándar para una señal senoidal es:

$$x(t) = X_m \cos(\psi(t))$$

*Ecuación 7*

La definición de frecuencia es:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d(\psi(t))}{dt}$$

*Ecuación 8*

La definición de ROCOF es:

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt}$$

*Ecuación 9*

Los sincrofasores siempre se calculan con respecto a la frecuencia nominal si el argumento del coseno se representa como  $\psi(t) = \omega_0 t + \varphi(t) = 2\pi f_0 t + \varphi(t) = 2\pi \left[ f_0 t + \frac{\varphi(t)}{2\pi} \right]$ , de la ecuación de la frecuencia cambia por:

$$f(t) = f_0 + \frac{d[\varphi(t)/2\pi]}{dt} = f_0 + \Delta f(t)$$

*Ecuación 10*

donde  $\Delta f$  es la variación de frecuencia nominal por lo que el ROCOF se vería como:

$$ROCOF(t) = \frac{d^2[\varphi(t)/2\pi]}{dt^2} = \frac{d(\Delta f(t))}{dt}$$

*Ecuación 11*

A partir de las ecuaciones anteriores se hace la estimación de la frecuencia y del ROCOF. El diseño de la protección se basa en la estimación de dicho parámetro. Como se explicó en el estado del arte hay varias formas de calcular el ROCOF, para esta protección se usará la transformada Discreta de Fourier para multivariables.

La Figura 1 muestra el diagrama de flujo que explica el funcionamiento de la estimación de ROCOF, con la matriz de voltajes instantáneos, obtenemos la secuencia positiva, para poder usar la ecuación (1) la transformada de Fourier para multiples variables. Como resultado se obtienen los coeficientes de Fourier que se explica en la ecuación (2), y expresiones (3) y (4) para obtener la amplitud y fase. De dicha fase y de acuerdo con la ecuación (8) obtenemos la estimación de la frecuencia. Finalmente, con la ecuación (9) se estima el ROCOF.

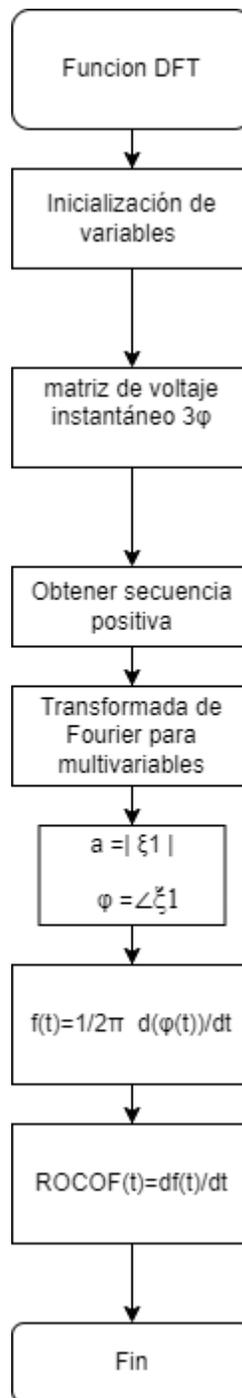


Figura 1 Diagrama de Flujo del algoritmo para estimar la frecuencia y el ROCOF.

### 3.3 Estimación de amplitud y de fase

Se realizaron algunas pruebas para comprobar el algoritmo, se usó una señal monofásica  $x(t)$ , de dicha señal se obtuvo ángulo y fase; para posteriormente se estimar la frecuencia y el ROCOF. Los resultados están representados en las siguientes figuras.

En la Figura 2, se presenta la estimación de amplitud de una señal oscilatoria. La amplitud es determinada mediante la aplicación de la DFT a la señal  $x(t) = X_m[1 + k_x \cos(\omega t)] * \cos[\omega_0 t + k_a \cos(\omega t - \pi)]$ .

Donde:

$$X_m = 1$$

$$k_x = 0.1$$

$$k_a = 0.1$$

$$\omega = 2\pi * \frac{F_m}{N_0 * f}$$

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{N_0}$$

$N_0 = 48$  número de muestras por periodo

$f = 60$  Frecuencia [Hz]

$\omega_0 = 2 * \pi / N_0$  Frecuencia angular

$$F_m = 5;$$

$$X_m = 1;$$

$$k_a = 0.1$$

Note que la transformada discreta de Fourier es capaz de seguir los cambios de amplitud.

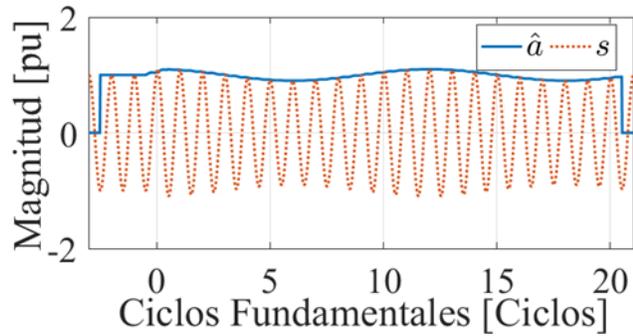


Figura 2. Estimación de amplitud ( $\hat{a}$ ) sobre una señal oscilatoria ( $s$ )

La Figura 3 muestra la amplitud de la señal representa la ecuación  $x(t) = X_m[1 + k_x \cos(\omega t)] * \cos[\omega_0 t + k_a \cos(\omega t - \pi)]$  y la estimación de la amplitud que se calcula con la DFT, con una frecuencia de muestreo de 10000[Hz] y una frecuencia en el sistema de 60[Hz].

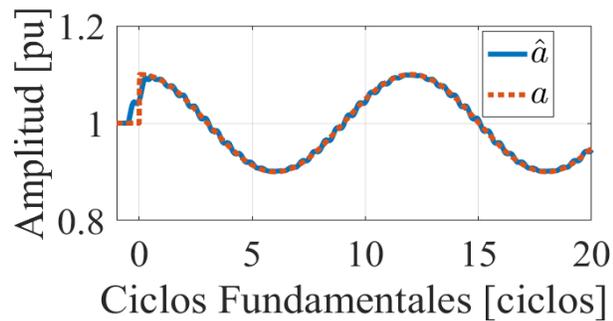


Figura 3. Estimación de amplitud ( $\hat{a}$ ) amplitud de la señal ( $a$ ).

La Figura 4 muestra la señal de la ecuación  $x(t) = X_m[1 + k_x \cos(\omega t)] * \cos[\omega_0 t + k_a \cos(\omega t - \pi)]$  y la estimación de la fase que se calcula con la DFT, con una frecuencia de muestreo de 10000[Hz].

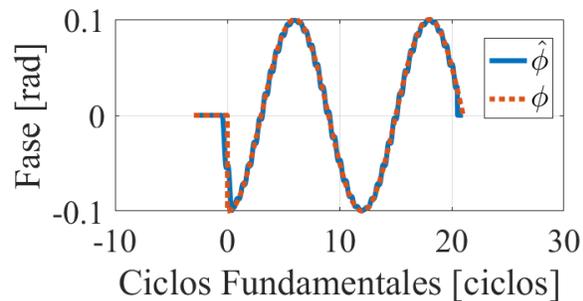


Figura 4. Estimación de fase ( $\hat{\phi}$ ) fase de la señal ( $\phi$ ).

La Figura 5, muestra dos señales, la primera es la frecuencia de la señal anterior y la segunda la estimación de la frecuencia con la ecuación (8) a partir de la fase que se estimó con la DFT ( $\hat{\phi}$ ).

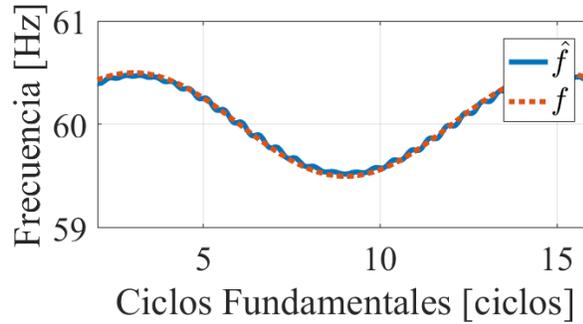


Figura 5 . Estimación de frecuencia ( $\hat{f}$ .) frecuencia de la señal ( $f$ ).

La Figura 6 presenta la estimación del ROCOF con la ecuación (9) a partir de la estimación de la frecuencia anterior ( $\hat{f}$ ).

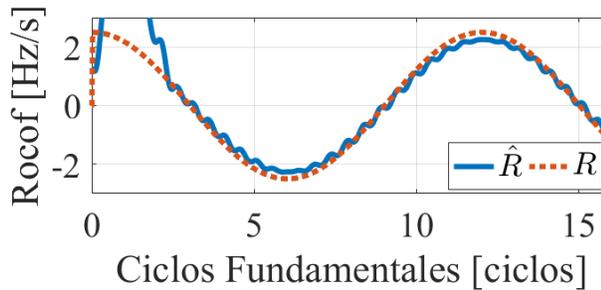


Figura 6 Estimación de ROCOF ( $\hat{R}$ .) ROCOF de la señal ( $R$ ).

### 3.4 Estimación de amplitud y de fase para una señal obtenida de PowerFactory

A partir de la simulación del estándar IEEE 39 buses 10 generadores se obtuvo una señal del voltaje instantáneo del bus1 en un periodo de 1[s], con dicha señal se volvió a usar el mismo algoritmo para calcular amplitud y ángulo, con el fin de estimar la frecuencia y el ROCOF. Se obtuvieron los siguientes resultados. En la Figura 7. se observa la secuencia positiva de la señal  $s$  obtenida de DlgSILENT PowerFactory en un periodo de 1[s], al igual que en la figura 1 la estimación de la amplitud obtenida por la transformada de Fourier, sigue los cambios en la señal.

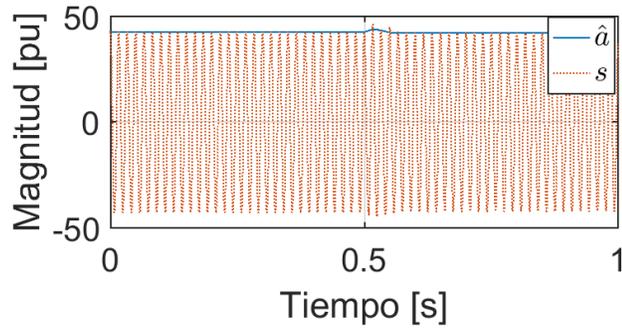


Figura 7 Secuencia positiva de una señal obtenida de DigSILENT en un periodo de un 1[s] y la estimación de la amplitud de la señal.

En la Figura 8 podemos ver que hay un cambio en la amplitud, debido a un evento de corto circuito a tierra que se produce a los 0.5[s], la simulación hace una desconexión de línea para estabilizar el sistema en 0.55[s], se puede ver que en el evento de corto circuito el voltaje llega hasta 44[V].

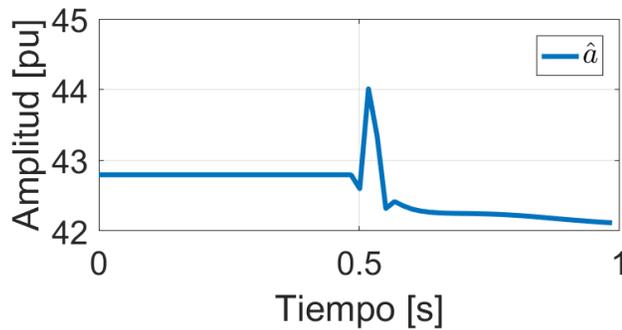


Figura 8 . Estimación de la amplitud de una señal obtenida de DigSILENT con la transformada de Fourier.

En la siguiente Figura 9, se ve que la frecuencia estimada es de 60[Hz] y esa estimación continua hasta que el evento de cortocircuito en 0.5[s].

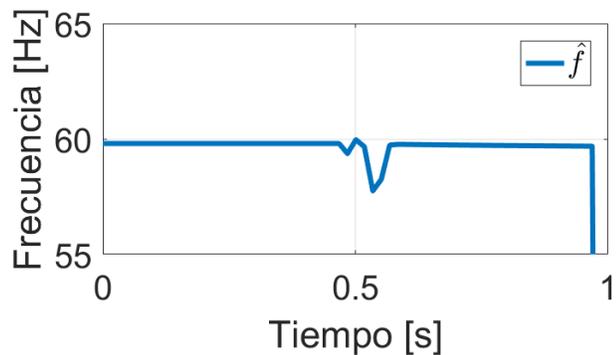


Figura 9 Estimación de la frecuencia de una señal obtenida de DigSILENT

En la Figura 10, se puede ver que en el evento de cortocircuito hay una perturbación en el ROCOF, en comparación en la frecuencia el cambio del ROCOF es mucho mayor.

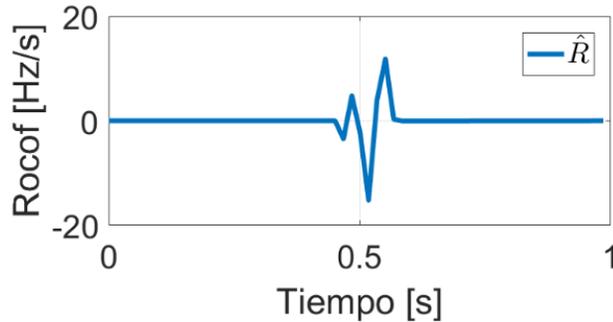


Figura 10 . Estimación del ROCOF de una señal obtenida de DigSILENT.

### 3.5 Estimación de amplitud, fase, frecuencia y ROCOF con la comunicación de Matlab-DigSILENT PowerFactory

Se hizo la comunicación de DigSILENT PowerFactory-Matlab, de la simulación en DigSILENT se obtienen paquetes de 200 datos por cada 20 [ms], estos datos los usa Matlab para calcular la amplitud y fase en tiempo real y posteriormente estimar frecuencia y ROCOF.

