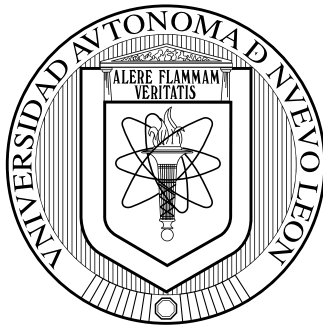


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



ESTIMACIÓN DE LA INERCIA SÍNCRONA BASADA EN MEDICIONES  
FASORIALES

*por*

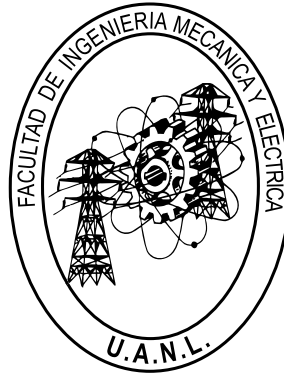
MARCO AURELIO LÓPEZ RAMÍREZ

Como requisito para obtener el grado de MAESTRÍA EN  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

Mayo de 2021

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



ESTIMACIÓN DE LA INERCIA SÍNCRONA BASADA EN MEDICIONES  
FASORIALES

*por*

MARCO AURELIO LÓPEZ RAMÍREZ

Como requisito para obtener el grado de MAESTRÍA EN  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

Mayo de 2021



# UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

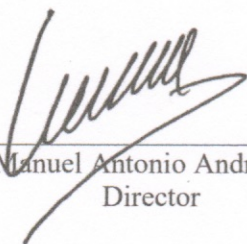


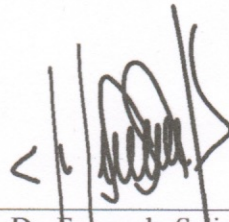
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

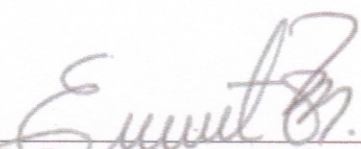
**Universidad Autónoma de Nuevo León**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**  
**Subdirección de Estudios de Posgrado**

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis “Estimación de la inercia síncrona basada en mediciones fasoriales”, realizada por el alumno Marco Aurelio López Ramírez, con número de matrícula 1983181, sea aceptada para su defensa como requisito para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

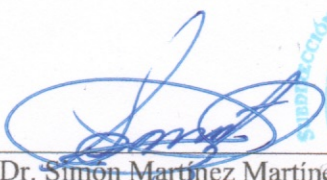
El Comité de Tesis

  
Dr. Manuel Antonio Andrade Soto  
Director

  
Dr. Fernando Salinas Salinas  
Revisor

  
Dr. Ernesto Vazquez Martínez  
Revisor

Vo. Bo.

  
Dr. Simón Martínez Martínez  
Subdirector de Estudios de Posgrado



132

San Nicolás de los Garza, Nuevo León, mayo de 2021

El presente trabajo está dedicado a mis padres y a mi hermano,  
quienes han sido un verdadero ejemplo a seguir en mi vida,  
que me han enseñado a perseguir mis sueños y alcanzar mis metas.

*“Entre las cosas hay una  
de la que no se arrepiente  
nadie en la tierra.  
Esa cosa, es haber sido valiente.”  
-Jorge Luis Borges*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Dr. Manuel Antonio Andrade Soto por todas sus asesorías brindadas a lo largo de la maestría, así como su paciencia y tiempo para la realización de este trabajo.

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez y al Dr. Fernando Salinas Salinas por compartir su conocimiento y por las recomendaciones brindadas.

A mi familia que han sido mi guía y me han dado la fortaleza para seguir adelante en cada etapa de mi vida.

A Israel, a quien agradezco por todo el apoyo brindado, por su amistad sincera y también por acompañarme en cada aventura y desventura durante esta etapa.

A mis amigos que tuve la dicha de conocer en estos años: Arnaldo, Jafet, Alan, Joselito, Carlos, Enrique y a todos mis compañeros de maestría.

A Jorge, Giovanni y Julio con quienes estoy profundamente agradecido, ya que a pesar de estar lejos de nuestras familias pudieron hacer sentir la casa como un verdadero hogar.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el financiamiento brindado para la realización del presente trabajo.

## RESUMEN

Marco Aurelio López Ramírez

Fecha de graduación: mayo de 2021

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Título del estudio: ESTIMACIÓN DE LA INERCIA SÍNCRONA BASADA EN MEDICIONES FASORIALES

Número de páginas: 105

Candidato para el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

**Propósito y método de estudio:** El propósito de este trabajo de investigación es el desarrollo de un algoritmo basado en mediciones fasoriales, el cual puede estimar de manera confiable la inercia síncrona disponible en un sistema de potencia definido. Además, que la detección del evento al ocurrir un desbalance de potencia sea mejor que métodos actuales. Asimismo, que se determine un umbral de comparación en inercia síncrona y residual para una correcta operación del sistema de potencia sin que este en riesgo el accionamiento de protecciones contra variaciones bruscas de frecuencia. La metodología propuesta se evaluó con dos sistemas de prueba.

**Contribuciones y conclusiones:** La principal aportación de la realización de este trabajo es la creación de un algoritmo que pueda incorporarse a los estudios dinámicos de potencia convencionales, con el fin de estimar la inercia síncrona disponible dadas las mediciones fasoriales en las unidades de generación en general. Este algoritmo no requiere un modelado previo, y puede aplicarse a cualquier sistema de potencia con presencia de energías renovables. Este algoritmo permite que las detecciones de eventos de flujo de carga sean más precisas que las basadas en las metodologías existentes. Una estimación más confiable de inercia disponible tiene utilidades en cuanto a la planeación al integrar unidades de generación renovables en un sistema con baja inercia, con motivo de una mejor regulación y confiabilidad en la operación del mismo. La metodología presenta resultados con precisión aceptable y tiene posibilidad de ser implementado en un esquema en tiempo real.

Asesor: Dr. Manuel Antonio Andrade Soto

## TABLA DE CONTENIDO

Capítulo	Página
1. Introducción	1
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Antecedentes . . . . .	3
1.3. Objetivos . . . . .	5
1.4. Alcances y limitaciones . . . . .	5
1.5. Escritura de tesis . . . . .	6
2. Estabilidad del SEP	7
2.1. Introducción . . . . .	7
2.2. Definición y clasificación de estabilidad . . . . .	8
2.2.1. Estabilidad de ángulo . . . . .	9
2.2.2. Estabilidad de frecuencia . . . . .	10
2.2.3. Estabilidad de voltaje . . . . .	11
2.3. Inercia . . . . .	12
2.3.1. SEP tradicionales y futuros . . . . .	12
2.3.2. Definición y descripción del problema . . . . .	14
2.3.3. Ecuación de oscilación . . . . .	15
2.3.4. Centro de inercia . . . . .	18
2.3.5. Inercia Virtual . . . . .	19
2.4. Mediciones fasoriales . . . . .	21
2.4.1. Unidades de medición fasorial (PMU) . . . . .	21
2.4.2. Métodos de estimación de frecuencia . . . . .	30
2.5. Metodologías para la estimación de inercia . . . . .	35
2.5.1. Métodos post mortem . . . . .	36
2.5.2. Métodos por simulación . . . . .	39
2.5.3. Métodos por mediciones fasoriales . . . . .	43
2.6. Conclusiones . . . . .	48

3. Metodología propuesta	49
3.1. Introducción	49
3.2. Aspectos importantes	50
3.2.1. Señales de entrada	50
3.2.2. Ventana deslizante	50
3.2.3. Detección de evento	52
3.3. Algoritmo propuesto	53
3.3.1. Etapa 1	56
3.3.2. Etapa 2	58
3.3.3. Etapa 3	60
3.4. Conclusiones	60
4. Pruebas y resultados	62
4.1. Introducción	62
4.2. Sistemas de prueba	63
4.2.1. Sistema de prueba 1	63
4.2.2. Sistema de prueba 2	65
4.3. Casos de análisis	66
4.3.1. Casos de sistema de prueba 1	67
4.3.2. Casos de sistema de prueba 2	67
4.4. Resultados	68
4.4.1. Resultados de sistema de prueba 1	68
4.4.2. Resultados de sistema de prueba 2	82
4.5. Discusión	84
4.6. Conclusiones y recomendaciones	88
5. Conclusiones y recomendaciones	90
5.1. Conclusiones	90
5.2. Aportaciones	92
5.3. Recomendaciones para trabajo futuro	92
Referencias	94
A. Descripción del sistema de prueba 1	98
B. Descripción del sistema de prueba 2	101



## LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Clasificación de estabilidad . . . . .	9
2. SEP tradicional . . . . .	13
3. SEP futuros . . . . .	13
4. Esquema de máquina síncrona . . . . .	15
5. Esquema de sistema multi-máquina . . . . .	18
6. Esquema de inercia virtual convencional . . . . .	20
7. Esquema representación fasorial-sinusoidal . . . . .	22
8. Esquema básico de un PMU . . . . .	25
9. Esquema de funcionamiento PMU-PDC-WAMS . . . . .	26
10. Ventana deslizante . . . . .	28
11. Ejemplo de observabilidad de los PMU . . . . .	29
12. Regresión lineal de potencia/inercia . . . . .	38
13. Método de estimación de inercia por cuatro ventanas deslizantes . . . . .	40
14. SEP convencional . . . . .	43
15. Equivalencia de Thévenin en terminales del generador G1 . . . . .	44
16. Representación fasorial de la equivalencia de Thévenin . . . . .	44
17. Visión general de fenómenos y control en SEP's en escala de tiempo . . . . .	51
18. Algoritmo para estimación de inercia residual y síncrona . . . . .	55
19. Esquema de sistema de pruebas 1 . . . . .	63
20. Esquema de sistema de pruebas 2 . . . . .	65
21. Fluctuación (DFA) ante incremento de carga al 1 %, Caso 1 . . . . .	69
22. Comportamiento de ángulos en nodos de generación ante incremento de carga al 1 %, Caso 1 . . . . .	70
23. Comportamiento de frecuencias en nodos de generación ante incremento de carga al 1 %, Caso 1 . . . . .	70
24. Comportamiento de ROCOF en nodos de generación ante incremento de carga al 1 %, Caso 1 . . . . .	71

25. Comportamiento de potencias medidas y calculadas del sistema ante incremento de carga al 1 %, Caso 1 . . . . .	71
26. Comportamiento de inercia residual del sistema ante incremento de carga al 1 %, Caso 1 . . . . .	72
27. Comportamiento de ángulos en nodos de generación ante incremento de carga al 10 %, Caso 4 . . . . .	73
28. Comportamiento de frecuencias en nodos de generación ante incremento de carga al 10 %, Caso 4 . . . . .	74
29. Comportamiento de ROCOF en nodos de generación ante incremento de carga al 10 %, Caso 4 . . . . .	74
30. Comportamiento de potencias medidas y calculadas del sistema ante incremento de carga al 10 %, Caso 4 . . . . .	75
31. Comportamiento de inercia residual del sistema ante incremento de carga al 10 %, Caso 4 . . . . .	76
32. Comportamiento de ángulos en nodos de generación ante incremento de carga al 20 %, Caso 7 . . . . .	76
33. Comportamiento de frecuencias en nodos de generación ante incremento de carga al 20 %, Caso 7 . . . . .	77
34. Comportamiento de ROCOF en nodos de generación ante incremento de carga al 20 %, Caso 7 . . . . .	78
35. Comportamiento de potencias medidas y calculadas del sistema ante incremento de carga al 20 %, Caso 7 . . . . .	78
36. Comportamiento de inercia residual del sistema ante incremento de carga al 20 %, Caso 7 . . . . .	79
37. Ubicación de nodos monitoreados y eventos simulados en [1] . . . . .	89

## LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1. Frecuencias de muestreo del estándar C37.118.1-2011 . . . . .	29
2. Casos de sistema de pruebas 1 . . . . .	67
3. Casos de sistemas de prueba 2 . . . . .	68
4. Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 1 - método propuesto . .	81
5. Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de pruebas 1 - método propuesto . . . . .	81
6. Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 1 - método propuesto	82
7. Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 1 - método [1] . . . . .	82
8. Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de pruebas 1 - método [1] . . . . .	83
9. Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 1 - método [1] . . . .	83
10. Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 2 - método propuesto . .	85
11. Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de pruebas 2 - método propuesto . . . . .	85
12. Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 2 - método propuesto	86
13. Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 2 - método [1] . . . . .	87
14. Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de pruebas 2 - método [1] . . . . .	87
15. Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 2 - método [1] . . . .	88
16. Parámetros de líneas (p.u.) de sistema de prueba 1 . . . . .	98
17. Parámetros de líneas (real) de sistema de prueba 1 . . . . .	98
18. Parámetros de transformadores de sistema de prueba 1 . . . . .	99
19. Parámetros de generadores de sistema de prueba 1 . . . . .	99
20. Parámetros de nodos de sistema de prueba 1 . . . . .	100
21. Parámetros de líneas (p.u.) de sistema de prueba 2 . . . . .	101
22. Parámetros de líneas (real) de sistema de prueba 2 . . . . .	102
23. Parámetros de transformadores de sistema de prueba 2 . . . . .	102
24. Parámetros de generadores de sistema de prueba 2 . . . . .	103

25. Parámetros de nodos de sistema de prueba 2 . . . . . 104

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Motivación**

Los sistemas eléctricos de potencia han ido cambiando a lo largo del tiempo, la implementación de la electrónica de potencia ha supuesto grandes cambios en los paradigmas del análisis de sistemas de potencia. En el área de distribución, por ejemplo, los compensadores pueden medir y corregir las corrientes que están próximas a las cargas conectadas. En el área de transmisión, los enlaces HVDC, pueden transportar grandes cantidades de energía útil a grandes distancias y han sido posibles gracias a la implementación de electrónica de potencia. En el área de generación (que es donde nos centraremos en esta tesis), las unidades convencionales de energía, tales como termoeléctricas tienden a ser desplazadas cada vez mas por unidades de generación renovable.

Las unidades de generación renovable mas comunes son las siguientes:

- Solar
- Eolica
- Hidroeléctrica
- Geotérmica

Dentro de dichas unidades de generación renovables encontraremos las que están conectadas a través de convertidor, es decir que para su funcionamiento es preciso usar electrónica de potencia, para el propósito de esta tesis nos centraremos en las fuentes

solares y eólicas al decir unidades de generación renovables o no convencionales.

A medida que las unidades de generación conectadas a través de un convertidor (renovables) se hacen más recurrentes, en un futuro desplazarán a la generación tradicional térmica, lo cual está llevando a una reducción significativa de inercia en el sistema, esto hace que la operación del sistema sea más complicada.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, esta generación de electricidad renovable se comporta de manera muy diferente a las instalaciones tradicionales de generación centralizada. Aparte de su naturaleza intermitente, la mayoría de estas fuentes no contribuye (todavía) a la inercia del sistema debido al desacoplamiento eléctrico del generador de la red. Además, el almacenamiento de energía disponible, necesario para proporcionar inercia, a menudo falta en estas unidades de generación renovable [2].

Con la implementación de todos los dispositivos antes mencionados en el sistema actual, el control de los sistemas eléctricos de potencia ha tenido mayores retos, uno de estos supone la correcta operación ante desbalances de potencia y su íntima relación con los cambios abruptos de frecuencia. Uno de los principales problemas que se presentan en sistemas de baja inercia es el aumento de la tasa de cambio en la frecuencia (ROCOF).

Este aumento de ROCOF puede considerarse como una de las principales barreras para operar un sistema con baja inercia de una manera segura, ya que no sólo reduce el período de tiempo para que el control del gobernador reaccione antes de que la frecuencia supere los umbrales en los que la carga/generación también tiene un impacto en los esquemas de protección actuales y en el funcionamiento de las unidades síncronas [2].

En los sistemas de potencia actuales con generación convencional y renovable, dichas formas de estimación de inercia se vuelven menos precisas debido al desacoplamiento antes mencionado.

## 1.2 Antecedentes

En general el intercambio de energía cinética entre las masas giratorias de las máquinas síncronas compensa desbalances entre generación y carga, en los sistemas de potencia tradicionales dichos desbalances son empleados para calcular la inercia disponible en el sistema.

En la literatura, se estudian diferentes métodos para estimar la inercia del sistema mediante mediciones de frecuencia después de un desbalance de potencia. Principalmente, calculan el ROCOF y usan la información del desbalance de potencia junto con la ecuación de oscilación para determinar la inercia del sistema.

Surgen varios problemas prácticos como filtrar las mediciones de frecuencia, muestreando la frecuencia para calcular el ROCOF e identificar el instante de inicio exacto del evento, todo esto hace difícil la estimación de la inercia [3–5, 1].

Naturalmente, los primeros trabajos realizados en el ámbito de inercia síncrona consistían principalmente en estimar de diferentes maneras la constante de inercia de las máquinas síncronas, ya sea mediante pruebas en laboratorio [6] o bien, en la literatura diversos libros recomendaban ya constantes de inercia según el tipo de generador que se tratase [7, 8].

No fue hasta que en [4] se propuso estimar la inercia de un sistema de potencia extenso, en este caso fue estimar la reserva de inercia síncrona de todo Japón. En su método, Toshio propone el uso de una aproximación polinomial para aproximar las desviaciones de frecuencia, y de esta manera fue posible estimar la constante de inercia del país, con bastantes limitantes como el filtrado de la señal, y una mala detección del evento.

En [3] también estimo la inercia del consejo de coordinación de electricidad oc-

cidental mediante el uso de transitorios en la frecuencia. Hubo una notoria diferencia en cuanto a los resultados de [3] y [4], principalmente se debe al número de eventos analizados, pero, además se usaron diferentes métodos de filtrado.

Más adelante, en [9] se estimó la inercia de un sistema conocido en sistemas de un solo generador y de un sistema multi-máquina, en este trabajo, a diferencia de los anteriores se tomo en cuenta el centro de inercia para estimar la frecuencia de todo el sistema. Las bondades de esta estimación fue un bajo error de estimación cuando los intercambios de potencias son particularmente grandes, en cambio, cuando los desbalances de potencia son pequeños el porcentaje de error en la estimación se eleva exponencialmente debido a que el valor registrado de ROCOF es apenas unas décimas, pero bastante significativo en la estimación.

Pero en [10] comenzó un interés en obtener una expresión donde no se requiera la potencia mecánica en la ecuación de oscilación, ya que al tener presente solo la potencia eléctrica es posible una estimación de inercia mas confiable. Con la expresión y el uso de 4 ventanas de tiempo en la frecuencia y potencia se pudo ver como se obtiene una estimación mas confiable de inercia ante ruido en la señal. En este artículo se menciona que hasta ese entonces los métodos para la estimación de la inercia se podían dividir en dos grupos: En el primero se encuentran los métodos que usan la ecuación de oscilación basado en el análisis post-mortem de mediciones de frecuencia en un lugar en un evento conocido como en [4, 3]. El segundo grupo de métodos consisten en modelos precisos de una especifica unidad de generación como [11, 12] donde se puede estimar la inercia que proveen los aerogeneradores y sus limitantes.

Actualmente la inclusión de unidades de medición fasorial en los sistemas de transmisión es más recurrente, dichas unidades con sus mediciones de alta precisión de datos proporcionan a mayor detalle la dinámica del sistema de potencia en tiempo real y, además, en los análisis posteriores a los disturbios. Sin embargo, se ha demostrado [13]



que la colocación de una PMU con respecto a un evento del sistema puede afectar en gran medida a la medición de la frecuencia posterior a la falla y cualquier análisis correspondiente de ese evento. Además, el estándar para las mediciones de sincrofasores (IEEE C37.118.1-2011) deja tanto el método de medición de frecuencia como el rendimiento de los dispositivos en condiciones transitorias no especificadas [14], lo que significa que en tales condiciones los dispositivos de diferentes fabricantes podrían producir resultados muy variados [1].

En [1] se realizó un enfoque novedoso basado en mediciones de sincrofasores distribuidos en todo el sistema de potencia de Gran Bretaña.

### **1.3 Objetivos**

Esta tesis tiene como objetivo definir y cuantificar las diferentes formas de inercia, así como describir el efecto de la mezcla de la inercia de las plantas convencionales y de la inercia de las unidades conectadas a través de convertidores en la estabilidad del sistema de potencia.

### **1.4 Alcances y limitaciones**

El alcance de este trabajo de tesis es el desarrollo de un algoritmo basado en mediciones fasoriales que sea capaz de estimar la inercia síncrona y residual presente en un sistema de potencia dados los registros de WAMS de una manera confiable. Asimismo, que éste pueda detectar el inicio del evento de manera más precisa a comparación de los métodos actuales.

Este algoritmo se limita a sistemas de potencia donde se tienen mediciones fasoriales de todas las unidades de generación presentes en él.

## 1.5 Escritura de tesis

El presente trabajo de tesis está compuesto por 5 capítulos, los cuales se describen a continuación:

En el Capítulo 1 se presenta la motivación, en la cual se dan las principales razones que impulsaron el desarrollo de este trabajo de tesis, así como los antecedentes en materia de inercia síncrona en sistemas de potencia y una revisión bibliográfica de métodos existentes. Además, se da a conocer el objetivo principal de la tesis.

En el Capítulo 2 se describen los conceptos primordiales de estimación de inercia síncrona, partiendo de la definición tradicional, es decir, la ecuación de oscilación de las máquinas síncronas, también se presenta la manera de estimar la inercia de plantas de generación conectada a través de convertidor. Se presentan las metodologías propuestas recientemente para la estimación de inercia síncrona mediante mediciones fasoriales a sistemas de potencia.

En el Capítulo 3 se presenta la metodología propuesta, en donde se proponen las distintas maneras de estimar la inercia síncrona mediante las mediciones fasoriales, además de la comparación de métodos para calcular el ROCOF, una comparativa de metodologías para detección del evento y una alternativa de aminorar problemas de baja inercia implementando condensadores síncronos.

En el Capítulo 4 se presentan dos sistemas de prueba con diferentes escenarios de desbalance de carga. Los resultados obtenidos con las simulaciones son comparados con otras metodologías actuales para evaluar el desempeño del algoritmo propuesto.

En el Capítulo 5 se mencionan las conclusiones y resultados obtenidos en este trabajo de tesis, además de definir las recomendaciones para trabajos futuros.

## **CAPÍTULO 2**

### **ESTABILIDAD DEL SEP**

#### **2.1 Introducción**

Una cualidad de los sistemas eléctricos de potencia reales es el constante cambio que hay dentro de cada uno. La conexión y desconexión de cargas, fuentes o líneas implican un cambio topológico en la red, en donde constantemente la potencia que fluye por las líneas de transmisión va cambiando en magnitud (inclusive en sentido) según lo requiera el sistema.

A estos cambios inherentes del sistema se les conoce también como desbalances de carga debido al cambio en los requerimientos de potencia de la red, dicho fenómeno permite el estudio del comportamiento en operación del sistema, es decir, el comportamiento dinámico del sistema, el cual está íntimamente ligado a la respuesta de los generadores ante eventos.

Ya que analizar la estabilidad de un sistema de potencia es similar a analizar la estabilidad de cualquier sistema dinámico, es posible definir y clasificar la estabilidad en cuanto a sistemas de potencia se refiere en base a fundamentos matemáticos que estudian la estabilidad de un sistema dinámico, pero realmente es más práctico la clasificación en cuanto a los fundamentos físicos sin olvidar los fundamentos matemáticos.

A continuación, se abordan los tópicos de estabilidad en cuanto al estudio relacionado con la inercia se refiere.

## 2.2 Definición y clasificación de estabilidad

La *estabilidad* en el análisis de sistemas eléctricos de potencia se define generalmente como la propiedad de un sistema de potencia que le permite mantener un estado de equilibrio bajo condiciones operativas normales y recuperar un estado de equilibrio aceptable después de estar sujeto a un disturbio. La *inestabilidad* en el análisis de sistemas eléctricos de potencia puede ser manifestada de muchas formas dependiendo de la configuración del sistema y modo operativo. Tradicionalmente, el problema de estabilidad ha sido el de mantener la operación síncrona. Ya que los sistemas de potencia dependen de las máquinas síncronas para la generación de energía eléctrica, una condición necesaria para satisfacer la operación del sistema es que todas las máquinas síncronas se mantengan en *sincronía* [8].

Para hacer una clasificación de estabilidad se puede ver de distintas maneras, dentro de la literatura donde se propone una clasificación se puede llegar a la siguiente conclusión:

Realizar una clasificación por el tipo de evento que se suscite en el sistema no es una opción viable, ya que un evento puede conllevar otro más o inclusive, muchos más. También se debe considerar que realizar una clasificación basada en las repercusiones en el sistema no es viable, ya que son bastantes los eventos que puedan causar un cambio en el sistema de potencia.

