



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



# Metodología para el cálculo de la inercia en un sistema eléctrico.

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD  
DE LA REPÚBLICA POR EL

Ing. Octavio Rodríguez

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS  
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN INGENIERÍA  
ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Ing. Alvaro Giusto ..... Universidad de la República

TRIBUNAL

M. Sc. Ing. Michel Artenstein ..... Universidad de la República

Dr. Ing. Juan Bazerque ..... Universidad de la República

Dr. Ing. Martín Draper (Revisor Externo) ..... Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Ing. Alvaro Giusto ..... Universidad de la República

Montevideo  
3 de diciembre de 2019

*Metodología para el cálculo de la inercia en un sistema eléctrico.*, Ing. Octavio Rodríguez.

ISSN 1688-2784

Esta tesis fue preparada en  $\text{\LaTeX}$  usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 133 páginas.

Compilada el sábado 18 enero, 2020.

<http://iie.fing.edu.uy/>

---

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA  
INERCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO. TESIS DE MAESTRÍA DEL  
INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE  
INGENIERÍA.

MARZO 2017 - NOVIEMBRE 2019

---

## **Agradecimientos**

En primera instancia quiero extender mi profundo agradecimiento a mi familia, que me acompaño a lo largo de esta etapa. Llegar hasta a este punto no fue tarea fácil, ha sido un camino turbulento y me alegra saber que logramos recorrerlo juntos. Un especial agradecimiento a mi madre, motivo por el cual comencé esta maestría y a mi novia y compañera, por ayudarme a terminarla.

También quiero agradecer a mi tutor, el Dr. Ing. Alvaro Giusto, a quien conozco y aprecio desde hace ya muchos años y de quien puedo afirmar que he aprendido mucho. No es casualidad que hayamos vuelto a compartir un trabajo de tesis juntos. Sinceramente sin su temple y visión este trabajo no se hubiese finalizado.

Por último agradecer al Ing. Alejandro Segade, por su amistad, sus continuos aportes para el desarrollo de esta tesis y su paciencia para conmigo.

# Tabla de contenidos

---

Índice general	III
Índice de figuras	IX
Índice de cuadros	XI
Glosario	1
<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
1.1. Contexto . . . . .	3
<b>2. Motivación y aporte de la tesis</b>	<b>7</b>
2.1. Motivación . . . . .	7
2.2. Aporte . . . . .	8
<b>3. Fundamentos teóricos</b>	<b>9</b>
3.1. Ecuación de <i>swing</i> para un sistema eléctrico. . . . .	9
3.1.1. Sistema completo . . . . .	9
3.1.2. Subsistema eléctrico . . . . .	12
3.2. Respuesta frecuencial de un sistema eléctrico ante variaciones de potencia. . . . .	13
3.3. Generalidades sobre cuantificación de la inercia. . . . .	14
3.4. Escenarios delta potencia activa constante y variable. . . . .	15
<b>4. Delta potencia activa constante - <i>ROCOF</i> y tiempo de falta</b>	<b>17</b>

4.1. Enfoque . . . . .	18
4.2. Red en estudio . . . . .	19
4.3. Desarrollo teórico de la metodología a utilizar . . . . .	19
4.3.1. Problema 1: <i>Fitting</i> lineal de una sola señal . . . . .	23
4.3.2. Problema 2: <i>Fitting</i> lineal de varias señales . . . . .	24
4.3.3. Determinación de la inercia y <i>ROCOF</i> del sistema en estudio . . . . .	27
4.4. Implementación . . . . .	28
4.4.1. Implementación intermedia . . . . .	28
4.4.2. Implementación final - sistema - carga PQ . . . . .	31
4.5. Evaluación del método implementado . . . . .	32
4.5.1. <i>Fitting</i> de una sola señal . . . . .	33
4.5.2. <i>Fitting</i> de varias señales . . . . .	34
4.5.3. Conclusiones . . . . .	41
<b>5. Delta potencia activa no constante</b>	<b>43</b>
5.1. Estimación de la inercia para $\Delta P$ no constante . . . . .	45
5.1.1. Propagación de errores en fórmula teórica . . . . .	46
5.2. Actualización de la metodología . . . . .	48
5.2.1. Frecuencia de corte del filtro pasabajos . . . . .	49
5.2.2. Cálculo del tiempo de falta . . . . .	51
5.2.3. Cálculo frecuencia del centro de inercia . . . . .	57
<b>6. Casos delta potencia activa no constante - sistema</b>	<b>59</b>
6.1. Caso 6 . . . . .	60
6.1.1. Subcaso 6A . . . . .	60
6.1.2. Subcaso 6B . . . . .	62
6.2. Caso 7 . . . . .	62
6.2.1. Subcaso 7A . . . . .	63
6.2.2. Subcaso 7B . . . . .	64

---

6.3. Frecuencia de corte de filtro pasabajos . . . . .	64
6.4. Variación del parámetro $t_1$ . . . . .	66
6.5. Promediado de medidas de frecuencia . . . . .	69
6.6. Conclusiones . . . . .	72
<b>7. Casos delta potencia activa no constante - subsistema</b>	<b>75</b>
7.1. Evaluación fórmula para un subsistema . . . . .	75
7.2. Subsistema a estudiar . . . . .	76
7.3. Casos y resultados a analizar . . . . .	77
7.3.1. Caso 8 . . . . .	78
7.3.2. Caso 9 . . . . .	81
7.4. Conclusiones . . . . .	84
<b>8. Conclusiones</b>	<b>87</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>92</b>
<b>A. Red con control primario</b>	<b>93</b>
A.1. Bloques Modelo generador hidráulico y red . . . . .	94
A.2. Perturbación a modelar . . . . .	98
A.3. Modelo a simular . . . . .	98
A.4. Respuesta Simulación red inicial . . . . .	99
A.5. Variación de parámetros de control y red . . . . .	100
A.5.1. Efectos variación $R_P$ . . . . .	101
A.5.2. Efectos variación de inercia de la red . . . . .	103
A.5.3. Efectos variación del <i>damping</i> de la red . . . . .	107
A.6. Banda muerta - control del <i>governor</i> . . . . .	109
<b>B. Introducción a la inercia sintética</b>	<b>113</b>
B.1. Modelo generador con inercia sintética . . . . .	114

B.2. Modelo a simular . . . . .	115
B.3. Simulaciones . . . . .	116
B.3.1. Control de inercia sintética desactivado . . . . .	117
B.3.2. Control de inercia sintética activado . . . . .	118
B.3.3. Comparación sistema con y sin control de inercia sintética . . . . .	118



# Índice de figuras

---

3.1. Representación sistema eléctrico. . . . .	10
3.2. Representación subsistema eléctrico. . . . .	12
3.3. Respuesta frecuencial de un sistema eléctrico ( [6]). . . . .	14
4.1. Topología de la red en estudio. . . . .	20
4.2. Datos de generadores - base 100 MVA. . . . .	20
4.3. Variación de la frecuencia ante desconexión de un generador. . . . .	22
4.4. Desconexión de generación - nueve medidas de frecuencia dentro de la red en estudio. . . . .	23
4.5. Representación ventana móvil de trabajo. . . . .	29
4.6. Determinación de $t_{falta}$ a partir de la intersección de curvas. . . . .	32
4.7. Frecuencia generador 1 durante simulación. . . . .	33
4.8. Medida de frecuencia vs aproximación lineal. . . . .	34
4.9. Ángulo de rotor del generador 1. . . . .	36
4.10. Frecuencia centro de inercia vs. aproximación lineal. . . . .	37
4.11. Bloque ruido blanco Simulink. . . . .	40
4.12. Frecuencia generador 1, con ruido adicionado. . . . .	40
5.1. Error relativo máximo en el cálculo de la inercia en función de $\frac{h}{a} \cdot \frac{h}{a} \in (0, 0,0169)$ . . . . .	48
5.2. Filtro pasabajos de primer orden, con condición inicial. . . . .	49
5.3. Frecuencia bus 37, caso 5. . . . .	50
5.4. Transformada de Fourier de la señal de frecuencia sin ruido. Valores por unidad. . . . .	51

5.5. Transformada de Fourier, señal de frecuencia y señal de ruido. . . . .	52
5.6. Frecuencia del centro de inercia durante perturbación. Modelo de carga ZIP. . . .	53
5.7. Frecuencia esperable del centro de inercia - Algoritmo de ventanas móviles. . . .	55
5.8. Pendientes $a^*(t_0)$ de aproximación lineal, frecuencia del centro de inercia caso oscilatorio. . . . .	55
5.9. Pendientes $a^*(t_0)$ de aproximación lineal, $L^*(t_0)$ , rango de errores analizados. . .	56
5.10. Frecuencia del centro de inercia - puntos utilizados para el cálculo de la inercia. .	58
6.1. Valores $a^*(t_0)$ y $L^*(t_0)$ para las distintas ventanas móviles. Caso 6A. . . . .	61
6.2. Frecuencia del centro de inercia - caso 6A. . . . .	62
6.3. Valores $a^*(t_0)$ y $L^*(t_0)$ para las distintas ventanas móviles. Caso 6B. . . . .	63
6.4. Salida de filtro para distintas frecuencias de corte vs señal original sin ruido. . . .	65
6.5. Error en el cálculo de la inercia para distintos valores de $t_1$ , caso 6A. . . . .	67
6.6. Error en el cálculo de la inercia para distintos valores de $t_1$ , caso 7A. . . . .	68
6.7. Comparación error en el cálculo de la inercia variando $t_1$ , caso 7B. . . . .	70
6.8. Comparación error en el cálculo de la inercia variando $t_1$ , caso 7A. . . . .	70
6.9. Comparación error en el cálculo de la inercia variando $t_1$ , caso 7A. . . . .	72
7.1. Intercambio de potencias en un subsistema. . . . .	76
7.2. Definición subsistemas a estudiar. . . . .	77
7.3. Diferencias entre $\omega_G$ y $\omega_{G_{subs2}}$ . . . . .	79
7.4. Pendientes $a^*(t_0)$ y errores $L^*(t_0)$ - caso 8. . . . .	80
7.5. Error en el cálculo de la inercia en función de $t_1$ , caso 8B. . . . .	81
7.6. Variación de frecuencia durante la simulación, subcasos 9A y 9B. . . . .	82
7.7. Pendientes y error cuadrático, caso 9A. . . . .	83
7.8. Error relativo inercia variando $t_1$ . . . . .	84
A.1. Red a simular . . . . .	93
A.2. Turbina hidráulica. . . . .	94
A.3. <i>Governor</i> generador hidráulico. . . . .	94

---

A.4. Control <i>governor</i> generador hidráulico. . . . .	95
A.5. Diagrama de bode del control del <i>governor</i> . . . . .	97
A.6. Comparación entre transferencia $K(s)$ y $\frac{1}{B(s)}$ . . . . .	97
A.7. Modelo a simular. . . . .	99
A.8. $\Delta\omega$ durante la simulación. . . . .	100
A.9. Estudios de polos y ceros - variación de $R_P$ . . . . .	102
A.10. Estudios de polos y ceros - variación de $R_P$ . . . . .	103
A.11. Variación de frecuencia del sistema para los distintos valores de $R_P$ . . . . .	104
A.12. Estudios de polos y ceros - variación de $H_T$ . . . . .	105
A.13. Estudios de polos y ceros - variación de $H_T$ . . . . .	106
A.14. Variación de frecuencia del sistema para los distintos valores de $H_T$ . . . . .	106
A.15. Estudios de polos y ceros - variación de $K_T^D$ . . . . .	107
A.16. Estudios de polos y ceros - variación de $K_T^D$ . . . . .	108
A.17. Variación de frecuencia del sistema para los distintos valores de $K_T^D$ . . . . .	108
A.18. Banda muerta, control del <i>governor</i> . . . . .	109
A.19. $\omega_G(D_p)$ vs bandas límites de actuación. $R_p = 0,3$ . . . . .	111
A.20. $\omega_G(D_p)$ vs bandas límites de actuación - sin período de falta. $R_p = 0,3$ . . . . .	112
 B.1. Control de inercia sintética a utilizar ( [7]). . . . .	 114
B.2. Modelo de red con generador con inercia sintética. . . . .	115
B.3. generador con control de inercia. . . . .	116
B.4. Frecuencia en función del tiempo - sistema sin control de inercia sintética. . . . .	117
B.5. Respuesta transitoria bloque dinámico del generador no convencional. . . . .	118
B.6. Respuesta en frecuencia del sistema con control de inercia. . . . .	119
B.7. Respuesta ante perturbación, <i>governor</i> y control inercia sintética. . . . .	120

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Índice de tablas

---

4.1. Valor de las cargas del sistema. . . . .	21
4.2. Valores de referencia - red en estudio. . . . .	28
4.3. Casos a estudiar. . . . .	35
4.4. Valores $\alpha_m$ del sistema vs $\alpha_m$ calculados. . . . .	38
4.5. Comparación entre casos. . . . .	41
6.1. Resumen casos a analizar. . . . .	60
6.2. Resumen de resultados Sistema completo. . . . .	73
7.1. Parámetros de interés en cada subsistema. . . . .	77
7.2. Casos a analizar. . . . .	78
7.3. Resumen de resultados subsistema. . . . .	85
8.1. Escenario $\Delta P$ constante. Comparación entre casos. . . . .	89
8.2. Escenario $\Delta P$ constante. Resumen resultados. . . . .	89
8.3. Resumen de resultados, sistema completo. . . . .	90
8.4. Resumen de resultados, subsistema. . . . .	90
A.1. Resumen de resultados. . . . .	102
A.2. Resumen de resultados. . . . .	105
A.3. Resumen de resultados. . . . .	109

# Glosario

---

ROCOF	<i>Rate of Change of frequency</i> . Pendiente de la frecuencia $= \frac{df}{dt}$ .
Nadir	Valor mínimo (frecuencia en el caso de la tesis) alcanzado durante el período en evaluación.
$\Delta P$	Desbalance de potencia activa.
Carga PQ	Potencia activa y reactiva consumida son constantes, independiente de la tensión en bornes.
Carga ZIP	Potencia activa y reactiva tienen un componente de potencia, corriente e impedancia constante.
T	Período de muestreo utilizado.
$i = 1 \dots I$	Máquinas en el sistema eléctrico.
$q = 1 \dots Q$	Cargas en el sistema eléctrico.
$n = 1 \dots N$	Muestras dentro de la ventana móvil de trabajo.
$m = 1 \dots M$	Cantidad de medidas o medidores de frecuencia.
$z = -3, 3$	Variable de suavizado para la medida de frecuencia.
$f_0$	Valor de la frecuencia en estado de régimen.
$\omega_0$	Valor de la frecuencia angular en estado de régimen.
$\omega_G$	Frecuencia angular del centro de inercia del sistema.
$\omega_m$	Frecuencia angular en los puntos de medición.
$P^I$	Potencia activa de intercambio (subsistema).
$P_m^m$	Potencia mecánica del generador m.

$P_m^e$	Potencia eléctrica del generador m.
$P_q^L$	Potencia de la carga q.
$H_i$	Inercia de generadores.
$H_q$	Inercia de cargas.
$H_m$	Inercia de generadores y/o cargas en los puntos de medición.
$K_m^D$	Coeficiente de amortiguamiento en los puntos de medición.
$H_T$	Inercia total del sistema.
$K_T^D$	Coeficiente de amortiguamiento del sistema.
$E_{H_T}$	Error relativo en el cálculo de $H_T$ .
$t_0$	Tiempo de comienzo de la ventana móvil de trabajo.
$t_{falta}$	Tiempo en el que se produce la falta o perturbación.
$\alpha_m$	Variable de optimización que converge a $\frac{H_m}{H_T}$ .
$\epsilon_{if}$	Error instantáneo de <i>fitting</i> .
$I_{t_0}$	Intervalo de variación de $t_0$ durante la simulación.
$t_1$	Tiempo de comienzo de la ventana de filtrado.
$t_W$	Ancho o duración de la ventana de filtrado.
$f_{fil}$	Frecuencia de corte de filtro.
$T_{fil}$	$T_{fil} = \frac{1}{f_{fil}}$ .
$T_M$	Torque mecánico.
$T_E$	Torque eléctrico.
$D_P$	Potencia mecánica.
$B_{muerta}$	Banda muerta.

# Capítulo 1

## Introducción

---

### 1.1 Contexto

La generación renovable ha mostrado un alto impacto de aceptación a nivel mundial, produciendo cambios en la matriz energética de muchos países.

En la actualidad países como Dinamarca, Lituania, Luxemburgo y Uruguay presentan gran penetración de generación eólica y solar y sus matrices energéticas han sido drásticamente modificadas ([2]).

Tomando como ejemplo la situación de Uruguay, al cierre del año 2017 se cuenta con casi 1800 MW de potencia eólica instalada (desplazando del primer puesto a la generación hidráulica) y 200 MW de potencia solar, constituyendo un aproximado del 40 % de su matriz energética.

Con el escenario planteado se desprende de forma automática que el comportamiento de la generación eólica y solar incidirá en gran medida en el comportamiento global de la red eléctrica uruguaya. Es entonces que resulta de gran interés evaluar las diferencias que este tipo de generación presenta con respecto a la generación tradicional. Entre ellas y enfocándonos en los aspectos negativos se puede nombrar la inserción de armónicos de corriente y tensión a la red, la emisión de flicker y la falta de aporte a la inercia que presentan, debido a encontrarse desacoplados de la red a través de la electrónica de potencia que los constituye.

La emisión de flicker y la inyección de armónicos corresponden a problemas sobre la calidad de energía inyectada a la red, mientras que la falta de inercia afecta la estabilidad en frecuencia del sistema. La inercia en una red eléctrica, derivada de la generación convencional presente, reduce las variaciones de frecuencia que se producen por cambios bruscos en la relación generación- demanda, manteniendo dentro de rangos admisibles la frecuencia, no siendo necesaria la actuación de protecciones. En el contexto actual, donde el porcentaje de generación sin aporte de inercia en la red es considerable, la estabilidad de la frecuencia debe ser analizada.

Mientras que los temas referentes a calidad de la energía han sido históricamente puestos en



evaluación y periódicamente corregidos, logrando mejoras significativas en los últimos años, el problema de la falta de inercia de la generación renovable se ha visto relegado. Tal es el caso que en Uruguay desde las primeras licitaciones a gran escala, impone límites y controles a la calidad de energía inyectada, mientras que al cierre del 2018 no existen lineamientos en torno al comportamiento inercial.

En la actualidad a nivel internacional este tema se encuentra en evaluación ([5], [7], [17], [18], [16]). En primera instancia, para abordar el mismo se entiende necesario contar con una metodología que pueda estimar la inercia presente en un sistema eléctrico. Incursiones sobre este punto pueden encontrarse en [19], [17], [14], [3].

La presente tesis se centra en la elaboración de una técnica para estimar la inercia, estudiando y minimizando el error que se comete al utilizarla. Se analiza cuáles son los factores que influyen en su cálculo y en qué medida lo hacen.

Para ello se trabaja con el modelo estándar de red IEEE de 39 buses [9]. Durante este trabajo son utilizados los siguientes programas:

- PSS/E: se simulan diversos eventos de red, modelos de carga y la aplicación en sistemas completos o subsistemas,
- Python: se implementan rutinas para exportar los resultados de las simulaciones al entorno de Matlab,
- Matlab y Simulink: en estos dos entornos son procesados y analizados los datos de las simulaciones realizadas en PSS/E.

A lo largo de esta tesis se indican los detalles de la metodología desarrollada, incluyendo:

- desarrollo teórico,
- programación de una rutina de optimización para aproximar el comportamiento de la frecuencia del centro de inercia,
- análisis de errores.

En este último ítem se destaca que gracias a trabajar con un modelo de red conocido (particularmente se conoce la inercia), es posible realizar comparaciones entre los resultados y estimar el error y las fuentes de error de la metodología empleada.

En adición, se incursiona en el concepto de inercia sintética o inercia virtual, analizando el efecto de su inserción en un sistema simple. La inercia sintética es un método estudiado en la actualidad cuyo campo de aplicación se encuentra comprendido en generación que por sus características no presenta inercia (un ejemplo es la generación eólica o solar). Utilizando el concepto de inercia sintética es posible simular en este tipo de generación un comportamiento similar al de la inercia de un generador síncrono ([7], [12], [11], [15], [4]). Cabe destacar que los

---

apéndices referidos a inercia sintética son únicamente una tarea introductoria para aproximarse a la dinámica de la frecuencia. Esta incursión puede ser de utilidad para el lector que esté interesado en llegar al mismo fin.

Se tiene entonces que la presente tesis propone una técnica para estimar el tiempo en el que se produce una perturbación ( $t_{falta}$ ), la inercia total del sistema ( $H_T$ ) y la variación de la frecuencia del centro de inercia ( $ROCOF$ ). Para ello se estudiaron un conjunto de escenarios y casos desafiantes, tales como:

- escenario desbalance de potencia activa constante: varios casos fueron evaluados en este escenario, en los que se modificaron condiciones de la red y el origen de las medidas a utilizar como dato de entrada. Se trabajó con sistemas completos y modelos de cargas PQ;
- escenario desbalance de potencia activa no constante: fueron evaluados un total de cuatro casos (más sus correspondientes subcasos), en donde se trabajó con sistemas completos, subsistemas y modelos de cargas ZIP.

Particularmente se resolvió el caso de un subsistema, estudiando varios subcasos de interés. Este escenario toma mucha relevancia dado que representa la situación de la red eléctrica uruguaya, volviendo a la metodología útil para el uso del personal del despacho de cargas. Se realizó a su vez un estudio sistemático de las fuentes de error en las que se incursiona en cada uno de los pasos de la técnica implementada.

El trabajo realizado a lo largo de la tesis se encuentra distribuido en los siguientes capítulos:

- capítulo 3, Fundamentos teóricos: introduce conceptos previos necesarios, tales como regulación de frecuencia, escenarios y ecuación de *swing*;
- capítulo 4, *ROCOF* y tiempo de falta - Delta potencia activa constante: explicación de la metodología desarrollada para la obtención de la inercia del sistema para casos de desbalances de potencia constante. Se explica el algoritmo desarrollado, junto con su sustento teórico y varios de los pasos intermedios evaluados durante el proceso. Se trabaja con un sistema completo;
- capítulo 5, Delta potencia activa no constante - sistema - carga ZIP: se estudian las consecuencias de levantar la idealidad del modelo de carga PQ para el sistema eléctrico. El comportamiento real de las cargas se modela mediante un modelo ZIP, donde la potencia consumida por la carga tiene un componente de impedancia constante, uno de corriente constante y otro de potencia constante. Estudio para sistema completo;
- capítulo 6, Casos delta potencia activa no constante - sistema: a partir de la nueva técnica desarrollada en el capítulo anterior, se procede a evaluar la metodología utilizando casos representativos;
- capítulo 7, Casos delta potencia activa no constante - subsistema: idem, considerando un subsistema;

- capítulo 8, Conclusiones;
- Apéndice A- Red con control primario: se analiza la respuesta ante una perturbación de una red cuyo generador equivalente presenta un control primario de frecuencia. Se estudian los componentes que forman el mismo, tomando como ejemplo el control primario de una turbina hidráulica ([10]);
- Apéndice B - Introducción a la inercia sintética: se presenta el concepto de inercia sintética. Adicionando un generador con inercia sintética a la red utilizada en el apéndice A, se vuelven a reproducir las simulaciones realizadas. Se comparan cualitativamente los resultados.

# Motivación y aporte de la tesis

---

## 2.1 Motivación

Antes de comenzar se entiende necesario plasmar explícitamente la motivación existente detrás de la presente tesis. Tal y como se menciona en el capítulo 1, Uruguay cuenta con un alto porcentaje de generación no convencional, desplazando en el despacho a la tradicional generación síncrona. Los cambios en la matriz energética plantean varios desafíos para el personal que estudia y opera la red, modificando el comportamiento de la misma.

Dentro de los mencionados desafíos se encuentra el de la pérdida de inercia en la red. Como se mencionó en el capítulo 1 la generación convencional no aporta inercia, derivando en que los escenarios con predominancia de generación no convencional contarán con menor inercia que aquellos en los que históricamente tenían generación síncrona.

La presencia de inercia en una red eléctrica se considera un factor crítico. Mientras mayor es la inercia de un sistema, más estable será el mismo ante perturbaciones. En particular, en estudios de estabilidad transitoria en frecuencia, existirán menores variaciones transitorias cuanto mayor sea la inercia del sistema.

Habiendo determinado la importancia que presenta la inercia en el sistema eléctrico y entendiendo que una de las consecuencias de los mencionados cambios en la matriz energética es la reducción de la inercia total, se entiende que es necesario realizar estudios específicos sobre el estado de la red uruguaya.

En primera instancia y en vista de lo anterior, para poder determinar si la red se encuentra en un estado vulnerable, es necesario contar con una metodología que permita calcular la inercia. Solo a partir de allí es posible realizar una comparación entre distintos escenarios, para luego establecer si existe un desmejoramiento significativo de las condiciones de red.

Es entonces que el presente trabajo de tesis se centra en desarrollar una metodología para

el cálculo de la inercia, siendo aplicable a la red eléctrica uruguaya.

## **2.2 Aporte**

La tesis analiza el problema de estimar la inercia presente en un sistema eléctrico. A partir de la bibliografía estudiada, no se encontró una metodología que aplique al caso concreto uruguayo y que se encuentre aceptada por la comunidad científica.

Mediante el análisis de magnitudes como frecuencias y potencias, la presente tesis se centra en desarrollar una metodología válida para estimar la inercia del sistema a partir de perturbaciones de potencia del sistema eléctrico. Adicionalmente se desarrolla una técnica para estimar el tiempo de comienzo de la perturbación.

Para evaluar la metodología desarrollada, se estudian diversos escenarios de red, casos y subcasos. En particular se encuentra comprendido el escenario de un subsistema eléctrico, con interconexiones con un sistema de mayor magnitud y cargas dependientes de la tensión. En síntesis, presenta aplicación directa para el caso de la red uruguaya.

## Capítulo 3

# Fundamentos teóricos

---

Este capítulo se reúnen los principales conocimientos previos para comenzar a abordar el tema de la inercia. Los puntos que se tratarán son:

- ecuación de *swing* de un sistema eléctrico,
- respuesta frecuencial de un sistema eléctrico ante variaciones de potencia,
- introducción método de cuantificación de inercia, literatura previa,
- escenarios con desbalance, entre generación y demanda, de potencia activa: constante y variable.

### 3.1 Ecuación de *swing* para un sistema eléctrico.

A lo largo de la tesis se distinguirán dos casos de estudio:

- estudio en un sistema eléctrico de potencia,
- estudio en un subsistema eléctrico de potencia.

En el primer caso el sistema a simular no tendrá vínculos de potencia con el exterior, mientras que en el segundo caso se definirá un subsistema interconectado a otro a través de una o más líneas de interconexión. En lo que sigue se analiza la ecuación de *swing* para el sistema eléctrico resultante en ambos casos.

#### 3.1.1. Sistema completo

En la figura 3.1 se representa un bosquejo de un sistema eléctrico sin vínculos de potencia con el exterior.

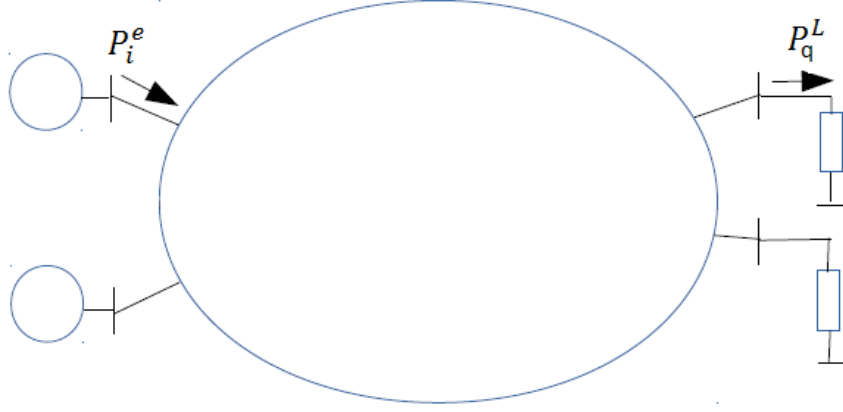


Figura 3.1: Representación sistema eléctrico.

Partiendo de la ecuación de *swing* de una máquina eléctrica (extracto de [10]), considerando  $I$  máquinas pertenecientes a un sistema eléctrico y siguiendo los lineamientos de [8], se tiene:

$$\frac{2H_i}{\omega_0}\dot{\omega}_i + \frac{K_i^D}{\omega_0}\omega_i = P_i^m - P_i^e, \quad i = 1..I. \quad (3.1)$$

Como primer observación, en situación de equilibrio  $P_i^m - P_i^e = 0$ , derivando en que la variación de frecuencia es nula. Por consiguiente se entiende que el uso de la ecuación (3.1) será de utilidad para analizar eventos donde exista un desbalance entre la potencia generada y la demandada.

Si en el sistema se tienen  $Q$  cargas, con potencia activa dependiente de la tensión (cargas ZIP), de la frecuencia y eventualmente con inercia:

$$P_q^L = P_q^{ZIP}(V_q) + \frac{K_q^D}{\omega_0}\omega_q + \frac{2H_q}{\omega_0}\dot{\omega}_q, \quad q = 1..Q. \quad (3.2)$$

Reescribiendo de forma adecuada las ecuaciones presentadas:

$$\begin{cases} \frac{2H_i}{\omega_0}\dot{\omega}_i + \frac{K_i^D}{\omega_0}\omega_i = P_i^m - P_i^e, & i = 1..I \\ \frac{2H_q}{\omega_0}\dot{\omega}_q + \frac{K_q^D}{\omega_0}\omega_q = P_q^L - P_q^{ZIP}(V_q), & q = 1..Q \end{cases} \quad (3.3)$$

Siendo:

- la frecuencia del centro de inercia  $\omega_G$ :

$$\omega_G := \frac{\sum_i H_i \omega_i + \sum_q H_q \omega_q}{\sum_i H_i + \sum_q H_q}, \quad (3.4)$$

- inercia del sistema  $H_T = \sum_i H_i + \sum_q H_q$ ,
- coeficiente de amortiguamiento del sistema  $K_T^D = \sum_i K_i^D + \sum_q K_q^D$ .

En lo que respecta a la ecuación (3.4): la frecuencia en un sistema eléctrico varia dependiendo del lugar en donde es medida, es decir los valores de  $\omega_i$  son diferentes entre sí. Trabajar con la frecuencia del centro de inercia  $\omega_G$  es de vital importancia en el trabajo realizado. Las ventajas que presenta el uso de  $\omega_G$  serán analizadas durante el desarrollo de la metodología a implementar.

La inercia del sistema  $H_T$ , es la suma de las inercias individuales de cada generador y carga de la red en estudio. Luego de una falta o perturbación, el comportamiento transitorio de las frecuencias del sistema presentará relación con el parámetro  $H_T$ . Se puede afirmar entonces, que  $H_T$  juega un papel fundamental en la estabilidad de un sistema eléctrico.

Entendiendo que en la presente tesis las cargas del sistema serán modeladas sin inercia, la ecuación (3.4) se simplifica a la ecuación (3.5). Es entonces que la definición de frecuencia del centro de inercia a utilizar durante este trabajo es:

$$\omega_G := \frac{\sum_i H_i \omega_i}{\sum_i H_i}. \quad (3.5)$$

Suponiendo que los coeficientes  $K_i^D$  son proporcionales a su inercia  $H_i$ , es decir  $\frac{K_i^D}{H_i} = \frac{K_q^D}{H_q} \forall i, q$  (o en su defecto despreciables) y sumando las ecuaciones (3.3), se tiene:

$$\frac{2H_T}{\omega_0} \dot{\omega}_G + \frac{K_T^D}{\omega_0} \omega_G = \sum_i P_i^m - \sum_i P_i^e + \sum_q P_q^L - \sum_q P_q^{ZIP}(V_q). \quad (3.6)$$

Utilizando las leyes de Kirchhoff para un sistema eléctrico, se tiene que la sumatoria de potencias en el mismo es cero. Denotando  $P_T^{perdidas}$  a las pérdidas del sistema, entonces  $\sum_i P_i^e = \sum_q P_q^L + P_T^{perdidas}$ . Teniendo esto en cuenta:

$$\frac{2H_T}{\omega_0} \dot{\omega}_G + \frac{K_T^D}{\omega_0} \omega_G = \sum_i P_i^m - P_T^{perdidas} - \sum_q P_q^{ZIP}(V_q). \quad (3.7)$$

El segundo miembro de la ecuación representa el balance de potencia activa en el sistema:

$$\Delta P := \sum_i P_i^m - P_T^{perdidas} - \sum_q P_q^{ZIP}(V_q), \quad (3.8)$$

siendo nulo en equilibrio. De esta forma se llega a la **ecuación de swing para un sistema eléctrico**:

$$\frac{2H_T}{\omega_0} \dot{\omega}_G + \frac{K_T^D}{\omega_0} \omega_G = \Delta P. \quad (3.9)$$



### 3.1. Ecuación de *swing* para un sistema eléctrico.

La ecuación (3.9) es el punto de partida del trabajo realizado. Cualitativamente puede notarse que será de interés su uso en casos donde se simulen perturbaciones que produzcan un desbalance  $\Delta P$  en el sistema. Adicionalmente se observa que ante un mismo valor de  $\Delta P$ , la derivada de la frecuencia del centro de inercia (*ROCOF*) será afectada por el valor de la inercia del sistema  $H_T$ . Es decir, a mayor  $H_T$  menor será  $\dot{\omega}_G$ .

Por último, la ecuación (3.9) puede simplificarse, considerando que para tiempos pequeños el término correspondiente a la inercia pesa más que el término asociado al coeficiente de amortiguamiento. Por consiguiente la ecuación de *swing* del sistema puede simplificarse a:

$$\frac{2H_T}{\omega_0} \dot{\omega}_G = \Delta P. \quad (3.10)$$

En lo que sigue se evalúa el caso en el que se trabaja con un subsistema.

#### 3.1.2. Subsistema eléctrico

En la figura 3.2 se representa un bosquejo de un sistema eléctrico con vínculos de potencia con el exterior. El término  $P^I$  corresponde al intercambio de potencia con el sistema interconectado.