En la simulación también se ejecutan 3 eventos importantes a las 0.5[s], una falla de línea a tierra en la línea de transmisión al 50%, esto ocasiona la desconexión de dicha línea y la salida de operación del generador 9 y 10. Para comprobar la estimación del ROCOF, de la estimación de la frecuencia se calcula la derivada con la función *diff* en Matlab esta se comparó con la estimación del ROCOF. El resultado se puede observar en la

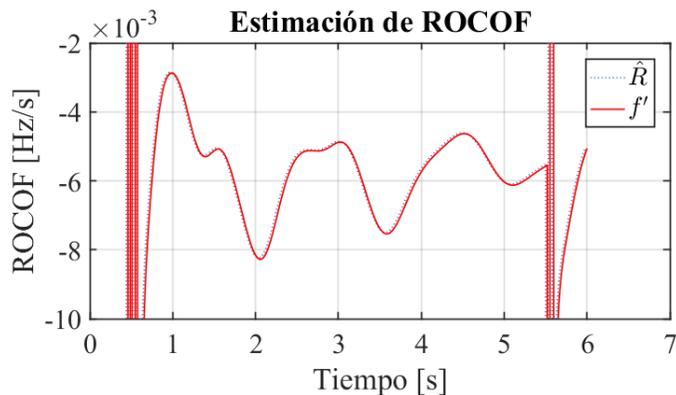


Figura 11 Comparación de la derivada del promedio de la frecuencia con la estimación del ROCOF.

## Capítulo 4 Diseño e implementación de un sistema de deslastre rápido de carga mediante la función de protección $df/dt$ (81R).

Como se explicó en el marco Teórico, para mantener la frecuencia entre 59.8 y 60.2 es necesario un equilibrio entre la generación y la carga del sistema, por lo que al haber una caída de generación se hará una desconexión de carga para mantener el equilibrio de la frecuencia.

Para simular el sistema eléctrico de potencia se usará el programa de DigSILENT PowerFactory, que es donde se harán los eventos de desconexión de generación y carga. Mientras que en el Software de Matlab se hará el procesamiento de datos y una interfaz gráfica donde se verá el ROCOF promedio en tiempo real. Para hacer la simulación al mismo tiempo es importante que ambos softwares se puedan comunicar para el intercambio de datos.

### 4.1 Comunicación DigSILENT PowerFactory y Matlab.

Para hacer el deslastre de carga es necesario entender la comunicación que hay entre DigSILENT PowerFactory y Matlab.

En el diagrama de la Figura 12, se observa que tanto Matlab como DigSILENT tiene rutinas iniciales, las rutinas iniciales son las siguientes:

En la rutina inicial de Matlab: Se limpian la ventana de comandos, se borran las variables en Matlab, se inicializan las variables que se van a utilizar en todo el programa, se inicializa el valor de  $conmu = 0$ , se inicializan las variables para la lógica del deslastre de carga.

Para la rutina inicial de DigSILENT PowerFactory: Se hace la declaración de los objetos, se inicializa cada elemento de la red, como son las líneas de transmisión, las cargas, los generadores, los buses, ya que se desea modificar alguna variable u obtener algún resultado de dichos elementos durante la simulación.

Posteriormente, el diagrama indica que mientras un software ejecuta su rutina, el otro espera, esta dinámica se da gracias a un archivo TXT llamado  $conmu$ , este archivo funciona como bandera para saber cuál programa ejecuta su rutina y quien espera.

- Cuando  $conmu=1$  Matlab ejecuta su rutina y PowerFactory espera.
- Cuando  $conmu=0$  PowerFactory ejecuta su rutina y Matlab espera.

Este archivo se lee en todo momento por ambos programas dentro de un ciclo para saber en qué momento ejecutar la rutina principal cada programa y en qué momento

esperar. En caso de que alguno de los programas presente algún error para seguir con la simulación se termina el programa, para que el otro software no espere infinitamente.

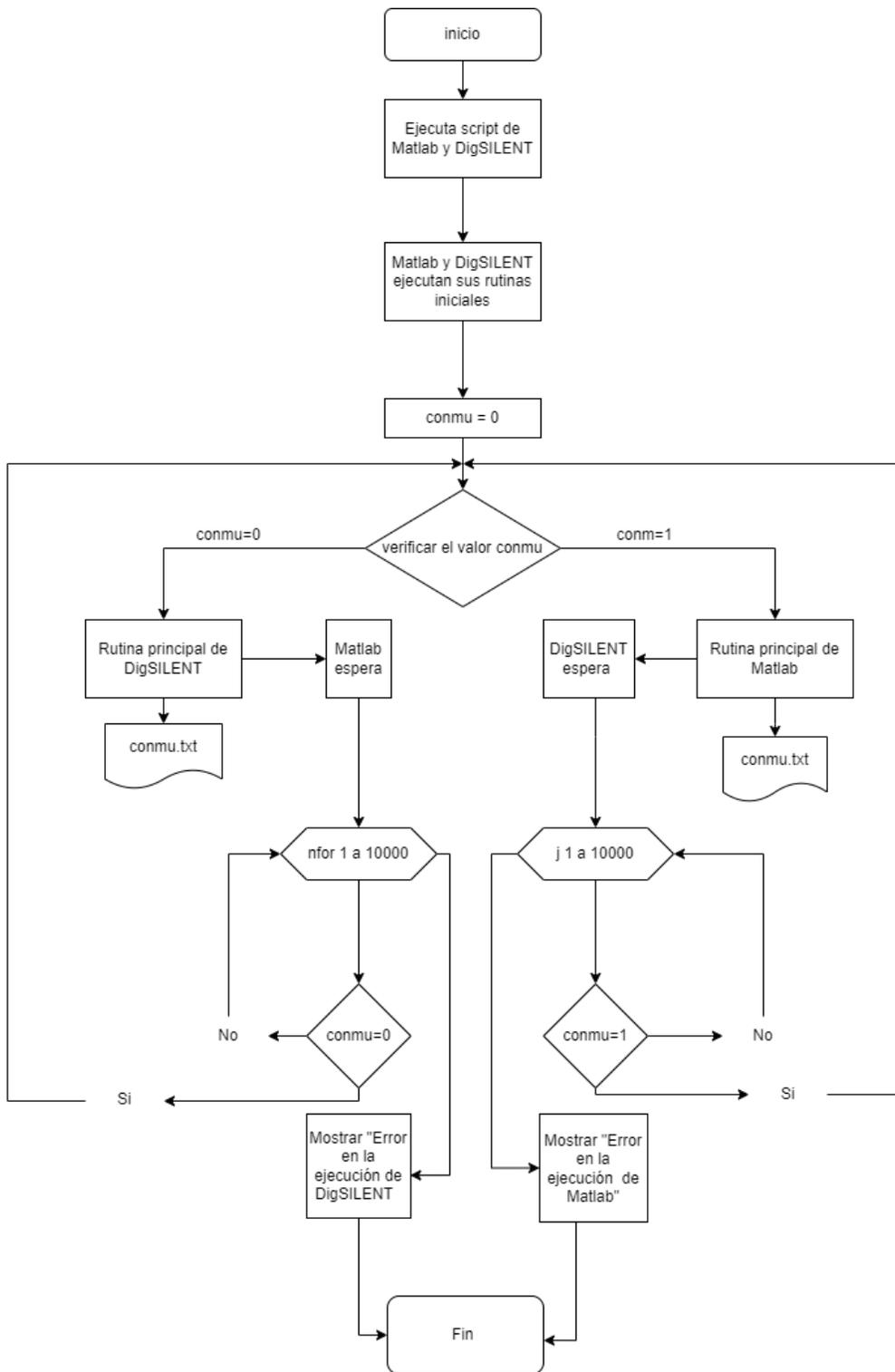


Figura 12 Diagrama de flujo de la comunicación entre DigSILENT PowerFactory y Matlab.

La comunicación empieza en Matlab escribiendo un cero en el archivo *conmu.txt*, para indicar que en cualquier momento puede iniciar PowerFactory. En la variable *ctlmd* se guarda el dato que lee del archivo *conmu.txt* para estar monitoreando el cambio durante toda la comunicación, con una pausa de 0.025[s] para que la comunicación funcione de manera correcta.

```
fileID = fopen('conmu.txt','r'); formatSpec = '%f';
ctlmd = fscanf(fileID,formatSpec); fclose(fileID);
pause(0.025)
```

Figura 13. Matlab monitorea el archivo *conmu.txt* para saber en qué momento PowerFactory termino su rutina.

Matlab entra a un bucle infinito hasta que PowerFactory cambia la bandera y se rompe el bucle.

```
fileID3 = fopen('conmu.txt','r');
formatSpec = '%f';
ctlmd = fscanf(fileID3,formatSpec);
fclose(fileID3);

if ctlmd==1 % PowerFactory finished the routine
break
end
```

Figura 14. En el momento que DlgSILENT termina su rutina manda un "1" para que Matlab empecé su rutina.

En cuanto se rompe el bucle se manda a llamar al Función *DFT\_mafe*, para realizar el procesamiento de datos, como se observó en la Figura 1 y así obtener los fasores (magnitud y ángulo), posteriormente la frecuencia y ROCOF. Una vez que termina cambia la bandera de nuevo a cero para que PowerFactory pueda empezar su rutina y mandar el siguiente paquete de datos.

```
if ctlmd==1 % If the value is 1 Matlab executes the routine and PowerFactory waits
DFT_mafe;

fileID2=fopen('conmu.txt', 'w');
fprintf(fileID2, '%f',0);
fclose(fileID2);
end
```

Figura 15. El procesamiento de datos empieza cuando se mandan a llamar la Función *DFT\_mafe*.

Los datos de la simulación de PowerFactory se usan para el procesamiento de datos que hace Matlab. La comunicación se hace con el lenguaje de programación entorno a DlgSILENT (DPL). Primero se establecen las condiciones iniciales para la simulación transitoria electromagnética, con un paso de integración de 0.0001[s] y un tiempo de inicial de 0[s].

```

!EMT Simulation execution order
incond:ttemt=0.0001; incond:tstart=0; incond.Execute();
sim:tstop=0.02; sim.Execute();

```

Figura 16 Condiciones iniciales para la simulación transitoria electromagnéticas.

En PowerFactory se crea un objeto de tipo .ComRes llamado MEDPT, como se muestra en la Figura 17. El objeto almacena los voltajes instantáneos del lado secundario de cada uno del TP's conectados a cada bus del sistema, cada 0.0001[s].

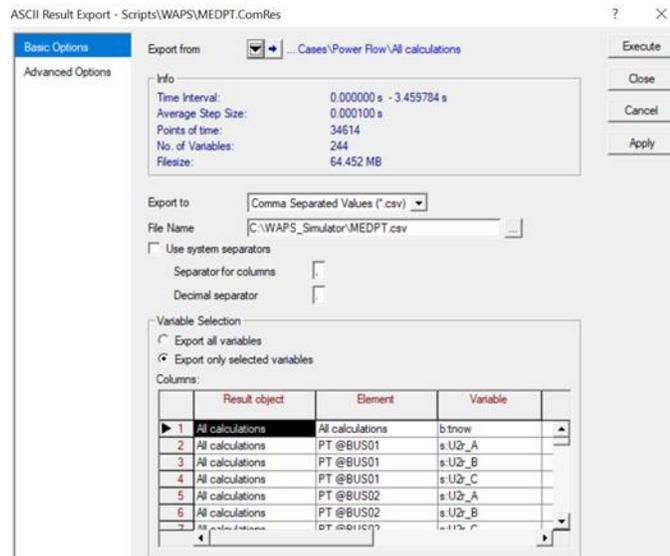


Figura 17 Objeto MEDPT .ComRes, donde se almacenan los voltajes instantáneos de todos los TP's.

Se define el intervalo del paquete de datos con un periodo de muestro de 0.001[s] y una ventana de 20[ms], este paquete de datos se exporta a un archivo csv, luego Matlab abre y lee el archivo para iniciar el procesamiento de datos, con la función DFT\_mafe se obtienen la magnitud y fase de cada señal para posteriormente calcular la frecuencia y el ROCOF.

```

MEDPT:csteps=0.0001;
!MEDCT:from=0 ;MEDCT:to=0.020;MEDCT.Execute();
MEDPT:from=0 ;MEDPT:to=0.02;MEDPT.Execute();

```

Figura 18 Configuración de objeto MEDPT, en el script.

Mientras PowerFactory hace la simulación transitoria y exporta el paquete de datos al archivo csv, Matlab tiene que esperar; mientras que Matlab hace el procesamiento de datos, PowerFactory espera para mandar el próximo paquete de datos, esto se hace a través de un archivo *conmu.txt* que ambos programas pueden leer, se

guarda en una variable *ctlmd* que funciona como bandera para saber en qué momento esperar o trabajar:

- Cuando *ctlmd*=1 Matlab ejecuta su rutina y DigSILENT espera.
- Cuando *ctlmd*=0 DigSILENT ejecuta su rutina y Matlab espera.

```
for (nfor = 0; nfor<10000; nfor = nfor+1) {
    j=1;
    fopen('C:\WAPS_Simulator\conmu.txt','r',1); ! Leer conmu
    fscanf(1,'%f',ctlmd); fclose(1);

    while (ctlmd=1) { !PowerFactory waits while Matlab executes the
        !routine.
        fopen('C:\WAPS_Simulator\conmu.txt','r',5);
        fscanf(5,'%f',ctlmd); fclose(5);
        j=j+1;

        !Change the value of ctlmd to 1
        fopen('C:\WAPS_Simulator\conmu.txt','w',4); ! DigSILENT terminó su
        !trabajo
        fprintf(4,'%f', 1); fclose(4);
    }
```

Figura 19 Código en DPL para verificar cuál de los dos programas está trabajando

PowerFactory sólo espera a Matlab 30000 muestras, si Matlab se tarda más que eso, la comunicación se interrumpe pues Matlab ha tenido un error. El código en DPL se puede ver en la Figura 20. El archivo *conmu.txt* que sirve para comunicarse entre Matlab y DigSILENT se revisa cada vez que DigSILENT obtiene una muestra y cada que Matlab hace una iteración.

```
if (j=30000){
    Warn('DigSILENT detenido por error en Matlab');
    exit();
}
if (ctlmd=0){ ! PowerFactory works and Matlab waits.
    break;
}
```

Figura 20 Condición para verificar que Matlab siguen trabajando.