En la Figura 1 se da una clasificación propuesta en [8] donde los criterios de clasificación son:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad como lo indica la variable principal del sistema en la que se puede observar la inestabilidad.
- El tamaño de la perturbación considerada, que influye en el método de cálculo y

predicción de estabilidad.

- Los dispositivos, procesos y el período de tiempo que deben tenerse en cuenta para evaluar la estabilidad.

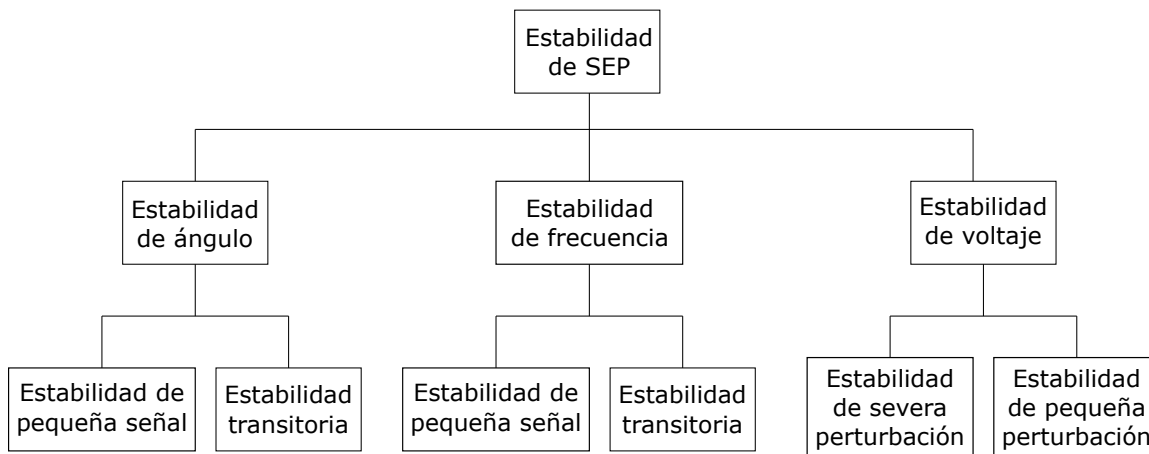


Figura 1. Clasificación de estabilidad.

### 2.2.1 Estabilidad de ángulo

La estabilidad de ángulo-rotor se refiere a la habilidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado para permanecer en sincronía después de estar sujeto a un disturbio. Esto depende de la habilidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad puede ocurrir con el incremento de las oscilaciones angulares de algunos generadores llevando a la pérdida de sincronismo con otros generadores, este tipo de estabilidad se considera de periodo corto [15].

La estabilidad del ángulo del rotor de pequeña señal se relaciona con la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo en pequeñas perturbaciones. Se considera que las perturbaciones son lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema para fines de análisis [7, 16].

La estabilidad del ángulo del rotor transitoria, tiene que ver con la capacidad del

sistema de energía para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema resultante implica grandes excursiones de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación de ángulo de potencia no lineal. El período de tiempo de interés en los estudios de estabilidad transitorios suele ser de 3 a 5 segundos después de la perturbación. Puede extenderse a 10-20 segundos para sistemas muy grandes con cambios dominantes entre áreas [15].

### 2.2.2 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener una frecuencia constante después de un evento grave del sistema que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Depende de la capacidad de mantener / restaurar el equilibrio entre la generación del sistema y la carga, con una pérdida de carga mínima no intencional. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen al disparo de unidades generadoras y / o cargas [15].

Las alteraciones severas del sistema generalmente resultan en grandes desviaciones de frecuencia, flujos de potencia, voltaje y otras variables del sistema, invocando las acciones de procesos, controles y protecciones que no se modelan en estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje. Estos procesos pueden ser muy lentos, como la dinámica de la caldera, o solo activarse para condiciones extremas del sistema, como los generadores de disparo de protección de volts/Hz. En los grandes sistemas de potencia interconectados, este tipo de situación se asocia más comúnmente con las condiciones posteriores a la división de los sistemas en islas. La estabilidad en este caso es una cuestión de si cada isla alcanzará o no un estado de equilibrio operativo con una mínima pérdida involuntaria de carga. Está determinado por la respuesta general

de la isla como lo demuestra su frecuencia media, en lugar del movimiento relativo de las máquinas. En general, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con deficiencias en las respuestas de los equipos, una coordinación deficiente de los equipos de control y protección o una reserva de generación insuficiente. Ejemplos de tales problemas se informan en las referencias [17–20]. En sistemas insulares aislados, la estabilidad de frecuencia podría ser motivo de preocupación por cualquier perturbación que cause una pérdida de carga o generación relativamente significativa [21].

### 2.2.3 Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener voltajes constantes en todos los buses en el sistema después de haber sido sometido a una perturbación de una condición de operación inicial dada. Depende de la capacidad de mantener/restablecer el equilibrio entre la demanda de carga y el suministro de carga del sistema de potencia. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de una caída progresiva o aumento de los voltajes de algunos buses. Un posible resultado de la inestabilidad del voltaje es la pérdida de carga en un área, o la desconexión de las líneas de transmisión y otros elementos por sus sistemas de protección que conducen a interrupciones en cascada. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede resultar de estas interrupciones o de condiciones de operación que violan el límite de corriente de campo [22].

La estabilidad del voltaje de severa perturbación se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes constantes después de grandes perturbaciones tales como fallas del sistema, pérdida de generación o contingencias de circuito. El período de estudio de interés puede extenderse de unos pocos segundos a decenas de minutos [15].

La estabilidad del voltaje de pequeña perturbación se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes constantes cuando se somete a pequeñas perturbaciones,

como cambios incrementales en la carga del sistema. Asumiendo condiciones apropiadas las ecuaciones del sistema se pueden linealizar para el análisis, lo que permite que el gasto computacional sensible arroje información útil para identificar los factores que influyen en la estabilidad. Por lo tanto, una combinación de análisis lineales y no lineales se utiliza de manera complementaria [23, 24].

## **2.3 Inercia**

### **2.3.1 SEP tradicionales y futuros**

Un sistema de potencia en sí es un sistema dinámico, los flujos de potencia varían con la demanda de la red para que el suministro de energía sea constante, asimismo la constante adición de cargas (domesticas, industriales, etc.) y de generación (plantas termoeléctricas, eólicas, fotovoltaicas, etc.) hacen que el sistema cambie tanto en operación interna de la red como topológicamente hablando.

Gracias a la invención e implementación de la tecnología por semiconductores del siglo pasado a los sistemas de potencia han emergido otras líneas de investigación, una de ellas es la llamada electrónica de potencia. Esta línea de investigación ha dado lugar a diversos componentes que ahora están arraigados en cualquier sistema cuyo propósito sea desplazar la generación convencional.

En la Figura 2 se puede apreciar como es que en los SEP tradicionales la generación estaba modelada por máquinas síncronas, que bien podían ser plantas termoeléctricas, nucleoelectricas o hasta hidroeléctricas. Todos estos tipos de generación eran modelados de la misma forma ya que su principio de funcionamiento consiste en encontrar una manera de impulsar una turbina conectada a un generador síncrono. En cuanto a la transmisión de energía eléctrica, tradicionalmente se empleaban líneas de transmisión de AC convencionales.



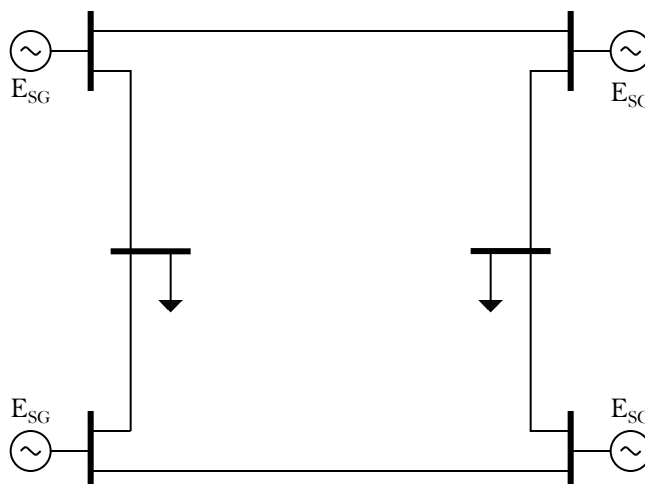


Figura 2. SEP tradicional.

Con el desarrollo e implementación de electrónica de potencia en los sistemas de potencia múltiples dispositivos han entrado en uso, tales como rectificadores, inversores y convertidores. Gracias a estos dispositivos ha sido posible la creación de enlaces de transmisión en corriente directa (HVDC), incorporación de energía fotovoltaica (PV), eólica y energía almacenada a la red. En la Figura 3 se muestra como es que los sistemas de potencia son en realidad con la llegada de la electrónica de potencia.

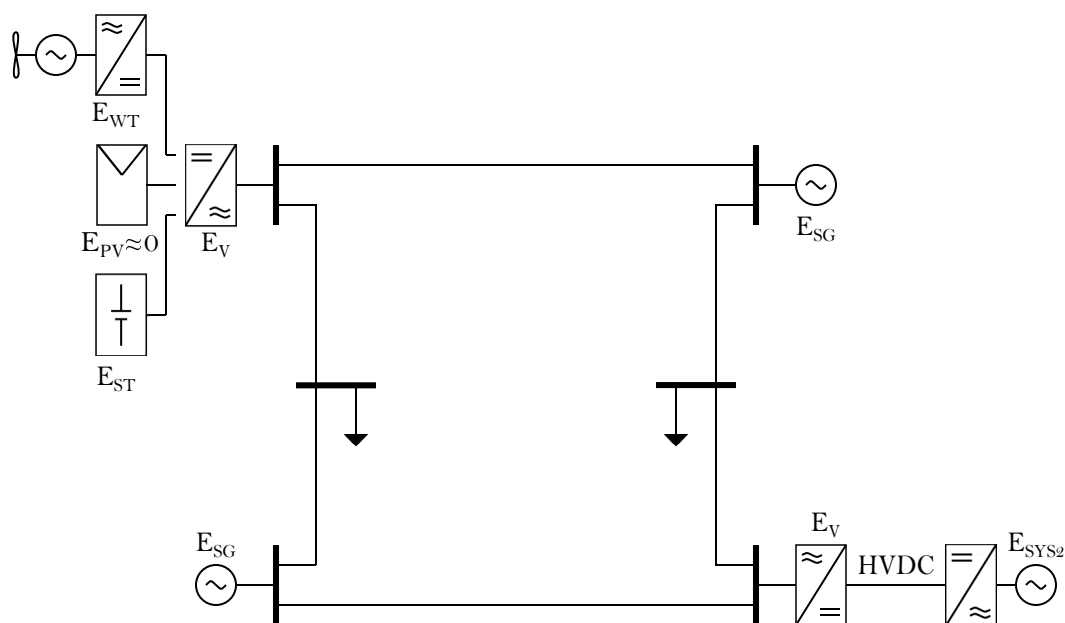


Figura 3. SEP futuros.

### 2.3.2 Definición y descripción del problema

En general el término *inercia* se refiere a la tendencia de un cuerpo a permanecer en su estado de reposo o de movimiento lineal uniforme, y la primera ley de Newton suele llamarse también la ley de la inercia [25].

Haciendo una analogía de la definición anterior se puede llegar a una definición de inercia para los sistemas de potencia tradicionales, en donde los cuerpos que tiendan a mantener su estado de movimiento sean las máquinas rotativas conectadas al SEP y donde su oposición al cambio de velocidad rotativo hace referencia al momento de inercia de sus masas en giratorias.

Respecto a la generación conectada a través de convertidos tales como eólica, fotovoltaica, almacenamiento de baterías, etc. Este tipo de generación no tiene una inercia como se concibe tradicionalmente en los sistemas de potencia, ya que no hay una masa rotativa que provea dicha inercia.

La inercia de sistema se considera como un parámetro muy importante en los análisis de estabilidad ya que la inercia de las masas rotativas de los generadores síncronos determina la respuesta inmediata de la frecuencia ante los desbalances de potencia. Cuando ocurre un cambio de frecuencia, dichas masas rotativas son quienes absorben o entregan energía cinética a la red para contrarrestar las desviaciones de frecuencia [2].

Una consecuencia directa de la tendencia a desplazar a los generadores síncronos es la pérdida de inercia rotacional (síncrona), esto repercute en la estabilidad de la red y su robustez ante los disturbios [26].

Dicho fenómeno causa diversos problemas en cuanto a la operación del sistema ya que la física del SEP es no lineal, de gran escala y tiene múltiples escalas de tiempo

para la dinámica tanto mecánicas como eléctrica. Como resultado el control y el análisis de los sistemas de potencia están basados en otros modelos con distintos niveles de confiabilidad [27].

### 2.3.3 Ecuación de oscilación

Como se ha mencionado anteriormente, la inercia síncrona hace referencia a la energía cinética almacenada en masas giratorias de las máquinas síncronas. Al girar dichas máquinas, se llegó a la conclusión de que el torque acelerante que se presenta es debido a la interacción de dos fuerzas existentes en el sistema: la fuerza mecánica y la fuerza eléctrica, las cuales por naturaleza se oponen en cuanto a la dirección de rotación [8]:

$$\tau_a = \tau_m - \tau_e \quad (1)$$

en la Figura 4 Se muestra el esquema convencional de una máquina síncrona, donde se aprecia como es la disposición de los torques mecánicos y eléctricos, así como su interacción con el torque acelerante (rotación). Entonces, cuando la máquina síncrona se comporta como generador el resultado de  $\tau_a$  es positivo y al comportarse como motor  $\tau_a$  es negativo.

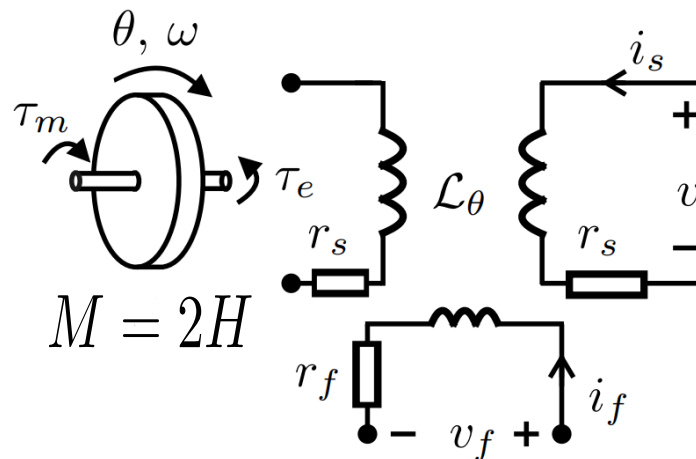


Figura 4. Esquema de máquina síncrona.

El torque acelerante es debido al momento combinado de inercia del generador y la turbina:

$$\tau_a = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2)$$

la ecuación anterior al ser normalizada en términos de unidades por unidad se puede definir una constante de inercia  $H$ , la cual expresa en cuanto tiempo la máquina síncrona puede entregar toda su energía almacenada, aunque también se puede interpretar como la energía que puede ser entregada por cantidad de potencia aparente, ya que no se espera que una máquina síncrona entregue toda su energía cinética para efectos de operación de SEP's.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{S_{base}} \quad (3)$$

el momento de inercia de una máquina síncrona en términos de  $H$  se expresa de la siguiente manera:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_{base} \quad (4)$$

realizando una sustitución de (2) y (4) en (1) se puede plantear que:

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = \tau_m - \tau_e \quad (5)$$

ordenando los términos podemos llegar a la siguiente expresión:

$$2H \frac{d}{dt} \left( \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{(\tau_m - \tau_e) \omega_{0m}}{S_{base}} \quad (6)$$

podemos definir el torque base para que la expresión anterior pueda estar en términos de *por unidad*, ya que así es más sencillo el cálculo.

$$\tau_{base} = \frac{S_{base}}{\omega_{0m}} \quad (7)$$

de esta manera podemos definir la ecuación de oscilación tradicional de la siguiente

forma:

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{\tau}_m - \bar{\tau}_e \quad (8)$$

la ecuación anterior es la representación tradicional de la ecuación de oscilación para una máquina síncrona, para propósitos del presente trabajo se modificará su notación de la siguiente manera:  $\bar{\tau}_m$  y  $\bar{\tau}_e$  en realidad hacen referencia a la potencia expresada en *por unidad* ya que en (6) hubo una multiplicación de los torques mecánicos y eléctricos por la velocidad angular nominal del rotor  $\omega_{0m}$ , dicha multiplicación de torque y velocidad angular produce una potencia [28], y al estar dividido entre la potencia base del sistema resulta en potencias *por unidad*, de esta manera:

$$P = \frac{dW}{dt} = \tau \omega \quad (9)$$

además, el término  $\bar{\omega}_r$  hace referencia a la velocidad angular eléctrica del rotor en *por unidad*, es decir, adimensional, por lo que el término de la derivada de la velocidad angular eléctrica es, de igual manera, la derivada de la frecuencia eléctrica.

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{d}{dt} \left( \frac{2\pi f_m}{2\pi f_{0m}} \right) = \frac{d\bar{f}_r}{dt} \quad (10)$$

teniendo estas consideraciones en cuenta podemos reescribir la ecuación de oscilación en *por unidad* de la siguiente forma:

$$2H \frac{d\bar{f}_r}{dt} = \bar{P}_m - \bar{P}_e \quad (11)$$

### 2.3.4 Centro de inercia

Con (11) se muestra la interacción de las energías mecánicas y eléctricas en una sola máquina síncrona, es importante recordar que en la realidad los sistemas de potencia no son exclusivos de una sola máquina síncrona para generar energía eléctrica, a los sistemas de más de un generador síncrono como se muestra en la Figura 5, se les conoce como sistemas multi-máquina.

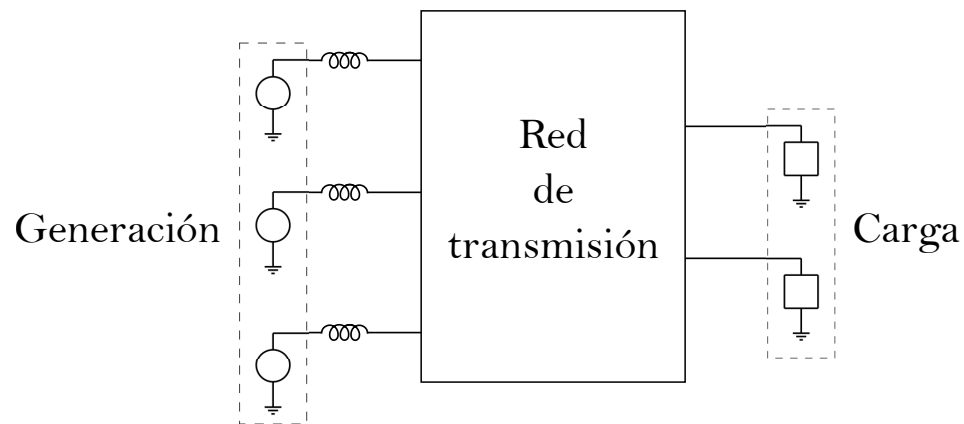


Figura 5. Esquema de sistema multi-máquina.

Al tener un sistema con múltiples generadores síncronos el análisis individual de cada generador resulta ser una tarea ostentosa, razón por la cual se desarrollan nuevos métodos para evaluar la estabilidad del sistema dadas ciertas mediciones.

Un método ampliamente conocido y utilizado para evaluar la estabilidad de un sistema multimáquina es el de definir un *centro de inercia* (COI por sus siglas en inglés), el método para realizar un análisis de estabilidad por centro de inercia está apoyado por los estudios de mecánica de materiales, en donde se define el centro de masa [9]. Con este análisis resulta una frecuencia del centro de inercia, también llamada frecuencia del sistema, y se expresa de la siguiente manera:

$$f_c = \frac{\sum_{i=1}^N H_i f_i}{\sum_{i=1}^N H_{ii}} = \frac{1}{H_T} \sum_{i=1}^N H_i f_i \quad (12)$$

de esta manera, al tener un sistema multi-máquina con una cantidad considerable de máquinas síncronas, se puede analizar una sola frecuencia del sistema para análisis de dinámica. La mayor bondad de este método es: si en un sistema multi-máquina una máquina síncrona con una constante de inercia alta, entregará en una mayor cantidad de tiempo toda la energía cinética que tenga almacenada, es decir, la tasa de cambio de la frecuencia con respecto al tiempo es de orden menor cuando la constante de inercia de la máquina síncrona sea mayor. Esta relación permite que el cálculo de una frecuencia del sistema sea mas preciso si se requiere saber como es que esta operando un sistema multi-máquina.

### 2.3.5 Inercia Virtual

Debido a la preocupación tanto de los proveedores de energía conectada a través de convertidor como de los operadores de red de que las fuentes de generación no convencionales no aporten inercia como lo hacen las maquinas síncronas, se dio a la tarea de encontrar una manera de contrarrestar los cambios abruptos de frecuencia mediante lazos de control en los convertidores, es decir, tratar de imitar lo que haría una máquina síncrona convencional, a esta acción se le conoce como inercia virtual.

En la mayoría de los controladores de inercia virtual imitan a los generadores síncronos, midiendo la tasa de cambio de frecuencia entregan potencia activa [29–31].

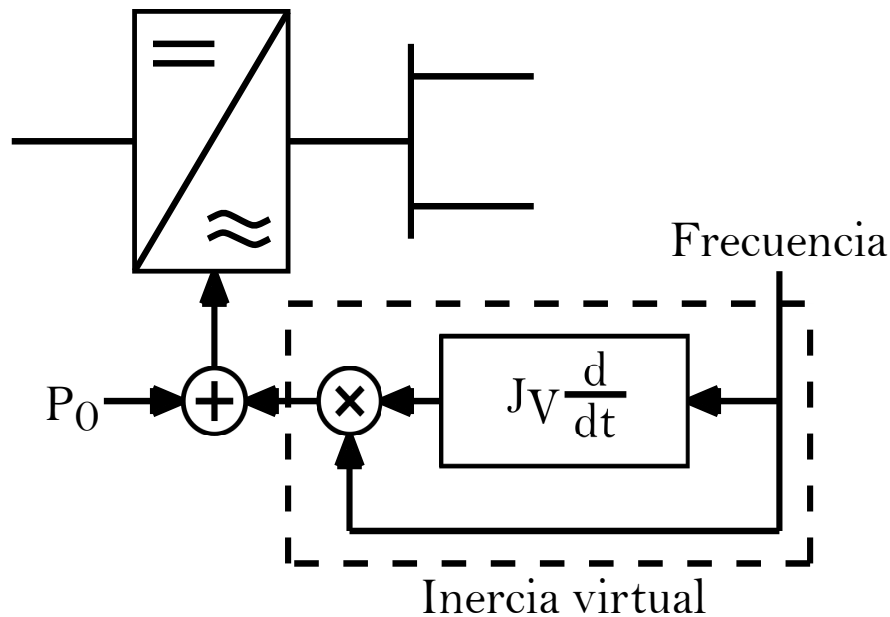


Figura 6. Esquema de inercia virtual convencional.

En la Figura 6 se puede apreciar un esquema básico de inercia virtual, en donde precisa de cambios en la medición de frecuencia en el nodo al cual este conectado. De no existir un cambio en la frecuencia el lazo de control no demandará un cambio en la potencia activa que se este entregando ya que, el controlador imita lo que haría una unidad de generación convencional. Dicha tasa de cambio en la frecuencia que esta siendo censada se ve afectada por una constante  $J_v$  también llamada constante de inercia virtual, la cual se obtiene con simulaciones para conocer el comportamiento requerido de la unidad de generación que se trata durante un evento de cambio de carga. Además, la constante de inercia virtual puede ser modificada fácilmente, esto supone una versatilidad en el desempeño de la unidad generadora no convencional.

Aun así, dicha inercia no contrarresta los cambios de manera física como lo hacen las masas rotativas de las unidades de generación síncrona, pero el uso de inercia virtual si favorece a que la desviación de frecuencia en un lapso debido a un desbalance de potencia entre generación y carga sea menor. Sin embargo, los cambios abruptos de potencia conllevan un cambio abrupto de frecuencia en el mismo instante en que se



inicia el evento, la inercia virtual tiene de manera inherente cierto retraso en la respuesta inercial que trata de imitar, esto conlleva a diferentes preguntas e investigaciones para mejorar dicho aspecto en los controladores de inercia virtual [32].