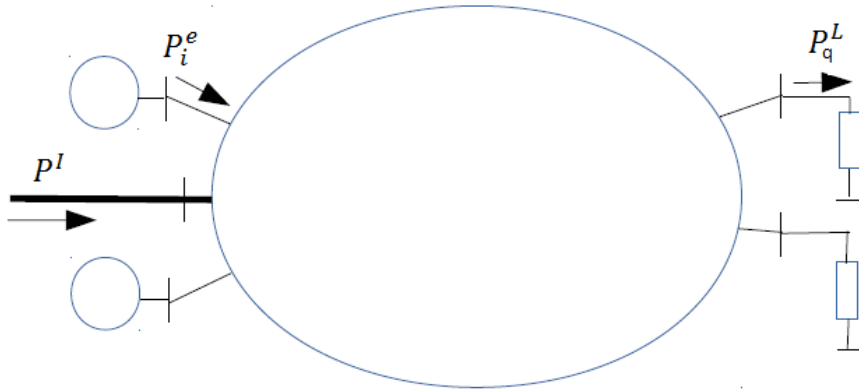


Figura 3.2: Representación subsistema eléctrico.

En esta situación, a la definición de  $\Delta P$  se le agrega un nuevo término,  $P^I$ . Es entonces que se tiene:

$$\Delta P := P^I + \sum_i P_i^m - P_T^{perdidas} - \sum_q P_q^{ZIP}(V_q). \quad (3.11)$$

Exceptuando lo expresado, la ecuación (3.9) permanece incambiada al caso estudiado para

---

un sistema completo (aislado).

Cabe destacar que la red eléctrica uruguaya es un caso de un subsistema. Uruguay tiene vínculos de potencia con Argentina y Brasil. A partir de la metodología a realizar y de las ecuaciones (3.9) y (3.11) podrá estimarse la inercia de un subsistema. Particularmente esta técnica puede ser aplicada al caso de la red eléctrica uruguaya. Esto es estudiado con detalle en el capítulo 7, referido a subsistemas.

## 3.2 Respuesta frecuencial de un sistema eléctrico ante variaciones de potencia.

Frente a una variación de potencia en el sistema eléctrico, la frecuencia del mismo sufrirá cambios. Consideremos el caso de la desconexión de un generador. De la definición (3.8) resulta que  $\Delta P$  será negativa y de la ecuación de *swing* del sistema (3.9), se tiene que se producirá una disminución en la frecuencia del mismo. La pendiente de esta variación dependerá de la inercia  $H_T$  del sistema.

Con el objetivo de estabilizar la frecuencia, los generadores de un sistema eléctrico cuentan con mecanismos de regulación de frecuencia. Los mismos se suelen catalogar en tres tipos:

- **regulación primaria:** consiste en una regulación automática (sin intervención humana), que comienza a actuar posterior al evento  $\Delta P$  y sus efectos son notorios a los pocos segundos del mismo. Los generadores que cuentan con regulación primaria ajustan su salida para estabilizar la frecuencia del sistema,
- **regulación secundaria:** esta regulación también es automática y su período de actuación es del orden de decenas de segundos hasta minutos. La misma cumple con la función de llevar la frecuencia del sistema a sus valores nominales, luego de que el control primario la estabilizara,
- **regulación terciaria:** esta regulación comienza en el orden de los minutos, en el caso de la regulación primaria y secundaria no hayan logrado corregir totalmente la variación de frecuencia producida por el evento. Típicamente esta regulación es manual, realizada por operarios que ajustan el despacho de los generadores. La misma tiene como objetivo restituir el despacho económico óptimo.

En la figura 3.3, extracto de [6], se bosquejan los tiempos de funcionamiento de estos reguladores.

Se tiene entonces que para un evento  $\Delta P$  en un sistema eléctrico, la inercia del sistema determinará el comportamiento de la frecuencia en los primeros segundos luego de producida la perturbación. A partir de allí, serán los reguladores primarios, secundarios y terciarios quienes actúen sobre la misma.

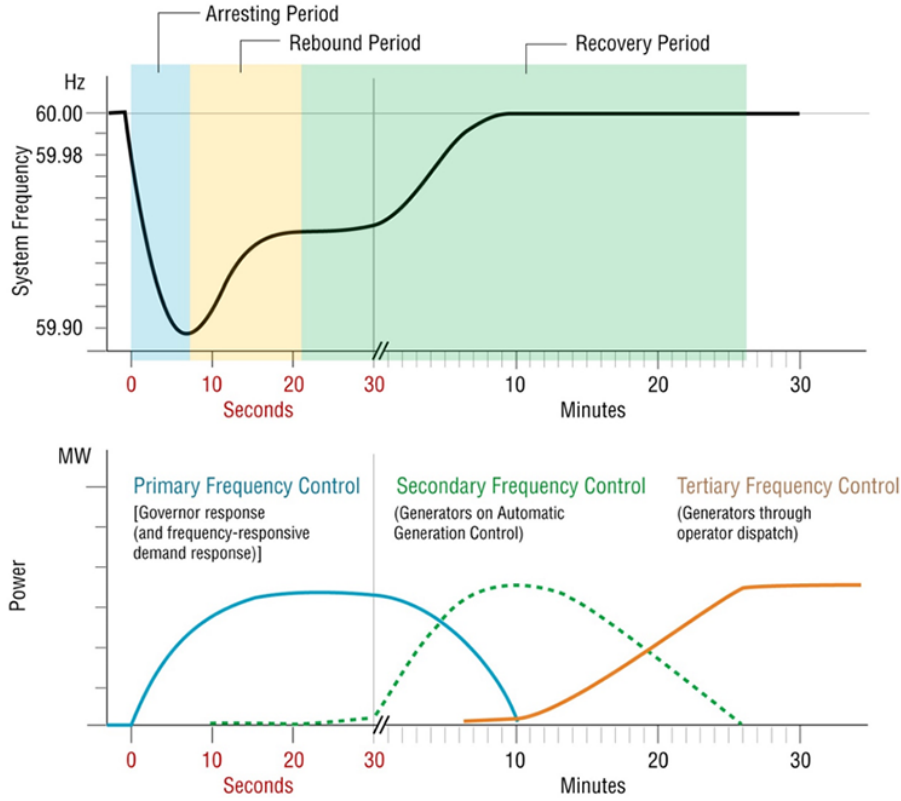


Figura 3.3: Respuesta frecuencial de un sistema eléctrico ( [6]).

### 3.3 Generalidades sobre cuantificación de la inercia.

Cuantificar la inercia de un sistema eléctrico es de vital importancia para poder predecir su comportamiento. La estabilidad en frecuencia del sistema dependerá de la inercia presente.

Cuantificar la inercia en un sistema eléctrico no es una tarea fácil. Múltiples autores han realizado trabajos referidos a este tema, tal es el caso de las referencias [19], [17], [5], [14].

En las mismas se presentan métodos para cuantificar la inercia, siempre realizando el cálculo a través de la ecuación (3.9) de *swing* de un sistema. A partir de la misma, autores como Toshio Inoue ( [19]) proponen evaluar el comportamiento de la frecuencia cuando se producen perturbaciones al sistema. En estos eventos representan la variación de frecuencia del sistema realizando una aproximación por un polinomio de quinto orden.

Es entonces que se tiene:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = A_5 t^5 + A_4 t^4 + A_3 t^3 + A_2 t^2 + A_1 t^1. \quad (3.12)$$

---

En los eventos estudiados se aplicó el método de pequeña señal, obteniéndose que:

$$2H_T = \frac{-\Delta P}{\frac{d\left(\frac{\Delta f}{f_0}\right)}{dt}}. \quad (3.13)$$

Evaluando en  $t=0$ , se tiene  $2H_T = \frac{-\Delta P}{A_1}$ .

Por su parte autores como Ashton ([5]) entienden que este procedimiento no es correcto, dado que para realizar una aproximación por un polinomio de la variación de la frecuencia, son necesarios decenas de segundos de muestreo, y la respuesta de la frecuencia natural del sistema solo se encontrará presente unos pocos segundos (antes de que actúen los reguladores primarios).

Dado que se busca trabajar con la frecuencia del centro de inercia en un entorno de unos pocos segundos luego de la perturbación, otro factor a determinar es el tiempo de comienzo de la falta  $t_{falta}$ . La literatura sobre el tema entiende que no es un parámetro sencillo a calcular. En los siguientes capítulos se incursionará más profundo sobre este asunto.

El trabajo de esta tesis parte entonces del cálculo de la inercia a partir de la ecuación (3.9) (punto en común entre la bibliografía encontrada). A partir de allí se comienza a desarrollar una metodología propia, la cual permita calcular la inercia del sistema y el tiempo en el que se produce la perturbación.

### 3.4 Escenarios delta potencia activa constante y variable.

Dentro del marco de la presente tesis distinguiremos dos escenarios principales. Los mismos se caracterizarán por el comportamiento del parámetro  $\Delta P$  durante el período de simulación a evaluar.

De lo introducido en este capítulo deriva que para utilizar la ecuación (3.9) será necesario que ocurra una variación de potencia activa (perturbación o falta) dentro del sistema eléctrico en estudio. De acuerdo a las características de  $\Delta P$  se definen dos escenarios de trabajo:

- $\Delta P$  constante luego de la perturbación,
- $\Delta P$  no constante luego de la perturbación.

En el primer ítem la variación de potencia activa es de la forma escalón, representando una diferencia constante de generación entre la etapa pre-falta y la etapa pos-falta. Este escenario se

### 3.4. Escenarios delta potencia activa constante y variable.

---

considera una situación idealista, dado que para provocarlo es necesario aplicar ciertas simplificaciones al sistema, como por ejemplo asumir que el consumo de las cargas es independiente de la tensión en barras (modelo PQ) o que se trabaja con un sistema completo (sin interacciones con otra red).

Si bien no es un escenario realista, trabajar en él posibilitará una primera aproximación al desarrollo de la metodología de trabajo y fijará conceptos claves para incursionar en escenarios en que  $\Delta P$  no es constante.

En el segundo ítem ( $\Delta P$  varía en el tiempo luego de producida la perturbación), se trabajará con una representación del sistema más realista, teniendo en consideración casos donde la red en estudio forma parte de un sistema (subsistema) y/o el modelado de las cargas deja de ser PQ. No obstante esto se continuará con otras idealidades; por ejemplo no se considerarán pérdidas en el sistema.

En lo que respecta al modelado de las cargas se consideran para estos escenarios modelos del tipo ZIP, donde el consumo de cada carga tiene un componente de potencia constante, otro de impedancia constante y otro de corriente constante.

# Delta potencia activa constante - *ROCOF* y tiempo de falta

---

La finalidad de este capítulo consiste en explicar la metodología desarrollada en esta tesis para la obtención de la inercia del sistema. Se explicará el algoritmo final desarrollado, junto con su sustento teórico y varios de los pasos intermedios evaluados para llegar al desarrollo final. De la ecuación de *swing* de un sistema eléctrico, surge naturalmente que para lograr una correcta estimación de la inercia será necesario obtener con precisión el valor de *ROCOF* de la frecuencia del centro de inercia, así como el tiempo en el que se produce la falta.

Para evaluar el método desarrollado se trabajará con la red estándar de la IEEE de 39 barras. Varios casos serán analizados y se evaluarán fuentes de error entre las estimaciones obtenidas y la inercia del sistema (conocida en la red en estudio). Cabe destacar que en todos los casos se trabajará con un modelo de carga PQ. En siguientes secciones se analizará el efecto que conlleva levantar esta hipótesis.

Debido a que se trabajará con simulaciones de una red eléctrica conocida, se podrá evaluar el error en el que se incurre al utilizar la metodología planteada, así como también analizar las posibles fuentes de error y su peso en el resultado final.

Este capítulo parte de los conceptos desarrollados en el capítulo 3 y toca varios puntos de las referencias [19], [17], [5], [14]. Como datos de entrada se tienen las medidas de frecuencia proporcionadas por sincrofasores, distribuidos a lo largo de la red.

En primera instancia se analizarán los principales conceptos presentados en [5], referidos a la medición de inercia y sus errores al estimarla, para luego explicar la solución desarrollada, su sustento teórico y finalmente abordar con simulaciones en la red de prueba.

En el presente capítulo, junto con la determinación de una metodología para estimar el *ROCOF* de forma efectiva, se trabajará en un algoritmo que estime con la mejor precisión posible el tiempo de comienzo de la falta. Se debe mencionar que esto es de suma importancia a la hora

de evaluar eventos en la red. De la literatura técnica sobre el tema se desprende que determinar el instante de comienzo de un evento no es un problema trivial.

## 4.1 Enfoque

Con la intención introducir el trabajo a realizar, a continuación se realiza un resumen de una de las referencias bibliográficas utilizadas. Se mencionarán los puntos en común y en lo que se difiere. En [5] se presenta el uso de un control de respuesta rápida de frecuencia como solución a los problemas de falta de inercia producidos por la inserción de generación no convencional. En este capítulo no se profundizará sobre este tema, pero dado que el artículo trabaja en ello (y se encuentra relacionado con la tesis) se entiende conveniente realizar un punteo de todos los temas tratados.

Para realizar simulaciones utilizan la red de prueba de la IEEE de 39 barras. Se introducen los rangos admisibles de excursión de frecuencia y *ROCOF* para el sistema en estudio. Los mismos no serán mencionados, dado que carecen de relevancia para el actual proyecto, pero vale la pena destacar que son límites más estrictos que los actuales en Uruguay.

El primer concepto interesante a introducir corresponde a que los controles de respuesta rápida de frecuencia deben actuar con antelación a los típicos controles primarios de las máquinas síncronas. Como ya se ha mencionado en anteriores oportunidades, la respuesta transitoria es preponderante a la hora de asegurar la estabilidad en frecuencia de la red eléctrica.

Se cuenta con medidores a lo largo de la red en estudio. Estos permiten evaluar el comportamiento de la frecuencia en distintos puntos del sistema, así como determinar el origen de las perturbaciones. A través de los sensores ubicados en la frontera de la red, es posible determinar si la perturbación se produjo dentro de la red nacional o fuera de la misma.

A partir de una estimación de la inercia de los generadores convencionales del sistema y de los datos relevados, estiman el porcentaje de contribución aportada por la generación distribuida.

Durante el trabajo se realizaron diversas simulaciones, variando la cantidad de fuentes de datos (medidores) y comparando con resultados teóricos. Se obtienen estimaciones precisas a medida que el número de medidores de frecuencia en la red aumenta.

Con el objetivo de evaluar el comportamiento de la frecuencia fue necesario desarrollar una metodología de estimación del *ROCOF* a partir de los datos suministrados. Si bien dentro del artículo se desglosa un análisis del porcentaje de error en cada caso de estudio, no se realiza una separación clara de las fuentes de error. Es decir, no se encuentra determinado que porcentaje del error corresponde a la metodología desarrollada y cual a los datos inciertos del problema

---

(injerencia de la inercia no medida de la generación distribuida en la red).

Si bien el enfoque de esta tesis es otro, varios de los problemas mencionados en [5] deben ser abordados, puntualmente:

- encontrar una metodología precisa para aproximar la curva  $\frac{d\omega_G}{dt}$  (*ROCOF*), dado que se entendió que los utilizados en varias referencias son mejorables,
- determinar a partir de mediciones el tiempo en el que ocurre la falta: a nivel internacional se entiende que no es un tema sencillo a abordar.

En lo que sigue, se describe la red a trabajar, indicando las características eléctricas relevantes de la misma.

## 4.2 Red en estudio

Para evaluar el comportamiento del algoritmo desarrollado en esta tesis, se trabajará con la red estándar IEEE de 10 generadores y 39 barras ([9]).

En la figura 4.1 se muestra la topología de la red en estudio.

El generador 1 representa el generador equivalente de Thevenin, agrupando un gran número de generadores. En la figura 4.2 se muestra la inercia de cada uno de los generadores representados en base 100 MW.

Como se aprecia el generador 1 representa un valor importante de la potencia y de la inercia total del sistema. Por su parte el generador 10 corresponde al generador con menor potencia en el sistema en estudio.

Las cargas del sistema pueden apreciarse en el cuadro 4.1.

Con la red de trabajo presentada se determinarán, en siguientes secciones de este capítulo, varios casos representativos a estudiar. Anterior a esto será necesario desarrollar la metodología a utilizar. En lo que sigue se trabaja en este punto.

## 4.3 Desarrollo teórico de la metodología a utilizar

Estimar tanto el *ROCOF* como el tiempo en el que se produce la falta, son de vital importancia a la hora de estimar la inercia del sistema eléctrico.



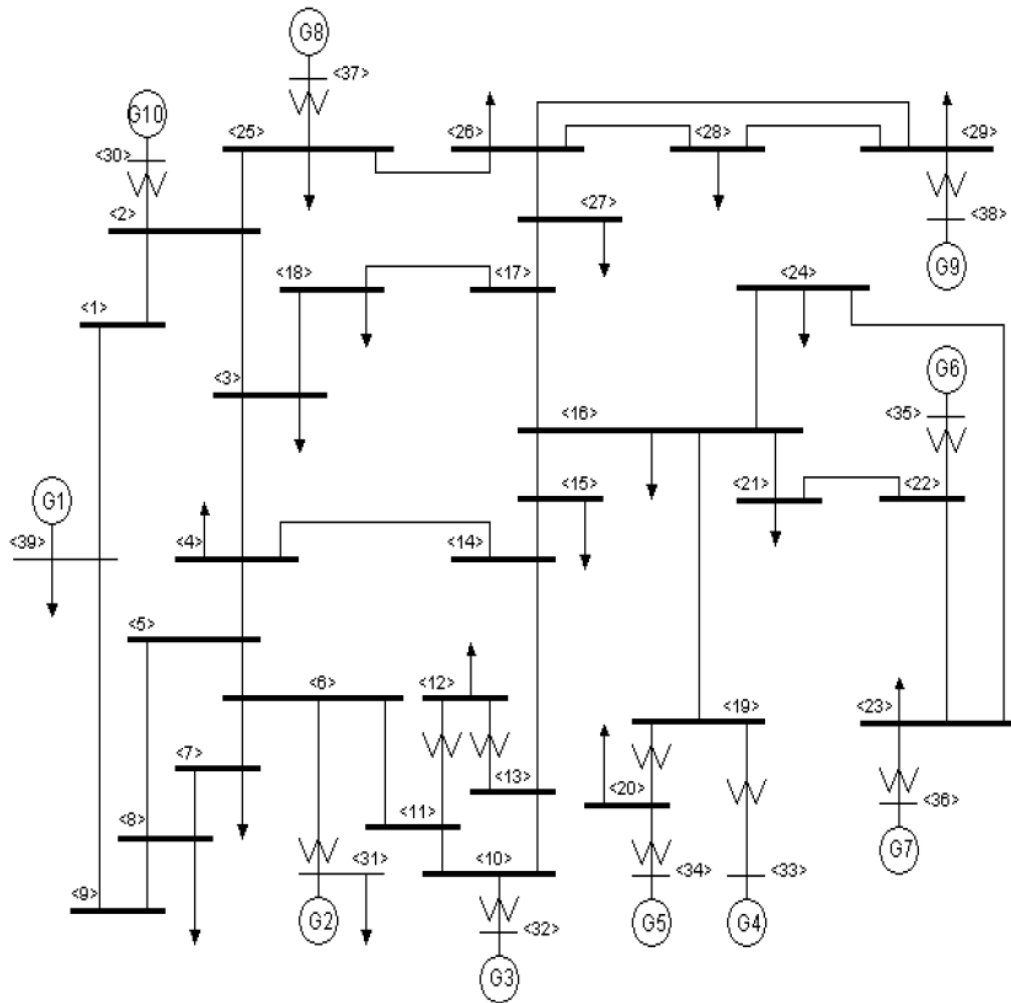


Figura 4.1: Topología de la red en estudio.

Generador Nº	H	Potencia (MW)	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
1	500	1000	0	0.006	0.008	0.02	0.019	7	0.7	0.003
2	30.3	573	0	0.0697	0.17	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035
3	35.8	650	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304
4	28.6	632	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295
5	26	508	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054
6	34.8	650	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224
7	26.4	560	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322
8	24.3	540	0	0.057	0.0911	0.29	0.28	6.7	0.41	0.028
9	34.5	830	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298
10	42	250	0	0.031	0.008	0.1	0.069	10.2	0	0.0125

Figura 4.2: Datos de generadores - base 100 MVA.

A través de la literatura sobre este tema, se puede concluir que los caminos para atacar este

---

Tabla 4.1: Valor de las cargas del sistema.

Barra N°	Potencia (MW)	Potencia (MVar)
3	322	2.4
4	500	184
7	233.8	84
8	522	176
12	7.5	88
15	320	153
16	329	32.3
18	158	30
20	628	103
21	274	115
23	247.5	84.6
24	308.6	-92
25	224	47.2
26	139	17
27	281	75.5
28	206	27.6
29	283.5	26.9

problema son varios, presentando en muchos casos divergencias entre ellos. Es por ello, que el principal objetivo de esta tesis consistirá en desarrollar una metodología propia para el cálculo de estos parámetros.

Para esto se procede a definir cual es el problema a resolver, separando el mismo en dos etapas. La primera consiste en una simplificación del problema global con el objetivo de probar el método, mientras que la segunda aborda con detalle el caso a resolver.

Se cuenta con varios nodos de medición de frecuencia, distribuidos a lo largo de la red. Es de interés el comportamiento de la frecuencia ante una falta en la red, por ejemplo en bornes de un generador.

Para estos casos la frecuencia del sistema inicialmente sufrirá una variación brusca (pendiente definida por la inercia natural del sistema), para luego restablecerse a un nuevo valor de régimen (luego de que los controles de frecuencia primarios actúen).

Cualitativamente el comportamiento de la frecuencia se ejemplifica en la figura 4.3.

Se define como nadir de frecuencia al valor mínimo que alcanza la frecuencia. Se aprecia que el periodo comprendido entre el tiempo que se produce la falta y el nadir puede modelarse verazmente mediante una aproximación lineal. Se vuelve a mencionar que el referido período tiene una duración del orden de unos pocos segundos, tiempo en el cual el comportamiento de la frecuencia deja de estar regido por la inercia del sistema. Tal y como se explicó en el capítulo 3, luego de una perturbación los controles primarios de los generadores síncronos comienzan a

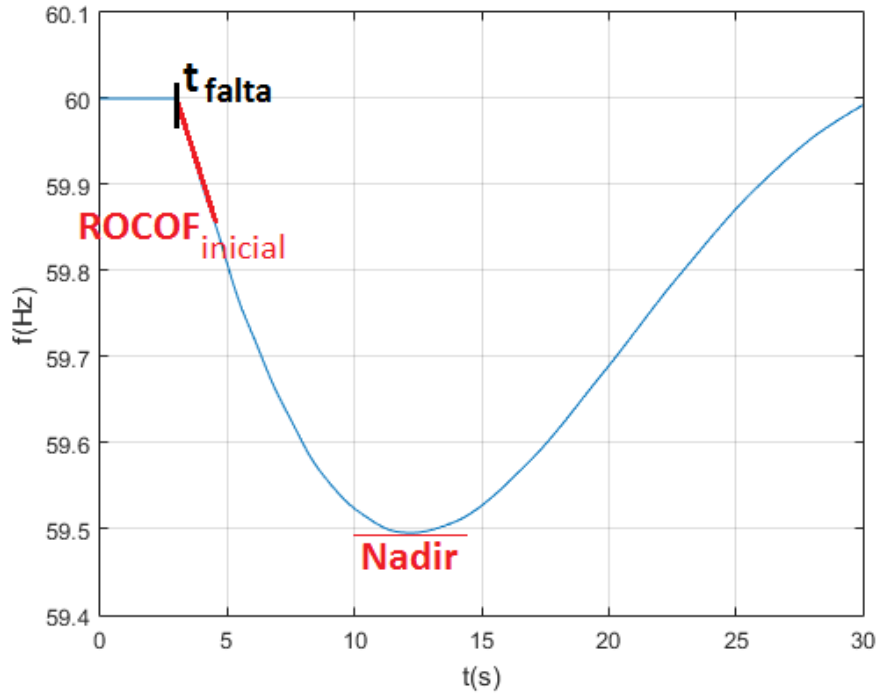


Figura 4.3: Variación de la frecuencia ante desconexión de un generador.

actuar. Su efecto sobre la frecuencia del sistema es notorio a los pocos segundos de producida la perturbación (ver figura 3.3).

Es importante aclarar que en rigor el comportamiento de la frecuencia frente a un escalón de potencia será lineal únicamente para la frecuencia del centro de inercia  $\omega_G$ . El resto de las frecuencias del sistema no tendrán necesariamente un comportamiento lineal. En (3.5) se muestra la definición adoptada para  $\omega_G$ .

Dicho esto, conociendo que el generador 1 posee cerca del 70 % de la inercia del sistema, se tiene que la medición de frecuencia correspondiente al mismo tendrá un comportamiento bastante similar al de la frecuencia del centro de inercia.

En la figura 4.4 se observa la evolución de las frecuencias medidas en varios puntos de la red en estudio, frente a una perturbación (desconexión de generación). Puede apreciarse que las mismas difieren.

Vale aclarar que todas las medidas de frecuencia son idénticas en régimen estacionario; las diferencias aparecen en un transitorio.

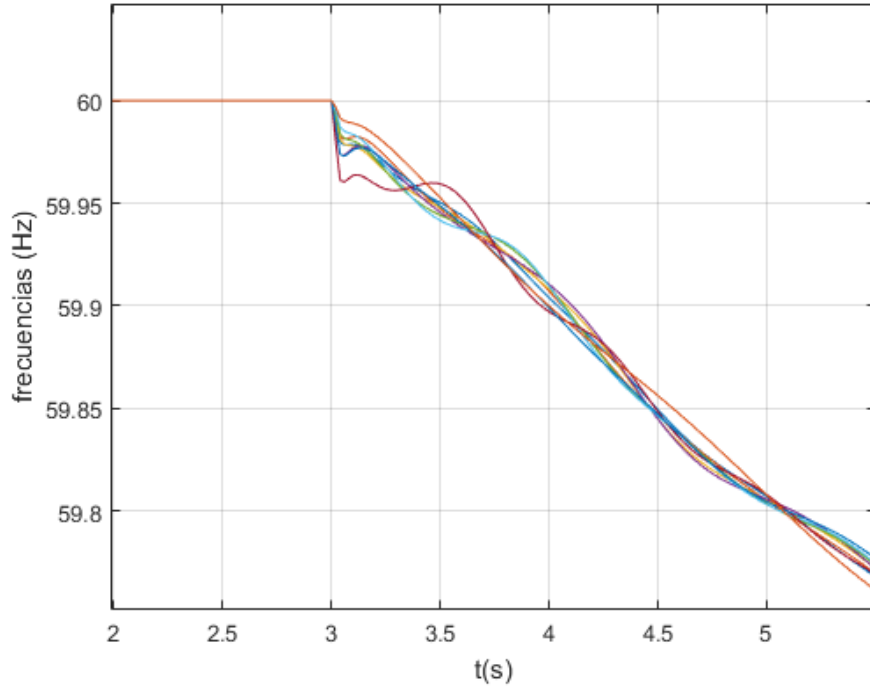


Figura 4.4: Desconexión de generación - nueve medidas de frecuencia dentro de la red en estudio.

#### 4.3.1. Problema 1: *Fitting* lineal de una sola señal

El primer enfoque al problema consistirá en lograr, dentro de una ventana móvil de trabajo, una estimación lineal de la frecuencia del sistema. Se trabajará con una única entrada de datos de frecuencia. Aquí se supone que la misma es una aproximación razonable de la frecuencia del centro de inercia.

El número de muestras de la ventana móvil será fijo de valor  $N$ , con un período de muestreo  $T$ . La duración de la ventana móvil  $NT$  deberá ser menor que las constantes de tiempo asociadas a la respuesta inercial. De esta forma la ventana móvil entrará entera dentro del periodo en que la respuesta frecuencial estará regida por la inercia del sistema (instantes comprendidos entre la falta y el nadir de frecuencia). En lo que sigue se tomó el ancho de la ventana móvil igual a 1 segundo y el período de muestreo  $T=20\text{ms}$ .

El parámetro  $t_0$  denota el comienzo de cada ventana móvil. Se aproximarán las variables  $\omega_G(t)$  dentro de la ventana móvil con  $t \in [t_0, t_0 + NT]$ , mediante la aproximación lineal:

$$\hat{\omega}_G(t) = a(t - t_0) + b, \quad t \in [t_0, t_0 + NT]. \quad (4.1)$$

Considerando que las señales están disponibles en instantes discretos  $t_n = t_0 + nT$ ,  $n \in [0, N - 1]$ , se define el error cuadrático de *fitting* con la ayuda de la función  $S : R \times R \times R \rightarrow R$ :

$$S(a, b, t_0) = \sum_{n=0}^{N-1} [\omega_G(t_0 + nT) - anT - b]^2. \quad (4.2)$$

Para cada valor del parámetro  $t_0$ , es decir, para cada una de las ventanas móviles de trabajo, se resuelve el siguiente problema:

**Problema 1. *Fitting* de una variable**

$$\min_{a,b} S(a, b, t_0). \quad (4.3)$$

Llamando  $a^*(t_0)$  y  $b^*(t_0)$  a la solución del Problema 1, se tiene que el error óptimo de *fitting* es

$$S^*(t_0) = S(a^*(t_0), b^*(t_0), t_0). \quad (4.4)$$

En otras palabras, para cada ventana iniciada en  $t_0$ ,  $a^*(t_0)$ ,  $b^*(t_0)$  y  $S(t_0)$  representan la pendiente óptima, el *offset* óptimo y el error óptimo del *fitting* lineal.

#### 4.3.2. Problema 2: *Fitting* lineal de varias señales

La sección anterior se basa en el supuesto de tener una medida de frecuencia razonablemente próxima a  $\omega_G$ . Si, por el contrario, no es ese el caso pero se dispone de  $M$  medidas de frecuencia (ya sea de barras o de velocidad de los rotores), la estimación de la inercia requiere la construcción previa de una estimación de la frecuencia del centro de inercia. Por definición  $\omega_G$  se obtiene a partir de la ecuación (3.5).

Es poco realista suponer que se dispone de la totalidad de las velocidades de los rotores o la totalidad de las inercias individuales de las máquinas, por lo que la ecuación (3.5) no es útil para construir su estimación. Sin embargo, bajo ciertas hipótesis, la respuesta del centro de inercia a una perturbación  $\Delta P$  constante es una rampa. Vamos a usar este hecho para estimar la inercia, simultáneamente, con la determinación de una aproximación a la frecuencia del centro de inercia  $\hat{\omega}_G(t)$ . A partir de las medidas efectivamente disponibles:

$$\hat{\omega}_G(t) = \sum_{m=1}^M \alpha_m \omega_m. \quad (4.5)$$

Los coeficientes  $\alpha_m$  se agrupan en el vector  $\alpha = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \vdots \\ \alpha_M \end{bmatrix}$  y constituyen los pesos de cada frecuencia medida de la ecuación (4.5), fórmula para la obtención de la aproximación al centro

---

de inercia.

Teniendo disponible  $\omega_m$   $m \in 1..M$ , medidas de frecuencia de buses o velocidades de rotores, para cada ventana y su tiempo de inicio  $t_0$ , se plantea:

**Problema 2. *Fitting* de varias señales**

$$\min_{\alpha,a,b} L(\alpha, a, b, t_0). \quad (4.6)$$

Con  $L : R^M \times R \times R \times R \rightarrow R$ :

$$L(\alpha, a, b, t_0) = \sum_{n=0}^{N-1} \left[ \sum_{m=1}^M \alpha_m \omega_m(t_0 + nT) - anT - b \right]^2. \quad (4.7)$$

Sujeto a:

$$\alpha_m \in [0, 1], \quad (4.8)$$

$$\sum_{m=1}^M \alpha_m = 1. \quad (4.9)$$

Las restricciones (4.8) y (4.9) son claras en el caso en que se miden cada una de las cargas y generadores del sistema, donde la suma del aporte de cada uno de los elementos con inercia dividido la inercia total del sistema debe ser igual a 1 y cada uno de los elementos que aportan inercia deben ser menor a la inercia total del sistema. Para el caso de M medidas, el concepto se mantiene.

Llamando  $\alpha^*(t_0)$ ,  $a^*(t_0)$  y  $b^*(t_0)$  a la solución en función del parámetro  $t_0$ , se tiene que el error de *fitting* es:

$$L^*(t_0) = L(\alpha^*(t_0), a^*(t_0), b^*(t_0), t_0). \quad (4.10)$$

De lo anterior deriva que:

$$\omega_G(t) = a^*(t_0)(t - t_0) + b^*(t_0) + \epsilon_{if}, \quad \forall t \in [t_0, t_0 + NT], \quad (4.11)$$

siendo  $\epsilon_{if}$  el error instantáneo de *fitting*.

### 4.3. Desarrollo teórico de la metodología a utilizar

---

En primera instancia, es sumamente importante verificar en que situaciones este problema tiene solución. Para ello se pasa el problema a la forma matricial. Se define entonces:

$$W := \begin{bmatrix} \omega_1(n=0) & \dots & \omega_M(n=0) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \omega_1(n=N-1) & \dots & \omega_M(n=N-1) \end{bmatrix}, \quad (4.12)$$

$$\omega := \begin{bmatrix} \omega(n=0) \\ \vdots \\ \omega(n=N-1) \end{bmatrix} = W\alpha, \quad (4.13)$$

$$n := \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ N-1 \end{bmatrix}, \quad 1 := \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (4.14)$$

Por lo tanto en forma matricial para cada ventana móvil con comienzo en  $t_0$  y asumiendo que  $\epsilon_{if}$  es nulo, se tiene la siguiente ecuación análoga:

$$\begin{cases} W\alpha - an - b1 = 0 \\ 1^T \alpha = 1 \end{cases} \quad (4.15)$$

Definiendo el vector  $x$  ( $x \in R^{M+2}$ ), tal que:

$$x := \begin{bmatrix} \alpha \\ a \\ b \end{bmatrix}, \quad (4.16)$$

el problema puede plantearse como sigue:

$$Ax = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (4.17)$$

Donde A se define:

$$A := \begin{bmatrix} W & -t & -1 \\ 1^T & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (4.18)$$

La matriz A es de dimensión  $(N+1) \times (M+2)$ , correspondiendo a  $N+1$  ecuaciones y  $M+2$  incógnitas. Como primer conclusión para que el problema tenga solución tenemos que

---

$N > M + 1$ . Dado que en este caso se está trabajando con un periodo de muestreo de 20ms, una ventana de duración 1s, corresponde a  $N = 50$ , mientras que la cantidad de canales o medidores de frecuencia es  $M=9$ .