## 4.2 Funcionamiento de la Rutina principal de Matlab.

La rutina principal de Matlab se basa en dos funciones (DFT y ULFS). La primera estima el valor del ROCOF a partir un paquete de datos de 200 muestras que se toman en un periodo de 20[ms], de los voltajes instantáneos de las 3 fases, se usa el mismo algoritmo explicado en la figura 1.

La segunda función ejecuta la lógica para mandar a llamar el disparo de la protección y hacer el deslastre de carga. De acuerdo con la estimación de ROCOF. Para realizar el esquema de desconexión de los puntos críticos de la estimación de la frecuencia se calculan 6 umbrales, que funcionan como límites para hacer la desconexión de carga, En la Figura 21 se explica el desarrollo de la función UFLS, aparte de poner como condición que el ROCOF (R) sea menor que el límite, se tiene que establecer el rango de tiempo (por ejemplo entre el tiempo edc1 y el tiempo edc2) en que está ocurriendo la estimación para evitar errores.

La comunicación entre Matlab y PowerFactory para hacer el deslastre de carga se realiza por medio del archivo llamado *EDAC.txt*, el cual contiene 6 banderas que representan si está activo algunos de las etapas de la protección, estos umbrales se tienen que activar uno por uno

En la Figura 21 se observa la lógica que utiliza Matlab para hacer la desconexión de carga de acuerdo con la estimación del ROCOF(R), En el apartado, se explica cómo se calculan cada uno de los umbrales por ROCOF. Cuando el ROCOF promedio pasa por uno de estos umbrales en el archivo *EDAC.txt* se escribe un 1 para indicarle a la simulación en DigSILENT que haga una desconexión de carga, también se establece un rango de tiempo en el cual se pueda verificar que efectivamente ha pasado dicho umbral este rango se da con las variables (edc1, edc2, edc3, edc4, edc5 y edc6).

Entonces cuando la estimación del ROCOF pasa por el umbral y cumple el rango de tiempo se activa la primera bandera, si el ROCOF sigue bajando y pasa por el segundo umbral cumpliendo el rango de tiempo se hará la segunda desconexión de carga. Las etapas van en orden, para evitar errores, primero se verifica si el umbral anterior esta activado esto se hace con la bandera (EDAC) ejemplo para que se active la bandera EDAC2 primero tiene que estar activa la madera EDAC1.

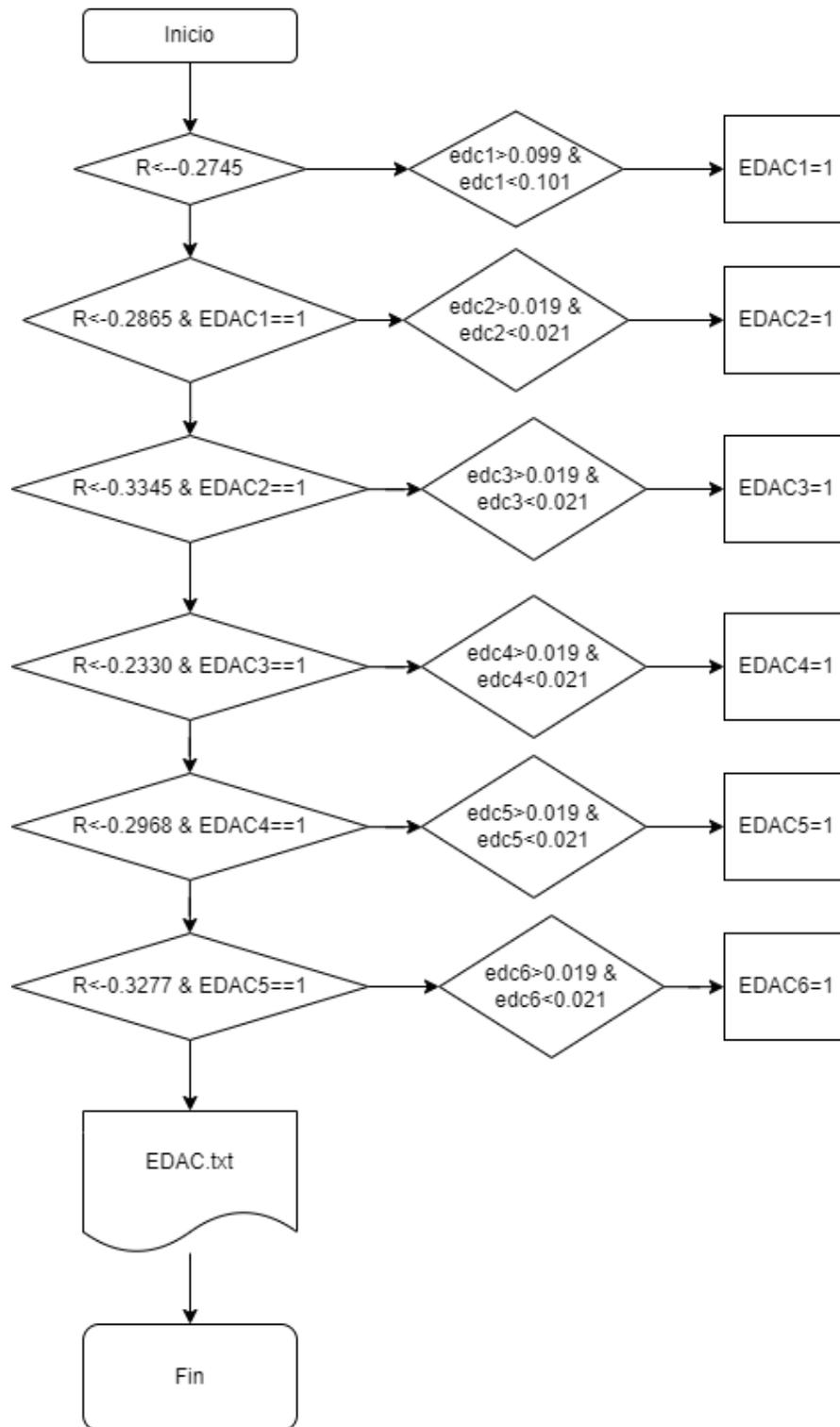


Figura 21 . Diagrama de flujo de la lógica que usa Matlab para mandar un disparo.

En la Figura 22 . Diagrama de flujo de proceso que hace el programa de DISILENT en el lenguaje DPL, se explica el proceso que hace DigSILENT. Como se explicó anteriormente, se ejecutan rutinas iniciales para declarar objetos y los elementos que se quieren manipular durante la simulación, así como la activación del caso y a la inicialización de los eventos, los eventos inicializados son:

- Corto circuito;
- Despeje de cortocircuito;
- Desconexión de línea de transmisión;
- Desconexión de generadores;
- Desconexión de carga.

Como también ya se explicó DigSILENT está en todo momento monitoreando si debe trabajar él o Matlab, de igual manera monitorea en todo momento si Matlab cambia la bandera para saber si hacer el deslastre de carga, en el momento en que DigSILENT detecta que algún EDAC se activa, desconecta la carga correspondiente.

Sigue la simulación y ese cambio que se da a partir de la desconexión de carga, se ve reflejado en el paquete de datos que posteriormente Matlab hace el procesamiento de datos para realizar la estimación del ROCOF.

En la figura 22 se resume como es que DigSILENT hace la simulación de acuerdo con lo que está haciendo Matlab, en la figura anterior se explica que hay un archivo EDAC.txt donde ambos softwares están monitoreando para saber que lógica deben seguir. En el archivo dpl se programan eventos para la desconexión de carga que son nombrados (evt6, evt7, evt8, evt9, evt10, evt11, evt12, evt13) y dependiendo que EDAC se activa es el evento que se activa para hacer el desastre de carga.

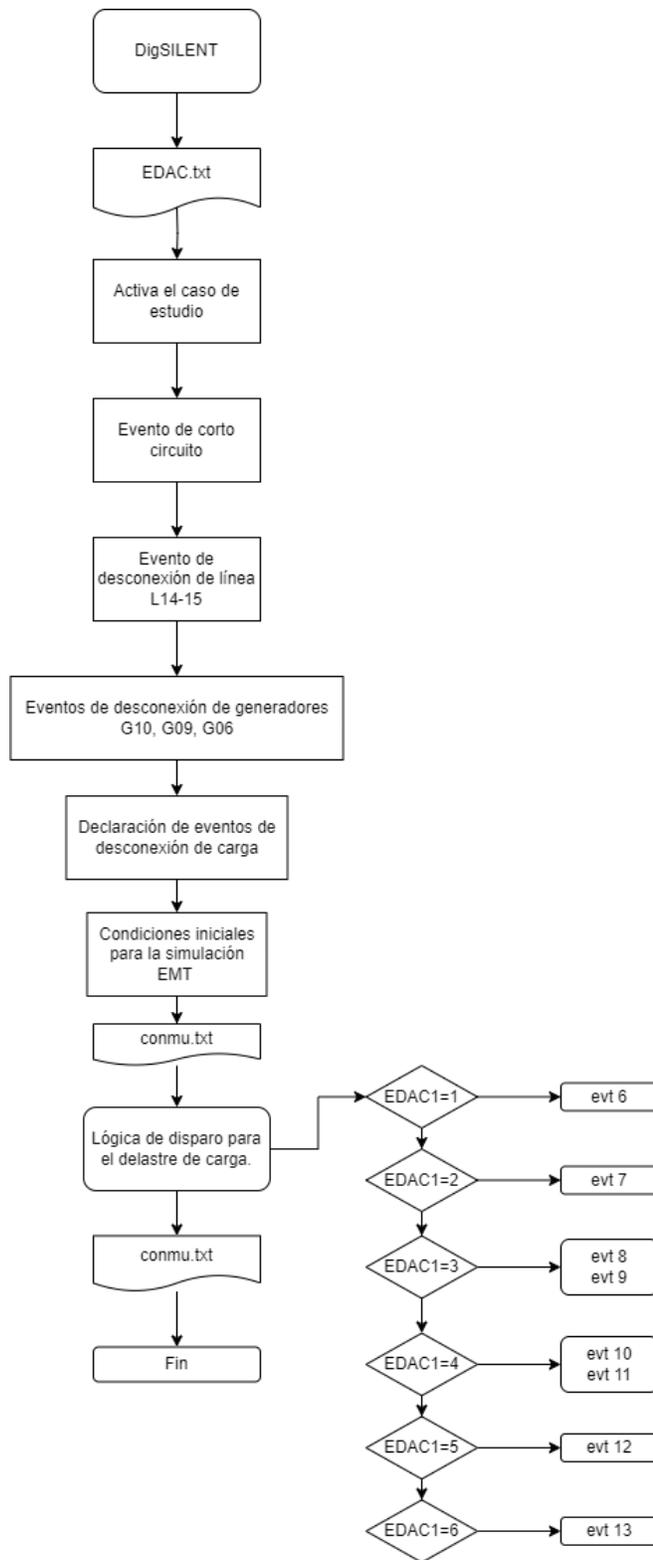


Figura 22 . Diagrama de flujo de proceso que hace el programa de DISILENT en el lenguaje DPL



## Capítulo 5. Desempeño del sistema de protección (Resultados)

### 5.1 Sistema IEEE de 39 nodos

El sistema en que se implementó la protección por tasa de cambio de la frecuencia fue el sistema IEEE 39 nodos.

El Sistema IEEE de 39 nodos consta de 39 buses (nodos), 10 generadores, 19 cargas, 34 líneas y 12 transformadores, como lo ilustra el diagrama unifilar en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Es un modelo simplificado del sistema de transmisión de Nueva Inglaterra en el noreste de USA. La frecuencia nominal en el sistema de transmisión es de 60 Hz y el nivel de tensión predominante de la red es de 345 kV (tensión nominal).

El generador G01 representa la interconexión con el resto del sistema de transmisión (USA y Canadá) y está conectado directamente al nivel de tensión de 345 KV.

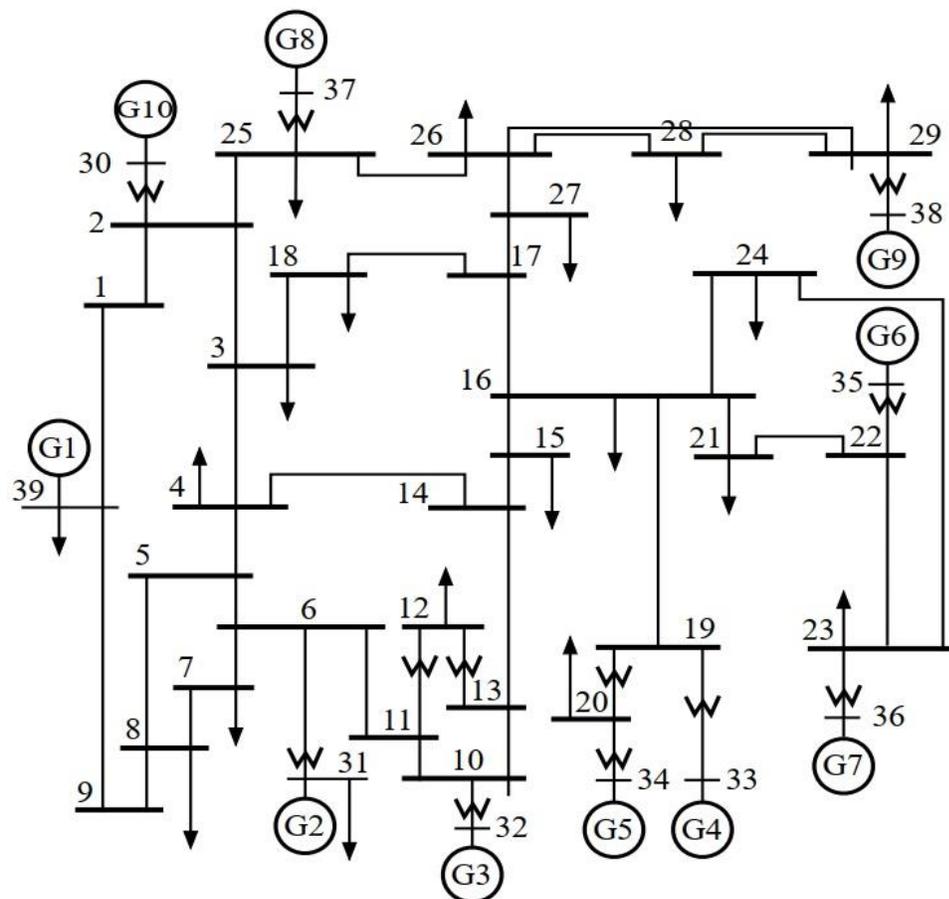


Figura 23 Diagrama unifilar del sistema IEEE de 39 buses (New England).

