

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DE UN SISTEMA DE  
POTENCIA USANDO MEDICIONES SINCRÓFASORIAS**

**HERRAMIENTA COMPUTACIONAL, EN LENGUAJE PYTHON,  
PARA LA ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE DEL SEP  
EMPLEANDO MEDICIONES SINCRÓFASORIAS DURANTE  
DISTURBIOS IMPORTANTES QUE AFECTAN EL BALANCE  
GENERACIÓN – CARGA.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**FRANK ERIK NARVÁEZ PADILLA**

**frank.narvaez@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: Dr.-Ing. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ**

**nelson.granda@epn.edu.ec**

**DMQ, febrero 2024**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, FRANK ERIK NARVÁEZ PADILLA declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

---

**FRANK ERIK NARVÁEZ PADILLA**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por FRANK ERIK NARVÁEZ PADILLA, bajo mi supervisión.

---

**DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

FRANK ERIK NARVÁEZ PADILLA

DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

## **DEDICATORIA**

A Dios y a la Virgen de la Nube

A mi padre Luciano y a mi madre Rosa

A mis hermanos Carlos, Fausto, Mercy, Edwin y Brian

A mis sobrinos



## **AGRADECIMIENTO**

A Dios y a la Virgen de la Nube por todas las bendiciones recibidas y por permitirme cumplir este logro.

Al Dr. Nelson Granda por toda su paciencia y apoyo durante la realización de este trabajo.

Quiero agradecer a mis padres Luciano y Rosa por el amor y apoyo incondicional que me han brindado durante todo mi camino, son mi principal inspiración para seguir adelante y los principales artífices de este logro.

A mis hermanos Carlos, Fausto, Mercy, Edwin y Brian por su apoyo y confianza depositadas en mi persona.

A mi cuñada Carmen por su apoyo incondicional.

A mis tíos Guillermo y Barbarita por todos los consejos y apoyo que me han brindado para poder salir adelante.

A mis primos Rubén, Diego y Jenny por su ayuda lo largo de mi carrera universitaria.

A mi abuelita Mercedes por todo su cariño y consejos.

A la memoria de mis abuelitos Serafín y Alfonso y a la memoria de mi abuelita Barbarita quienes me apoyaron y aconsejaron en mi niñez.

A la memoria de mi tío Ariolfo por todo su apoyo y consejos.

A mis amigos Alexis, Paúl, José, Bryan, Alejandro por todos los buenos y malos momentos vividos durante nuestra carrera universitaria.

A mis mejores amigos Erick, Ángel y María José por todos los momentos compartidos y por su apoyo

A una persona especial, por su apoyo y palabras de ánimo durante la realización de este trabajo quien me animó a seguir adelante y que no me rinda.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

|   |     |
|---|-----|
| RESUMEN .....   | VII |
| 1 INTRODUCCIÓN .....  | 1   |
| 1.1 OBJETIVOS.....  | 1   |
| 1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....   | 1   |
| 1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....  | 1   |
| 1.2 ALCANCE.....  | 2   |
| 1.3 MARCO TEÓRICO .....   | 3   |
| 1.3.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SEP.....                                  | 3   |
| 1.3.2 INERCIA EQUIVALENTE DE UN SEP.....  | 7   |
| 1.3.3 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL POTENCIA-FRECUENCIA DEL SEP.....        | 10  |
| 1.3.4 LENGUAJE PYTHON .....   | 17  |
| 2 METODOLOGÍA .....   | 19  |
| 2.1 INTRODUCCIÓN.....   | 19  |
| 2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA .....                                   | 20  |
| 2.3 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN .....  | 21  |
| 2.4 TRATAMIENTO DE DATOS.....   | 21  |
| 2.5 ESTIMACIÓN DE LA VARIACIÓN DE POTENCIA .....                                | 21  |
| 2.5.1 MÉTODO DE VENTANAS DESLIZANTES.....                                       | 22  |
| 2.6 ESTIMACIÓN DEL ROCOF.....   | 24  |
| 2.6.1 MÉTODO DE VENTANAS DESLIZANTES.....                                       | 24  |
| 2.6.2 MÉTODO DE APROXIMACIÓN POLINOMIAL .....                                   | 26  |
| 2.6.3 MÉTODO DE APROXIMACIÓN SINUSOIDAL CON AMORTIGUAMIENTO<br>EXPONENCIAL..... | 27  |
| 2.6.4 MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS.....  | 27  |
| 2.7 CÁLCULO DE LA INERCIA EQUIVALENTE .....                                     | 28  |
| 2.8 CÁLCULO INERCIA TEÓRICA .....   | 29  |
| 2.9 COMPARACIÓN DE RESULTADOS .....   | 29  |
| 2.10 MODELO EQUIVALENTE REDUCIDO USANDO PYTHON.....                             | 29  |
| 3 APLICACIÓN Y RESULTADOS .....   | 37  |
| 3.1 INTRODUCCIÓN.....   | 37  |
| 3.2 FUNCIONALIDAD DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL .....                         | 38  |
| 3.3 SISTEMA IEEE NEW ENGLAND .....  | 38  |
| 3.3.1 DESCRIPCIÓN.....  | 38  |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 3.3.2 | CÁLCULO DE LA INERCIA EQUIVALENTE TEÓRICA.....                | 39 |
| 3.3.3 | ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE MEDIANTE MEDICIONES..... | 40 |
| 3.3.4 | Análisis.....   | 51 |
| 3.4   | SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO.....              | 51 |
| 3.4.1 | CASO 1.....   | 51 |
| 3.4.2 | CASO 2.....   | 58 |
| 3.4.3 | CASO 3.....   | 64 |
| 3.5   | MODELO REDUCIDO .....   | 70 |
| 3.5.1 | DESCRIPCIÓN.....  | 70 |
| 3.5.2 | RESULTADOS .....  | 70 |
| 3.5.3 | ANÁLISIS .....  | 73 |
| 4     | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....                           | 75 |
| 4.1   | CONCLUSIONES.....   | 75 |
| 4.2   | RECOMENDACIONES.....  | 76 |
| 5     | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....                              | 77 |

## RESUMEN

En el presente trabajo de integración curricular (TIC) se desarrolla de una herramienta computacional que permite estimar la inercia equivalente de un sistema eléctrico de potencia (SEP) durante disturbios que afectan el balance entre la generación y la carga. También se presenta la implementación en lenguaje Python de un modelo reducido para la evaluación de la respuesta de la frecuencia de un SEP.

La estimación de la inercia equivalente se realiza empleando mediciones sincrofasoriales de frecuencia eléctrica en las barras del SEP y de potencia activa generada o transmitida a través de líneas de interconexión.

La metodología propuesta plantea el uso de diferentes métodos para la estimación de la variación, tanto de la frecuencia eléctrica, como de la potencia activa. Los métodos implementados son: ventanas móviles, aproximación polinomial, aproximación sinusoidal, y del método de los mínimos cuadrados.

La herramienta es aplicada al sistema de prueba académico IEEE New England de 39 barras y 10 generadores, y al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano. Por otro lado, el modelo reducido para evaluar la respuesta de la frecuencia se implementa usando la librería “*control*” de Python.

**PALABRAS CLAVE:** Inercia equivalente, mediciones sincrofasoriales, variación de frecuencia, Python.

## **ABSTRACT**

In this curricular integration work (TIC), a computational tool to estimate the equivalent inertia of an electrical power system (SEP) during disturbances that affect the balance between generation and load is developed. The implementation in Python language of a reduced model for the evaluation of the frequency response of a SEP is also presented.

The estimation of the equivalent inertia is carried out using synchrophasor measurements of electrical frequency and active power generated or transmitted through interconnection lines.

The methodology proposes the use of different methods for estimating the variation of both the electrical frequency and the active power. The implemented methods are: sliding windows, polynomial approximation, sinusoidal approximation, and the least squares method.

The tool is applied to the IEEE New England 39-bus and 10-generator academic test system, and to the Ecuadorian Interconnected Power System. On the other hand, the reduced model to evaluate the frequency response is implemented using the Python “control” library.

**KEYWORDS:** Equivalent inertia, synchrophasor measurements, frequency variation, Python.

# 1 INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un SEP se define como la capacidad de este, para desde una condición inicial, alcanzar un nuevo punto de equilibrio después de ocurrida una perturbación. La estabilidad representa una de las principales preocupaciones para los operadores de las redes eléctricas ya que, el poder garantizar un sistema de energía confiable y seguro, depende en todo momento de mantener dicha estabilidad [1].

Para el correcto funcionamiento de un SEP debe existir un balance entre la generación y la demanda, es decir que la energía que inyectan a la red las centrales de generación debe ser suficiente para abastecer a la demanda de los usuarios. La frecuencia es una de las variables de gran importancia para el correcto funcionamiento del SEP, ya que guarda relación directa con el balance entre la generación y la carga; muchas veces por efecto de una falla se llega a perder generación, lo que provoca una caída en la frecuencia. Para controlar estos problemas se ha desarrollado el denominado control de frecuencia, cuyo objetivo es tratar minimizar los daños que pudieran ocurrir en el SEP.

El control de frecuencia consta de varios lazos anidados: el primero en actuar es la respuesta inercial, en el cual se enfoca el presente trabajo de integración curricular, este lazo de control actúa antes de los 10 segundos posteriores a la perturbación y su tarea es liberar la energía almacenada en las partes rotatorias de los generadores, logrando así que el nadir de frecuencia (valor mínimo de frecuencia alcanzado durante el período transitorio) sea menor y la tasa de cambio de la frecuencia (**ROCOF**) disminuya.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar de una herramienta computacional, en lenguaje Python, para estimar la inercia equivalente del SEP empleando mediciones sincrofasoriales durante disturbios importantes que afectan el balance generación – carga.

### 1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar una revisión bibliográfica de las metodologías propuestas para la estimación de la inercia equivalente del SEP en base a mediciones y la evaluación

de la respuesta de la frecuencia, presentadas en artículos técnicos, libros, revistas especializadas, internet, etc.

2. Implementar una herramienta computacional, en lenguaje Python, para la estimación de inercia equivalente del SEP, usando mediciones sincrofasoriales, obtenidas durante un evento de pérdida de generación.
3. Desarrollar modelos reducidos para la evaluación de la respuesta de la frecuencia del SEP y su implementación en lenguaje Python.
4. Aplicar la herramienta desarrollada al Sistema Nacional Interconectado y evaluar sus resultados.

## 1.2 ALCANCE

Como primera etapa, se realizó una investigación bibliográfica de los métodos propuestos en la literatura técnica para estimar la inercia equivalente de un SEP, especialmente aquellas metodologías basadas en mediciones sincrofasoriales. Se desarrolló un análisis comparativo, resaltando las ventajas y desventajas que presentan los diferentes métodos analizados, necesidad de información, facilidad de programación, etc. En base a este análisis se determinaron los métodos a implementar en el presente Trabajo de Integración Curricular. Adicionalmente, se estudiaron varios modelos propuestos para la evaluación de la respuesta de la frecuencia del SEP, enfocándose en modelos para representar la respuesta colectiva del sistema frente a desbalances generación – carga. Se identificaron librerías de Python que permiten la simulación de sistema dinámicos usando funciones de transferencia.

En la segunda etapa se elaboró una herramienta computacional, en lenguaje Python, que permite estimar la inercia equivalente del SEP en base a mediciones sincrofasoriales obtenidas de disturbios que afectan directamente el balance entre la generación y la demanda; el estudio se enfocó en disturbios de pérdida de generación.

En la tercera etapa se aplicó la herramienta computacional al Sistema Nacional Interconectado (**SNI**) para estimar de la inercia equivalente del sistema, para lo cual fue necesario solicitar información de mediciones sincrofasoriales al Operador Nacional de Electricidad – CENACE. Se evaluaron los valores de inercia equivalente obtenidos con la herramienta desarrollada respecto del valor teórico obtenido del despacho económico y datos técnicos de los generadores.

En la cuarta etapa se implementaron modelos reducidos para la evaluación de la respuesta de frecuencia del SEP usando librerías de código abierto en lenguaje Python. Los resultados son comparados con los obtenidos empleando SIMULINK de MatLab, que es una herramienta bien establecida para el análisis y simulación de sistemas físicos y de control.

Finalmente, el proyecto contempla la difusión de los resultados mediante la elaboración de del presente documento escrito, donde se presentan las actividades realizadas, así como, las conclusiones y recomendaciones alcanzadas.

## **1.3 MARCO TEÓRICO**

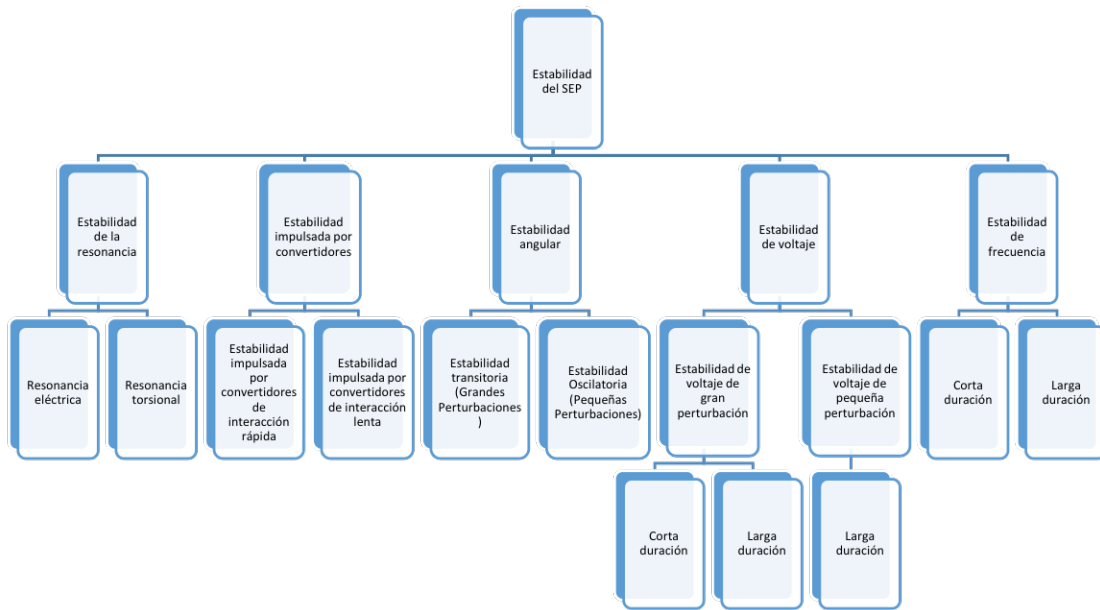
### **1.3.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SEP**

En un SEP el comportamiento de la frecuencia guarda relación con el balance que existe entre la generación y la demanda; en régimen permanente, la frecuencia con la que operan los generadores del SEP corresponde a la frecuencia eléctrica del sistema, es decir 60 Hz. No obstante, cuando ocurren desbalances importantes entre la generación y la demanda, debido a diversos factores como la desconexión abrupta de demanda o la pérdida de generación por algún tipo de falla, existe una variación de la frecuencia [2].

Estas variaciones en la frecuencia pueden tener efectos perjudiciales en la calidad y la estabilidad del suministro de energía eléctrica. Un valor de frecuencia por debajo del valor normal indica que la generación es insuficiente para satisfacer la demanda, lo que puede provocar cortes de energía si no se toman medidas correctivas a tiempo. Por otro lado, una frecuencia más alta del valor normal indica un exceso de generación, lo que también puede resultar en problemas, como la sobrecarga de líneas de transmisión. Para mantener la estabilidad del SEP, los operadores del sistema y los dispositivos de control automático, como el Control Automático de Generación (AGC), intervienen para ajustar la producción de energía y restaurar la frecuencia a su valor nominal, asegurando así la continuidad y la confiabilidad del suministro eléctrico.

Según la referencia [3], la clasificación de la estabilidad de un SEP es la siguiente:





**Figura 1.1.** Clasificación de la estabilidad de un SEP [3].

A la habilidad del SEP de poder restablecer la frecuencia a su valor nominal luego de ocurrencia de una perturbación que afecta al balance entre la generación y la demanda se conoce como la estabilidad de frecuencia del SEP. Lo que también se puede definir como que la estabilidad de frecuencia es la capacidad del sistema de poder restablecer el balance existente entre la generación y la demanda.

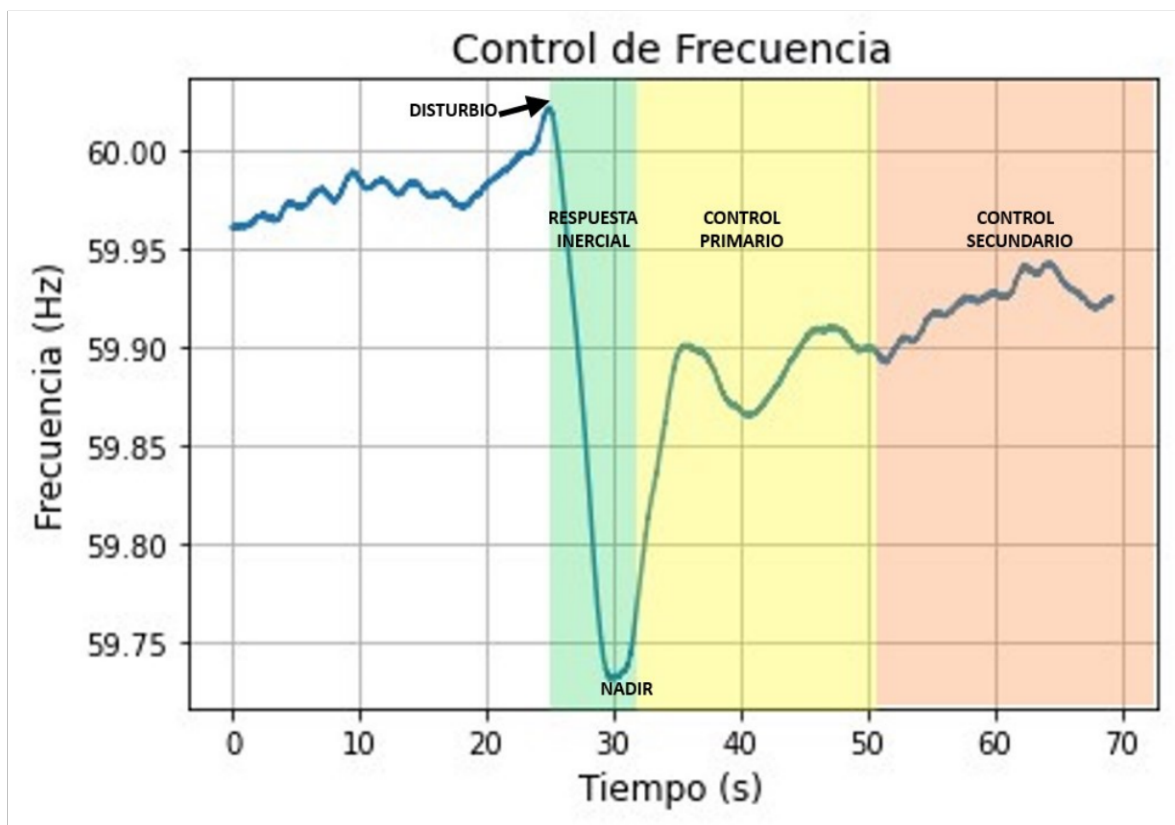
Por lo general, los problemas de estabilidad de frecuencia se deben a diversos factores como: respuesta inadecuada de diferentes equipos, mala coordinación de los controles y las protecciones del sistema, falta de la reserva de generación, etc.

Los problemas de la estabilidad de frecuencia pueden abarcar tiempos pequeños (segundos o fracciones de segundo) y se los denomina fenómenos de corta duración, como por ejemplo el disparo de generación debido a la actuación de las protecciones. Mientras que a los problemas que pueden abarcar hasta varios minutos se los conoce como fenómenos de larga duración entre los que se encuentran los problemas de reguladores de tensión y de velocidad.

Los distintos lazos del sistema de control de frecuencia se implementan con el objetivo de prevenir que los desbalances o perturbaciones provoquen problemas de estabilidad o inclusive el colapso del SEP. Entre los lazos de control se tienen:

- La respuesta inercial
- Control primario de frecuencia
- Control secundario de frecuencia
- Control terciario de frecuencia

Estos lazos de control actúan en diferentes intervalos de tiempo como se presenta en la Figura 1.2., donde se presenta la evolución de la frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, frente a la salida de la central TEBSA del sistema eléctrico colombiano, el día 03 de octubre de 2023, a las 05:08 am.



**Figura 1.2.** Control de frecuencia.

### **1.3.1.1 Respuesta Inercial**

El primer lazo de control de frecuencia en actuar se denomina respuesta inercial, en tiempos inferiores a los 10 segundos y consiste en liberar la energía cinética almacenada en los generadores sincrónicos (**SG**) para reducir la pérdida neta de generación de energía, de tal manera que, el nadir de frecuencia (valor mínimo de frecuencia alcanzado durante el período transitorio) sea menor y el ROCOF disminuya [2].

### **1.3.1.2 Control Primario de Frecuencia**

Posteriormente, actúa el denominado control primario de frecuencia o Regulación Primaria de Frecuencia (RPF); generalmente, entre los 10 y 30 segundos, cuyo objetivo es reducir aún más la variación de la frecuencia y es comandado por los reguladores de velocidad de las unidades de generación [2].

### **1.3.1.3 Control Secundario de Frecuencia**

Posteriormente, actúa el denominado control secundario de frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), cuyo tiempo de actuación está en el orden de los minutos y su principal objetivo es el restaurar el valor de la frecuencia al valor nominal; siendo comandado por el AGC [2].

Un AGC, es un componente fundamental en los sistemas eléctricos de potencia que se encarga de regular la generación de energía eléctrica de las centrales eléctricas para mantener el equilibrio entre la generación y la carga, en tiempo real. Se encarga de monitorear constantemente la frecuencia y ajusta la producción de las unidades generadoras, para asegurar que la frecuencia se mantenga cerca de su valor nominal. De esta manera, el AGC desempeña un papel crucial en garantizar la estabilidad y la confiabilidad del suministro eléctrico en un sistema interconectado [4].

### **1.3.1.4 Control Terciario de Frecuencia**

Adicionalmente, se cuenta con el control terciario que consiste en preparar al sistema ante la posibilidad de ocurrencia de un nuevo disturbio, distribuyendo la generación entre los

generadores del sistema para obtener un valor adecuado de reserva de potencia ante la posibilidad de un desbalance [2].

### 1.3.2 INERCIA EQUIVALENTE DE UN SEP

De manera general, la inercia equivalente del SEP se define como la resistencia al cambio de la velocidad que presentan las masas giratorias de los generadores sincrónicos conectados al sistema. Matemáticamente, en un sistema con varios generadores, la inercia equivalente se calcula mediante [2]:

$$H_{eq} = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{H_i * S_i}{S_{tot}} \quad (1.1)$$

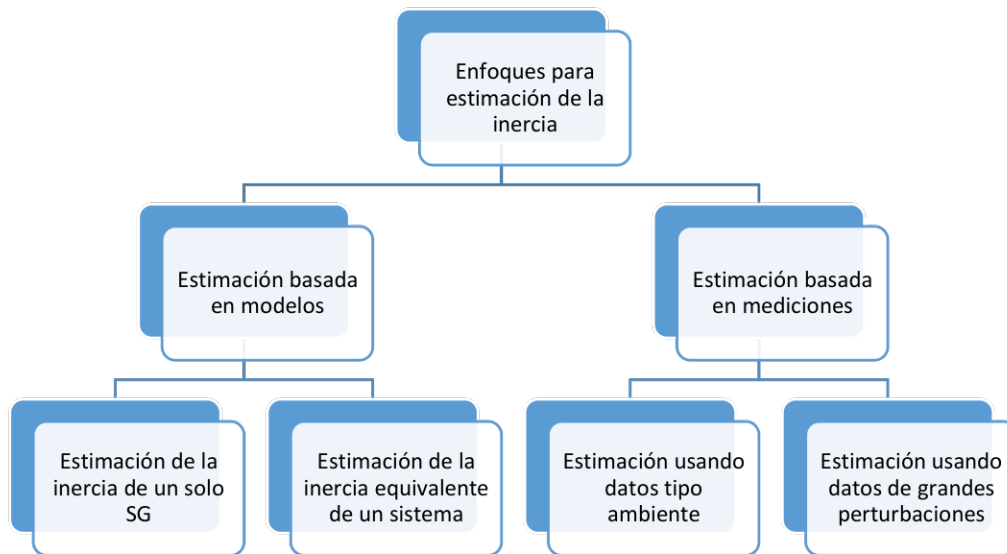
Donde:

- $H_{eq}$  Constante de inercia rotacional del sistema [s]
- $H_i$  Constante de inercia del i-ésimo generador sincrónico [s]
- $S_i$  Potencia nominal de i-ésimo generador sincrónico [MVA]
- $S_{tot}$  Potencia nominal total del sistema [MVA]

En un SEP convencional, la inercia equivalente es una variable importante para el control de la frecuencia; sin embargo, la inercia equivalente es variable en el tiempo debido a la variación del parque generador para satisfacer a la demanda y la integración de generación conectada a través de convertidores electrónicos (CIG – converter-interfaced generation), lo que genera dificultades para su cálculo / estimación en tiempo real.