## 2.4 Mediciones fasoriales

### 2.4.1 Unidades de medición fasorial (PMU)

La transmisión de energía eléctrica convencional está dada por corriente alterna, la cual se refiere a que la magnitud de la corriente varia con respecto al tiempo de forma sinusoidal, generalmente se representa así:

$$i(t) = I_m \cos(\omega t + \phi) \quad (13)$$

donde  $I_m$  es la magnitud máxima de la onda sinusoidal,  $\omega$  es la frecuencia angular de la señal y  $\phi$  es el desfase que tiene la señal respecto a la referencia dada.

Sin embargo, en un sistema de potencia donde se encuentran distintas respuestas de corriente y voltaje con distintos valores tanto de magnitud, frecuencia y desfase la resolución de estas variables en un cálculo de flujos resulta extenuante y difícil de trabajar. Debido a estos problemas que supone trabajar con la representación convencional de una onda sinusoidal se han empleado diversos métodos para una simplificación, siendo la más empleada el cambio de dominio del tiempo a una representación fasorial (compleja), usando la fórmula de Euler, esta representación compleja abreviada recibe el nombre de *fasor*. En la Figura 7 se puede apreciar cómo es la equivalencia en la representación sinusoidal (tiempo) y la representación fasorial. Cabe destacar que en la representación fasorial puede ser indicado tanto por una coordenada real e imaginaria (rectangular) o por la magnitud y ángulo (polar).

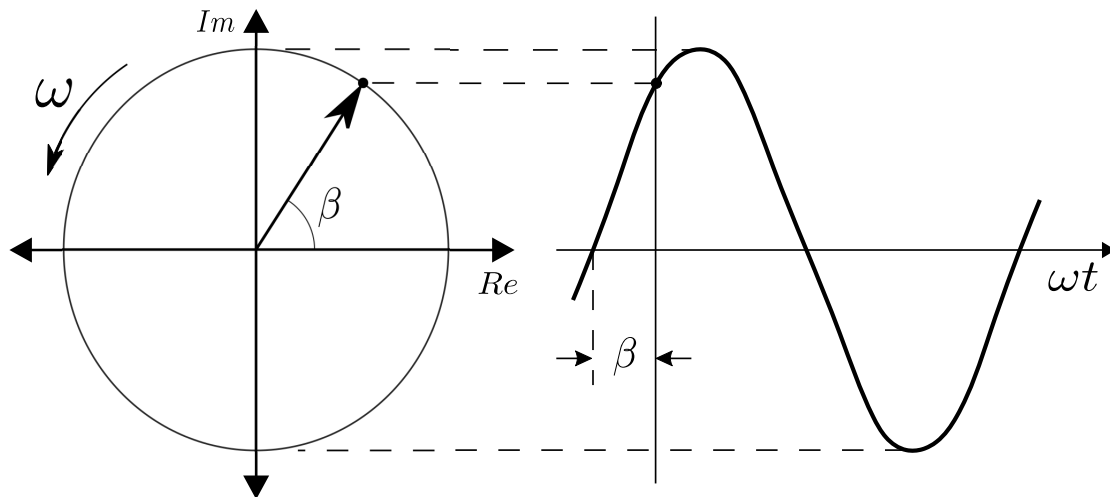


Figura 7. Esquema representacion fasorial-sinusoidal.

Lo anterior hace referencia a la representación de un sistema trifásico desbalanceado en componentes simétricas, ahora bien, el uso de dichas componentes simétricas se extiende bastante en la vida real, ya que, como se mencionó anteriormente, los sistemas trifásicos no son perfectamente balanceados.

En el área de sistemas eléctricos de potencia, existen estudios llamados *flujos de potencia*, dichos estudios son de gran utilidad e importancia en planeación y diseño de sistemas eléctricos de potencia futuros, así como en la determinación de las condiciones propicias de operación de algún sistema ya existente. Comúnmente la finalidad de estos estudios es la magnitud y ángulo de *fase* del voltaje en cada nodo, así como el comportamiento de las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea de transmisión [33].

Cabe recalcar la finalidad de dichos estudios, específicamente en la magnitud y ángulo de fase del voltaje por nodo, ya que al hacer un estudio de flujos de potencia dichos fasores de voltaje que se obtienen son los voltajes en componente positiva, y para el cálculo del flujo de potencias las razones de usar dicha componente son las siguientes:

- La secuencia cero es la suma algebraica de lo que sucede en el cable neutro del sistema trifásico, en el diseño se espera que dicha componente sea cero siempre. Generalmente para las redes de transmisión trifásicas el neutro no se lleva en la línea, ya que el arreglo de transformadores estrella o delta permite no emplear dicho cable extra, lo que lleva a un ahorro económico en la línea y, además, el propósito de los flujos de potencia es precisamente conocer cómo es que las potencias (activa y reactiva) fluyen a través de las fases y no del neutro.
- La secuencia negativa hace referencia a la misma topología de la red, pero suponiendo que las unidades de generación no aportan nada, dichas unidades de generación son las responsables de las diferencias de potencial (magnitud y ángulo) en los buses, que causa el flujo de potencias a través de la red eléctrica. Además, la diferencia entre secuencias positiva y negativa es la presencia de las unidades de generación.
- La secuencia positiva, tiene la misma secuencia *abc* (rotación fasorial) que la red original. Por lo tanto, si la red *abc* estuviera balanceada, solo existiría la secuencia positiva.

Para un correcto funcionamiento de un sistema de potencia de escala considerable, tal como un país entero, es preciso obtener una correcta medición fasorial de los nodos que son de interés, tales como las centrales de generación principales del sistema, y las cargas principales o de mayor demanda.

Esta necesidad dio como resultado la implementación de un sistema llamado *control de supervisión y adquisición de datos* (SCADA por sus siglas en inglés), dicho sistema si bien fue bastante útil para el análisis del sistema de potencia en el que estuviera instalado, durante la operación y control del mismo se mantenían bastantes retos para lograrlo. La razón principal de esto es que el muestreo de dichos sistemas era del orden de 2-5 segundos, dicho tiempo de muestreo no era suficiente para visualizar lo que sucede en la

dinámica de los sistemas de potencia.

Otra limitante de los sistemas SCADA era la desincronización de los nodos censados, es decir, el muestreo de datos no se capturaba al mismo tiempo, por lo que dicho desfase provocaba que los datos no fueran lo suficientemente precisos para aplicar el control y operación que se deseara en el sistema.

El empleo de mediciones fasoriales resultó bastante útil para la invención de diversos dispositivos que hoy en día están desplazando en gran medida a los sistemas SCADA. El origen de dichas mediciones se puede decir que es el desarrollo de los *relés de distancia por componentes simétricas* (SCDR por sus siglas en ingles), los cuales empleaban componentes simétricas de voltajes y corrientes ya que, en vez de usar 6 ecuaciones de un sistema trifásico, usaban solo una usando el método de componentes simétricas. Después a principio de 1980 el despliegue masivo de los satélites GPS en el mundo con motivos de *sincronía* en el tiempo de muestreo resulto un avance significativo para el desarrollo de la tecnología de **sincro-fasores**, es decir, mediciones fasoriales sincronizadas. Todo lo anterior dio como resultado que en dicha década en los laboratorios de investigación en sistemas de potencia en Virginia Tech se hiciera el primer PMU experimental [34].

Las *unidades de medición fasorial* (PMU por sus siglas en ingles) se define como un equipo que produce estimaciones de fasores sincronizados, de frecuencia y de variación de frecuencia (ROCOF) a partir de señales de voltaje y/o corriente y una señal de sincronización horaria o temporal [14].

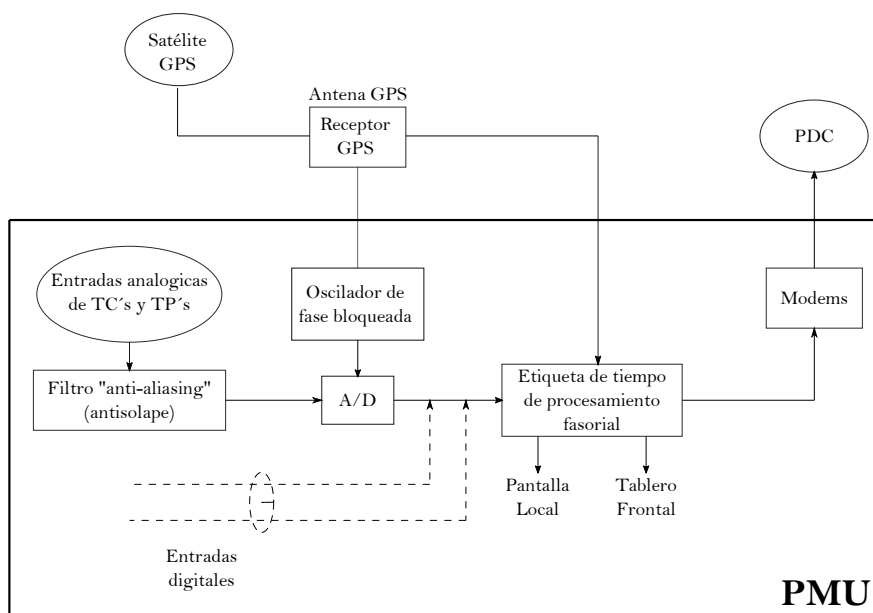


Figura 8. Esquema básico de un PMU.

En la Figura 8 se muestra el esquema de funcionamiento básico de un PMU. Como entradas se tienen las señales brindadas por los transformadores de corriente y potencial (TC's y TP's), además de entradas digitales, tales como el muestreo deseado en la operación del PMU.

Las entradas de corriente y voltaje son dispuestas a un filtro anti-solape antes de ser procesadas, de un satélite GPS se obtiene la señal de muestreo en tiempo, donde el PMU se apoya en un oscilador de fase bloqueada para pasar de analógico a digital.

Una vez que se procesan las señales digitalmente es posible el procesamiento del sincrofasor en una huella de tiempo, la salida del mismo es llevada a la pantalla local del dispositivo y además, a un *concentrador de datos de fase* (PDC por sus siglas en ingles).

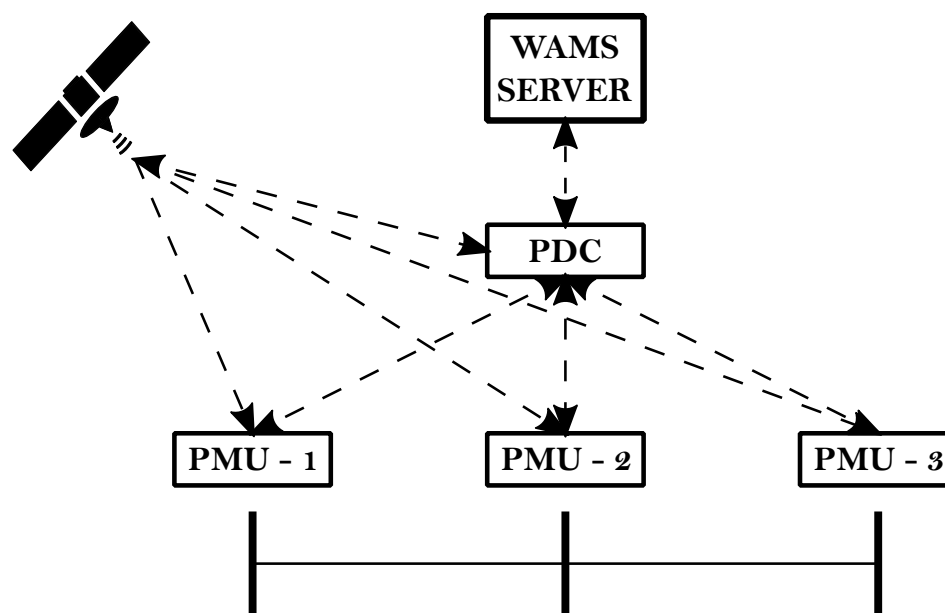


Figura 9. Esquema de funcionamiento PMU-PDC-WAMS.

Los concentradores (PDC) son de gran importancia, ya que se encargan de reunir los datos brindados por los PMU para posteriormente realizar el *monitoreo de área amplia* (WAMS por sus siglas en inglés). En la Figura 9 se muestra como los PMU localizados en nodos distintos y apoyados por un satélite GPS envían las señales fasoriales a los PDC y posteriormente se realiza el monitoreo del sistema.

La importancia de los satélites GPS radica en que los PMU localizados en distintos nodos de la red pueden estar separados por cientos de kilómetros y aun así pueden estar sincronizados con un error en la huella de tiempo mínimo (alrededor de  $1 \mu s$ ) [35].

El desarrollo de este tipo de dispositivos con una capacidad de muestreo significativamente mayor a la tecnología que se empleaba antes trajo consigo el desarrollo e implementación de métodos y algoritmos que actualmente se emplean para protección, detección de fallas y operación del sistema.

Con la creación de PMU's y la comercialización era necesario un estándar para los fabricantes. Así pues, el estándar IEEE 1344 se completó en 1995, en dicho estándar se

definían los sincrofasores como señal de salida de los PMU [36].

Posteriormente en 2005 se realizó el estándar C37.118-2005 el cual tuvo una revisión completa muy detallada del desempeño esperado por los PMU en el sistema de potencia donde estén localizados, los puntos mas destacables del protocolo son los siguientes [37]:

- Describe un estándar de medición, así como el método de cuantificar las mediciones.
- Método de realizar las pruebas a los equipos.
- Requerimientos para verificar la precisión del equipo.
- Describe el formato de transmisión de datos.
- Describe el protocolo de comunicación de datos en tiempo real.

En diciembre de 2011 se publico una nueva versión del estándar, siendo el estándar vigente hasta el día de hoy, en donde se particionaba en dos partes:

- C37.118.1-2011 trata el tema de la estimación del fasor.
- C37.118.2-2011 trata sobre el protocolo de comunicación.

Cabe destacar que este protocolo divide los PMU en dos tipos según su uso:

- Tipo M (Medición): Con requerimientos similares a los del estándar original del 2005, se emplean principalmente para la medición del estado estable.
- Tipo P (Protección): Siendo más flexible en ciertos requerimientos en cuanto al rendimiento, ya que su uso es para capturar el comportamiento dinámico del sistema.

Este último estándar tiene diversas contribuciones, siendo las siguientes las más notables [38]:

- Redefinir el concepto de “fasor absoluto” referido a los GPS y a la frecuencia nominal absoluta, así como a la huella de tiempo.
- Introduce el concepto de “error total del vector” (TVE por sus siglas en ingles) para cuantificar el error de medición fasorial.
- Introduce el procedimiento de prueba de cumplimiento del PMU.

El método que se emplea para estimar el fasor es mediante una ventana de tiempo, como se ilustra en la Figura 10. Una señal sinusoidal que este avanzando en el tiempo, se determina una “ventana” de datos que se estarán censando y procesando con cada entrada de datos para estimar el fasor correspondiente. Cuando un dato nuevo entra a la ventana, los demás datos se desplazan para posteriormente eliminar el último dato registrado.

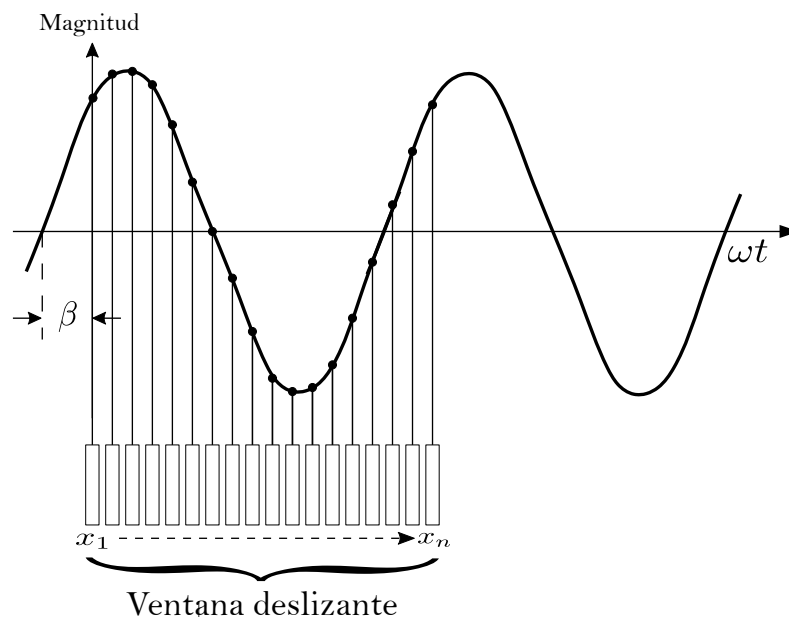


Figura 10. Ventana deslizante.

El método más común de obtención del fasor es el cálculo a través de la transformada discreta de Fourier (DFT) [34]. En el estándar C37.118.1-2011 se puede encontrar la Tabla 1 en donde se muestran las posibles frecuencias de muestreo que pueden tener los PMU según la frecuencia de operación del sistema, cabe recalcar que a mayor cantidad



TABLA 1

Frecuencias de muestreo del estándar C37.118.1-2011

Frecuencia del sistema (Hz)	50			60					
Muestras por ciclo	10	25	50	10	12	15	20	30	60

de muestras por ciclo, mayor será el requerimiento computacional del PMU.

Otra de las cualidades de los PMU es la observabilidad, es decir, que un PMU dispuesto en un nodo del sistema es capaz de observar los nodos aledaños a él, por lo tanto, no es necesario tener todos los nodos de un sistema con un PMU. Es posible tener todo el sistema observable con solo unos PMU desplegados en puntos clave del sistema que estén entregando sus mediciones fasoriales.

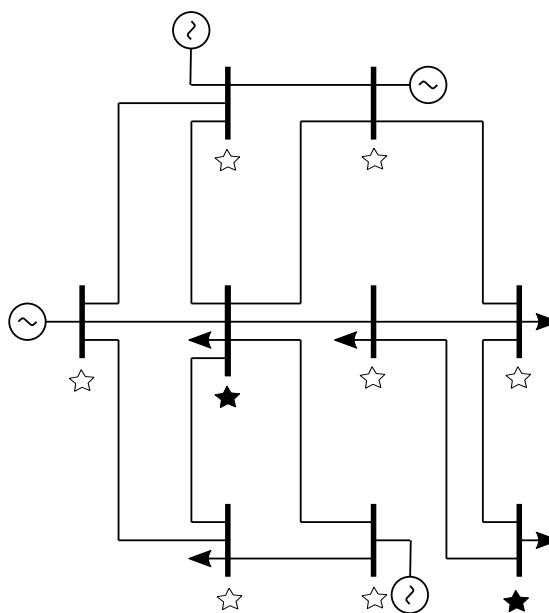


Figura 11. Ejemplo de observabilidad de los PMU.

Como se puede apreciar en la Figura 11, en un sistema de 9 nodos no es necesario desplegar 9 PMU sino solo 2 (estrellas negras), y los otros 7 nodos del sistema son observables por estar aledaños a los PMU en sitio (estrellas blancas).

### 2.4.2 Métodos de estimación de frecuencia

Hasta ahora se ha visto la importancia de el uso de componentes simétricas para estimar parámetros de interés dentro del sistema de potencia que se requiera analizar. El desarrollo matemático tradicional para expresar un fasor tiene una consideración importante, el sistema de potencia opera a una frecuencia única.

Esta práctica se realiza como una simplificación en los métodos de obtención fasorial en los nodos. Una vez que se conocen los fasores pertinentes en estudios de flujos de potencia es posible estimar la frecuencia de los nodos analizando la señal mediante métodos de estimación de frecuencia, que también será de utilidad para conocer el ROCOF de cada nodo.

A continuación, se presentan los métodos mas populares para extraer la frecuencia a partir de la señal de voltaje [39]:

#### 1. Ajuste de puntos a la ecuación de onda sinusoidal pura

En este método (APSW por sus siglas en ingles) se hace uso de tres muestras consecutivas de la señal de voltaje, dichas muestras deben estar desplazadas por un período de muestreo  $\Delta t$ . La frecuencia fundamental se estima de una señal sinusoidal pura comparada con la señal presente.

$$\cos(2\pi f \Delta t) = \frac{V_{n-2} + V_n}{2V_{n-1}} \quad (14)$$

Así pues, la frecuencia se estima de la siguiente forma:

$$f = \frac{1}{2\pi \Delta t} \cos^{-1} \left( \frac{V_{n-2} + V_n}{2V_{n-1}} \right) \quad (15)$$

de (15) hay una variable que afecta en gran medida al valor de la frecuencia estimada,

ya que el valor que tome  $V_{n-1}$  puede producir errores en la medición en caso de que dicha variable sea de un valor considerablemente pequeño. Por lo que este método se realiza de preferencia con un periodo de medio ciclo para evitar dichos errores.

## 2. Cruce por cero

Este método (ZC por sus siglas en inglés) recibe su nombre debido a que se basa en la estimación del tiempo que realiza la señal en los cruces por cero. El mayor reto es en encontrar precisamente el tiempo en que se realiza el cruce, ya que dependiendo del tiempo de muestreo y la precisión de éste, se podrá encontrar el valor exacto del cruce. Generalmente se hace uso de una linealización de la función entre muestras. A continuación, se muestra la ecuación que define el tiempo de cruce por cero:

$$t_{zc} = \frac{t_{n-1}V_n - t_nV_{n-1}}{V_n - V_{n-1}} \quad (16)$$

dicho método hace uso de la memoria para que después del siguiente cruce por cero se calcule la frecuencia de la siguiente forma:

$$f = \frac{1}{2(t_{zc} - t_{zc \text{ last}})} \quad (17)$$

## 3. Transformada discreta de Fourier

Este método (DFT por sus siglas en inglés) obtiene una representación en el dominio de la frecuencia a partir de una función en el dominio del tiempo con la restricción de que la señal de entrada este discretizada y de duración finita.

La estimación de frecuencia por este método generalmente se realiza de dos formas: Mediante el cálculo de un fasor estacionario cuya velocidad angular relativa a la nominal se va rastreando, o mediante un fasor rotacional calculando su velocidad angular.

El primer método asume que la estimación del fasor que se obtiene mediante algún método recursivo apoyado quizá de alguna ventana deslizante no está rotando. Si la

frecuencia decae de su valor nominal, el fasor empezará a rotar con una velocidad relativa a su desviación de frecuencia. La expresión matemática que define dicho comportamiento es la siguiente:

$$f = f_b + f_r \quad (18)$$

donde  $f_b$  es la frecuencia nominal del sistema en estado estable y  $f_r$  es la desviación de frecuencia durante algún transitorio. La frecuencia relativa puede ser expresada de la siguiente forma:

$$f_r = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta t} \quad (19)$$

donde  $\alpha_n$  y  $\alpha_{n-1}$  son los ángulos del fasor calculados en la muestra  $n$  y  $(n - 1)$  respectivamente y  $\Delta t$  es el tiempo de muestreo.

El segundo método asume que el fasor que se estime es un vector rotativo. Por lo que la estimación de frecuencia se realiza diferenciando la posición angular del fasor que está rotando:

$$f = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta t} \cdot \frac{N}{2\pi} \cdot f_b \quad (20)$$

donde  $N$  es el número de muestras por período de la frecuencia fundamental y  $f_b$  es la frecuencia nominal.

#### 4. Mínimo error cuadrado

Este método (LSE por sus siglas en ingles) parte de la expresión tradicional de una onda senoidal como se muestra a continuación:

$$v(t) = V_m \sin(2\pi f t + \phi) \quad (21)$$

donde, al realizar una sustitución matemática la expresión resulta ser así:

$$v(t) = V_m \cos(\phi) \sin(2\pi f t) + V_m \sin(\phi) \cos(2\pi f t) \quad (22)$$

de la ecuación anterior los términos  $\sin(2\pi f t)$  y  $\cos(2\pi f t)$  son expandidos con series de Taylor de la siguiente manera:

$$v(t) = V_m \cos(\phi) \cdot \alpha + V_m \sin(\phi) \cdot \beta \quad (23)$$

donde  $\alpha$  y  $\beta$  son:

$$\alpha = \sin(2\pi f_0 t) + 2\pi t(f - f_0) \cos(2\pi f_0 t) - (f - f_0)^2 \sin(2\pi f_0 t) \quad (24)$$

$$\beta = \cos(2\pi f_0 t) + 2\pi t(f - f_0) \sin(2\pi f_0 t) - \frac{(2\pi t)^2}{2} (f - f_0)^2 \cos(2\pi f_0 t) \quad (25)$$

en (23) se agrupa de la siguiente manera:

$$v(t) = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \alpha_3 x_3 + \alpha_4 x_4 + \alpha_5 x_5 + \alpha_6 x_6 \quad (26)$$

donde los términos  $x$  hacen referencia a variables que no se conocen relacionados a las variables  $V_m$ ,  $\phi$  y desviación de frecuencia  $(f - f_0)$ , dichos términos son los

siguientes:

$$x_1 = V_m \cos(\phi)$$

$$x_2 = (f - f_0)V_m \cos(\phi)$$

$$x_3 = V_m \sin(\phi)$$

$$x_4 = (f - f_0)V_m \sin(\phi)$$

$$x_5 = (f - f_0)^2 V_m \cos(\phi)$$

$$x_6 = (f - f_0)^2 V_m \sin(\phi)$$

a su vez, los términos  $\alpha$  hacen referencia a variables que si son conocidas relacionados al tiempo de muestreo y frecuencia nominal, dichos términos agrupados son los siguientes:

$$\alpha_n 1 = \sin(2\pi f_0 t_n)$$

$$\alpha_n 2 = 2\pi t_n \cos(2\pi f_0 t_n)$$

$$\alpha_n 3 = \cos(2\pi f_0 t_n)$$

$$\alpha_n 4 = 2\pi t_n \sin(2\pi f_0 t_n)$$

$$\alpha_n 5 = -\sin(2\pi f_0 t_n)$$

$$\alpha_n 6 = -2\pi^2 t^2 \cos(2\pi f_0 t_n)$$

donde  $t_n = (n - 1)\Delta t$ .