Se implementaron dos escenarios para ver el comportamiento del sistema ante alguna falla y como es que la protección actúa, para conservar la estabilidad del sistema.

*Escenario 1:* Falla en la línea de transmisión y pérdida de generación.

Se considera una falla eléctrica línea tierra al 50% de la línea 14-15 en  $t=0.5$  [s] despejada correctamente en  $t=0.55$  [s]. Este evento ocasiona la desconexión de la línea 14-15 y la salida de operación del generador G09 con 830 [MW] y de G10 con 250 [MW] dejando de suministrar 1080 [MW].

*Escenario 2:* Falla en la línea de transmisión, y pérdida de generación + una segunda pérdida de generación.

El según escenario es un caso particular en el que además de tener una falla a tierra y la pérdida de 2 generadores (G09 con 830 [MW] y de G10 con 250 [MW]), transcurridos 5 segundos, en  $t=5.55$  [s] sale de operación el generador G06 con 650MW. En total se deja de suministrar 1730 [MW] al sistema, correspondientes al 28% de la demanda, este comportamiento del sistema indica la necesidad de incorporar un EDAC.

Para hacer la simulación de dichos escenarios se programó en DigSILENT con el lenguaje de DPL, los eventos de la falla a tierra (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), el despeje (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), la desconexión de la línea de transmisión (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), así como la desconexión de dos generadores 9 y 10 (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). De la misma manera se programó la salida de operación del generador 6 (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

```
evt1=Shc_folder.CreateObject('EvtShc', 'cc_evento');
EventSet = Shc_folder.GetContents('cc_evento.EvtShc');
evt1.ShowFullName();evt1:time =0.5;
evt1:i_shc =2; !0 ;
evt1:p_target = Line1415;
```

Figura 24 . Programación para el evento de cortocircuito.

```
evt2=Shc_folder.CreateObject('EvtShc', 'despeje');
EventSet = Shc_folder.GetContents('despeje.EvtShc');
evt2.ShowFullName();evt2:time =0.55; evt2:i_shc = 4;
evt2:p_target = Line1415;
```

Figura 25. Programación para el evento del despeje.

```
evt15=Shc_folder.CreateObject('EvtSwitch', 'byeline3');  
EventSet = Shc_folder.GetContents('byeline3.EvtSwitch');  
evt15.ShowFullName(); evt15:time=0.55;  
evt15:p_target = SLine1415;
```

Figura 26 Programación del evento de desconexión de la línea 14-15.

```
evt3=Shc_folder.CreateObject('EvtSwitch', 'desconexion1');  
EventSet = Shc_folder.GetContents('desconexion1.EvtSwitch');  
evt3.ShowFullName(); evt3:time =0.55;  
evt3:p_target=G10; !  
  
evt4=Shc_folder.CreateObject('EvtSwitch', 'desconexion2');  
EventSet = Shc_folder.GetContents('desconexion2.EvtSwitch');  
evt4.ShowFullName(); evt4:time =0.55;  
evt4:p_target= G09;
```

Figura 27 Programación de la desconexión del generador 9 y 10.

```
evt16=Shc_folder.CreateObject('EvtSwitch', 'desconexion3');  
EventSet = Shc_folder.GetContents('desconexion3.EvtSwitch');  
evt16.ShowFullName(); evt16:time =5.55;  
evt16:p_target=G06;
```

Figura 28. Programación para la desconexión del generador 6.

En la Figura 29, se muestra el comportamiento que tiene el ROCOF, se puede ver que inicia en 0[Hz/s]; sin embargo, a los 0.5(s) debido a los eventos de la falla a tierra, la desconexión de línea y desconexión de generadores empieza a haber una oscilación del ROCOF. A los 5.5(s) se presenta el otro evento de desconexión de generador por lo cual se ve mayor oscilación del ROCOF.

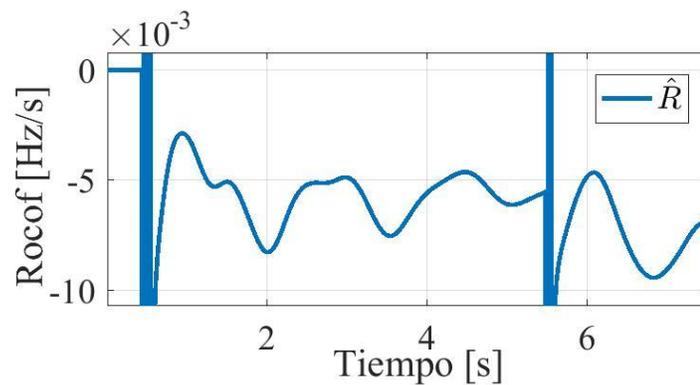


Figura 29. Comportamiento del ROCOF, de acuerdo con los eventos del escenario propuesto.

Al ver la oscilación del ROCOF ante estos eventos es fácil deducir que la frecuencia también está sufriendo cambios, al ser el ROCOF negativo, nos está diciendo que la frecuencia está disminuyendo y por ende tenemos una mayor demanda que generación.

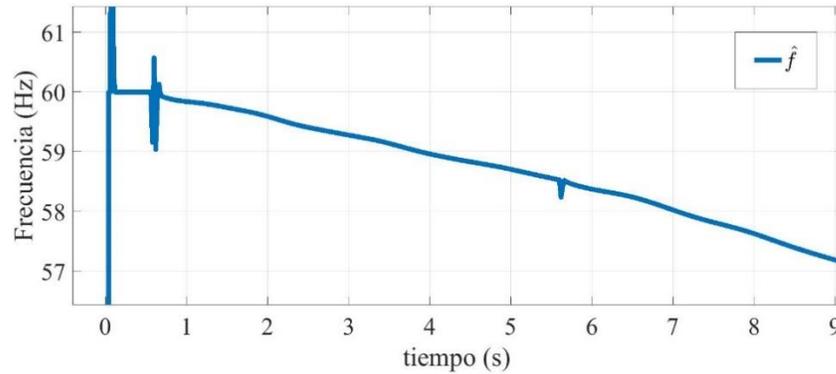


Figura 30. Grafica del comportamiento de la frecuencia, ante los eventos propuestos en el escenario 1.

## 5.2 Esquema de desconexión automática de cargas propuesto para el sistema IEEE 39 nodos

Para realizar el esquema de desconexión de los puntos críticos de la estimación de la frecuencia se calculan 6 umbrales para hacer la desconexión de carga. Por definición la derivada es la pendiente de una curva, de la ecuación.

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Ecuación 12

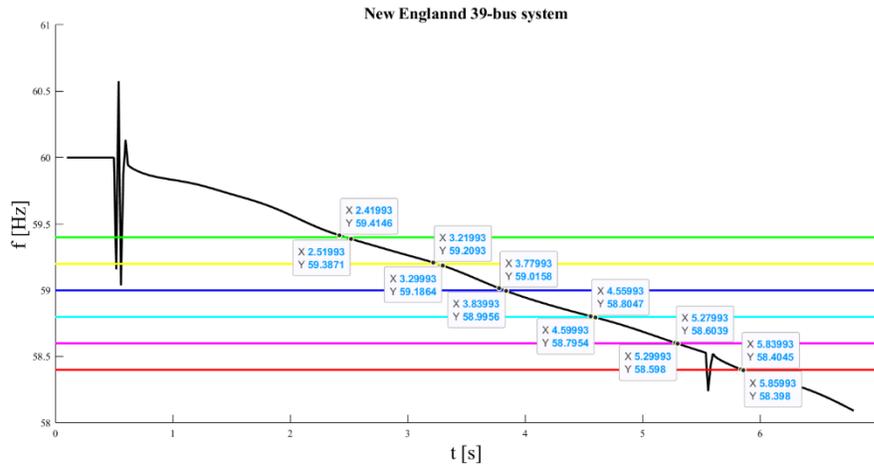


Figura 31. Puntos que se tomaron para sacar el ROCOF instantáneo y determinar el umbral.

$$EDAC1 = \frac{58.4045386 - 58.3979841}{5.839927 - 5.859927} = -0.32773$$

$$EDAC2 = \frac{58.6039219 - 58.5979851}{5.279933 - 5.299933} = -0.29684$$

$$EDAC3 = \frac{58.8047477 - 58.7954276}{4.559933 - 4.599933} = -0.233$$

$$EDAC4 = \frac{59.0089472 - 58.9955662}{3.799933 - 3.839933} = -0.33453$$

$$EDAC5 = \frac{59.2093223 - 59.186397}{3.219933 - 3.299933} = -0.2865$$

$$EDAC6 = \frac{59.4145791 - 59.3871265}{2.419933 - 2.519933} = -0.27453$$

Y cuantitativamente estos valores se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Ajuste del umbral para los EDAC

<b>Ajuste del umbral</b>	
<b>EDAC</b>	<b>ROCOF[Hz/s]</b>
EDAC1	-0.32773
EDAC2	-0.29684
EDAC3	-0.23300
EDAC4	-0.33453
EDAC5	-0.28657
EDAC6	-0.27453

De esta manera se calcularon los ajustes de ROCOF, como se muestra en la Figura 32 en la interfaz gráfica se ponen los umbrales

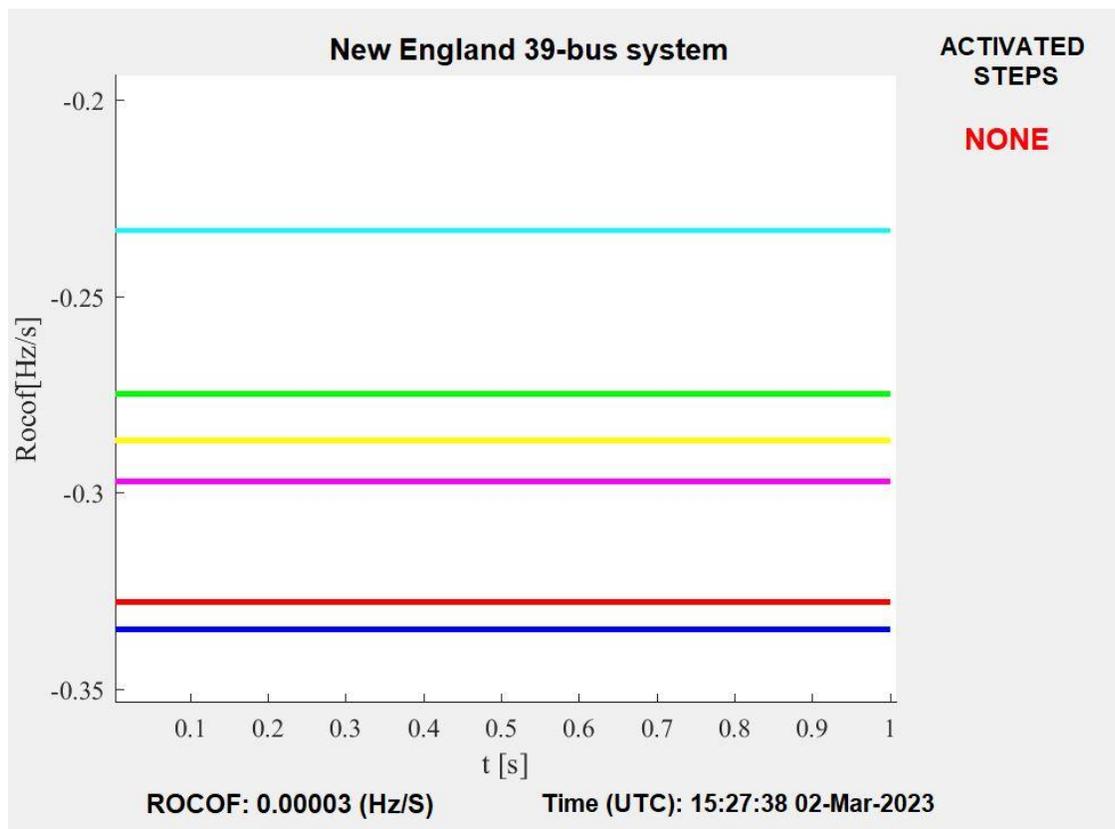


Figura 32 Umbrales para la desconexión de carga

En la Figura 33 se muestra la interfaz gráfica del comportamiento del ROCOF del sistema en cada instante de tiempo, se muestran los umbrales calculados anteriormente y así como las etapas activadas en caso de que se sobrepase dicho umbral.