Es así, que se han propuesto varias metodologías para estimar la inercia equivalente del SEP usando mediciones. Los enfoques de estimación de la inercia se pueden dividir en dos categorías, mostradas en la Figura 1.4.

- Enfoques basados en modelos
- Enfoques basados en mediciones



**Figura 1.3.** Clasificación de los enfoques de estimación de la inercia [2].

La estimación de inercia basada en modelos se apoya en un enfoque que utiliza un modelo dinámico de generadores síncronos. Este modelo describe las características y comportamiento de los generadores, incluyendo la masa rotativa, las constantes de tiempo y otros parámetros. A través de funciones matemáticas no lineales, se representan las interacciones en el sistema, y las entradas de control se consideran en este modelo. La inercia mecánica, que es un factor crítico en la estabilidad del sistema, se encuentra dentro de estos parámetros y se busca estimar mediante una función objetivo que minimiza las diferencias entre las mediciones reales y los valores calculados basados en el modelo.

La estimación de inercia basada en mediciones se centra en la observación y análisis de datos en tiempo real de un sistema eléctrico. A través de la monitorización de variables como la velocidad de rotación de los generadores y las mediciones de potencia, se puede determinar la inercia mecánica en condiciones reales de operación. Este enfoque no depende exclusivamente de modelos matemáticos y proporciona una evaluación más práctica de la inercia efectiva del sistema. Se utiliza en situaciones donde los modelos pueden no ser tan precisos o donde se requiere una estimación en tiempo real para tomar decisiones críticas de control y mantener la estabilidad del sistema eléctrico

Tabla 1.1. Comparación de la estimación de inercia basada en modelos y mediciones

| Enfoque de estimación                             | Intervalo de tiempo            | Ventajas  | Desventajas   |
|---|--------------------------------|---|---|
| Estimación basada en modelos                      | Segundos a decenas de segundos | Modelación explícitamente matemática              | <p>Depende del modelado y de grandes perturbaciones</p> <p>Limitado a la estimación de inercia de los SG.</p> <p>Incertidumbres en los parámetros</p>   |
| Estimación usando datos tipo ambiente             | Minutos                        | Sin modelo<br>Seguimiento continuo de la inercia. | <p>Uso de la frecuencia de la barra terminal del generador como indicador de la velocidad del rotor del generador</p> <p>Vulnerable al ruido de medición.</p>   |
| Estimación usando datos de grandes perturbaciones | Segundos                       | Sin modelo<br>Rápido                              | <p>Difícil estimar el ROCOF</p> <p>El límite entre la respuesta inercial y la respuesta primaria no está claro</p> <p>Dependiente de grandes perturbaciones</p> <p>Uso de la frecuencia del bus terminal del generador como indicador de la velocidad del rotor del generador</p> |

### 1.3.3 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL POTENCIA-FRECUENCIA DEL SEP

El sistema de control de potencia-frecuencia, es un componente vital en los sistemas eléctricos de potencia. Su función principal es mantener el equilibrio entre la generación de energía eléctrica y la demanda de esta en un área determinada, garantizando que la frecuencia de la red eléctrica se mantenga cerca de su valor nominal en todo momento.

Cuando se produce un desequilibrio entre la generación y la demanda, el control potencia-frecuencia entra en acción mediante una secuencia de varios lazos: control primario, control secundario, control terciario. A través de un mecanismo, el control potencia-frecuencia ajusta la potencia generada por los generadores dentro del área de control para corregir la frecuencia y restaurar el equilibrio. Esto se logra aumentando o disminuyendo la potencia generada según sea necesario, y puede implicar la coordinación de múltiples centrales eléctricas y generadores distribuidos [5].

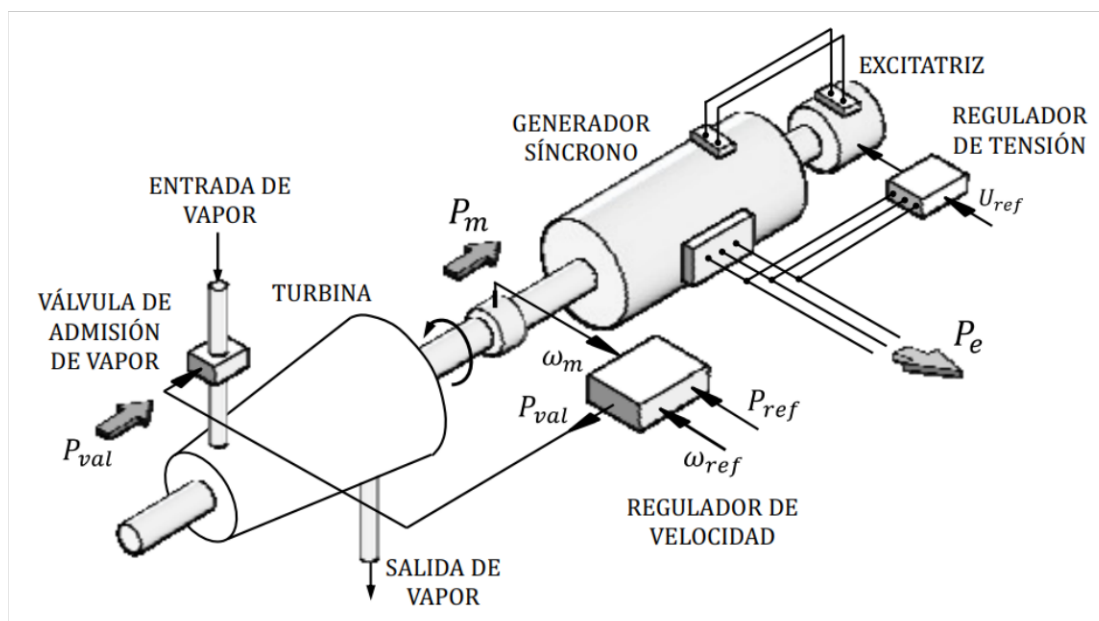


Figura 1.4. Controles de frecuencia y tensión en un grupo de turbina – generador [5].

#### 1.3.3.1 Modelo del Generador

Para la modelación del generador se parte de la ecuación 1.2, que es la ecuación de movimiento de la máquina síncrona frente a pequeñas perturbaciones.

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (1.2)$$

Donde:

- $P_m$  Potencia mecánica aplicada por la turbina en el eje [W]
- $P_e$  Potencia eléctrica generada [W]
- $w_s$  Velocidad angular nominal del rotor [rad/s]
- $\delta$  Posición angular del rotor [rad]
- $H$  Constante de inercia del generador [W-s/VA]

Tomando en cuenta que:  $d^2 \Delta \delta / dt^2 = dw / dt$  La ecuación 1.2. se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\frac{d \frac{\Delta w}{w_s}}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (1.3)$$

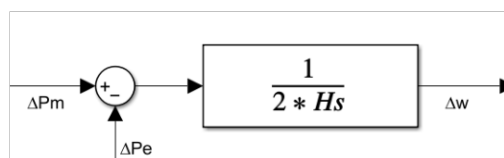
Pasando la ecuación 1.3 a valores en por unidad (p.u.) se tiene:

$$\frac{d \Delta w}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (1.4)$$

Aplicado la transformada de Laplace a la ecuación 1.4. se obtiene:

$$\Delta w(s) = \frac{1}{2H \cdot s} [\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)] \quad (1.5)$$

En la Figura 1.5. se representa mediante bloques la ecuación 1.5



**Figura 1.5.** Modelo del Generador



### 1.3.3.2 Modelo de la Carga

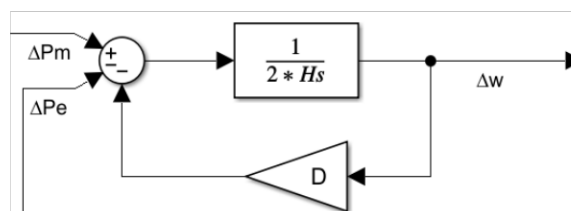
En un SEP existen gran cantidad de cargas, con características diferentes, entre las que se pueden mencionar las cargas puramente resistivas que consumen potencia eléctrica sin tener en cuenta la frecuencia; sin embargo, en el sistema también se pueden encontrar cargas como los motores, en los cuales se presenta una relación entre la frecuencia del SEP y la potencia que consumen los mismos. Por lo mencionado, se inferir que la carga del sistema se compone de dos partes: la primera que puede variar independientemente de la frecuencia ( $\Delta P_L$ ), y la segunda, cuyo valor varía con la frecuencia ( $D\Delta w$ ). Por tanto, la carga del SEP se puede representar mediante la ecuación 1.6 [6].

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta w \quad (1.6)$$

Donde:

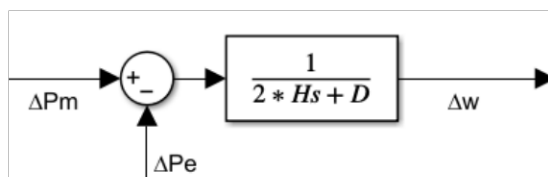
- $\Delta P_e$  Variación total de la carga [MW]
- $\Delta P_L$  Variación de la carga insensible a la frecuencia [MW]
- $D\Delta w$  Variación de la carga sensible a la frecuencia [MW]
- D Constante de amortiguamiento [MW/Hz]

Al unir los modelos del generador y de la carga o demanda se obtiene el resultado de la Figura 1.6.



**Figura 1.6.** Modelo Generador-Carga [6].

Aplicando el álgebra de funciones de transferencia, se reduce el modelo de la Figura 1.6. obteniendo el resultado siguiente:



**Figura 1.7.** Modelo Generador-Carga reducido

### 1.3.3.3 Modelo de la Turbina

La turbina representa la fuente de potencia mecánica o máquina motriz necesaria para poner en marcha al generador sincrónico, pudiendo ser de varios tipos:

- Turbina hidráulica
- Turbina de vapor
- Turbina de gas

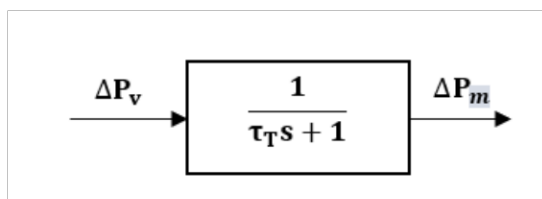
El comportamiento de la turbina se puede definir mediante una función de transferencia que relaciona los cambios producidos entre la potencia mecánica que genera la turbina y la apertura de la válvula encargada del control de flujo de agua o vapor de entrada. El comportamiento se puede representar mediante la ecuación 1.7 [6].

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1 + \tau_T s} \quad (1.7)$$

Donde:

- $\Delta P_m$  Cambio en la potencia mecánica
- $\Delta P_v$  Cambio en a posición de la válvula
- $\tau_T$  Constante de tiempo de la turbina

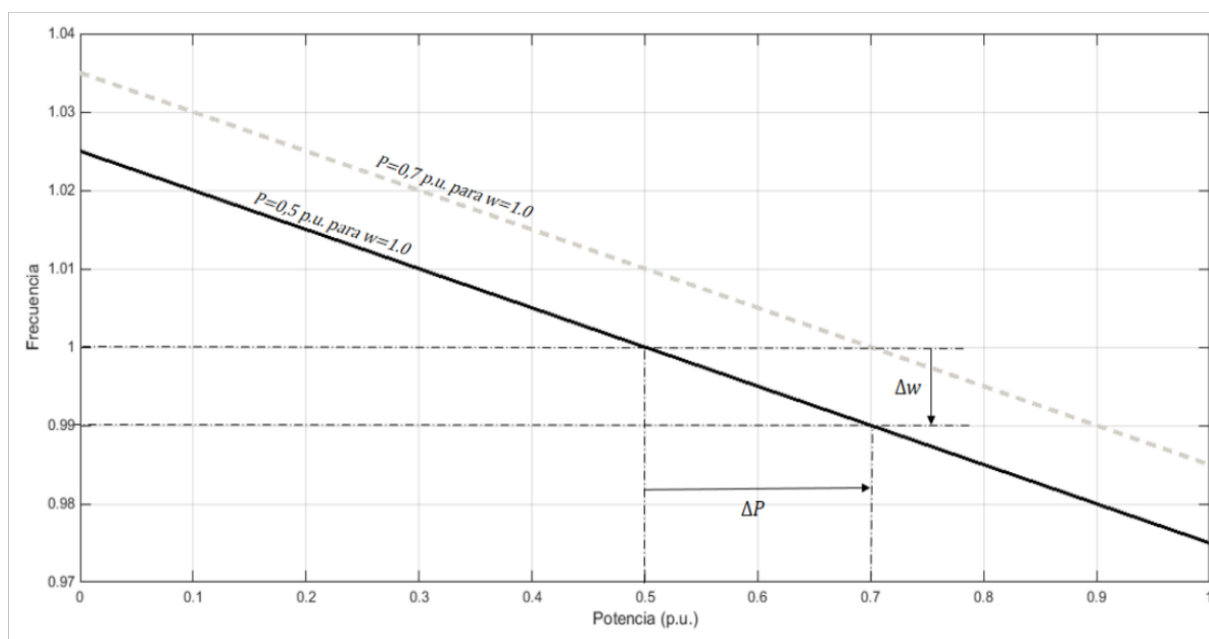
El comportamiento indicado en la ecuación 1.7. también se puede representar mediante diagramas de bloque tal como se presenta en la Figura 1.8.



**Figura 1.8.** Modelo de la turbina [6].

### 1.3.3.4 Modelo del Regulador de Velocidad

En condiciones estables, el diseño de un regulador de velocidad permite la presencia de pequeños cambios de velocidad en función del aumento o pérdida de carga. La característica de regulación típica de un regulador de velocidad se presenta en la Figura 1.9 [6].



**Figura 1.9.** Característica estática del Regulador [6].

La constante de regulación o estatismo ( $R$ ) se encuentra representada por la pendiente de la gráfica de la Figura 1.9. Dicha constante relaciona los valores de la variación de la frecuencia y la variación de la potencia generada, tal como se presenta en la ecuación 1.8.

$$R = \frac{\Delta w}{\Delta P} \quad (1.8)$$

Por lo general, la pendiente se suele configurar para que un cambio de un 5% en el valor de la frecuencia genere una variación del 100% de la potencia del generador. El regulador de velocidad entrega una señal ( $\Delta P_G$ ) en función de la consigna de generación y de la desviación de frecuencia, que se puede representar mediante la ecuación 1.9:

$$\Delta P_G = \Delta P_{\text{ref}} - \frac{1}{R} \Delta w \quad (1.9)$$

Donde:

- $\Delta P_G$  Señal de salida del regulador
- $\Delta P_{\text{ref}}$  Consigna de generación
- R Constante de regulación

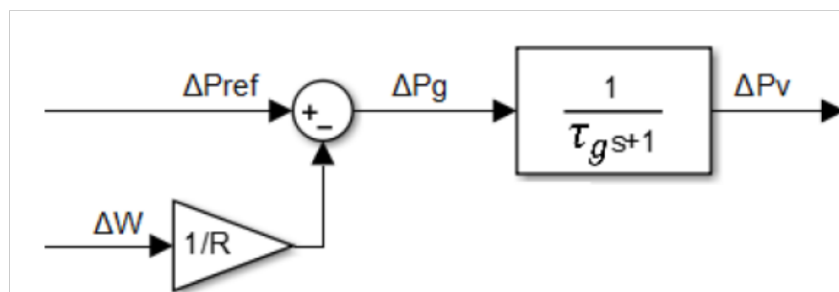
Para operar sobre la válvula de control, la señal de salida del regulador debe ser amplificada mediante un amplificador hidráulico, el mismo que añade un retraso al sistema. Esto se modela mediante una función de transferencia de primer orden:

$$\frac{\Delta P_v}{\Delta P_G} = \frac{1}{1 + \tau_G s} \quad (1.10)$$

Donde:

- $\Delta P_v$  Cambio en la posición de la válvula
- $\Delta P_G$  Señal de salida del regulador
- $\tau_G$  Constante de tiempo del amplificador

Las ecuaciones 1.9. y 1.10. se pueden representar mediante el diagrama de bloques presentado en la Figura 1.10.



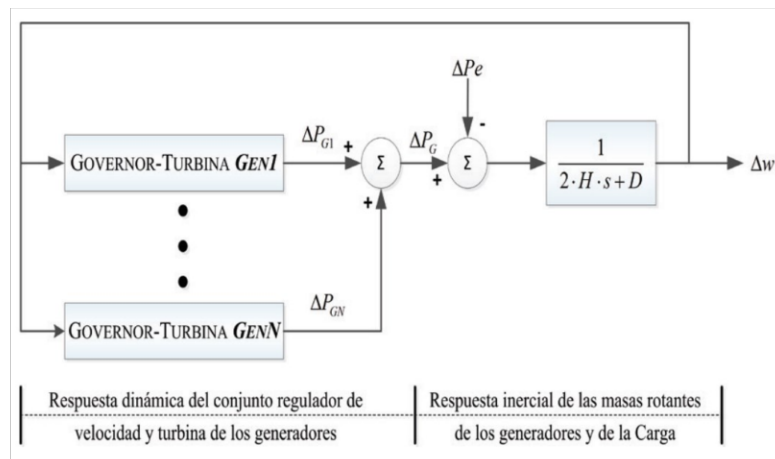
**Figura 1.10.** Modelo del regulador de velocidad [6].

### 1.3.3.5 Modelo reducido del control P-F

Un modelo del sistema de control potencia-frecuencia permite obtener la respuesta transitoria de frecuencia del SEP durante la RPF, tomando en cuenta los siguientes aspectos tanto de la generación como de la demanda [7]:

- Respuesta Inercial de las máquinas
- Respuesta de la demanda frente a variaciones de la frecuencia
- Respuesta de los controladores P-f de las máquinas
- Desbalance entre la generación y la demanda

En la Figura 1.11. se presenta el modelo del sistema de control P-f de un SEP.



**Figura 1.11.** Modelo del sistema de control P-f [7].

Posterior a la ocurrencia de un desbalance entre la generación y la demanda se puede determinar la respuesta dinámica de la frecuencia empleando un modelo equivalente en el cual se deber considerar los siguientes aspectos:

- La inercia equivalente ( $H_{eq}$ ).
- El estatismo de los generadores ( $R$ ).
- Amortiguamiento de la carga ( $D$ ).

En el modelo también se toma en cuenta el conjunto regulador de velocidad – turbina de cada generador, mediante un modelo reducido de primer orden. En la Figura 1.12. se presenta el modelo equivalente de un SEP formado por N generadores sincrónicos [6].

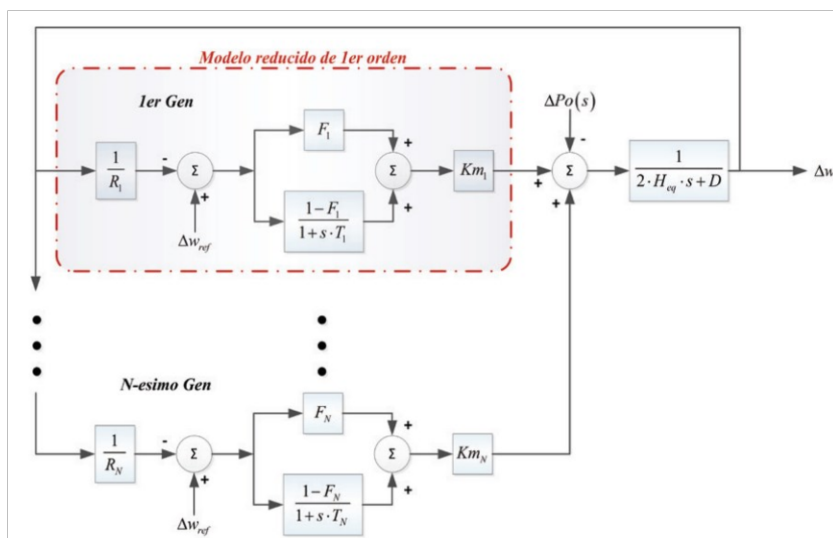


Figura 1.12. Modelo equivalente del sistema de control P-f [7].

### 1.3.4 LENGUAJE PYTHON

Python es un lenguaje de programación de alto nivel, diseñado de manera tal que sea fácil de leer y escribir para los humanos. Lo importante de este lenguaje de programación es que es un “lenguaje interpretado” lo cual significa que no se compila mediante código de máquina como lo hacen otros programas, sino que es interpretado directamente por el intérprete del programa, lo que convierte a Python en un lenguaje de programación altamente portable ya que un mismo código puede ejecutarse en diferentes plataformas sin necesidad de realizar modificaciones [8].

Entre las características más importantes de Python se pueden mencionar:

- **Sintaxis Clara y Legible:** Python no utiliza los símbolos complicados como llaves o paréntesis como lo hacen otros lenguajes de programación sino Python usa espacios y tabulaciones, lo que facilita la lectura del código.
- **Amplia Biblioteca Estándar:** Python contiene una extensa biblioteca base que está formada por operaciones básicas hasta tareas avanzadas, lo que ayuda a programadores a usar diferentes funciones para facilitar su trabajo.
- **Multiplataforma:** Python es compatible con diferentes sistemas operativos como por ejemplo Windows, macOS y Linux.

- **Versatilidad:** Python se utiliza en una gran cantidad de aplicaciones que van desde desarrollo web y científico hasta automatización de tareas y aprendizaje automático [8].

Entre las bibliotecas utilizadas para el desarrollo del presente trabajo se encuentran:

- **Numpy**

Numpy corresponde a una abreviatura del término “Numerical Python” y corresponde a una biblioteca de código abierto cuya función principal es brindar apoyo en la utilización de los arreglos multidimensionales y funciones matemáticas que permiten trabajo con dichos arreglos.

- **Pandas**

Biblioteca de Python de código abierto permite el manejo de datos tabulares y cuenta con herramientas que facilitan el manejo y el análisis de los datos. Es necesaria en el presente trabajo ya que permite manejar de manera fácil los datos como vectores o matrices.

- **Lmfit**

Es una biblioteca de código abierto que proporciona funciones para el ajuste de curvas, se usa en el presente trabajo para modelar datos experimentales y encontrar uno o varios modelos que se ajusten a estos datos.

- **Control**

La biblioteca “control” cuenta con una gran cantidad de funciones y herramientas que facilitan el trabajo de modelación de sistema dinámicos, diseño de controladores y la simulación en el dominio del tiempo. Esta biblioteca es un conjunto de clases y funciones de Python que implementan operaciones comunes para el análisis y diseño de sistemas de control con retroalimentación.

## 2 METODOLOGÍA

### 2.1 INTRODUCCIÓN

En el presente Trabajo de Integración Curricular se aborda la tarea de estimar la inercia equivalente del Sistema Nacional Interconectado mediante el análisis de mediciones sincrofasoriales en situaciones en que se presentan disturbios que afectan el balance entre la generación y la carga. El objetivo central es la implementación de una herramienta computacional en lenguaje de programación Python, la misma que será diseñada con el objetivo de proporcionar una estimación de la inercia del sistema. La estrategia metodológica se fundamenta en diversos métodos, cada uno destinado a abordar distintos aspectos del problema.

En primera instancia, se realiza la estimación mediante ventanas deslizantes, método que permite realizar estimaciones continuas de la inercia equivalente, considerando la variabilidad del comportamiento del sistema durante la ocurrencia del disturbio. Este método no solamente permite la determinación de la tasa de cambio de la frecuencia, también permite calcular el valor de la variación de potencia eléctrica durante la ocurrencia del disturbio; el valor de la variación de potencia obtenido mediante el método de ventanas deslizantes se utilizará también en los otros métodos implementados.