Cuando se muestrea una señal de voltaje con cierto período de muestreo  $\Delta t$ , generalmente se usa una ventana deslizante, la cual precisa de una memoria (buffer) que puede ser llenada con  $n$  muestras de voltaje, para determinar un set de ecuaciones puede ser de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} v(0) \\ v(1) \\ \vdots \\ v(n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{01} & \alpha_{02} & \alpha_{03} & \alpha_{04} & \alpha_{05} & \alpha_{06} \\ \alpha_{11} & \alpha_{12} & \alpha_{13} & \alpha_{14} & \alpha_{15} & \alpha_{16} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \alpha_{n3} & \alpha_{n4} & \alpha_{n5} & \alpha_{n6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_6 \end{bmatrix} \quad (27)$$

la desviación de frecuencia se obtiene de la siguiente manera:

$$(f - f_0) = \Delta f = \frac{x_2}{x_1} = \frac{(f - f_0)V_m \cos(\phi)}{V_m \cos(\phi)} \quad (28)$$

entonces la frecuencia exacta se estima de la siguiente manera:

$$f = f_0 + \Delta f \quad (29)$$

Existen numerosos métodos para estimar la frecuencia en los nodos de un sistema de potencia a partir de su señal de voltaje, los mencionados anteriormente son los más empleados en la actualidad.

## 2.5 Metodologías para la estimación de inercia

Dentro de las investigaciones que se han realizado en sistemas de potencia hasta la actualidad, el área que concentra a las investigaciones de inercia en un sistema se llama dinámica del SEP, esto se debe a que el comportamiento dinámico de un sistema de potencia solo se puede percibir mediante un cambio en el sistema.

Se han realizado diversas investigaciones en lo que concierne a la estimación de la inercia en un sistema de potencia, dentro de los primeros estudios en el tema era de esperarse un estudio *post mortem*, es decir, con eventos registrados en algún sistema de potencia, se recolectaban los datos y en base al estudio dinámico del sistema que se tratase y su comportamiento era posible estimar diversos factores, entre ellos la inercia.

Más adelante con la inclusión y desarrollo de softwares especializados en el tema era posible modelar sistemas de gran escala que no necesariamente existieran, o que serían modificados. Este tipo de estudios tiene la bondad de que no es necesario un análisis post mortem, sino que es posible suponer eventos. Este tipo de métodos trajo grandes ventajas a comparación de los métodos post mortem, ya que una debilidad de los métodos post mortem era que solo disponían de la información registrada.

Con la inclusión de los PMU en sistemas de potencia, es posible realizar diversos estudios en cuanto a la dinámica del SEP, una gran contribución de los métodos por mediciones fasoriales es la posibilidad de estudio en tiempo real, donde se puede prever y analizar el riesgo que corra un sistema de potencia que opere con baja inercia.

A continuación, se describen las metodologías para estimación de inercia más importantes separadas por los criterios anteriores:

### 2.5.1 Métodos post mortem

- En [4] se realizó un procedimiento para estimar la constante de inercia  $M(2H)$  del sistema de potencia de Japón, adicionalmente se calculó la reserva de energía de los generadores del sistema. Con el uso de una aproximación polinomial respecto al tiempo para analizar la señal transitoria de la frecuencia. Para este estudio se analizaron 10 eventos registrados en el sistema de potencia.

$$M \frac{d(\frac{\Delta f}{f_0})}{dt} + K \Delta f = -\Delta P \quad (30)$$

Partiendo de la ecuación (30) en donde se modela el comportamiento de la frecuencia ante un desbalance de potencia, en dicha ecuación se emplea la frecuencia de un centro de inercia.  $\Delta f$  es el cambio en frecuencia (Hz),  $\Delta P$  es el desbalance de potencia (p.u.),  $M$  se le llama a la constante de inercia ( $2H$ ),  $f_0$  es la frecuencia



nominal del sistema (Hz), y  $K$  es la constante característica de potencia/frecuencia del sistema.

Como el desbalance de potencia es un dato conocido (ya que es un análisis post mortem) y el cambio en la frecuencia al inicio de cada evento ( $t = 0$ ) es cero ( $\Delta f = 0$ ), la constante de inercia  $M$  se expresa de la siguiente forma:

$$M = \frac{-\Delta P}{\frac{d(\frac{\Delta f}{f_0})}{dt}} \quad (31)$$

como se mencionó anteriormente, el orden adecuado de la aproximación polinomial es 5 debido a la componente oscilatoria que es particularmente grande. Por lo que la aproximación polinomial se expresa así:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = A_5 t^5 + A_4 t^4 + A_3 t^3 + A_2 t^2 + A_1 t \quad (32)$$

si sustituimos (32) en (31), al derivar la aproximación polinomial y suponiendo que se está en el tiempo de inicio del evento ( $t = 0$ ) se tiene:

$$M = \frac{-\Delta P}{A_1} \quad (33)$$

la aproximación de la constante de inercia supuso una brecha en los estudios de inercia en sistemas de potencia. Cada evento analizado en este artículo obtuvo un valor de constante de inercia  $M$ , por lo que sus resultados concluyeron que la constante de inercia del sistema de potencia de 60 Hz en Japón era de 14 a 18 segundos y que la capacidad de reserva de los generadores era del 20 al 40 % de la carga del sistema.

- En [3] se dio a la tarea de estimar la inercia del consejo de coordinación eléctrica occidental (WECC por sus siglas en ingles), a diferencia de [4] no se requirió el uso de una aproximación polinomial, ya que se uso un transductor de frecuencia a 10

muestras por segundo.

En dicho artículo se muestra como es que la constante de inercia estimada en la WECC es bastante diferente a la estimada en [4], se explica que la razón principal de esto es, que para estimar la constante de inercia en el sistema de potencia de Japón solo se usaron 10 eventos para analizar, a diferencia con la WECC que emplearon 167 eventos registrados.

Esto supuso una pauta en estos tipos de estudio, ya que a partir de dicho artículo los estudios relacionados con la estimación de inercia se basaban en realizar muchas simulaciones o analizar muchos eventos registrados para estimar la inercia. Con el registro de estos eventos el autor propone el uso de una regresión lineal, la cual resultará en una expresión lineal (Figura 12) que denotará el comportamiento de la inercia según el tamaño del desbalance en el sistema de potencia que se analice.

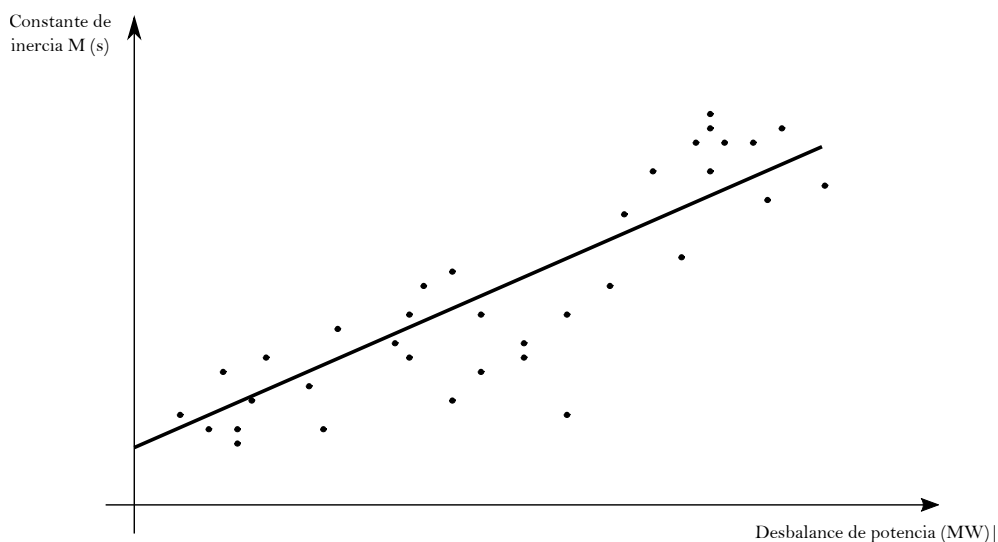


Figura 12. Regresión lineal de potencia/inercia .

### 2.5.2 Métodos por simulación

- En [10] se presenta un método de estimación mediante simulaciones, el cual se basa en la resolución de la siguiente ecuación de oscilación:

$$2H\Delta \frac{df(t)}{dt} = P_m(t) - P_e(t) \quad (34)$$

en donde  $\Delta$  denota el cambio en la derivada de la frecuencia en  $t = 0^+$ .  $H$  como la constante de inercia,  $P_m$  potencia mecánica en el eje del generador y  $P_e$  la potencia eléctrica en el estator del generador.

En la estimación se desarrolla el concepto de inercia disponible en el sistema como la suma de las constantes de inercia de cada generador individual.

La razón por la que en (34) se especifica para  $t = 0^+$  es debido a que la ecuación es válida justo después de que ocurre un desbalance de potencia en el sistema. El método requiere dos datos de entrada: Las mediciones de flujo de potencia activa y mediciones del ROCOF en el punto de conexión del generador.

Para el método propuesto fue necesario modificar (34) ya que, las mediciones de potencia activa son complicadas de obtener en un sistema de potencia complejo, así que la componente  $P_m$  se eliminó resultando la siguiente ecuación:

$$2H \left[ \frac{df(t^+)}{dt} - \frac{df(t^-)}{dt} \right] = P_e(t^-) - P_e(t^+) \quad (35)$$

donde  $t^+$  es el tiempo en donde la primer muestra es tomada después del evento y  $t^-$  es el tiempo en el cual la última muestra fue tomada antes del evento.

Si (35) se usara directamente para calcular la constante de inercia  $H$ , la estimación resultaría muy vulnerable ante el ruido, por lo que se emplean cuatro ventanas deslizantes que darán cuatro datos de salida como se puede apreciar en la Figura 13.

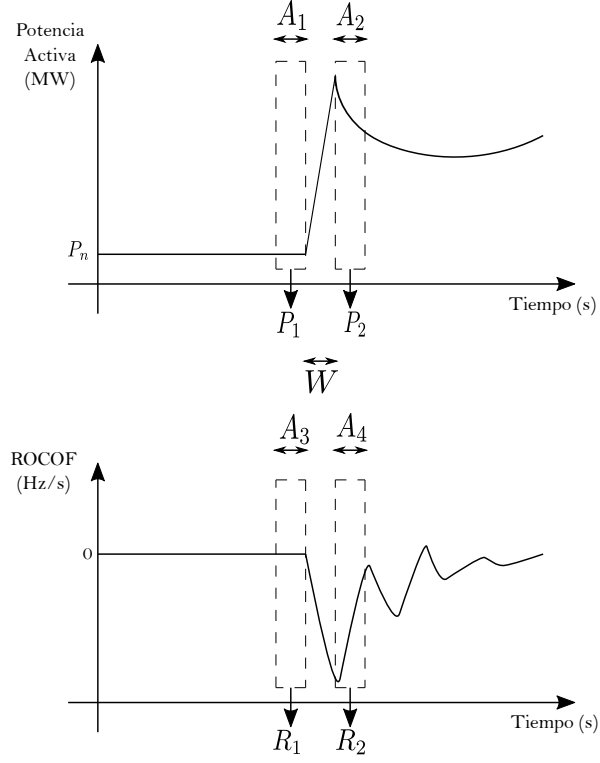


Figura 13. Método de estimación de inercia por cuatro ventanas deslizantes.

$$\begin{aligned}
 P_1 &= \frac{\sum_{i=t_0-A_1}^{t_0} p(i)}{A_1} \\
 P_2 &= \frac{\sum_{i=t_0+W}^{t_0+W+A_2} p(i)}{A_2} \\
 R_1 &= \frac{\sum_{i=t_0-A_3}^{t_0} df/dt(i)}{A_3} \\
 R_2 &= \frac{\sum_{i=t_0+W}^{t_0+W+A_4} df/dt}{A_4}
 \end{aligned} \tag{36}$$

De esta forma la estimación de la constante de inercia  $H$  se realiza acorde a la

siguiente ecuación:

$$H = \frac{1}{2} \frac{P_1 - P_2}{R_2 - R_1} \quad (37)$$

el método fue empleado en el sistema de 39 buses de la IEEE dando como resultado una estimación de la inercia del sistema (como la suma de cada generador) con un porcentaje de error del -4.491 %.

- En [40] se propone una estimación de inercia para un sistema de potencia dado teniendo en cuenta no solo el ROCOF y el cambio en potencia activa, sino además el impacto que tiene el voltaje y el tiempo. Partiendo de la ecuación de oscilación tradicional:

$$2H \frac{df(t)}{dt} = \Delta P(t) \quad (38)$$

en donde la mayoría de los métodos toman el cambio de potencia ( $\Delta P(t)$ ) en la ecuación de oscilación (38) como el cambio de potencia provocado por el disturbio de la siguiente manera:

$$\Delta P(t) = -\Delta P_{dist} \quad (39)$$

teniendo en cuenta que el flujo de potencia total también es función del voltaje, frecuencia y tiempo se añade la función  $h$ :

$$\Delta P(t) = h(f, V, t) - \Delta P_{dist} \quad (40)$$

posteriormente,  $h(f, V, t)$  es remplazado por el término  $R(t)\Delta f(t)$ , por lo que (38) es modificada de la siguiente forma:

$$2H_{est} \frac{df(t)}{dt} = R(t)\Delta f(t) - \Delta P_{dist} \quad (41)$$

en donde  $H_{est}$  es la constante de inercia estimada,  $R(t)$  es una función variante en

el tiempo y  $\Delta f(t)$  es la desviación de frecuencia.

Cuando ocurre un evento de desbalance de potencia en un sistema, existen diversos factores entran en juego, los más relevantes son el voltaje y frecuencia. El término  $R(t)\Delta f(t)$  cumple la función de capturar el comportamiento de dichos factores justo en el momento en que ocurre el evento.

En (41) las variables desconocidas son la inercia estimada ( $H_{est}$ ) y la variable  $R(t)$ , por lo que para llegar a la estimación de la inercia en el sistema se debe calcular  $R(t)$ . Considerando que los datos proporcionados de ROCOF alrededor de un punto ( $t_s$ ) son simétricos o asimétricos, el valor de  $R(t_s)$  puede ser aproximado con el promedio de los valores de  $R(t_{s+i})$ . Al considerar (41) para N puntos del ROCOF alrededor de un tiempo  $t(s)$ , se puede obtener N+1 ecuaciones.

$$\begin{aligned}
 2H_{est} \frac{df(t_{s+i})}{dt} &= R(t_{s+i})\Delta f(t_{s+i}) - \Delta P_{dist} \\
 2H_{est} \frac{df(t_s)}{dt} &= R(t_s)\Delta f(t_s) - \Delta P_{dist} \\
 R(t_s) &= \frac{\sum_{i=-N/2}^{N/2} R(t_{s+i})}{N} \quad (42) \\
 \{i | i \in \mathbb{Z} \wedge -N/2 \leq i \leq N/2 \wedge i \neq 0\}
 \end{aligned}$$

Una vez que se estimó la inercia de cada generador, es posible estimar la inercia actual del sistema con la siguiente expresión:

$$H_{act} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_{B,i}}{\sum_{i=1}^n S_{B,i}} \quad (43)$$

donde  $H_i$  es la inercia individual de cada generador,  $S_{B,i}$  es la potencia nominal del generador  $i$  y  $n$  es el número total de generadores en el sistema de potencia.

El porcentaje de error se estima así:

$$\%error = \frac{H_{est} - H_{act}}{H_{act}} \cdot 100 \% \quad (44)$$

el método propuesto fue implementado en el sistema de 32 nodos de la IEEE teniendo diversos escenarios de simulación con porcentajes de error que van desde 1.28 % hasta 20 %.

### 2.5.3 Métodos por mediciones fasoriales

- En [41] se propone el uso de mediciones fasoriales en un sistema de potencia con una equivalencia de Thévenin para estimar la inercia del sistema. Teniendo cualquier sistema de potencia en donde se conecta un generador  $G_1$  como se muestra en la Figura 14:

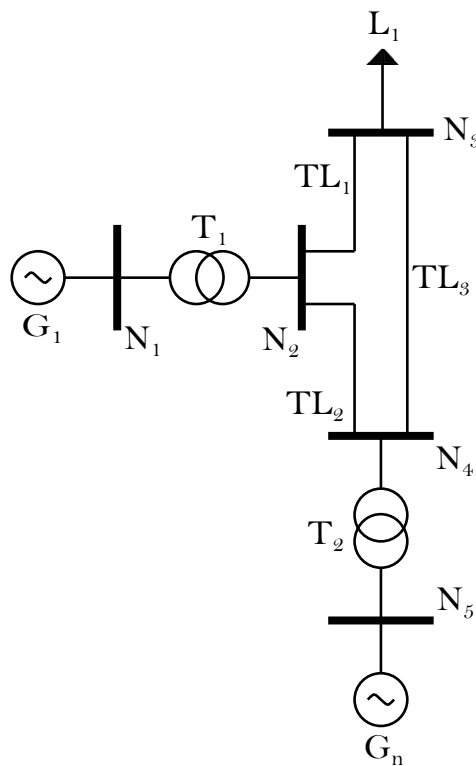


Figura 14. SEP convencional.

Se puede encontrar una equivalencia de Thévenin en las terminales del generador a analizar, en este caso es el generador  $G_1$ , si se reduce el sistema de potencia resulta como la Figura 15.

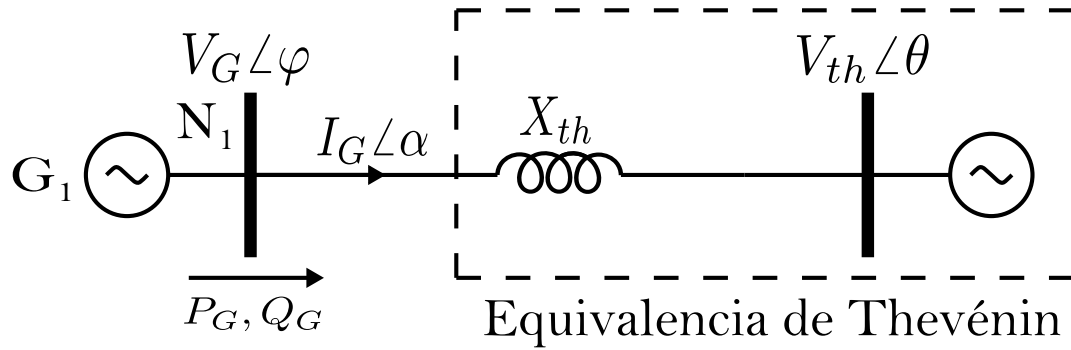


Figura 15. Equivalencia de Thévenin en terminales del generador  $G_1$ .

El objetivo es encontrar el valor de  $X_{th}$  y  $V_{th}$ . La representación fasorial de la Figura 15 resulta así:

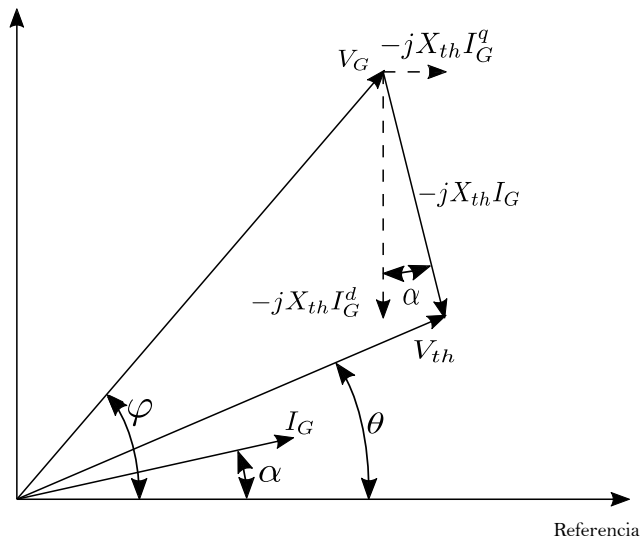


Figura 16. Representación fasorial de la equivalencia de Thévenin.

Si se asume que  $\theta = 0$  debido a que se toma como referencia se puede llegar a lo siguiente:

$$V_G \sin \varphi - V_{th} \sin \theta = X_{th} I_G \cos \alpha \quad (45)$$



$$V_G \cos \varphi - V_{th} \cos \theta = X_{th} I_G \sin \alpha \quad (46)$$

en la Figura 15 se puede apreciar que la potencia activa y reactiva entregada a la red por parte del generador  $G_1$  es:

$$P_G = \frac{V_{th} V_G}{X_{th}} \sin \varphi \quad (47)$$

$$Q_G = \frac{V_G}{X_{th}} (V_G - V_{th} \cos \varphi) \quad (48)$$

de (47) y (48) se puede encontrar el valor de  $V_{th}$  y de  $X_{th}$ :

$$V_{th} = \frac{P_G V_G}{Q_G \sin \varphi + P_G \cos \varphi} \quad (49)$$

$$X_{th} = \frac{V_G^2 \sin \varphi}{Q_G \sin \varphi + P_G \cos \varphi} \quad (50)$$

los valores de potencia activa y reactiva que puede proporcionar un PMU situado en las terminales del generador  $G_1$  se definen de la siguiente manera:

$$P_G = V_G I_G \cos(\varphi - \alpha) \quad (51)$$

$$Q_G = V_G I_G \sin(\varphi - \alpha) \quad (52)$$

una vez que se pueden encontrar los valores de  $P_G$  y  $Q_G$  por parte del PMU es posible calcular el valor de  $X_{th}$  y  $V_{th}$ .

Para estimar la inercia del sistema de potencia se requiere de la ecuación de oscilación y de la inercia equivalente del sistema:

$$\frac{2H_i}{f_n} \frac{df_i}{dt} = (P_m^i - P_e^i)^{pu} = \Delta P_i^{pu} \quad (53)$$

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{2} J_i \omega_s^2 \right)}{\sum_{i=1}^n S_n^i} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_n^i H_i)}{\sum_{i=1}^n S_n^i} \quad (54)$$

sustituyendo  $H_i$  de (53) en (54) resulta:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n S_n^i \left( \frac{f_n \Delta P_i^{pu}}{2 \frac{df_i}{dt}} \right)}{\sum_{i=1}^n S_n^i} \quad (55)$$

$$H_{sys} = \frac{1}{2} f_n \frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\Delta P_i}{ROCOF_i} \right)}{\sum_{i=1}^n S_n^i} \quad (56)$$

el valor de  $H_{sys}$  debe ser calculado inmediatamente de ocurrido el desbalance de potencia y antes de que los sistemas de control del generador como AVR's o el gobernador operen.

- En [1] se introdujo el concepto de *inercia residual*, y en donde se separa del concepto de *inercia síncrona*, siendo esta última la inercia física debida a las unidades de generación convencional y la inercia residual la que causan las unidades de generación renovable.

Si bien los artículos anteriores estimaban la constante de inercia  $H$ , esta no reflejaba del todo lo propenso que era el sistema analizado ante desbalances de potencia, por lo que hablar de inercia de forma separada entre residual y síncrona ayuda bastante en el análisis de sistemas de gran escala.