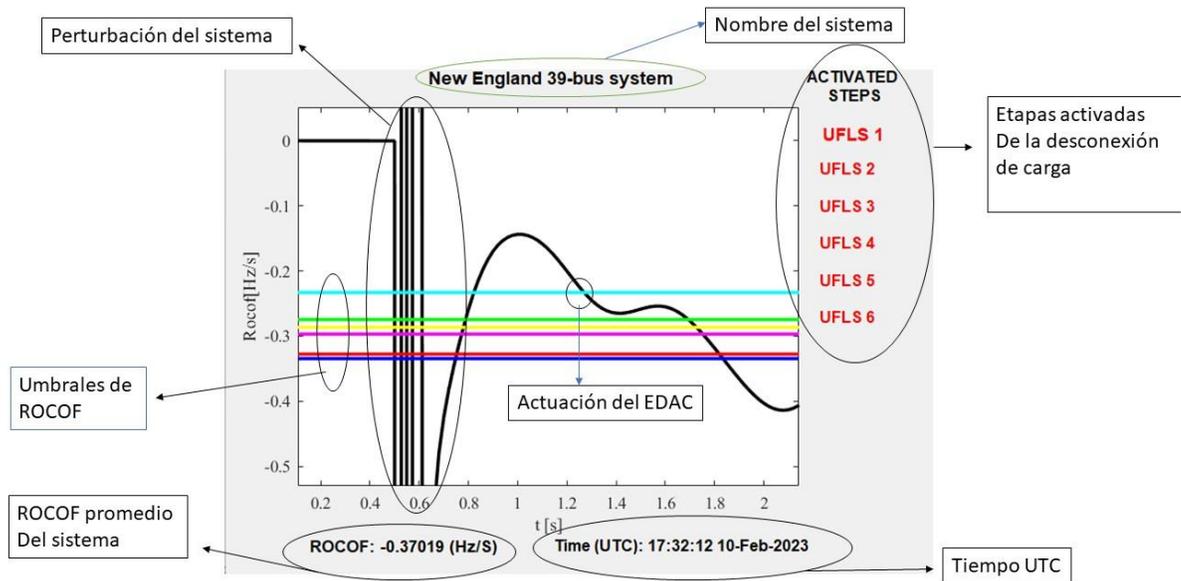


Figura 33. Interfaz grafica.

En la Figura 32, se muestra como el comportamiento del ROCOF ante el primer escenario anteriormente descrito. En esta etapa no se hace ningún deslastre de carga, como el ROCOF nos indica cual es el comportamiento de la frecuencia, podemos decir que en este escenario la frecuencia está disminuyendo y que entre el 1.5[s] y 2[s] hay un cambio más rápido, al quitar de servicio el G6 de 650[MW] la frecuencia baja aún más rápido.

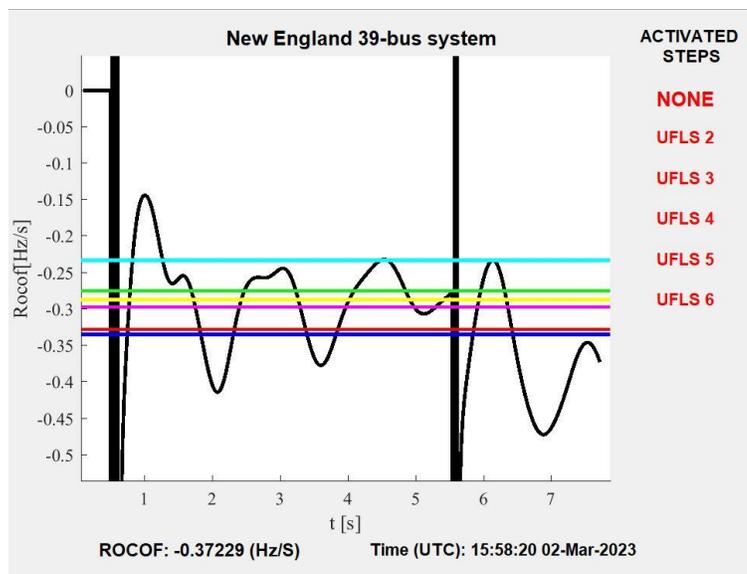


Figura 34 Comportamiento del ROCOF con los eventos propuestos en los Escenarios 1 y 2.

En la Tabla 2. Los eventos utilizados en DigSILENT para el deslastre de carga.se pueden observar los eventos que hace DigSILENT para hacer el deslastre de carga automática, haciendo un deslastre total de 3376.6[MW] que equivale a un 55.4% de la demanda total del sistema.

Tabla 2. Los eventos utilizados en DigSILENT para el deslastre de carga.

EDAC	Evento	Carga desconectada	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	Evt6	Load 39	1104	250
EDAC2	Evt7	Load20	628	103
EDAC3	Evt8	Load 03	603	77.9
	Evt9	Load 27		
EDAC4	Evt10	Load 21	582.6	22.8
	Evt11	Load24		
EDAC5	Evt12	Load15	320	153
EDAC6	Evt13	Loda26	139	26.9

Se simulan 4 diferentes modelos de esquemas de deslastre de carga, que se usaron para los dos escenarios propuestos. Dichos esquemas se muestran en la Tabla 3. Carga que se utilizan para la desconexión de carga para cada caso., El objetivo de estos diferentes esquemas es observar cual es el más eficiente desconectando la menos carga y estabilizando la frecuencia lo más rápido posible.

Tabla 3. Carga que se utilizan para la desconexión de carga para cada caso.

	c1	c2	c3	c4
EDAC	Load	Load	Load	Load
EDAC1	Load 39	Load 20	Load 24	Load 27
EDAC2	Load20	Load08	Load 15	Load 29
EDAC3	Load 03	Load 23	Load 03	Load 24
	Load 27	Load 07	Load 16	Load 15
EDAC4	Load 21	Load 21	Load 04	Load 03
	Load24	Load28	Load 08	Load 16
EDAC5	Load15	Load15	Load 20	Load 04
EDAC6	Load26	Load26	Load 39	Load 08

En la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se observa cual es la potencia demandada por cada carga y el total de carga que se desconectaría, si no se dan los 6 EDAC's, siendo el caso 1 y 3 los que tendrían una mayor desconexión con 2450[MW] y 2870[MW], respectivamente.

*Tabla 4. Carga a desconectar para los esquemas propuesto*

Cargas	EDAC1	EDAC2	EDAC3	EDAC4
C1 [MW]	600	550	250	200
C2 [MW]	550	450	320	150
C3 [MW]	450	481.3	250	250
C4 [MW]	400	310	50	320
C5 [MW]	320	320	400	250
C6 [MW]	130	130	450	50
Deslastre total [MW]	2450	2241.3	2870	2070

### 5.3 Desempeño del EDAC1 en el Escenario 1.

En la operación de este esquema se observa que después de la falla y la desconexión de la línea 14-15 en el sistema de potencia de New England, la respuesta del ROCOF es inmediata ya que le toma 0.2[s] para hacer el primer deslastre de carga y 0.1[s] después activa el siguiente deslastre de carga. Como se puede ver en la Figura 35, el ROCOF tarda 20[s] en estabilizarse.

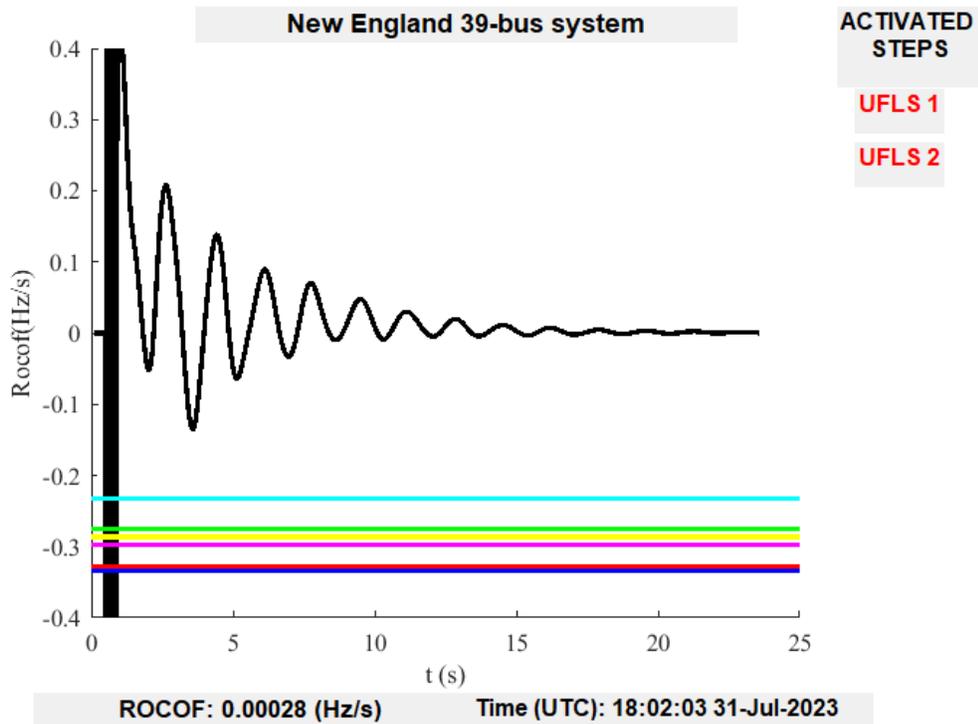


Figura 35. Comportamiento del ROCOF para el primer esquema de deslastre de carga en el primer escenario

En cuanto a la frecuencia (Figura 36) al hacer el cambio tan rápidamente nos encontramos con una sobre frecuencia (aceleración de los generadores), ya que se hizo un deslastre mayor. Sin embargo, la frecuencia no excede los 60.4[Hz], condición que poco a poco el sistema vuelve a estabilizar

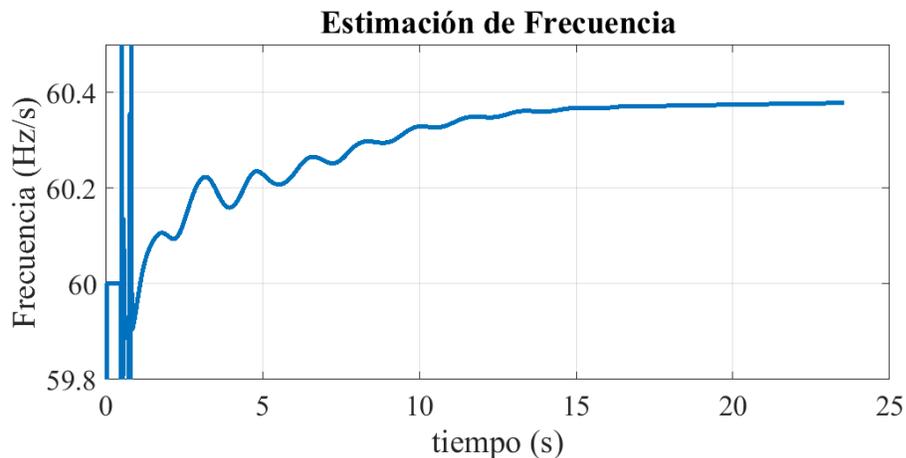


Figura 36. Comportamiento de frecuencia para el primer esquema de deslastre de carga en el primer escenario

La Tabla 5 muestra el tiempo en que se activó cada deslastre de carga, en este caso no llegan a activarse todas las etapas del EDAC1, debido a que con los dos primeros pasos se logra el equilibrio generación-demanda. Se hizo un deslastre de 1150 [MW] lo que equivale a un 18.85% de la carga total del sistema.

Tabla 5. Tiempos de activación del primer esquema de deslastre de carga del primer escenario

EDAC1				
Cargas	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MWvar]
C1	0.7	Load 39	600	100
C2	0.8	Load20	550	0
C3	-	Load 03	450	0
C4	-	Load 27		
		Load 21	400	0
C5	-	Load24		
		Load15	320	153
C6	-	Loda26	130	26.9

#### 5.4 Desempeño del EDAC2 en el Escenario 1

Para el segundo esquema podemos observar que la respuesta del ROCOF tiene un comienzo parecido al esquema anterior, en el momento del disturbio a los 0.5[s] se observa la oscilación del ROCOF. Sin embargo, empieza a estabilizarse en el segundo 20[s].

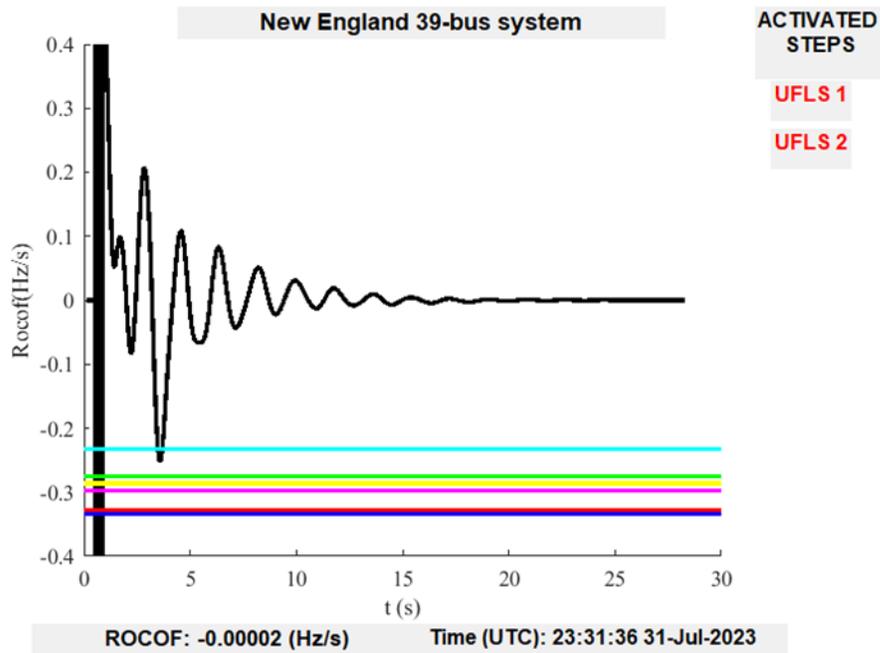


Figura 37. Comportamiento del ROCOF para el segundo esquema de deslastre de carga en el primer escenario.

La respuesta de la frecuencia es satisfactoria, ya que empieza en 60[Hz], sucede el disturbio y al poco tiempo se activan los primeros 2 deslastres de carga, como estos son de menor potencia que el anterior, el cambio en la frecuencia es menor y no exceden los 60.2[Hz], en la Figura 38 muestra que la frecuencia empieza a estabilizarse a los 17 [s] en 60.1[Hz].