Posteriormente, se incluye una exploración de aproximaciones polinomiales desde segundo hasta quinto orden, en donde se busca encontrar el polinomio que mejor se ajuste al comportamiento de la frecuencia del sistema para posteriormente, derivar el polinomio encontrado y determinar el valor del ROCOF. Este cambio en el orden de los polinomios utilizados permite realizar la evaluación y la comparación de los resultados obtenidos con cada uno de ellos y observar cuál entrega la mejor estimación de la inercia.

Además, se implementa una aproximación mediante un modelo sinusoidal con amortiguamiento exponencial basada en parámetros ajustables, se busca estimar el comportamiento de la frecuencia ajustando los parámetros del modelo para luego, mediante derivación, obtener el valor del ROCOF.

Finalmente, se implementa un método basado en mínimos cuadrados para obtener la tasa de cambio de la frecuencia durante un disturbio utilizando diversos valores de frecuencia.



## 2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA

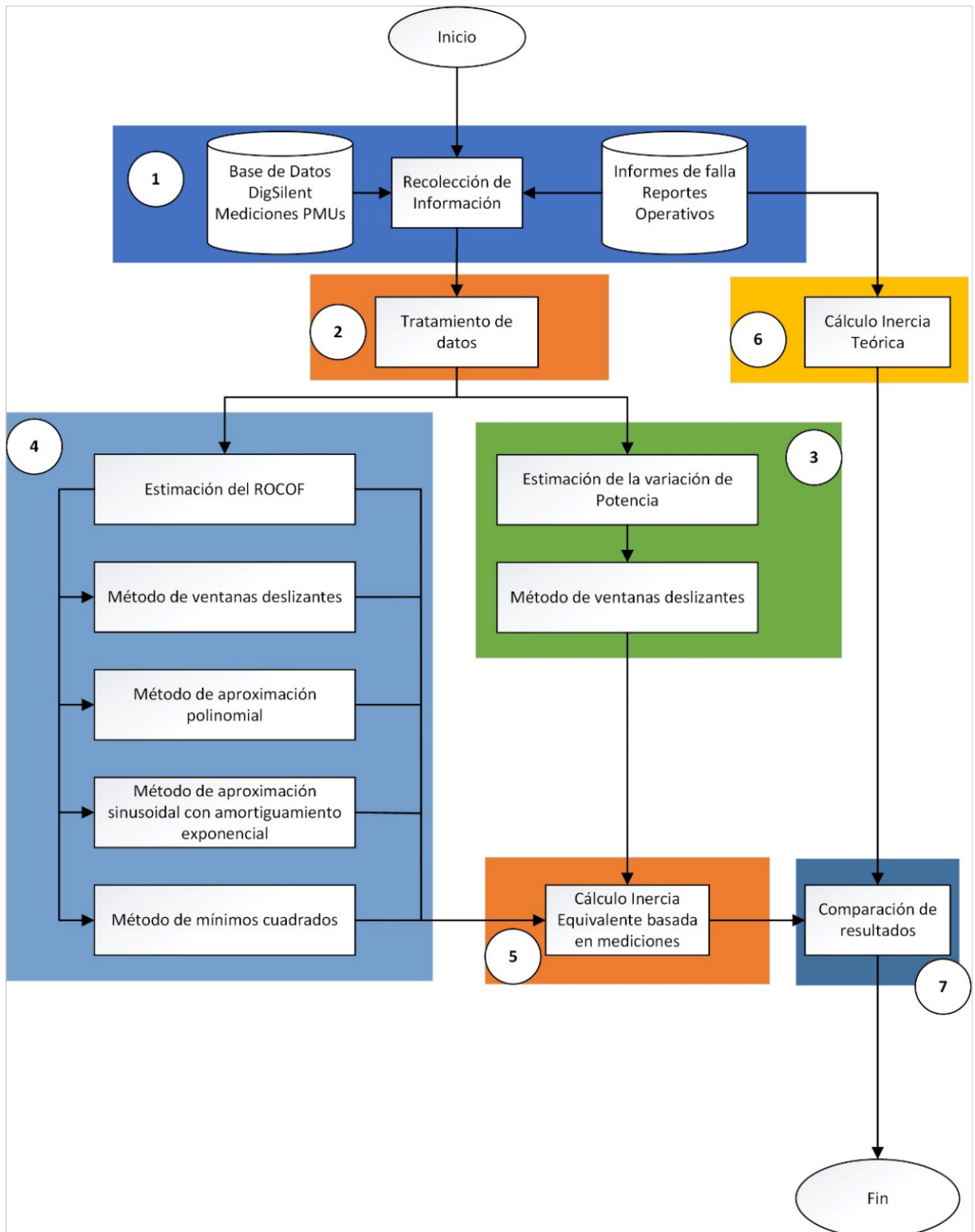


Figura 2.1. Diagrama de flujo de la metodología

## 2.3 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

En esta primera etapa, se ha efectuado una solicitud formal al Operador Nacional de Electricidad (**CENACE**) con el propósito de obtener la siguiente información:

- Mediciones PMU de eventos que involucren desequilibrios entre la generación y la demanda
- Informes de Fallas detallados asociadas a estos eventos
- Despachos reales correspondientes a los días en que ocurrieron los eventos
- Base de datos en DigSilent que incluye los datos técnicos de los elementos que conforman el Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano. Las bases de datos incluyen los escenarios operativos del predespacho del día en que ocurrieron los eventos.

La recopilación de estos datos es esencial para la implementación de la herramienta computacional. Con las mediciones PMU se busca estimar el valor de la inercia equivalente mediante métodos basados en mediciones. Simultáneamente, los informes de falla, los despachos reales y la base de datos en DigSilent del SNI se emplean para determinar la inercia equivalente teórica del sistema.

## 2.4 TRATAMIENTO DE DATOS

Esta fase incluye la identificación y eliminación de datos atípicos, buscando minimizar su efecto en la estimación de la inercia equivalente. Además, se aplicaron filtros para minimizar las componentes de altas frecuencias presentes en las mediciones.

## 2.5 ESTIMACIÓN DE LA VARIACIÓN DE POTENCIA

Se estimó la variación de potencia eléctrica generada tomando una cuenta algunas consideraciones: (i) En el primer caso de estudio, el sistema IEEE de 39 barras y 10 generadores, utilizando PowerFactory de DigSilent se obtiene la potencia generada por cada unidad de generación, por lo tanto, la variación de potencia total se puede obtener

directamente; (ii) En el segundo caso, el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, debido a la dificultad para obtener las mediciones de la potencia generada por cada unidad, se empleó el flujo de potencia por las líneas de transmisión y se realizó un análisis para poder determinar la variación total de potencia con la información disponible, el valor obtenido, es aproximado debido a que no considera las pérdidas de potencia activa en el sistema.

El valor estimado de la variación de potencia generada, en esta etapa de la metodología, se utilizará en todos los métodos para determinar el valor de inercia equivalente. El método utilizado para realizar la estimación es el método de ventanas deslizantes.

### 2.5.1 MÉTODO DE VENTANAS DESLIZANTES

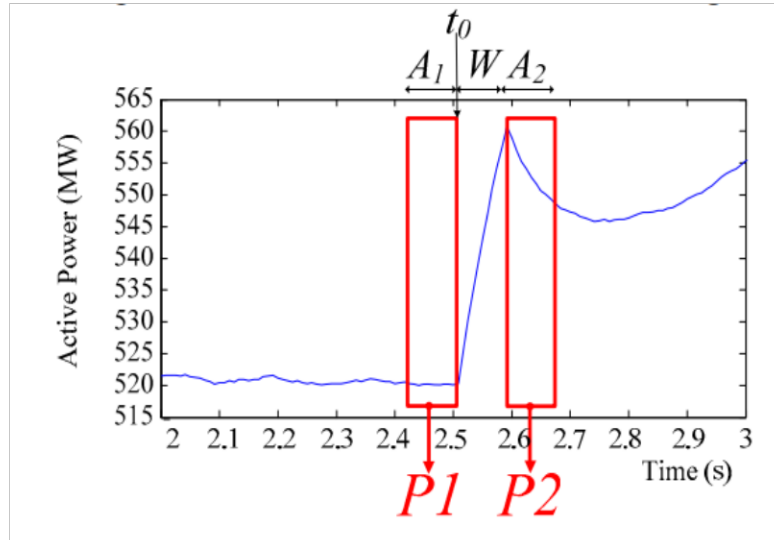
Para realizar el cálculo de la variación de potencia se toma en cuenta la propuesta presentada en la referencia [9], en donde se indica que el método contempla el cálculo de la variación de potencia mediante la implementación de ventanas deslizantes y la aplicación de la ecuación 2.1.

$$\Delta P_i = P_e(t^-) - P_e(t^+) \quad (2.1)$$

Donde:

- $\Delta P_i$  Desequilibrio de potencia en los terminales del i-ésimo generador en p.u
- $P_e(t^+)$  Potencia eléctrica medida después de la perturbación en p.u
- $P_e(t^-)$  Potencia eléctrica medida antes de la perturbación en p.u

Si se utiliza directamente la ecuación 2.1 para determinar la variación de potencia, se obtiene una estimación vulnerable al ruido presente en las mediciones de potencia activa antes y después del disturbio; por este motivo se propone utilizar 2 ventanas: una fija para determinar de potencia activa antes del disturbio, y, una ventana deslizante para el cálculo de la potencia activa después del disturbio, tal como presenta en la Figura 2.1 [10].



**Figura 2.2.** Ventanas deslizantes para la determinación de la variación de potencia [9]

Mediante este procedimiento se pueden reemplazar los valores de la ecuación 2.2 sabiendo que:

- P1 Valor promedio de la potencia eléctrica en la ventana medida antes de la perturbación
- P2 Valor promedio de la potencia eléctrica en la ventana medida después de la perturbación
- W Intervalo de tiempo entre ventanas, el cual se va a despreciar
- $A_1, A_2$  Ancho de cada una de las ventanas, puede especificarse en número de muestras o tiempo de análisis
- $t_0$  Tiempo (instante) de ocurrencia del disturbio

Los valores promedio de cada una de las ventanas se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$P1 = \frac{\sum_{i=t_0-A_1}^{t_0} p(i)}{A_1} \quad (2.2)$$

$$P2 = \frac{\sum_{i=t_0+W}^{t_0+W+A_2} p(i)}{A_2} \quad (2.3)$$

Por lo tanto, la ecuación 2.1 se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\Delta P_i = P1 - P2 \quad (2.4)$$

## 2.6 ESTIMACIÓN DEL ROCOF

En la literatura técnica se ha propuestos varias metodologías para la estimación del ROCOF. El objetivo de la presente etapa es aplicar diferentes métodos para, posteriormente, realizar una comparación de los resultados obtenidos (inercia equivalente) respecto del valor teórico.

### 2.6.1 MÉTODO DE VENTANAS DESLIZANTES

La estimación del ROCOF mediante ventanas deslizantes es un procedimiento similar al aplicado en el cálculo de la variación de potencia.

$$\frac{df_i(t)}{dt} = \frac{df(t^+)}{dt} - \frac{df(t^-)}{dt} \quad (2.5)$$

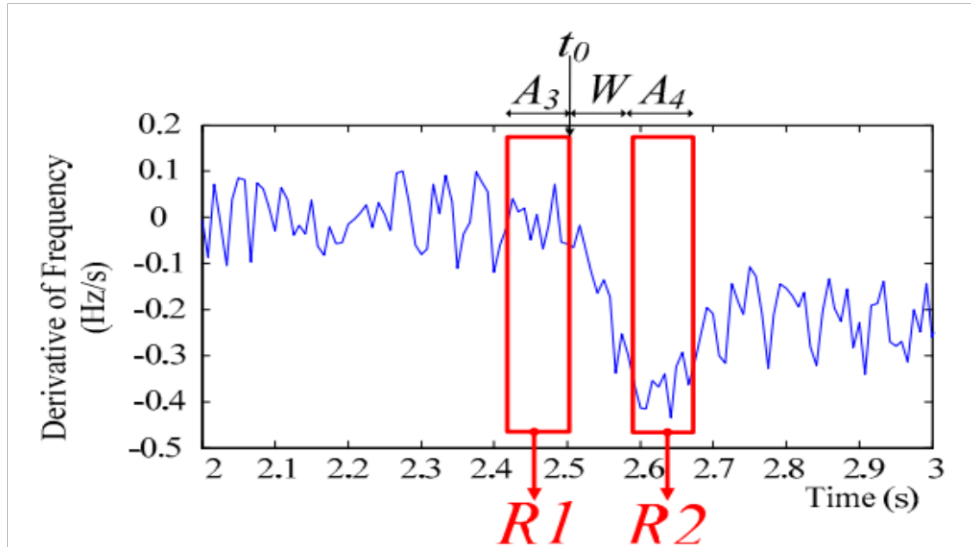
Donde:

$\frac{df_i(t)}{dt}$  Tasa de cambio de la frecuencia eléctrica

$\frac{df(t^+)}{dt}$  Tasa de cambio de la frecuencia eléctrica después del disturbio

$\frac{df(t^-)}{dt}$  Tasa de cambio de la frecuencia eléctrica antes del disturbio

Al igual que sucede con la potencia eléctrica, si se utiliza directamente la ecuación 2.5 para estimar el valor del ROCOF, se obtiene una estimación vulnerable al ruido; por lo que se utilizan 2 ventanas: una fija para la estimación antes del disturbio, y, otra ventana deslizante para la estimación después del disturbio, tal como presenta en la Figura 2.1 [10].



**Figura 2.3.** Ventanas para la determinación del ROCOF [9].

Mediante este procedimiento se pueden reemplazar los valores de la ecuación 2.5 sabiendo que:

|            |   |
|------------|---|
| R1         | Valor promedio de la ventana del ROCOF antes de la perturbación   |
| R2         | Valor promedio de la ventana del ROCOF después de la perturbación |
| W          | Intervalo de tiempo el cual se va a despreciar                    |
| $A_3, A_4$ | Tamaño de cada una de las ventanas                                |
| $t_0$      | Tiempo (instante) de ocurrencia de la falla                       |

Los valores promedio de cada ventana se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$\mathbf{R1} = \frac{\sum_{i=t_0-A_3}^{t_0} \mathbf{dfdt}(i)}{A_3} \quad (2.6)$$

$$\mathbf{R2} = \frac{\sum_{i=t_0+W}^{t_0+W+A_4} \mathbf{dfdt}(i)}{A_4} \quad (2.7)$$

Por lo tanto, la ecuación 2.5 se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\frac{\mathbf{df}_i}{\mathbf{dt}} = \mathbf{R2} - \mathbf{R1}$$

## 2.6.2 MÉTODO DE APROXIMACIÓN POLINOMIAL

Con el objetivo de eliminar el ruido y los cambios bruscos de tipo transitorio que se presentan en las mediciones de frecuencia se emplea un método basado en aproximación polinomial con respecto al tiempo. La referencia [10] propone emplear un polinomio de quinto orden para modelar la respuesta de la frecuencia previo a estimar el ROCOF, como se presenta en la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = A_5 t^5 + A_4 t^4 + A_3 t^3 + A_2 t^2 + A_1 t \quad (2.8)$$

Donde

$t(s)$  Tiempo transcurrido desde el inicio del evento.  
 $A_5, A_4, A_3, A_2, A_1$  Coeficientes del polinomio de quinto orde

Al obtener la derivada respecto del tiempo se determina el ROCOF mediante:

$$\frac{df(t)}{dt} = A_1$$

La implementación se realizó mediante la función “*polyfit*” de la biblioteca *Numpy*, que permite ajustar polinomios a un conjunto de datos experimentales. El objetivo es encontrar el polinomio de grado  $n$  que mejor se ajuste al conjunto de datos, minimizando la suma de los cuadrados de las diferencias entre los valores experimentales y los valores predichos por el ajuste. Las entradas de la función son los datos experimentales (en este caso la frecuencia y el tiempo) y el grado del polinomio, y, la función entrega como resultado los coeficientes del polinomio.

Es importante considerar que la regresión polinomial es sensible al grado del polinomio, pudiendo presentarse problemas de sobreajuste o subajuste. Por tanto, se deben seleccionar adecuadamente el grado del polinomio y el intervalo de tiempo de análisis para obtener resultados precisos y significativos. La herramienta computacional permite realizar la regresión polinomial desde grado 2 hasta grado 5 con el fin de observar la sensibilidad del método y observar los valores estimados de la inercia, considerando un mismo intervalo de tiempo.

### 2.6.3 MÉTODO DE APROXIMACIÓN SINUSOIDAL CON AMORTIGUAMIENTO EXPONENCIAL

Otra opción para aproximar el comportamiento de la frecuencia es la presentada en [11] y consiste en representar a la frecuencia promedio del sistema  $\tilde{f}(t)$  mediante la siguiente expresión:

$$\tilde{f}(t) = \kappa[1 + \alpha e^{-\zeta\omega_n t} \sin(\omega_r t + \phi)] \quad (2.9)$$

Donde:

|   |  |
|---|--|
| $\kappa, \alpha, \zeta, \omega_n, \omega_r$ | Parámetros desconocidos del modelo de la frecuencia promedio |
| $t$   | Tiempo [s]   |

En la herramienta computacional, estos valores son estimados mediante la función “*Model*” perteneciente a la biblioteca *Imfit*, que permite definir el modelo matemático (ecuación 2.9.) y encontrar los valores de los parámetros que mejor se ajusten a los datos experimentales. El inconveniente de este método radica en definir los valores iniciales de los parámetros del modelo, de manera que se obtengan resultados razonables, cercanos a los valores reales de la inercia.

Una vez determinados los parámetros de la ecuación 2.9. se utiliza la función “*diff*” de la biblioteca *sympy* para calcular la derivada respecto del tiempo.

### 2.6.4 MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS

Para representar el comportamiento de la frecuencia en [12] se emplea un modelo lineal, presentado a continuación:

$$\mathbf{z}(t) = \mathbf{x}_1 + \mathbf{x}_2 t + \xi(t) \quad (2.10)$$

Donde:

|          |  |
|----------|--|
| $x_1$    | Frecuencia promedio  |
| $x_2$    | Tasa de cambio de la frecuencia                                |
| $\xi(t)$ | Componente aleatoria que representa el ruido en las mediciones |

Suponiendo que la señal de entrada se muestrea uniformemente con una frecuencia de muestreo  $f_s$  y el correspondiente período de muestreo dado por  $T_s = \frac{1}{f_s}$ , el valor de  $t$  en un



instante de tiempo discreto viene dado por  $t_k = k \cdot T_s$ ; en el dominio de tiempo discreto, la respuesta de la frecuencia estaría dada por:

$$\mathbf{z}_k = \mathbf{x}_1 + \mathbf{x}_2 \mathbf{t}_k + \boldsymbol{\xi}_k, \quad \mathbf{k} = \mathbf{1}, \dots, \mathbf{p} \quad (2.11)$$

donde los parámetros desconocidos del modelo 2.11 tienen el subíndice, k. Se puede establecer la siguiente ecuación matricial para todas las muestras pertenecientes a la ventana de datos:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{z}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{z}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{1} & \mathbf{T} \\ \vdots & \vdots \\ \mathbf{1} & \mathbf{pT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1 \\ \mathbf{x}_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \boldsymbol{\xi}_1 \\ \vdots \\ \boldsymbol{\xi}_p \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

El sistema lineal de ecuaciones se puede representar de la siguiente manera:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \boldsymbol{\xi} \quad (2.13)$$

Este sistema de ecuaciones lineales (sobredeterminado) puede ser resuelto empleando el método de mínimos cuadrados tradicional, que minimiza la suma del cuadrado de los errores.

## 2.7 CÁLCULO DE LA INERCIA EQUIVALENTE

Una vez concluidas las etapas de estimación de la variación de potencia y del ROCOF, la siguiente etapa de la metodología es el determinar el valor de la inercia equivalente aplicando la ecuación:

$$H = \frac{\Delta P}{2 * \left. \frac{df(t)}{dt} \right|_{t=0}}$$

Donde:

|                    |   |
|--------------------|---|
| H                  | Constante de inercia (segundos)           |
| $\Delta P$         | Variación de potencia                     |
| $\frac{df(t)}{dt}$ | Tasa de cambio de la frecuencia eléctrica |

## **2.8 CÁLCULO INERCIA TEÓRICA**

Con la información solicitada al CENACE, especialmente los informes de falla de los eventos, los despachos reales y las bases de datos en PowerFactory, se procede a realizar el cálculo de la inercia teórica para cada uno de los casos de estudio; para tal efecto, se aplica la ecuación 1.1.

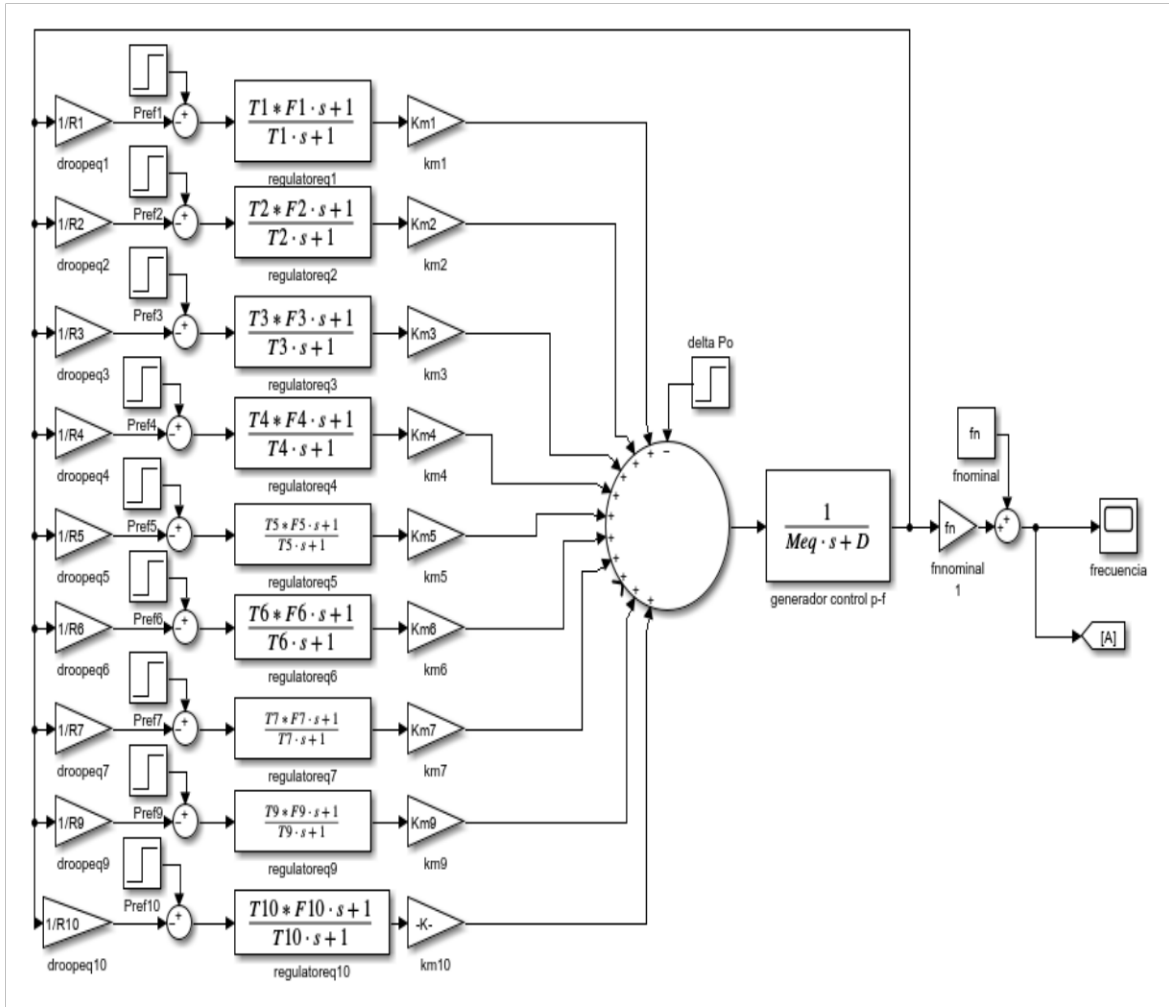
## **2.9 COMPARACIÓN DE RESULTADOS**

Una vez calculadas la inercia equivalente, empleando las mediciones PMU, y la inercia teórica, empleando la información provista por CENACE, se procede a realizar la comparación de los resultados obtenidos mediante cada método con el valor teórico de la inercia equivalente, además, se calcula el error relativo.