A su vez para que el problema tenga solución el rango de  $A$  debe ser completo. Esto es equivalente a pedir que el rango de  $W$  sea completo. Lo último se cumple siempre y cuando las medidas de  $\omega$  sean linealmente independientes.

En el párrafo anterior se establecieron las condiciones para que el problema de la ecuación (4.15) tenga solución única. Cabe destacar que el Problema 2 difiere con el de la ecuación (4.15), dado que para llegar a la misma se considera que el error  $\epsilon_{if}$  es nulo. No obstante las conclusiones a las que se llega coinciden cualitativamente con las del Problema 2.

Resta mencionar que sucede en casos donde las medidas de  $\omega$  sean linealmente dependientes (L.D.). Si todas la medidas son L.D., es análogo a decir que cualquiera de ellas puede ser utilizada como frecuencia del centro de inercia. En ese caso la resolución al problema 1 será suficiente para estimar la inercia del sistema. Por último, en el caso que algunas de las medidas de  $\omega$  sea L.D. tampoco significaría un contratiempo, dado que solo imposibilitaría determinar un único coeficiente  $\alpha$  asociado a cada una de ellas; siendo el resultado de su suma constante.

### 4.3.3. Determinación de la inercia y *ROCOF* del sistema en estudio

De lo observado al analizar el modelo de red con la que se trabajará, se puede apreciar que el generador 1 representa un valor importante de la potencia y de la inercia total del sistema. Por su parte el generador 10 corresponde al generador con menor potencia en el sistema en estudio. Teniendo lo anterior en cuenta, la falta a simular consistirá en la desconexión del generador 10. La desconexión de este generador representa una pérdida de generación del orden del 4% del total del sistema eléctrico modelado, considerándose como significativa. La desconexión del generador implica una variación de la potencia activa  $\Delta P = 250MW$  constante.

La inercia total del sistema (no contando el generador que sale de servicio) es de 740.7 segundos (en base 100 MVA). Considerando que la simulación se realizó en un sistema de 60Hz y utilizando la ecuación (3.10) (ecuación de swing); se tiene que el *ROCOF* de la red a simular es  $ROCOF = -0,1012 \frac{Hz}{s}$ .

Definiendo que la falta en el sistema se producirá a los 3 segundos de comenzada la simulación, se tienen los valores teóricos de referencia con los cuales se comparará el método a implementar (cuadro 4.2 ).



Tabla 4.2: Valores de referencia - red en estudio.

$ROCOF$ (Hz/s)	$H$ (s)	$\Delta P$ (MW)
-0.1012	740.7	250 (gen 10)

## 4.4 Implementación

Partiendo de lo analizado teóricamente se procedió a realizar la implementación en código. El mismo se programó en Matlab y Simulink y los datos de entrada fueron exportados de simulaciones dinámicas en PSS/E.

Para llegar a la implementación final existieron varios intentos intermedios, basándose en algoritmos de optimización que resuelven los problemas de optimización planteados. En las condiciones en la que se encuentran definidos tanto la función a minimizar como el conjunto son convexos, por lo que el método de optimización elegido para trabajar fue el paquete *cvx* de Matlab ([1]).

Con el objetivo de lograr una mejor comprensión del proceso realizado se entiende que es conveniente la mención de una de las implementaciones intermedias realizadas.

### 4.4.1. Implementación intermedia

En primera instancia los datos son importados desde PSS/E al entorno de Matlab. Dependiendo del caso en estudio (se detallarán más adelante) los datos son procesados, ya sea derivando ángulos para obtener frecuencias, adicionando ruido o eliminando espurios producidos por las operaciones realizadas.

A partir de los datos de cada canal de frecuencia y canal de tiempo, se crean subconjuntos correspondientes a una ventana de 1 segundo de duración. La ventana inicial de trabajo estará compuesta por los valores de frecuencia de cada canal entre el comienzo de la simulación hasta transcurrido 1 segundo. Es decir, la primer ventana comienza en  $t_0 = 0$  segundos. Los valores que tome  $t_0$  dentro del intervalo  $I_{t_0}$  definirán el instante inicial de cada ventana de trabajo (figura 4.5).

En el algoritmo implementado se define un paso de avance, que determina el salto de índice de una ventana a la otra. En el algoritmo final implementado el paso se fijó a su valor mínimo, significando que el avance de la ventana móvil de trabajo corresponde al periodo  $T$  de muestreo de las señales de entrada.

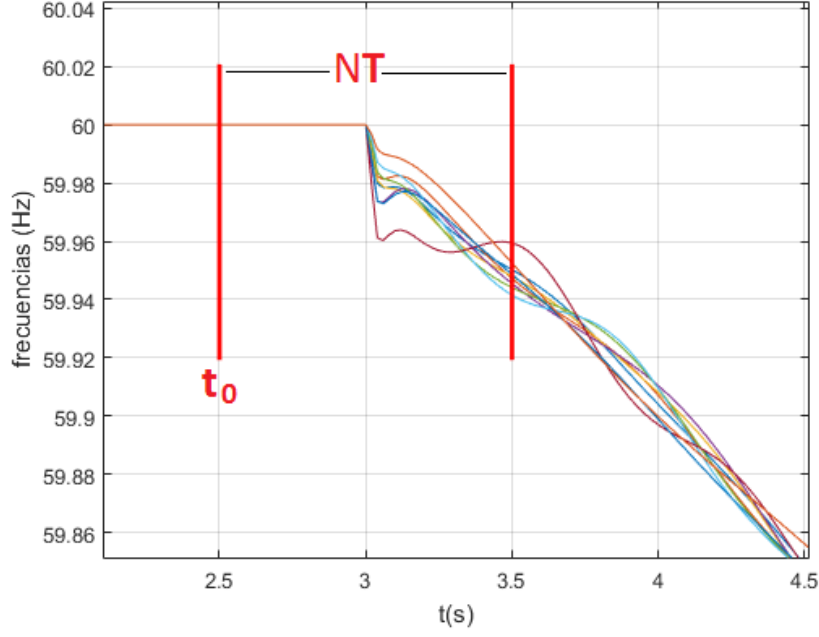


Figura 4.5: Representación ventana móvil de trabajo.

La solución a los problemas de optimización 1 y 2 planteados, en cada ventana móvil, se logran a través de un algoritmo de *fitting* implementado en el paquete CVX ([1]). Este paquete consiste en un sistema de modelado para construir y resolver programas convexos. Soporta varios tipos de problemas estándar, incluyendo problemas lineales, cuadráticos, semidefinidos.

Dentro del entorno CVX se implementan los algoritmos de *fitting* para resolver los problemas 1 y 2. Las variables de salida de la rutina son  $a^*(t_0)$  (*ROCOF* del sistema),  $b^*(t_0)$  y  $\alpha_m^*(t_0)$  (únicamente aplica al Problema 2).

Dado que el algoritmo de *fitting* realiza un número finito de iteraciones para obtener el resultado, se restringió la búsqueda de los parámetros  $\alpha_m^*(t_0)$  dentro de un rango plausible. Concretamente se optó por trabajar dentro del rango de 20 % del valor teórico esperable:

$$\alpha_m^*(t_0) \in [\alpha_{teorica_m}^*(t_0) - 0,2\alpha_{teorica_m}^*(t_0) \quad \alpha_{teorica_m}^*(t_0) + 0,2\alpha_{teorica_m}^*(t_0).] \quad (4.19)$$

En la práctica lo anterior conlleva a contar con información de la generación en servicio, así como las medidas de frecuencia (o velocidad) de todos ellos. No se considera factible su implementación, salvo en casos especiales. No obstante lo anterior, éste procedimiento intermedio resulta de interés para el desarrollo final de la metodología de trabajo.

Para cada ventana móvil se realizan las siguientes acciones:

- se corre el algoritmo de *fitting* implementado,

- se almacena el valor de  $t_0$ ,
- se almacenan los valores de  $a^*(t_0)$  y  $b^*(t_0)$ .

Finalizada la iteración se cuenta, para cada ventana móvil evaluada, con un conjunto de valores  $a^*(t_0)$ ,  $b^*(t_0)$  y  $t_0$ .

Para determinar el tiempo de falta, se aplica el conocimiento sobre el comportamiento de la frecuencia del centro de inercia, anteriormente mencionado en este capítulo. En resumen, luego de la perturbación se espera que  $\omega_G$  varíe linealmente en forma de rampa hasta que los controles primarios comiencen su acción de regulación. Se espera entonces que posterior a la desconexión de generación la pendiente de  $\omega_G$  alcance su menor valor.

Sea  $I_{t_0}$  el intervalo de variación de  $t_0$ , entonces el tiempo de falta ( $t_{falta}$ ) queda determinado por la solución al:

**problema 3. Mínima pendiente**

$$\min_{t_0 \in I_{t_0}} a^*(t_0). \quad (4.20)$$

Llamando  $t_0^*$  a la solución, se define para esta implementación que el tiempo de falta es:

$$t_{falta} := t_0^*. \quad (4.21)$$

De la resolución de este problema se obtienen los valores de:

- $t_0^*$ ,
- $a^*(t_0^*)$ ,
- $b^*(t_0^*)$ .

En la práctica, la utilización de este algoritmo condujo en muchas ocasiones a valores de  $t_0^*$  superiores a los esperados. Lo anterior fue adjudicado al comportamiento explicado de la frecuencia del centro de inercia: posterior a la falta la pendiente de la frecuencia del centro de inercia decae linealmente hasta la actuación de los controles primarios de frecuencia. Esta etapa tiene una duración no menor a 2 segundos, entendiéndose que existen múltiples ventanas móviles que entrarán dentro del mencionado período. Para cada una de estas ventanas el valor de pendiente  $a^*(t_0)$  será similar, siendo en un caso ideal idénticos. Debido a las no idealidades del problema se constató que los valores de  $a^*(t_0)$  durante el mencionado período varían ligeramente y no se cumple necesariamente que el menor valor corresponda al de la primera ventana móvil que se encuentre totalmente contenida dentro del período post falta.

---

Entendiendo el origen de la diferencia entre el valor deseado y los informados por el algoritmo, se introdujo una banda de tolerancia relativa al valor mínimo de  $a^*(t_0)$ . Conceptualmente si los valores de  $a^*(t_0)$  dentro de las ventanas de interés son similares, alcanza con elegir el menor valor  $t_0$  asociado a estos. La banda de tolerancia elegida y aplicada a los casos estudiados mostró resultados prometedores, logrando buenas aproximaciones del *ROCOF* del sistema y el tiempo de falta. El claro inconveniente de esta solución se basa en la selección del criterio de tolerancia al valor  $a^*(t_0)$ . Es decir, la tolerancia elegida (3 %) fue totalmente arbitraria, derivando en resultados favorables para los casos en estudio. No es posible afirmar que este valor pueda ser utilizado de forma genérica para futuros estudios.

Conociendo la problemática en la aplicación de este método se entendió que el mismo no puede ser generalizado para futuros estudios. Basándonos en los conceptos vistos se procedió a elaborar el algoritmo final para el escenario de sistemas completos con modelos de carga PQ.

#### 4.4.2. Implementación final - sistema - carga PQ

Para la implementación final (escenario con  $\Delta P$  constante), la mayoría del código anteriormente descrito fue reutilizado. El proceso de importación y tratamiento de los datos iniciales en Matlab es exactamente el mismo. En esta implementación nuevamente se utiliza el algoritmo de *fitting* explicado, obteniendo conjuntos de valores  $a^*(t_0)$ ,  $b^*(t_0)$  y  $t_0$ . El punto de quiebre se obtiene a partir del tratamiento de estos datos.

Concretamente el método consiste en encontrar dos parejas de curvas, una de ellas corresponde a una aproximación para el estado de régimen y otra para los primeros segundos posteriores a la falta. Teóricamente el cruce de estas dos curvas determinará el instante de comienzo de la falta. Se entiende que esta solución es técnicamente viable, dado que independiza el valor del tiempo de falta  $t_{falta}$  de  $t_0^*$ , problema encontrado en la implementación anterior. El valor  $t_{falta}$  será entonces determinado a partir de la intersección de las dos curvas encontradas. En la figura 4.6 se puede apreciar conceptualmente el enfoque elegido.

En lo que sigue, resta encontrar los parámetros que determinan las dos curvas. A partir de los valores de  $a^*(t_0)$ ,  $b^*(t_0)$  y  $t_0$  calculados por el algoritmo implementado, se realizan los siguientes pasos:

- se resuelve el problema 2 y el problema 3, obteniendo  $t_0^*$ ,  $a^*(t_0^*)$  y  $b^*(t_0^*)$ . La curva pos-falta queda determinada directamente por estos valores,
- se define una nueva ventana móvil de trabajo comprendida enteramente dentro del período de régimen de la simulación (la cantidad de muestras y distancia a  $t_0^*$  dependen de la duración del estado en régimen). Se vuelve a aplicar el algoritmo de optimización a esta (única) ventana. El resultado del mismo es utilizado directamente para determinar la curva pre-falta,
- mediante determinación del cambio de signo de la diferencia de las dos curvas, se halla el punto de intersección  $t_{falta}$ ,

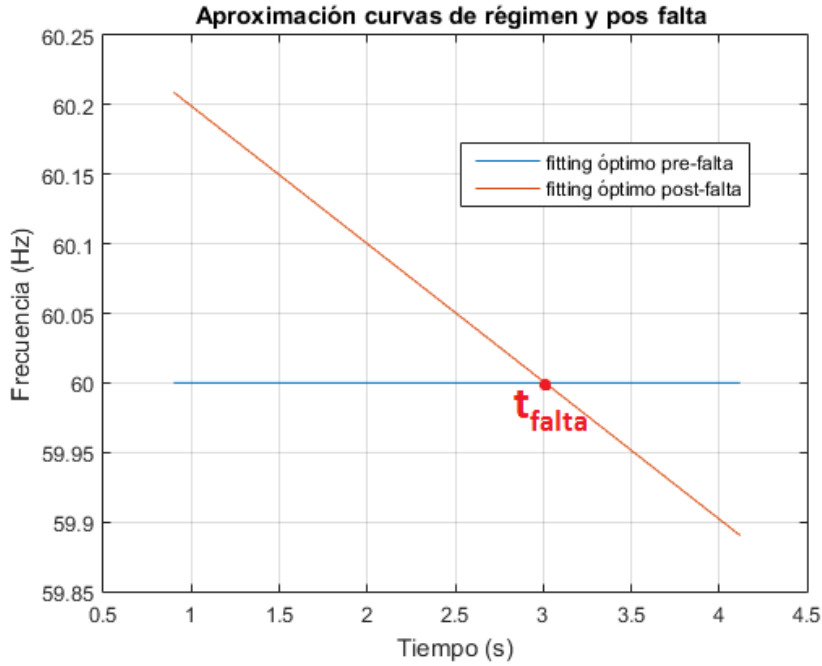


Figura 4.6: Determinación de  $t_{falta}$  a partir de la intersección de curvas.

- los valores de  $a^*(t_0^*)$  y  $t_{falta}$  corresponden al resultado final del algoritmo implementado.

Cabe mencionar que en el capítulo 5 se desarrolla una nueva versión de la metodología explicada. La misma es modificada con el objetivo de ser utilizada para el escenario con  $\Delta P$  no constante. La actualización presentada en el capítulo 5, generaliza la metodología para todos los escenarios y casos estudiados.

## 4.5 Evaluación del método implementado

Una vez desarrollado el método para estimar el *ROCOF* del sistema y el tiempo  $t_{falta}$  en el que se produce la falta, es de interés analizar la exactitud lograda. Para ello se simuló la falta mencionada anteriormente en la red de estudio, para diversos casos de interés. Gracias a ello fue posible determinar la incidencia de distintos factores al error final presentado por el método.

Para obtener los datos de entrada necesarios para utilizar el algoritmo implementado, se procedió a realizar una simulación de duración treinta segundos. En ella se partió del estado de régimen; a los tres segundos de simulación se desconecta del sistema el generador 10. El paso de integración en PSS/E fue de 10ms, mientras que el paso utilizado en Matlab fue de 20ms. Durante la simulación se registra la frecuencia de las barras con generación.

Cuando se indique, a las medidas obtenidas (nueve canales en total), se les agregará ruido

de alta frecuencia con el objetivo representar de forma más realista las mediciones finales. Esto naturalmente, dificultará el proceso de estimación de la frecuencia.

A modo de ejemplo, en la figura 4.7 se muestra la medición de frecuencia (con ruido) del canal correspondiente al generador 1.

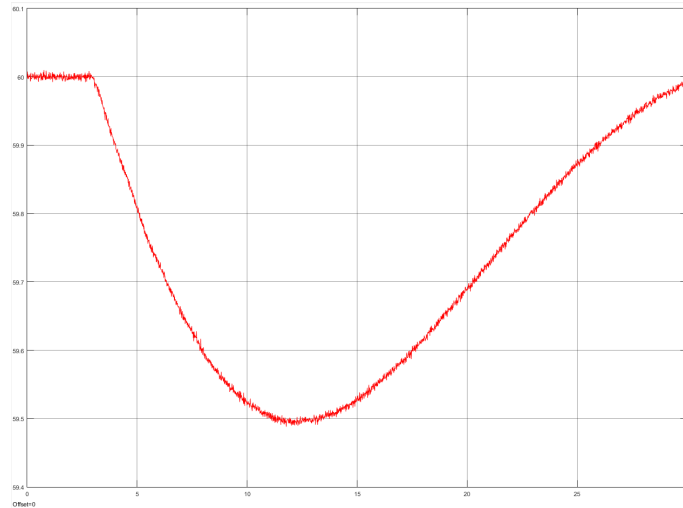


Figura 4.7: Frecuencia generador 1 durante simulación.

Como se aprecia en la figura 4.7, el comportamiento de la frecuencia resultante de la simulación cumple cualitativamente con lo esperado en la teoría.

En lo que sigue se procederá a evaluar el comportamiento de la metodología en el Problema 1, *fitting* de una sola variable. Este consiste en la aplicación del mismo a un canal individual de frecuencia en la red de estudio, a la cual se le adicionó controles primarios de frecuencia y ruido de medida. El canal de prueba será el correspondiente al generador 1, entendiéndose que al tener la mayor inercia del sistema la frecuencia tendrá un comportamiento similar al de la frecuencia del centro de inercia. Los datos de entrada corresponden al ángulo de bus del generador 1 de la red de prueba.

#### 4.5.1. *Fitting* de una sola señal

La ejecución de la rutina final implementada dio resultados alentadores. Pudo calcularse con un nivel de exactitud moderado el tiempo en el que se produce la falta ( $t_{falta}$ ) y el *ROCOF* del sistema. El resumen de resultados es el siguiente:

- $t_{falta}$  calculado=3.03 s,
- $a^*(t_0^*) = -0,1041 Hz/s$ ,
- $b^*(t_0^*) = 60,0005 Hz$ .

Para este caso, si se compara la frecuencia simulada (más el ruido) contra la recta solución al momento de la falta se obtiene la figura 4.8

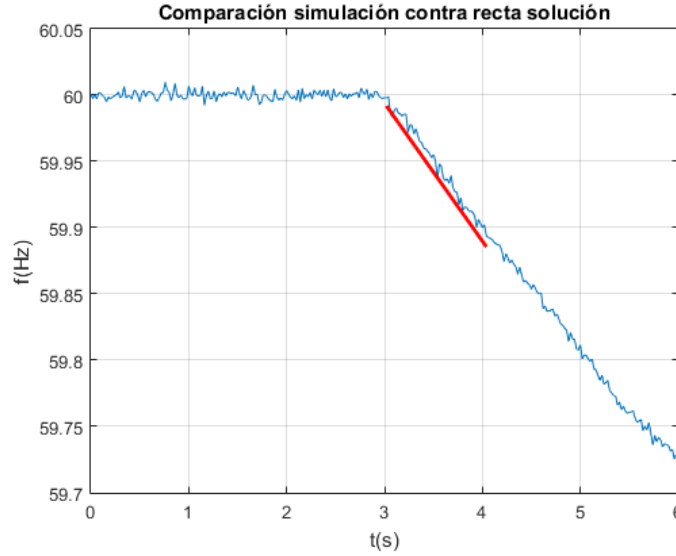


Figura 4.8: Medida de frecuencia vs aproximación lineal.

Como se aprecia la recta solución se ajusta de forma adecuada al comportamiento de la frecuencia dentro de la ventana móvil seleccionada.

Utilizando este valor de pendiente ( $a^*(t_0^*) = -0,1041 Hz/s$ ) y la ecuación (3.9), se obtiene una inercia estimada del sistema de  $H_T = 720,46$ , representando un error con el resultado esperado de error=2.7324 %.

El valor de error del 2.7324 % es considerado para los fines buscados un error moderado. Varios factores pueden incidir en este error siendo el primero y fundamental el hecho que no se está trabajando con la frecuencia del centro de inercia. Esta última es la que presenta un comportamiento lineal frente a una falta. A su vez se debe tener en cuenta la presencia de controles primarios y ruido de medida no filtrado.

Considerando lo anterior se entiende que los resultados son satisfactorios, y se procede a evaluar el algoritmo implementado para el caso de varias señales de entrada. Este punto se da por concluido.

### 4.5.2. *Fitting* de varias señales

En esta sección se analizarán los resultados de implementar la metodología desarrollada para la situación en la que se trabaja con múltiples señales frecuencia dentro del sistema eléctrico en estudio. Es de suma importancia analizar los errores que se pueden cometer utilizando el mismo y más importante aún, entender el origen de estos y poder cuantificarlos.

Es por ello que en un primer acercamiento se trabajará en cinco casos representativos, partiendo desde donde el error es atribuible al método y realizando modificaciones hasta llegar al caso que será de interés en la tesis de maestría a resolver. A lo largo de la presente tesis se adicionarán los casos de estudio que se consideren pertinentes. En el cuadro 4.3 se describen los mismos.

Tabla 4.3: Casos a estudiar.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Aplicación de técnica	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema
Modelo de carga	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ
$\alpha_m$ conocidas	Si	No	No	No	No
Controles primarios	No	No	Si	Si	Si
Fuente medición	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10
Ruido adicionado	No	No	No	No	Si

## Caso 1

En este caso, dado que no existen controles primarios de frecuencia, se espera que la respuesta frecuencial del centro de inercia (en los instantes posteriores a una falta) decrezca linealmente. Esto se cumplirá para el centro de inercia (no para cada frecuencia independiente), siempre y cuando no haya acción de ningún regulador sobre la frecuencia.

Se simuló el sistema, obteniéndose las nueve medidas de ángulo de rotores. En este caso la duración de la simulación fue de 20 segundos, dado que no se tiene acción de control ninguna sobre la frecuencia. A modo de ejemplo en la figura 4.9 se muestra el ángulo correspondiente al generador 1 (generador de mayor inercia).

Se aprecia que posterior a la falta el ángulo del rotor del generador 1 varía sin control alguno.

Derivando el ángulo de bus de cada generador se obtuvieron las frecuencias de trabajo.

Aplicando el algoritmo se obtienen los siguientes resultados:

- $t_{falta}$  calculado=3.01 s,
- $a^*(t_0^*) = -0,1049Hz/s$ ,
- $b^*(t_0^*) = 59,9986Hz$ ,
- $H_T = 714,967s$ ,
- $\epsilon_{H_T} = 3,474\%$ .





Figura 4.9: Ángulo de rotor del generador 1.

Este caso es considerado el caso base. El error entre los valores de referencia y el resultado esperado se atribuye al método. No obstante esto se entiende que existen otros factores que pueden producir esta desviación (3.474 %) con respecto al resultado esperado. A modo de ejemplo en la ecuación de perturbación del sistema no se consideraron las pérdidas presentes en el sistema eléctrico en estudio.

En la figura 4.10 se observa la comparación entre la frecuencia del centro de inercia y la aproximación lineal realizada con el método empleado. Es importante recalcar que se compara contra la frecuencia del centro de inercia del sistema y no contra la de ninguna medida particular. La frecuencia que debe presentar un comportamiento lineal frente a una perturbación es la del centro de inercia.

### Caso 2

La diferencia fundamental en este caso consiste en que ahora no se conocen los valores de  $\alpha_m$ . Como se mencionó el algoritmo implementado calculará el valor óptimo de  $\alpha_m$  dentro del rango:

$$\alpha_m \in [\alpha_{teorica_m} - 0,2\alpha_{teorica_m} \quad \alpha_{teorica_m} + 0,2\alpha_{teorica_m}]. \quad (4.22)$$

Nuevamente, derivando el ángulo de bus de cada generador se obtuvieron las frecuencias de trabajo, y a partir de estas se procedió a correr el código implementado.

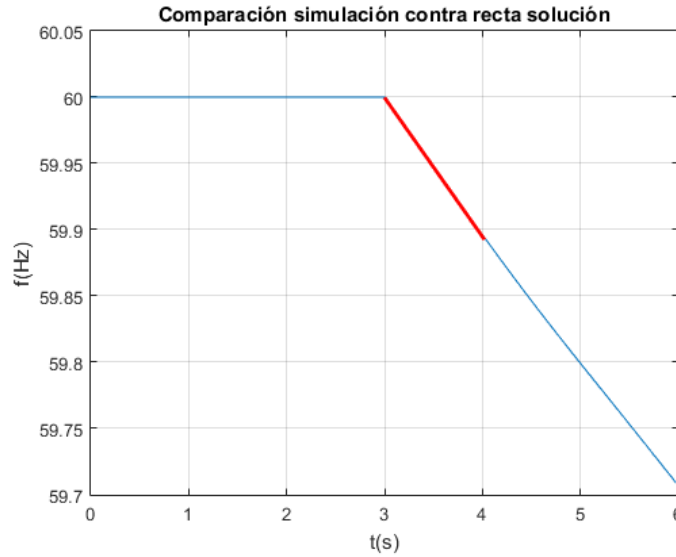


Figura 4.10: Frecuencia centro de inercia vs. aproximación lineal.

Como resultado del mismo se obtienen los siguientes valores:

- $t_{falta}$  calculado=3.01 s,
- $a^*(t_0^*) = -0,1047 Hz/s$ ,
- $b^*(t_0^*) = 59,9994 Hz$ ,
- $H_T = 716,3324 s$ ,
- $\epsilon_{H_T} = 3,28981 \%$ .

En esta situación el error en el cálculo de  $H_T$  decrece con respecto al caso base (caso 1). Dada la pequeña mejora porcentual en el resultado, lo único que se puede asumir es que con el método implementado desconocer los valores de  $\frac{H_m}{H_T}$  no afecta el resultado en el caso de estudio.

Adicionalmente en el cuadro 4.4 se realiza una comparación entre los resultados  $\alpha_m^*(t_0^*)$  y los valores reales  $\frac{H_m}{H_T}$ .

Como se aprecia los valores calculados difieren considerablemente de los valores reales. No obstante esto, el método asignó mayor peso en el resultado final al generador 1 (generador con más inercia del sistema), reconociendo su papel en el sistema. Esto se explica teniendo en cuenta que al presentar la mayor inercia el resto de los generadores variará su frecuencia en un entorno cercano a la frecuencia del generador principal. Nuevamente esta afirmación es solo aplicable para el caso de estudio, en el que la inercia del generador 1 es considerablemente mayor a la del resto de los generadores del sistema.

Tabla 4.4: Valores  $\alpha_m$  del sistema vs  $\alpha_m$  calculados.

	Valor calculado	Valor real
$\alpha_{gen_{b31}}$	$7,5368e^{-6}$	0,0409
$\alpha_{gen_{b32}}$	0,044	0,0483
$\alpha_{gen_{b33}}$	0,0138	0,0386
$\alpha_{gen_{b34}}$	$2,7626e^{-6}$	0,0351
$\alpha_{gen_{b35}}$	0,091	0,047
$\alpha_{gen_{b36}}$	0,0327	0,0356
$\alpha_{gen_{b37}}$	0,0346	0,0328
$\alpha_{gen_{b38}}$	$5,9242e^{-6}$	0,0466
$\alpha_{gen_{b39}}$	0,7839	0,675

En conclusión, puede afirmarse que el método utilizado no resultó ser confiable para obtener los valores de  $\frac{H_m}{H_T}$  del sistema, aunque si fue posible estimar con un grado alto de exactitud el tiempo de falta y la pendiente de la frecuencia del centro de inercia durante la falta en estudio.

### Caso 3

Se espera que la inserción de un control de frecuencia primario modifique negativamente el desempeño del método empleado. Básicamente el control comenzará a actuar (con el objetivo de corregir la desviación de frecuencia) en los primeros segundos posteriores a la falta. Esto provocará que la respuesta de la frecuencia del centro de inercia ante la falta no sea cien por ciento lineal, por lo que una aproximación mediante un método lineal conllevará a disparidades o errores.

Derivando el ángulo de bus de cada generador se obtuvieron las frecuencias de trabajo, y a partir de estas se procedió a correr el código implementado para Matlab.

Como resultado del mismo se obtienen los siguientes valores:

- $t_{falta}$  calculado=3.01 segundos,
- $a^*(t_0^*) = -0,1048 Hz/s$ ,
- $H_T = 715,65s$ ,
- $\epsilon_{H_T} = 3,382\%$ .

Si bien el porcentaje de error aumentó con respecto al caso anterior, se entiende que el aumento es mínimo. Se concluye entonces que la inserción de un control de frecuencia primario en el modelo en estudio no afecta de forma significativa la exactitud y calidad de los resultados.

---

## Caso 4

En un sistema eléctrico real no se contará con las medidas de los ángulos de los rotores de cada generador. En el mejor de los casos se tendrán medidas de frecuencia de distintas estaciones o barras, separadas una distancia tal que las medidas puedan considerarse independientes entre sí.

Es por ello que en este caso la frecuencia a utilizar será tomada directamente de los buses del sistema que cuentan con generación. En estas condiciones se supone que la estimación que realice el método tendrá un error igual o mayor: no se conocen los verdaderos valores de las frecuencias de las máquinas en operación, solo una estimación a través de una medida indirecta.

Es entonces que a partir de la frecuencia registrada en nueve buses del sistema, se aplicó la metodología desarrollada.

Como resultado del mismo se obtienen los siguientes valores:

- $t_{falta}$  calculado=3.01 segundos,
- $a^*(t_0^*) = -0,099 Hz/s$ ,
- $H_T = 757,58s$ ,
- $\epsilon_{H_T} = -2,278\%$ .

Contrario a lo esperado el error al estimar la inercia del sistema bajó en relación al caso anterior. No obstante esto, se entiende que la disminución del error (del orden del 1 %) se debe a la casuística del problema y no representa una variación considerable. Por ende se concluye que trabajar con las medidas de frecuencia de los buses del sistema no trae aparejado un aumento en el error de la estimación del *ROCOF* o del cálculo del tiempo de falta.

## Caso 5

A los cambios ya realizados al caso base, se agrega la adición de ruido de alta frecuencia a las medidas de entrada con las que se trabaja. Cada medida de frecuencia será distorsionada por la presencia de ruido, recreando de forma más realista lo que puede llegar a suceder en la práctica.

A los efectos del presente caso (y de los que se adicionarán en los siguientes capítulos), el ruido es representado como ruido blanco, a partir del bloque de Simulink diseñado para este fin (ver figura 4.11).

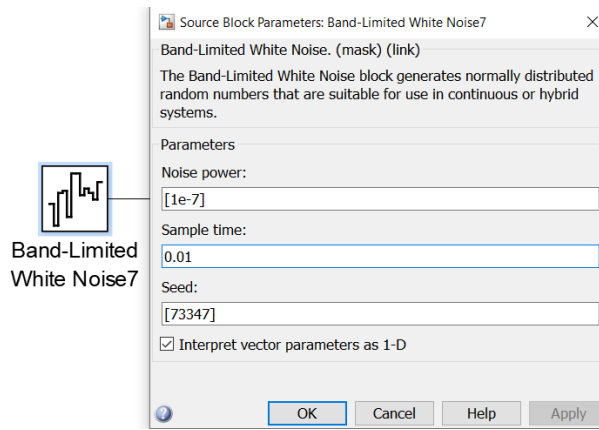


Figura 4.11: Bloque ruido blanco Simulink.

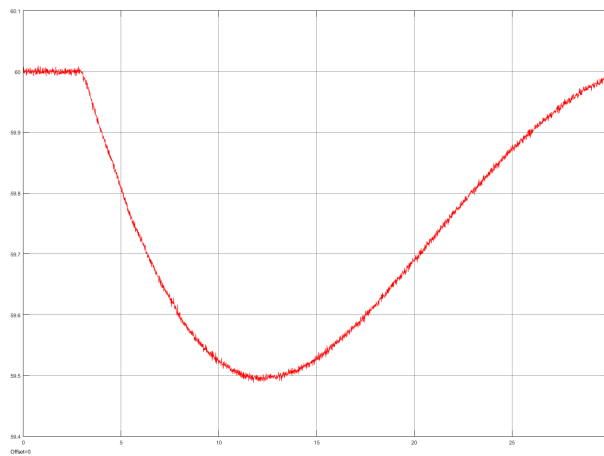


Figura 4.12: Frecuencia generador 1, con ruido adicionado.

En la figura 4.12 se muestra a modo de ejemplo la señal de frecuencia resultante del generador 1, luego de adicionarle ruido.

A partir de la frecuencia registrada en nueve buses del sistema (todos con ruido adicionado), se aplicó la metodología desarrollada.

Como resultado se tienen los siguientes valores de interés:

- $t_{falta}$  calculado=3.05 s,
- $a^*(t_0^*) = -0,099Hz/s$ ,
- $H_T = 757,58s$ ,
- $\epsilon_{H_T} = -2,278\%$ .