Partiendo de la ecuación de oscilación convencional:

$$\Delta P_i = - \frac{2H_i S_i}{f_0} \frac{df_i}{dt} \quad (57)$$

teniendo en cuenta que el análisis será para un sistema multi-máquina las sumas de los cambios de potencia activa en cada máquina resultaran en el desbalance de potencia real del sistema:

$$\Delta \hat{P} = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \quad (58)$$

en el método los valores de inercia son multiplicados en cada máquina con su potencia aparente que genera cada una.

$$H_{gen} = \sum_{i=1}^N H_i S_i \quad (59)$$

Posteriormente se calcula la  $H_{Tot}$  la cual hace referencia en la cantidad real de potencia activa en el desbalance y la cantidad de potencia activa que supone el autor, con dicha relación se compara con la  $H_{gen}$ .

$$H_{tot} = \frac{\Delta P}{\Delta \hat{P}} \cdot H_{gen} \quad (60)$$

De esta manera es que el autor determina la inercia residual (expresada en porcentaje) de esta manera:

$$\%H_{res} = \frac{H_{tot} - H_{gen}}{H_{tot}} \cdot 100 \% \quad (61)$$

el método fue probado en simulación del sistema de transmisión de Gran Bretaña en donde realizó 22 eventos de desbalance de potencia, todos los valores de inercia residual fueron promediados hasta dar con el valor de inercia residual del sistema la cual fue de 18.18 %, dichos valores de los 22 eventos fluctuaban desde 8 a 25 %.

## 2.6 Conclusiones

En la actualidad la integración de unidades de generación renovable se esta dando de forma masiva con una tendencia a desplazar las unidades de generación convencionales. En los sistemas de potencia que operan con una mayor dependencia de energías renovables se presentan los problemas asociados a la baja inercia, tales como: disparos de protecciones por baja frecuencia, creación de islas, etc.

El estudio de sistemas eléctricos de potencia dinámicos es de vital importancia ya que, se ha visto que existen distintas metodologías para estimar la inercia síncrona en el sistema, una vez que se pueda estimar dicho valor la regulación en cuanto a la integración de energías renovables será mejor, dando paso a una mejor operación del sistema sin riesgo a que se presenten los problemas antes mencionados.

Se realizo una búsqueda de las metodologías existentes para la estimación de inercia, en general se emplea la ecuación de oscilación para lograr la estimación. Cada método difiere en la obtención de los datos a partir del muestreo seleccionado o la forma en que se obtienen, ya sea por mediciones fasoriales o no.

De las metodologías presentadas, ya sea análisis post mortem o por simulación, se puede apreciar que el uso de las mediciones fasoriales es de gran ayuda para una mejor estimación, ya que con la inclusión de unidades de medición fasorial se percibe de una mejor manera la dinámica del sistema.

## CAPÍTULO 3

### METODOLOGÍA PROPUESTA

#### 3.1 Introducción

Como se ha visto anteriormente, las metodologías que han sido propuestas no están diseñadas para una operación continua, es decir, en *tiempo real*. Un SEP real con penetración de energías renovables puede ser censado continuamente para llegar a una estimación de inercia síncrona y residual, con el objetivo de regularizar la implementación de las unidades renovables en el sistema. La gran ventaja de implementar las mediciones fasoriales es que solo es necesaria la medición en los puntos de generación importantes del sistema, además la inclusión de los PMU en las unidades de generación es cada día más requerida.

En este trabajo se propone un algoritmo para la estimación de inercia síncrona y residual basado en mediciones fasoriales de las unidades de generación en un SEP dado, en donde las unidades de generación renovable estén presentes.

El algoritmo precisa de las mediciones trifásicas para obtener mediciones fasoriales (magnitud, ángulo y frecuencia), a partir de las cuales es posible estimar la inercia síncrona y residual en el sistema de potencia de manera continua, para observar el comportamiento inercial de un SEP ante un desbalance de potencia, así como su relación con los cambios de frecuencia por nodo y el comportamiento del centro de inercia.

En el presente capítulo se describe la metodología aplicada para el desarrollo del

algoritmo propuesto, así como el análisis por etapas descritas en la metodología.

### 3.2 Aspectos importantes

#### 3.2.1 Señales de entrada

Las señales de entrada serán extraídas de los nodos de generación del sistema que se pretenda analizar mediante PMU's ya que se espera trabajar con señales fasoriales, las unidades que se usen para realizar mediciones arrojan las siguientes variables requeridas para el algoritmo propuesto:

- Voltajes en componentes simétricas ( $V_{012}$ )
- Corrientes en componentes simétricas ( $I_{012}$ )
- Frecuencia estimada ( $f$ )
- ROCOF estimado ( $\frac{df}{dt}$ )

Para el algoritmo propuesto es necesario conocer de antemano las constantes de inercia de cada unidad de generación para realizar la estimación de inercia sincrónica y residual.

Cada fabricante de PMU's los opera a distintas frecuencias de muestreo, para el presente trabajo se tomó una frecuencia de muestreo de 2880 Hz (48 muestras por ciclo), ya que con esta cantidad de muestras por ciclo es posible percibir la dinámica del sistema que se estudió.

#### 3.2.2 Ventana deslizante

En [1] se toma el valor máximo alcanzado del ROCOF para llegar al censo de potencias aportadas en cada generador, una vez que se tienen las mediciones de potencia total se realiza el promedio de los diversos eventos a analizar, debido a este procedimiento en

el presente trabajo se propone una ventana deslizante que realizará un filtro promedio a los valores de ROCOF y de potencia activa que se extraen de los nodos censados continuamente, esto con el propósito de que las mediciones constantes del SEP mostrará la dinámica a la cual esta sometido el sistema constantemente, lo cual nos dará un valor de inercia a la cual está operando realmente.

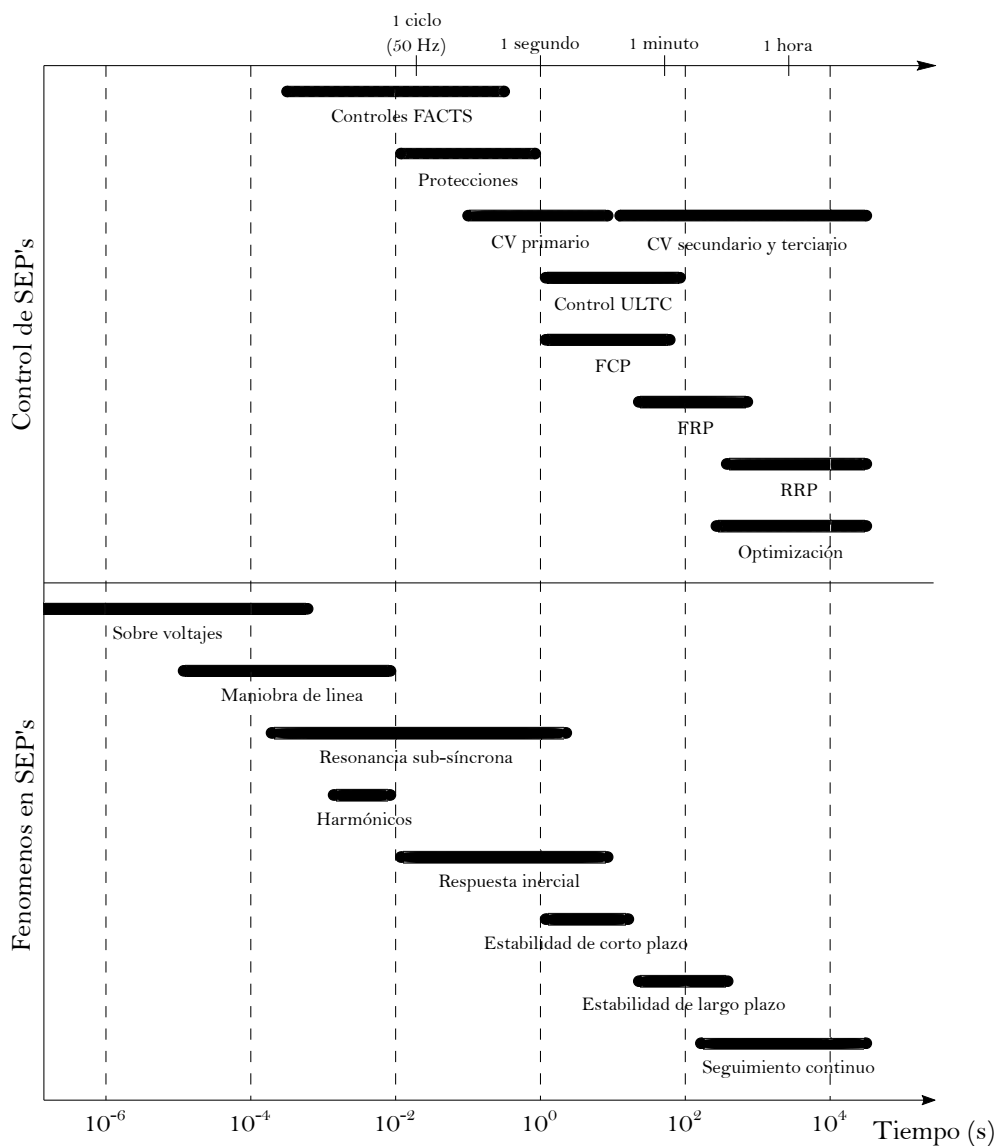


Figura 17. Visión general de fenómenos y control en SEP's en escala de tiempo.

En la Figura 17 se puede observar como es que las respuestas inerciales como

fenómenos de los SEP's se ubican en la escala de tiempo y que algoritmos de control están dentro de su escala de tiempo. En lo que refiere al dominio de la inercia, se puede observar que actúa en escalas de tiempo relativamente cortas que van desde milisegundos hasta decenas de segundos, la relación entre estos fenómenos y la estabilidad de corto plazo es clara, debido a la íntima relación de la inercia con la estabilidad de ángulo mencionada anteriormente [2].

El filtro promedio se realiza con una ventana deslizante de medio segundo, esto acorde a la Figura 17 ya que se elige un tiempo que este dentro del rango de las respuestas inerciales.

### 3.2.3 Detección de evento

Un aspecto importante de la metodología propuesta es la detección del evento, es decir, que el algoritmo sepa distinguir entre un evento de desbalance de potencia a cualquier otro evento que no contemplen los cambios inerciales.

La importancia de detectar el evento correctamente se debe a que (11) solo es válida después de que ocurra el evento, el ROCOF en  $pu$  puede ser descompuesto de la siguiente forma:

$$\frac{2H}{f_0} \frac{df_r}{dt} = \bar{P}_m - \bar{P}_e \quad (62)$$

en donde  $f_0$  no es necesariamente la frecuencia de operación del sistema que se este analizando, sino la frecuencia al ocurrir el evento. Por lo anterior es muy importante detectar el evento lo mas pronto para tener una mejor precisión en la estimación inercial.

En la literatura se puede encontrar un método estadístico llamado análisis de fluctuación de tendencias (DFA por sus siglas en ingles), dicho método es empleado en diversas aplicaciones como medicina, biotecnología, economía e ingeniería debido a que es muy susceptible a los cambios de flujo de datos debido a su funcionamiento.



Para efectuar el método es necesario obtener una muestra delimitada de los datos a analizar, suponiendo una serie de datos  $x_k$  se le resta el promedio de toda la serie ( $\bar{x}$ ) [42].

$$y(k) = \sum_{i=1}^k [x_k - \bar{x}] \quad (63)$$

A la variable  $y(k)$  se le conoce como suma acumulativa, posteriormente la serie de datos es dividida en ventanas no solapadas con  $n$  datos cada una, para cada ventana la tendencia local ( $y_n(k)$ ) se calcula mediante un ajuste polinomial de orden  $l$ . Si el orden es de 1 (regresión lineal),  $y_n(k)$  se expresa de la siguiente manera:

$$Y_n(k) = a_n k + b_n \quad (64)$$

después de eso se calcula la raíz media cuadrática para estimar la fluctuación:

$$F(n) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y(k) - y_n(k))^2} \quad (65)$$

es importante definir un umbral que sea apto para distinguir cuando se trate de un cambio en desbalance de potencia, generalmente el umbral es de  $F = 0.2 \times 10^{-8}$  [1], dicho valor fue empleado en el presente trabajo.

### 3.3 Algoritmo propuesto

El algoritmo propuesto se basa principalmente en que, mediante mediciones fasoriales en los nodos de generación principales del sistema de potencia que se este analizando, es posible estimar la inercia síncrona y residual del sistema.

Para lograr dicho objetivo es preciso el uso de unidades de medición fasorial coordinadas mediante WAMS para el monitoreo contante del sistema, así como la observación y análisis de la dinámica del mismo. La recopilación de datos que puede proporcionar un

PMU es de vital importancia ya que un monitoreo constante y de una cantidad de muestras por ciclo considerables son de gran ayuda en el método de detección del evento, si el muestreo no fuera tan constante la detección del evento resultaría tardía, ocasionando un error en la estimación.

El algoritmo esta implementado en tres etapas: la primera etapa consiste en realizar mediciones trifásicas (entradas de los PMU) para obtener las mediciones fasoriales; la segunda consiste en la ventana deslizante con filtro promedio para estimar los cambios de potencia totales (ideal y real); mientras que la última consiste en el cálculo de inercia residual y síncrona en porcentaje. Las etapas antes mencionadas se presentan en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 18.

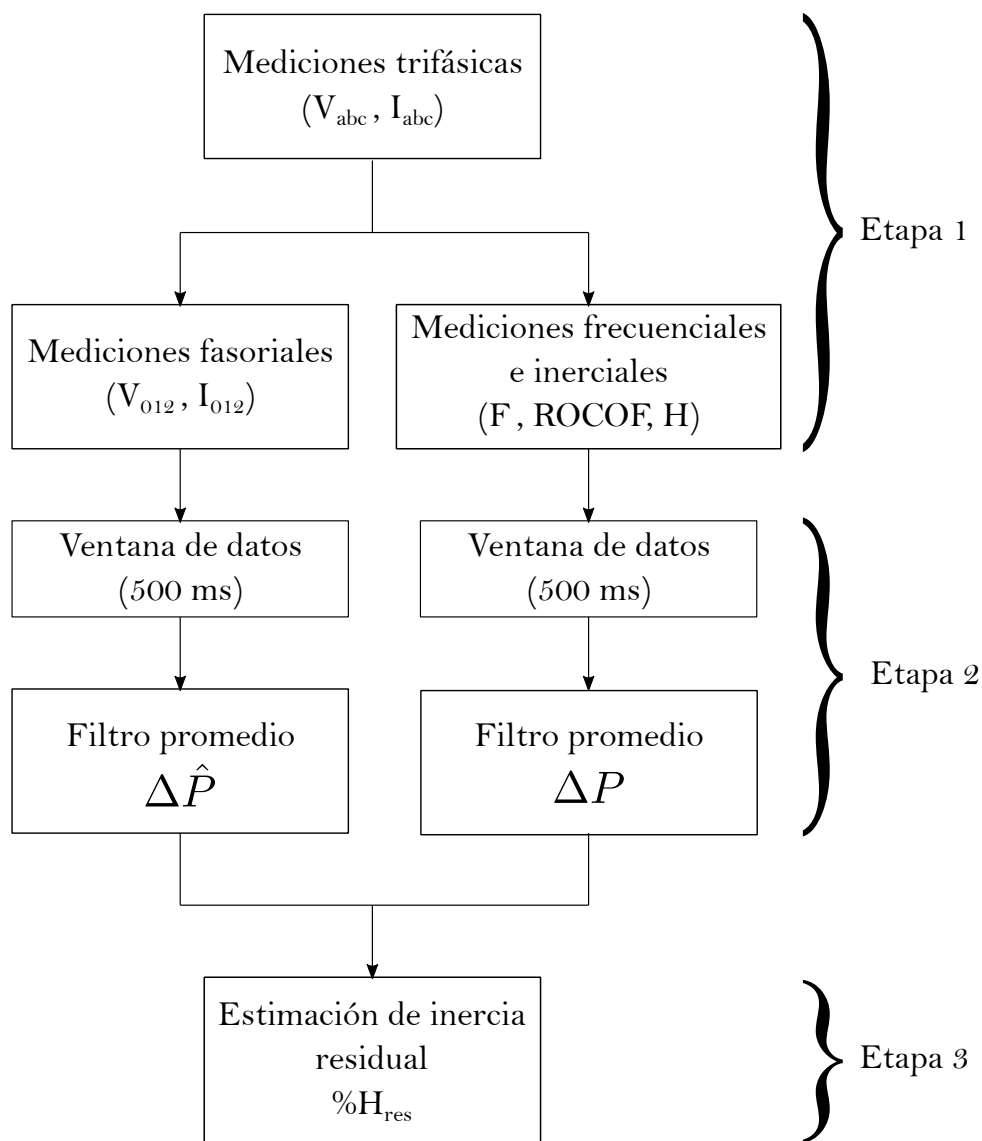


Figura 18. Algoritmo para estimación de inercia residual y síncrona.

A continuación, se realiza una descripción a detalle de cada una de las etapas antes mencionadas.

### 3.3.1 Etapa 1

En la primera etapa se supone como un inicio las entradas de los PMU, los cuales están dispuestos en las unidades de generación, las entradas son las señales de voltaje y corriente trifásicas, las cuales son transformadas a señales fasoriales.

El proceso de conversión entre mediciones trifásicas y fasoriales es mediante la siguiente matriz de conversión [43]:

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (66)$$

donde las señales pueden ser tanto de corriente como voltaje y teniendo en cuenta que  $a = 1 \angle 120^\circ$ .

Una vez realizado este paso se obtienen las mediciones fasoriales  $I_{012}$  y  $V_{012}$ , dichas mediciones serán empleadas para obtener la potencia real que se está suministrando o extrayendo por parte de las unidades de generación [43].

$$p = v_{a0}i_{a0} + v_{a1}i_{a1} + v_{a2}i_{a2} \quad (67)$$

Por otra parte, con las mediciones trifásicas también es posible estimar mediciones frecuenciales e inerciales, es decir, obtener la frecuencia y ROCOF en el nodo donde se ubique el PMU y como se revisó en [41] estimar la inercia del sistema en segundos.

En cuanto a las estimaciones frecuenciales y de ROCOF realizadas por los PMU's convencionalmente se realizan mediante el método de la transformada discreta de Fourier (DFT) como se revisó en la sección 2.4.2.

En el presente trabajo con el software empleado, las mediciones frecuenciales y de ROCOF se realizan mediante la primer y segunda derivada del ángulo de los voltajes en los nodos censados, de esta forma:

$$\delta_r = \delta_{r-1} + \frac{\Delta f}{f_n} \frac{2\pi}{N} \quad (68)$$

siendo  $\delta_r$  el ángulo de fase en la iteración  $r$  y el ángulo con subíndice  $r - 1$  el ángulo de la iteración anterior. Además, se debe tomar en cuenta que  $N$  es el número de muestras por ciclo y  $f_n$  la frecuencia nominal del sistema que se esté analizando.

Reordenando la ecuación anterior se puede encontrar la relación que expresa el cambio de ángulo respecto al tiempo:

$$\frac{\delta_r - \delta_{r-1}}{\left(\frac{1}{Nf_n}\right)} = 2\pi\Delta f = \frac{d\delta}{dt} \quad (69)$$

De la ecuación anterior se puede encontrar la relación que existe entre la frecuencia y ángulo de fase, en donde la frecuencia puede ser expresada como una frecuencia nominal a la cual se espera que trabaje el sistema, sin embargo, en los SEP actuales siempre existen variaciones frecuenciales por lo que se puede expresar la frecuencia como una frecuencia nominal más un cambio en ella:

$$f = f_n + \Delta f \quad (70)$$

realizando una sustitución de (69) en (70) se puede encontrar la siguiente expresión:

$$f = f_n + \frac{1}{2\pi} \frac{d\delta}{dt} \quad (71)$$

de la expresión anterior es posible estimar el ROCOF de la siguiente forma:

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (72)$$

Una vez estimadas las frecuencias y el ROCOF en cada nodo de generación y de las constantes de inercia de cada unidad de generación (siendo calculadas de forma continua) siendo para las máquinas síncronas una constante fácil de obtener, pero para las unidades de generación renovable un dato no tan fácil de obtener, por lo que se opta por tomar la constante de inercia de unidades fotovoltaicas como cero debido a que no hay aporte mecánico en dicha generación.

Teniendo la ecuación de oscilación (11), y además, conociendo el valor de la constante de inercia  $H$  y el valor del ROCOF de cada nodo de generación es posible estimar el cambio en la potencia suministrada por las unidades generadoras (ya que  $\bar{P}_m - \bar{P}_e = -\Delta\bar{P}$ ), de esta manera:

$$\Delta\bar{p} = -2H \frac{d\hat{f}_r}{dt} \quad (73)$$

por lo tanto, en cada nodo de generación existirá un cambio de potencia calculado con la ecuación anterior, se puede inferir que esta potencia calculada es la potencia que debería de resultar si la generación fuera enteramente por máquinas síncronas.

### 3.3.2 Etapa 2

En esta etapa se hace uso de WAMS para conocer las mediciones de potencia reales y calculadas a partir de (67) y (73) respectivamente, para proceder con las sumatorias de cada nodo de generación.

La suma de potencias reales se expresa de la siguiente manera:

$$\Delta P = \frac{\sum_{k=1}^n p^k}{S_{base}} = \frac{\sum_{k=1}^n \left( v_{a0}^k i_{a0}^k + v_{a1}^k i_{a1}^k + v_{a2}^k i_{a2}^k \right)}{S_{base}} \quad (74)$$

La suma de potencias calculadas se expresa de la siguiente manera:

$$\Delta\hat{P} = \sum_{k=1}^n \Delta\bar{p}^k = \sum_{k=1}^n -2H^k \frac{d\bar{f}^k}{dt} \quad (75)$$

Cabe destacar que las potencias reales y calculadas son expresadas en *pu*.

Una vez obtenidos los datos de las sumatorias de potencia real y calculada dichos vectores se someten a un filtro promedio de 500 ms, la longitud de la ventana deslizante para aplicar el filtro promedio se elige en base al artículo en que se basa el presente trabajo [1] con motivo de realizar comparativas entre algoritmos, además como se puede ver en la Figura 17 el dominio de los fenómenos inerciales va del orden de los milisegundos a las decenas de segundos, sin embargo como el propósito del presente trabajo se centra en observar la dinámica del sistema de potencia la ventana de datos de medio segundo va acorde a dicho propósito.

Para obtener el nuevo vector con el filtro promedio aplicado es necesario emplear una ventana deslizante como se revisó en la Figura 10 con  $n$  número de datos, de cada ventana se obtiene un valor en donde se inserta en un nuevo vector. Siendo  $x^k$  como cada valor de la ventana y  $\bar{x}$  como el valor promedio de cada ventana la expresión para definir el filtro promedio en cada ventana es la siguiente:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{k=1}^n (x^k)}{n} \quad (76)$$

### 3.3.3 Etapa 3

Como etapa final del método propuesto, se hace uso de las mediciones de cambio de potencia activa real (dado por las mediciones fasoriales) y calculada (dado por las mediciones frecuenciales y de ROCOF), con las cuales se realizará una comparativa entre cada una, de esta manera se puede encontrar el porcentaje de inercia residual y síncrona. A partir de (60) y (61) se puede llegar a la siguiente expresión:

$$\%H_{\text{res}} = \left( 1 - \frac{\Delta P}{\Delta \hat{P}} \right) \cdot 100 \% \quad (77)$$

la expresión anterior es de bastante utilidad en el propósito de análisis en tiempo real ya que, a diferencia del método en [1], en dicho artículo son necesarios los datos de potencia aparente de cada unidad de generación para el cálculo del parámetro  $H_{\text{gen}}$ , por lo que la ecuación (77) no requiere los datos de potencia aparente y únicamente requiere los datos del cambio de potencia real y calculada, los cuales son estimados en cada medición de los PMU, esto hace que el método sea de menor gasto computacional al requerir menos operaciones aritméticas.

## 3.4 Conclusiones

En el presente capítulo se presentó la metodología propuesta para la estimación de inercia síncrona y residual en base a mediciones fasoriales en nodos de generación y además, con las restricciones que implica una medición confiable, tales como un método adecuado para detección del evento y que este mismo sea capaz de diferenciar un evento de desbalance de potencia a cualquier evento de otra índole.

El algoritmo propuesto se basa fuertemente en metodologías previamente empleadas donde las mediciones fasoriales fueron de gran importancia, sin embargo, dichas metodologías son usadas para análisis post mortem, donde algunas variables importan-



tes son conocidas, el presente trabajo tiene como fin un uso en tiempo real donde las mediciones síncronas que pueden proporcionar los WAMS son empleadas para realizar la estimación continuamente, ya que el método propuesto no precisa de ciertas variables que en los trabajos previos son de vital importancia, tales como la potencia aparente de cada generador y el cambio total de potencia en cada evento.