## **2.10 MODELO EQUIVALENTE REDUCIDO USANDO PYTHON**

En base a la metodología presentada en la referencia [4] se elaboró un modelo reducido de primer orden para determinar la respuesta de la frecuencia del sistema IEEE de 39 barras y 10 generadores. El modelo en Simulink – MATLAB se presenta en la Figura 2.4.

El mismo modelo fue implementado en Python, usando la librería “*Control*”, donde cabe indicar que solamente se ingresan las funciones de transferencia asociadas a cada generador. La librería “*Control*” no tiene interfaz gráfica.



**Figura 2.4.** Modelo del sistema de 39 barras

Para la simulación de estos modelos se empleó la librería “control” de Python para lo cual se presentan tablas de semejanzas y diferencias y una tabla de ventajas y desventajas de utilizar Simulink y la librería control de Python para realizar la modelación de sistemas de control.

**Tabla 2.1.** Semejanzas y Diferencias entre Simulink de MATLAB y la librería control de Python

|                          | <b>Semejanzas</b>  | <b>Diferencias</b>   |
|--------------------------|--|--|
| <b>Simulink – MATLAB</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Permiten modelar sistemas dinámicos</li> <li>• Análisis de sistemas de control</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entorno gráfico y modelado visual basado en bloques</li> <li>• Integrado a MATLAB para realizar análisis numéricos</li> <li>• Interfaz más amigable con el usuario</li> </ul> |

|                                  |  |  |
|----------------------------------|--|--|
| <b>Librería control – Python</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Permiten obtener las respuestas de sistemas antes ciertas entrada de forma gráfica</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Codificación en Python con sintaxis específica para la librería</li> <li>• Libre y de código abierto, sin necesidad de una licencia específica</li> <li>• Mayor flexibilidad y control mediante programación en Python</li> </ul> |
|----------------------------------|--|--|

**Tabla 2.2.** Ventajas y Desventajas de Simulink de MATLAB y la librería control de Python

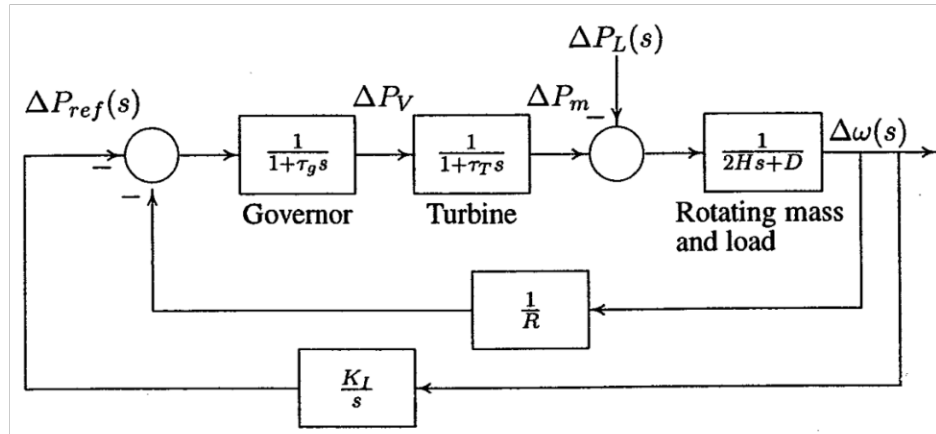
|                                  | <b>Ventajas</b>  | <b>Desventajas</b>   |
|----------------------------------|--|--|
| <b>Simulink – MATLAB</b>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entorno integrado con MATLAB lo que permite aprovechar sus capacidades</li> <li>• Interfaz gráfica para realizar el diseño y visualización de los modelos</li> <li>• Disponibilidad de bloques predefinidos y bibliotecas para sistemas de control</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere licencia de MATLAB</li> <li>• Menos accesible para usuarios que no son programadores</li> </ul>  |
| <b>Librería Control – Python</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Libre y de código abierto</li> <li>• Fácil integración con otras librerías y herramientas de Python</li> <li>• Mayor flexibilidad de control mediante la programación</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere mayor conocimiento en programación</li> <li>• Algunas funciones requieren código adicional en comparación con los entornos gráficos</li> </ul> |

El proceso por seguir para implementar el modelo en la librería *control* es el siguiente:

- a. Definir los parámetros técnicos de las unidades de generación que forman parte del modelo reducido.
- b. Especificar las funciones de transferencia del modelo.
- c. Especificar los bloques de ganancia.

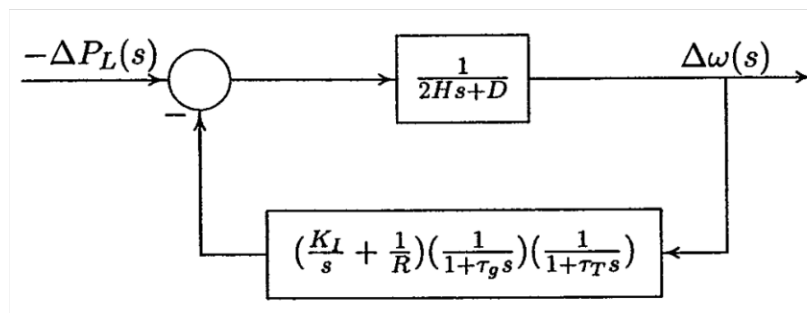
- d. Mediante la aplicación de álgebra de bloques, reducirlos las funciones de transferencia hasta obtener el resultado final.
- e. Obtener la evolución de las variables de estado mediante, por ejemplo, simulación de funciones paso.

Como ejemplo de aplicación del proceso descrito, se modela el Control de Potencia-Frecuencia (**LFC**) de un generador, mostrado en la Figura 2.5.



**Figura 2.5.** AGC para un sistema eléctrico aislado [13].

Empleando algebra de bloques se obtiene el diagrama de bloques equivalente que se presenta en la Figura 2.6.



**Figura 2.6.** Diagrama de bloques equivalente del AGC para un sistema eléctrico aislado [13].

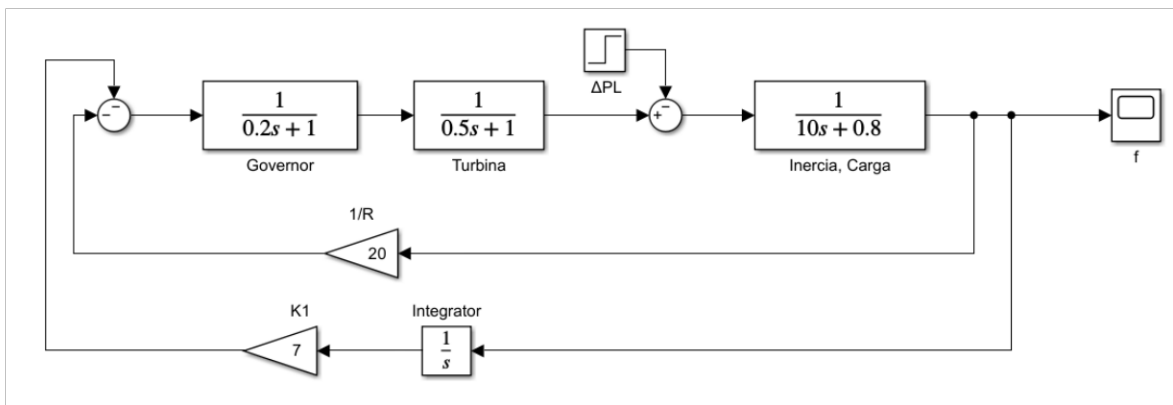
La función de transferencia de circuito cerrado del sistema de control, considerando a  $-\Delta P_L$  como entrada, se convierte en:

$$\frac{\Delta\Omega(s)}{-\Delta P_L(s)} = \frac{s(1 + \tau_g s)(1 + \tau_T s)}{s(2Hs + D)(1 + \tau_g s)(1 + \tau_T s) + K_I + s/R} \quad (2.14)$$

Para realizar la comparación entre los resultados obtenidos mediante *Simulink* de MATLAB y la librería *control* de Python se toma el ejemplo planteado en [13] donde se indica que una central eléctrica aislada presenta los siguientes parámetros:

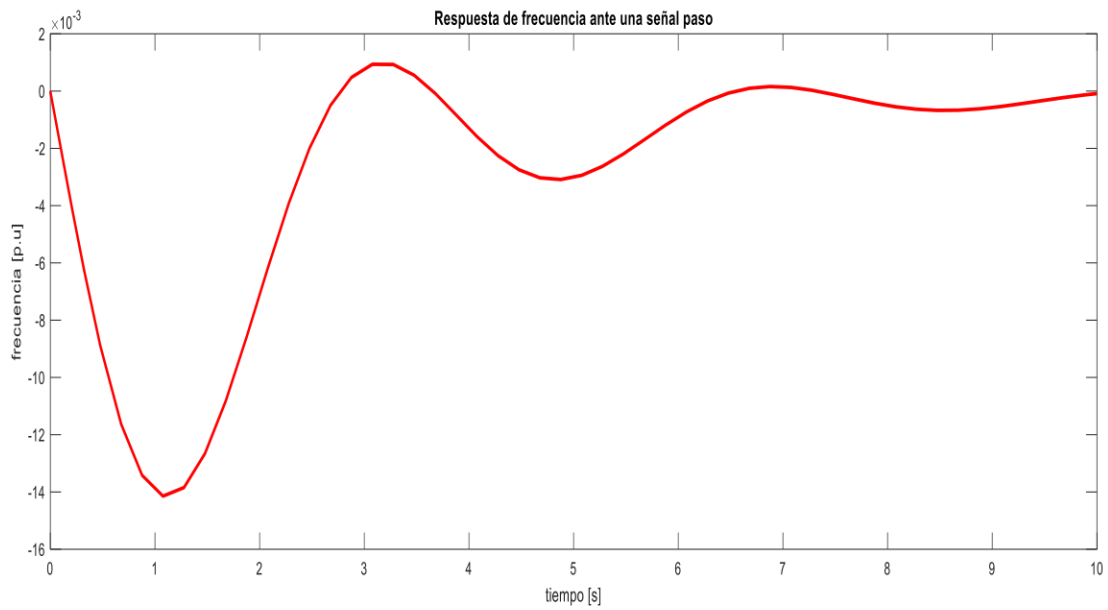
|  |                         |
|--|-------------------------|
| Constante de tiempo de turbina         | $\tau_T = 0.5$ segundos |
| Constante de tiempo del gobernador     | $\tau_g = 0.2$ segundos |
| Constante de inercia del generador     | $H = 5$ segundos        |
| Regulación de velocidad del gobernador | $R = 0.05$ p.u.         |
| Amortiguamiento                        | $D = 0.8$               |

Usando *Simulink* de MATLAB se obtiene la variación de la frecuencia ante un cambio repentino de carga  $\Delta P_L = 0.2$  p.u (señal escalón) estableciendo la ganancia integral del controlador en  $K_1 = 7$ . El tiempo de total de simulación es de 10 segundos, con un paso de integración de 0.1.



**Figura 2.7.** Diseño del diagrama de bloques realizado en Simulink de MATLAB para la obtención de la respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia [13]

En la Figura 2.8 se presenta el resultado entregado por *Simulink* de Matlab, se observa que NADIR de la frecuencia es -0.014 p.u, mientras que su máximo valor es 0.00094 p.u.



**Figura 2.8.** Respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia obtenida en Simulink de MATLAB

En la Figura 2.9 se presenta el código implementado en Python para la obtención de la respuesta de variación de frecuencia ante un cambio repentino de carga, empleando la librería *control*. Se emplean los mismos parámetros de simulación que en Simulink.

```

In [1]: import numpy as np
import control
import matplotlib.pyplot as plt

In [2]: #DEFINICION DE CONSTANTES

Ttur=0.5
Tgen=0.2
H=5
R=0.05
D=0.8
K1=7
DeltaP=0.2

In [3]: #DEFINICION DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA

Governor=control.TransferFunction([0, 1], [Tgen, 1])
Turbina=control.TransferFunction([0, 1], [Ttur, 1])
Carga=control.TransferFunction([0, 1], [2*H, D])
Gain1 = control.tf([1/R], [1])
Gain2 = control.tf([0,K1], [1])
Gain3 = control.tf([0,1], [1,0])

In [4]: #REDUCCION MEDIANTE ALGEBRA DE BLOQUES

Re1=Gain2*Gain3
Re2=Re1+Gain1
Re3=Governor*Turbina
ReT=Re2*Re3

In [5]: sia=((Carga)/(1+(ReT*Carga)))
senal=((DeltaP*sia*(-1)))

In [6]: ## OBTENCION DE LA GRAFICA ANTE UNA RESPUESTA PASO ##

t, y = control.step_response(senal)

In [7]: # GRAFICA DE LA RESPUESTA DEL SISTEMA

plt.plot(t, y)
plt.xlabel('tiempo[s]')
plt.ylabel('frecuencia[pu]')
plt.title('Respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia')
plt.grid(True)
plt.show()

```

**Figura 2.9.** Código realizado en PYTHON para la obtención de la respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia

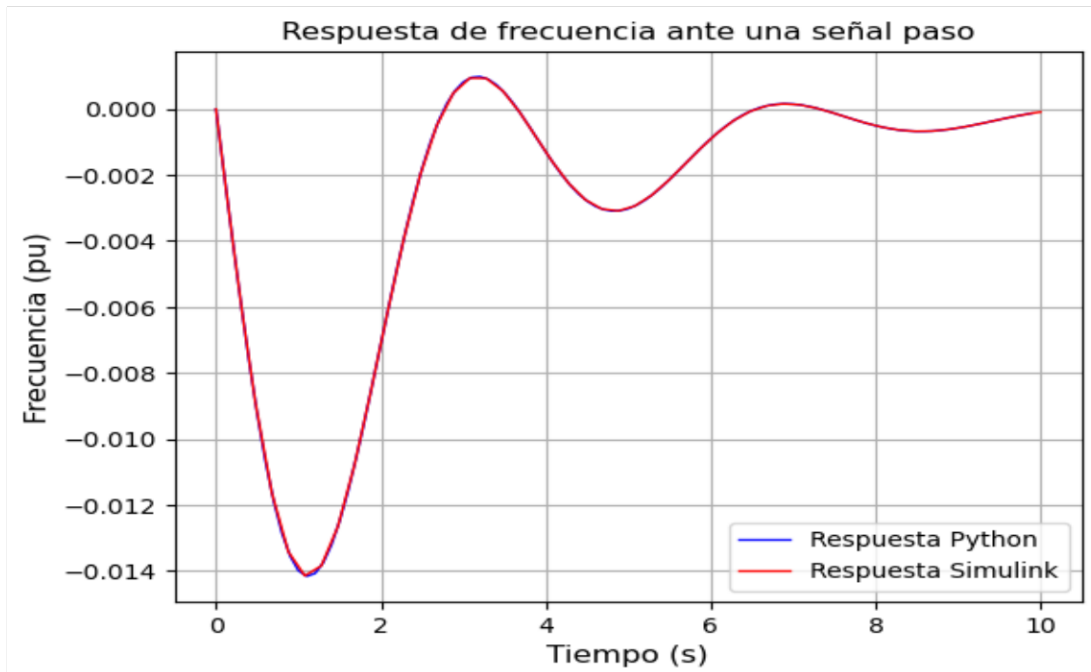
En la Figura 2.10 se presenta la respuesta obtenida en Python, se observa que el valor del NADIR de la frecuencia es -0.014 p.u, mientras que valor máximo es 0.00098 p.u.





**Figura 2.10.** Respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia obtenida en PYTHON

Al comparar la respuesta obtenida mediante *Simulink* de MATLAB con la respuesta obtenida mediante la librería *control* de Python se observa que ambas son casi idénticas, con mínima diferencia en el valor máximo alcanzado por la frecuencia. En la Figura 2.11 se presentan las dos curvas juntas.



**Figura 2.11.** Respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia

## 3 APLICACIÓN Y RESULTADOS

### 3.1 INTRODUCCIÓN

Considerando la metodología presentada en el Capítulo 2 se ha desarrollado una herramienta computacional, en lenguaje Python, donde se implementan los algoritmos descritos. Esta herramienta se ha aplicado a dos sistemas eléctricos, con varios casos de estudio, como se describe a continuación:

- 1) Sistema de prueba académico IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Mediante varios casos de estudio se evalúa el desempeño de los algoritmos implementados y el efecto de no contar con mediciones de potencia y frecuencia en terminales del generador. La evolución dinámica de las variables potencia activa y frecuencia se obtiene a través de simulación RMS en el dominio del tiempo.

Los resultados muestran que se puede estimar, con mucha exactitud, la inercia equivalente del SEP cuando se tienen mediciones de potencia generada en bornes del generador. Cuando se consideran la potencia transmitida a través de líneas de interconexión y la frecuencia promedio, los resultados pueden presentar errores del orden del 16%, respecto de la inercia teórica. Estos errores están influenciados, entre otras razones, por las pérdidas de potencia activa en la red de transmisión.

- 2) Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano. Mediante tres casos de estudio y usando las mediciones sincrofasoriales facilitadas por CENACE, se aplica la herramienta computacional desarrollada para estimar el valor de la inercia equivalente del sistema ecuatoriano. Los casos de estudio son:

- Disparo de la unidad 2 de la central Betania del sistema colombiano.
- Disparo de la unidad 2 de la central Ituango del sistema colombiano
- Disparo de la unidad 3 de la central Sopladora de CELEC EP – SUR

En el caso del SNI no se cuenta con mediciones sincrofasoriales en bornes de todas las unidades de generación, por tal motivo, se determina la inercia equivalente del sistema considerando la potencia activa transferida a través de los enlaces de interconexión con el sistema eléctrico colombiano. Los resultados obtenidos muestran que el error es del orden del 10%, respecto del valor teórico.

## 3.2 FUNCIONALIDAD DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

La información que debe entregarse como entrada a la herramienta computacional es:

- Mediciones sincrofasoriales de potencia activa generada o transmitida a través de vínculos de interconexión.
- Mediciones sincrofasoriales de frecuencia en barras del sistema. Las mediciones sincrofasoriales se encuentran en formato \*.csv.
- Inercia de las unidades de generación, obtenida de bases de datos eléctricos o sistemas de prueba.

La herramienta computacional, además, solicita al usuario como información de entrada:

- Ancho de la ventana deslizante, expresado en número de muestras.
- Ancho del intervalo  $W$ , expresado en número de muestras.

Para los métodos basados en ventanas deslizantes, aproximación sinusoidal y de mínimos cuadrados se solicita al usuario la siguiente información:

- Tiempo de inicio del análisis, que corresponde al instante en que ocurre el disturbio.
- Tiempo donde finaliza el análisis.

Para el método de aproximaciones polinomiales, la herramienta solicita al usuario:

- Ancho de la ventana de análisis, tomando como punto inicial el tiempo de ocurrencia del disturbio, ingresado para el cálculo mediante ventanas deslizantes.

La herramienta entrega el valor estimado de la inercia equivalente para cada uno de los métodos, el valor de inercia equivalente y el error porcentual considerando el valor teórico como referencia.

## 3.3 SISTEMA IEEE NEW ENGLAND

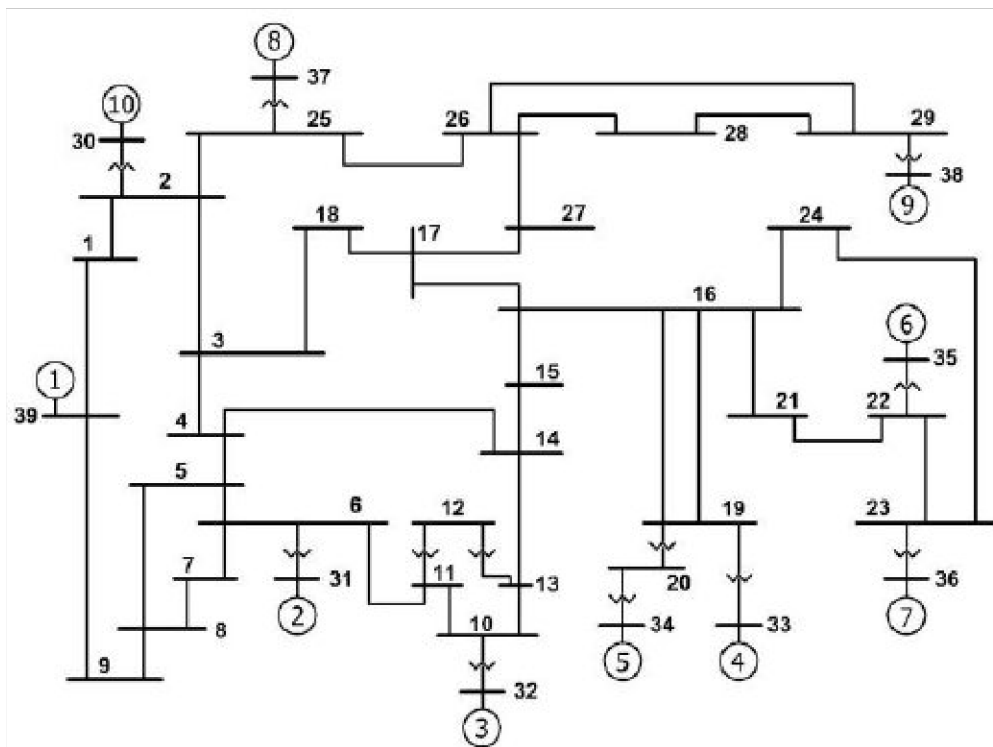
### 3.3.1 DESCRIPCIÓN

El propósito de emplear un sistema académico es determinar la exactitud de los algoritmos implementados para estimar la inercia de un generador, así como la inercia equivalente de

una parte del sistema. Además, se evalúa el efecto de no contar con mediciones de potencia y frecuencia en los bornes de las unidades de generación y, en su reemplazo, usar mediciones de potencia activa transmitida a través de vínculos de interconexión y de frecuencia promedio.

Como disturbio que afecta el balance generación – carga, se simula la salida del generador G6, a los 3 segundos, y se finaliza la simulación a los 150 segundos, cuando la frecuencia se ha estabilizado, luego de la RPF.

Se obtienen los valores de potencia generada y frecuencia en bornes de cada unidad de generación, además, la potencia activa transmitida a través de la LT 016-017 y LT 015-016 para estimar la inercia equivalente del subsistema formado por los generadores G4, G5A, G5B y G7. Se estima la inercia de cada generador y la inercia equivalente del subsistema. Los resultados son comparados con la inercia teórica obtenida de la base de datos eléctricos.



**Figura 3.1.** Sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores [14].

### 3.3.2 CÁLCULO DE LA INERCIA EQUIVALENTE TEÓRICA

Empleando la información técnica de los generadores, obtenida de la base de datos de PowerFactory, se obtuvo que la inercia equivalente teórica del subsistema formado por los

generadores G4, G5A y G5B y G7 es de 3.857 segundos. Mediante la ecuación 1.1 se calcula la inercia equivalente teórica de la siguiente manera:

$$H_{\text{teórica}} = \frac{(3.575 * 800) + (4.333 * 300) + (4.333 * 300) + (3.771 * 700)}{800 + 300 + 300 + 700}$$

$$H_{\text{eq}} = 3.857 \text{ [s]}$$

### 3.3.3 ESTIMACIÓN DE LA INERCIA EQUIVALENTE MEDIANTE MEDICIONES

#### CASO UNO: MEDICIONES EN BORNES DEL GENERADOR

Como primer paso se estima la inercia de cada generador utilizando la potencia generada y la frecuencia, ambas medidas en los bornes del generador, obteniéndose los siguientes resultados:

**Tabla 3.1.** Inercia Estimada de los Generadores

| Generador | Inercia Teórica [s] | Inercia estimada[s] | Error [%] |
|-----------|---------------------|---------------------|-----------|
| G4        | 3.575               | 3.280               | 8.25      |
| G5A       | 4.333               | 4.480               | 3.39      |
| G5B       | 4.333               | 4.480               | 3.39      |
| G7        | 3.771               | 3.600               | 4.53      |

Se calcula la inercia equivalente del subsistema usando los valores de inercia estimados mediante mediciones y se obtiene el siguiente resultado:

$$H_{\text{eq}} = \frac{(3.28 * 800) + (4.48 * 300) + (4.48 * 300) + (3.60 * 700)}{800 + 300 + 300 + 700}$$

$$H_{\text{eq}} = 3.730 \text{ [s]}$$

En la tabla 3.2 se presenta el error relativo entre la inercia equivalente teórica y la inercia equivalente estimada usando mediciones sincrofasoriales del subsistema formado por los generadores G4, G5A, G5B y G7.