La inserción de ruido al sistema en estudio no afectó de forma significativa la estimación del *ROCOF* y el tiempo de falta realizadas por el algoritmo. De los resultados surge que el cálculo de la derivada de la frecuencia no se ve afectado en absoluto por el ruido introducido, mientras el error al calcular el tiempo de comienzo de la falta aumenta ligeramente. Se entiende entonces que el ruido de alta frecuencia introducido al sistema no perjudica significativamente el comportamiento del método empleado.

### 4.5.3. Conclusiones

Utilizando el método, modificando las condiciones de la red y tomando como norma de calidad el error obtenido al calcular el valor de inercia  $H_T$  del sistema, es posible realizar varias aseveraciones.

Dependiendo del caso, el error al obtener la inercia del sistema varió ligeramente. En el cuadro 4.5 se resumen los casos y valores de interés.

Tabla 4.5: Comparación entre casos.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Aplicación de técnica	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema
Modelo de carga	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ
$\alpha_m$ conocidas	Si	No	No	No	No
Controles primarios	No	No	Si	Si	Si
Fuente medición	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10
Ruido adicionado	No	No	No	No	Si
$t_{falta}(s)$	3.01	3.01	3.01	3.01	3.05
$a(t_0^*)(Hz/s)$	-0.1049	-0.1047	-0.1048	-0.099	-0.099
$H_T$	714.97	716.33	715.65	757.58	757.58
$\epsilon_{H_T}(\%)$	3.474	3.28981	3.382	-2.278	-2.278

Se puede concluir entonces que:

- los problemas de optimización planteados tienen solución,
- el método se ajusta adecuadamente para todos los casos que se estudiaron, resultando en un error en el cálculo del *ROCOF* menor al 3.5 %,
- fue posible calcular de forma exitosa el instante  $t_{falta}$  en el que se produce la falta en el sistema,
- ninguna de las no idealidades introducidas en los casos estudiados aumentaron de forma significativa el error en la estimación del *ROCOF* y el tiempo de comienzo de la falta.

Es entonces que se puede concluir que la metodología implementada es de utilidad para el cálculo de la inercia del sistema. Adicionalmente para los casos que fue necesario se estimó con éxito la frecuencia del centro de inercia. El método a su vez demostró poder calcular con buena precisión el instante  $t_{falta}$  en el que comienza la falta.

# Delta potencia activa no constante

---

En la sección anterior se analizó el método desarrollado en diversos escenarios de la red en estudio. Se comprobó la efectividad del método considerando la incidencia de los puntos de medida, presencia o ausencia de controles primarios y ruido en el sistema.

En todos los casos se trabajó con la hipótesis de la variación de potencia activa durante la perturbación  $\Delta P$  es constante. Para ello se trabajó con un sistema completo y se utilizó un modelo de carga del tipo PQ. Lo último implica que la potencia consumida por las cargas del sistema se mantuvo constante durante las perturbaciones estudiadas. Esta hipótesis no concuerda con la realidad, en donde el consumo de potencia activa y reactiva de las cargas del sistema varía frente a una perturbación. A modo de ejemplo, la potencia consumida por las cargas en un sistema eléctrico depende de la tensión y frecuencia en bornes. Durante una perturbación se producirán variaciones de estas magnitudes, afectando el consumo y provocando que el balance  $\Delta P$  no sea constante.

En lo que sigue se estudiarán las consecuencias de trabajar en un escenario con  $\Delta P$  no constante. Para ello se levantarán las idealidades:

- cargas con modelo PQ,
- red eléctrica en estudio es un sistema completo.

En lo que respecta al primer item, el comportamiento real de las cargas se modela mediante un modelo ZIP, donde la potencia consumida por la carga tiene un componente de impedancia constante, uno de corriente constante y otro de potencia constante.

Como se mencionó la primer consecuencia directa de comenzar a utilizar el modelo ZIP será que la potencia consumida por las cargas durante la simulación variará, siendo más significativa su variación durante el período de perturbación del sistema. Teniendo esto en cuenta el término  $\Delta P$  de la ecuación (3.8) tendrá sumado una nueva componente: la variación de potencia en las cargas del sistema.



---

Hasta el momento se consideraba que la variación de potencia de las cargas del sistema era nula, calculando  $\Delta P$  como el escalón de potencia correspondiente desconexión de generación que produce la perturbación a simular. Considerando la hipótesis de que la variación de potencia corresponde a un escalón, en la sección anterior se trabajó en el dominio de Laplace, obteniendo los resultados presentados. Trabajando con un modelo de carga ZIP no será posible considerar que  $\Delta P$  es un escalón de potencia, siendo preferible comenzar a trabajar en el dominio del tiempo. Partiendo de la ecuación de *swing* para el sistema eléctrico, ecuación (3.9), se modificará la técnica para los casos en los que se trabaja con un escalón de potencia no constante.

En lo que respecta a que la red en estudio pase a tratarse de un subsistema interconectado, las consideraciones a realizar son similares. Ante una perturbación la variación de potencia de las interconexiones con el resto del sistema,  $\Delta P^I$ , no será nulo ni constante. Este término estará adicionado en el valor total de  $\Delta P$ , haciendo que el mismo deje de ser constante. Ver ecuación (3.11).

Ante el escenario de  $\Delta P$  no constante, la primer observación que se realiza es que ya no será posible calcular la inercia del sistema a través del cálculo del *ROCOF*, al menos no de la forma utilizada hasta el momento.

Como se mencionó anteriormente los objetivos buscados son lograr hallar con el mejor nivel de precisión posible la inercia del sistema y el tiempo en el que se produce la perturbación, contando con medidas de campo de frecuencia en diferentes puntos de la red. El método utilizado para el cálculo de la inercia deja de ser válido cuando se trabaja en escenarios con  $\Delta P$  no constante; resta analizar si el método empleado aún es válido para determinar el tiempo en que se produce la perturbación en el sistema.

Es posible responder este punto teniendo en cuenta los conceptos principales a partir de los cuales se desarrolló el método utilizado en la sección anterior. A grandes rasgos se estima el tiempo en el que se produce la perturbación como la intersección de dos rectas. Una recta representa una aproximación de la frecuencia del sistema durante el estado pre falta, mientras que la otra es una aproximación de la frecuencia en los primeros segundos luego de la falta, utilizando la hipótesis de que la frecuencia del centro de inercia presenta un comportamiento lineal durante estos instantes. Sintetizando, la base del cálculo realizado por el método parte de la hipótesis que la frecuencia del centro de inercia del sistema presenta un comportamiento del tipo rampa lineal durante los primeros segundos luego de ocurrida la perturbación. Dado que el último punto deja de ser verdadero, el método deja de ser válido.

En conclusión, el método utilizado hasta el momento no será válido para calcular la inercia del sistema ni el tiempo en el que se produce la perturbación. En lo que sigue se buscará una fórmula que determine la inercia utilizando el dominio del tiempo.

## 5.1 Estimación de la inercia para $\Delta P$ no constante

Escribiendo la ecuación de perturbación del sistema en términos de convolución se tiene:

$$\omega_G(t) = h(t) * \Delta P(t), \quad (5.1)$$

donde  $h(t)$  corresponde a la respuesta a impulso:

$$h(t) = \mathcal{L}^{-1} \left[ \frac{\omega_0}{2H_T s + K_T^D} \right] = \frac{\omega_0}{2H_T} e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (5.2)$$

con  $\tau = \frac{2H_T}{K_T^D}$ .

Para  $\Delta P(t)$  arbitrario, se tiene:

$$\omega_G(t) = h(t) * \Delta P(t) = \int_0^t h(t-\sigma) \Delta P(\sigma) d\sigma = \int_0^t \frac{\omega_0}{2H_T} e^{-\frac{t-\sigma}{\tau}} \Delta P(\sigma) d\sigma = \frac{\omega_0}{2H_T} e^{-\frac{t}{\tau}} \int_0^t e^{\frac{\sigma}{\tau}} \Delta P(\sigma) d\sigma \quad \forall t \geq 0. \quad (5.3)$$

Si se consideran los primeros instantes de la respuesta, particularmente  $0 \leq t \ll \tau$ , se cumple que  $e^{\frac{t}{\tau}} \approx 1$ . La anterior ecuación resulta:

$$\omega_G(t) \approx \frac{\omega_0}{2H_T} \int_0^t \Delta P(\sigma) d\sigma \quad \forall 0 \leq t \ll \tau. \quad (5.4)$$

La anterior ecuación es válida también para  $\Delta P$  que no sean escalones, generalizando la fórmula utilizada hasta el momento. Llamando  $t_{falta}$  al instante de comienzo de la falta y  $t_W$  al largo de la ventana de filtrado se puede determinar  $H_T$  de la siguiente forma (siempre que se cumpla  $t_{falta} + t_W \ll \tau$ ):

$$H_T \approx \frac{\omega_0}{2\omega_G(t_{falta} + t_W)} \int_0^{t_{falta} + t_W} \Delta P(\sigma) d\sigma. \quad (5.5)$$

Teniendo en cuenta que el sistema se encuentra en régimen hasta el tiempo  $t_{falta}$ , la integral entre el comienzo de la simulación y el tiempo de falta de  $\Delta P$  es nulo. Es entonces que se tiene:

$$H_T \approx \frac{\omega_0}{2\omega_G(t_{falta} + t_W)} \int_{t_{falta}}^{t_{falta} + t_W} \Delta P(\sigma) d\sigma. \quad (5.6)$$

Si la ventana de evaluación se corre de  $t_{falta}$  (tiempo en que se produce la falta) a  $t_1 > t_{falta}$ , se tiene entonces (siempre que se cumpla  $t_1 + t_W \ll \tau$ ):

$$H_T = \frac{\omega_0}{2(\omega_G(t_1 + t_W) - \omega_G(t_1))} \int_{t_1}^{t_1 + t_W} \Delta P(\sigma) d\sigma. \quad (5.7)$$

Teniendo como base la ecuación (5.7) se actualizará la metodología desarrollada en el capítulo 4. Cabe volver a mencionar que la técnica a desarrollar para escenarios donde  $\Delta P$  no es constante, será de uso también para escenarios con  $\Delta P$  constante; generalizando de esta forma la misma.

### 5.1.1. Propagación de errores en fórmula teórica

La ecuación (5.7) representa el cálculo de la inercia trabajando en el dominio del tiempo. Los parámetros a determinar para su obtención son  $t_1$ ,  $\Delta P$  (integrada entre  $t_1$  y  $t_1 + t_W$ ), y  $\omega_G$  evaluada en los instantes  $t_1$  y  $t_1 + t_W$ .

Cada una de las magnitudes anteriormente mencionadas serán obtenidas a partir de datos de simulación o de registros procesados, en caso de tratarse de un trabajo de campo. Como es lógico, existirá un error en cada una de las medidas a utilizar. En siguientes secciones se evaluará la sensibilidad en el cálculo final de la inercia frente al tiempo de falta. Se entiende conveniente realizar este análisis cuando se cuente con resultados de los casos analizados.

En esta sección se evaluará el efecto de la propagación del error en la medida de  $\omega_G$ , frecuencia del centro de inercia. Este parámetro se considera de vital importancia, dado que tanto en la práctica como en las simulaciones a analizar se trabajará con registros o señales con ruido introducido.

La ecuación (5.7) utiliza valores de la frecuencia del centro de inercia en dos puntos,  $\omega_G(t_1 + t_W)$  y  $\omega_G(t_1)$ . Debido a que las variaciones esperadas en la frecuencia del centro de inercia (frente a una perturbación) serán pequeñas y que los dos puntos de medida de frecuencia se restan para la obtención de la inercia del sistema, es factible que el ruido presente en las medidas altere considerablemente el resultado final.

Es decir, un error que puede considerarse menor o no significativo en la obtención de los valores de frecuencia del centro de inercia, puede llegar a ser relevante en el cálculo de la inercia del sistema. Es por este motivo que se calculará la propagación del error en el método seleccionado para la obtención de la inercia. Para ello se utilizará la fórmula para el cálculo del error relativo  $\epsilon_{H_T} = \frac{H_{real} - H_T}{H_{real}}$ .

En lo que sigue se considerará que el resto de las magnitudes que participan en el cálculo de la inercia no introducirán error al resultado final, la única fuente de error que se estudiará corresponde a las medidas de la frecuencia del centro de inercia en los puntos  $\omega_G(t_1 + t_W)$  y  $\omega_G(t_1)$ . Considerando que el error relativo en cada medida es  $\epsilon_1$  y  $\epsilon_2$ , se estima el error en el cálculo de la inercia del sistema.

---

Tomando  $a = \omega_G(t_1 + t_W)$  y  $b = \omega_G(t_1)$ , se tiene que la propagación del error en  $H_T$  es:

$$\epsilon_{H_T} = \frac{\frac{1}{a-b} - \frac{1}{a-b+\epsilon_1 a - \epsilon_2 b}}{\frac{1}{a-b}}. \quad (5.8)$$

Factorizando se llega a:

$$\epsilon_{H_T} = \frac{\epsilon_1 a - \epsilon_2 b}{a - b + \epsilon_1 a - \epsilon_2 b}. \quad (5.9)$$

Utilizando la variable auxiliar  $h = b - a$ :

$$\epsilon_{H_T} = \frac{\epsilon_1 a - \epsilon_2 (h + a)}{-h + \epsilon_1 a - \epsilon_2 (h + a)}. \quad (5.10)$$

Desarrollando:

$$\epsilon_{H_T} = \frac{\epsilon_2 \frac{h}{a} + \epsilon_2 - \epsilon_1}{\frac{h}{a} (1 + \epsilon_2) + \epsilon_2 - \epsilon_1}. \quad (5.11)$$

Como se aprecia el error en el cálculo de la inercia dependerá de  $\frac{h}{a}$ ,  $\epsilon_1$  y  $\epsilon_2$ . Cada una de estas magnitudes se encuentran acotadas en el problema a resolver. Considerando que la frecuencia de operación en régimen es de  $60Hz$ ,  $t_1 = t_{falta}$  y que se estudian casos en donde el nadir de frecuencia es mayor a los  $59Hz$ , el valor de  $\frac{h}{a}$  estará dentro del rango  $0 < \frac{h}{a} < 0,0169$ . Por su parte podemos considerar un caso favorable, en el que los errores de estimación de la medida son menores o iguales al 0,05 %. En esta situación puede calcularse el máximo error en el que se podría incurrir en función del valor de  $\frac{h}{a}$ , o lo que es equivalente en función de  $\frac{\omega_G(t_1) - \omega_G(t_1 + t_W)}{\omega_G(t_1 + t_W)}$ . En la figura 5.1 se observan los resultados de este cálculo.

De la figura 5.1 se desprende que el error puede ser significativo para valores pequeños de  $\frac{h}{a}$ . Esto es equivalente a afirmar que si la perturbación a estudiar es muy pequeña los resultados al aplicar un método basado en las ecuaciones analizadas serán imprecisos, dado que errores poco significativos en los valores de frecuencia utilizados podrían llevar a errores significativos en el cálculo de la inercia. En adición, de la ecuación (5.11) se tiene que en casos donde  $\epsilon_2$  es nulo, el error al aplicar la mencionada ecuación puede ser muy grande si  $\frac{h}{a} \approx \epsilon_1$ . Este último punto puede fijar criterios para la utilización de la metodología implementada.

Teniendo en cuenta el resultado anterior, se tomarán precauciones en el filtrado del ruido de los casos a estudiar, desarrollando un método que blinde de la mejor forma posible el resultado frente a la presencia de ruido de medida.

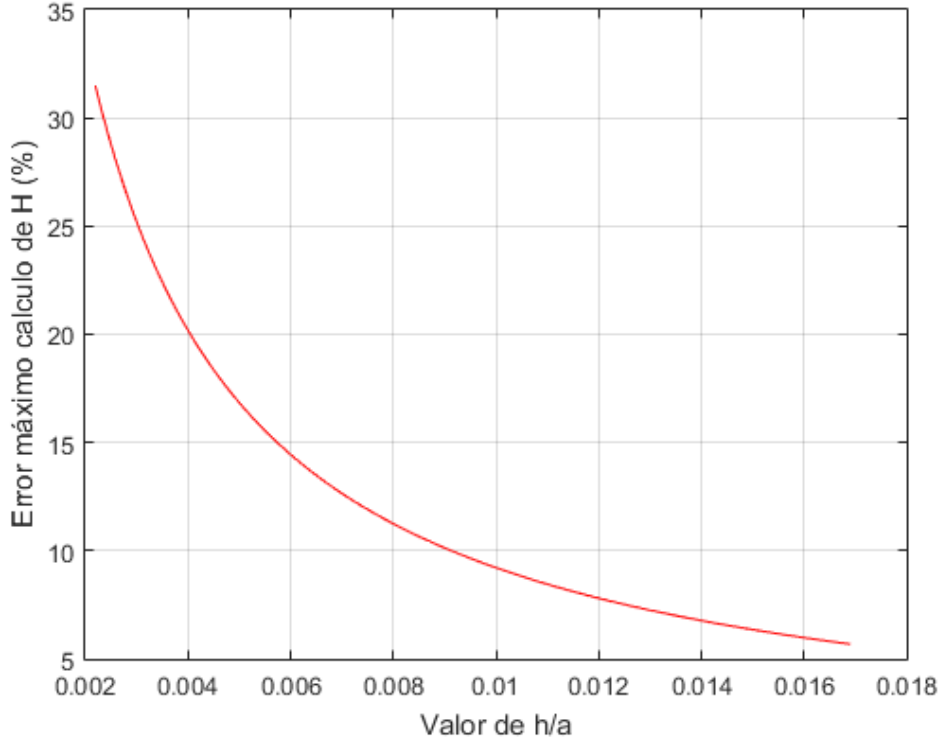


Figura 5.1: Error relativo máximo en el cálculo de la inercia en función de  $\frac{h}{a}$ .  $\frac{h}{a} \in (0, 0,0169)$

## 5.2 Actualización de la metodología

A partir de lo evaluado en el presente capítulo se desprende que:

- la ecuación (3.9) para hallar el *ROCOF* del sistema ya no aplica, dado que  $\Delta P$  no es constante,
- el método desarrollado hasta el momento para la obtención de  $t_{falta}$  y el *ROCOF* del sistema deja de ser válido,
- deberá implementarse un nuevo método a partir de la ecuación (5.7) desarrollada en el dominio del tiempo, válida para cualquier escenario de  $\Delta P$ ,
- a partir del estudio de propagación del error de  $\omega_G$ , se concluyó que la actualización de la metodología será sensible al ruido de medida, por lo que se enfatizará en realizar un filtrado efectivo al mismo.

Por último, a partir de este momento se trabajará con tres nuevas hipótesis:

- se trabajará con una señal que se aproxime bien a la frecuencia del centro de inercia. Es decir, los parámetros  $\alpha_m$  dejarán de ser parte del problema de optimización,

- el valor total de  $\Delta P_{cargas}$  será tomado directamente de las cargas en la simulación del sistema. Es decir, se considera la existencia de medidores en las cargas distribuidas a lo largo del sistema. En campo esta hipótesis no es real, pero se entiende que se puede llegar a una buena aproximación de  $\Delta P_{cargas}$  teniendo datos de la variación de tensión en las barras del sistema. La mencionada aproximación no entra dentro del alcance de esta tesis,
- el modelo de carga ZIP es el utilizado habitualmente por UTE, representado de la siguiente forma:
  - potencia activa: 70 % corriente constante, 30 % impedancia constante,
  - potencia reactiva: 30 % corriente constante, 70 % impedancia constante.

En vista a lo anterior se procederá con la implementación de un método para la obtención de  $t_{falta}$ ,  $t_1$ , y la inercia del sistema  $H_T$ . Como primer punto se tratará el filtrado de las mediciones realizadas. Con el objetivo de filtrar el ruido de medida de forma efectiva se procedió a realizar un filtrado en dos etapas.

En una primera etapa se modeló un filtro pasabajos pasivo (frecuencia de corte a determinar) con el objetivo de filtrar el ruido de alta frecuencia, tratando de no afectar la señal medida. Como filtrado de segunda etapa se realizó un promediado de varias muestras alrededor del punto de interés. Más adelante se entrará en detalle del funcionamiento y ventajas producidas por la segunda etapa de filtrado. En lo que sigue nos enfocaremos en determinar la frecuencia de corte en la primera etapa del filtrado.

### 5.2.1. Frecuencia de corte del filtro pasabajos

Tal como se adelantó, se filtró el ruido de la frecuencia con un filtro pasabajos de primer orden, de la forma  $F(s) = \frac{1}{T_{fil}s+1}$ , representado según la figura 5.2.

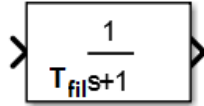


Figura 5.2: Filtro pasabajos de primer orden, con condición inicial.

El parámetro  $T_{fil} = \frac{1}{f_{fil}}$ , siendo  $f_{fil}$  la frecuencia de corte del filtro. Para determinar la misma se procederá a estudiar con mayor detalle el espectro de frecuencias de las señales de interés. Básicamente en las medidas de frecuencia existen dos señales superpuestas: la proveniente de la simulación de frecuencia y el ruido adicionado. Como es habitual se buscará una frecuencia de corte que filtre la mayor cantidad de ruido, sin deformar la señal que se busca estudiar.

Para ello analizaremos el espectro de frecuencias de las dos señales. Se tomará como referencia el caso 5, anteriormente analizado, puntualmente se trabajará con la frecuencia del bus 37

del sistema de estudio (conexión del generador 8). La elección se debe a que el bus 37 es la barra de medición en donde existe mayor variación de frecuencia durante la perturbación (cercanía a la falta). En la figura 5.3 se aprecia la variación de la frecuencia, para los casos con y sin ruido adicionado. La frecuencia de corte seleccionada para el filtro deberá ser tal que la señal resultante mantenga la forma de onda que la caracteriza durante la falta (momento de mayor variación de la frecuencia).

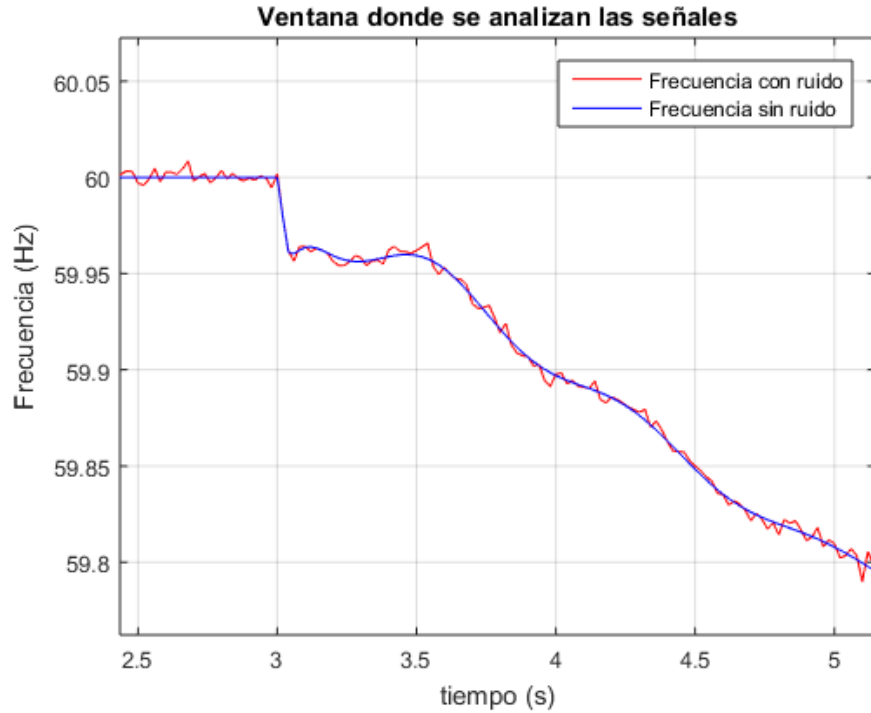


Figura 5.3: Frecuencia bus 37, caso 5.

En lo que sigue se analiza la mencionada señal, durante una ventana de tiempo comprendida entre los 2 y 16 segundos de simulación. Como herramienta para obtener la transformada de Fourier de la señal se utilizaron las funciones `fft()` y `fftshift()` de Matlab. Considerando únicamente la medida frecuencia proveniente de la simulación (sin ruido), se puede esperar que presente un alto componente de continua. Esto se aprecia en la figura 5.4, donde se muestra la transformada de Fourier (eje simétrico).

En la misma se observa lo esperado, el mayor espectro de la señal se encuentra en continua (0Hz), teniendo componentes de frecuencia tangibles hasta los 10Hz a 15Hz. Por consiguiente se entiende que para no afectar la señal a medir la frecuencia de corte del filtro debería superar ese rango, sin considerar el margen que se debe dejar en estos casos (un filtro pasabajos deforma la señal varios Hz antes de su frecuencia de corte).

En lo que respecta al ruido, se modeló un ruido blanco con componente de frecuencias hasta los 50Hz. La amplitud del ruido fue tal que deformara la señal visiblemente en las simulaciones.

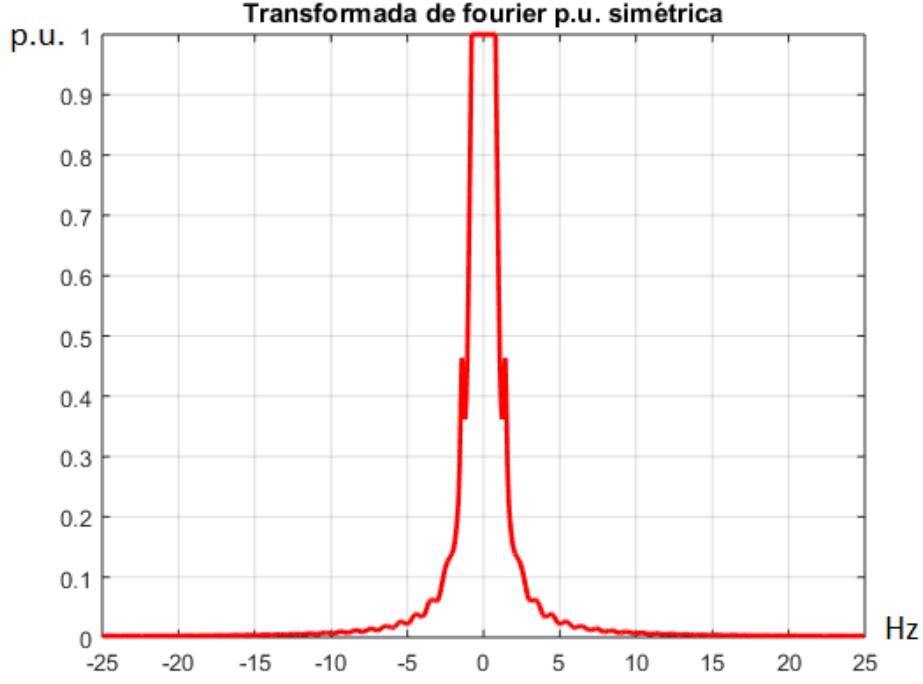


Figura 5.4: Transformada de Fourier de la señal de frecuencia sin ruido. Valores por unidad.

Teniendo esto en cuenta, lo mejor que puede lograr un filtro pasabajos de primer orden será filtrar las frecuencias del ruido superiores a la cota establecida para no deformar la señal de frecuencia del bus que se plantea obtener. Con lo anterior resulta lógico entonces fijar inicialmente el valor de la frecuencia del corte del filtro en  $f_{fil} = 20Hz$ . En la figura 5.5 se muestra el espectro de frecuencias de la señal sin ruido, del ruido y la frecuencia de corte del filtro mencionada.

De la figura 5.5 se desprende que el valor seleccionado para el filtro resulta correcto en una fase inicial, ya que logra filtrar parte de la señal de ruido sin deformar la señal de frecuencia. A su vez el retardo introducido por un filtro con esta frecuencia de corte correspondería a  $T_{fil} = \frac{1}{f_{fil}} = 50ms$ , valor admisible para el rango de tiempos en los que se está trabajando. Durante la etapa de análisis de casos para el nuevo método implementado se partirá de un filtro con esta frecuencia de corte y se analizará en detalle para un caso individual el efecto producido al variar el mismo en las señales a analizar y en los resultados.

En lo que sigue se procederá a detallar el proceso para implementar la obtención del tiempo de falta  $t_{falta}$ , así como el tiempo de comienzo del intervalo de integración  $t_1$ .

### 5.2.2. Cálculo del tiempo de falta

Como se mencionó al comienzo de este capítulo, el método utilizado en sistemas con modelo de carga PQ para obtener el tiempo en el que se produce la perturbación  $t_{falta}$  ya no es



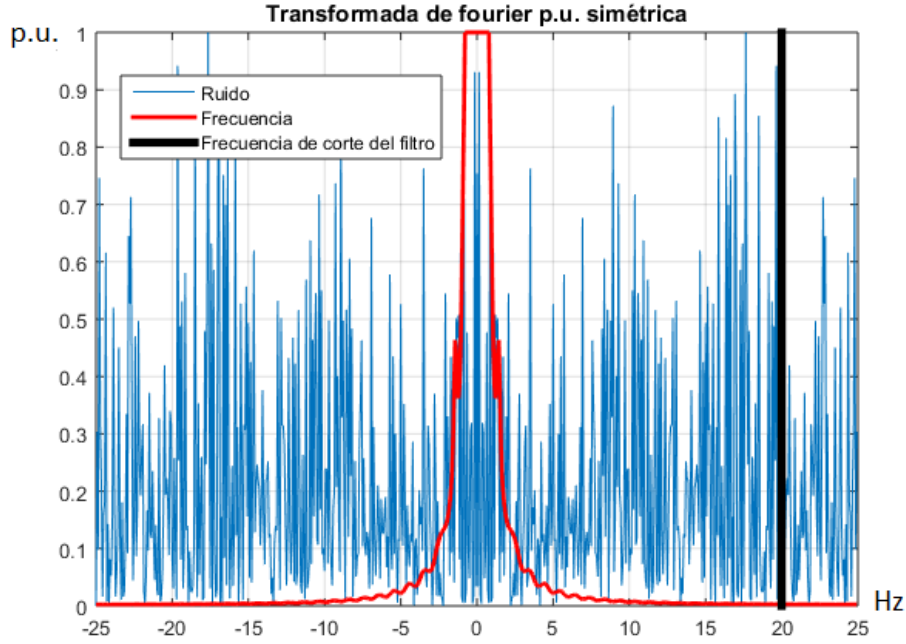


Figura 5.5: Transformada de Fourier, señal de frecuencia y señal de ruido.

válido. La explicación parte de que la variación de potencia durante la perturbación  $\Delta P$  deja de ser de la forma escalón para modelo de carga ZIP. Al dejarse de cumplir esta propiedad no puede garantizarse que la pendiente de la frecuencia del centro de inercia del sistema tenga un comportamiento lineal. En consecuencia se desarrollará un método para la obtención de  $t_{falta}$  en donde se espera un comportamiento oscilatorio de la frecuencia. Un ejemplo de lo esperado puede verse en la figura 5.6.

Como se aprecia en esta situación no es posible definir una pendiente única en el período post falta, dejando sin efecto el método empleado hasta el momento. Recordemos que el mismo consiste en la implementación de un algoritmo de optimización a lo largo de una ventana móvil, obteniendo para cada ventana en estudio una aproximación lineal. Cuando se trabajaba con carga PQ era factible suponer que las aproximaciones lineales de las distintas ventanas en el período post falta (primeros segundos al menos) serían similares, basado en el comportamiento lineal de la frecuencia del centro de inercia. En esta nueva situación se procede con dos cambios importantes:

- son conocidos los valores  $\frac{H_m}{H_T}$ ,
- para cada ventana móvil de trabajo, se almacena el error  $L^*(t_0)$ .

El primer punto resta dimensiones al problema de optimización presentado en secciones anteriores. Es más, convierte al mismo en un problema de mínimos cuadrados con solución determinada. En esta situación es posible calcular tanto la solución al problema como el error

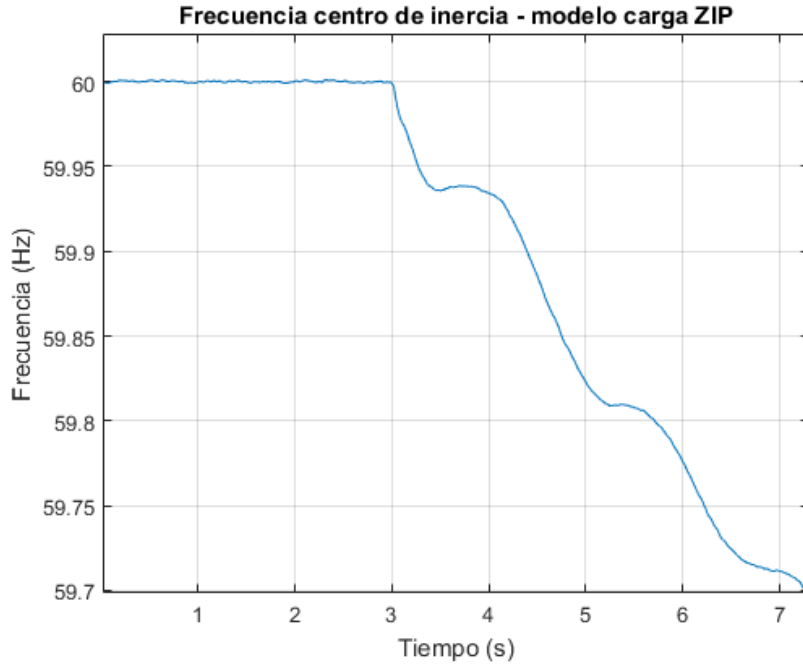


Figura 5.6: Frecuencia del centro de inercia durante perturbación. Modelo de carga ZIP.

sin necesidad de algoritmos de optimización. Es decir, la solución de mínimos cuadrados es de la forma:

$$Y = VU. \quad (5.12)$$

Donde  $Y$ ,  $Y \in R^N$ , corresponde a las muestras de frecuencia del centro de inercia,

$$Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_N \end{bmatrix}, \quad (5.13)$$

y la matriz  $V$ ,  $V \in R^{N \times 2}$ , es de la forma:

$$V = \begin{bmatrix} 1 & x_1 \\ 1 & x_2 \\ \vdots & \vdots \\ 1 & x_N \end{bmatrix}. \quad (5.14)$$

Siendo  $x_n$  las muestras de tiempo de la simulación correspondiente a la frecuencia y  $U$ ,  $U \in R^2$ :

$$U = \begin{bmatrix} b \\ a \end{bmatrix}. \quad (5.15)$$

Donde:

- $b$  es el término independiente a determinar de la aproximación lineal,
- $a$  es la pendiente a determinar.