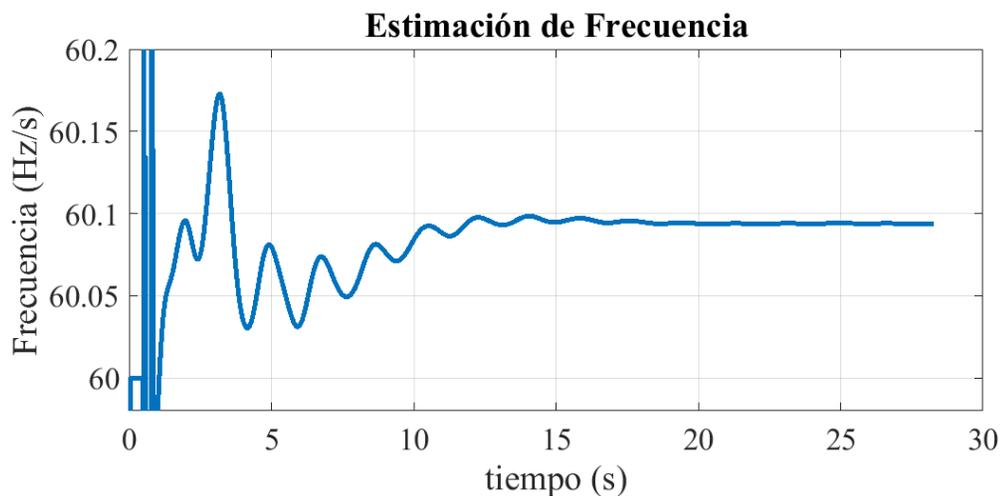


Figura 38. Comportamiento de frecuencia para el segundo esquema de deslastre de carga en el primer escenario

Para este esquema tampoco se activan todas las etapas, con un deslastre total de 1000[MW] que representa un 16.4% de la carga total del sistema.

Tabla 6. Tiempos de activación del segundo esquema de deslastre de carga en el primer escenario

E2				
EDAC	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	0.72	Load 20	550	0
EDAC2	0.8	Load08	450	0
EDAC3	-	Load 23 Load 07	481.3	0
EDAC4	-	Load 21 Load28	480	168.6
EDAC5	-	Load15	320	153
EDAC6	-	Loda26	139	26.9

### 5.5 Desempeño del EDAC3 en el Escenario 1

Como puede verse en la Tabla 4. Carga a desconectar para los esquemas propuesto, las primeras dos cargas que se deslastran en este EDAC son más pequeñas con respecto a las cargas del EDAC1 y EDAC2. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el comportamiento del ROCOF, se observa que con los primeros dos disturbios se activan las primeros dos etapas, pero después al no tener otro cambio importante en la frecuencia el ROCOF se mantiene constante a los 13[s].

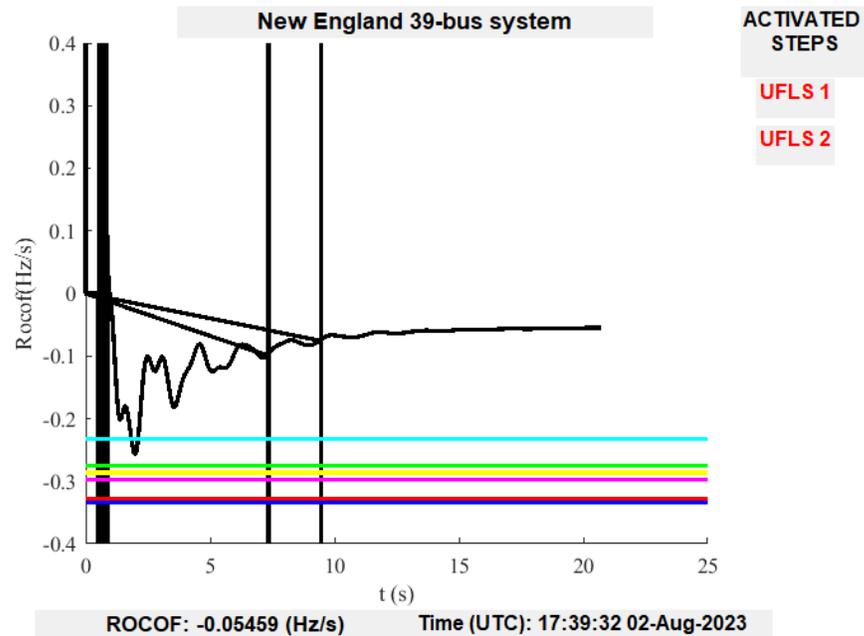


Figura 39. Comportamiento del ROCOF para el tercer esquema de deslastre de carga en el primer escenario.

En el caso de la frecuencia, esta disminuye por el disturbio, al no estabilizar la generación-carga del sistema, la frecuencia sigue disminuyendo y como se explicó anteriormente la frecuencia no sufre un cambio importante, por lo que el ROCOF empieza a ser constante y no activa las siguientes etapas. Por lo que en este caso la frecuencia disminuye y no estabiliza el sistema.

De esta parte podemos hacer dos conclusiones: La protección de ROCOF funciona bien cuando hay un cambio brusco de carga-generación y los primeros deslastres de carga tienen que ser de mayor carga.

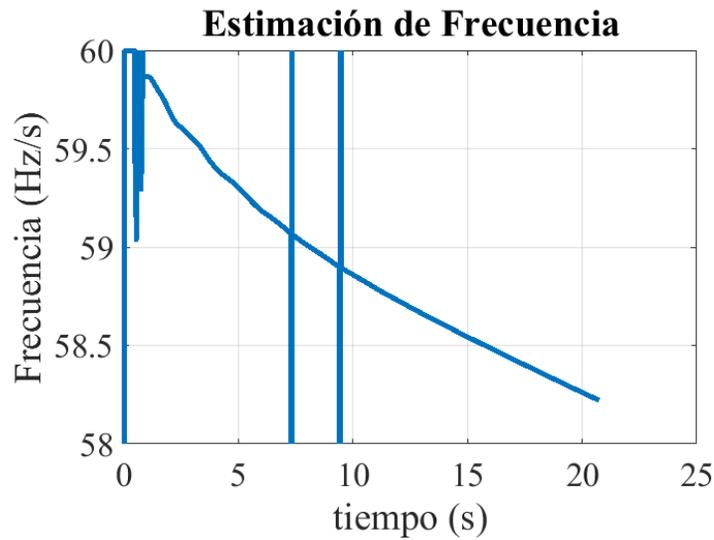


Figura 40. Comportamiento de la frecuencia para el tercer esquema de deslastre de carga en el primer escenario

Para este EDAC solo se activan las primeras dos etapas (ver Tabla 7), se activan en tiempo parecidos a los 2 esquemas anteriores, con la diferencia de que al ser cargas más pequeñas, estas no logran aumentar la frecuencia. Se hace un deslastre de carga de 570[MW].

Tabla 7. Tiempos de activación del tercer esquema de deslastre de carga en el primer escenario.

E3				
EDAC	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	0.78	Load 24	250	0
EDAC2	0.86	Load 15	320	153
EDAC3	-	Load 03	250	0
		Load 16	50	0
EDAC4	-	Load 04	400	0
		Load 08	450	0
EDAC5	-	Load 20	550	0
EDAC6	-	Load 39	600	100

## 5.6 Desempeño del EDAC4 en el Escenario 1

Para el cuarto EDAC se propuso un deslastre carga más cauteloso con el fin de hacer un deslastre de carga menor, se empieza con la carga 27 para la primera etapa. Dicho EDAC se activa inmediatamente después hacer le primer disturbio al igual que el segundo. Sin embargo, eso no equilibra el sistema lo que ocasiona que una baja frecuencia, lo que ocasiona que se activen las etapas 3, 4, 5, 6.

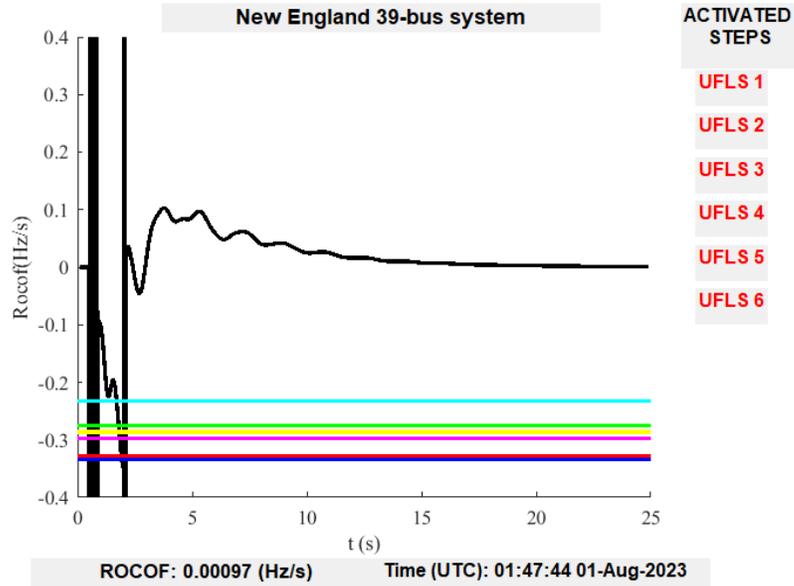


Figura 41. Comportamiento del ROCOF para el cuarto esquema de deslastre de carga en el primer escenario.

En menos de 1[s] la protección detecta que tiene que realizar un deslastre de carga, se activan las primeras dos etapas, la frecuencia presentada en la Figura 42 llega hasta los 59.6[Hz] a los 2.02[s] Por lo que se activan las siguientes etapas, lo cual hace que se recupere la frecuencia por los 9[s], sin embargo, la protección deslastra más de lo que debería por lo que a los 25[s] tiene una leve sobre frecuencia, la frecuencia no excede 60.2[Hz].

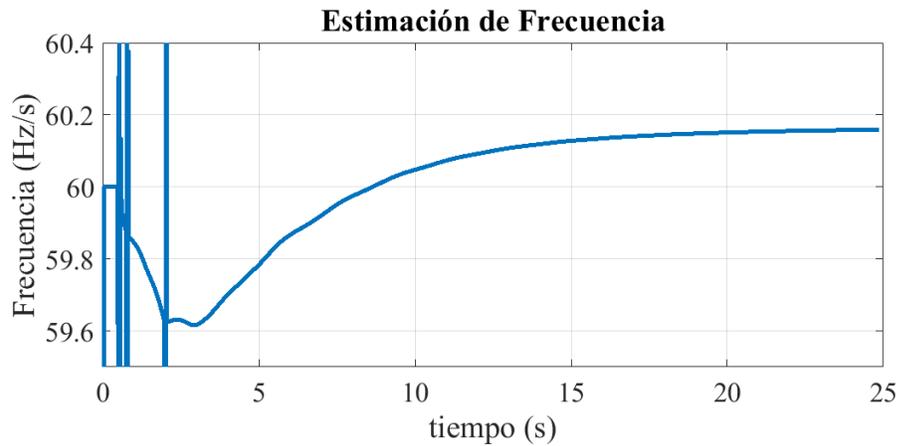


Figura 42. Comportamiento de frecuencia para el cuarto esquema de deslastre de carga en el primer escenario

Al hacer un deslastre de carga más grande, con el último EDAC's se provoca que se desequilibre el sistema debido que ocasiona que haya una generación mayor a la carga demanda, se hace un deslastre total de 2070 [MW] lo que representa casi un 34% (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Tabla 8. Tiempos de activación del cuarto esquema de deslastre de carga en el primer escenario.

E4				
EDAC	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	0.62	Load 27	200	0
EDAC2	0.78	Load 29	150	0
EDAC3	2.02	Load 24	250	0
		Load 15	320	153
EDAC4	2.0.4	Load 03	250	0
		Load 16	50	0
EDAC5	2.06	Load 04	400	0
EDAC6	2.08	Load 08	450	0

## 5.7 Desempeño del EDAC1 en el Escenario 2

En la Figura 43, se muestra el EDAC1 ante el escenario 2. A 0.2[s] se activa la primera etapa y 0.1[s] después se activa la segunda etapa. En este escenario a los 5.5[s] hay otro disturbio ya que sale de servicio el generador G6. se activan otras dos etapas a los 5.7[s] y 5.9[s], respectivamente. Lo que ocasionó un desequilibrio más grande con respecto a la generación-demanda.

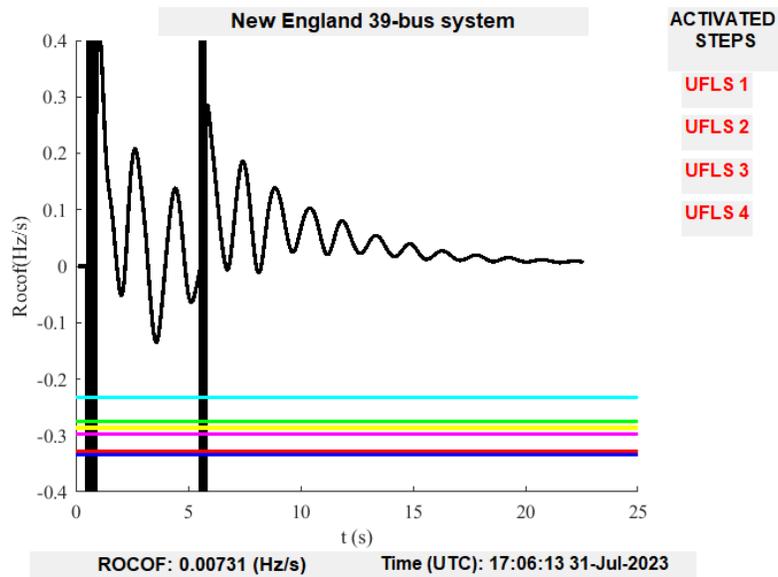


Figura 43. Comportamiento del ROCOF para el primer esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.