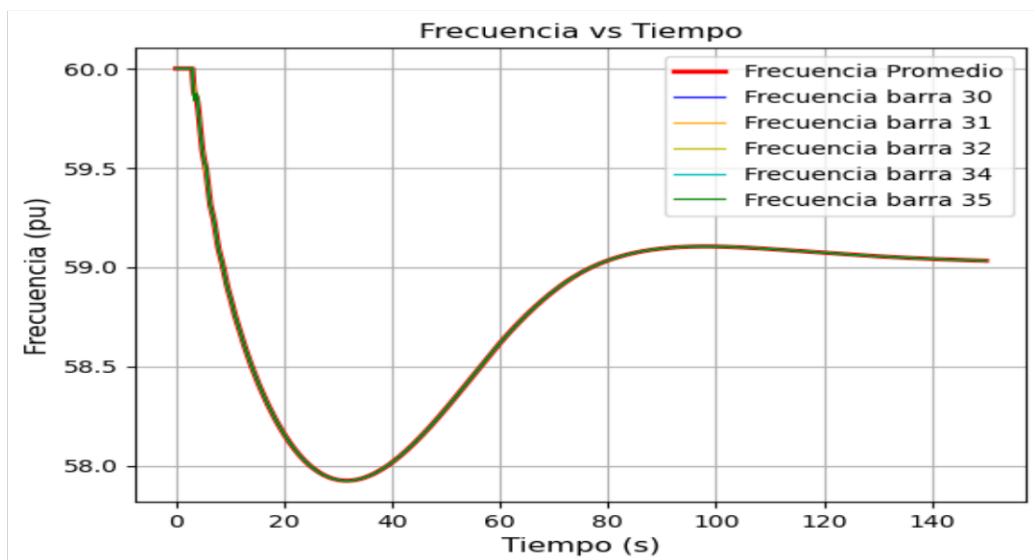
**Tabla 3.2.** Error en la estimación de la Inercia Equivalente

|                                  |       |
|----------------------------------|-------|
| Inercia Equivalente Teórica [s]  | 3.857 |
| Inercia Equivalente Estimada [s] | 3.730 |
| Error [%]                        | 3.30  |

**CASO DOS: MEDICIONES EN BORNES DEL GENERADOR Y POTENCIA TOTAL**

Posteriormente, se realiza la estimación de la inercia equivalente del sistema completo, considerando los 9 generadores. La inercia equivalente teórica del sistema es 4.577 segundos.

En la Tabla 3.3 se presenta la inercia equivalente estimada cuando se aplica el método de ventanas deslizantes considerando un intervalo de análisis de 3 segundos desde el momento en el que ocurre el disturbio, como se puede observar en la Figura 3.2. Para este análisis se usa la potencia total generada, calculada como la sumatoria de la potencia generada por cada unidad, medida en bornes de generación. De igual manera, se emplea la frecuencia calculada como el promedio de la frecuencia medida en bornes del generador.



**Figura 3.2.** Frecuencia medida durante el evento

**Tabla 3.3.** Inercia Equivalente Estimada (Método de ventanas deslizantes utilizando la potencia total generada)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 42     | 48     | 42     | 48     |

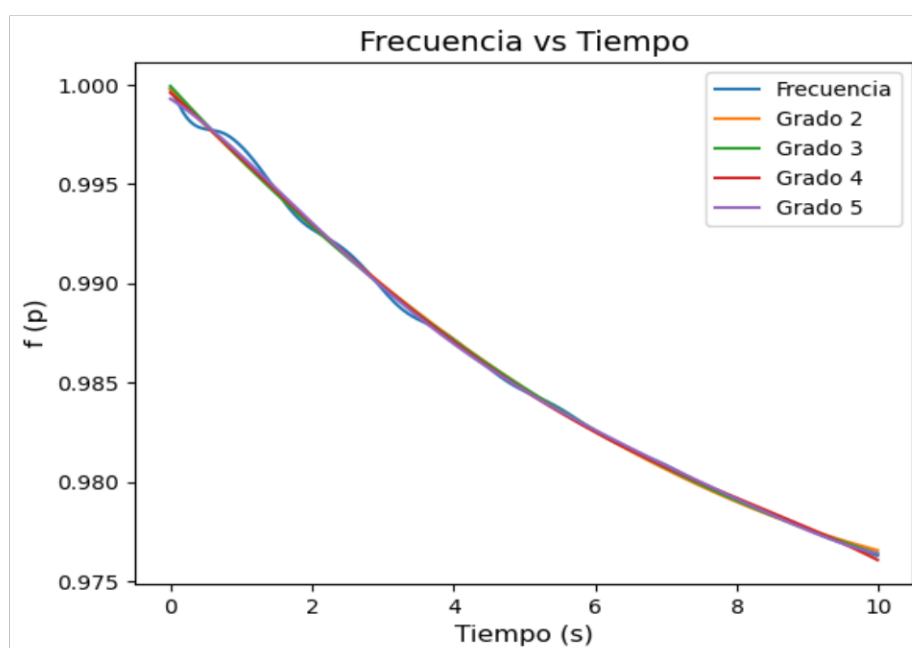
| Número de caso                   | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Inercia Equivalente Estimada [s] | 4.579  | 4.557  | 4.554  | 4.559  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]  | 4.577  |        |        |        |
| Error [%]                        | 0.04   | 0.43   | 0.51   | 0.39   |

Al aplicar el método de aproximación polinomial, el intervalo de análisis es 10 segundos a partir del instante en que ocurre el disturbio. Para determinar el polinomio con mejor aproximación se varía el grado del polinomio hasta el quinto orden. Los resultados se muestran en la tabla 3.4.

**Tabla 3.4.** Inercia Equivalente Estimada (Método de aproximación polinomial)

| Orden del Polinomio             | 2do orden | 3er orden | 4to orden | 5to orden |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Inercia Equivalente Estimada[s] | 4.025     | 3.819     | 4.585     | 6.493     |
| Inercia Equivalente Teórica [s] | 4.577     |           |           |           |
| Error [%]                       | 12.06     | 26.59     | 0.17      | 41.85     |

En la Figura 3.3 se presenta la gráfica de las aproximaciones polinomiales realizadas en este método.



**Figura 3.3.** Ajuste Curva de Frecuencia. Aproximación polinomial.

Se observa que el polinomio de 4to orden estima un valor de inercia equivalente más cercano a valor de la inercia equivalente teórica.

Cuando se emplea el método de aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial es necesario inicializar los parámetros de la ecuación 2.9. Los valores escogidos se presentan a continuación:

**Tabla 3.5.** Parámetros iniciales para el método aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial

| <b>Parámetro</b> | <b>Valor</b> |
|------------------|--------------|
| $\kappa$         | 5.00         |
| $\alpha$         | 15.00        |
| $\zeta$          | 0.00         |
| $w_n$            | 0.00         |
| $\omega_r$       | 0.00         |
| $\emptyset$      | 0.00         |

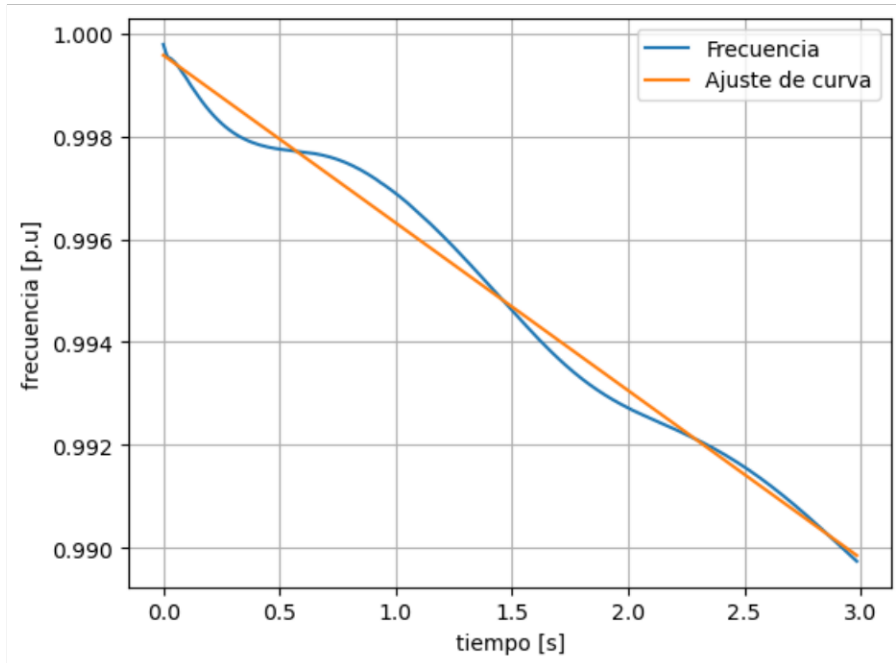
Empleando los parámetros de la tabla 3.5 y un intervalo de análisis de 3 segundos a partir del inicio del disturbio, se obtiene una inercia equivalente estimada de 4.865 segundos. En la tabla 3.6 se presentan los valores correspondientes a este método.

**Tabla 3.6.** Inercia Equivalente Estimada (Método de aproximación sinusoidal)

| <b>Parámetro</b>                | <b>Valor</b> |
|---------------------------------|--------------|
| Inercia Equivalente Estimada[s] | 4.865        |
| Inercia Equivalente Teórica [s] | 4.577        |
| Error [%]                       | 6.29         |



En la Figura 3.4 se presenta la gráfica de la frecuencia promedio y la curva de ajuste encontrada.



**Figura 3.4.** Ajuste Curva de Frecuencia. Aproximación sinusoidal amortiguada

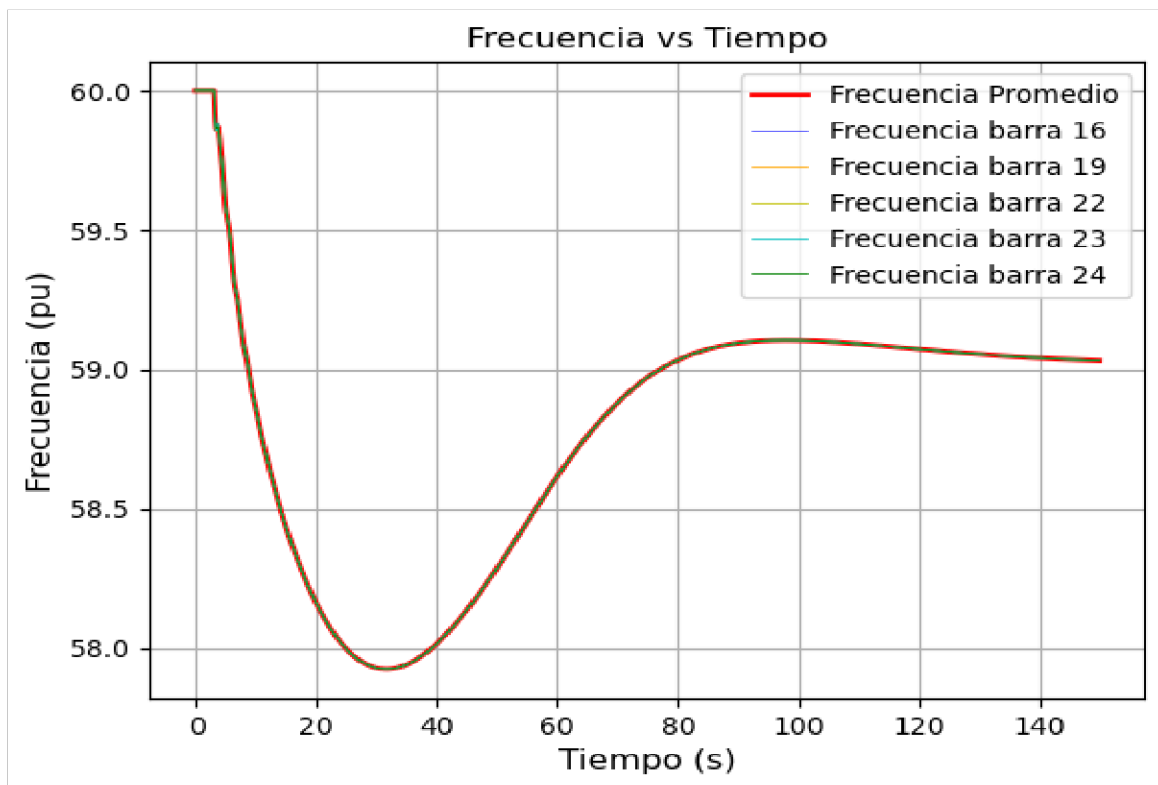
Para aplicar el método de mínimos cuadrados se emplea un intervalo de 3 segundos a partir del inicio del disturbio. Se analiza la potencia total generada, además, se varían los parámetros de las ventadas deslizantes para observar su efecto en la precisión del método. Los resultados se presentan en la tabla 3.7.

**Tabla 3.7.** Inercia Equivalente (Método de mínimos cuadrados utilizando la potencia total generada)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 42     | 48     | 42     | 48     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 4.616  | 4.605  | 4.608  | 4.626  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 4.577  |        |        |        |
| Error [%]                         | 0.84   | 0.60   | 0.68   | 1.07   |

### CASO TRES: MEDICIONES EN CIRCUITOS DE INTERCONEXIÓN

Se estima la inercia equivalente del subsistema G4, G5A, G5B y G7 considerando la potencia neta transferida; ésta potencia se calcula como la sumatoria de los flujos de potencia activa a través de las líneas de interconexión LT 016-017 y LT 015-016. La frecuencia se determina como el promedio de la frecuencia en las barras 16, 19, 22, 23 y 24 que se presentan en la Figura 3.5.



**Figura 3.5.** Frecuencia medida durante el evento

**Tabla 3.8.** Inercia Equivalente Estimada (Método de ventanas deslizantes utilizando la potencia neta transferida)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 42     | 48     | 42     | 48     |
| Inercia Equivalente Estimada[s]   | 3.195  | 3.216  | 3.170  | 3.195  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 3.857  |        |        |        |
| Error [%]                         | 17.15  | 16.60  | 17.80  | 17.16  |

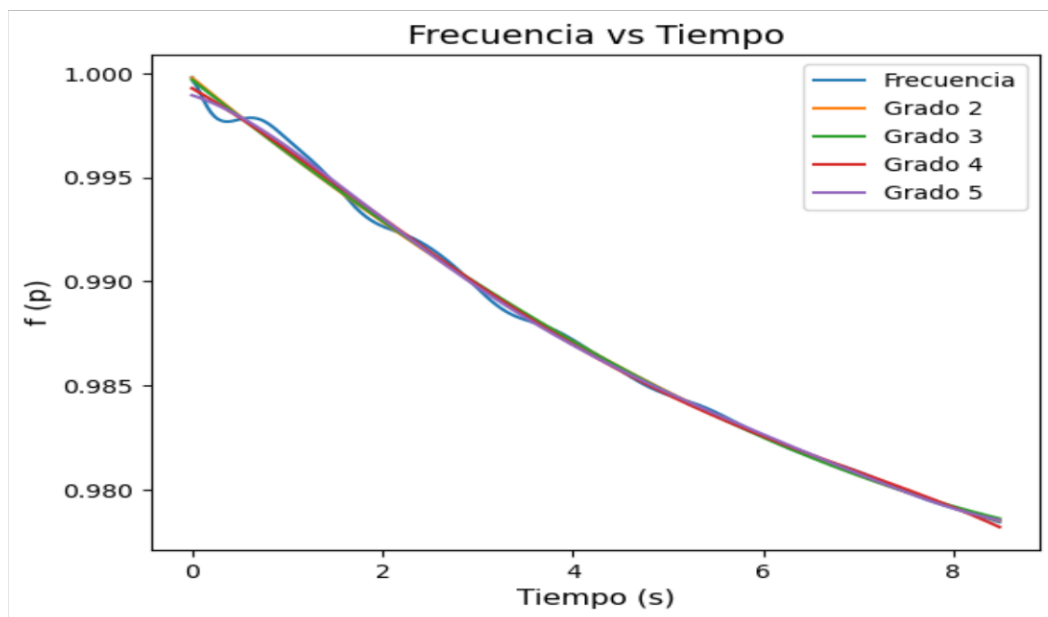
Los resultados muestran que la mejor aproximación se obtiene cuando el número de muestras de la ventana deslizante es 30, y un intervalo  $W$  de 48 muestras. Estos valores se usarán en los métodos restantes.

Al emplear el método de aproximación polinomial el intervalo de análisis es 8.5 segundos a partir del instante en que ocurre el disturbio. Para determinar el polinomio con mejor aproximación se varía el grado del polinomio hasta el quinto orden. Los resultados se muestran en la tabla 3.9.

**Tabla 3.9.** Inercia Equivalente Estimada (Método de aproximación polinomial)

| Orden del Polinomio             | 2do orden | 3er orden | 4to orden | 5to orden |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Inercia Equivalente Estimada[s] | 2.724     | 2.831     | 3.872     | 7.160     |
| Inercia Equivalente Teórica [s] | 3.857     |           |           |           |
| Error [%]                       | 29.37     | 26.59     | 0.40      | 85.60     |

En la Figura 3.6 se presenta la gráfica de las aproximaciones polinomiales realizadas en este método.



**Figura 3.6.** Ajuste Curva de Frecuencia. Aproximación polinomial.

Se observa que el polinomio de 4to orden estima un valor de inercia equivalente más cercano a valor de la inercia equivalente teórica.

Para aplicar el método de aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial es necesario inicializar los parámetros de la ecuación 2.9. Los valores escogidos se presentan a continuación:

**Tabla 3.10.** Parámetros iniciales para el método aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial

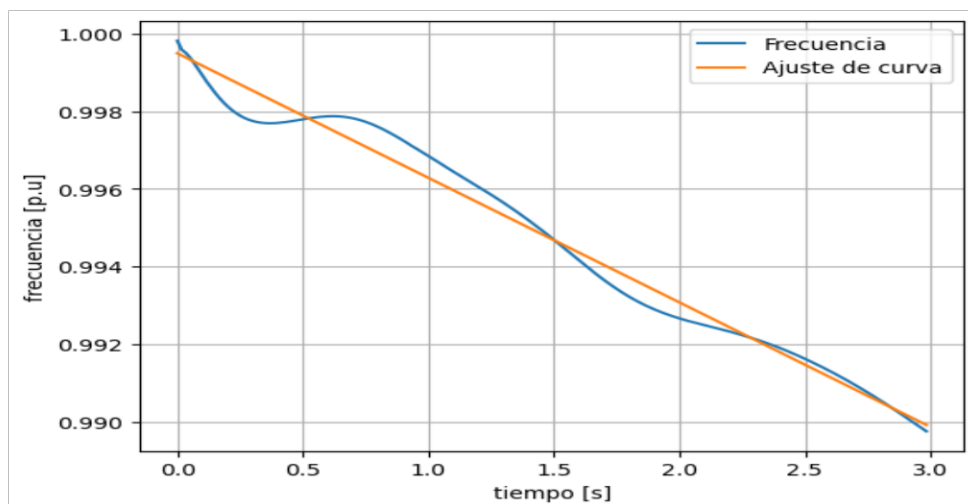
| <b>Parámetro</b> | <b>Valor</b> |
|------------------|--------------|
| $\kappa$         | 5            |
| $\alpha$         | 15           |
| $\zeta$          | 0.00         |
| $w_n$            | 0.00         |
| $\omega_r$       | 0.00         |
| $\emptyset$      | 0.00         |

Empleando los parámetros de la tabla 3.10 y un intervalo de análisis de 3 segundos a partir del inicio del disturbio, se obtiene una inercia equivalente estimada de 3.400 segundos. En la tabla 3.11 se presentan los valores correspondientes a este método.

**Tabla 3.11.** Inercia Equivalente Estimada (Método de aproximación sinusoidal)

| <b>Parámetro</b>                | <b>Valor</b> |
|---------------------------------|--------------|
| Inercia Equivalente Estimada[s] | 3.400        |
| Inercia Equivalente Teórica [s] | 3.857        |
| Error [%]                       | 11.85        |

En la Figura 3.7 se presenta la gráfica de la frecuencia promedio y la curva de ajuste encontrada.



**Figura 3.7.** Ajuste Curva de Frecuencia. Aproximación sinusoidal amortiguada

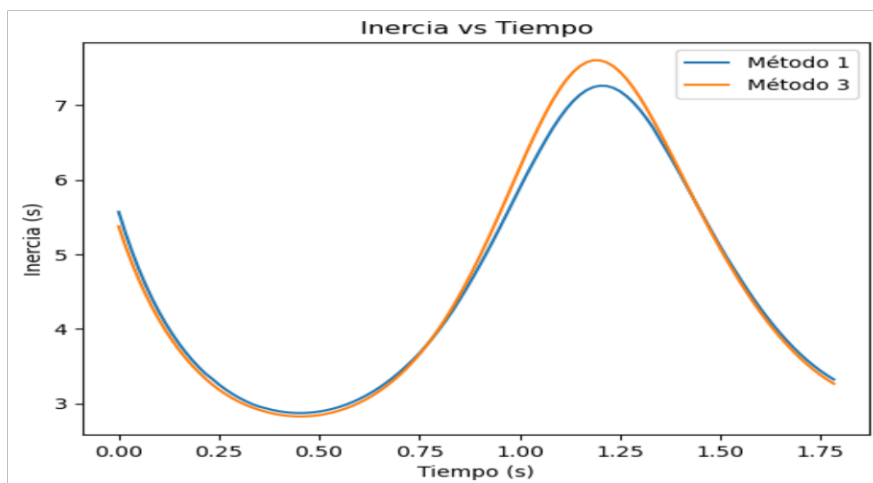
Para estimar la inercia equivalente empleando el método de mínimos cuadrados se considera un intervalo de 3 segundos a partir del inicio del disturbio. Se emplea la potencia neta transferida a través de las líneas de interconexión, además, se varían los parámetros de las ventadas deslizantes. Los resultados se presentan en la tabla 3.12.

**Tabla 3.12.** Inercia Equivalente Estimada (Método de mínimos cuadrados)

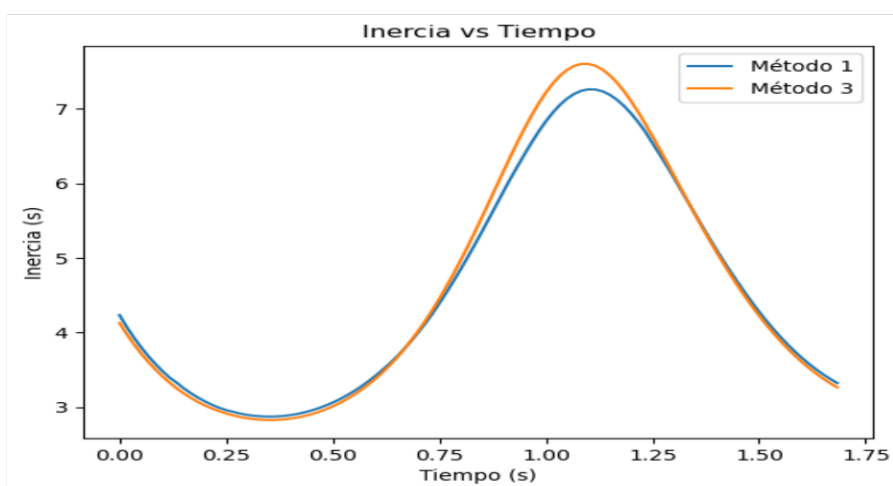
| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 42     | 48     | 42     | 48     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 3.249  | 3.278  | 3.240  | 3.274  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 3.857  |        |        |        |
| Error [s]                         | 15.77  | 15.01  | 15.99  | 15.11  |

Se observa que los parámetros de la ventana deslizante influyen en los valores estimados de la inercia equivalente.