Es entonces que para cada ventana móvil se tiene su aproximación lineal y su error cuadrático (al que seguiremos llamando  $L^*(t_0)$ ) respecto a las medidas de frecuencia del centro de inercia. La implementación del nuevo método para la estimación de  $t_{falta}$  se basa en que el error de mínimos cuadrados variará con cada ventana móvil, siendo mínimo cuando el sistema se encuentra en régimen y su frecuencia estable, e incrementándose durante el período de perturbación. Esto equivale a decir que durante el régimen pre falta la frecuencia puede aproximarse linealmente con mayor veracidad que en el período pos falta.

Esta asunción es natural si consideramos la programación del algoritmo de ventana móvil y el comportamiento esperable de la frecuencia del centro de inercia. En la figura 5.7 se ejemplifican tres posiciones de la ventana móvil durante la simulación. En la primera ( $V_1$ ) la totalidad de la ventana móvil se encuentra dentro de la etapa de régimen pre falta de la simulación. Es factible aproximar linealmente la frecuencia, por lo que su error de mínimos cuadrados ( $e_1$ ) es pequeño. La segunda ventana ( $V_2$ ) se encuentra con el centro en  $t = t_{falta}$ . Mitad de las medidas tomadas para aproximar linealmente la frecuencia corresponden al estado de régimen y mitad al estado post perturbación. La variación de frecuencia en este punto de inflexión es notoria, por lo que no es posible realizar una aproximación lineal fidedigna. En esta situación el error ( $e_2$ ) de mínimos cuadrados es grande. La tercer ventana ( $V_3$ ) comprende en su totalidad el período post perturbación, donde se espera un comportamiento oscilatorio. Por consiguiente al aproximar por mínimos cuadrados a una recta se vuelve a incurrir en un error ( $e_3$ ) mayor al del período de régimen. No obstante lo anterior  $e_3 < e_2$ , dado que en un sistema que no presenta oscilaciones significativas luego de una perturbación, la mayor variación de frecuencia se espera sea dada por la falta en cuestión. De esta forma  $e_2$  será mayor al error de cualquier otra ventana móvil diferente a  $V_2$ . Por consiguiente, una vez determinado el error máximo, queda definida la ventana  $V_2$  y con ello  $t_{falta}$  (Tiempo medio de la ventana  $V_2$ ).

Esta asunción se comprueba en la mayoría de los casos estudiados. En casos extremos dónde se produce una falta de gran porte, la inercia del sistema es baja y la frecuencia del centro de inercia presenta un carácter oscilatorio levemente amortiguado, existen situaciones donde el error cuadrático medio en una ventana móvil distinta a  $V_2$  puede ser mayor que  $e_2$ . Cabe destacar que en campo este tipo de casos produciría la actuación de protecciones, sacando de servicio parte del sistema eléctrico y dejando de ser un caso de interés para este tipo de estudios. No obstante lo anterior, con el objetivo de hacer robusto el algoritmo desarrollado para la obtención de  $t_{falta}$ , se estudió para el conjunto de ventanas móviles  $V_i$ , el comportamiento que presentan las pendientes de las aproximaciones lineales  $a^*(t_0)$  cuando la respuesta de la frecuencia del centro de inercia es sub-amortiguada. En la figura 5.8 se muestra un ejemplo del valor de las mencionadas pendientes para una frecuencia oscilatoria.

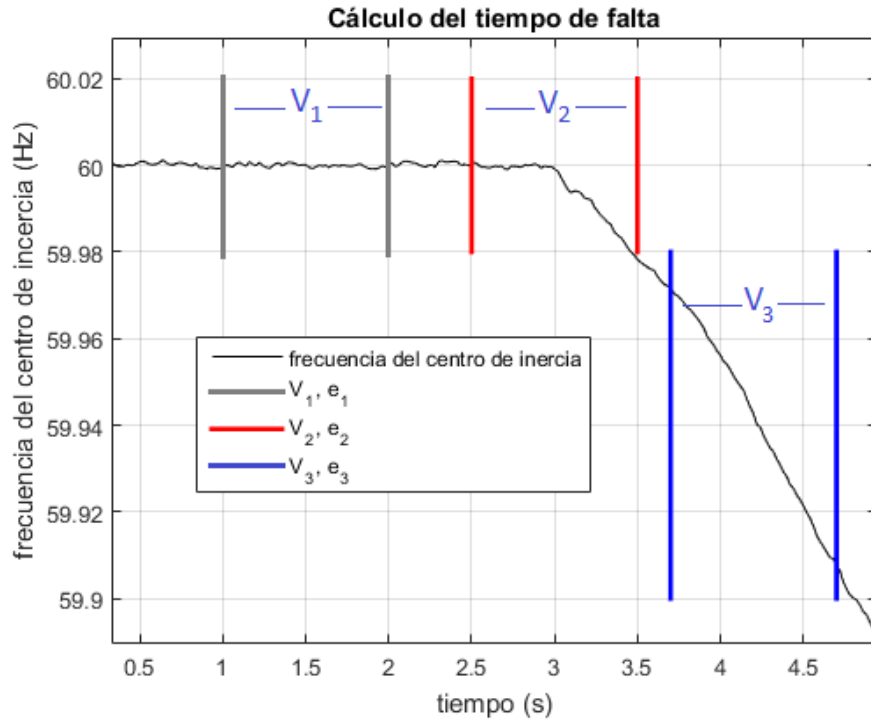


Figura 5.7: Frecuencia esperable del centro de inercia - Algoritmo de ventanas móviles.

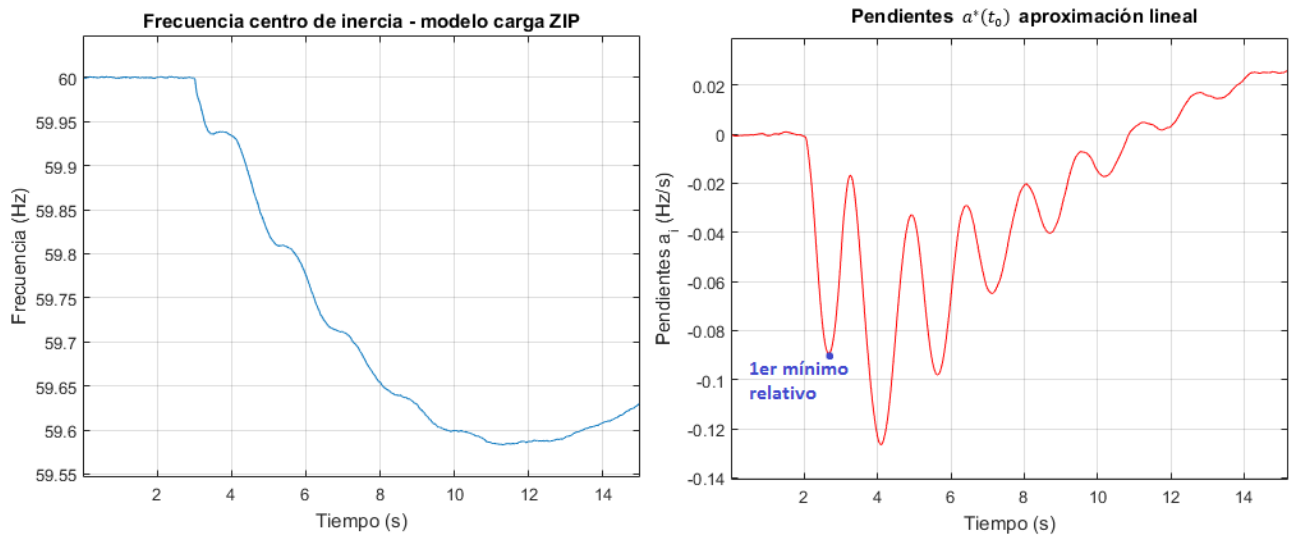


Figura 5.8: Pendientes  $a^*(t_0)$  de aproximación lineal, frecuencia del centro de inercia caso oscilatorio.

Como se aprecia las aproximaciones lineales  $a^*(t_0)$  son relativamente constantes durante el estado de régimen pre falta de la frecuencia. Posterior a la aplicación de la falta (3 segundos) su valor baja hasta alcanzar un mínimo relativo. Luego, debido a las oscilaciones de la frecuencia, las aproximaciones  $a^*(t_0)$  también comienzan a oscilar, alcanzando mínimos incluso mayores al primer mínimo relativo encontrado. Analizando este comportamiento es posible mejorar la me-

metodología para lograr un funcionamiento correcto aún en casos oscilatorios. Cabe mencionar que la duración de la ventana móvil (NT) elegida influye en este punto, y variaciones en la misma pueden llegar a filtrar las oscilaciones vistas.

Básicamente entendiendo que el instante  $t_{falta}$  se encuentra en el intervalo anterior al primer mínimo relativo de las aproximaciones  $a^*(t_0)$ , se ajusta el algoritmo de estimación de  $t_{falta}$  para realizar la búsqueda iterativa del error máximo hasta la ventana móvil que corresponde al primer mínimo relativo de las pendientes  $a^*(t_0)$ , descartando la información para valores de tiempo superiores. Esto equivale a decir que el algoritmo detecta cuando se produce una oscilación en la frecuencia del centro de inercia y se queda con los datos útiles para realizar el cálculo de  $t_{falta}$ . En la figura 5.9 se ilustra el proceso.

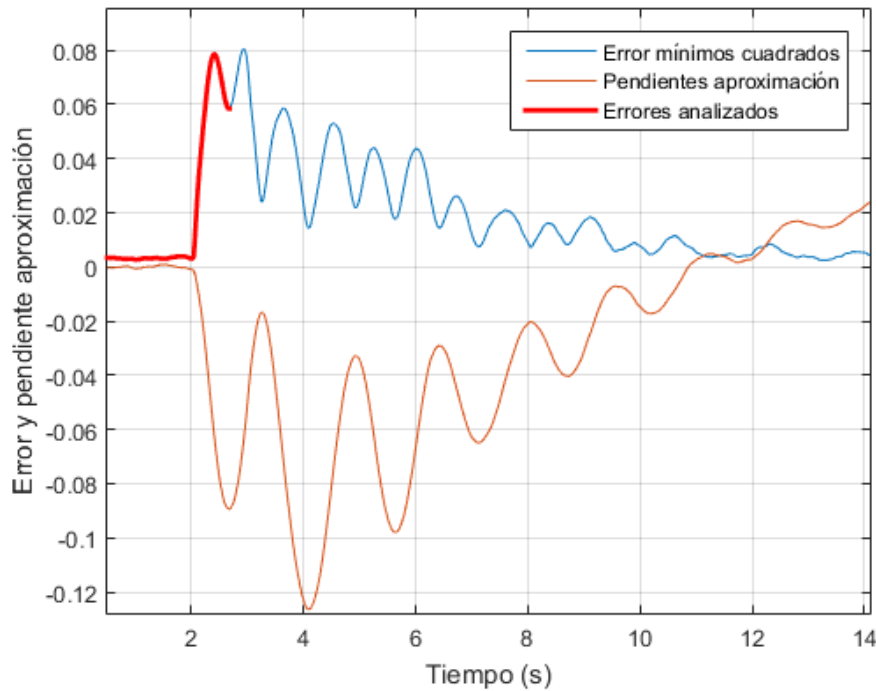


Figura 5.9: Pendientes  $a^*(t_0)$  de aproximación lineal,  $L^*(t_0)$ , rango de errores analizados.

### Cálculo comienzo de intervalo de integración

Con el objetivo de calcular la inercia del sistema trabajando con modelos de carga ZIP, se llegó a la ecuación:

$$H_T = \frac{\omega_0}{2(\omega_G(t_1 + t_W) - \omega_G(t_1))} \int_{t_1}^{t_1 + t_W} \Delta P(\sigma) d\sigma. \quad (5.16)$$

Donde  $t_{falta} \leq t_1 < t_{falta} + \tau$  y  $t_W = 1s$  (ancho de la ventana de integración).

---

Dado que en campo será muy difícil determinar el valor de  $\tau$ , se entiende que el resultado será más preciso para valores  $t_1$  cercanos a  $t_{falta}$ . Desde el punto de la exactitud de la fórmula deducida la situación óptima sería  $t_1 = t_{falta}$ . No obstante lo anterior se entiende que las medidas de frecuencia serán tomadas en los buses cercanos a donde existe generación. En estos casos se está midiendo de forma indirecta la variación del ángulo de los rotores de las máquinas. Midiendo frecuencias en buses existirá una discontinuidad en el instante posterior a la falta, donde las ecuaciones del flujo de carga tendrán valores distintos en  $t_{falta}-$  y en  $t_{falta}+$ . Esta discontinuidad provocará errores de medida durante los primeros instantes posteriores a la perturbación. Por lo que no es conveniente usar estos datos para realizar un cálculo certero de la inercia. Por consiguiente se optó por dejar un margen (en primera instancia arbitrario) de 200ms luego de la falta para definir  $t_1$ .

Cabe destacar que el error en la medida mencionado en el párrafo anterior existe tanto en las simulaciones, como en campo. En este último se tiene que el cálculo de los medidores de frecuencia no garantizan una medida certera durante transitorios.

Se define entonces  $t_1 = t_{falta} + 200ms$ . Más adelante se evaluará, para los nuevos casos a analizar, la incidencia en el error al calcular la inercia a partir del margen elegido en el valor de  $t_1$ .

### 5.2.3. Cálculo frecuencia del centro de inercia

De la ecuación (5.7) (obtención de inercia para sistemas con modelos de carga ZIP) se determinó (o eligió) el procedimiento para el cálculo de los siguientes parámetros:

- $t_1$ : definida a partir de  $t_{falta}$ . Este último estimado mediante algoritmo en base a mediciones de variación de frecuencia,
- $t_W$ : ventana de duración elegida de 1 segundo,
- $\Delta P$ : a partir de la ecuación (3.8) y obteniendo tanto  $\Delta P_{carga}$  como  $\Delta P_{generacion}$  a partir de datos de la simulación.

Resta entonces determinar con la mayor exactitud posible:

- $\omega_G(t_1)$ ,
- $\omega_G(t_1 + t_W)$ .

Como se analizó anteriormente el resultado del cálculo de la inercia del sistema es sensible a la exactitud de los valores obtenidos de la frecuencia del centro de inercia. De las medidas de frecuencia solo se usan en la fórmula dos puntos (en la figura 5.10 se representan los mismos), a diferencia del método desarrollado en el caso de cargas PQ. En este caso el resto de las medidas no son utilizadas. Se entiende que es posible valerse de esta información para mejorar la exactitud de las medidas.

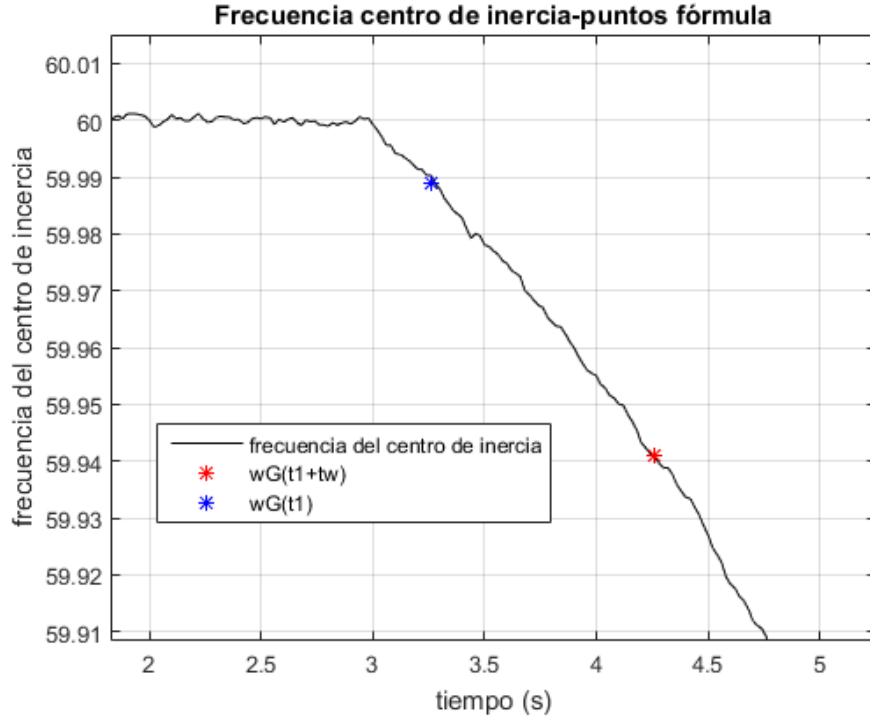


Figura 5.10: Frecuencia del centro de inercia - puntos utilizados para el cálculo de la inercia.

Con este fin se llevaron a cabo dos acciones concretas. La primer acción consistió en un filtro pasabajos de primer orden (frecuencia de corte fijada según análisis de Fourier previamente desarrollado). Entendiendo que el filtro utilizado es útil para filtrar únicamente ruido de alta frecuencia y que la señal filtrada aún contendrá ruido, se procedió a realizar un segundo filtrado.

Para ello se determinó que tanto el valor de  $\omega_G(t_1)$  como el de  $\omega_G(t_1 + t_W)$  utilizados en el cálculo de inercia, estarán compuestos por un promedio de puntos aledaños. Concretamente para  $\omega_G(t_1)$  y  $\omega_G(t_1 + t_W)$  se tomarán:

- el valor puntual de  $\omega_G(t_1)$  ó  $\omega_G(t_1 + t_W)$ ,
- tres muestras anteriores y tres muestras posteriores:
  - $\omega_G(t_1) = \sum_{z=-3}^3 \omega_G(t_1 + zT)$ ,
  - $\omega_G(t_1 + t_W) = \sum_{z=-3}^3 \omega_G(t_1 + t_W + zT)$ .

Para el caso en estudio, con un período de muestreo de 20ms, lo anterior implica promediar el comportamiento de 120ms de medida en cada valor a utilizar en la fórmula.

Este método resultó ser efectivo en los casos analizados, permitiendo un resultado uniforme independientemente del ruido introducido. En una sección posterior se evaluará el desempeño y se realizarán comparaciones que evidencien el efecto de introducir una segunda etapa de filtrado.

# Casos delta potencia activa no constante - sistema

---

En el capítulo anterior se evaluaron las diferencias en el comportamiento de un sistema en donde  $\Delta P$  no es constante. A partir de ello se desarrolló un método para la obtención del tiempo  $t_{falta}$  y estimar la inercia del sistema. Fueron definidos parámetros como  $t_1$  o la frecuencia de corte del filtro pasabajos, y se establecieron cuidados adicionales para obtener de forma certera los valores de frecuencia del centro de inercia en los tiempos  $t_1$  y  $t_1 + t_W$ .

Con el objetivo de mostrar el funcionamiento del método implementado se analizaron casos representativos. En lo que sigue se detallarán los mismos:

- caso 6: modelo de cargas ZIP. Sistema con controles primarios de frecuencia. Las medidas de frecuencia serán tomadas a partir del ángulo de los rotores de los generadores. Se simulará la desconexión de 250 MW de generación (generador 10). Se analizaran dos subcasos:
  - 6A: medidas sin ruido adicionado,
  - 6B: medidas con ruido adicionado.
- Caso 7: modelo de cargas ZIP. Sistema con controles primarios de frecuencia. Las medidas de frecuencia serán las frecuencias calculadas por el software en los buses donde hay generación. Se simulará la desconexión de 250 MW de generación (generador 10). Se analizaran dos subcasos:
  - 7A: medidas sin ruido adicionado,
  - 7B: medidas con ruido adicionado.

Al igual que para los casos con modelo de carga PQ, en todo momento se trabajará considerando un sistema completo. Es decir, se contará con información de la totalidad del sistema y se considerará al mismo como una unidad, sin interconexiones con el exterior. Más adelante se analizará el caso de un subsistema, donde al sistema en estudio tendrá líneas de interconexión con el exterior. En el cuadro 6.1 se realiza un resumen de los casos a analizar.



Tabla 6.1: Resumen casos a analizar.

	Caso 6A	Caso 6B	Caso 7A	Caso 7B
Aplicación de técnica	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema
Modelo de carga	ZIP	ZIP	ZIP	ZIP
Controles primarios	Si	Si	Si	Si
Fuente medición	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10
Ruido adicionado	No	Si	No	Si

A continuación se procede a evaluar los casos mencionados.

## 6.1 Caso 6

Las características principales del caso 6 son:

- estudio de sistema completo,
- modelos de carga ZIP,
- medidas de frecuencia a partir del ángulo de los rotores de los generadores,
- simulación de desconexión a los 3 segundos del generador 10 (250MW),
- subcasos:
  - 6A: medidas sin ruido adicionado,
  - 6B: medidas con ruido adicionado.

Para cada uno de estos subcasos, se correrá el algoritmo que estima el tiempo de falta y la inercia del sistema.

### 6.1.1. Subcaso 6A

Tal como se realizó en los casos anteriores, los resultados de la simulación fueron exportados a Matlab, donde se corrió el algoritmo implementado. En primera instancia se calcularon los valores  $a^*(t_0)$  y  $b^*(t_0)$ , así como su error  $L^*(t_0)$ . En la figura 6.1 se muestran graficados  $a^*(t_0)$  y  $L^*(t_0)$  a lo largo del tiempo de simulación.

Dada la ausencia de ruido en los datos de medida puede apreciar como el error en el cálculo de la aproximación lineal es nulo cuando la frecuencia se encuentra en régimen (anterior a los 3 segundos). Por su parte se observa como las pendientes  $a_i$  alcanzan su mínimo cercano a los 5 segundos de simulación. En este caso el primer mínimo relativo y el mínimo absoluto son los

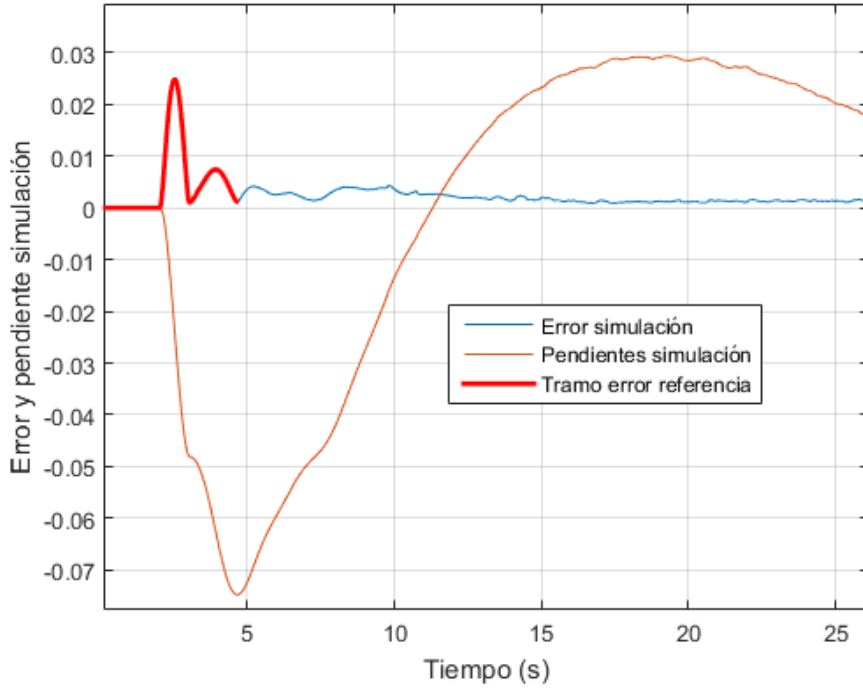


Figura 6.1: Valores  $a^*(t_0)$  y  $L^*(t_0)$  para las distintas ventanas móviles. Caso 6A.

misimos, dado que la frecuencia del centro de inercia no presenta oscilaciones de consideración luego de perturbación (ver figura 6.2).

De acuerdo a lo implementado, se analiza el error de mínimos cuadrados únicamente en el tramo comprendido entre el estado de régimen y el primer mínimo relativo. En la figura 6.1 corresponde al tramo de mayor grosor, referido como "tramo error referencia". Posterior a los cálculos detallados, el algoritmo busca el máximo valor de error dentro del rango determinado, siendo en este caso el error correspondiente a la ventana móvil con comienzo  $t_0^* = 2,54s$  y final  $3.54s$ . Según lo analizado previamente el tiempo de falta corresponde al valor del punto medio de esta ventana, es decir  $t_{falta} = 3,04s$ , valor muy cercano al real.

Habiendo calculado el valor de  $\Delta P$  a partir de la integral  $\int_{t_1}^{t_1+t_w} \Delta P(\sigma) d\sigma$  y  $\omega_G(t_1)$ ,  $\omega_G(t_1 + t_w)$  según el método de promedios establecido, se determina el valor de inercia del sistema.

En este caso el valor de la inercia corresponde a  $740.21s$ . Prácticamente idéntico al valor teórico esperado de  $740.7s$ , demostrando el correcto funcionamiento del método implementado.

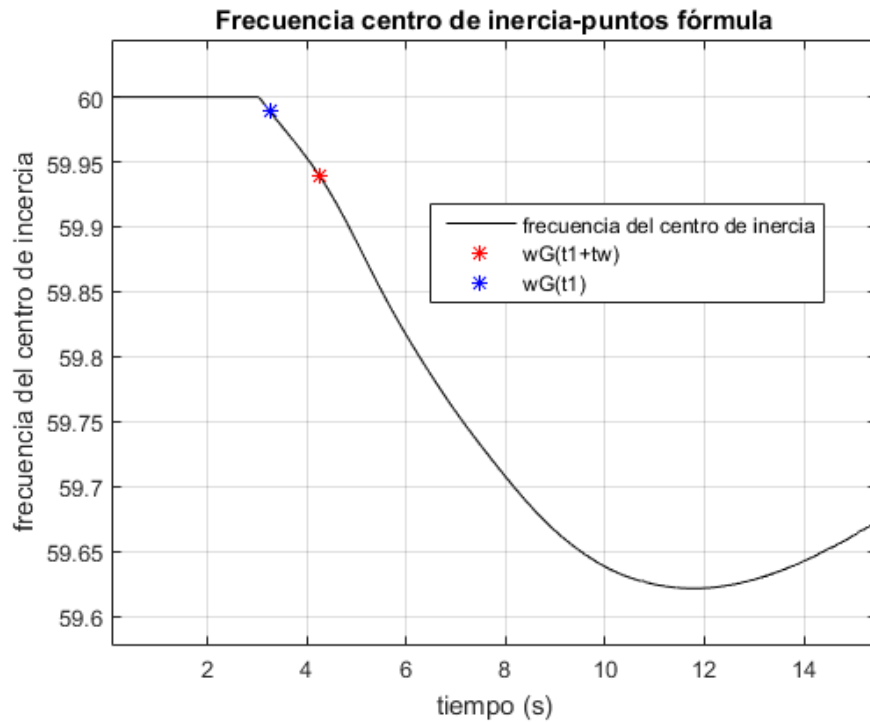


Figura 6.2: Frecuencia del centro de inercia - caso 6A.

### 6.1.2. Subcaso 6B

Considerando que las señales de frecuencia con las que se trabaja tienen presencia de ruido, implementando nuevamente la metodología se tienen las gráficas de la figura 6.3:

Como se aprecia el comportamiento es muy similar al caso 6A. La presencia de ruido (ya filtrado) genera el rizado visible en las gráficas. Para este caso los resultados de interés corresponden a:

- $t_{falta} = 3,04s$ ,
- inercia del sistema  $H_T = 740,58s$ .

Nuevamente valores muy cercanos a los esperados, probando que en este caso el filtrado de ruido y demás hipótesis utilizadas fueron exitosas.

## 6.2 Caso 7

Para este nuevo caso se modifica el origen de los datos de frecuencia. En el caso 6 se obtuvo la frecuencia en cada punto de medida a partir del ángulo de los rotores de los generadores. Aquí

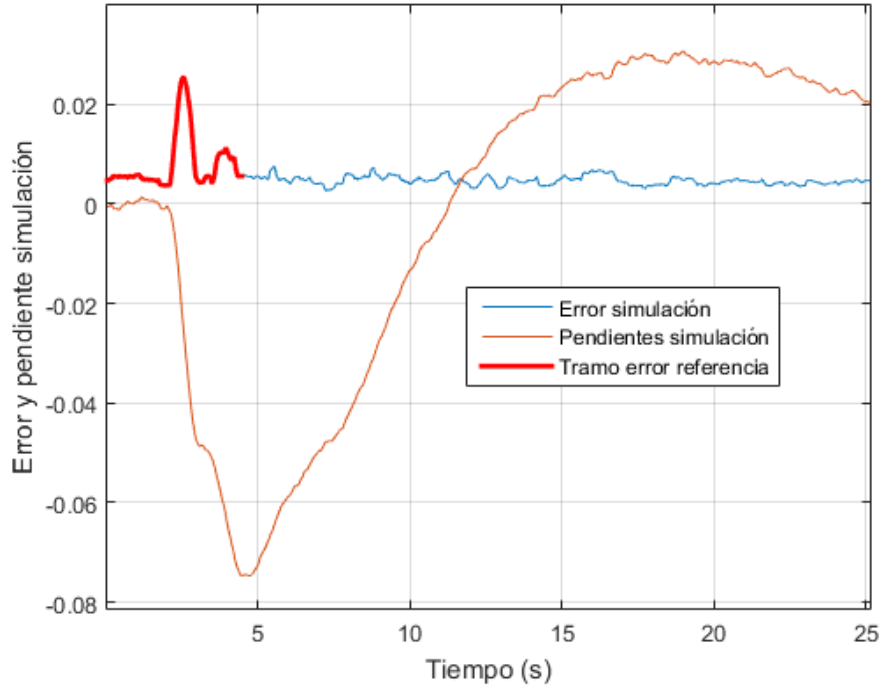


Figura 6.3: Valores  $a^*(t_0)$  y  $L^*(t_0)$  para las distintas ventanas móviles. Caso 6B.

(al igual que en los casos 4 y 5) se trabajará con los datos de frecuencia de los buses cercanos a generación. Como se explicó en su momento esto corresponde a una medida indirecta de la frecuencia en cada punto de generación. Si bien se espera que este cambio agregue error en el cálculo de la frecuencia, será el método utilizado en campo.

### 6.2.1. Subcaso 7A

Luego de procesar los datos los datos y correr el algoritmo implementado, se tiene:

- $t_{falta} = 3,02s$ ,
- inercia del sistema  $H_T = 770,81s$ .

Como se supuso, en este caso el error en el cálculo de la inercia fue superior, pasando del 0.066 % en el caso 6A al -4.07 % en el caso 7A. Un error que se considera admisible y mantiene los porcentajes de error encontrados para el sistema modelado con cargas PQ. Por su parte el tiempo de falta fue estimado correctamente.

El comportamiento de las pendientes  $a^*(t_0)$  y errores  $L^*(t_0)$  no presenta cambios con respecto al caso 6A.

#### 6.2.2. Subcaso 7B

Agregando ruido a las señales de estudio, los resultados no varían significativamente con los del caso 7A:

- $t_{falta} = 3,04s$ ,
- inercia del sistema  $H_T = 770,08s$ ,
- $\epsilon_{H_T} = -3,97\%$ .

Se entiende entonces que nuevamente las etapas de filtrado de ruido elaboradas funcionaron correctamente. En lo que sigue, tomando como ejemplo resultados puntuales de los casos mencionados, se analizará que tan asertivos resultamos al determinar los siguientes valores:

- frecuencia de corte del filtro pasa bajos: seleccionada según estudio de Fourier realizado en 20HZ,
- definición de  $t_1$ : se optó por considerar  $t_1 = t_{falta} + 200ms$ ,
- promediado de medidas de frecuencia: se implementó un segundo filtrado a las medidas de frecuencia del centro de inercia. Para ello se promedian el valor puntual, tres muestras anteriores y tres muestras posteriores.

### 6.3 Frecuencia de corte de filtro pasabajos

Dada la presencia de ruido en las señales a medir y la sensibilidad que presenta el método al mismo, se determinó la inserción de un filtro pasabajos de frecuencia de corte 20Hz. La determinación de la frecuencia de corte se efectuó según el estudio de Fourier presentado en el capítulo anterior. La misma es crucial para filtrar la mayor cantidad de ruido sin deformar la señal original. Debido a que el ruido simulado tiene componentes en todas las frecuencias, este filtro no será capaz de erradicarlo en su totalidad. Resta determinar que tan acertada fue la frecuencia seleccionada en los casos en estudio. Para ello se analizará el efecto de diferentes frecuencias de corte tomando como base el caso 7B.

Con el mencionado objetivo se simuló el caso variando la frecuencia de corte de los filtros entre los valores:

- 2Hz,
- 5Hz,
- 10Hz,
- 20Hz.

De una revisión realizada en las barras del sistema se desprende que para la simulación a estudiar, la mayor variación de frecuencia se da en el bus 37. Como se mencionó, será la que presente más variedad de componentes de frecuencia, siendo la que tiene mayor riesgo de ser filtrada ante una mala asignación de la frecuencia del corte de los filtros pasabajos. En lo que sigue se trabajará únicamente con los valores de frecuencia y ruido del bus 37. La figura 6.4 muestra la salida del filtro pasabajos en el bus de referencia, para las cuatro frecuencias de corte estudiadas y las compara contra la señal original sin ruido.