En la Figura 44, se muestra el comportamiento de la frecuencia antes todos los disturbios y el deslastre de carga correspondiente. Con los primeros disturbios el algoritmo hace los primeros dos deslastres de carga, pero al haber un disturbio más a los 5.5[s], el algoritmo detecta que tiene que activar las siguientes dos etapas y así aumenta más la frecuencia, llegando hasta los 61 [Hz].

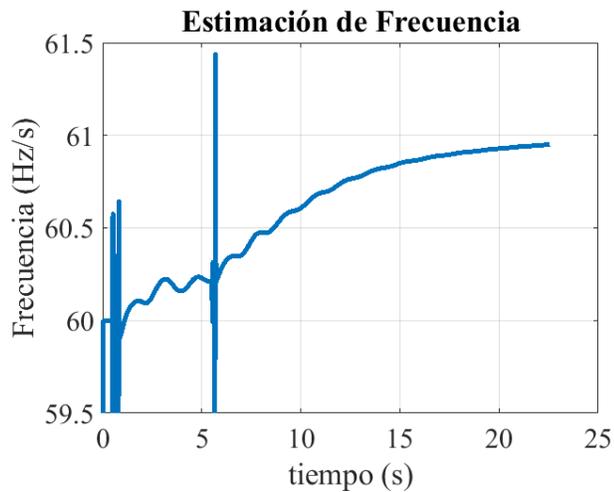


Figura 44. Comportamiento de frecuencia para el primer esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.

En la Tabla 9 se observa el tiempo en que se activa el deslastre de carga, en este caso no llega a activarse todas las etapas, debido a que se hace un deslastre muy rápido con respecto a los eventos, ósea que en el primer esquema lo que solo hace un deslastre total de 2000[MW] lo que representa un 32.8% de la carga total del sistema.

Tabla 9. Tiempos de activación del primer esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.

E1				
EDAC	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	0.7	Load 39	600	100
EDAC2	0.8	Load20	550	0
EDAC3	5.7	Load 03 Load 27	450	0
EDAC4	5.8	Load 21 Load24	400	0
EDAC5	-	Load15	320	153
EDAC6	-	Loda26	130	26.9

## 5.8 Desempeño del EDAC2 en el Escenario 2

Para el EDAC2 del escenario 2, podemos observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que la respuesta del ROCOF tiene un comienzo parecido al EDAC1, también aumenta la frecuencia y después de la desconexión del G06 también se activan las siguientes dos etapas lo que aumenta aún más la frecuencia.

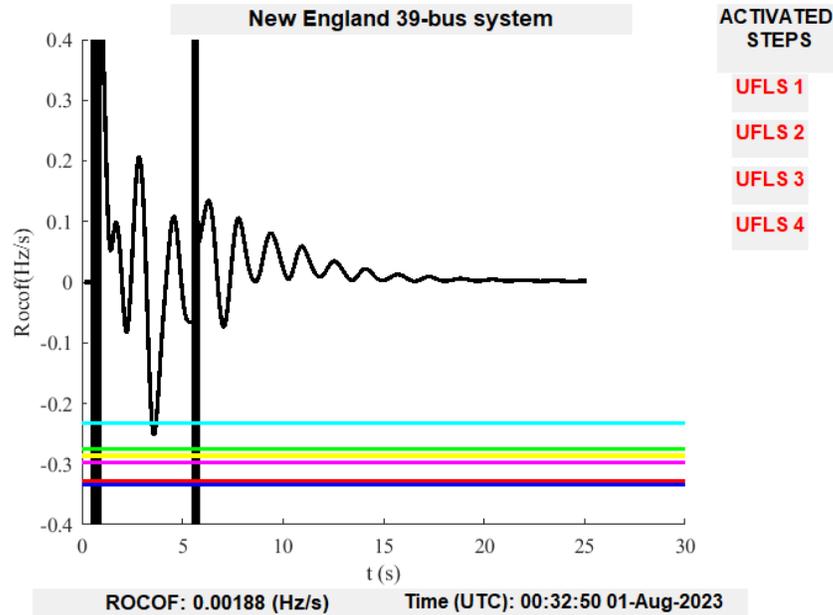


Figura 45. Comportamiento del ROCOF para el segundo esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.

El comportamiento de la frecuencia en la nos indica que se empieza a estabilizar después de los primeros dos disturbios ocurridos a los 0.5[s] después del último disturbio a los 5.5[s], se activan otras dos etapas, lo que ocasiona que aumente la frecuencia para que el sistema pueda estabilizarse y evitar una baja frecuencia.

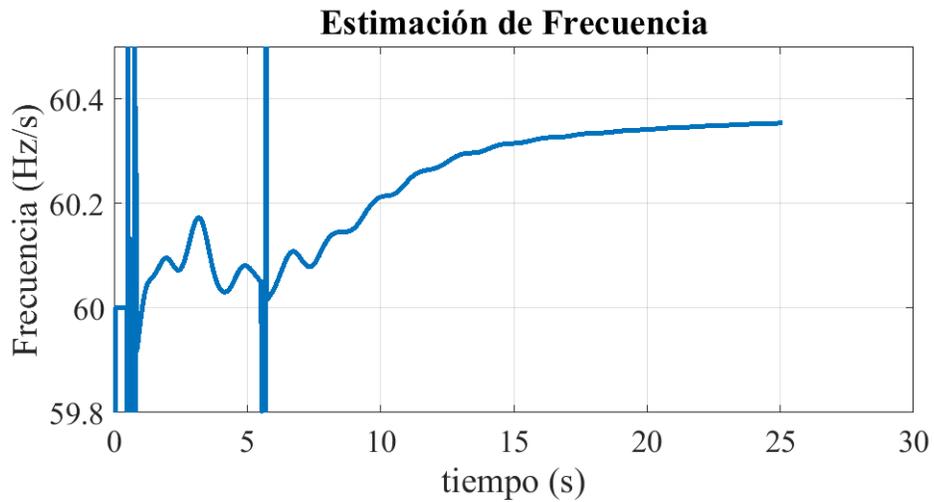


Figura 46. Comportamiento de la frecuencia para el segundo esquema de deslastre de carga en el segundo escenario

De la Tabla 10 se pueden observar los tiempos en que se hizo cada desconexión y la carga que se le quito al sistema en cada esquema, dando para este caso 1961.3[MW].

Tabla 10. Tiempos de activación del segundo esquema de deslastre de carga en el segundo escenario.

E2				
EDAC	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	0.72	Load 20	550	0
EDAC2	0.8	Load08	450	0
EDAC3	5.78	Load 23	481.3	0
EDAC4	5.92	Load 07	480	168.6
EDAC5	-	Load28	320	153
EDAC6	-	Loda26	139	26.9

## 5.9 Desempeño del EDAC3 en el Escenario 2

En cuanto se desconecta el generador G6, el algoritmo detecta un desequilibrio del sistema y rápidamente activa el tercer y cuarto EDAC, al no haber un cambio significativo activa el quinto y sexto EDAC. El ROCOF se empieza a estabilizar a los 15[s] (ver Figura 47. Comportamiento del ROCOF para el tercer esquema de deslastre de carga del segundo escenario. ).

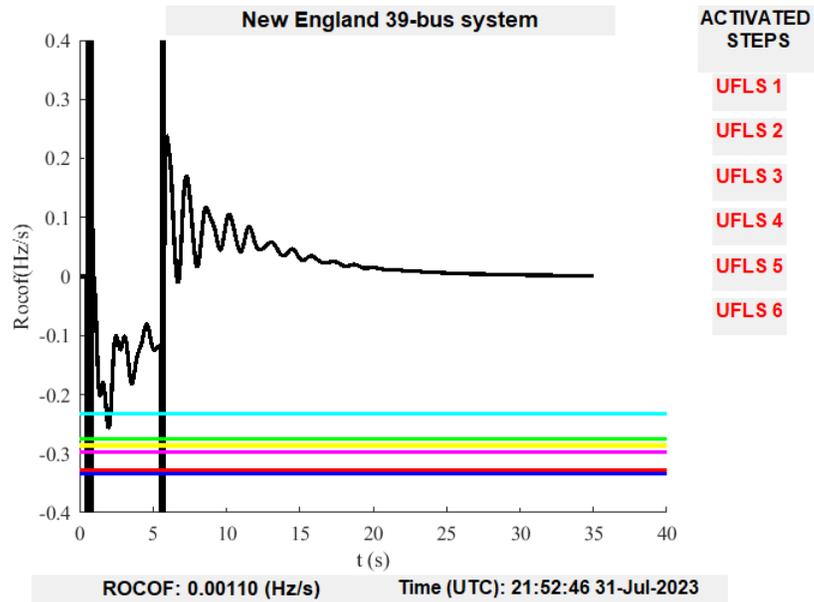


Figura 47. Comportamiento del ROCOF para el tercer esquema de deslastre de carga del segundo escenario.

Con los primeros eventos la frecuencia que se ilustra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** baja rápidamente. A pesar de que se activaron los primeros dos EDAC's no se estabiliza la frecuencia hasta que llega el tercer evento con la desconexión del generador G6, se desestabiliza aún más el sistema y se activan rápidamente los siguientes EDAC's con los cuales se puede observar el sistema de estabiliza a los 20[s].

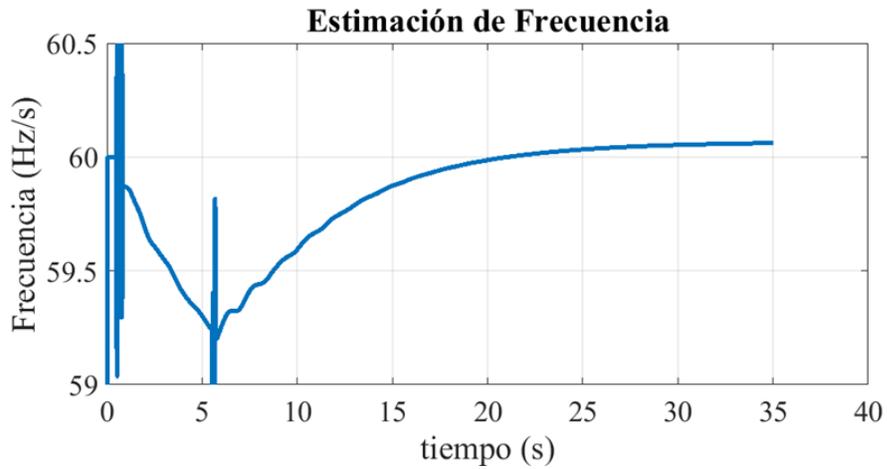


Figura 48. Comportamiento de frecuencia para el tercer esquema del segundo escenario.

En la Tabla 11 se muestra el tiempo de activación de los EDAC's. Se desconecto un total de 2780[MW], que es un 47% de la carga total, lo cual demuestra que no es una opción adecuada poner cargas tan pesadas en los últimos EDAC's.

Tabla 11. Tiempos de activación del tercer esquema de deslastre de carga del segundo escenario.

E3				
EDAC	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	0.78	Load 24	250	0
EDAC2	0.86	Load 15	320	153
EDAC3	5.7	Load 03	250	0
		Load 16	50	0
EDAC4	5.9	Load 04	400	0
		Load 08	450	0
EDAC5	6.0	Load 20	550	0
EDAC6	6.1	Load 39	600	100

## 5.10 Desempeño del EDAC4 en el Escenario 2

Al igual que en el cuarto esquema del primer escenario a las primeras cargas que se desconectaron fueron muy pequeñas y hasta los últimos 2 EDAC's se observa un cambio significativo en el ROCOF a los 2.02[s] (ver Figura 49). Esto hizo que la frecuencia y el ROCOF aumentaran cuando ocurre la desconexión del G6, la frecuencia disminuye y al no haber más EDAC's la frecuencia disminuye.

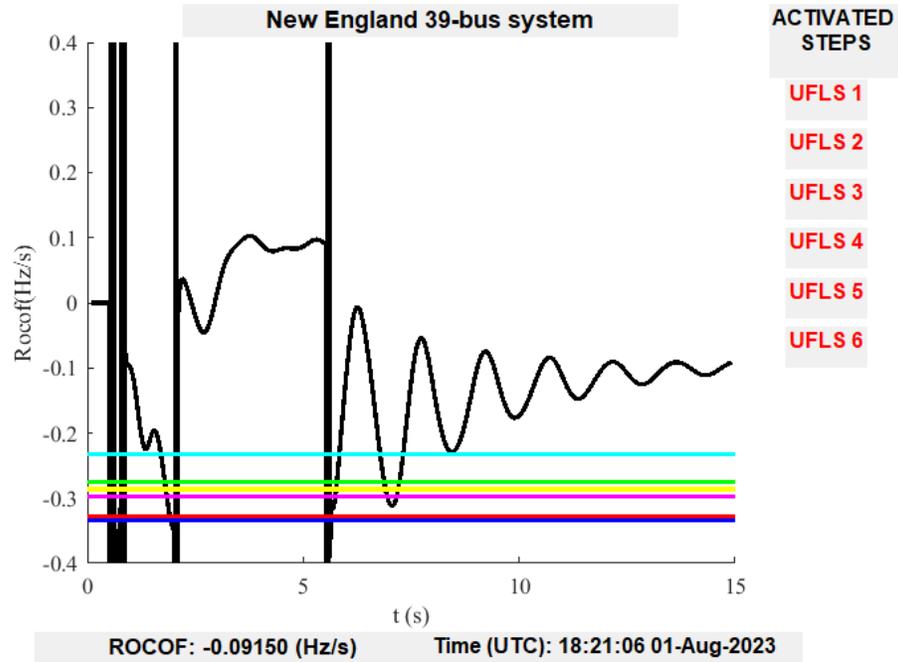


Figura 49. Comportamiento del ROCOF para el cuarto esquema de deslastre de carga en el segundo escenario

La Figura 50, muestra el cambio significativo de deslastre de carga a los 2.02[s], el tercer evento de la desconexión G6 a los 5.50[s] y el decremento de la frecuencia y como no se puede recuperar de la última perturbación del sistema.