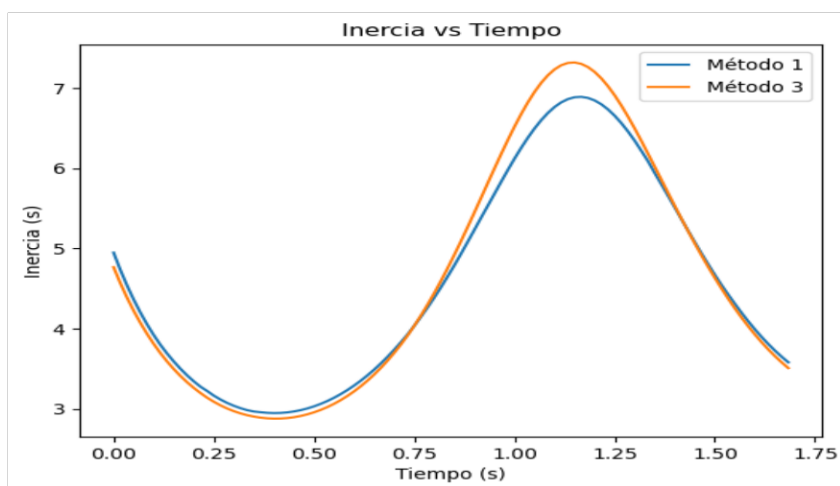
A continuación, se presenta la evolución a lo largo del tiempo de la inercia equivalente estimada mediante los métodos de ventanas deslizantes y mínimos cuadrados, cuando se utiliza mediciones de la potencia total generada.



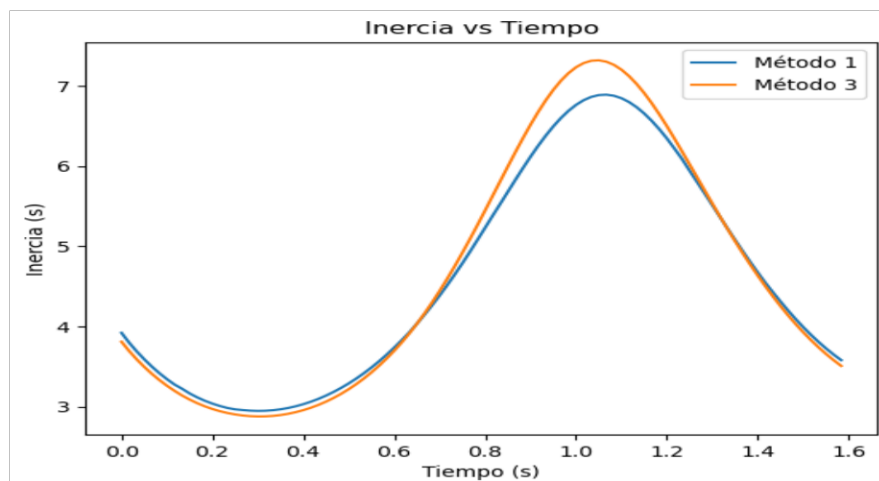
**Figura 3.8.** Inercia vs tiempo sistema de 39 barras (Caso 1)



**Figura 3.9.** Inercia vs tiempo sistema de 39 barras (Caso 2)



**Figura 3.10.** Inercia vs tiempo sistema de 39 barras (Caso 3)



**Figura 3.11.** Inercia vs tiempo sistema de 39 barras (Caso 4)

Finalmente, se presenta un resumen de los resultados obtenidos en la presente sección. Los valores de inercia equivalente estimada del sistema IEEE New England considerando la potencia total generada, calculada como la sumatoria de potencia generada por cada unidad, y la frecuencia promedio, calculada como el promedio de la frecuencia en bornes de generación, se presentan en la tabla 3.13.

**Tabla 3.13.** Inercia Equivalente Estimada. Sistema IEEE New England

| <b>Método</b>                    | <b>Ventanas deslizantes</b> | <b>Aproximación polinomial</b> | <b>Aproximación sinusoidal</b> | <b>Mínimos cuadrados</b> |
|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Inercia Equivalente Teórica [s]  | 4.577                       |                                |                                |                          |
| Inercia Equivalente Estimada [s] | 4.579                       | 4.585                          | 4.865                          | 4.605                    |
| Error [s]                        | 0.04                        | 0.17                           | 6.29                           | 0.60                     |

Los valores de inercia equivalente estimada del subsistema G4, G5A, G5B y G7 considerando la potencia neta transferida, a través de las líneas de interconexión LT 016-017 y LT 015-016, y la frecuencia promedio, calculada como el promedio de las frecuencias en las barras 16, 19, 22, 23 y 24, se presentan en la tabla 3.14.

**Tabla 3.14.** Inercia Equivalente Estimada. Subsistema G4, G5A, G5B y G7

| <b>Método</b>                    | <b>Ventanas deslizantes</b> | <b>Aproximación polinomial</b> | <b>Aproximación sinusoidal</b> | <b>Mínimos cuadrados</b> |
|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Inercia Equivalente Teórica [s]  | 3.857                       |                                |                                |                          |
| Inercia Equivalente Estimada [s] | 3.216                       | 3.872                          | 3.400                          | 3.278                    |
| Error [%]                        | 16.60                       | 0.40                           | 11.86                          | 15.01                    |

### 3.3.4 Análisis

En base a simulación RMS en el dominio del tiempo del disparo del generador G6 se estimaron: la inercia equivalente del sistema completo y la inercia equivalente del subsistema formado por los generadores G4, G5A, G5B y G7. La inercia equivalente estimada es muy similar al valor teórico cuando se aplican los algoritmos descritos en la metodología.

Los resultados más cercanos al valor teórico se obtienen cuando se emplean mediciones de potencia generada y frecuencia medidas en bornes del generador, con un error cercano a cero.

Por otro lado, considerando que en un SEP real no se cuenta con mediciones en bornes de generación en todas las unidades de generación, se han empleado mediciones de potencia neta transferida en líneas de interconexión y frecuencia promedio en determinadas barras para estimar la inercia equivalente. Los resultados de la inercia equivalente estimada presentan un error máximo del 16%, respecto del valor teórico.

## 3.4 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO

### 3.4.1 CASO 1

#### 3.4.1.1 Descripción



Como caso de estudio se considera la salida intempestiva (disparo) de la unidad 2 de la central Betania del sistema colombiano, con una potencia generada prefalla de 165 MW, ocurrida el lunes 22 de mayo de 2023, a las 03:11 am.

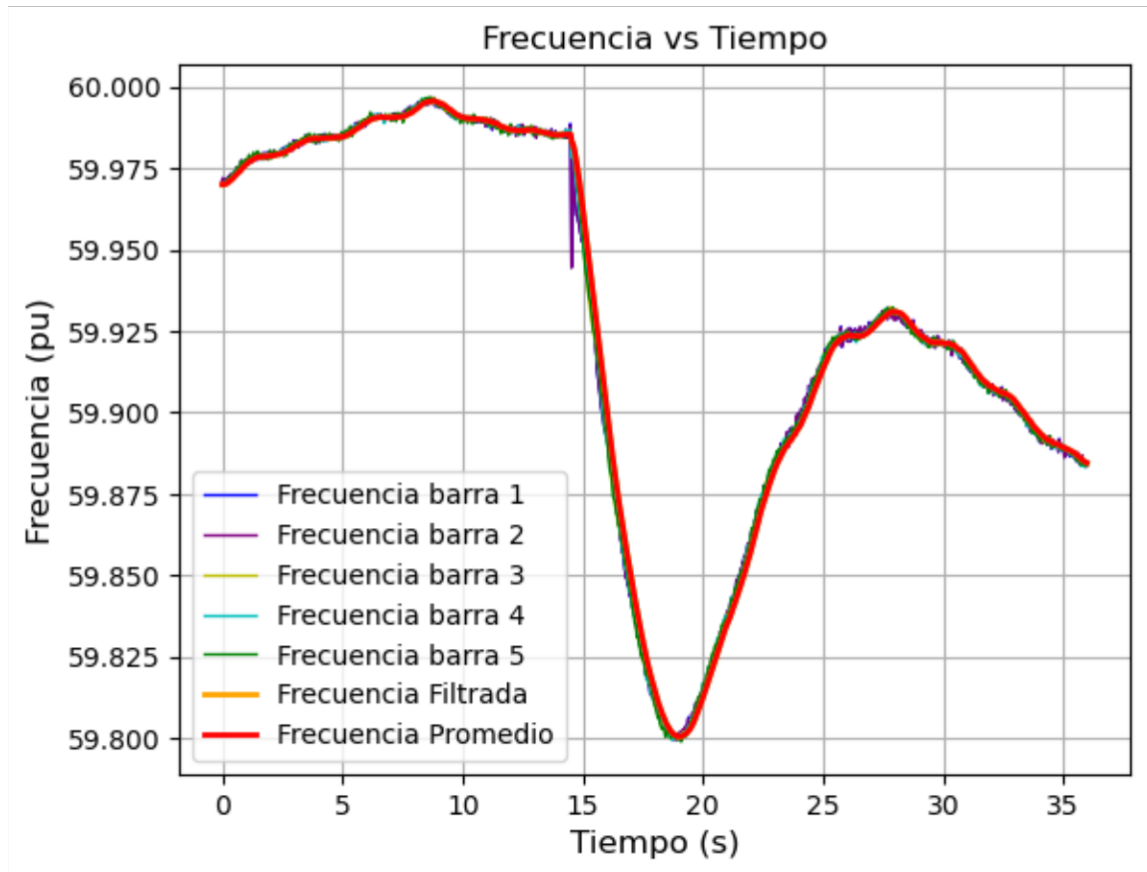
Se cuenta con la medición de potencia transmitida a través de la LT Pimampiro-Jamondino y mediciones de frecuencia en varias barras del SNI. Estos datos son obtenidos del informe de falla elaborado por CENACE y mediciones sincrofasoriales del sistema WAMS.

#### **3.4.1.2 Cálculo de la Inercia Equivalente Teórica**

Utilizando los datos técnicos de los generadores, extraídos de la base de datos de PowerFactory y el despacho real de generación correspondiente a la fecha del evento, se determina que la inercia equivalente teórica del SNI fue de 3.523 segundos.

#### **3.4.1.3 Estimación de la Inercia Equivalente usando Mediciones**

En la Figura 3.12 se presenta la frecuencia durante el evento medida en barras del SNI. Se incluye también la frecuencia promedio calculada. Se puede observar que la frecuencia promedio incluye armónicos de alta frecuencia. Para la estimación de la inercia equivalente del SNI, se aplicó un filtro exponencial con el fin de eliminar dichos armónicos.



**Figura 3.12.** Frecuencia medida durante el evento

A continuación, se presenta la inercia equivalente estimada mediante el método de ventanas deslizantes considerando un intervalo de análisis desde los 14.5 segundos hasta los 18.6 segundos.

**Tabla 3.15.** Inercia Equivalente Estimada. SNI Caso 1 (Método de ventanas deslizantes)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 30     | 36     | 30     | 36     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 3.525  | 3.549  | 3.450  | 3.475  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 3.523  |        |        |        |
| Error [%]                         | 0.05   | 0.73   | 2.06   | 1.36   |

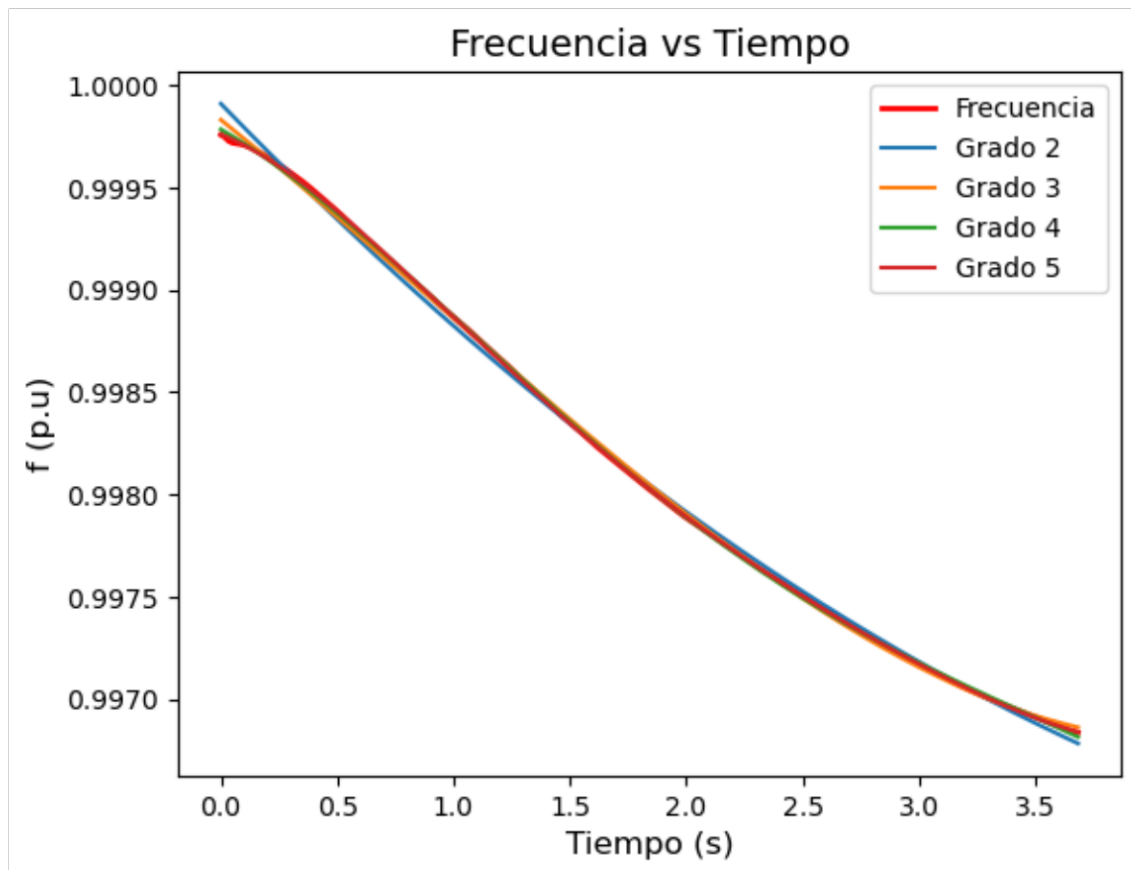
Se obtiene una mejor estimación al emplear un ancho de ventana de 30 muestras y un intervalo W de 30 muestras. Estos parámetros se aplicarán en los métodos restantes.

Para aplicar el método de la aproximación polinomial se considera un intervalo de análisis de 3.7 segundos a partir del momento del disturbio. Los resultados se muestran en la tabla 3.16.

**Tabla 3.16.** Inercia Equivalente Estimada. SNI Caso 1 (Aproximación polinomial)

| Orden del Polinomio | Inercia Equivalente Estimada [s] |
|---------------------|----------------------------------|
| 2do orden           | 1.963                            |
| 3er orden           | 2.519                            |
| 4to orden           | 3.519                            |
| 5to orden           | 5.035                            |

En la Figura 3.13 se presenta los resultados del ajuste de la aproximación polinomial.



**Figura 3.13.** Aproximaciones polinomiales de la frecuencia.

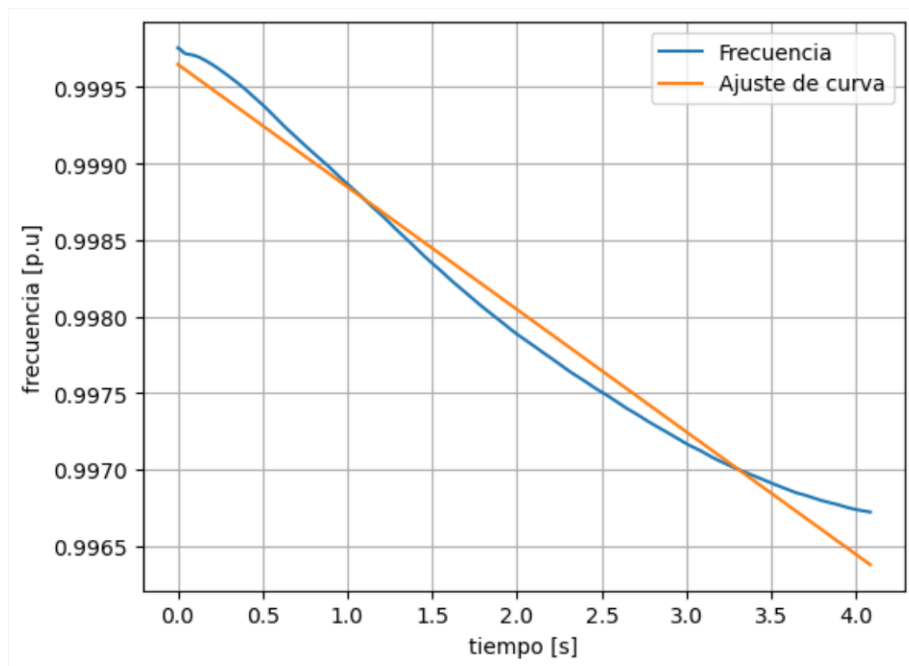
Se observa que el polinomio de cuarto orden arroja la mejor estimación de valor de inercia equivalente.

Los parámetros del modelo de aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial se inicializan con los siguientes valores:

**Tabla 3.17.** Parámetros inicialización del método aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial

| Parámetro  | Valor |
|------------|-------|
| $\kappa$   | 1.6   |
| $\alpha$   | 5     |
| $\zeta$    | 0.00  |
| $w_n$      | 0.00  |
| $\omega_r$ | 0.00  |
| $\phi$     | 0.00  |

Utilizando los parámetros de la tabla 3.17 y considerando un intervalo de análisis de 4.1 segundos desde el inicio del disturbio, la inercia equivalente estimada es de 3.442 segundos. La Figura 3.14 muestra el ajuste del modelo a la frecuencia promedio real.



**Figura 3.14.** Ajuste de curva de la frecuencia mediante aproximación sinusoidal

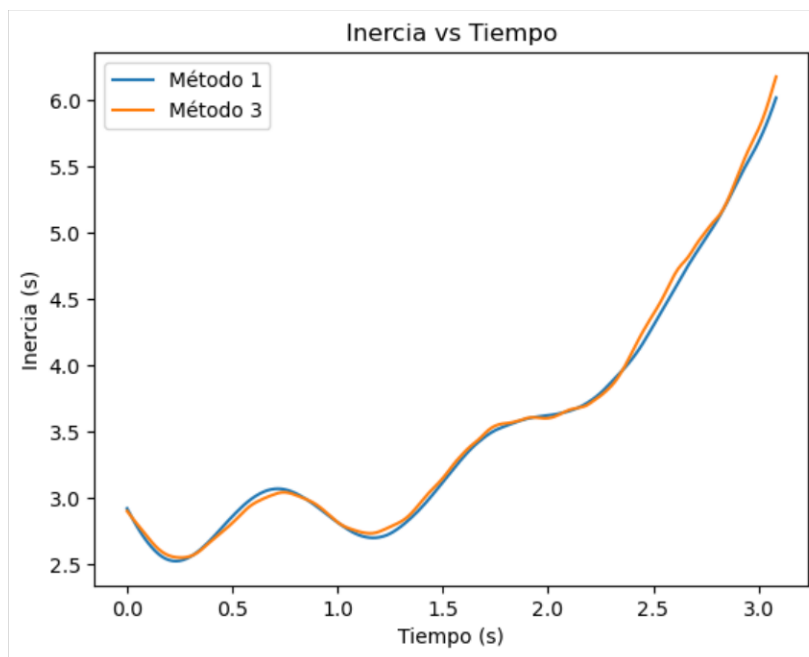
Posteriormente, el método de mínimos cuadrados es aplicado por un periodo de 4.1 segundos desde el inicio del disturbio. Los resultados obtenidos se detallan en la tabla 3.18.

**Tabla 3.18.** Inercia Equivalente (Método de mínimos cuadrados)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 30     | 36     | 30     | 36     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 3.546  | 3.570  | 3.466  | 3.492  |
| Inercia Teórica Estimada [s]      | 3.523  |        |        |        |
| Error [%]                         | 0.66   | 1.35   | 1.58   | 0.88   |

Se observa que los valores estimados de la inercia equivalente se ven afectados por los parámetros de la ventana deslizante. Los mejores parámetros son ancho de ventana 30 muestras y ancho del intervalo W, también, 30 muestras.

A continuación, se presentan las gráficas de evolución en el tiempo de la inercia equivalente estimada cuando se usan los métodos 1 y 3, con sus mejores parámetros.



**Figura 3.15.** Inercia vs tiempo (Caso 1)

En la Tabla 3.19 se presenta un resumen de los resultados de la estimación de la inercia equivalente del SNI para el presente caso de estudio. Debe considerarse que la estimación se realizó empleando mediciones de la potencia neta transferida a través de las líneas de interconexión, y la frecuencia promedio en las barras del SNI.

**Tabla 3.19.** Resumen de resultados. Caso 1 Disparo de U2 de la central Betania

| <b>Método</b>                    | <b>Ventanas deslizantes</b> | <b>Aproximación polinomial</b> | <b>Aproximación sinusoidal</b> | <b>Mínimos cuadrados</b> |
|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Inercia Equivalente Teórica [s]  | 3.523                       |                                |                                |                          |
| Inercia Equivalente Estimada [s] | 3.525                       | 3.519                          | 3.442                          | 3.546                    |
| Error [%]                        | 0.05                        | 0.11                           | 2.31                           | 0.66                     |

#### 3.4.1.4 Análisis

Los resultados obtenidos muestran que los métodos implementados permiten estimar la inercia equivalente del SNI con mucha precisión, tomando como referencia la inercia teórica, calculada con los datos técnicos entregados por los fabricantes o agentes generadores del sistema.

Cabe destacar que los valores estimados de la inercia equivalente mediante los métodos de ventanas deslizantes y mínimos cuadrados se ven afectados por:

- Ancho de la ventana deslizante (30 muestras)
- Ancho del intervalo W (30 muestras)
- Periodo de análisis (variable)

En el caso de los métodos de aproximación polinomial y sinusoidal amortiguada, los parámetros importantes para obtener una buena estimación son:

- Grado del polinomio (4to grado)
- Parámetros iniciales ( $\kappa = 1.6$ ,  $\alpha = 5$ )
- Periodo de análisis (variable)

## **3.4.2 CASO 2**

### **3.4.2.1 Descripción**

Se considera la salida intempestiva (disparo) de la unidad 2 de la central Ituango del sistema colombiano, con una potencia generada prefalla de 170 MW, ocurrida el martes 07 de febrero de 2023, a las 02:10 am.

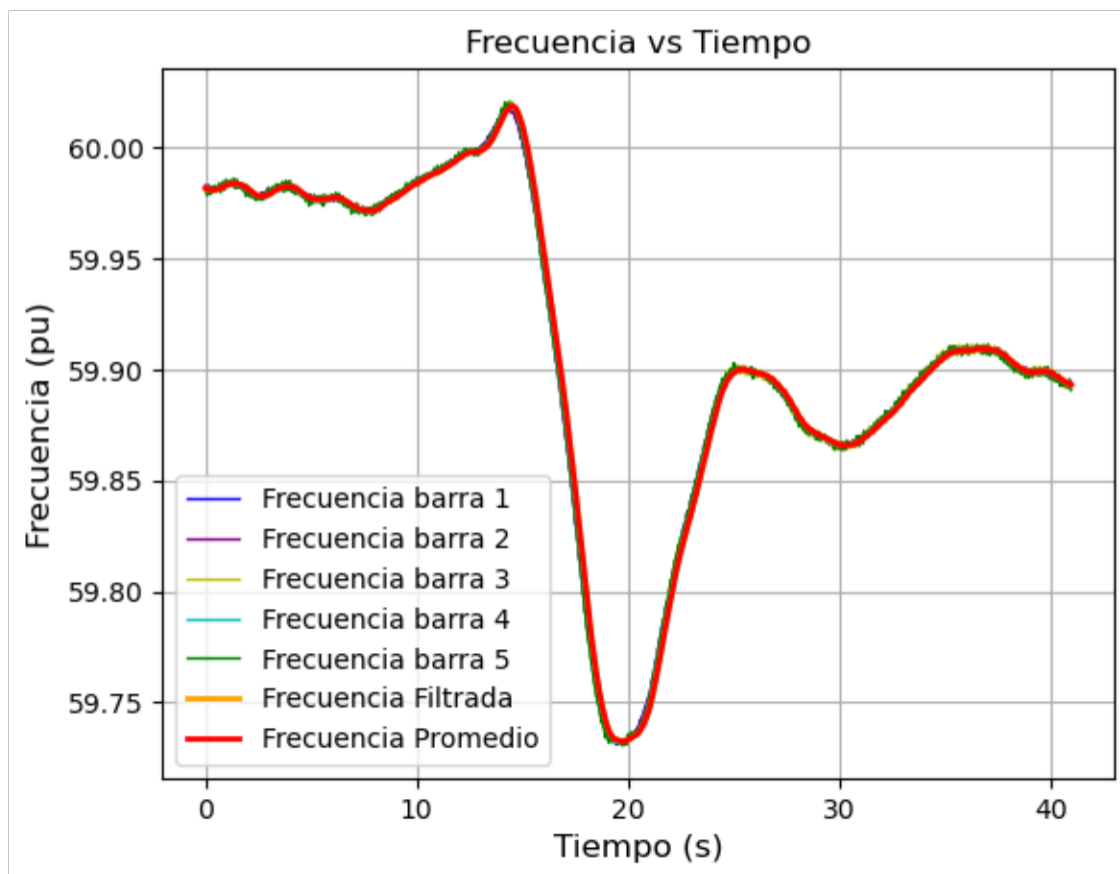
Se cuenta con la medición de potencia transmitida a través de la LT Pimampiro-Jamondino y mediciones de frecuencia en varias barras del SNI. Estos datos son obtenidos del informe de falla elaborado por CENACE y mediciones sincrofatorias del sistema WAMS.