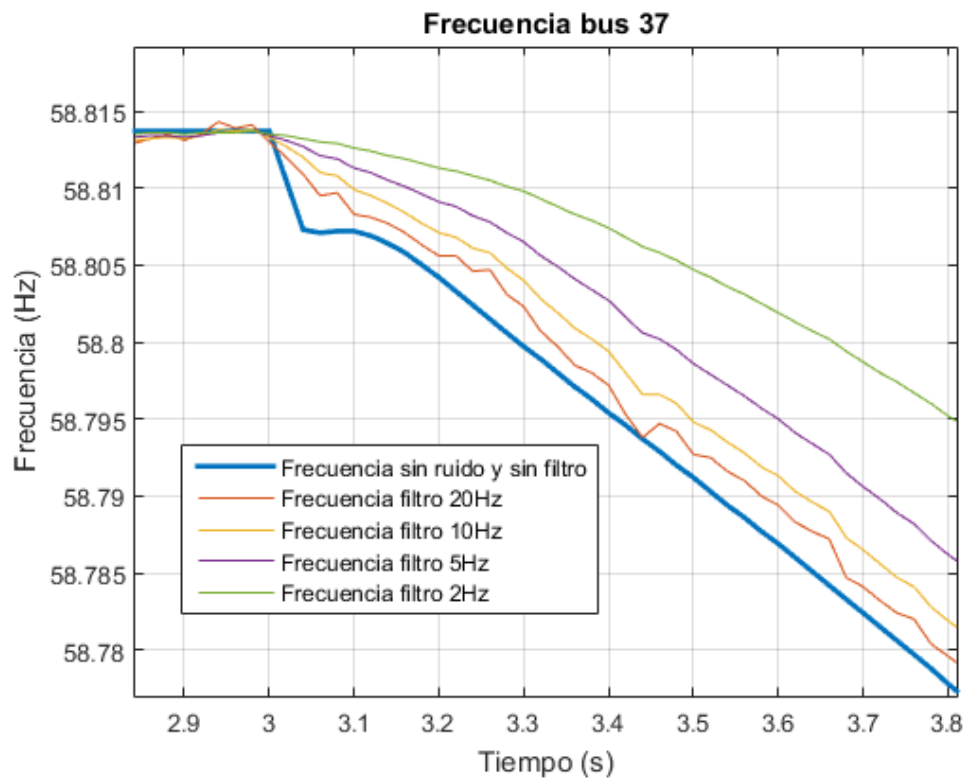


Figura 6.4: Salida de filtro para distintas frecuencias de corte vs señal original sin ruido.

Como se aprecia, existe una gran variación de la frecuencia del bus 37 para los distintos valores de filtro seleccionado. Las salidas correspondientes a frecuencia de corte de 2Hz y 5Hz se apartan notoriamente del comportamiento de la señal original. Lo mismo sucede en menor medida eligiendo el corte en 10Hz. Básicamente estas configuraciones de filtrado no reproducen el comportamiento de la frecuencia del bus en estudio durante la perturbación. A su vez el retardo que implica su utilización provoca una variación en el comportamiento de la frecuencia segundos después de aplicada la perturbación (offset notoriamente presente para cortes en 2Hz y 5Hz).

Eligiendo la frecuencia de corte en 20Hz, se puede observar mayor presencia de ruido en la señal resultante que en los otros casos. No obstante esto, el mencionado filtro representa en mejor medida el comportamiento de la frecuencia durante el transitorio y en buena medida el comportamiento posterior a la falta. Cabe destacar que es de vital importancia representar el comportamiento de la frecuencia a los pocos cientos de milisegundos luego de la perturbación,

ya que serán estos los valores utilizados para el cálculo de la inercia del sistema. A su vez se entiende que debido a las características del ruido (aleatorio en todo el rango de frecuencias), la frecuencia del centro de inercia presentará menor ruido que cada una de las medidas de frecuencia independientes y su variación transitoria será menor a la presente en el bus 37 (mayor variación de todas las medidas obtenidas).

Dado lo analizado se entiende que es conveniente filtrar las señales de frecuencia ruidosas obtenidas con un filtro pasabajos fijado a 20Hz. Esta elección filtra gran parte del ruido de medida y no deforma significativamente la señal original para los usos buscados.

## 6.4 Variación del parámetro $t_1$

Otras de las asunciones realizadas en la implementación de la metodología para casos donde  $\Delta P$  no es constante consistió en la definición del valor de tiempo donde se comienza la integración. Se definió  $t_1 = t_{falta} + 200ms$ .

Básicamente la decisión se basó en la incapacidad de medir de forma certera la frecuencia de los buses en los instantes posteriores a la aplicación de la perturbación. Es decir, observando la simulación aparece una discontinuidad en el ángulo de las barras de no-generación durante la falta, lo cual afecta el cálculo de la frecuencia, teniendo como consecuencia que las medidas de frecuencia calculadas no sean representativas. Por consiguiente se entiende que es necesario trabajar alejado de los primeros instantes posteriores a la falta.

A su vez, la ecuación (5.7) para la obtención de la inercia del sistema es válida para  $t_1 \ll \tau$ , siendo  $\tau = \frac{2H_T}{K_T^D}$ , dependiente de parámetros del sistema, que no estarán disponibles en situaciones reales. Por ende se concluye que  $t_1$  debe ser el menor tiempo posible que garantice estar lo suficientemente alejado de  $t_{falta}$  como para que las medidas de frecuencia sean consideradas válidas.

En primera instancia, se mostrará mediante simulaciones como la fórmula para la obtención de la inercia deja de ser válida para valores altos de  $t_1$ . Recordemos que la fórmula obtenida parte de la convolución:

$$\omega_G(t) = h(t) * \Delta P(t). \quad (6.1)$$

Donde  $h(t)$  corresponde a la respuesta a impulso:

$$h(t) = \mathcal{L}^{-1} \left[ \frac{\omega_0}{2H_T s + K_T^D} \right] = \frac{\omega_0}{2H_T} e^{-\frac{t}{\tau}}. \quad (6.2)$$

Asumiendo  $t_1 \ll \tau$  la exponencial de la ecuación puede aproximarse a  $e^{\frac{t}{\tau}} \approx 1$  y a partir

de ello se llega a la fórmula obtenida. Si esta hipótesis se levanta se entiende que el término exponencial comenzará a entrar en efecto y el algoritmo implementado para la obtención de la inercia presentará un error exponencial en el tiempo.

Con este objetivo se trabaja con el caso 6A. Particularmente aquí la frecuencia es tomada a partir de derivar los ángulos de los rotores de los generadores. En este caso la mencionada discontinuidad no existirá (caso buses), por lo que teóricamente es posible tomar  $t_1 = t_{falta}$  sin adentrarnos en errores de medida. En esta situación se realizarán simulaciones, variando el tiempo de comienzo de integración. Según lo exployado se espera ver que el error en el cálculo de la inercia del sistema aumente a medida que aumenta  $t_1$ .

En la figura 6.5 se grafica el error relativo en el cálculo de la inercia para los distintos valores de  $t_1$ , entre  $t_{falta} \leq t_1 \leq 5s$ . Se realizaron las simulaciones necesarias para iterar el valor cada a 20ms. Puede apreciarse lo teóricamente esperado, en este caso el error en el cálculo mediante el método implementado es bajo para valores de  $t_1 < 3,5s$  (error menor al 4%). Otro factor claramente apreciable es el aumento exponencial del error a medida que  $t_1$  se vuelve mayor. Como se adelantó se entiende que este efecto es producido por el término exponencial de la convolución  $\omega_G(t) = h(t) * \Delta P(t)$ , para tiempos en donde  $e^{\frac{t}{\tau}}$  deja de aproximarse a 1.

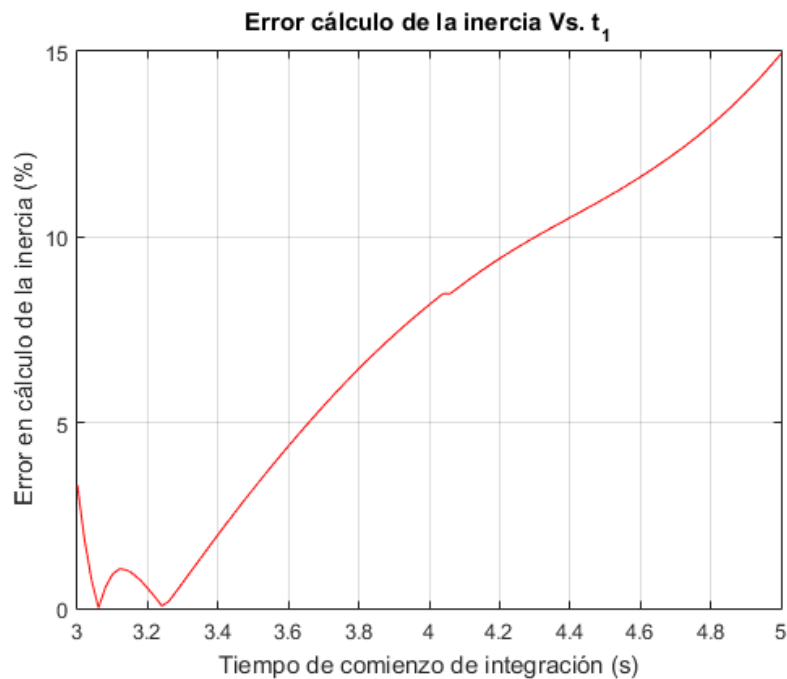


Figura 6.5: Error en el cálculo de la inercia para distintos valores de  $t_1$ , caso 6A.

Como primera conclusión se tiene entonces que para la red y el caso en estudio es conveniente trabajar con  $t_1 < t_{falta} + 500ms$ . Este valor no debe considerarse como estándar, dado que depende del sistema en el que se está trabajando. No obstante lo consideraremos como una cota a la que se deberá estar alejado.



Determinada la necesidad de que el tiempo  $t_1$  sea lo más cercano posible a  $t_{falta}$ , se procede a encontrar una cota inferior para el mismo. Para ello se trabaja con el caso 7A, donde las medidas de frecuencia son obtenidas a partir de los buses del sistema. Se espera en este caso que el error en la obtención de la inercia para tiempos  $t_1$  cercanos a  $t_{falta}$  sea mayor que en el caso anterior y a su vez que el error decaiga en decenas de milisegundos posteriores. En la figura 6.6 se aprecia el resultado.

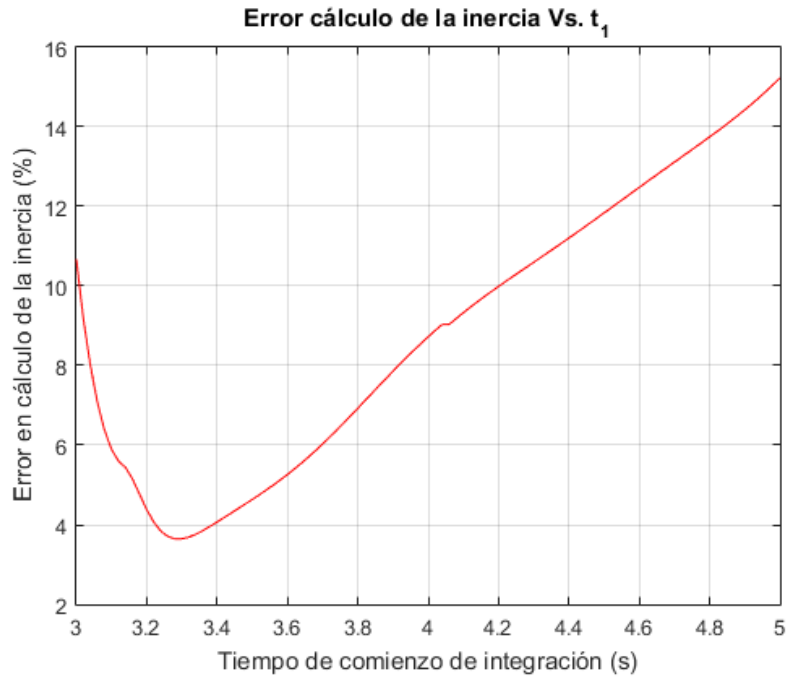


Figura 6.6: Error en el cálculo de la inercia para distintos valores de  $t_1$ , caso 7A.

Como se anticipó el error en el cálculo de la inercia es mayor que en el caso anterior. A su vez se aprecia que el mismo comienza cercano al 10 % (en  $t_1 = t_{falta}$ ) y decrece a medida que  $t_1$  aumenta (hasta  $t_1 \approx t_{falta} + 300ms$ ), atribuible al error esperado en las medidas de frecuencia, posterior a una perturbación. También puede notarse claramente el aumento exponencial del error para el mismo rango de tiempos que en el caso anterior. Concretamente para este caso el tiempo de comienzo de integración óptimo es igual a  $t_{1_{optimo}} = t_{falta} + 280ms$ , valor cercano al utilizado por el método.

Realizando el mismo procedimiento para la totalidad de los casos es posible verificar que definir  $t_1 = t_{falta} + 200ms$  se encuentra cercano al valor óptimo teórico de  $t_{1_{optimo}}$  en cada caso.

---

## 6.5 Promediado de medidas de frecuencia

Como último punto a evaluar de los criterios fijados para la implementación del método que determine la inercia del sistema, se encuentra el procedimiento de promediar entorno a los tiempos  $t_1$  y  $t_1 + t_W$  la frecuencia del centro de inercia. Esta medida fue ejecutada con el objetivo de realizar un segundo filtrado a la señal de la frecuencia del centro de inercia y con esto hacer más robusto el algoritmo de cálculo de la inercia.

Las dos aristas a encarar son las siguientes:

- la utilidad de esta llamada segunda etapa de filtrado,
- la cantidad de puntos que es conveniente promediar para lograr filtrar las variaciones sin afectar el resultado final.

Respecto al primer punto, la implementación de la segunda etapa de filtrado será útil si logra mantener un resultado medianamente estable para una pequeña variación de  $t_1$ . Es decir, variaciones del entorno de unas pocas decenas de milisegundos en la elección de  $t_1$  no deben variar drásticamente el resultado. Esto es equivalente a verificar que exista un error relativamente estable en un rango de tiempos acotado.

En vista a lo anterior se analizará en el caso 7B (con ruido) la variación en el error de cálculo de la inercia, variando el tiempo de comienzo de integración  $t_1$ . Se comparará entre el caso utilizando la segunda etapa de filtrado y sin utilizarla. Se comparará únicamente con la solución final, promediando tres puntos anteriores y tres posteriores a los instantes  $t_1$  y  $t_1 + t_W$ . Más adelante se discutirá esa hipótesis. En la figura 6.7 se representan los dos escenarios.

Como se observa en la situación donde no se realiza la segunda etapa de filtrado, existe una notoria variación del error en el cálculo de la inercia respecto al tiempo de comienzo de la integración. Frente a una variación de 200ms en la selección de  $t_1$ , se pasa de un error menor al 1 % a un error cercano al 13 %. Para la situación donde se aplica la segunda etapa de filtrado se observan resultados más estables, con errores entre el 4 % y 7 % para el mismo período de tiempo analizado. Este resultado se considera mucho más robusto que el anterior, considerando que en la práctica no se tendrá absoluta precisión en el cálculo de  $t_1$ .

No obstante lo anterior, a simple vista puede ser objetable el hecho de que al usar la segunda etapa de filtrado el error nunca baja del 4 %, mientras que en la otra situación es posible alcanzar errores menores al 1 %, trabajando con  $t_1$  óptimo. La respuesta consiste en que este resultado tan favorable es aleatorio, producido por el ruido en la medida. Para probar esto basta con analizar los resultados en el caso 7A (sin ruido de medida). En la figura 6.8 se muestra el error en el cálculo variando  $t_1$ , para los escenarios con segunda etapa de filtrado y sin la misma. Se aprecia claramente para este caso que el mejor error al que puede llegar el método, ya sea con o sin segunda etapa de filtrado, es del orden del 4 %.

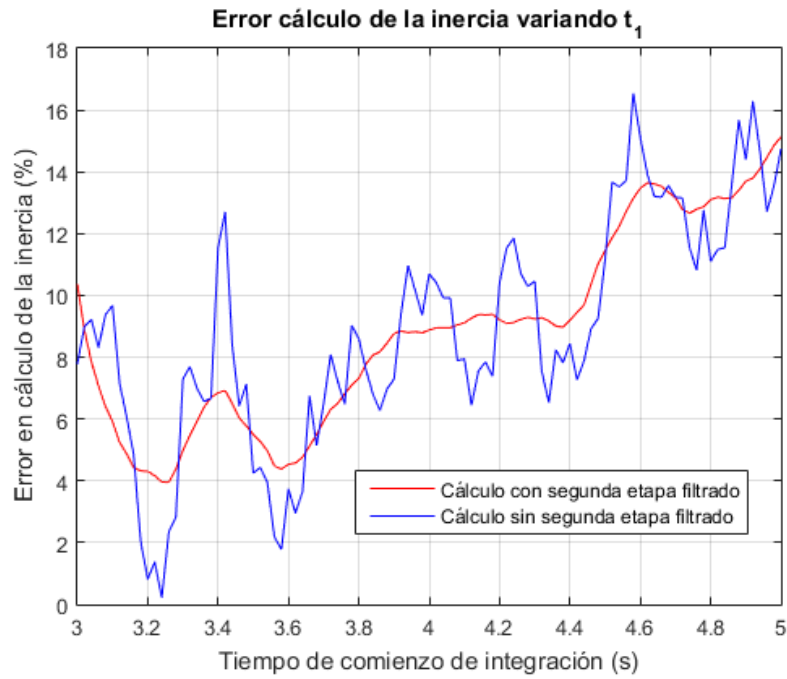


Figura 6.7: Comparación error en el cálculo de la inercia variando  $t_1$ , caso 7B.

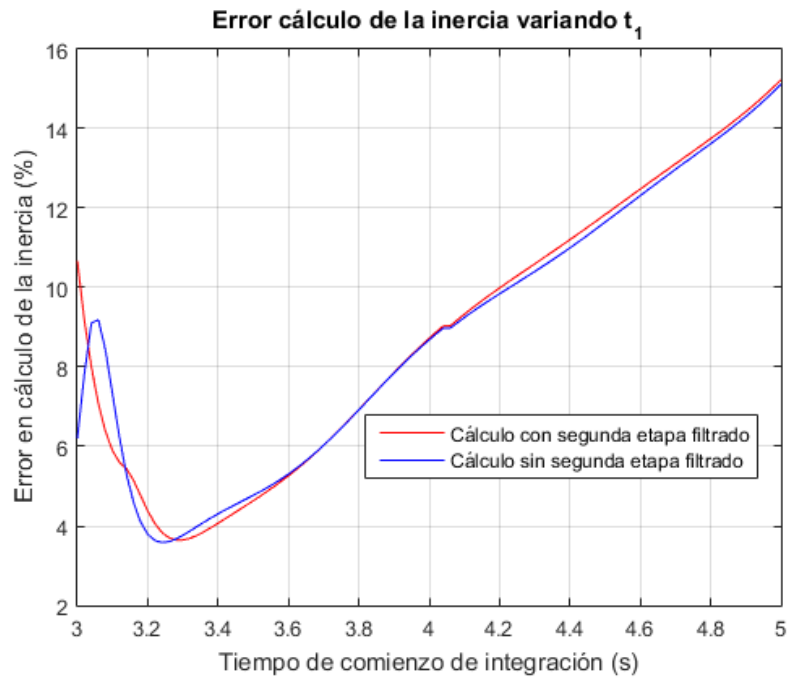


Figura 6.8: Comparación error en el cálculo de la inercia variando  $t_1$ , caso 7A.

Adicionalmente puede observarse para el caso donde no existe ruido de medida, los dos sub-métodos entregan resultados muy similares, pudiéndose afirmar que el resultado final no es significativamente afectado por el promediado de muestras realizado.

---

Los anteriores ejemplos fueron llevados a cabo promediando tres muestras antes y tres muestras luego del punto del tiempo de interés. Entendiendo la cantidad de muestras tomadas es aceptable para este caso y no modificó negativamente los resultados, en lo que sigue se compararan contra estos otros posibles soluciones con mayor a menor cantidad de muestras promediadas. Para ello se trabajará con el caso 7B.

Los escenarios a evaluar serán los siguientes:

- sin filtrado de segunda etapa,
- con filtrado de segunda etapa cinco muestras:  $t_1$ , dos muestras anteriores y dos posteriores (idem con  $t_1 + t_W$ ),
- con filtrado de segunda etapa siete muestras (utilizado en todos los ejemplos y resultados):  $t_1$ , tres muestras anteriores y tres posteriores (idem con  $t_1 + t_W$ ),
- con filtrado de segunda etapa once muestras:  $t_1$ , cinco muestras anteriores y cinco posteriores (idem con  $t_1 + t_W$ ).

En la figura 6.9 se encuentran comparados los mismos. Como puede apreciarse siguen una tendencia, cuanto mayor cantidad de muestras menos oscilatoria es la variación del resultado. Realizando un breve análisis a cada uno de los filtrados, se tiene que el escenario con cinco muestras presenta un comportamiento oscilatorio muy similar al resultado sin filtrar; probando no cumplir con el objetivo deseado. Por su parte tanto el filtrado de siete como el de once muestras se independizan relativamente bien de las oscilaciones que aparecen en el escenario sin filtrar.

Con lo visto se entiende que cualquiera de los dos filtrados pueden aplicarse de forma válida en la implementación final. No obstante la inclinación por el filtrado de 7 muestras se tomó de acuerdo a los siguientes puntos:

- el filtrado de once muestras implica tomar cinco muestras anteriores y cinco posteriores. Teniendo en cuenta que la separación entre cada muestra es de 20ms, se estaría necesitando contar con 200ms de información para cada medida promediada. Particularmente en el caso del cálculo de  $t_1$ , se utilizaría información 100ms antes de su valor puntual definido, en una zona que anteriormente definimos como problemática para la obtención de medidas de frecuencia,
- dentro de la zona de interés (150ms a 300ms luego de la perturbación) el filtrado de siete muestras presenta un error menor en el cálculo de la inercia del sistema y más acorde error del caso 7A, sin filtrado de segunda etapa.

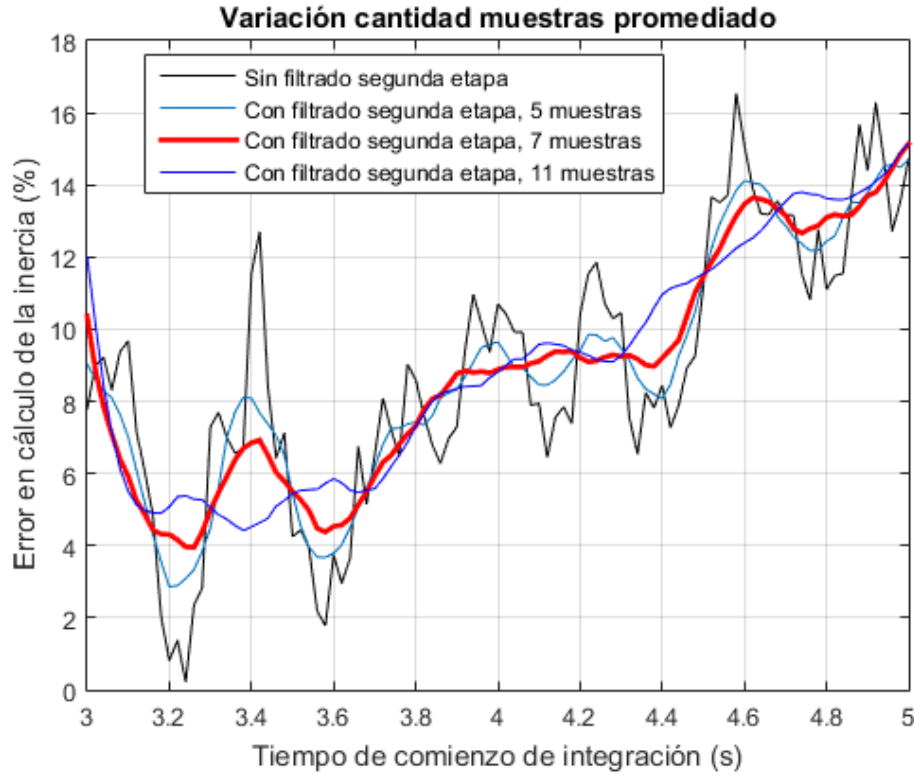


Figura 6.9: Comparación error en el cálculo de la inercia variando  $t_1$ , caso 7A.

## 6.6 Conclusiones

En esta sección se realizó el estudio de los casos 6 y 7. Utilizando los mismos se verificó el correcto dimensionamiento de los siguientes parámetros:

- frecuencia de corte filtro pasabajo: ajustado a 20 Hz,
- determinación de  $t_1$ : valor fijado en  $t_{falta} + 200ms$ ,
- segunda etapa de filtrado: Se concluyó beneficioso el uso de una segunda etapa filtrado, realizando un promediado de 7 muestras en torno a la frecuencia del centro de inercia en los puntos  $\omega_G(t_1)$  y  $\omega_G(t_1 + t_W)$ .

La técnica implementada demostró llegar a resultados precisos para los casos en estudio, con errores máximos del orden del 4%. Se entiende importante volver a mencionar que para la implementación de la técnica no fueron tenidas en cuenta las pérdidas del sistema, las cuales representan una fuente de error para la metodología. En el cuadro 6.2 se realiza un resumen de los resultados.

Tabla 6.2: Resumen de resultados Sistema completo.

	Caso 6A	Caso 6B	Caso 7A	Caso 7B
Aplicación de técnica	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema
Modelo de carga	ZIP	ZIP	ZIP	ZIP
Controles primarios	Si	Si	Si	Si
Fuente medición	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10
Ruido adicionado	No	Si	No	Si
$t_{falta}$ (s)	3.04	3.04	3.02	3.04
$H_T$ (s)	740.21	740.58	770.81	770.08
$\epsilon_{H_T}$ (%)	0.066	0.016	-4.07	-3.97

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Casos delta potencia activa no constante - subsistema

---

En los anteriores capítulos se analizó el comportamiento del algoritmo implementado para la red en estudio, tratándose de un sistema completo. Es decir, la red a analizar consistió en un sistema sin intercambios de potencia desde el exterior. En estas condiciones la técnica para la obtención de la inercia del sistema llegó a resultados acordes a los esperados, pudiéndose concluir su correcto funcionamiento.

Tomándose como ejemplo la red uruguaya, existen intercambios de potencia tanto con Brasil como con Argentina. Puntualmente en el caso de Argentina el intercambio se realiza a través del denominado cuadrilátero, conformado por líneas Salto Grande Uruguay - Salto Grande Argentina y San Javier - Colonia Elía. En lo que respecta a Brasil el intercambio se realiza a través de convertidoras HVDC, ubicadas en Rivera y Melo. En este último caso el formato del intercambio de potencia aísla (en lo que refiere a inercia) a los dos sistemas.

El caso de Uruguay es frecuente, existiendo numerosos países con sistemas eléctricos interconectados. En estos casos se definen subsistemas propios de cada país, con interconexiones entre ellos. Normalmente el despacho de cada país cuenta con información sobre su subsistema y el intercambio de potencia a través de las líneas de interconexión existentes. En lo que sigue se analizará la efectividad de aplicar el método desarrollado a un subsistema. Para ello se evaluará la validez y necesidad de cambios de la fórmula desarrollada para la obtención de la inercia en un sistema. Posteriormente, se realizarán simulaciones sobre un subsistema a definir y se analizarán los resultados del método.

## 7.1 Evaluación fórmula para un subsistema

Estudiando el caso de un sistema completo, donde la variación de potencia durante una perturbación  $\Delta P$  tiene forma genérica (caso carga ZIP), se determinó la ecuación (5.7) para la obtención de la inercia.



En el caso de trabajar con un subsistema la fórmula sigue siendo válida, dado que ninguna de las máximas utilizadas cambia. Existirán sí, nuevos términos a tener en cuenta. Particularmente  $\Delta P$  ya no corresponderá únicamente al balance en un sistema aislado, sino que contará con un término correspondiente al intercambio de potencia entre subsistemas. La figura 7.1 ejemplifica la situación.

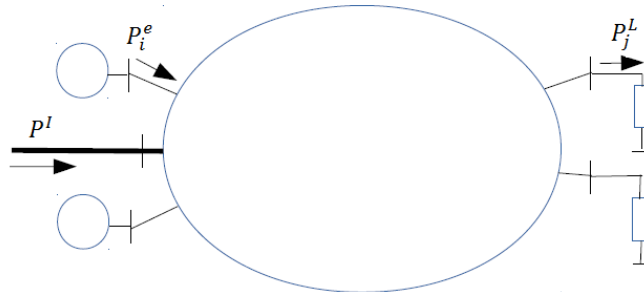


Figura 7.1: Intercambio de potencias en un subsistema.

En el capítulo 3 se profundizó sobre esta cuestión, formalizándose que la variación de potencia activa para un subsistema cumple con la ecuación (3.11).

Cabe aclarar que la frecuencia del centro de inercia debe ser encontrada a partir de medidas de frecuencia dentro del subsistema en estudio, la única fuente de información necesaria ajena al subsistema corresponde al intercambio de potencia en la frontera.

## 7.2 Subsistema a estudiar

Al igual que en los capítulos anteriores se continuará trabajando con la red estándar IEEE de 39 barras. En la misma se definen dos subsistemas, interconectados a través de dos líneas, la primera comprendida entre las barras 16 y 17 y la segunda entre las barras 16 y 15. En la figura 7.2 se encuentra representada la frontera de ambos subsistemas. En estas condiciones el subsistema 1 presenta una inercia considerablemente más grande que el subsistema 2, con una proporción de orden de seis a uno. En el cuadro 7.1 se enuncian las principales características de cada subsistema.

Una vez definidos los subsistemas, se procede a determinar los casos representativos a estudiar.

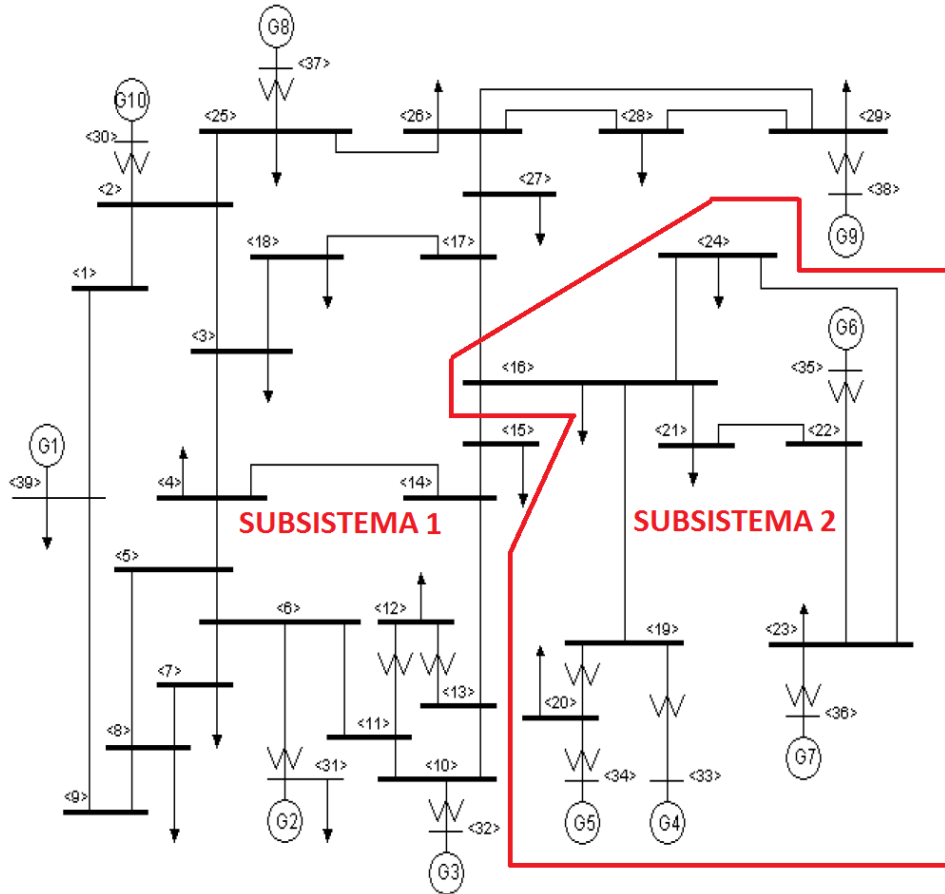


Figura 7.2: Definición subsistemas a estudiar.

Tabla 7.1: Parámetros de interés en cada subsistema.

	Subsistema 1	Subsistema 2
Generación (MW)	3270	2350
Carga (MW)	3196.8	1787.1
Inercia (s)	666.9	115.8

## 7.3 Casos y resultados a analizar

El estudio de casos se centrará en la estimación de la inercia para el subsistema 2, entendiéndose que es posible aplicar la metodología en ambos subsistemas. En este marco para verificar el correcto funcionamiento de la técnica, se evalúan casos donde la perturbación se aplica fuera y dentro del subsistema en estudio.

- caso 8: evaluación de metodología en subsistema 2. Modelo de cargas ZIP. Sistema con controles primarios de frecuencia. Las medidas de frecuencia serán las frecuencias calculadas por el software en los buses donde hay generación. Se simulará la desconexión de 250

MW de generación (generador 10 - subsistema 1). Se analizaran dos subcasos:

- 8A: medidas sin ruido adicionado,
  - 8B: medidas con ruido adicionado.
- Caso 9: evaluación de metodología en subsistema 2. Modelo de cargas ZIP. Sistema con controles primarios de frecuencia. Las medidas de frecuencia serán las frecuencias calculadas por el software en los buses donde hay generación. Se simulará la conexión de 250 MW de carga (puramente activa) en la barra 19 (subsistema 2). Se analizaran dos subcasos:
- 9A: medidas sin ruido adicionado,
  - 9B: medidas con ruido adicionado.

El cuadro 7.2 muestra un resumen de las características de cada uno de los casos a analizar.

Tabla 7.2: Casos a analizar.

	Caso 8A	Caso 8B	Caso 9A	Caso 9B
Aplicación de técnica	Subsistema 2	Subsistema 2	Subsistema 2	Subsistema 2
Modelo de carga	ZIP	ZIP	ZIP	ZIP
Controles primarios	Si	Si	Si	Si
Fuente medición	Frecuencia buses	Frecuencia buses	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desconexión gen 10	Desconexión gen 10	Adición 250 MW carga	Adición 250 MW carga
Ruido adicionado	No	Si	No	Si

#### 7.3.1. Caso 8

En vista de lo anterior se procede a analizar el caso 8, definido previamente. El objetivo es validar frente a simulaciones la metodología impartida en los casos en que se trabaja con el sistema completo. A modo de aclaración la falta a simular es la misma que en el caso 7, la diferencia consiste en que aquí la técnica considerará únicamente los datos pertenecientes al subsistema 2 y su frontera.