El algoritmo propuesto pertenece al grupo de metodologías basadas en el cálculo del ROCOF, como se ha revisado hasta ahora, realizar dicho cálculo pueden emplearse diversos métodos y el estándar de sincrofasores no especifica el método de medición de la frecuencia hace que cada dispositivo de diferentes fabricantes entregue resultados distintos.

## **CAPÍTULO 4**

### **PRUEBAS Y RESULTADOS**

#### **4.1 Introducción**

Para demostrar la metodología propuesta en el capítulo anterior se realizaron las comparativas entre el método propuesto y el método en [1] en 2 sistemas de prueba que son analizados de manera recurrente en diversas investigaciones.

La razón principal para comparar estos métodos es que el método propuesto estima la inercia residual en tiempo real, en cambio, el método del artículo lo hace mediante múltiples simulaciones de un sistema de potencia. Ambos métodos son realizados mediante el mismo software DigSilent Power Factory y procesados mediante Matlab.

Generalmente se busca que el sistema de potencia a analizar sea relativamente pequeño para poder observar de la mejor manera el comportamiento dinámico que concierne a los desbalances de potencia y a los fenómenos inerciales.

Para cada sistema de prueba se realizaron diversos eventos de desbalance de potencia, donde las cargas en el SEP cambiaban su valor en determinado momento, para que los generadores (nodos de generación con mediciones fasoriales) tanto síncronos como no convencionales (fotovoltaicos o eólicos) puedan satisfacer la energía demandada por la carga.

## 4.2 Sistemas de prueba

### 4.2.1 Sistema de prueba 1

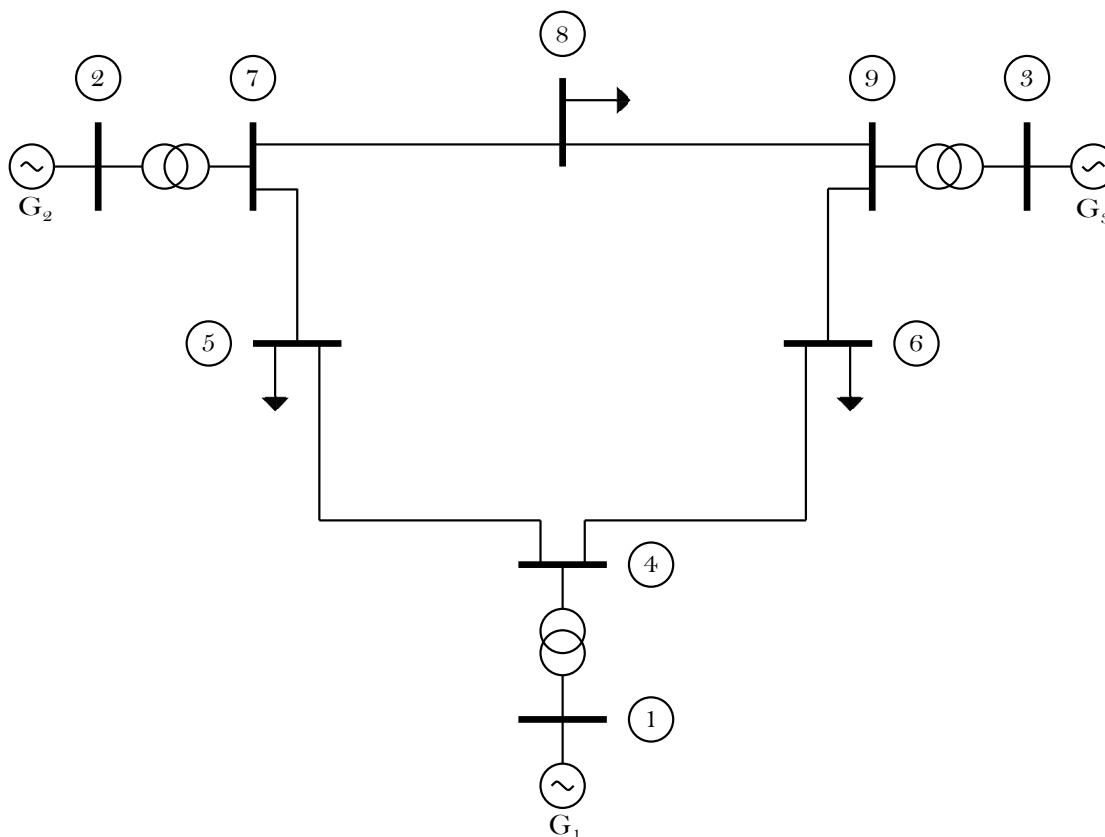


Figura 19. Esquema de sistema de pruebas 1.

El primer sistema de prueba es el sistema de 9 Nodos de Anderson [44] mostrado en la Figura 19. Dicho sistema está diseñado a una potencia base de 100 MVA y a una frecuencia nominal de 60 Hz, con 3 unidades de generación convencional conectadas a la red por 3 transformadores para alimentar 3 cargas.

En el apéndice A se puede encontrar los parámetros de línea en p.u. y real (Tabla 16 y 17 respectivamente), ya que en la literatura es común encontrar los parámetros para modelar el sistema en p.u. sin embargo, para el software empleado los parámetros de las líneas de transmisión se ingresan en valores reales, el sistema consta de 6 líneas de

transmisión aéreas en secuencia *abc*.

Los parámetros de los transformadores se reflejan en la Tabla 18 donde todos los transformadores operan a 100 MVA.

Los parámetros de los generadores se encuentran en la Tabla 19 donde se reflejan los aspectos más importantes para el modelado del generador.

Los parámetros de los nodos, tales como la definición de cada nodo (nodo slack, generador, carga o transición), el voltaje al cual opera cada nodo, la potencia reactiva máxima y mínima de operación de los generadores y valor de cargas se encuentran en la Tabla 20, el valor total de la carga es de 315 MW y 115 MVAR's.

Para este sistema se incorporó un sistema fotovoltaico en el nodo 4 que aporta 30 MW al SEP.

### 4.2.2 Sistema de prueba 2

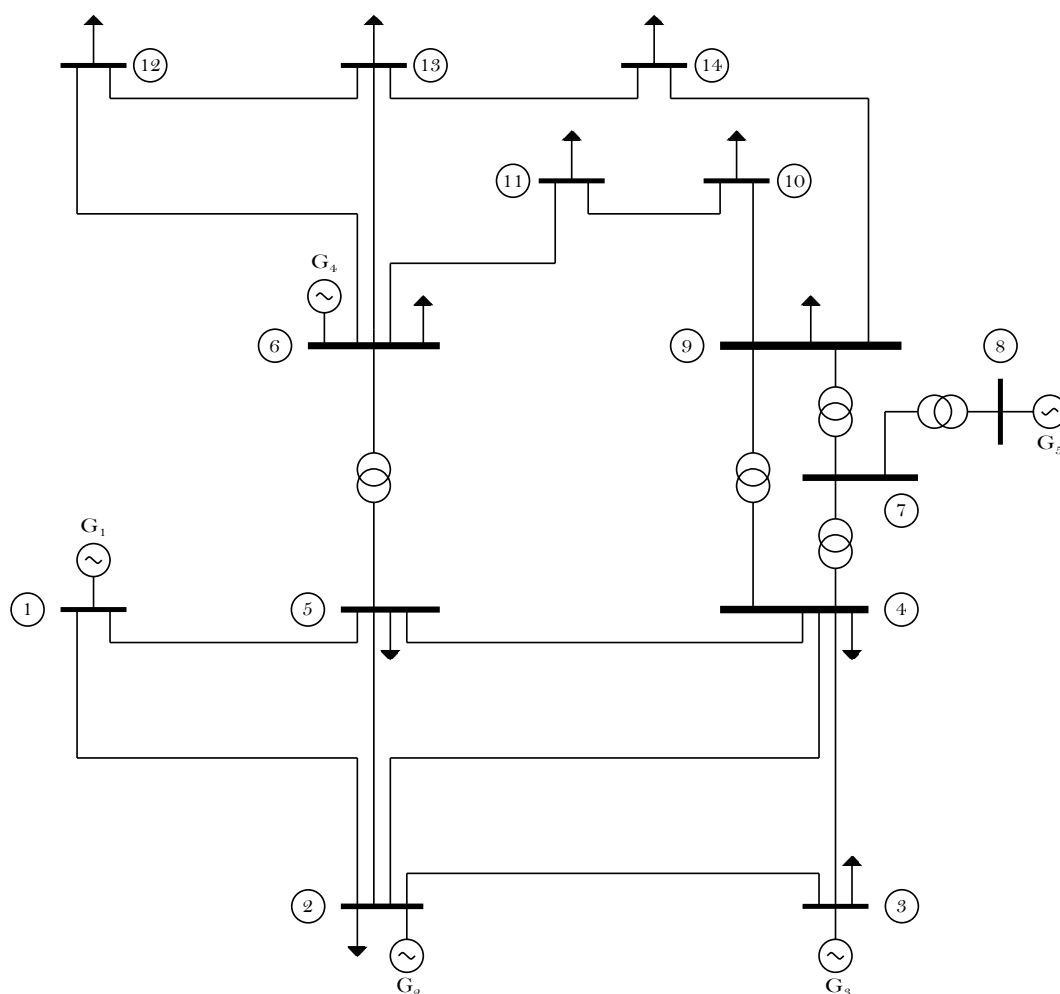


Figura 20. Esquema de sistema de pruebas 2.

El segundo sistema de prueba es el sistema de 14 Nodos de la IEEE [45] mostrado en la Figura 20. Dicho sistema está diseñado a una potencia base de 100 MVA y a una frecuencia nominal de 60 Hz, con 2 unidades de generación convencional y 3 condensadores síncronos, el sistema esta separado en 4 regiones de distinto voltaje en donde las unidades de generación se encuentran en la región de alto voltaje, el sistema consta de 5 transformadores para separar cada región.

En el apéndice B se puede encontrar los parámetros de línea en p.u. y real (Tabla 21

y 22 respectivamente), el sistema consta de 15 líneas de transmisión aéreas en secuencia *abc*.

Los parámetros de los transformadores se reflejan en la Tabla 23 donde todos los transformadores operan a 100 MVA.

Los parámetros de los generadores se encuentran en la Tabla 24 donde se reflejan los aspectos más importantes para el modelado del generador y de los condensadores síncronos.

Los parámetros de los nodos, tales como la definición de cada nodo (nodo slack, generador o carga), el voltaje al cual opera cada nodo, la potencia reactiva máxima y mínima de operación de los generadores y valor de cargas se encuentran en la Tabla 25, el valor total de la carga es de 259 MW y 77.4 MVAR's.

Para este sistema se incorporó un sistema fotovoltaico en el nodo 5 que aporta 30 MW al SEP.

### **4.3 Casos de análisis**

Para el análisis de eventos que conciernen al dominio de la inercia se realizaron diversas simulaciones en donde se evaluaron múltiples casos de análisis según el sistema que se esté revisando.

Para cada SEP de prueba hubo 5 tipos de crecimiento de carga, los eventos simulados cambian la magnitud de la carga seleccionada según el caso a analizar, el porcentaje de incremento de carga fue de 1, 5, 10, 15 y 20 % tanto en potencia activa y reactiva de la carga (o de las cargas) del caso que se esté analizando.

#### 4.3.1 Casos de sistema de prueba 1

Para el sistema de pruebas 1 se realizaron 7 casos posibles de desbalance de carga, con 5 posibles incrementos de carga, es decir se realizaron 35 simulaciones para evaluar la metodología propuesta contra la metodología en [1].

En la Tabla 2 se encuentran los posibles casos de desbalance de potencia, para cada caso hay 5 posibles escenarios de incremento porcentual de carga.

#### 4.3.2 Casos de sistema de prueba 2

Para el sistema de pruebas 2 se realizaron 15 casos posibles de desbalance de carga, con 5 posibles incrementos de carga, es decir, se realizaron 75 simulaciones para evaluar la metodología propuesta contra la metodología en [1].

En la Tabla 3 se encuentran los posibles casos de desbalance de potencia, para cada caso hay 5 posibles escenarios de incremento porcentual de carga.

**TABLA 2**

Casos de sistema de pruebas 1

Carga	1	2	3
Nodo	8	6	5
Caso 1	X		
Caso 2		X	
Caso 3			X
Caso 4	X	X	
Caso 5	X		X
Caso 6		X	X
Caso 7	X	X	X

**TABLA 3**

Casos de sistemas de prueba 2

Carga	1	2	3	4
Nodo	3	4	6	13
Caso 1	X			
Caso 2		X		
Caso 3			X	
Caso 4				X
Caso 5	X	X		
Caso 6	X		X	
Caso 7	X			X
Caso 8		X	X	
Caso 9		X		X
Caso 10			X	X
Caso 11	X	X	X	
Caso 12	X	X		X
Caso 13		X	X	X
Caso 14	X		X	X
Caso 15	X	X	X	X

## 4.4 Resultados

### 4.4.1 Resultados de sistema de prueba 1

El sistema de pruebas 1 tiene 35 casos simulados, de los cuales se presentarán los resultados gráficos de la simulación ante un incremento de carga al 1 % en el caso 1, ante un incremento de carga al 10 % en el caso 4 y ante un incremento de carga al 20 % en el caso 7.

El método de detección empleado fue el análisis de fluctuación (DFA por sus siglas en inglés) en donde se toma una ventana móvil de 1 segundo (60 datos, 1 dato por ciclo) de longitud, en donde cada ventana arroja un valor asignado a la fluctuación correspondiente de ese intervalo de tiempo. En la Figura 21 se muestra el comportamiento del flujo durante



un incremento de carga al 1 % en el caso 1.

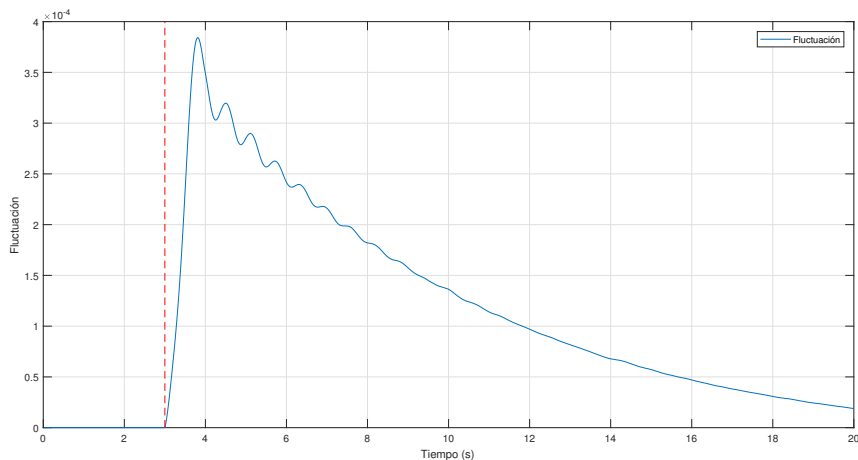


Figura 21. Fluctuación (DFA) ante incremento de carga al 1 %, Caso 1.

Al ser un método basado en la resolución de la ecuación de oscilación y al ser obtenido el ROCOF mediante los ángulos de voltaje, los resultados gráficos que se presenten serán los siguientes:

- Ángulos de los nodos de generación
- Frecuencias de los nodos de generación
- ROCOF de los nodos de generación
- Potencias medidas y calculadas del sistema
- Porcentaje de inercia residual

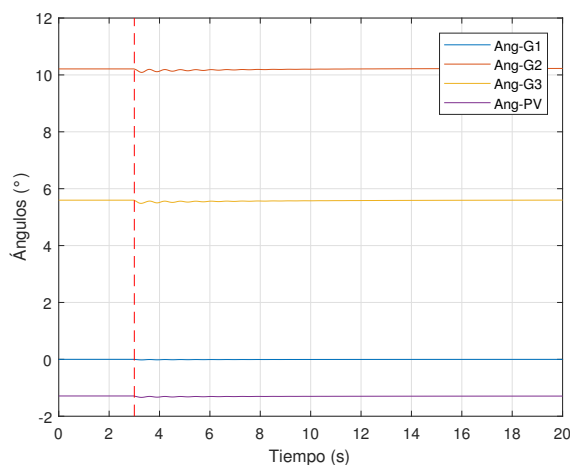


Figura 22. Comportamiento de ángulos en nodos de generación ante incremento de carga al 1 %, Caso 1.

En la Figura 22 se puede observar el comportamiento de los ángulos en los nodos de generación, al momento en que ocurre el incremento de carga (3 segundos) los ángulos caen, oscilan por unos segundos y finalmente tienden a recuperar el valor nominal.

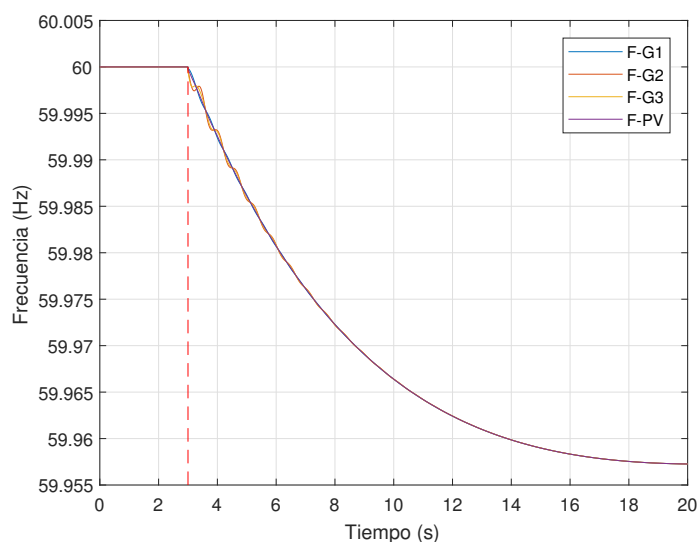


Figura 23. Comportamiento de frecuencias en nodos de generación ante incremento de carga al 1 %, Caso 1.

En la Figura 23 es muy claro el comportamiento frecuencial del sistema ante cualquier incremento de potencia, la frecuencia nominal es 60 Hz y al momento en que ocurre el evento decae. Cabe resaltar que las acciones del gobernador y AVR's no son visibles ya

que el propósito de este trabajo es observar el comportamiento justo después de ocurrido el evento.

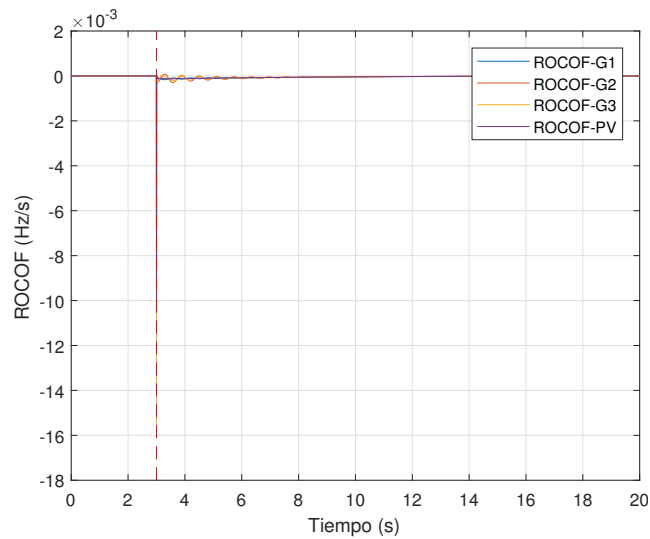


Figura 24. Comportamiento de ROCOF en nodos de generación ante incremento de carga al 1 %, Caso 1.

En la Figura 24 se puede apreciar cómo es que el ROCOF alcanza su punto máximo al instante en que ocurre el incremento de carga, y a medida en que transcurre el tiempo va oscilando y tratando de llegar a cero.

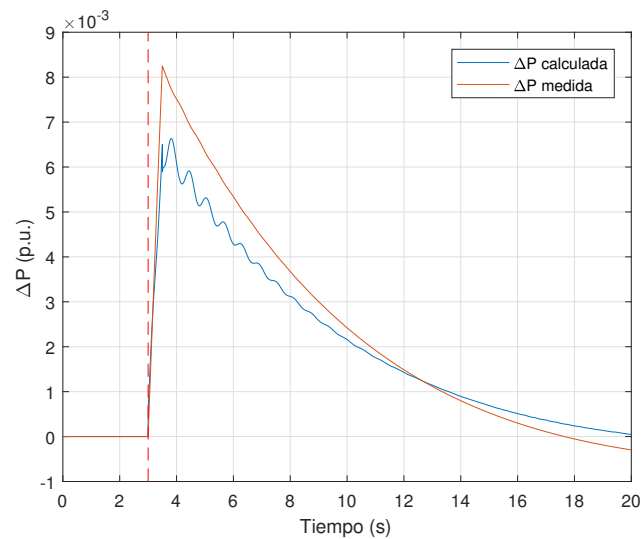


Figura 25. Comportamiento de potencias medidas y calculadas del sistema ante incremento de carga al 1 %, Caso 1.

El análisis para la estimación de inercia residual del presente trabajo se basa en la comparación de dos variables, la potencia activa medida por los PMU que entregan los generadores al sistema y la potencia activa que resulta de la resolución de la ecuación de oscilación.

En la Figura 25 se puede observar las potencias activas antes mencionadas, realmente se hace el cálculo y medición por nodos para realizar la sumatoria correspondiente, ya que el análisis deja de ser nodal para ser del sistema de potencia completo. En la gráfica se ve como es que existe una diferencia entre las dos variables, dicha diferencia es realmente lo que hace que exista el concepto de inercia residual.

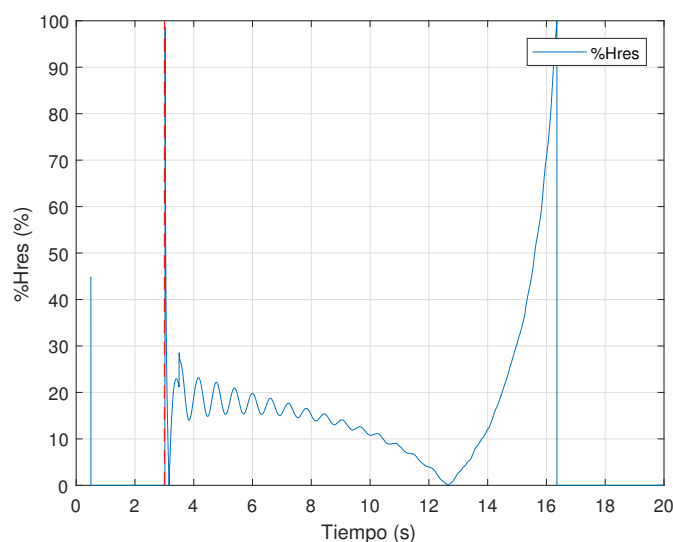


Figura 26. Comportamiento de inercia residual del sistema ante incremento de carga al 1 %, Caso 1.

Con los resultados de cambio de potencia y la diferencia que existe entre estas dos variables es posible estimar el porcentaje de inercia residual y por ende el porcentaje de inercia síncrona en el sistema de potencia a analizar.

En la Figura 26 el dominio inercial es el periodo de tiempo que va desde el inicio del evento hasta que el porcentaje de inercia residual se hace cero, realmente para este último momento en un sistema de potencia ya habrán entrado en acción los sistemas de

control como AVR's y gobernador por lo que el análisis se centra desde el inicio del evento hasta un par de segundos después.

En el inicio del evento (3 segundos) se puede apreciar un salto en la estimación de inercia lo cual es de esperarse, ya que se comienza a realizar el filtro promedio de 500 ms, cuando la ventana de datos del filtro promedio está llena (3.5 segundos) la estimación de inercia residual empieza a tener el comportamiento esperado, un valor máximo y comienza a oscilar en el tiempo, disminuyendo su valor.

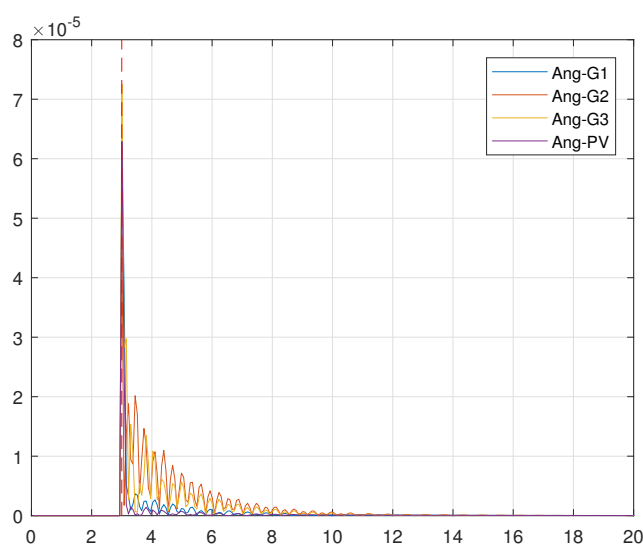


Figura 27. Comportamiento de ángulos en nodos de generación ante incremento de carga al 10 %, Caso 4.