### **3.4.2.2 Cálculo de la inercia equivalente teórica**

Utilizando los datos técnicos de los generadores, extraídos de la base de datos de PowerFactory y el despacho real de generación correspondiente a la fecha del evento, se determina que la inercia equivalente teórica del SNI fue de 3.610 segundos.

### **3.4.2.3 Estimación de la inercia equivalente usando mediciones**

En la Figura 3.16, se presenta la frecuencia durante el evento medida en las barras del SNI. Se incluye también la frecuencia promedio calculada. Se puede observar que la frecuencia promedio incluye armónicos de alta frecuencia. Para la estimación de la inercia equivalente del SNI, se aplicó un filtro exponencial con el fin de eliminar dichos armónicos.



**Figura 3.16.** Frecuencia medida durante el evento

A continuación, se presenta la inercia equivalente estimada mediante el método de ventanas deslizantes considerando un intervalo de análisis desde los 14.6 segundos hasta los 19.5 segundos.

**Tabla 3.20.** Inercia Equivalente Estimada. SNI Caso 2 (Método de ventanas deslizantes)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 30     | 36     | 30     | 36     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 3.636  | 3.644  | 3.625  | 3.633  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 3.610  |        |        |        |
| Error [%]                         | 0.71   | 0.95   | 0.40   | 0.62   |



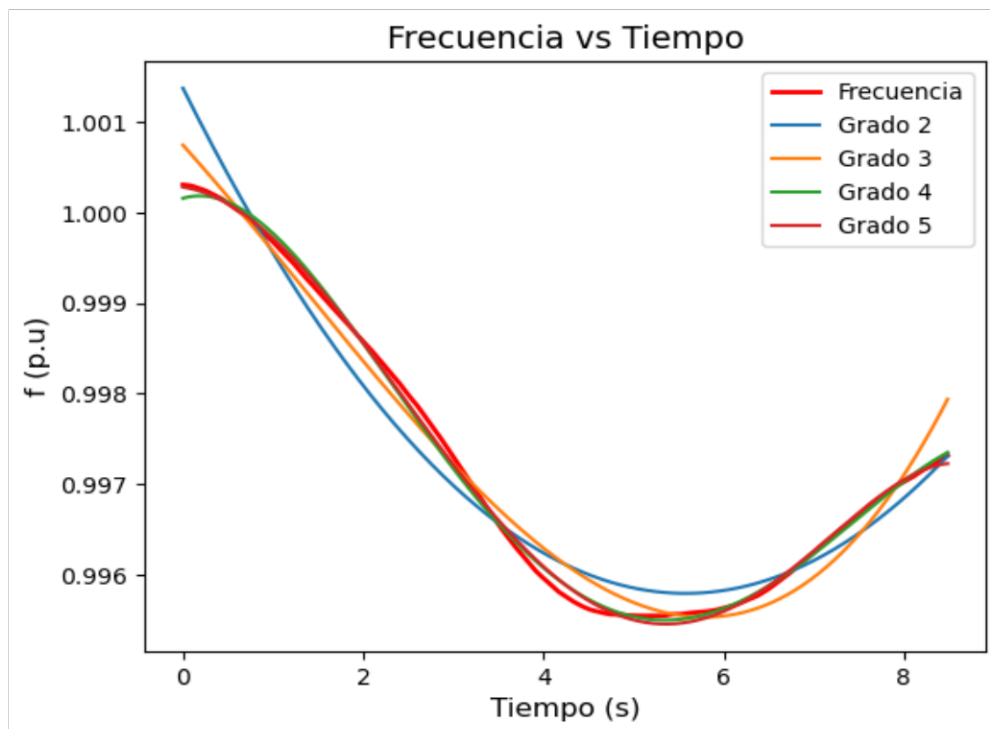
Se observa que la aproximación más precisa se logra al emplear un ancho de ventana de 36 muestras y un intervalo  $W$  de 30 muestras. Estos parámetros se aplicarán en los demás métodos.

Para el método de la aproximación polinomial el intervalo de análisis es 8.5 segundos a partir del momento del disturbio. Los resultados, para aproximaciones con polinomios de distinto orden, se muestran en la tabla 3.21.

**Tabla 3.21.** Inercia Equivalente Estimada. SNI Caso 2 (Aproximación polinomial)

| Orden del Polinomio | Inercia Equivalente Estimada [s] |
|---------------------|----------------------------------|
| 2do orden           | 2.165                            |
| 3er orden           | 3.912                            |
| 4to orden           | 14.949                           |
| 5to orden           | 28.464                           |

En la Figura 3.13 se presenta el ajuste de la aproximación polinomial.



**Figura 3.17.** Aproximaciones polinomiales de la frecuencia.

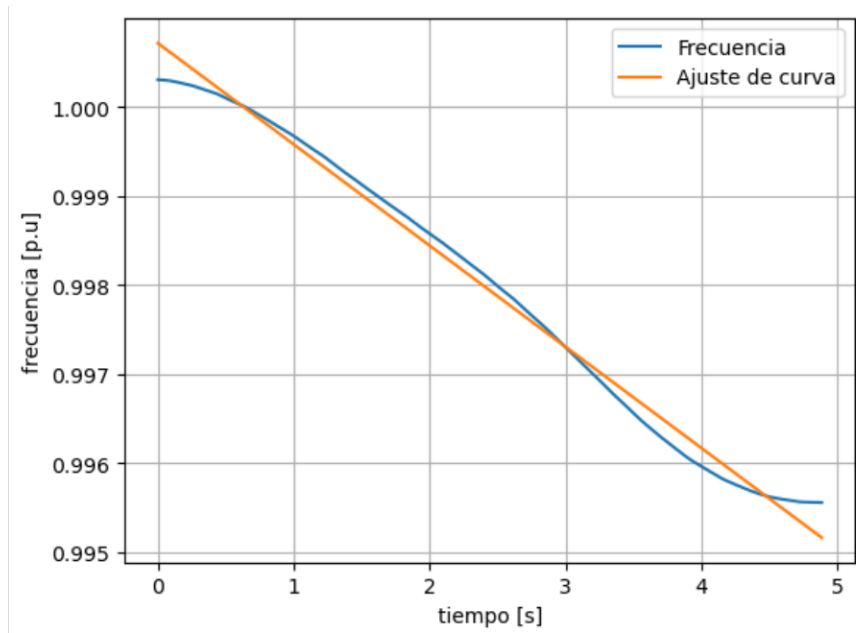
Se observa que con el polinomio de tercer orden se obtiene una mejor estimación del valor de inercia equivalente.

Los parámetros del modelo de aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial se presentan a continuación:

**Tabla 3.22.** Parámetros iniciales para el método aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial

| Parámetro  | Valor |
|------------|-------|
| $\kappa$   | 1.4   |
| $\alpha$   | 30    |
| $\zeta$    | 0.00  |
| $w_n$      | 0.00  |
| $\omega_r$ | 0.00  |
| $\phi$     | 0.00  |

Utilizando los parámetros de la tabla 3.22 y considerando un intervalo de análisis de 4.6 segundos desde el inicio del disturbio, la inercia equivalente estimada es de 3.936 segundos. La Figura 3.18 muestra el ajuste del modelo a la frecuencia promedio real.



**Figura 3.18.** Ajuste de curva de la frecuencia mediante aproximación sinusoidal

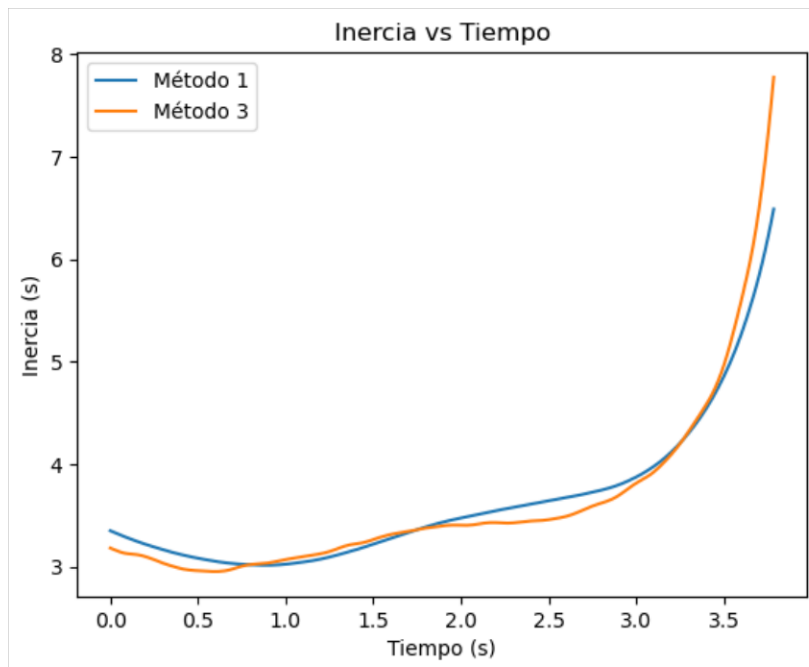
El método de mínimos cuadrados es aplicado por un periodo de 4.6 segundos desde el inicio del disturbio. Los resultados obtenidos se detallan en la tabla 3.23.

**Tabla 3.23.** Inercia Equivalente (Método de mínimos cuadrados)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 30     | 36     | 30     | 36     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 3.650  | 3.663  | 3.615  | 3.627  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 3.610  |        |        |        |
| Error [%]                         | 1.09   | 1.47   | 0.11   | 0.47   |

Al igual que el método de ventanas deslizantes, se obtienen los mejores resultados con los parámetros del Caso 3.

A continuación, se presenta la evolución en el tiempo de la inercia equivalente estimada mediante los métodos 1 y 3 considerando los parámetros del Caso 3.



**Figura 3.19.** Inercia vs tiempo (Caso 3)

En la Tabla 3.24 se presenta un resumen de la inercia equivalente estimada del SNI mediante los distintos métodos propuestos. Se estima el valor de la inercia equivalente usando mediciones de la potencia neta transferida a través de las líneas de interconexión, y la frecuencia promedio en las barras del SNI.

**Tabla 3.24.** Resumen de resultados en el caso de disparo de la unidad 2 de la central Ituango

| <b>Método</b>                    | <b>Ventanas deslizantes</b> | <b>Aproximación polinomial</b> | <b>Aproximación sinusoidal</b> | <b>Mínimos cuadrados</b> |
|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Inercia Equivalente Teórica [s]  | 3.610                       |                                |                                |                          |
| Inercia Equivalente Estimada [s] | 3.625                       | 3.912                          | 3.936                          | 3.615                    |
| Error [%]                        | 0.04                        | 8.35                           | 9.02                           | 0.11                     |

#### 3.4.2.4 Análisis

Para este caso, la mejor estimación de la inercia equivalente se logra mediante los métodos de ventanas deslizantes y mínimos cuadrados, considerando los siguientes parámetros:

- Ancho de la ventana deslizante (36 muestras)
- Ancho del intervalo W (30 muestras)
- Periodo de análisis (variable)

En el caso de los métodos de aproximación polinomial y sinusoidal amortiguada, los parámetros que entregan la mejor estimación son:

- Grado del polinomio (3er grado)
- Parámetros iniciales ( $\kappa = 1.4$ ,  $\alpha = 30$ )
- Periodo de análisis (variable)

### **3.4.3 CASO 3**

#### **3.4.3.1 Descripción**

Como caso de estudio se considera la salida intempestiva (disparo) de la unidad 3 de la central Sopladora de CELEC EP, con una potencia generada prefalla de 155.28 MW, ocurrida el sábado 25 de febrero de 2022, a las 08:27 pm.

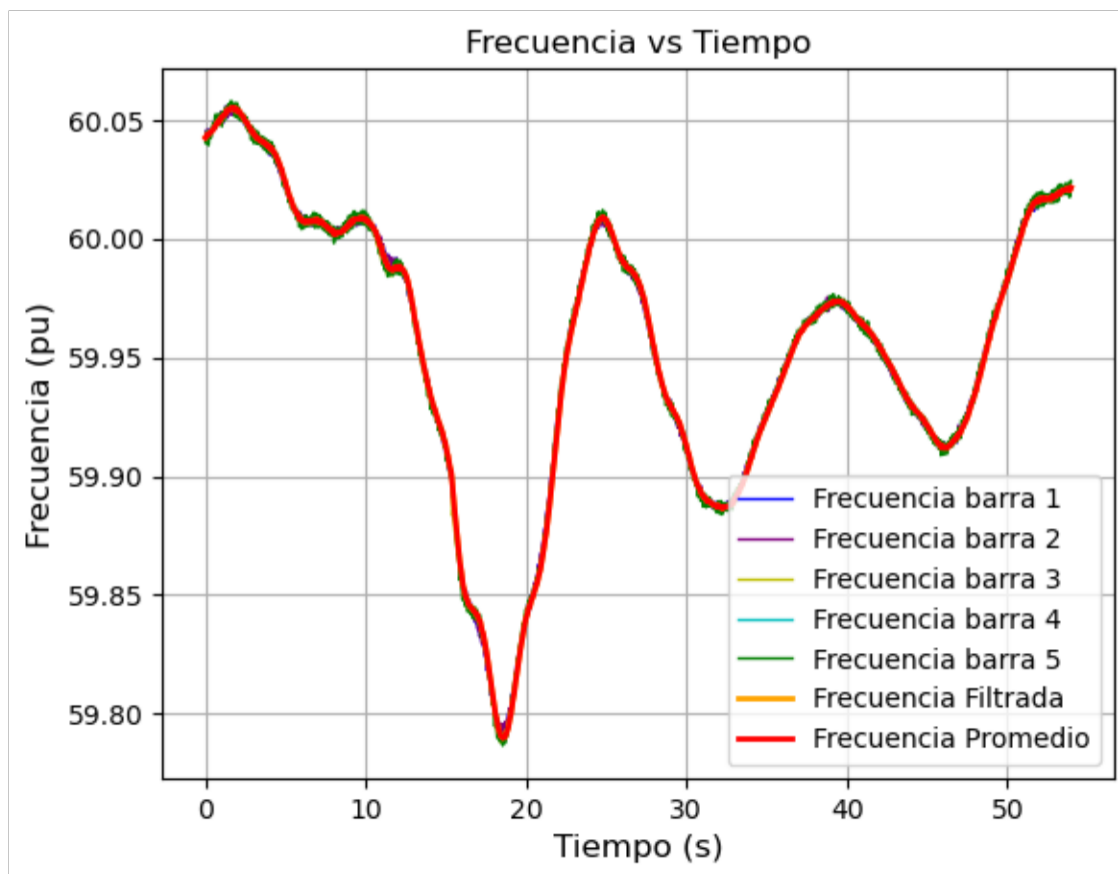
Se cuenta con la medición de potencia transmitida a través de la LT Pimampiro-Jamondino y mediciones de frecuencia en varias barras del SNI. Estos datos son obtenidos del informe de falla elaborado por CENACE y mediciones sincrofasoriales del sistema WAMS.

#### **3.4.3.2 Cálculo de la inercia equivalente teórica**

Utilizando los datos técnicos de los generadores, extraídos de la base de datos de PowerFactory y el despacho real de generación correspondiente a la fecha del evento, se determina que la inercia equivalente teórica del SNI fue de 3.413 segundos.

#### **3.4.3.3 Estimación de la inercia equivalente usando mediciones**

En la Figura 3.20, se presenta la frecuencia durante el evento, medida en barras del SNI. Se incluye la frecuencia promedio calculada. Se puede observar que la frecuencia promedio incluye armónicos de alta frecuencia. Para la estimación de la inercia equivalente, se aplicó un filtro exponencial con el fin de eliminar dichos armónicos.



**Figura 3.20.** Frecuencia medida durante el evento

A continuación, se presenta la inercia equivalente estimada mediante el método de ventanas deslizantes considerando un intervalo de análisis desde los 12.0 segundos hasta los 16.5 segundos.

**Tabla 3.25.** Inercia Equivalente Estimada. SNI Caso 3 (Método de ventanas deslizantes)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 30     | 36     | 30     | 36     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 3.569  | 3.683  | 4.100  | 4.217  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 3.413  |        |        |        |
| Error [%]                         | 4.57   | 7.89   | 20.12  | 23.55  |

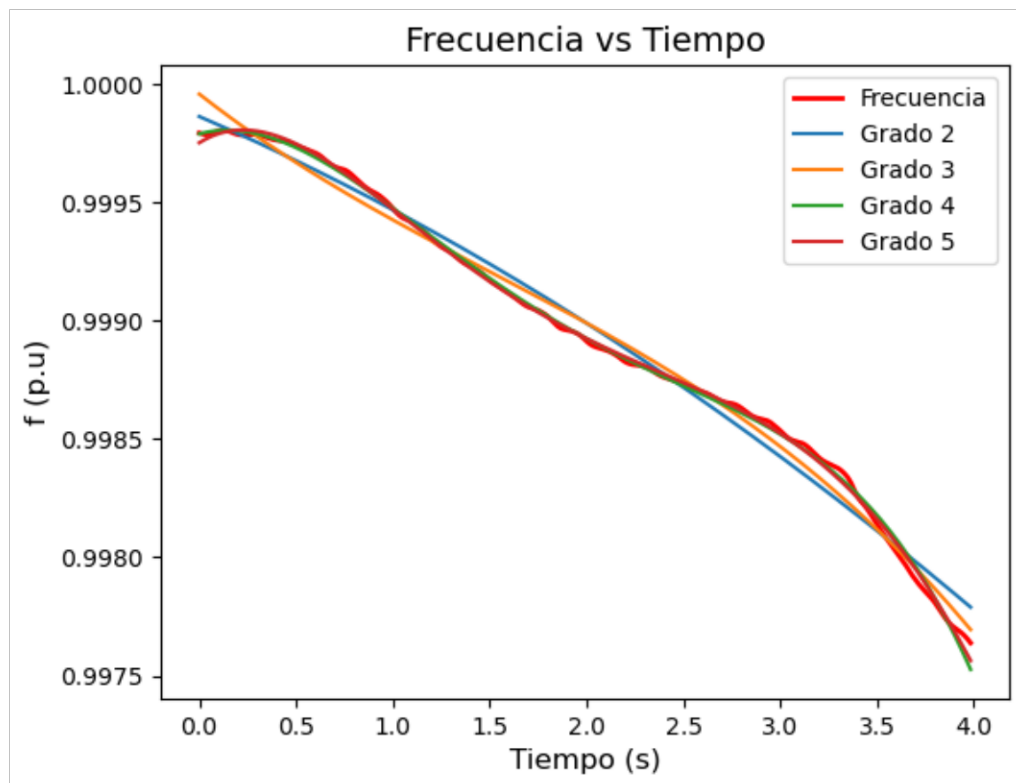
Se observa que la aproximación más precisa se logra con un ancho de ventana de 30 muestras y un intervalo  $W$  de 30 muestras. Estos parámetros se aplicarán en los demás métodos.

Para el método de la aproximación polinomial el intervalo de análisis es 4.0 segundos a partir del momento del disturbio. Los resultados, considerando polinomios de distintos grados, se muestran en la tabla 3.29.

**Tabla 3.26.** Inercia Equivalente Estimada. SNI Caso 3 (Aproximación polinomial)

| Orden del Polinomio | Inercia Equivalente Estimada [s] |
|---------------------|----------------------------------|
| 2do orden           | 4.942                            |
| 3er orden           | 2.714                            |
| 4to orden           | 7.896                            |
| 5to orden           | 3.400                            |

En la Figura 3.16 se presenta la gráfica de las aproximaciones polinomiales realizadas.



**Figura 3.21.** Aproximaciones polinomiales de la frecuencia.

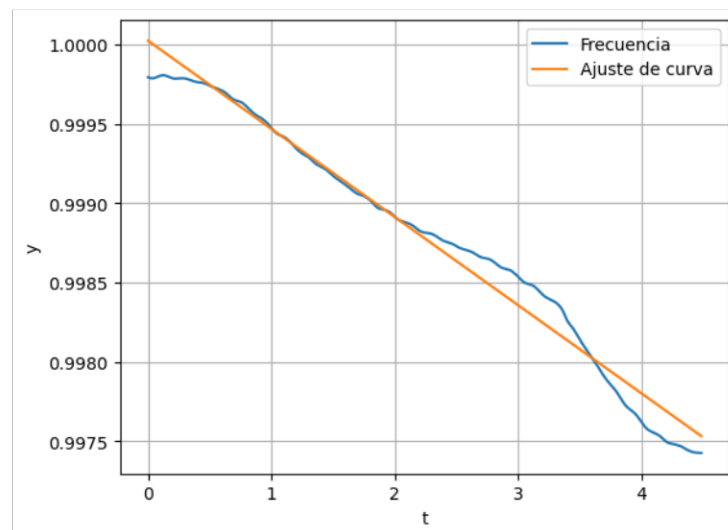
Se observa que el polinomio de quinto orden estima un valor de inercia equivalente más cercano al valor teórico.

Cuando se aplica el método de aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial se inicializan los parámetros del modelo con los siguientes valores:

**Tabla 3.27.** Parámetros iniciales para el método aproximación sinusoidal con amortiguamiento exponencial

| Parámetro   | Valor |
|-------------|-------|
| $\kappa$    | 18.00 |
| $\alpha$    | 7.00  |
| $\zeta$     | 0.00  |
| $w_n$       | 0.00  |
| $\omega_r$  | 0.00  |
| $\emptyset$ | 0.00  |

Utilizando los parámetros de la tabla 3.30 y considerando un intervalo de análisis de 4.5 segundos desde el inicio del disturbio, la inercia equivalente estimada es de 3.586 segundos. La Figura 3.22 muestra el ajuste del modelo a la frecuencia promedio real.



**Figura 3.22.** Ajuste de curva de la frecuencia mediante aproximación sinusoidal



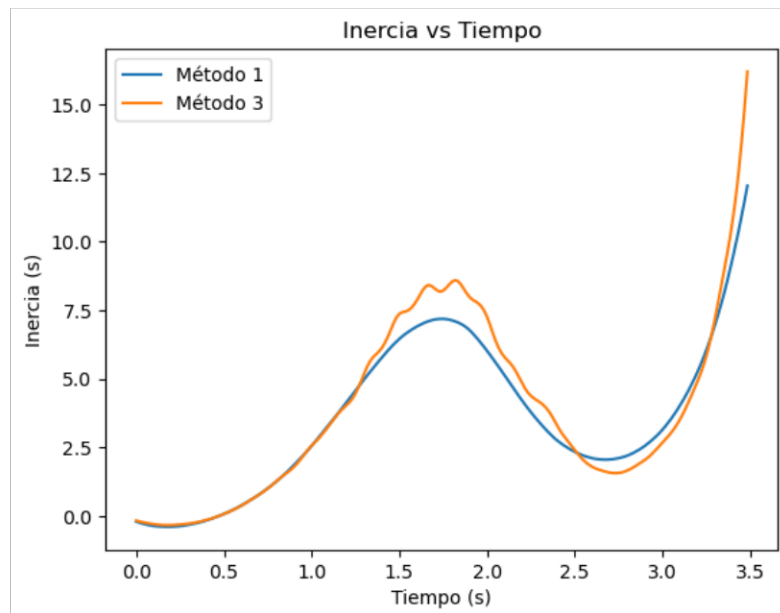
El método de mínimos cuadrados es aplicado por un periodo de 4 segundos desde el inicio del disturbio. Los resultados obtenidos se detallan en la tabla 3.31.