En estas condiciones la frecuencia del centro de inercia del subsistema  $\omega_{G_{subs2}}$  es calculada únicamente con los medidores pertenecientes al subsistema, es entonces que  $\omega_{G_{subs2}} \neq \omega_G$ . En la figura 7.3 se ejemplifica la diferencia para la simulación del caso 8B.

#### Caso 8A

Luego de procesar los datos y aplicar la metodología implementada, se tienen los siguientes resultados. Se debe recordar que la inercia esperada para el subsistema 2 es 115,8s.

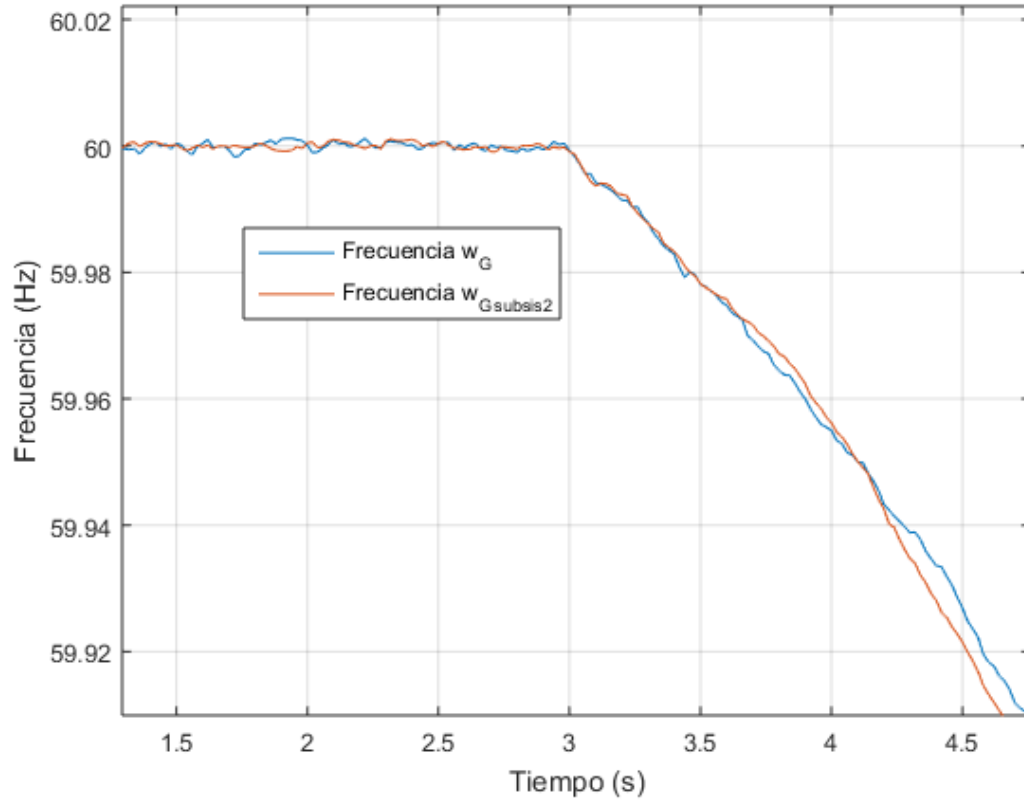


Figura 7.3: Diferencias entre  $\omega_G$  y  $\omega_{G_{subsis2}}$ .

- $t_{falta} = 3,02s$ ,
- inercia del sistema  $H_T = 119,17s$ .

El resultado anterior conlleva a un -2.91 % de error en el cálculo de la inercia del subsistema, valor ligeramente menor al presentado en el caso 7A.

Por su parte el comportamiento de las pendientes  $a_i$  y errores  $e_i$  no presenta variaciones con respecto a los casos anteriormente estudiados.

## Caso 8B

Aplicando el mismo procedimiento al caso 8 (con ruido en la señal) se tienen los siguientes resultados:

- $t_{falta} = 3,04s$ ,
- $H_T = 118,82s$ ,

$$\epsilon_{H_T} = -2,61 \, \%.$$

La figura 7.4 muestra los resultados del cálculo de las pendientes  $a^*(t_0)$  y errores  $L^*(t_0)$  a lo largo de la simulación. Puede notarse que el comportamiento de las pendientes es similar a lo visto en casos anteriores, con variaciones un poco más pronunciadas debido a la mayor variación de la frecuencia del centro de inercia del subsistema 2. No obstante, la metodología sigue determinando correctamente los parámetros de interés.

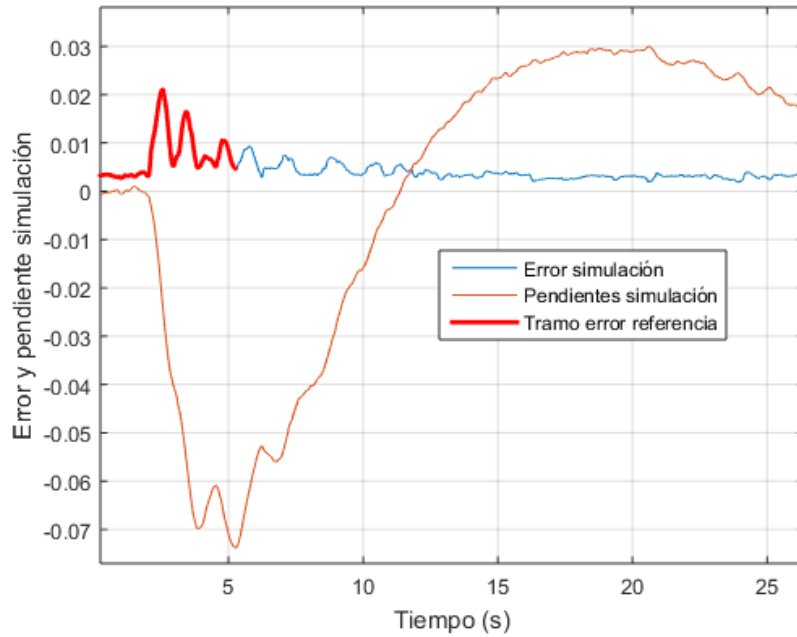


Figura 7.4: Pendientes  $a^*(t_0)$  y errores  $L^*(t_0)$  - caso 8.

En la figura 7.5 se observa el error en el cálculo de la inercia para una variación de  $t_1$  entre los 3s y los 5s. Puede concluirse que el tiempo  $t_1$  elegido a partir de la técnica es cercano al valor óptimo que se puede elegir para este caso.

En lo que respecta a las comparaciones a realizar entre el caso 8A y el 8B, se entiende que los resultados fueron prácticamente los mismos, demostrándose que los métodos de filtrado de ruido implementados fueron exitosos.

De acuerdo a lo observado, se concluye que la técnica utilizada hasta el momento entrega resultados admisibles para las dos variaciones del caso presentado.



Figura 7.5: Error en el cálculo de la inercia en función de  $t_1$ , caso 8B.

### 7.3.2. Caso 9

A diferencia que en el caso 8, para el caso 9 se evaluará una perturbación dentro del subsistema en estudio. Dado que el generador de menor porte en el subsistema 2 equivale a 508MW (generador 5), se decide que la perturbación a implementar consistirá en la conexión de una carga de 250MW, en la barra 19. Es entonces que la inercia esperada para el subsistema 2 sigue siendo 115,8s.

Es de esperar para este caso que la variación de frecuencia del centro de inercia del subsistema 2,  $\omega_{G_{subsis2}}$ , sea mayor que en el caso anterior. Motiva esto el hecho de que la perturbación se producirá en una zona de la red donde la inercia es menor. Si bien la variación de potencia será similar que en casos anteriores, ninguno de los generadores presentes en la zona tiene una inercia comparable con el generador 1 (generador cercano a donde se produjeron las perturbaciones en los anteriores casos).

En la figura 7.6 se puede apreciar la variación de  $\omega_{G_{subsis2}}$  para los subcasos 9A y 9B (con filtrado de primera etapa). Como se observa ambas frecuencias presentan una notoria oscilación luego de la perturbación introducida. Se puede afirmar que este es el caso con mayor variación de frecuencia de los estudiados.

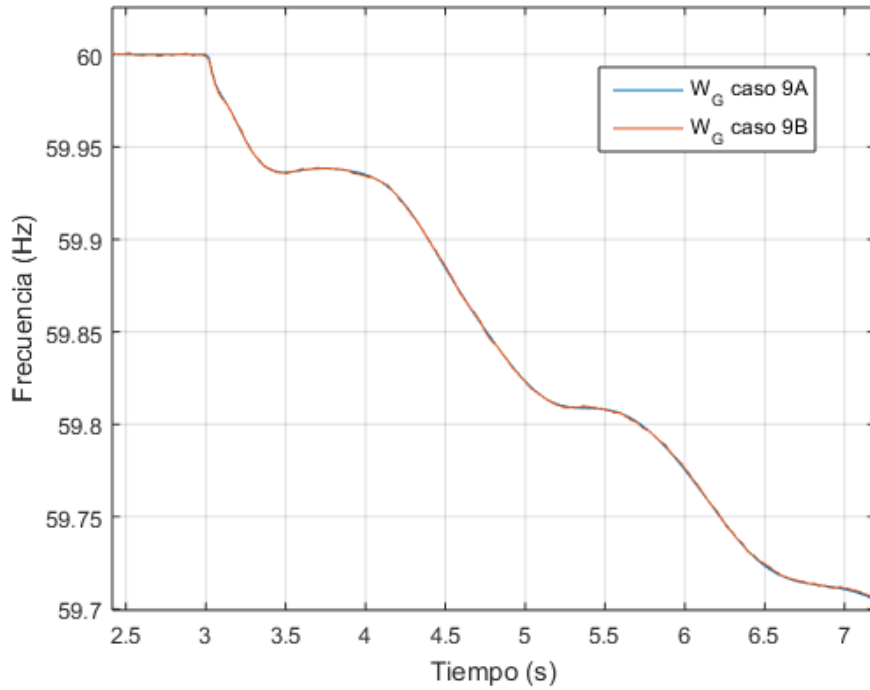


Figura 7.6: Variación de frecuencia durante la simulación, subcasos 9A y 9B.

Con las consideraciones mencionadas se procede a la etapa de simulación de casos.

### Caso 9A

Para el subcaso sin ruido en las medidas se tiene:

- $t_{falta} = 2,90s$ ,
- inercia del sistema  $H_T = 116,75s$ ,
- $\epsilon_{H_T} = -0,82\%$ .

A pesar de la notoria variación de frecuencia presente en el subsistema, se entiende que la metodología aplicada llegó a resultados certeros. No obstante, el tiempo de estimación de la falta presenta un error mayor a lo observado en casos anteriores. Este error puede ser explicado teniendo en cuenta el comportamiento de las pendientes calculadas por la técnica aplicada. En la figura 7.7 se representan las pendientes y el error cuadrático medio al calcular las mismas.

Concretamente, las oscilaciones de la frecuencia del centro de inercia luego de la perturbación, son tales que producen mínimos relativos varios en el cálculo de las pendientes  $a^*(t_0)$ .

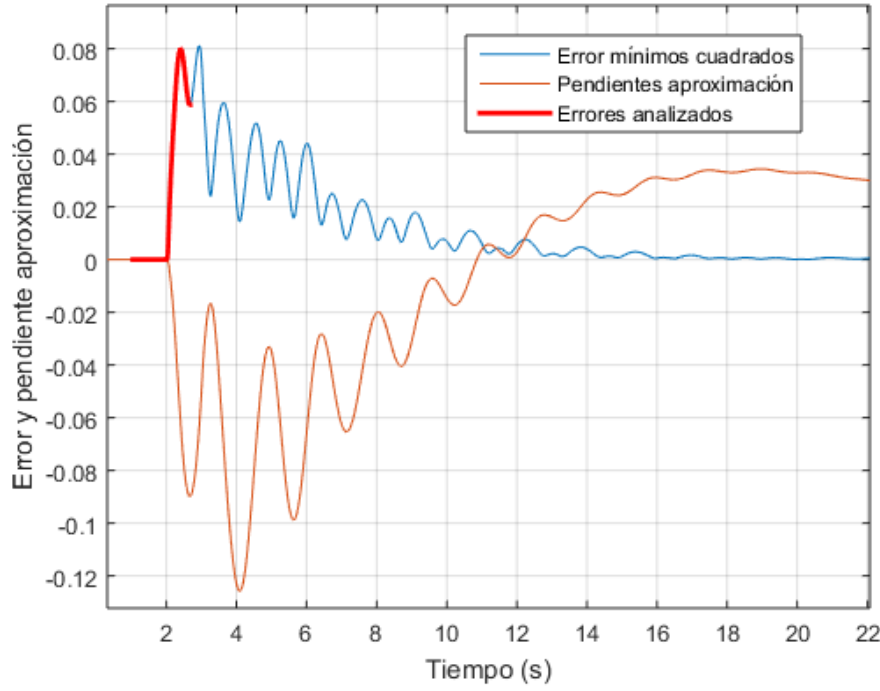


Figura 7.7: Pendientes y error cuadrático, caso 9A.

Nótese que se deja de cumplir la máxima utilizada de que la variación de frecuencia más significativa es producida en el instante de aplicación de la perturbación, existiendo errores mayores en ventanas de tiempo que no se encuentran centradas en  $t_{falta}$ .

A su vez, dada la frecuencia de las oscilaciones, se produce un primer mínimo relativo anterior a los 500ms posteriores a la perturbación. En estas condiciones no se analiza una ventana centrada en  $t_{falta}$ , dado que el criterio de parada actúa frente a la presencia del mencionado mínimo. Por consiguiente se tiene que la ventana analizada que presenta mayor error cuadrático  $L^*(t_0)$  corresponde a una centrada instantes antes de la perturbación.

En el subcaso 9B, se evaluará la implicancia que produce el error en el cálculo de  $t_{falta}$  (y por consiguiente en  $t_1$ ). Las observaciones que se realizarán aplican también a este subcaso.

## Caso 9B

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

- $t_{falta} = 2,90s$ ,
- inercia del sistema  $H_T = 117,45s$ ,



▪  $\epsilon_{H_T} = -1,42\%$ .

Los resultados presentados son similares a los del caso 9A, tanto para el porcentaje de error en el cálculo de la inercia como para el tiempo de estimación de la falta. resta evaluar si el error en el cálculo de este último parámetro afecta los resultados del caso. Para ello se procede a evaluar el error relativo en el cálculo de la inercia para diferentes valores de  $t_1$ . En la figura 7.8 se representa al mismo variando entre los 3s y los 3.4s.

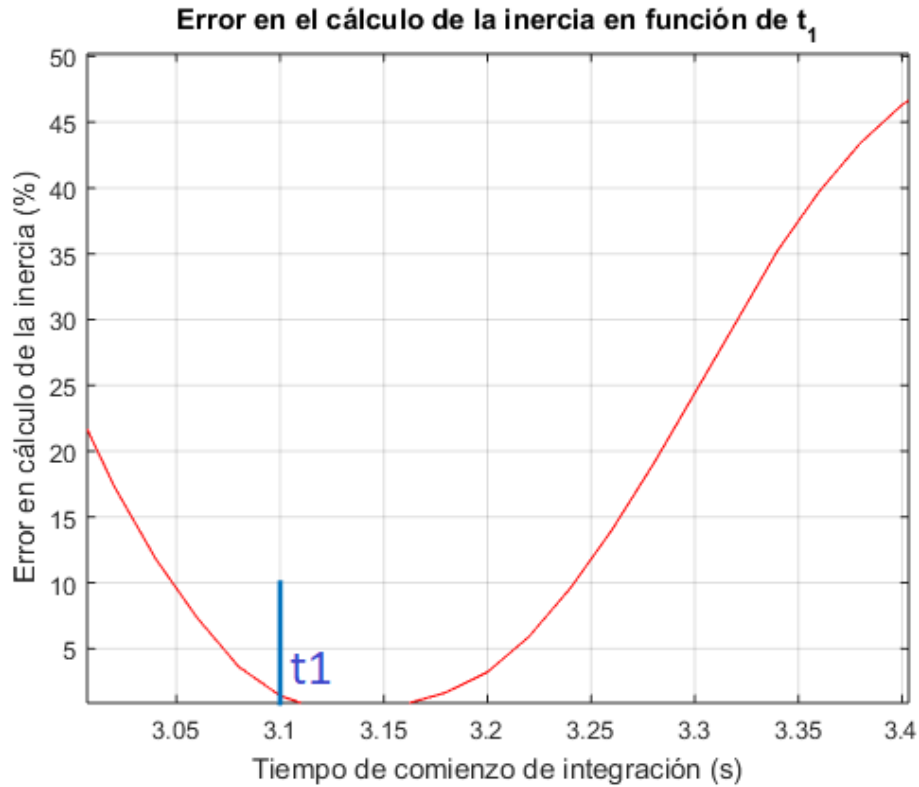


Figura 7.8: Error relativo inercia variando  $t_1$ .

Como se observa el error de cálculo en la inercia se mantiene por debajo del 10 % para  $t_1$  en el rango de  $3,05s \leq t_1 \leq 3,25s$ . En este caso el valor de  $t_1$  óptimo es cercano al valor encontrado. Por consiguiente se tiene que el error presente en el cálculo de  $t_{falta}$  no afecta significativamente el rendimiento de la técnica.

## 7.4 Conclusiones

La técnica implementada demostró llegar a resultados precisos para los casos en estudio. En el cuadro 7.3 se realiza un resumen de los resultados.

Tabla 7.3: Resumen de resultados subsistema.

	Caso 8A	Caso 8B	Caso 9A	Caso 9B
Aplicación de técnica	Subsistema 2	Subsistema 2	Subsistema 2	Subsistema 2
Modelo de carga	ZIP	ZIP	ZIP	ZIP
Controles primarios	Si	Si	Si	Si
Fuente medición	Frecuencia buses	Frecuencia buses	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Adición 250 MW carga	Adición 250 MW carga
Ruido adicionado	No	Si	No	Si
$t_{falta}$ (s)	3.02	3.04	2.9	2.9
$H_T$ (s)	119.17	118.82	116.75	117.45
$\epsilon_{H_T}$ (%)	-2.91	-2.61	-0.82	-1.42

Es importante mencionar que este capítulo recorrió casos complejos, llegando a realizar un análisis para un subsistema, con sistemas de regulación primaria, medidas de frecuencia obtenidas de los buses del sistema y adición de ruido de señal. Con las mencionadas complejidades fue posible estimar  $t_{falta}$  y  $H_T$  con un buen grado de precisión. Los errores presentes en cada uno de los casos pueden reducirse si se consideran las pérdidas del sistema, en una actualización de la técnica implementada.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

## Capítulo 8

# Conclusiones

---

A través de los distintos capítulos de la presente tesis, fue analizado el problema de la estimación de la inercia para un sistema eléctrico. Se estudió bibliografía de referencia, y con base en ella, se procedió a la elaboración de una metodología propia para la estimación de la inercia  $H_T$  y el tiempo de falta  $t_{falta}$  en varios casos y escenarios representativos. En adición se realizó una introducción al concepto de inercia sintética, en donde se simularon casos que evidencian el aporte de la misma en un sistema eléctrico.

La tesis se dividió en los siguientes capítulos:

- capítulo 1: Introducción,
- capítulo 2: Motivación y aporte de la tesis,
- capítulo 3: Fundamentos teóricos,
- capítulo 4: *ROCOF* y tiempo de falta - Delta potencia activa constante,
- capítulo 5: Delta potencia activa no constante - sistema - carga ZIP,
- capítulo 6: Casos delta potencia activa no constante - sistema,
- capítulo 7: Casos delta potencia activa no constante - subsistema,
- capítulo 8 - Conclusiones,
- Apéndice A - Red con control primario,
- Apéndice B - Introducción a la inercia sintética.

A través de los mismos:

- se planteó el problema, se hizo un breve repaso del estado del arte del mismo y se introdujeron los conceptos previos necesarios,

- 
- se explicó la metodología desarrollada para la obtención de la inercia del sistema para los escenarios de  $\Delta P$  constante, junto con el algoritmo desarrollado y el sustento teórico utilizado,
  - se estudió el escenario de  $\Delta P$  no constante, analizando las diferencias con el escenario anterior,
  - se actualizó la metodología, se evaluaron casos con modelos de carga ZIP y sistemas completos o subsistemas,
  - se analizó la respuesta ante una perturbación de una red cuyo generador equivalente presenta un control primario de frecuencia.
  - se introdujo el concepto de inercia sintética.

De esta forma fue posible proponer una técnica para estimar el tiempo en el que se produce una perturbación ( $t_{falta}$ ) y la inercia total del sistema ( $H_T$ ). En resumidas cuentas, la metodología implementada es capaz de estimar los parámetros anteriormente descritos, teniendo como datos de entrada medidas de frecuencia de la red y la variación de potencia activa  $\Delta P$  luego de una perturbación. La mencionada estimación se realiza de acuerdo a los lineamientos establecidos por la ecuación (5.7) y utilizando algoritmos que resuelven los problemas de optimización 1, 2 y 3.

Se plantearon dos escenarios de trabajo:

- desbalance de potencia activa constante: varios casos fueron evaluados en este escenario, en los que se modificaron condiciones de la red y el origen de las medidas a utilizar como dato de entrada. Se trabajó con sistemas completos y modelos de cargas PQ. Los casos uno al cinco corresponden al escenario  $\Delta P$  constante luego de la perturbación;
- desbalance de potencia activa no constante: fueron evaluados un total de cuatro casos (más sus correspondientes subcasos), en donde se trabajó con sistemas completos, subsistemas y modelos de cargas ZIP. Los casos seis al nueve corresponden al escenario  $\Delta P$  variable luego de la perturbación.

Particularmente se resolvió el caso de un subsistema (casos ocho y nueve), estudiando varios subcasos de interés. Este escenario toma particular relevancia dado que representa la situación de la red eléctrica uruguaya, volviendo a la metodología útil para el uso del personal del despacho de cargas. Se realizó a su vez un estudio sistemático de las fuentes de error en las que se incursiona en cada uno de los pasos de la técnica implementada.

En síntesis, para el escenario  $\Delta P$  constante, se estudiaron los casos de la tabla 8.1.

Aplicando la metodología implementada para el escenario  $\Delta P$  constante, se obtuvieron resultados favorables en todos los casos analizados. Se tiene que:

- el método se ajusta adecuadamente para todos los casos que se estudiaron, resultando en un error en el cálculo del *ROCOF* menor al 3.5 %,

Tabla 8.1: Escenario  $\Delta P$  constante. Comparación entre casos.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Aplicación de técnica	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema
Modelo de carga	PQ	PQ	PQ	PQ	PQ
$\alpha_m$ conocidas	Si	No	No	No	No
Controles primarios	No	No	Si	Si	Si
Fuente medición	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10
Ruido adicionado	No	No	No	No	Si

- fue posible calcular de forma exitosa el instante  $t_{falta}$  en el que se produce la falta en el sistema,
- ninguna de las no idealidades introducidas en los casos estudiados aumentaron de forma significativa el error en la estimación del  $ROCOF$  y el tiempo de comienzo de la falta.

En la tabla 8.2 se realiza un resumen de resultados.

Tabla 8.2: Escenario  $\Delta P$  constante. Resumen resultados.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
$t_{falta}(s)$	3.01	3.01	3.01	3.01	3.05
$H_T$	714.97	716.33	715.65	757.58	757.58
$\epsilon_{H_T}(\%)$	3.474	3.28981	3.382	-2.278	-2.278

Para el escenario  $\Delta P$  no constante, se observó que era necesario actualizar la metodología implementada. La versión final de la misma se generaliza a los dos escenarios (y a todos los casos estudiados); bajo la hipótesis de contar con una buena aproximación de la frecuencia del centro de inercia del sistema.

Trabajando con el escenario  $\Delta P$  no constante, se analizaron cuatro casos. Los casos seis y siete corresponden al estudio de una red eléctrica, sistema completo, con un modelo de carga ZIP. Los casos ocho y nueve corresponden al estudio de un subsistema, con modelo de carga ZIP. En la tabla 8.3 se encuentra un resumen de los casos y resultados correspondientes a un sistema completo, y en la tabla 8.4 los correspondientes al estudio sobre un subsistema.

Como puede apreciarse los niveles de exactitud mantienen el orden de los encontrados para el escenario  $\Delta P$  constante, considerándose admisibles.

A partir de los escenarios y casos analizados, puede concluirse que la técnica implementada demostró llegar a resultados precisos para los casos en estudio, con errores máximos del orden del 4 %. Es importante mencionar que el mencionado error puede ser disminuido considerando el efecto de:

Tabla 8.3: Resumen de resultados, sistema completo.

	Caso 6A	Caso 6B	Caso 7A	Caso 7B
Aplicación de técnica	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema
Modelo de carga	ZIP	ZIP	ZIP	ZIP
Controles primarios	Si	Si	Si	Si
Fuente medición	Ángulo rotores	Ángulo rotores	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Desc. gen 10
Ruido adicionado	No	Si	No	Si
$t_{falta}$ (s)	3.04	3.04	3.02	3.04
$H_T$ (s)	740.21	740.58	770.81	770.08
$\epsilon_{H_T}$ (%)	0.066	0.016	-4.07	-3.97

Tabla 8.4: Resumen de resultados, subsistema.

	Caso 8A	Caso 8B	Caso 9A	Caso 9B
Aplicación de técnica	Subsistema 2	Subsistema 2	Subsistema 2	Subsistema 2
Modelo de carga	ZIP	ZIP	ZIP	ZIP
Controles primarios	Si	Si	Si	Si
Fuente medición	Frecuencia buses	Frecuencia buses	Frecuencia buses	Frecuencia buses
Perturbación	Desc. gen 10	Desc. gen 10	Adición 250 MW carga	Adición 250 MW carga
Ruido adicionado	No	Si	No	Si
$t_{falta}$ (s)	3.02	3.04	2.9	2.9
$H_T$ (s)	119.17	118.82	116.75	117.45
$\epsilon_{H_T}$ (%)	-2.91	-2.61	-0.82	-1.42

- las pérdidas del sistema: en la metodología implementada las mismas fueron despreciadas, introduciendo una fuente de error en el resultado;
- ruido en las señales de medida: la adición de ruido a varios casos lógicamente introduce una fuente de error al resultado;
- duración de la ventana de *fitting* (casos  $\Delta P$  no constante): no se verificó que la duración de la misma fuera comparable con el parámetro  $\tau$  del sistema.

Al momento de término de esta tesis la metodología implementada se encuentra siendo evaluada frente a datos de campo.

# Referencias

---

- [1] CVX: Matlab Software for Disciplined Convex Programming. <http://cvxr.com/cvx/>, 2018.
- [2] International Energy Agency Report. <https://twitter.com/IEA/status/1183680105031372800/photo/1>, 2019.
- [3] Ahmad Alshahrestani, M.E.H. Golshan, Hassan Haes Alhelou. “WAMS based online estimation of total inertia constant and damping coefficient for future smart grid systems”. *Smart Grid Conference (SGC)*, 2018.
- [4] Mohammad Seyedi, Math Bollen. “The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance”. *Report of Vindforsk Project V-369*, 2013.
- [5] Philip M. Ashton, Christopher S. Saunders, Gareth A. Taylor, Alex M. Carter , Martin E. Bradley. “Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements”. *IEEE Transactions on power systems*, 2015.
- [6] John A. Dutton. “Frequency regulation”. *Penn State college on earth and mineral sciences*, 2018.
- [7] Ye Wang, G. Delille, H. Bayem, X. Fuilladu , B. Francois. “High wind power penetration in isolated power systems. Assessment of wind inertial and primary frequency responses”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013.
- [8] Alvaro Giusto. “Reporte técnico”. *Facultad de Ingeniería de la República Oriental del Uruguay*, 2019.
- [9] Ian Hiskens. IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls. [http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/IEEE39/New\\_England\\_Reduced\\_Model\\_\(39\\_bus\\_system\)\\_MATLAB\\_study\\_report.pdf](http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/IEEE39/New_England_Reduced_Model_(39_bus_system)_MATLAB_study_report.pdf), 2013.
- [10] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. Neal J. Balu, Mark G. Lauby, 1994.
- [11] Francisco Gonzalez Longatt. “Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia: simulation study”. *2nd international symposium on environment-friendly energies and applications*, 2012.
- [12] Gauthier Delille, Bruno Francois , Gilles Malarange. “Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system inertia”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012.



- [13] Gauthier Delille, Bruno Francois, Gilles Malarange. “Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system’s inertia”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012.
- [14] D.P. Chassin, Z. Huang, M.K. Donnelly, C. Hassler, E. Ramirez, C. Ray. “Estimation of WECC system inertia using observed frequency transients”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005.
- [15] Mike Rycroft. “Synthetic inertia in grids with a high renewable energy content”. *Energize*, 2011.
- [16] E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh , S. Santoso. “Understanding inertial and frequency response of wind power plants”. *IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications*, 2012.
- [17] Sandip Sharma, Shun-Hsien , NDR Sarma. “System inertial frequency response estimation and impact of renewable resoures in ERCOT interconnection”. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- [18] Nicholas Miller, Kara Clark , Miaolei Shao. “Impact of frecueny responsive wind plant controls on grid performance”. *GE Energy*, 2010.
- [19] Toshio Inoue, Yasuyuki Ikeguchi , Koyoshi 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, Num. 1*, 1997.

## Apéndice A

# Red con control primario

---

En lo que sigue se analiza el comportamiento de una red, cuya transferencia se rige por la ecuación de *swing* (3.9). A diferencia de lo analizado en el capítulo 3, se estudia el caso de una red con control primario de frecuencia. Para ello se modela un generador equivalente de toda la red, con un control primario equivalente. Este generador se encuentra conectado a las cargas del sistema.

El modelado del generador equivalente, será de acuerdo al ejemplo de ([10]), donde se detalla el modelo de un generador hidráulico con control primario de frecuencia. A continuación se analizarán los componentes que forman el mencionado generador. El entorno de simulación será Simulink.

De esta forma se podrá entender con mayor profundidad la incidencia de los parámetros de control sobre el comportamiento del sistema, ganar experiencia en la herramienta de simulación y establecer un sistema base para introducir (en el siguiente apartado) el concepto de inercia sintética. En la figura A.1 se puede ver un esquema del sistema simulado.

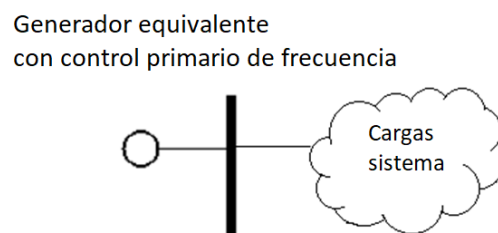


Figura A.1: Red a simular

## A.1 Bloques Modelo generador hidráulico y red

Se buscó modelar la red de forma que su nivel de complejidad permitiera reflejar los fenómenos mecánicos y eléctricos que ocurren y a su vez obtener un modelado compacto y fácilmente desglosable para explicar su funcionamiento.

Como se mencionó el comportamiento de la red corresponderá al de la ecuación (3.9). La función de transferencia de esta en el dominio de Laplace es de la forma:

$$T(s) = \frac{1}{2H_T s + K_T^D}. \quad (\text{A.1})$$

A grandes rasgos, los bloques principales que forman el generador son:

- turbina,
- *governor*,
- control de *governor*.

El modelo de turbina hidráulica utilizado se muestra en la figura A.2

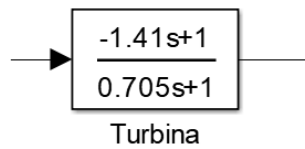


Figura A.2: Turbina hidráulica.

Por su parte el *governor* fue modelado según la figura A.3.

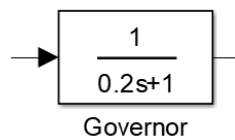


Figura A.3: *Governor* generador hidráulico.

El controlador de *governor* elegido se aprecia en la figura A.4. Se consideró que cuenta con un nivel de profundidad óptimo, dado que es sencillo de analizar y cuenta con banda muerta,

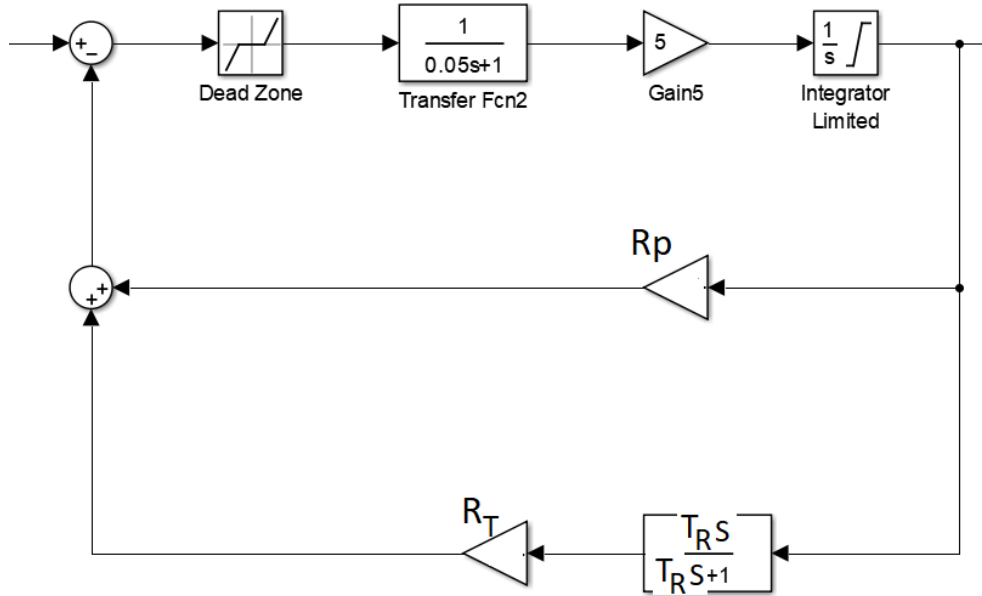


Figura A.4: Control *governor* generador hidráulico.

un bloque de realimentación lento y un bloque de realimentación para oscilaciones rápidas.