Como se puede apreciar en la Figura 27, los ángulos en los nodos de generación ante un incremento en la demanda tienden a caer durante los primeros momentos en que sucede el evento, a comparación con la Figura 22 se puede observar como es que los ángulos ante un incremento al 10 % causa una perturbación en los ángulos mucho más marcada a comparación de un incremento de carga al 1 %.

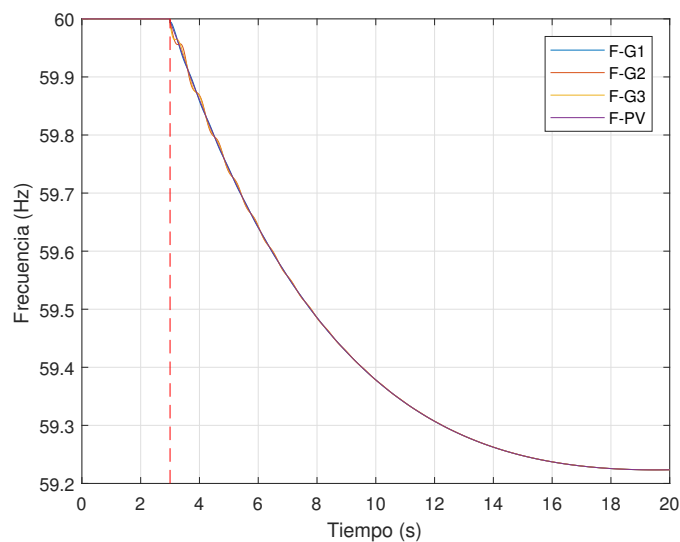


Figura 28. Comportamiento de frecuencias en nodos de generación ante incremento de carga al 10 %, Caso 4.

En la Figura 28 se puede observar que (como en el caso anterior) la frecuencia decae ante un incremento de carga como era de esperarse, y en donde el valor mínimo que llega la frecuencia es de menor magnitud que en el caso anterior.

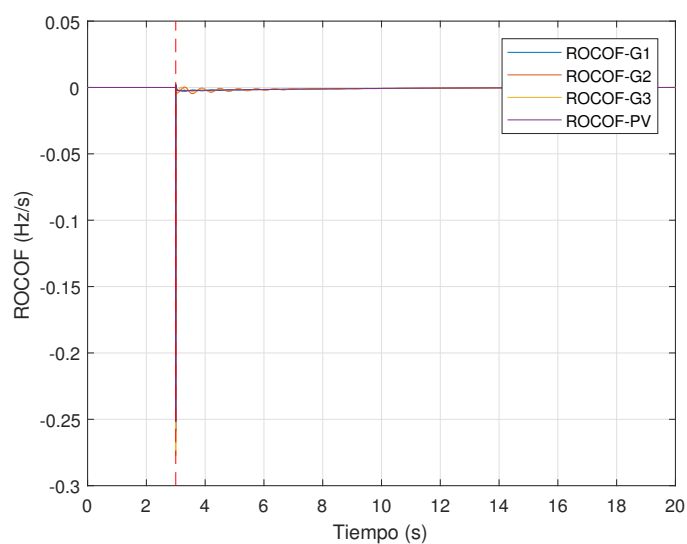


Figura 29. Comportamiento de ROCOF en nodos de generación ante incremento de carga al 10 %, Caso 4.

La ecuación de oscilación define la relación entre un desbalance de potencia y el

cambio en el ROCOF, es de esperarse que cuando el cambio de potencia es mayor, lo sea también el ROCOF, en la Figura 29 se ve como es que en el momento en que se suscita el evento el valor de la derivada de la frecuencia respecto al tiempo se dispara, y el valor que alcanza supera en cuanto a magnitud al caso anterior.

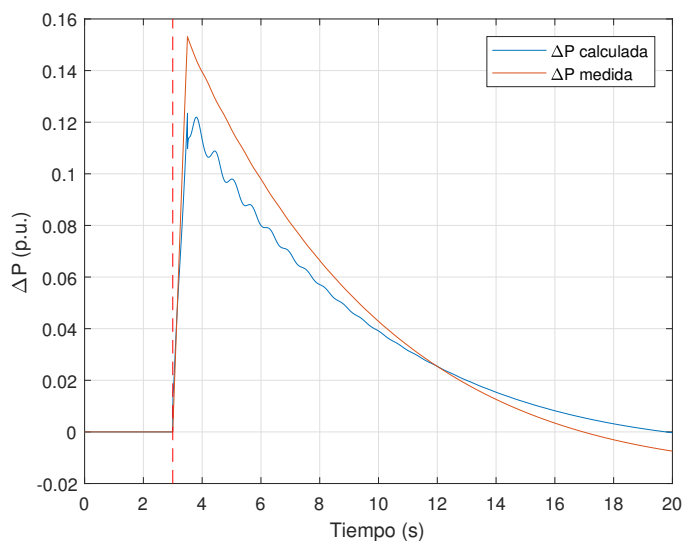


Figura 30. Comportamiento de potencias medidas y calculadas del sistema ante incremento de carga al 10 %, Caso 4.

El comportamiento de la potencia medida y calculada es similar al caso anterior, realmente dichas potencias en la Figura 30 ya pasaron por el filtro promedio, por lo que realmente se debe enfocar la atención después de que la ventana de datos se llene (3.5 segundos).

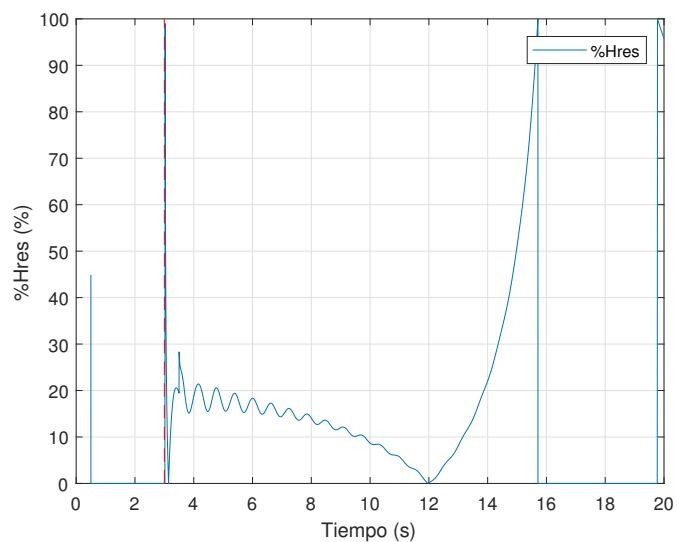


Figura 31. Comportamiento de inercia residual del sistema ante incremento de carga al 10 %, Caso 4.

En la Figura 31 se puede observar un comportamiento similar al del ejemplo anterior, además se puede ver como es que el valor de  $H_{res}$  no cambia radicalmente en cuanto a magnitud a comparación del caso anterior.

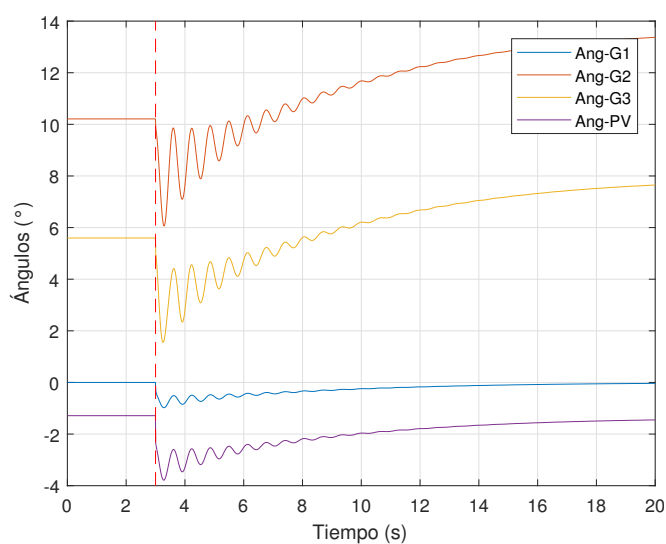


Figura 32. Comportamiento de ángulos en nodos de generación ante incremento de carga al 20 %, Caso 7.

Como se puede observar en la Figura 32 cuando el incremento de carga es mayor,



el cambio en la magnitud de los ángulos de fase en los nodos de generación también es mayor, este caso analizado es el caso en donde hay mayor incremento porcentual en las cargas y en donde todas las cargas en el sistema aumentan.

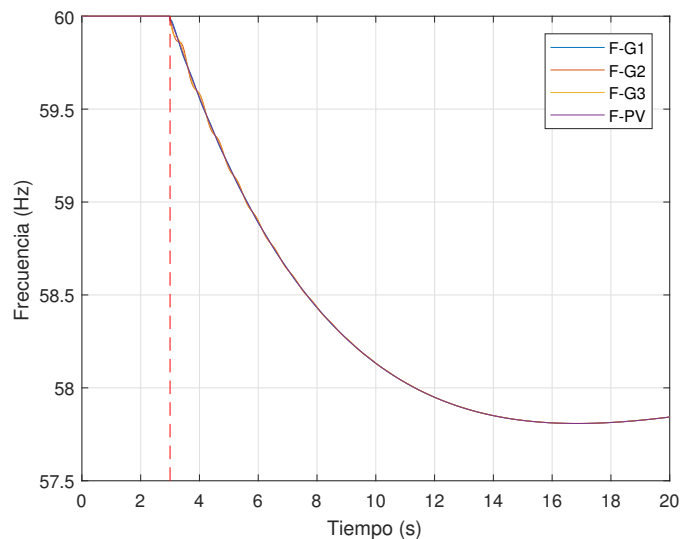


Figura 33. Comportamiento de frecuencias en nodos de generación ante incremento de carga al 20 %, Caso 7.

El comportamiento de la frecuencia en este caso (Figura 33) es predecible teniendo en cuenta los casos mostrados anteriormente, aunque se puede observar como es que la frecuencia en todos los nodos actúa de manera similar, aunque se puede observar un nadir de frecuencia en los 17 segundos, posteriormente empieza a incrementar la magnitud de frecuencia.

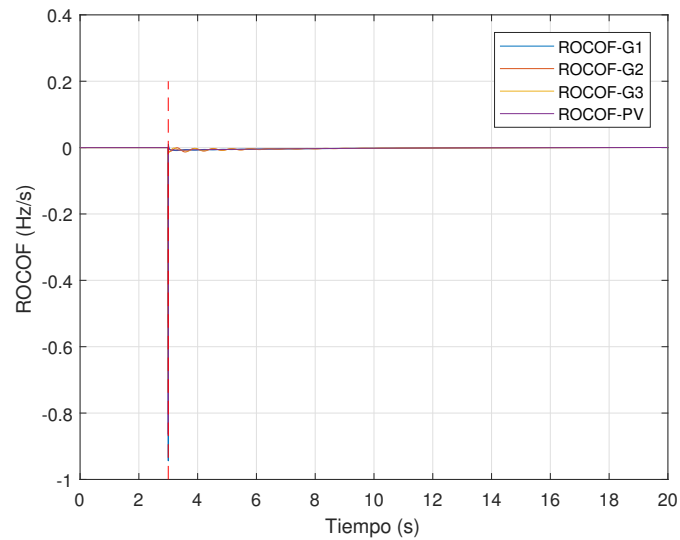


Figura 34. Comportamiento de ROCOF en nodos de generación ante incremento de carga al 20 %, Caso 7.

El cambio de la frecuencia respecto al tiempo es directamente proporcional al cambio en el incremento de carga, en el evento mostrado (Figura 34), en donde el incremento de carga es el mayor de las simulaciones realizadas se aprecia que el ROCOF alcanza valores extremos que podrían causar el disparo de protecciones por ROCOF en algunos países [46].

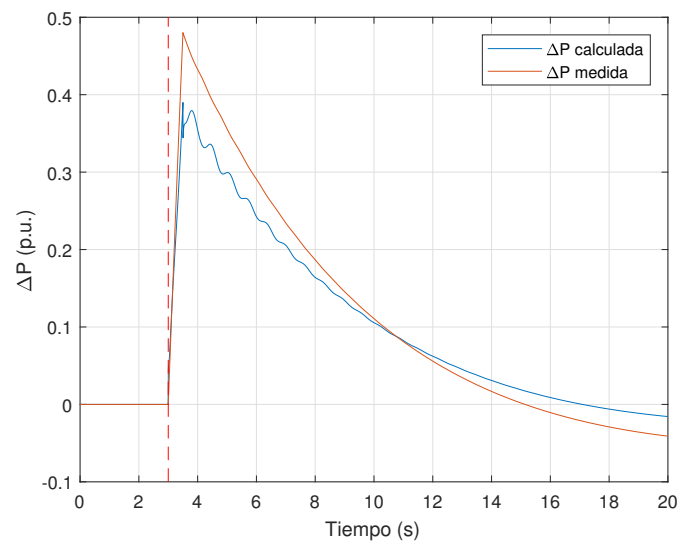


Figura 35. Comportamiento de potencias medidas y calculadas del sistema ante incremento de carga al 20 %, Caso 7.

El comportamiento de la Figura 35 es bastante similar al comportamiento de los casos anteriormente analizados, y ahí reside el aporte de este método para aplicaciones en tiempo real, en donde sin importar el porcentaje de incremento de potencia y las cargas que cambien nos resulte en una estimación confiable.

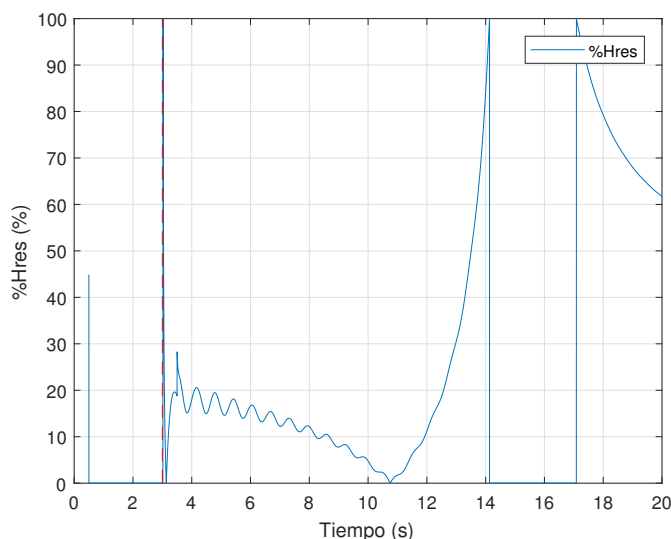


Figura 36. Comportamiento de inercia residual del sistema ante incremento de carga al 20 %, Caso 7.

En la Figura 36 se puede observar como es que el comportamiento de la inercia residual es similar en cada caso y en cada incremento de carga.

En la Tabla 4 se muestran los resultados de inercia residual (%) por caso e incremento porcentual de la carga, así como el promedio de todos los resultados simulados y la desviación estándar. Además, en la Tabla 5 se muestran los promedios y desviaciones estándar por el incremento de carga (por columnas) y en la Tabla 6 se muestran los promedios y desviaciones estándar por caso (por renglones), esto se realiza para hacer una comparación a profundidad con el método [1], el cual se realizó en el mismo sistema de pruebas bajo las mismas condiciones, en la Tabla 7 se muestran los resultados de inercia residual que resultarían de aplicar el método en el artículo anterior, también se muestran los resultados por incremento de carga y por casos en las tablas 8 y 9 respecti-

vamente.

Al analizar cada uno de los resultados anteriores se puede ver que en el método propuesto la desviación estándar es mucho menor tomando en cuenta todos los casos y también los resultados por incremento de carga. El aspecto más importante al tomar en cuenta está en la comparación de dos casos en particular: El caso 1 con 1 % de incremento de carga y el caso 7 con 20 % de incremento de carga; ambos casos son muy distintos el uno del otro en magnitud, en realidad, son el caso mínimo de carga y el caso máximo de carga, al ver el porcentaje de inercia residual en ambos casos nos encontramos que la diferencia es solo del **3.14 %**, esta diferencia tan reducida entre dos casos muy distintos da alusión a que el método pueda ser empleado en tiempo real, ya que sin importar que carga este cambiando o el incremento en la demanda podemos garantizar una estimación confiable con un error mínimo de estimación.

Con los resultados del método en [1] se puede notar como es que la estimación de inercia residual no es tan concisa como en el método propuesto en el presente trabajo, además, se puede apreciar cómo es que dependiendo de los tipos de casos simulados (si solo aumentan cargas individuales o colectivas) la inercia residual cambia bruscamente de un caso a otro.

Cabe aclarar que en los resultados de la Tabla 7 en el último caso el porcentaje de inercia residual se eleva considerablemente a comparación con las demás estimaciones, esto es debido a que ese caso en particular supone que todas las cargas se incrementan al mismo tiempo, en el artículo relacionado a esta tabla las simulaciones realizadas por el autor se llevaban a cabo en casos de cambio en la demanda únicos y grupales (mas no todas las cargas). Si nos centramos en este tipo de casos el promedio y desviación estándar del estudio serian de 33.14 % y 11.86 % respectivamente. Al realizar la comparación entre los dos métodos con las restricciones anteriores la diferencia en promedio es de 4.28 %, teniendo en cuenta que la desviación estándar del método propuesto es más de 10 veces

menor que el método en [1].

**TABLA 4**

Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 1 - método propuesto

Casos	Inercia residual ( %)				
	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
1	31.45	29.12	28.81	28.69	28.63
2	30.77	28.77	28.46	28.34	28.27
3	31.45	28.81	28.50	28.41	28.36
4	29.75	28.65	28.47	28.41	28.37
5	29.92	28.65	28.50	28.44	28.41
6	29.66	28.49	28.33	28.27	28.23
7	29.29	28.49	28.38	28.34	28.31

Promedio	28.86
Desviación estándar	0.85

**TABLA 5**

Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de pruebas 1 - método propuesto

	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
Promedio	30.33	28.71	28.49	28.41	28.37
Desviación estándar	0.89	0.22	0.15	0.13	0.13

**TABLA 6**

Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 1 -  
método propuesto

Casos	Promedio	Desviación estándar
1	29.34	1.19
2	28.92	1.05
3	29.11	1.32
4	28.73	0.58
5	28.78	0.64
6	28.60	0.60
7	28.56	0.41

**TABLA 7**

Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 1 - método  
[1]

Inercia residual ( %)					
Casos	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
1	23.65	23.55	23.35	23.15	22.96
2	25.07	24.81	17.74	17.61	17.47
3	18.02	17.77	24.50	24.29	24.02
4	49.70	49.15	41.83	41.38	40.92
5	42.70	42.28	48.50	47.82	47.23
6	44.00	43.48	42.93	42.37	41.82
7	68.61	67.62	66.65	65.66	64.56

Promedio	37.92
Desviación estándar	16.18

#### 4.4.2 Resultados de sistema de prueba 2

El sistema de pruebas 2 tiene 75 casos simulados, en la tabla 10 se muestran los resultados de inercia residual ( %) por caso e incremento porcentual de la carga, así como

**TABLA 8**

Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de pruebas 1 - método [1]

	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
Promedio	38.82	38.38	37.93	37.47	37.00
Desviación estándar	17.79	17.52	17.21	16.90	16.58

**TABLA 9**

Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 1 - método [1]

Casos	Promedio	Desviación estándar
1	23.33	0.28
2	20.54	4.02
3	21.72	3.50
4	44.60	4.42
5	45.71	2.97
6	42.92	0.86
7	66.62	1.59

el promedio de todos los resultados simulados y la desviación estándar. Además, en la tabla 11 se muestran los promedios y desviaciones estándar por el incremento de carga (por columnas) y en la Tabla 12 se muestran los promedios y desviaciones estándar por caso (por renglones), esto se realiza para hacer una comparación a profundidad con el método [1], el cual se realizó en el mismo sistema de pruebas bajo las mismas condiciones, en la Tabla 13 se muestran los resultados de inercia residual que resultarían de aplicar el método del artículo anterior, también se muestran los resultados por incremento de carga y por casos en las tablas 14 y 15 respectivamente.

Cuando se realiza un análisis profundo de los datos de cada una de las tablas que comprenden al sistema de pruebas 2 podemos se puede decir que el método no funcionó

como era de esperarse, aunque la desviación estándar del método propuesto es menor que el método con el que se comparó. En cuanto a la inercia residual existe un 7.68 % de diferencia.

Es importante notar que el comportamiento de inercia residual en todos los casos depende en gran medida de la magnitud de incremento de carga, además en el método propuesto la desviación estándar es mínima cuando el incremento en la carga también lo fue, y aumento el valor diez veces cuando el incremento aumento al 5 % y se mantuvo en los demás escenarios de incremento de carga. En cuanto a las estadísticas por casos podemos inferir que la desviación estándar se mantiene en rangos bastante aceptables para una operación en tiempo real, pero con los promedios de inercia residual por casos tan distintos no es recomendable.

#### 4.5 Discusión

Realizando la comparación entre los distintos métodos llevados a simulación se pueden encontrar dos diferencias importantes: en cuanto a la estimación de inercia residual, en el método visto en [1] necesita de la potencia aparente de cada generador para llevar a cabo la estimación, mientras que el método propuesto solo requiere de la potencia activa para realizarla, esto se ve reflejado en un menor costo computacional en caso de que se requiera monitorear un sistema de potencia de escala considerable, es decir con múltiples PMU's que entreguen las lecturas de medidas fasoriales a las WAMS.

Por otra parte, el cambio de potencia activa en [1] se llevó a cabo por simulaciones donde dicho valor era conocido desde el principio, mientras que en el método propuesto, dicho valor se calculaba en el tiempo en la que la simulación corría, es decir como se hubiera comportado en *tiempo real*.

Estas diferencias entre métodos suponen una diferencia en cuanto a las estimacio-



**TABLA 10**

Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 2 - método propuesto

Casos	Inercia residual ( %)				
	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
1	57.57	60.28	60.44	60.51	60.57
2	29.65	29.81	29.87	29.91	29.96
3	34.68	35.86	36.01	36.07	36.13
4	32.06	33.09	33.22	33.28	33.33
5	49.20	49.54	49.63	49.71	49.80
6	57.26	57.67	57.78	57.88	57.98
7	54.72	56.75	56.86	56.96	57.06
8	29.18	29.41	29.50	29.58	29.65
9	28.90	29.05	29.15	29.23	29.30
10	33.72	34.33	34.52	34.60	34.68
11	47.51	48.35	48.47	48.60	48.71
12	47.72	47.89	48.02	48.14	48.26
13	28.65	28.83	28.95	29.06	29.18
14	54.43	54.60	54.76	54.90	55.05
15	46.71	46.88	47.04	47.21	47.37

Promedio	42.82
Desviación estándar	11.36

**TABLA 11**

Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de pruebas 2 - método propuesto

	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
Promedio	42.13	42.82	42.95	43.04	43.14
Desviación estándar	1.29	11.73	11.74	11.75	11.77

**TABLA 12**

Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 2 -  
método propuesto

Casos	Promedio	Desviación estándar
1	59.87	1.29
2	29.84	0.12
3	35.75	0.61
4	33.00	0.53
5	49.58	0.23
6	57.71	0.28
7	56.47	0.99
8	29.46	0.18
9	29.13	0.16
10	34.37	0.39
11	48.33	0.48
12	48.01	0.21
13	28.93	0.21
14	54.75	0.24
15	47.04	0.26

nes de inercia residual en donde el método propuesto es válido para una estimación en tiempo real con sistemas de potencia con generación periférica (en anillo) como es el caso del sistema de pruebas 1, sin embargo en sistemas de potencia radiales como es el caso del sistema de pruebas 2 el método propuesto no se desempeñó como se esperaba, aunque en ambos casos la desviación estándar de la estimación es mejor con el método propuesto siendo 10 veces menor al otro método para el sistema de pruebas 1 y 1.4 veces menor para el sistema de pruebas 2.