**Tabla 3.28.** Inercia Equivalente (Método de mínimos cuadrados)

| Número de caso                    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Muestras de la ventana deslizante | 30     | 30     | 36     | 36     |
| Muestras intervalo W              | 30     | 36     | 30     | 36     |
| Inercia Equivalente Estimada [s]  | 3.860  | 3.980  | 4.374  | 4.500  |
| Inercia Equivalente Teórica [s]   | 3.413  |        |        |        |
| Error (%)                         | 13.08  | 16.61  | 28.14  | 31.85  |

Al igual que el método de ventanas deslizantes, se obtienen mejores resultados con los parámetros del Caso 1.

A continuación, se presenta la evolución en el tiempo de la inercia equivalente estimada usando los métodos 1 y 3, y los parámetros del Caso 1.



**Figura 3.23.** Inercia vs tiempo (Caso 1)

En la Tabla 3.32 se presenta un resumen de los resultados obtenidos cuando se considera el disparo de la unidad 2 de la central Sopladora de CELEC EP - SUR.

**Tabla 3.29.** Resumen de resultados en el caso de disparo de la unidad 2 de la central Ituango

| <b>Método</b>                    | <b>Ventanas deslizantes</b> | <b>Aproximación polinomial</b> | <b>Aproximación sinusoidal</b> | <b>Mínimos cuadrados</b> |
|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Inercia Equivalente Teórica [s]  | 3.41                        |                                |                                |                          |
| Inercia Equivalente Estimada [s] | 3.569                       | 3.400                          | 3.586                          | 3.860                    |
| Error [%]                        | 4.57                        | 0.40                           | 5.07                           | 13.08                    |

#### 3.4.3.4 Análisis

Frente a una salida de generación en el SNI, los resultados muestran que los métodos de ventanas deslizantes, aproximación polinomial y aproximación sinusoidal estimada valores de inercia equivalente con bastante precisión.

Los parámetros con los que se alcanzaron los mejores resultados mediante los métodos de ventanas deslizantes y mínimos cuadrados son:

- Ancho de la ventana deslizante (30 muestras)
- Ancho del intervalo W (30 muestras)
- Periodo de análisis (variable)

En el caso de los métodos de aproximación polinomial y sinusoidal amortiguada, los parámetros empleados para obtener una buena estimación son:

- Grado del polinomio (3er grado)
- Parámetros iniciales ( $\kappa = 18$ ,  $\alpha = 7$ )
- Periodo de análisis (variable)

## **3.5 MODELO REDUCIDO**

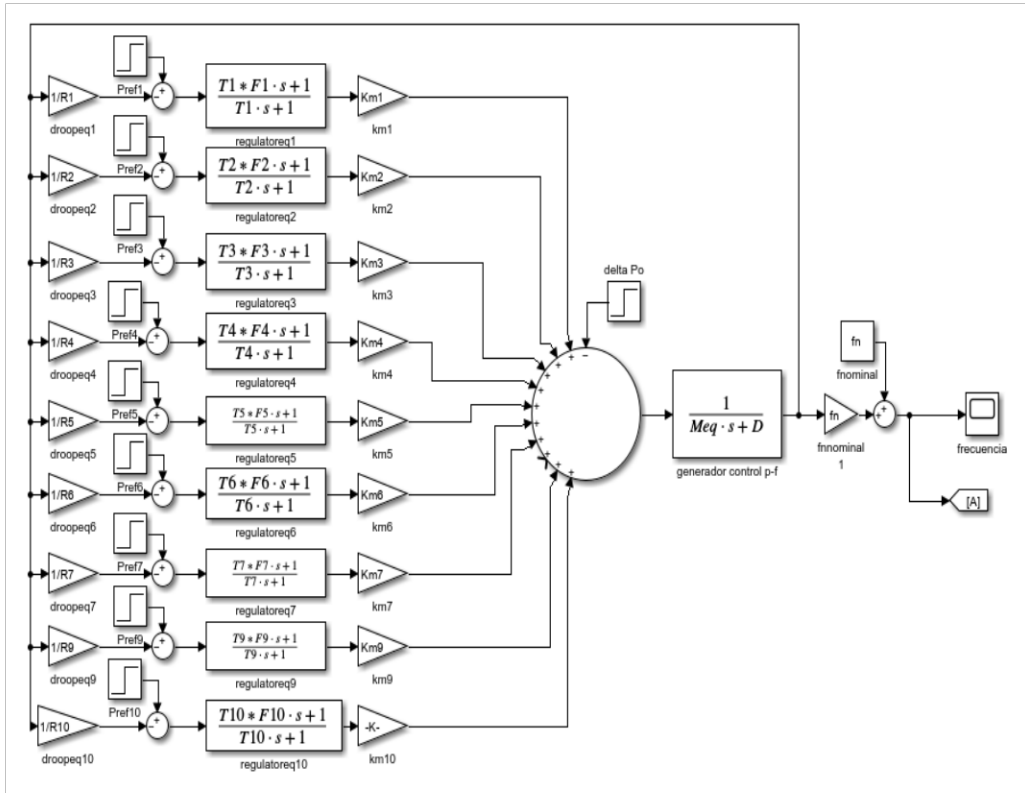
### **3.5.1 DESCRIPCIÓN**

Como parte de los objetivos y alcance del presente trabajo se encuentra el desarrollo de modelos reducidos para la evaluación de la respuesta de la frecuencia del SEP y su implementación en lenguaje Python. Para esto, se implementa el modelo reducido de primer orden del sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores usando la librería “*control*” de Python, que son una librería y lenguaje de código abierto, respectivamente. Los resultados son comparados con los obtenidos empleando SIMULINK de Matlab.

Como caso de estudio se analiza la salida del generador G8 a los 0.00 segundos con una potencia prefalla de 540 MW; se realiza la simulación durante un intervalo de 10 segundos hasta cuando la frecuencia se ha estabilizado, luego de la RPF. Se utiliza el método de integración de paso fijo con un paso de integración de 0.1 [s].

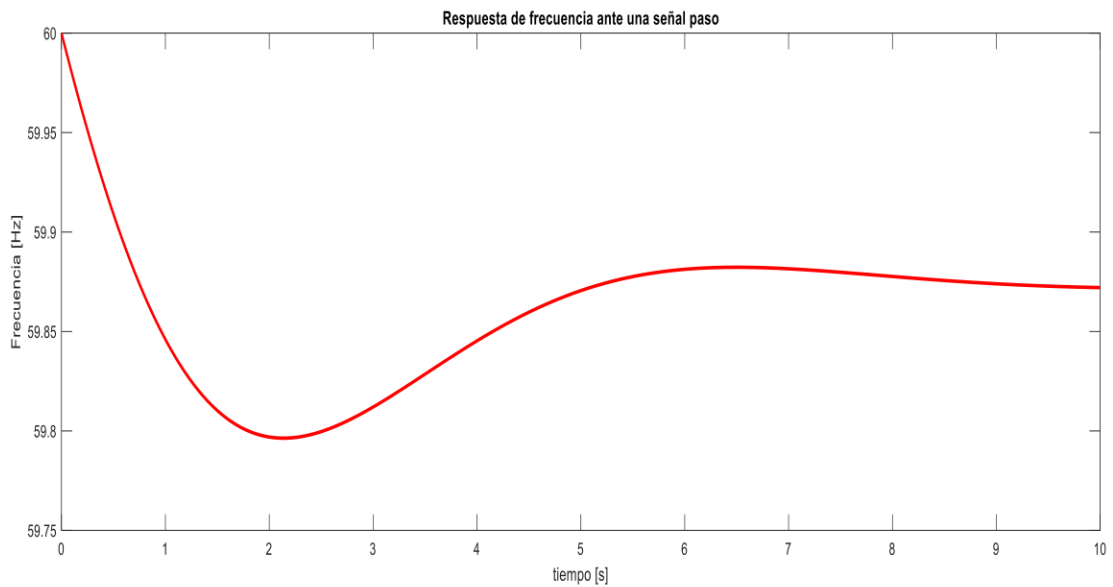
### **3.5.2 RESULTADOS**

En la Figura 3.24 se presenta el modelo del sistema de 39 barras implementado en *Simulink* de Matlab.



**Figura 3.24.** Modelo del sistema de 39 barras en Simulink

En la Figura 3.25 se presenta el resultado entregado por *Simulink* de Matlab, se observa que NADIR de la frecuencia es 59.796 [Hz], mientras que su máximo valor es 60 [Hz].



**Figura 3.25.** Respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia obtenida en Simulink de MATLAB

En la Figura 3.26 se presenta la implementación en Python para obtener la respuesta ante una señal paso en la variación de frecuencia. El código incluye la formación de las funciones de transferencia mediante la librería “control”, la reducción de los bloques mediante el algebra de bloques, y finalmente, la parte del código en la que se realizan las gráficas.

```

##FUNCIONES DE TRANSFERENCIA
G1 = control.TransferFunction([T1*F1, 1], [T1, 1])
G2 = control.TransferFunction([T2*F2, 1], [T2, 1])
G3 = control.TransferFunction([T3*F3, 1], [T3, 1])
G4 = control.TransferFunction([T4*F4, 1], [T4, 1])
G5 = control.TransferFunction([T5*F5, 1], [T5, 1])
G6 = control.TransferFunction([T6*F6, 1], [T6, 1])
G7 = control.TransferFunction([T7*F7, 1], [T7, 1])
#G8 = control.TransferFunction([T8*F8, 1], [T8, 1])
G9 = control.TransferFunction([T9*F9, 1], [T9, 1])
G10 = control.TransferFunction([T10*F10, 1], [T10, 1])
##GANANCIAS
Gain1 = control.tf([1/R1], [1])
Gain2 = control.tf([1/R2], [1])
Gain3 = control.tf([1/R3], [1])
Gain4 = control.tf([1/R4], [1])
Gain5 = control.tf([1/R5], [1])
Gain6= control.tf([1/R6], [1])
Gain7= control.tf([1/R7], [1])
#Gain8= control.tf([1/R8], [1])
Gain9= control.tf([1/R9], [1])
Gain10= control.tf([1/R10], [1])

FHeq = control.TransferFunction([1], [Meq,D])

##REDUCCION MEDIANTE EL ALGEBRA DE BLOQUES ##
##RETROALIMENTACIONES##
Re1=Gain1*G1*Km1
Re2=Gain2*G2*Km2
Re3=Gain3*G3*Km3
Re4=Gain4*G4*Km4
Re5=Gain5*G5*Km5
Re6=Gain6*G6*Km6
Re7=Gain7*G7*Km7
#Re8=Gain8*G8*Km8
Re9=Gain9*G9*Km9
Re10=Gain10*G10*Km10
ReT=Re1+Re2+Re3+Re4+Re5+Re6+Re7+Re9+Re10
## REDUCCION FINAL ##
s1a=((FHeq)/(1+(ReT*FHeq)))
senal=((sPs*s1a*(-1)*fn)+fn

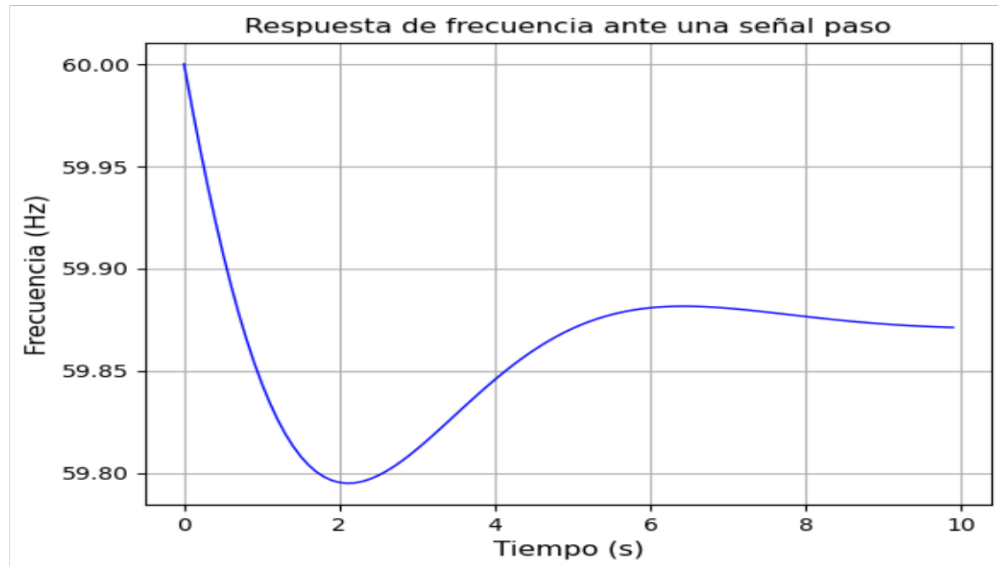
## OBTENCION DE LA GRAFICA ANTE UNA RESPUESTA PASO ##
t_simulacion = np.arange(0, 10, 0.1) # Configuración del tiempo de simulación hasta 10 segundos con un paso de 0.1 segundos
time, response = control.step_response(senal, t_simulacion)# Respuesta al escalón de la interconexión de sistemas

# Graficar La respuesta al escalón
plt.plot(time, response, linewidth=1, color='b')
plt.title('Respuesta de frecuencia ante una señal paso')
plt.xlabel("Tiempo (s)", size = 12) #Título del eje X
plt.ylabel("Frecuencia (Hz)", size = 12) #Título del eje Y
plt.grid(True) #Se incluye La grid en La gráfica
plt.show()
plt.plot(time, response, label="Respuesta Python", linewidth=1, color='b')
plt.plot(RSimulink["t"], RSimulink["f"], label="Respuesta Simulink", linewidth=1, color='r')
plt.title('Respuesta de frecuencia ante una señal paso')
plt.xlabel("Tiempo (s)", size = 12) #Título del eje X
plt.ylabel("Frecuencia (Hz)", size = 12) #Título del eje Y
plt.legend() #Insertar Legenda a Las gráficas
plt.grid(True) #Se incluye La grid en La gráfica
plt.show()

```

**Figura 3.26.** Código realizado en PYTHON para la obtención de la respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia.

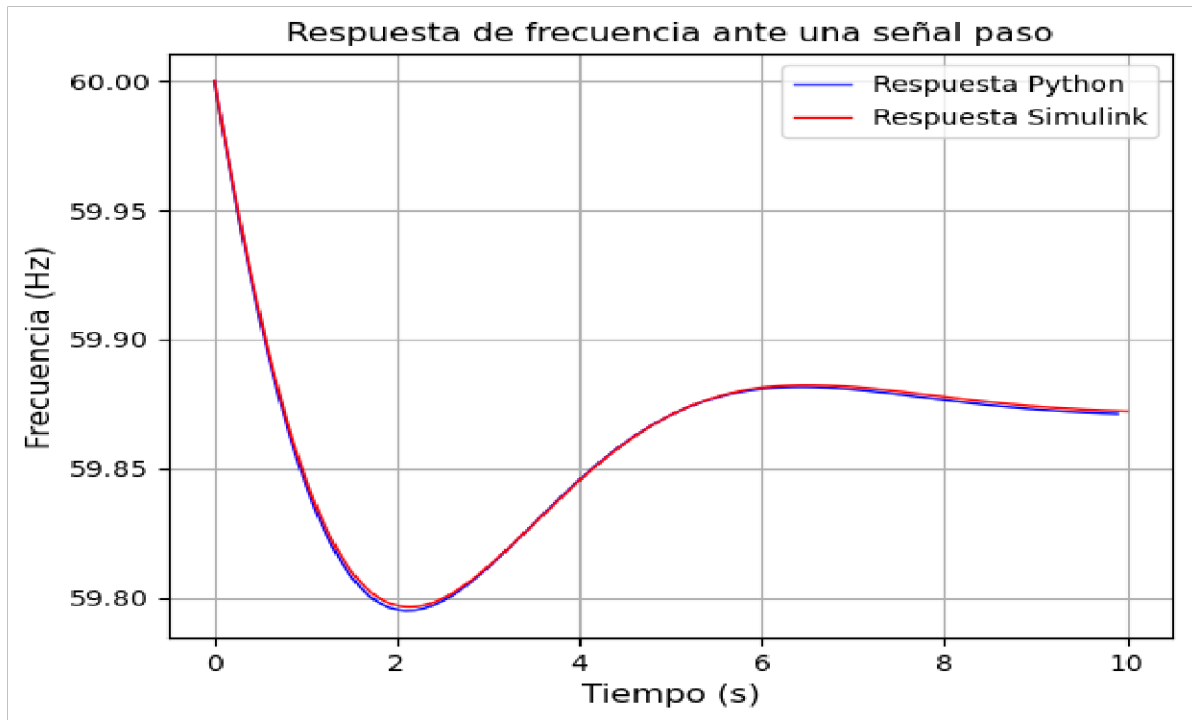
En la Figura 3.27 se presenta la respuesta obtenida mediante la librería “*control*” de Python, se observa que el valor del NADIR de la frecuencia es 59.795 [Hz] mientras que valor máximo es 60 [Hz].



**Figura 3.27.** Respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia obtenida en PYTHON

### 3.5.3 ANÁLISIS

Al comparar la respuesta obtenida mediante *Simulink* de MATLAB con la respuesta obtenida mediante la librería *control* de Python se observa que ambas son casi idénticas, con mínima diferencia en el valor del nadir de la frecuencia. En la Figura 3.26 se presentan las dos curvas juntas.



**Figura 3.28.** Respuesta ante una señal paso de la variación de frecuencia

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- La herramienta computacional, implementada en lenguaje Python, permite estimar la inercia equivalente de un sistema eléctrico de potencia empleando mediciones sincrofasoriales obtenidas durante disturbios que afectan el balance entre la generación y la carga; la herramienta realiza la estimación empleando mediciones de frecuencia y potencia generada o transmitida a través de las líneas de interconexión.
- La metodología propuesta para estimar la inercia equivalente contempla el uso de diferentes métodos propuestos en la bibliografía técnica para la estimación del ROCOF y de la variación de potencia eléctrica: ventanas deslizantes, aproximación polinomial, aproximación sinusoidal amortiguada y mínimos cuadrados.
- La aplicación de la herramienta computacional al sistema de prueba académico IEEE New England y al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano muestra que los valores de inercia equivalente estimada usando mediciones son muy cercanos a los valores de inercia equivalente teórica, usada como referencia. La parametrización de los distintos métodos puede variar según el sistema eléctrico y el evento bajo análisis.
- Se determinó que los errores en la estimación de la inercia equivalente del SNI son menores cuando los eventos (disparo generación) se producen en el sistema colombiano. Deben realizarse un análisis más amplio considerando un mayor número de eventos en el sistema ecuatoriano y el efecto de la parametrización de cada método.
- Se implementó un modelo reducido para la evaluación de la frecuencia de un sistema eléctrico usando la librería *control* de Python, y se realizó la comparación con la respuesta obtenida mediante *Simulink* de Matlab. Los resultados obtenidos son idénticos. Además, se presentó un análisis de ventajas y desventajas en el uso de ambas herramientas de simulación.



**Tabla 4.1.** Resumen de los parámetros para cada caso del SNI

| Método                     | Parámetro                                | CASO 1   | CASO 2  | CASO 3  |
|----------------------------|--|--|---|---|
| Ventanas<br>Deslizantes    | Ancho de ventana<br>deslizante           | 30   | 36  | 30  |
|                            | Ancho del intervalo W                    | 30   | 30  | 30  |
|                            | Error [%]                                | 0.05   | 0.40  | 4.57  |
| Aproximación<br>Polinomial | Grado del polinomio                      | 4to  | 3er   | 5to   |
|                            | Error                                    | 0.11   | 8.35  | 0.40  |
| Aproximación<br>Sinusoidal | Parámetros iniciales de las<br>variables | $\kappa=1.6$<br>$\alpha = 5$<br>$\zeta = 0$<br>$w_n = 0$<br>$\omega_r = 0$<br>$\phi = 0$ | $\kappa=1.4$<br>$\alpha = 30$<br>$\zeta = 0$<br>$w_n = 0$<br>$\omega_r = 0$<br>$\phi = 0$ | $\kappa=18$<br>$\alpha = 7$<br>$\zeta = 0$<br>$w_n = 0$<br>$\omega_r = 0$<br>$\phi = 0$ |
|                            | Error [%]                                | 2.31   | 9.02  | 5.07  |
| Mínimos<br>Cuadrados       | Ancho de ventana<br>deslizante           | 30   | 36  | 30  |
|                            | Ancho del intervalo W                    | 30   | 30  | 30  |
|                            | Error [%]                                | 0.66   | 0.11  | 13.08   |

## 4.2 RECOMENDACIONES

- Para trabajos futuros que recomienda realizar un análisis exhaustivo de eventos para determinar la mejor parametrización de cada método implementado. En el presente trabajo se determinó que una ventana deslizante de 30 muestras y un intervalo W de 30 muestras arrojan resultados con menor error. Respecto del método de aproximación polinomial, el grado 3 y 5 son los que mejores resultados arrojaron.
- En el presente trabajo se consideró como valor de referencia la inercia equivalente teórica calculada a partir de los datos técnicos entregados por fabricante y el despacho económico real. Debería definirse una metodología para determinar un valor de referencia que considere el envejecimiento de las unidades de generación y su efecto en los parámetros eléctricos y mecánicos de estas.

## 5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Darbandsari, A. Maroufkhani, y T. Amraee, «The estimation of inertia and load damping constants using phasor measurement data», en *2017 Smart Grid Conference (SGC)*, 2017, pp. 1-7. doi: 10.1109/SGC.2017.8308889.
- [2] B. Tan, J. Zhao, M. Netto, V. Krishnan, V. Terzija, y Y. Zhang, «Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 134, p. 107362, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107362>.
- [3] N. Hatziaargyriou *et al.*, «Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n.º 4, pp. 3271-3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [4] W. Almeida, J. Cepeda, y M. Flores, «Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano», *Revista Técnica “energía”*, vol. 12, pp. 147-156, oct. 2015.
- [5] F. Barrero-González, M. I. Milanés-Montero, E. González-Romera, C. Roncero-Clemente, y P. González-Castrillo, «El Control de Potencia y Frecuencia en los Sistemas Eléctricos Multiárea. Revisión y Nuevos Retos», *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, vol. 12, n.º 4, pp. 357-364, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.07.001>.
- [6] J. Trujillo, «Simulación del control Potencia-Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia en Matlab», Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, Sevilla, 2016.
- [7] N. Granda, D. Colomé, y E. Agüero, «Determinación de la Respuesta Dinámica y Estacionaria de la Frecuencia frente a Desbalances de Potencia Producidos por Perturbaciones en la Red », *Revista Técnica “energía”*, vol. 12, pp. 74-83, dic. 2015.
- [8] A. Downey, J. Elkner, y C. Meyers, «Aprenda a Pensar Como un Programador con Python», vol. 1.1, jul. 2002.
- [9] P. Wall, F. Gonzalez-Longatt, y V. Terzija, «Estimation of generator inertia available during a disturbance», en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1-8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344755.
- [10] T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, y K. Yoshida, «Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, n.º 1, pp. 136-143, 1997, doi: 10.1109/59.574933.
- [11] P. Du y Y. Makarov, «Using Disturbance Data to Monitor Primary Frequency Response for Power System Interconnections», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n.º 3, pp. 1431-1432, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2288013.
- [12] M. Sun, Y. Feng, P. Wall, S. Azizi, J. Yu, y V. Terzija, «On-line power system inertia calculation using wide area measurements», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 109, pp. 325-331, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.013>.
- [13] H. Saadat, *Power System Analysis*, 3.<sup>a</sup> ed. PSA Publishing LLC, 2010.

- [14] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, I. Erlich, y D. G. Colomé, «Probabilistic approach-based PMU placement for real-time power system vulnerability assessment», en *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1-8. doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465671.