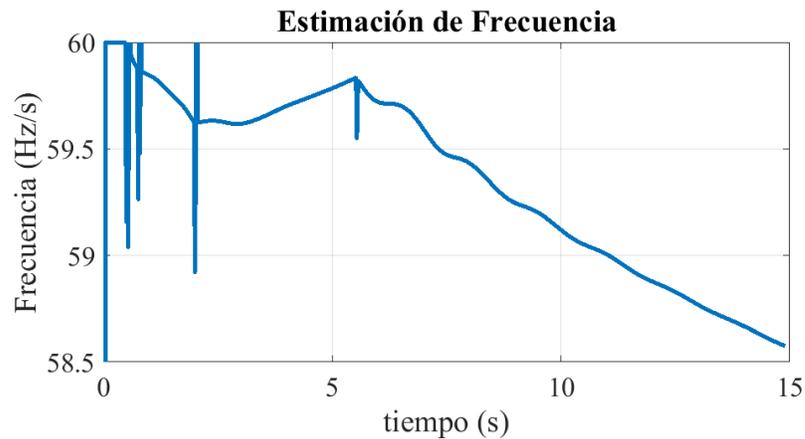


Figura 50. Comportamiento del ROCOF para el cuarto esquema de deslastre de carga en el segundo escenario

Al hacer un deslastre de carga más grande en la última EDAC's provoca que se desequilibre el sistema debido que ocasiona que haya una generación mayor a la carga demanda, se hace un deslastre total de 2070[MW] lo que representa casi un 34%.

Tabla 12. Tiempos de activación del cuarto esquema de deslastre de carga del segundo escenario

E4				
EDAC	Tiempo que se activa [s]	Load	P[MW]	Q[MW]
EDAC1	0.62	Load 27	200	0
EDAC2	0.78	Load 29	150	0
EDAC3	2.02	Load 24	250	0
		Load 15	320	153
EDAC4	2.04	Load 03	250	0
		Load 16	50	0
EDAC5	2.06	Load 04	400	0
EDAC6	2.08	Load 08	450	0

Es importante aclarar que este esta propuesta puede trabajar en conjunto o de manera complementaria con otro tipo de protección tradicional como una protección por baja frecuencia.

## 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 6.1 Conclusiones

Con este trabajo se logró diseñar e implementar una protección de deslastre de carga en un sistema de protección de área amplia basada en la tasa de cambio de la frecuencia o la función  $df/dt$ , para evitar desequilibrios de carga-generación en el sistema.

La exploración e investigación en la literatura ayudó a entender el alcance que puede llegar a tener un esquema de acción remedial, mediante la función de protección  $df/dt$  basada en el ROCOF y como esta puede estabilizar el sistema cuando ocurren grandes disturbios.

La implementación del sistema se hizo mediante el uso de DigSILENT Power Factory y su lenguaje de programación DPL y la comunicación que se hizo con Matlab, esta herramienta permitió conocer el funcionamiento del sistema para de esta forma conocer el estado en el que se encuentra dicho sistema y analizar su respuesta de frecuencia y ROCOF.

El esquema de deslastre de carga automática por baja frecuencia fue probado en dos escenarios y con varios esquemas, con ello se pudo validar el correcto funcionamiento del esquema de la protección propuesta en el sistema de prueba IEEE de 39 nodos y 10 generadores, y se concluye que la protección funciona de una mejor manera cuando hay un cambio brusco en el sistema.

### 6.2 Trabajos Futuros

Se propone probar otros algoritmos de estimación para calcular la frecuencia y el ROCOF.

La implementación de los esquemas propuestos en un simulador en tiempo real permitirá el uso experimental de la propuesta plasmada en esta tesis.

La exploración de otros tipos de eventos (fallas o contingencias) permitirá proveer otros umbrales.



## 7. Referencias

- Andrea Bonett, Janez Zakonjsek, Urban Rudez. (2020). *Bringing ROCOF into spotlight in smart grids: new standardization and UFLS method.*
- C. Toledo-Santos, G. Mejía-Ruiz, M.R.A. Paternina, A. Zamora, D. Dotta. (2015). *Building up a Wide-Area Protection.*
- Christian Rehtanz, Joachim Bertsch. (2001). *A new wide area protection system.*
- DNV-GL. (2015). *RoCoF Alternative Solutions.* 16011111, Rev. 005.
- Dr GA Chown, J Wright, R van Heerden, M Coker. (2015). *System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing nonsynchronous renewable energypenetration.*
- GARCÍA, E. G. (2020). *SIMULACIÓN DE UN ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA CONSIDERANDO.* UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.
- IEEE. ((Revision of IEEE Std C37.118.2005) 2011). *Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.* IEEE Sts C37.118 2011.
- Jihed HMAD, Hafedh TRABELSI, Sabri RHILI. (2018). *ROCOF anti-islanding strategy based on fequency tracking observer for three phrase DG inverter.*
- JOACHIM BERTSCH, DANIEL KARLSSON. (May, 2005). *Wide-Area Protection and Power System.* *PROCEEDINGS OF THE IEEE*, 93(5), 1-7.
- MIROSLAV BEGOVIC, DANIEL KARLSSON, GARY MICHEL. (2005). *Wide-Area Protection and Emergency Control.*
- Papailiou, D. K. (2018). *Innovation in the Power Systems industry.* *Cigre Science & Engineering*, 11, 3-16.

## 8. Apéndice

Datos de los elementos del Sistema IEEE 39 Nodos.

*Tabla 13. Datos de los generadores del sistema IEEE 39 Nodos.*

Generador	Bus	Tipo de Bus	P[MW]	V nominal [kV]
G 01	Bus 39	PV	1000	345
G 02	Bus 31	Slack	N.A.	16.5
G 03	Bus 32	PV	650	16.5
G 04	Bus 33	PV	632	16.5
G 05	Bus 34	PV	508	16.5
G 06	Bus 35	PV	650	16.5
G 07	Bus 36	PV	560	16.5
G 08	Bus 37	PV	540	16.5
G 09	Bus 38	PV	830	16.5
G 10	Bus 30	PV	250	16.5

Tabla 14. Datos de los transformadores del sistema IEEE 39 Nodos.

Nombre	Conexión	Potencia Nominal [MVA]	Tension Nominal		Zcc %	Conexión	
			Alta [kV]	Baja [kV]		Alta	Baja
TRF 02 - 30	YNY0	1000	345	16.5	18.1	Bus 02	Bus 30
TRF 06 - 31	YNY0	700	345	16.5	17.5	Bus 06	Bus 31
TRF 10 - 32	YNY0	800	345	16.5	16	Bus 10	Bus 32
TRF 11 - 12	YNY0	300	345	138	13.06	Bus 11	Bus 12
TRF 13 - 12	YNY0	300	345	138	13.06	Bus 13	Bus 12
TRF 19 - 20	YNY0	1000	345	230	13.81	Bus 19	Bus 20
TRF 19 - 33	YNY0	800	345	16.5	11.37	Bus 19	Bus 33
TRF 20 - 34	YNY0	600	230	16.5	10.81	Bus 20	Bus 34
TRF 22 - 35	YNY0	800	230	16.5	11.4	Bus 22	Bus 35
TRF 23 - 36	YNY0	700	230	16.5	19.04	Bus 23	Bus 36
TRF 25 - 37	YNY0	700	230	16.5	16.25	Bus 25	Bus 37
TRF 29 - 38	YNY0	1000	230	16.5	15.62	Bus 29	Bus 38

Nombre	Longitud [km]	Secuencia Positiva		Conexión	
		Resistencia	Reactancia	Desde	Hasta
		Ohm/km	Ohm/km		
Línea 01-02	163.1	4.2	48.9	Bus 01	Bus 02
Línea 01-39	99.2	1.2	29.8	Bus 01	Bus 39
Línea 02-03	59.9	1.5	18	Bus 02	Bus 03
Línea 02-25	34.1	8.3	10.2	Bus 02	Bus 25
Línea 03-04	84.5	1.5	25.4	Bus 03	Bus 04
Línea 03-18	52.8	1.3	15.8	Bus 03	Bus 18
Línea 04-05	50.8	1	15.2	Bus 04	Bus 05
Línea 04-14	51.2	1	15.4	Bus 04	Bus 14
Línea 05-06	10.3	0.2	3.1	Bus 05	Bus 06
Línea 05-08	44.4	1	13.3	Bus 05	Bus 08
Línea 06-07	36.5	0.7	11	Bus 06	Bus 07
Línea 06-11	32.5	0.8	9.8	Bus 06	Bus 11
Línea 07-08	18.3	0.5	5.5	Bus 07	Bus 08
Línea 08-09	144	2.7	43.2	Bus 08	Bus 09
Línea 09-39	99.2	1.2	29.8	Bus 09	Bus 39
Línea 10-11	17.1	0.5	5.1	Bus 10	Bus 11
Línea 10-13	17.1	0.5	5.1	Bus 10	Bus 13

Línea 13-14	40.1	1.1	12	Bus 13	Bus 14
Línea 14-15	86.1	2.1	25.8	Bus 14	Bus 15

Tabla 15 Datos de las líneas del sistema IEEE 39 Nodos

Nombre	Longitud [km]	Secuencia Positiva		Conexión	
		Resistencia	Reactancia	Desde	Hasta
		Ohm/km	Ohm/km		
Línea 15-16	37.3	1.1	11.2	Bus 15	Bus 16
Línea 16-17	35.3	0.8	10.6	Bus 16	Bus 17
Línea 16-19	77.4	1.9	23.2	Bus 16	Bus 19
Línea 16-21	53.6	1	16.1	Bus 16	Bus 21
Línea 16-24	23.4	0.4	7	Bus 16	Bus 24
Línea 17-18	32.5	0.8	9.8	Bus 17	Bus 18
Línea 17-27	68.6	1.5	20.6	Bus 17	Bus 27
Línea 21-22	55.5	1	16.7	Bus 21	Bus 22
Línea 22-23	38.1	0.7	11.4	Bus 22	Bus 23
Línea 23-24	138.9	2.6	41.7	Bus 23	Bus 24
Línea 25-26	128.2	3.8	38.4	Bus 25	Bus 26
Línea 26-27	58.3	1.7	17.5	Bus 26	Bus 27
Línea 26-28	188.1	5.1	56.4	Bus 26	Bus 28
Línea 26-29	248	6.8	74.4	Bus 26	Bus 29
Línea 28-29	59.9	1.7	18	Bus 28	Bus 29

Tabla 16. Datos de las cargas del sistema IEEE 39 Nodos

	<b>Bus</b>	<b>P[MW]</b>	<b>Q[Mvar]</b>
Load 03	bus 3	250	0
Load 03(1)	bus3	72	2.4
Load 04	bus 4	400	0
Load 04(1)	bus 4	100	184
Load 07	bus 7	233.8	84
Load 08	bus 8	450	0
Load 08(1)	bus 8	72	176
Load 12	bus 12	7.5	88
Load 15	bus 15	320	153
Load 16	bus 16	50	0
Load 16(1)	bus 16	279	32.3
Load 18	bus 18	158	30
Load 20	bus 20	550	0
Load 20(1)	bus 20	70	103
Load 21	bus 21	150	0
Load 21(1)	bus 21	124	115
Load 23	bus 23	247.5	84.6
Load 24	bus 24	250	0
Load 24(1)	bus 24	58.6	-92.2
Load 25	bus 25	200	0
Load 25(1)	bus 25	24	47.2
Load 26	bus 26	130	0
Load 26(1)	bus 26	9	17
Load 27	bus 27	200	0
Load 27(1)	bus 27	81	75.5
Load 28	bus 28	160	0
Load 28(1)	bus 28	56	27.6
Load 29	bus 29	150	0
Load 29(1)	bus 29	133.5	26.9
Load 31	bus 31	9.2	4.6
Load 39	bus 39	600	100
Load 39(1)	bus 39	504	150

Tabla 17. Datos de los transformadores de potencial del sistema IEEE 39 Nodos.

Nombre	Tensión Nominal		Conectado
	Primario [kV]	Secundario [kV]	
PT @BUS01	345000	100	Barra 1
PT @BUS02	345000	100	Barra 2
PT @BUS03	345000	100	Barra 3
PT @BUS04	345000	100	Barra 4
PT @BUS05	345000	100	Barra 5
PT @BUS06	345000	100	Barra 6
PT @BUS07	345000	100	Barra 7
PT @BUS08	345000	100	Barra 8
PT @BUS09	345000	100	Barra 9
PT @BUS10	345000	100	Barra 10
PT @BUS11	345000	100	Barra 11
PT @BUS12	138000	100	Barra 12
PT @BUS13	345000	100	Barra 13
PT @BUS14	345000	100	Barra 14
PT @BUS15	345000	100	Barra 15
PT @BUS16	345000	100	Barra 16
PT @BUS17	345000	100	Barra 17
PT @BUS18	345000	100	Barra 18
PT @BUS19	345000	100	Barra 19

Nombre	Tensión Nominal		Conectado
	Primario [kV]	Secundario [kV]	
PT @BUS20	230000	100	Barra 20
PT @BUS21	345000	100	Barra 21
PT @BUS22	345000	100	Barra 22
PT @BUS23	345000	100	Barra 23
PT @BUS24	345000	100	Barra 24
PT @BUS25	345000	100	Barra 25
PT @BUS26	345000	100	Barra 26
PT @BUS27	345000	100	Barra 27
PT @BUS28	345000	100	Barra 28
PT @BUS29	345000	100	Barra 29
PT @BUS30	16500	100	Barra 30
PT @BUS31	16500	100	Barra 31
PT @BUS32	16500	100	Barra 32
PT @BUS33	16500	100	Barra 33
PT @BUS34	16500	100	Barra 34
PT @BUS35	16500	100	Barra 35
PT @BUS36	16500	100	Barra 36
PT @BUS37	16500	100	Barra 37
PT @BUS38	16500	100	Barra 38
PT @BUS39	345000	100	Barra 39