**TABLA 13**

Porcentaje de inercia residual en sistema de pruebas 2 - método  
[1]

Casos	Inercia residual ( %)				
	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
1	45.45	45.82	46.31	46.77	47.20
2	23.51	23.51	23.34	23.13	22.88
3	68.83	69.44	69.82	70.02	70.00
4	20.52	62.57	62.76	62.69	62.81
5	54.76	54.85	55.24	55.64	56.05
6	49.94	50.10	50.56	51.01	51.42
7	50.51	50.81	51.20	51.63	52.04
8	32.82	32.67	32.48	32.19	31.93
9	32.03	32.12	31.85	31.62	57.80
10	64.79	65.80	65.96	66.16	66.34
11	56.04	57.15	57.52	57.91	58.32
12	55.57	57.47	57.86	58.26	58.65
13	38.28	38.20	37.97	37.71	61.51
14	53.90	54.13	54.52	54.93	55.33
15	56.54	59.41	59.78	60.17	60.56

Promedio	50.50
Desviación estándar	13.36

**TABLA 14**

Resultados estadísticos por incremento de carga en sistema de  
pruebas 2 - método [1]

	Incremento de carga ( %)				
	1	5	10	15	20
Promedio	46.90	50.27	50.48	50.66	54.19
Desviación estándar	0.70	13.36	13.57	13.76	12.42

**TABLA 15**

Resultados estadísticos por casos en sistema de pruebas 2 -  
método [1]

Casos	Promedio	Desviación estándar
1	46.31	0.70
2	23.28	0.27
3	69.62	0.50
4	54.27	18.87
5	55.31	0.54
6	50.61	0.61
7	51.24	0.62
8	32.42	0.36
9	37.08	11.59
10	65.81	0.61
11	57.39	0.87
12	57.56	1.20
13	42.73	10.50
14	54.56	0.58
15	59.29	1.60

#### 4.6 Conclusiones y recomendaciones

El método propuesto tuvo un gran rendimiento en el sistema de pruebas 1 ya que se pudo demostrar que es posible una implementación de un algoritmo en tiempo real para mejor monitoreo de la estabilidad en el sistema por inercia, esto debido a la desviación estándar reducida y la congruencia entre estimaciones sin importar el caso que se tratase o el incremento porcentual en la carga.

Sin embargo, para el sistema de pruebas 2 no es el caso, la variabilidad en la estimación y la desviación estándar de magnitud tan grande no es recomendable para los propósitos de tiempo real, aunque globalmente dio resultados mejores que el método con el que se comparó.

Cuando se hace la comparación topológica entre sistemas de prueba, así como los escenarios realizados, se puede concluir que el método propuesto es adecuado para una ejecución en tiempo real cuando la carga o los eventos de desbalance de potencia estén centralizados, tomando como ejemplo el trabajo realizado en [1] donde se estimó la inercia residual de Gran Bertaña (Figura 37) se puede apreciar como es que los eventos analizados por parte del autor ocurren en el centro del sistema de potencia con generación por la periferia. Así como en el sistema de pruebas uno donde la generación es periférica y la carga esta centralizada.

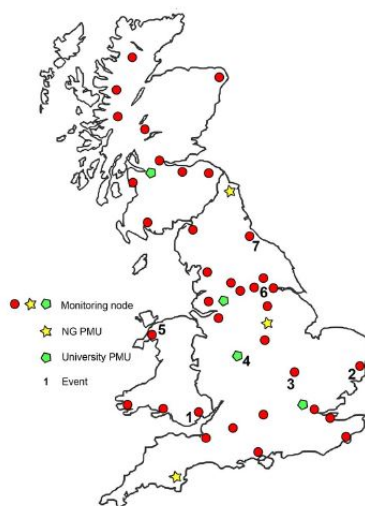


Figura 37. Ubicación de nodos monitoreados y eventos simulados en [1].

A diferencia del sistema de pruebas 2 en donde la generación solo se entrega por una parte del sistema para satisfacer la carga y en donde la carga se ve esparcida a lo largo del SEP podemos inferir que el método propuesto es viable cuando la generación es periférica y la carga esta centralizada.

## **CAPÍTULO 5**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 Conclusiones**

Los sistemas de potencia del futuro tenderán a desplazar en gran medida las unidades de generación convencionales para emplear unidades de generación renovable, esto es posible gracias a los avances en electrónica de potencia que permiten el cambio entre corriente directa a corriente alterna. La propia naturaleza de este tipo de tecnologías crea un ciclo de conexión y desconexión a la red constante para su correcto funcionamiento. Dicho ciclo en los dispositivos empleados para la integración de unidades de generación renovables hace que el sistema se debilite (en términos de inercia), por lo que las fallas debidas al accionamiento de protecciones por ROCOF sean cada vez más frecuentes, dicha acción podría ser causa desde la salida de un generador, hasta un blackout.

Existen muchos eventos que pueden afectar la estabilidad del sistema de potencia los cuales se deben a diversas razones y tienen un impacto distinto en el SEP según el evento del que se trate, por lo que es de suma importancia poder distinguir entre un evento y otro, aunque hay métodos propios de la línea de investigación de sistemas de potencia se ha visto que los métodos estadísticos multidisciplinarios también pueden ser de mucha utilidad según el tipo de evento que se quiera identificar.

Dentro de los primeros aportes en el campo de la cuantificación de inercia se emplearon los datos de eventos registrados con anterioridad y mediante el uso de la ecuación de oscilación se realizaron estimaciones bastante aceptables, posteriormente el

uso de software especializado permitió la cuantificación de la inercia de todo un sistema con datos modelados e inclusive datos supuestos para una planificación del sistema. Sin embargo, la estimación cuantitativa de inercia en un sistema de potencia con penetración de energía renovable no muestra realmente lo propenso que está el sistema ante problemas debidos a una baja inercia.

Realizando una abstracción de la inercia en dos tipos que estén íntimamente ligados (residual y síncrona) se puede percibir de una mejor manera como es que las energías renovables debilitan al sistema eléctrico de potencia y proyectar como se comportará el SEP ante eventos dentro del rango inercial.

El algoritmo propuesto en este trabajo se apoya en un método existente para estimar la inercia síncrona y residual, pero con fines de uso en tiempo real y mediante el uso de mediciones fasoriales. El uso de unidades de medición fasorial (PMU) se incrementa día con día y presenta muchas ventajas contra los sistemas SCADA, uno de los mayores logros de esta tecnología es que permite observar la dinámica del sistema a frecuencias de muestreo mucho más altas. El algoritmo propuesto pertenece al grupo de técnicas de estimación inercial basadas en la ecuación de oscilación.

De igual manera se demostró que un sistema con WAMS incorporado permite el uso del algoritmo propuesto, ya que serán de utilidad como señales de entrada a un menor costo computacional ya que no requiere el cómputo de la potencia aparente por cada generador. Gracias a la implementación de las mediciones fasoriales el método propuesto no requiere un modelado previo del sistema a analizar, aunque es preciso censar las unidades de generación más importantes del sistema de potencia que se requiera analizar, además, tiene un menor costo computacional comparado con el método del cual está basado, ya que no es necesario el cálculo de la potencia aparente de cada generador, por lo que es posible su uso en tiempo real.

El algoritmo no se puede utilizar en cualquier sistema de potencia, como se ha visto en los resultados obtenidos, es mejor emplearlo en sistemas que tengan la generación en la periferia y la carga centralizada.

## 5.2 Aportaciones

La principal aportación de este trabajo de investigación es el desarrollo de un método de estimación de inercia síncrona y residual en tiempo real, el cual no requiere de un modelado previo del sistema para su correcto funcionamiento, únicamente el compromiso de censar mediante mediciones fasoriales las unidades de generación más importantes del SEP con la condición de que el sistema tenga una carga centralizada y que esta sea abastecida por la generación en la periferia del sistema. Con la implementación del algoritmo es posible censar como es que las unidades de generación renovable afectan a la robustez inercial del sistema, al tener dicho parámetro en operación continua facilita la toma de decisiones para futuros proyectos en el sistema, estudios post-mortem, estudios de protecciones eléctricas, etc.

## 5.3 Recomendaciones para trabajo futuro

Con base en los resultados obtenidos en el presente trabajo, se proponen las siguientes recomendaciones:

- Evaluar el método de estimación propuesto con mediciones reales.
- Encontrar una expresión analítica que relacione el porcentaje de inercia residual y el ROCOF máximo que puede tener un sistema.
- Realizar comparativa entre métodos de estimación de ROCOF con distintos fabricantes de PMU.
- Proponer un nuevo umbral para el DFA aplicado a tiempo real, ya que en las simulaciones se observó que el umbral empleado en [1] era demasiado sensible ante los



desbalances de potencia elegidos en la simulación.

- Realizar estudios ante perturbaciones en el sistema que no se consideraron en el presente trabajo, tales como reducción de carga, salidas de unidades de generación del sistema y desconexión de una carga.

Como trabajos a futuro se propone el uso de este método para un sistema real con un monitoreo de área constante (WAMS) para determinar la relación entre la estimación con los valores de ROCOF en el sistema para una mejor planeación del SEP.

## REFERENCIAS

1. Phillip M Ashton, Christopher S Saunders, Gareth A Taylor, Alex M Carter y Martin E Bradley, *Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements*. IEEE Transactions on Power Systems, 30(2):701–709, 2014.
2. Pieter Tielens y Dirk Van Hertem, *The relevance of inertia in power systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 55:999–1009, 2016.
3. David P Chassin, Zhenyu Huang, Matthew K Donnelly, Candee Hassler, Enrique Ramirez y Cody Ray, *Estimation of WECC system inertia using observed frequency transients*. IEEE Transactions on Power Systems, 20(2):1190–1192, 2005.
4. Toshio Inoue, Haruhito Taniguchi, Yasuyuki Ikeguchi y Kiyoshi Yoshida, *Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients*. IEEE Transactions on Power Systems, 12(1):136–143, 1997.
5. Adly A Girgis y William L Peterson, *Adaptive estimation of power system frequency deviation and its rate of change for calculating sudden power system overloads*. IEEE Transactions on Power Delivery, 5(2):585–594, 1990.
6. Oscar Villareal Martínez José Jonathan Galindo Hernández, Mario Urbina Palomares, *Determinación de la constante de inercia de máquinas síncronas de laboratorio*, March 2010.
7. Edward Wilson Kimbark, *Power system stability*, volumen 1. John Wiley & Sons, 1995.
8. Prabha S Kundur, *Power system stability*. En *Power System Stability and Control*, páginas 8–1. CRC Press, 2017.
9. Peter Wall, Francisco González-Longatt y Vladimir Terzija, *Demonstration of an inertia constant estimation method through simulation*. En *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, páginas 1–6. IEEE, 2010.
10. Peter Wall, Francisco Gonzalez-Longatt y Vladimir Terzija, *Estimation of generator inertia available during a disturbance*. En *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1–8. IEEE, 2012.
11. T Littler, B Fox y D Flynn, *Measurement-based estimation of wind farm inertia*. En *2005 IEEE Russia Power Tech*, páginas 1–5. IEEE, 2005.

12. Gillian Lalor, Alan Mullane y Mark O'Malley, *Frequency control and wind turbine technologies*. IEEE Transactions on power systems, 20(4):1905–1913, 2005.
13. PM Ashton, GA Taylor, AM Carter, ME Bradley y W Hung, *Application of phasor measurement units to estimate power system inertial frequency response*. páginas 1–5, 2013.
14. IEEE Standard Association y cols., *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*. IEEE Std C, 37:1–61, 2011.
15. Prabha Kundur, John Paserba, Venkat Ajarapu, Göran Andersson, Anjan Bose, Claudio Canizares, Nikos Hatziaargyriou, David Hill, Alex Stankovic, Carson Taylor y cols., *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*. IEEE transactions on Power Systems, 19(3):1387–1401, 2004.
16. J Paserba y cols., *Analysis and control of power system oscillation*. CIGRE special publication, 38(07), 1996.
17. CTF Rep, *Analysis and modeling needs of power systems under major frequency disturbances*, 1999.
18. P Kundur, DC Lee, J Bayne y PL Dandeno, *Impact of turbine generator overspeed controls on unit performance under system disturbance conditions*. IEEE transactions on power apparatus and systems, (6):1262–1269, 1985.
19. QB Chou, P Kundur, PN Acchione y B Lautsch, *Improving nuclear generating station response for electrical grid islanding*. IEEE Power Engineering Review, 9(9):42–42, 1989.
20. P Kundur, *A survey of utility experience with power plant response during partial load rejection and system disturbances*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (5):2471–2475, 1981.
21. N Hatziaargyriou, E Karapidakis y D Hatzifotis, *Frequency stability of power systems in large islands with high wind power penetration*. En *Bulk Power Syst. Dynamics Control Symp.—IV Restructuring*, volumen 102, página 4, 1998.
22. Thierry Van Cutsem y Costas Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. Springer Science & Business Media, 2007.
23. GK Morison, B Gao y P Kundur, *Voltage stability analysis using static and dynamic approaches*. IEEE transactions on Power Systems, 8(3):1159–1171, 1993.
24. B Gao, GK Morison y P Kundur, *Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems*. IEEE transactions on power systems, 11(3):1314–1324, 1996.
25. Robert Resnick, David Halliday y Kenneth Krane, *Física Vol. I*. I, 2004.

26. Dominic Groß y Florian Dörfler, *On the steady-state behavior of low-inertia power systems*. IFAC-PapersOnLine, 50(1):10735–10741, 2017.
27. Peter W Sauer y Mangalore Anantha Pai, *Power system dynamics and stability*, volumen 101. Prentice hall Upper Saddle River, NJ, 1998.
28. Raymond A Serway y John W Jewett, *Physics for scientists and engineers with modern physics*. Cengage learning, 2018.
29. Francisco Díaz-González, Melanie Hau, Andreas Sumper y Oriol Gomis-Bellmunt, *Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 34:551–564, 2014.
30. Janaka Ekanayake y Nick Jenkins, *Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency*. IEEE Transactions on Energy conversion, 19(4):800–802, 2004.
31. Johan Morren, Jan Pierik y Sjoerd WH De Haan, *Inertial response of variable speed wind turbines*. Electric power systems research, 76(11):980–987, 2006.
32. M Nedd, C Booth y K Bell, *Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers*. En *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, páginas 1–6. IEEE, 2017.
33. John J Grainger, William D Stevenson, William D Stevenson y cols., *Power system analysis*. 2003.
34. AG Phadke y JS Thorp, *History and applications of phasor measurements*. En *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, páginas 331–335. IEEE, 2006.
35. Sadeh Azizi, Gevorg B Gharehpetian y A Salehi Dobakhshari, *Optimal integration of phasor measurement units in power systems considering conventional measurements*. IEEE Transactions on Smart Grid, 4(2):1113–1121, 2012.
36. Arun G Phadke, *Synchronized phasor measurements-a historical overview*. En *IEEE/PES transmission and distribution conference and exhibition*, volumen 1, páginas 476–479. IEEE, 2002.
37. P Zhang, J Chen y M Shao, *Phasor measurement unit (PMU) implementation and applications*. Electr. Power Res. Inst. EPRI, Rep. Final 2007, 2007.
38. Jim Y Cai, Zhenyu Huang, John Hauer y Ken Martin, *Current status and experience of WAMS implementation in North America*. En *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, páginas 1–7. IEEE, 2005.
39. Maciej Grebla, Jaya Yellajosula y Hans Kr Hoidalén, *Real time hardware-in-the-loop comparison of frequency estimation techniques in application to ROCOF based islanding detection*. En *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, páginas 1–5. IEEE, 2018.

40. Dimitrios Zografos y Mehrdad Ghandhari, *Estimation of power system inertia*. En *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, páginas 1–5. IEEE, 2016.
41. B Alinejad y H Kazemi Karegar, *Online inertia constant and Thévenin equivalent estimation using PMU data*. En *2015 30th International Power System Conference (PSC)*, páginas 106–110. IEEE, 2015.
42. Ming Huang, Yuanyuan Liu, Gongliu Yang y Xiao Zhou, *An Innovation Based DFA and EMD Method for Denoising Fiber Optic Gyroscope Drift Signal*. En *2016 3rd International Conference on Information Science and Control Engineering (ICISCE)*, páginas 1262–1266. IEEE, 2016.
43. Arindam Ghosh y Gerard Ledwich, *Power quality enhancement using custom power devices*. Springer science & business media, 2012.
44. Paul M Anderson y Aziz A Fouad, *Power system control and stability*. John Wiley & Sons, 2008.
45. Sameh Kamel Mena Koudsi y Claudio A Canizares, *Modeling and simulation of IEEE 14-bus system with FACTS controllers*. University of Waterloo, Canada, Tech. Rep, 2003.
46. Math HJ Bollen y Fainan Hassan, *Integration of distributed generation in the power system*, volumen 80. John wiley & sons, 2011.

## APÉNDICE A

### DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA 1

**TABLA 16**

Parámetros de líneas (p.u.) de sistema de prueba 1

Parámetros de líneas (p.u.)				
Del Nodo	Al Nodo	Resistencia $R$	Reactancia $X$	Suceptancia $B$
4	5	0.0100	0.0850	0.1760
5	7	0.0320	0.1610	0.3060
7	8	0.0085	0.0720	0.1490
8	9	0.0119	0.1008	0.2090
9	6	0.0390	0.1700	0.3580
6	4	0.0170	0.0920	0.1580

**TABLA 17**

Parámetros de líneas (real) de sistema de prueba 1

Parámetros de líneas (real)				
Del Nodo	Al Nodo	Resistencia $R$ ( $\Omega$ /km)	Reactancia $X$ ( $\Omega$ /km)	Suceptancia $B$ ( $\mu S$ / km)
1	2	5.2900	44.9650	332.70321
1	5	16.9280	85.1690	578.44991
2	3	4.4965	38.0880	281.66352
2	4	6.2951	53.3232	395.08507
2	5	20.6310	89.9300	676.74858
3	4	8.9930	48.6680	298.67675

**TABLA 18**

Parámetros de transformadores de sistema de prueba 1

Parámetros de transformadores			
Del Nodo	Al Nodo	Reactancia (p.u.)	Relación del tap
4	7	0.0576	1.0000
4	9	0.0625	1.0000
5	6	0.0586	1.0000

**TABLA 19**

Parámetros de generadores de sistema de prueba 1

Parámetros de generadores			
Generador	1	2	3
MVA	247.5	192	128
$x_l$	0.0336	0.0521	0.0742
$r_a$	0.0000	0.0000	0.0000
$x_d$	0.1460	0.8958	1.3125
$x'_d$	0.0608	0.1198	0.1813
$x''_d$	0.0500	0.0700	0.1000
$T'_d0$	8.9600	6.0000	5.8900
$T''_d0$	0.0152	0.0750	0.0750
$x_q$	0.0969	0.8645	1.2578
$x'_q$	0.0969	0.1969	0.2500
$x''_q$	0.0500	0.0700	0.1000
$T'_q0$	0.0000	0.5350	0.6000
$T''_q0$	0.0242	0.0750	0.0750
H	9.5515	3.3333	2.3515

**TABLA 20**

Parámetros de nodos de sistema de prueba 1

Parámetros de nodos (p.u.)								
Nodo	Voltaje (kV)	$P_{\text{Gen}}$	$Q_{\text{Gen}}$	$P_{\text{Load}}$	$Q_{\text{Load}}$	Tipo de nodo	$Q_{\text{máx}}$	$Q_{\text{mín}}$
1	16.5	0.716	0.270	0.000	0.000	1	2.475	-2.475
2	16.5	1.630	0.067	0.000	0.000	2	1.920	-1.920
3	16.5	0.850	0.109	0.000	0.000	2	1.280	-1.280
4	230	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0.000
5	230	0.000	0.000	1.250	0.500	3	0.000	0.000
6	230	0.000	0.000	0.900	0.300	3	0.000	0.000
7	230	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0.000
8	230	0.000	0.000	1.000	0.350	3	0.000	0.000
9	230	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0.000



## APÉNDICE B

### DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA 2

**TABLA 21**

Parámetros de líneas (p.u.) de sistema de prueba 2

Parámetros de líneas (p.u)				
Del Nodo	Al Nodo	Resistencia R	Reactancia X	Suceptancia B
1	2	0.01938	0.05917	0.05280
1	5	0.05403	0.22304	0.04920
2	3	0.04699	0.19797	0.04380
2	4	0.05811	0.17632	0.03740
2	5	0.05695	0.17388	0.03400
3	4	0.06701	0.17103	0.03460
4	5	0.01335	0.04211	0.01280
6	11	0.09498	0.19890	0.00000
6	12	0.12291	0.25581	0.00000
6	13	0.06615	0.13027	0.00000
9	10	0.03181	0.08450	0.00000
9	14	0.12711	0.27038	0.00000
10	11	0.08205	0.19207	0.00000
12	13	0.22092	0.19988	0.00000
13	14	0.17093	0.34802	0.00000

**TABLA 22**

Parámetros de líneas (real) de sistema de prueba 2

Parámetros de líneas (real)				
Del Nodo	Al Nodo	Resistencia R ( $\Omega/km$ )	Reactancia X ( $\Omega/km$ )	Suceptancia B ( $\mu S/km$ )
1	2	3.37677	10.30978	303.03030
1	5	9.41419	38.86249	282.36915
2	3	8.18754	34.49429	251.37741
2	4	10.12509	30.72200	214.64646
2	5	9.92297	30.29685	195.13315
3	4	11.67582	29.80027	198.57668
4	5	2.32610	7.33725	73.46189
6	11	1.03433	2.16602	0.00000
6	12	1.33849	2.78577	0.00000
6	13	0.72037	1.41864	0.00000
9	10	0.34641	0.92021	0.00000
9	14	1.38423	2.94444	0.00000
10	11	0.89352	2.09164	0.00000
12	13	2.40582	2.17669	0.00000
13	14	1.86143	3.78994	0.00000

**TABLA 23**

Parámetros de transformadores de sistema de prueba 2

Parámetros de transformadores			
Del Nodo	Al Nodo	Reactancia (p.u.)	Relación del tap
4	7	0.20912	0.9780
4	9	0.55618	0.9690
5	6	0.25202	0.9320
7	8	0.17615	1.0000
7	9	0.11001	1.0000

**TABLA 24**

Parámetros de generadores de sistema de prueba 2

Parámetros de generadores					
Generador	1	2	3	4	5
MVA	615	60	60	25	25
$x_l$	0.2396	0.0000	0.0000	0.1340	0.1340
$r_a$	0.0000	0.0031	0.0031	0.0014	0.0041
$x_d$	0.8979	1.0500	1.0500	1.2500	1.2500
$x'_d$	0.2995	0.1850	0.1850	0.2320	0.2320
$x''_d$	0.2300	0.1300	0.1300	0.1200	0.1200
$T'_d0$	7.4000	6.1000	6.1000	4.7500	4.7500
$T''_d0$	0.0300	0.0400	0.0400	0.0600	0.0600
$x_q$	0.6460	0.9800	0.9800	1.2200	1.2200
$x'_q$	0.6460	0.3600	0.3600	0.7150	0.7150
$x''_q$	0.4000	0.1300	0.1300	0.1200	0.1200
$T'_q0$	0.0000	0.3000	0.3000	1.5000	1.5000
$T''_q0$	0.0330	0.0990	0.0990	0.2100	0.2100
H	5.1480	6.5400	6.5400	5.0600	5.0600

**TABLA 25**

Parámetros de nodos de sistema de prueba 2

Parámetros de nodos (p.u.)								
Nodo	Voltaje (kV)	$P_{Gen}$	$Q_{Gen}$	$P_{Load}$	$Q_{Load}$	Tipo de nodo	$Q_{max}$	$Q_{min}$
1	132.000	2.320	0.000	0.000	0.000	2	10.000	-10.000
2	132.000	0.400	-0.424	0.217	0.127	1	0.500	-0.400
3	132.000	0.000	0.000	0.942	0.190	2	0.400	0.000
4	132.000	0.000	0.000	0.478	0.000	3	0.000	0.000
5	132.000	0.000	0.000	0.076	0.016	3	0.000	0.000
6	33.000	0.000	0.000	0.112	0.075	2	0.240	-0.060
7	11.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3	0.000	0.000
8	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2	0.240	-0.060
9	33.000	0.000	0.000	0.295	0.166	3	0.000	0.000
10	33.000	0.000	0.000	0.090	0.058	3	0.000	0.000
11	33.000	0.000	0.000	0.035	0.018	3	0.000	0.000
12	33.000	0.000	0.000	0.061	0.016	3	0.000	0.000
13	33.000	0.000	0.000	0.135	0.058	3	0.000	0.000
14	33.000	0.000	0.000	0.149	0.050	3	0.000	0.000

## **RESUMEN AUTOBIOGRÁFICO**

Marco Aurelio López Ramírez

Candidato para el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Tesis: ESTIMACIÓN DE LA INERCIA SÍNCRONA BASADA EN MEDICIONES FASORIALES

Biografía: Nacido en San Luis Potosí, San Luis Potosí, México, el 27 de julio de 1996, hijo de Aurelio López González y María del Carmen Ramírez Herrera.

Educación: Asistió a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí y estudió la carrera de ingeniero mecánico electricista. En 2018, se graduó con un desempeño sobresaliente.

Experiencia Profesional: En 2017 se integró a la empresa ABB México S.A. de C.V.