Las constantes de tiempo de cada uno de estos bloques fueron seleccionados de acuerdo a [10].

De los bloques presentados se entiende que es interesante estudiar el comportamiento de este último. El control del *governor* es de vital importancia, dado que regula la respuesta del control primario de frecuencia.

Como primer punto se puede ver que el control tiene una banda muerta. Su función consiste en filtrar pequeñas oscilaciones a la entrada, de forma que el control no actúe innecesariamente. Si la entrada se mantiene dentro del rango aceptable definido por la banda muerta, el control entenderá que no es necesario actuar, dejando de realizar modificaciones.

La elección de los valores límites de la banda muerta es un punto sensible de todo control, dado que se debe elegir una banda lo suficientemente grande para que el control no actúe frente a oscilaciones estacionarias de la red y por el otro lado sea sensible como para actuar ante una perturbación de pequeña a moderada profundidad.

En esta etapa se eligieron valores para la banda muerta teniendo en consideración el rango de magnitudes de entrada esperados para la simulación de perturbación a realizar. En las siguientes secciones se abordará con mayor detalle el comportamiento de la banda muerta y se definirán sus valores.

En lo que respecta al estudio de bode a realizar, se considerará la banda muerta del control como inexistente y se evaluará el comportamiento del control en esas condiciones. Con esta consideración se procederá en lo que sigue de este análisis.

En el control se aprecia un bloque de realimentación doble, donde el primer ramal (bloque proporcional) tiene una ganancia pequeña en relación al segundo ramal (del orden de 10 veces inferior). El segundo ramal a su vez cuenta con un bloque cuya salida es distinta de cero a altas frecuencias. Es decir, el segundo ramal solo afectará el comportamiento del control del *governor* en presencia de altas frecuencias. Si bien esto se mostrará a continuación, se consideró pertinente mencionarlo de forma anticipada.

En resumen, el ajuste realizado por el primer ramal será relevante mientras se trabaje a bajas frecuencias (frecuencias industriales), mientras que el ajuste que realiza el segundo ramal será el predominante frente a variaciones bruscas de frecuencia.

Con esto en mente y con el objetivo de entender la respuesta del control del *governor* se realiza un estudio de bode.

Si denominamos como bloque A al ramal principal y como bloque B a los dos ramales de realimentación del control y  $K(s)$  a la función de transferencia en lazo cerrado resultante, se tiene:

$$K(s) = \frac{A(s)}{1 + A(s)B(s)}. \quad (\text{A.2})$$

De esta transferencia se obtiene el diagrama de bode de la figura A.5.

Este diagrama muestra el comportamiento en un rango de frecuencias del control del *governor* del generador hidráulico. Los polos y ceros de este variarán de acuerdo a los valores seleccionados de cada una de las constantes del control, logrando una basta combinación de comportamientos y dificultando individualizar la acción de cada uno de los parámetros de control.

Es por ello que con el objetivo de entender el funcionamiento de este control resulta interesante comparar el comportamiento de la transferencia  $K(s)$  contra el del inverso del bloque  $B(s)$ . En la figura A.6 se encuentra realizada esta comparación.

En la misma se aprecia que el comportamiento entre estas dos transferencias es similar para frecuencias bajas (frecuencias del orden industrial). A su vez se tiene que para bajas frecuencias el bloque  $B(s)$  puede ser simplificado de la siguiente forma:

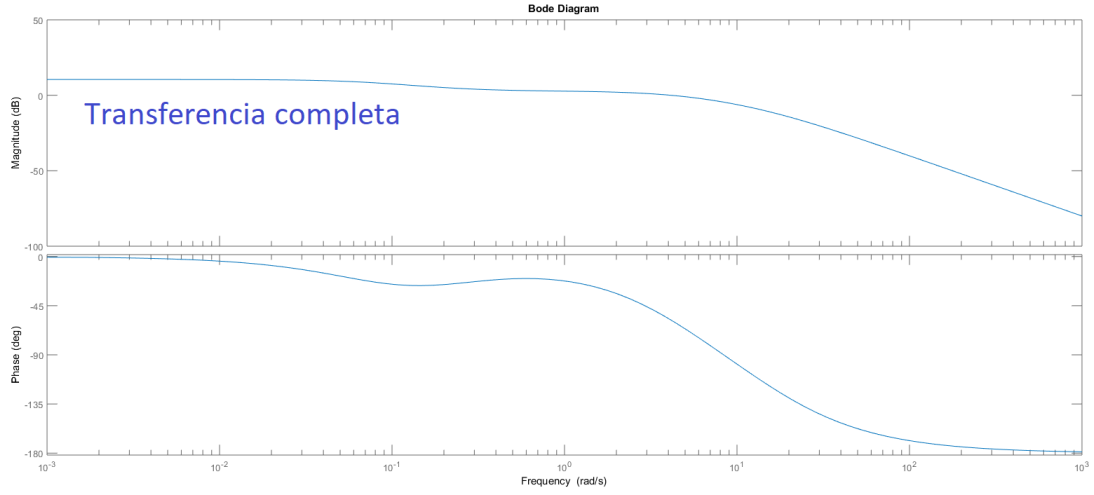


Figura A.5: Diagrama de bode del control del *governor*.

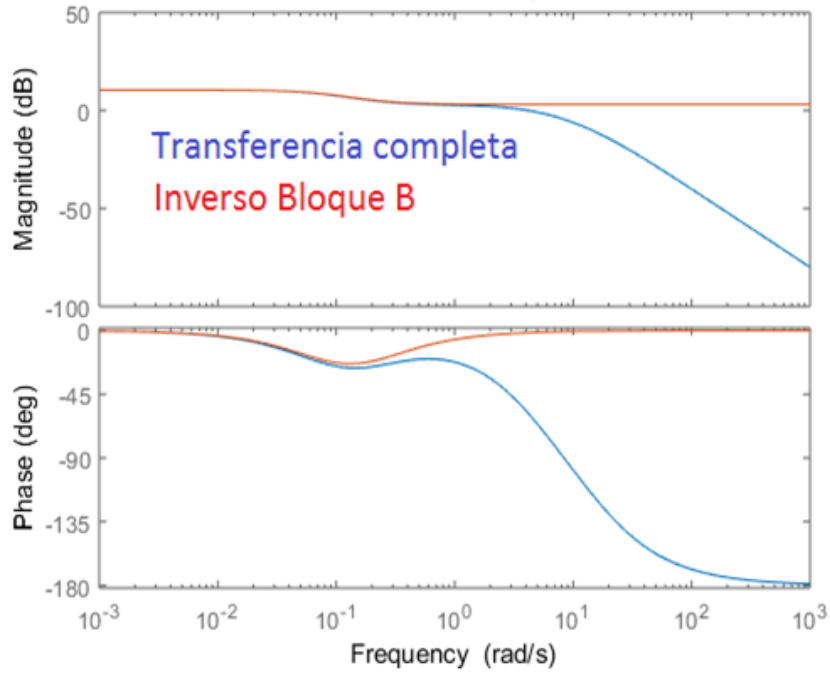


Figura A.6: Comparación entre transferencia  $K(s)$  y  $\frac{1}{B(s)}$ .

$$B(s) = R_P + R_T * \frac{T_R s}{1 + T_R s} \approx R_P. \quad (A.3)$$

Por lo que se tiene que el comportamiento de control del *governor* para bajas frecuencias (orden dentro del que se trabajará) será similar a  $K(s) \approx \frac{1}{R_P}$ .

Este resultado muestra la importancia del droop permanente ( $R_P$ ) dentro del control y a su

vez facilita entender el comportamiento de este control frente a la variación de este parámetro.

## A.2 Perturbación a modelar

Con el objetivo de evaluar el control de frecuencia primario diseñado y entender la dinámica del sistema es necesario aplicar una perturbación en la simulación.

De la ecuación de *swing* del sistema surgen que los parámetros de entrada al mismo son  $T_M$  y  $T_E$ , correspondiendo al torque mecánico y al torque eléctrico respectivamente.

El generador hidráulico modelado aportará torque mecánico para balancear el torque eléctrico consumido por la red. Dado que la intención es modelar una perturbación en la red será el torque eléctrico  $T_E$  quien variará para simular una perturbación en el resto del sistema.

Se simulará un evento que traiga como consecuencia un desbalance en la frecuencia, como por ejemplo la desconexión de un generador perteneciente a la red. Dada esta desconexión de generación, el resto de los generadores de la red deberán aportar mayor generación para abastecer la demanda, la cual permanecerá constante (en la hipótesis de que no se produce disparo de carga alguno y que el consumo de las cargas no varía con la falta).

Es entonces que en el caso del generador explícitamente modelado la desconexión de un generador vecino se verá como un aumento en la potencia solicitada por la red. Esto es equivalente a decir que el torque eléctrico  $T_E$  aumentará.

Por consiguiente la perturbación en la red será representada en el modelo desarrollado como un aumento (en forma de escalón) a partir de un determinado instante  $t_{falta}$

## A.3 Modelo a simular

El modelo a simular cuenta con los bloques anteriormente descritos, conectados con sus correspondientes realimentaciones y es apreciable en la figura A.7

Es importante resaltar que en esta instancia la salida del ramal principal, corresponde a la variación de frecuencia en la relación a un estado inicial y no a la frecuencia del sistema. Para este primer modelo esto no implica realizar ningún cambio adicional, dado que conceptualmente el comportamiento no variará. En siguientes secciones esto será modificado.

En la figura A.7, se aprecia que la entrada al control del *governor* corresponde a la diferencia entre el valor de referencia (o inicial) y la frecuencia (o variación en este caso) del sistema.

A su vez este modelo incluye la perturbación mencionada, representándose como un escalón en la entrada de torque eléctrico  $T_E$ , mientras que la turbina hidráulica es conectada a la entrada

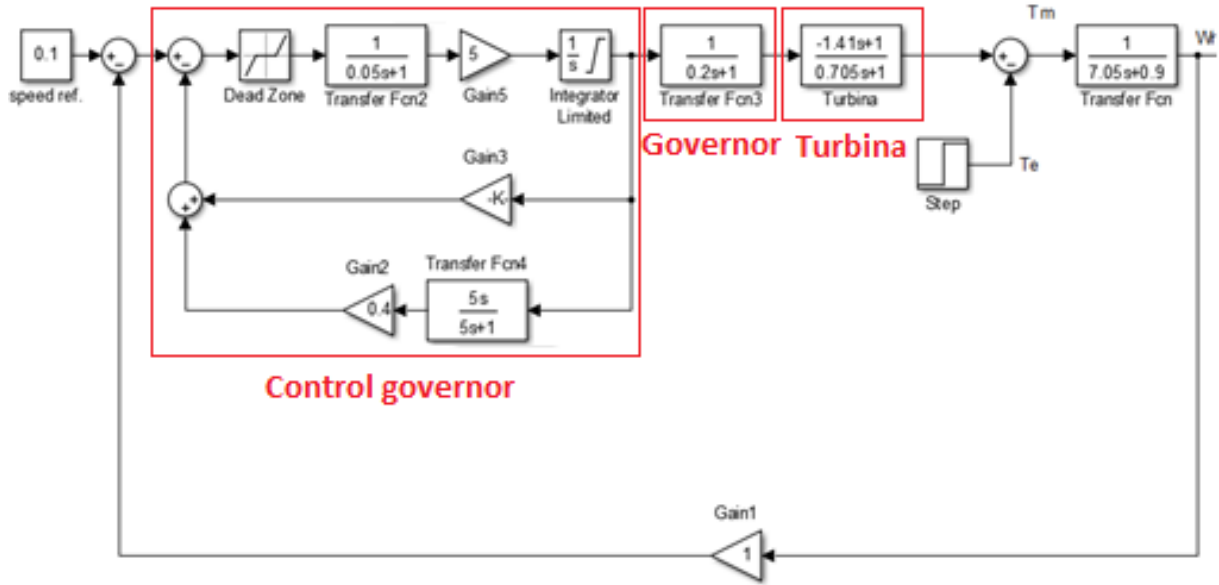


Figura A.7: Modelo a simular.

de torque mecánico  $T_M$ .

Una vez modelado, se está en condiciones de simular la respuesta y evaluar su comportamiento.

## A.4 Respuesta Simulación red inicial

Partiendo del modelo explicado en las secciones anteriores se procedió a correr el mismo. La duración de la simulación a realizar fue tal que pudieran observarse completamente y espaciadas en el tiempo la inicialización del modelo, la perturbación producida y el tiempo de recuperación al nuevo estado de régimen. La perturbación aplicada es tal que, a partir del tiempo  $t_{falta}$ , el torque eléctrico  $T_E$  visto en bornes de la máquina pasa a ser el doble que su valor de régimen. El nuevo valor de  $T_E$  es mantenido durante el resto de la simulación. Como se explicó anteriormente este procedimiento recrea el efecto producido por la desconexión permanente de un generador vecino, perteneciente a la red.

En la figura A.8 se muestra el valor de la variación de frecuencia de la red durante la totalidad del tiempo de simulación.

Al aplicar la perturbación al sistema, la frecuencia del mismo baja. Como se verá más adelante la pendiente de caída y la profundidad del hueco de frecuencia dependerán de la inercia del resto de la red y del tiempo de actuación del control primario de frecuencia del generador modelado.



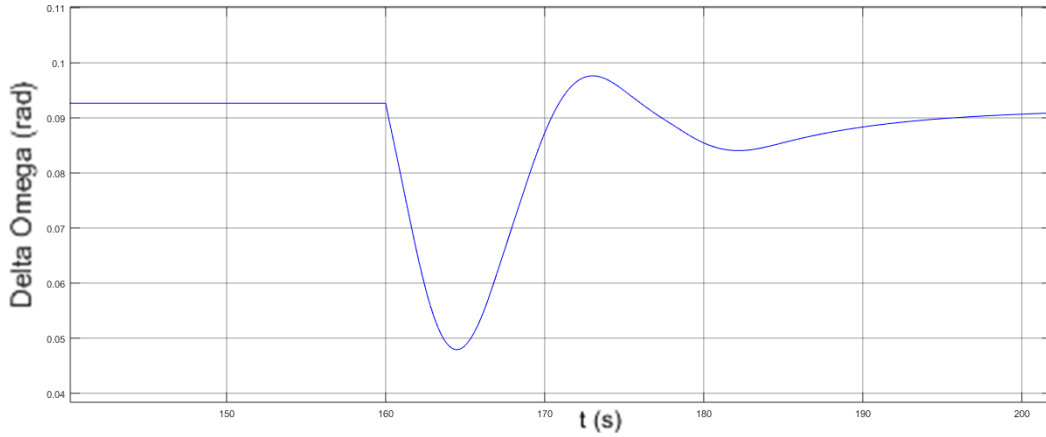


Figura A.8:  $\Delta\omega$  durante la simulación.

En determinado momento, fijado por las constantes de tiempo del conjunto modelado, el control primario de frecuencia comienza a actuar. Esto trae como consecuencia la estabilización de la frecuencia nuevamente en su valor nominal (a diferencia de un offset producido por la banda muerta del control del *governor*).

Como se mencionó, el tiempo de restablecimiento depende tanto de la red aguas arriba del generador, como de los parámetros fijados para el control primario de frecuencia (*governor* y control) y de los tiempos de respuesta de la turbina hidráulica.

Es de interés entonces comprender en qué afectan los parámetros fijados al comportamiento de la frecuencia frente a una perturbación. En lo que sigue se estudia el efecto de estos parámetros en el comportamiento de la frecuencia del sistema.

## A.5 Variación de parámetros de control y red

De acuerdo a lo visto en secciones anteriores, es de interés evaluar el comportamiento del sistema modelado ante la variación de los siguientes parámetros:

- $R_P$ : droop permanente, control del *governor*,
- $H_T$ : inercia de la red,
- $K_T^D$ : *damping* de la red.

---

### A.5.1. Efectos variación $R_P$

Para evaluar el efecto que produce la variación del parámetro  $R_P$  en el sistema se optó por realizar los siguientes caminos de forma paralela:

- Un estudio de polos y ceros a la transferencia del control del *governor*.
- Simulaciones con distintos valores para el droop permanente.

Los valores seleccionados para estudiar el efecto de la variación del parámetro  $R_P$  son  $R_P = 0,01$ ,  $R_P = 0,04$  (valor original sugerido),  $R_P = 0,1$ ,  $R_P = 0,3$ .

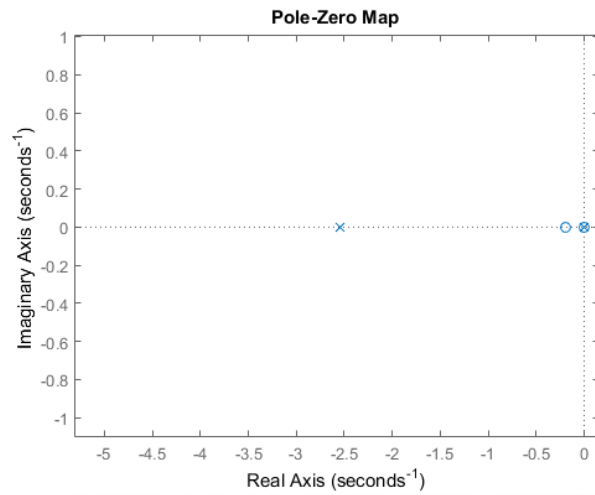
En el estudio de polos y ceros, se evaluará únicamente de forma cualitativa el efecto de la variación de  $R_P$ . Para ello se entiende útil mencionar el criterio a utilizar. Como es conocido, un sistema es más rápido (menor tiempo de asentamiento) cuanto más lejos se encuentren sus polos del eje imaginario. Por ende modificando la distancia de sus polos al eje imaginario es posible modificar la rapidez del sistema, volviéndolo más o menos rápido. Cabe mencionar que modificar el tiempo de asentamiento de un sistema traerá aparejado cambios en otros parámetros a considerar, por ejemplo el sobretiro.

De este estudio surge que al aumentar el valor de  $R_P$  el sistema se vuelve más rápido, reduciendo entonces el tiempo de asentamiento. En las figuras A.9 y A.10 se indican los tiempos de asentamientos del sistema para los distintos valores de  $R_P$  evaluados. Dado que la transferencia en estudio cuenta con múltiples ceros y polos, en las mencionadas figuras (con el objetivo de facilitar su visualización) fueron únicamente representados el comportamiento de los polos más cercanos al eje imaginario.

El siguiente camino propuesto para evaluar la acción del parámetro  $R_P$  es la simulación del sistema para los distintos valores del parámetro elegido. Realizando este procedimiento puede comprobarse lo visto en el estudio de polos y ceros, así como realizar otras apreciaciones. La figura A.11 muestra una comparación entre las frecuencias de las distintas simulaciones realizadas.

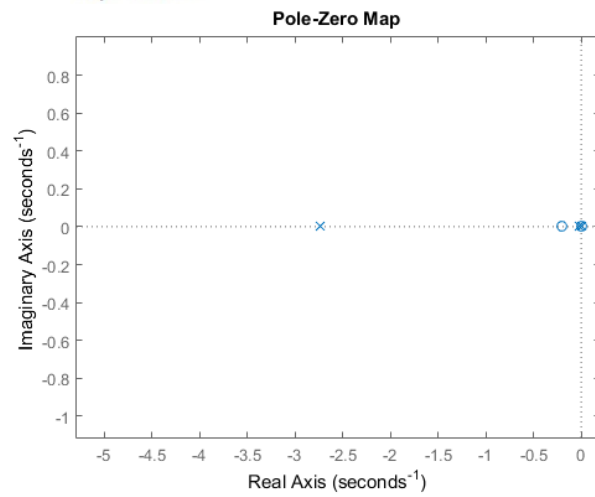
En la figura se observa como los tiempos de asentamiento del sistema disminuyen a medida que aumenta el valor del droop permanente, comprobando lo visto en el estudio de polos y ceros realizado al control del *governor*. En adición, también es apreciable que el sistema se vuelve menos oscilante a medida que aumenta  $R_P$ . Estos conceptos serán de gran utilidad a la hora de simular sistemas más complejos.

En el cuadro A.1 se resumen la variación de los tiempos de asentamiento en función de  $R_P$ .



Tiempo de asentamiento: 45 segundos

$R_p=0.01$



Tiempo de asentamiento: 40 segundos

$R_p=0.04$

Figura A.9: Estudios de polos y ceros - variación de  $R_P$ .

Tabla A.1: Resumen de resultados.

$R_P$	Tiempo de asentamiento (s)
0.01	44
0.04	40
0.1	30
0.3	20

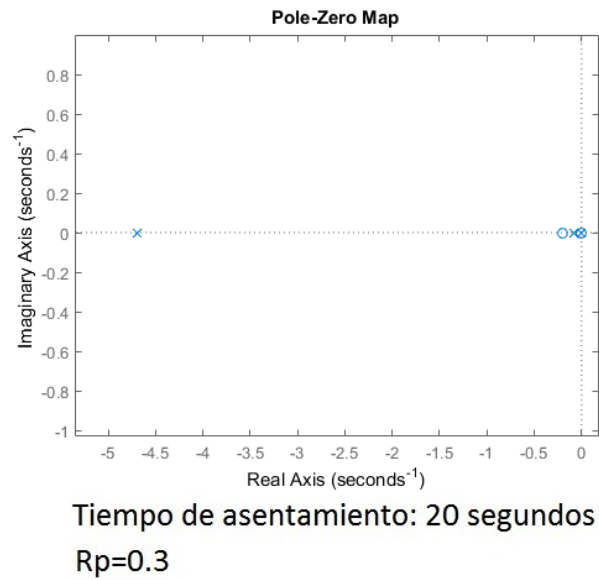
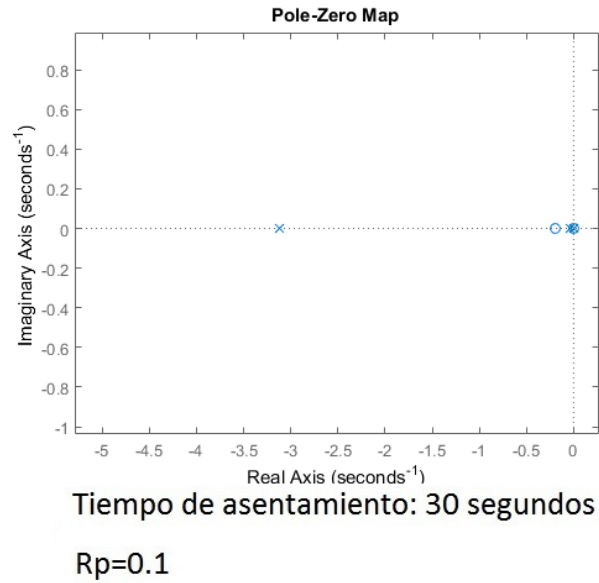


Figura A.10: Estudios de polos y ceros - variación de  $R_P$ .

### A.5.2. Efectos variación de inercia de la red

Como se mencionó anteriormente, la constante de inercia  $H_T$  del sistema es otro de los parámetros críticos para el comportamiento del sistema. En lo que sigue se procederá, mediante los mismos métodos utilizados para  $R_P$ , a determinar la incidencia de la inercia  $H_T$  en el comportamiento global del sistema.

Para ello, se realiza un nuevo estudio de polos y ceros a la representación de la red definida por la ecuación (A.1). Los valores característicos de  $H_T$  seleccionados son:

- $H_T=2.25$  s,

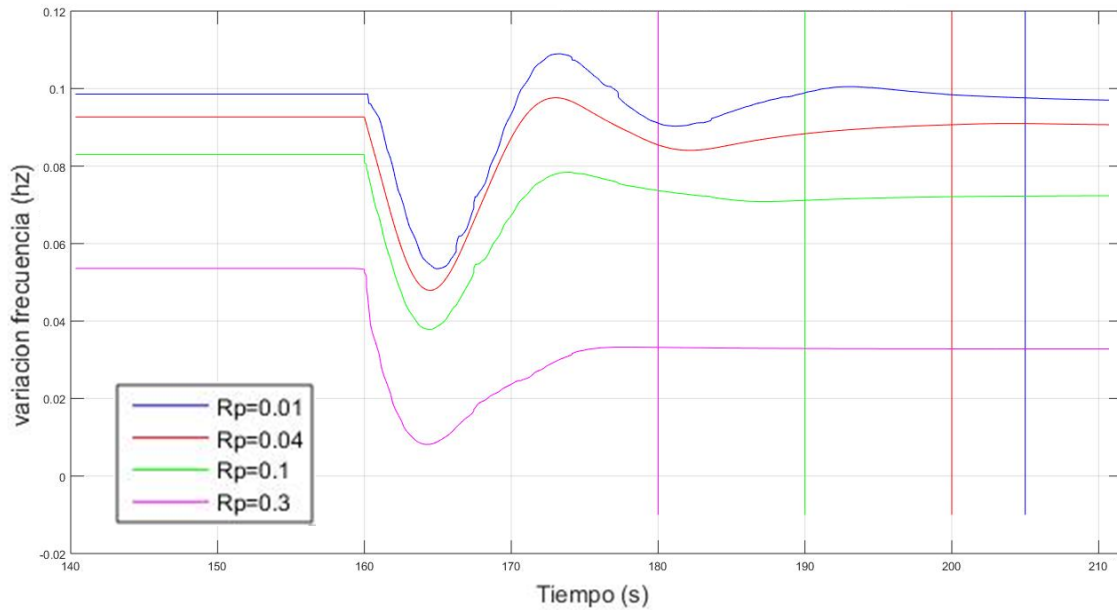


Figura A.11: Variación de frecuencia del sistema para los distintos valores de  $R_P$ .

- $H_T=3.525$  s (valor inicial seleccionado),
- $H_T=7$  s,
- $H_T=14$  s.

Utilizando los mismos se obtiene el diagrama de polos y ceros de las figuras A.12 y A.13.

De observar el diagrama como conclusión inicial se tiene que un aumento de la inercia del sistema  $H_T$  conlleva a una respuesta más lenta, y por ello se espera que traiga aparejado una suba en el tiempo de asentamiento del sistema.

Con los valores de  $H_T$  mencionados se procede a simular la respuesta del sistema en su totalidad. En la figura A.14 se aprecia la respuesta de la frecuencia durante la simulación.

Para  $2H_T = 7,05s$ ,  $2H_T = 14s$  y  $2H_T = 28s$  se confirma lo esperado: a mayor inercia mayor tiempo de asentamiento del sistema. Siguiendo esta lógica el menor de los tiempo de asentamiento obtenidos debería darse para  $2H_T = 4,5s$ , lo cual no sucede. Esto se explica teniendo en cuenta que a medida que  $H$  decrece el sistema se vuelve más oscilatorio (como lo demuestran las simulaciones realizadas) y por ende se acerca más a la inestabilidad. Es entonces que se comprueba una de las premisas de la inercia: cuanto mayor es la inercia de la red, mayor es su estabilidad ante perturbaciones.

La tercer y última conclusión acerca de la variación de  $H_T$  se produce al observar las variaciones de la frecuencia durante la aplicación de la perturbación. La sección de interés corresponde a la variación de la frecuencia que es regida por la inercia natural del sistema, anterior a la

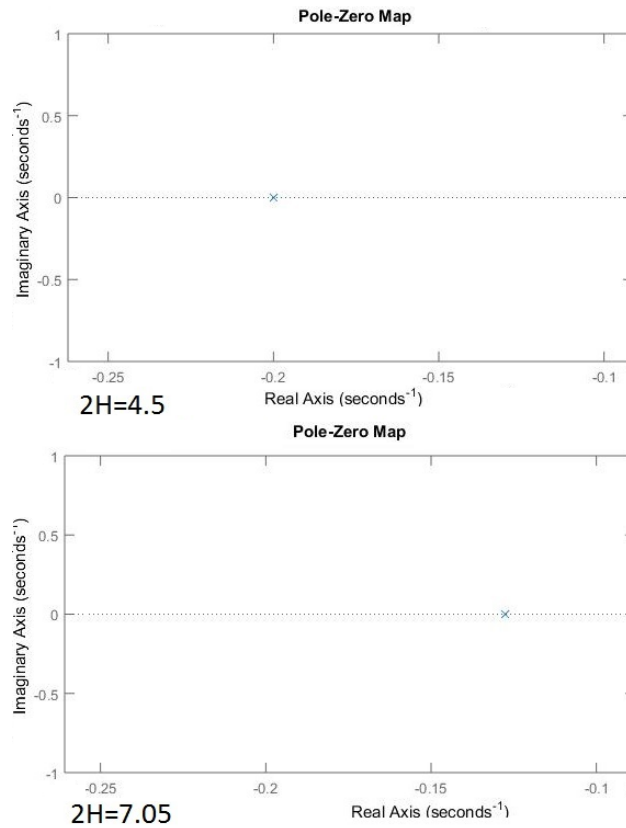


Figura A.12: Estudios de polos y ceros - variación de  $H_T$ .

corrección aplicada por el control primario de frecuencia (anterior al nadir). Se tiene que la pendiente de la frecuencia es menor cuanto mayor es el valor de  $H_T$  utilizado. Tomando como hipótesis que el retardo de acción del control primario es el mismo en todos los casos, esto conlleva a una menor amplitud de variación de la frecuencia durante la falta. Este punto es de suma importancia a la hora de evaluar la estabilidad transitoria de un sistema.

En el cuadro A.2 se resumen la variación de los tiempos de asentamiento en función de  $2H_T$ .

Tabla A.2: Resumen de resultados.

$2H_T$	Tiempo de asentamiento (s)
4.5	58
7.05	40
14	49
28	70

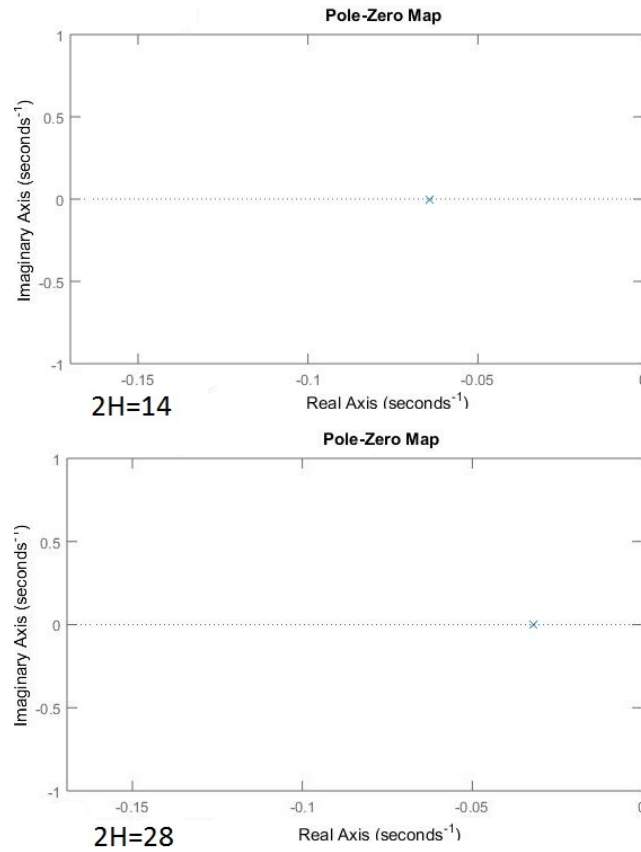


Figura A.13: Estudios de polos y ceros - variación de  $H_T$ .

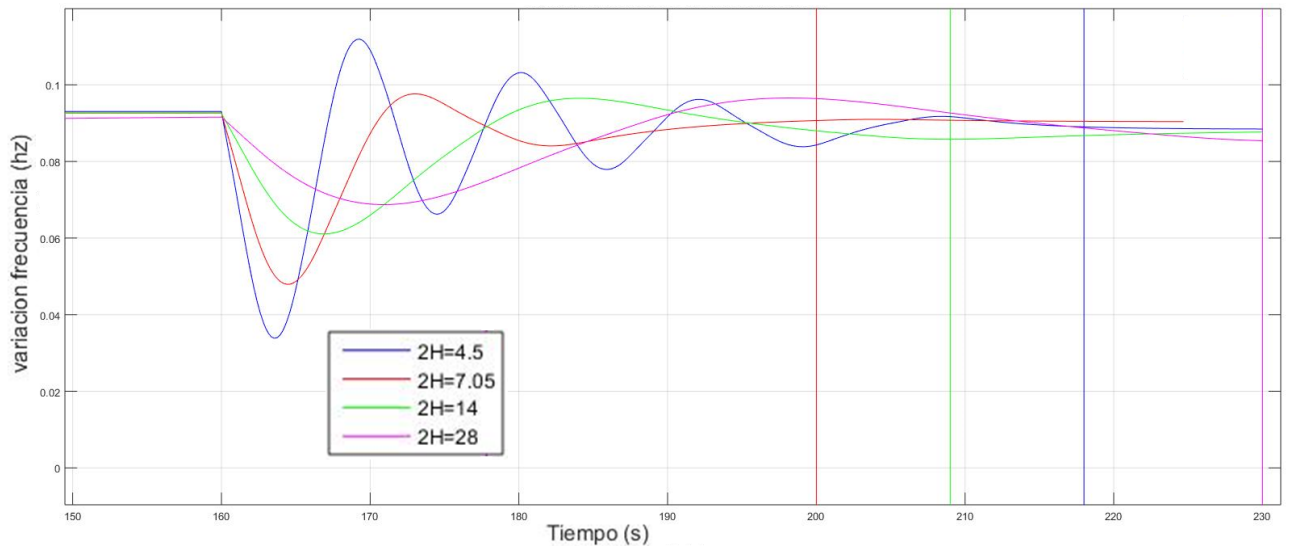


Figura A.14: Variación de frecuencia del sistema para los distintos valores de  $H_T$ .

### A.5.3. Efectos variación del *damping* de la red

El último de los parámetros a evaluar es el *damping* de la red ( $K_T^D$ ). Como mencionamos anteriormente es uno de los parámetros determinantes para el comportamiento del sistema en estudio. En lo que sigue se procederá a determinar la incidencia de este parámetro.

Para ello, se realiza un nuevo estudio de polos y ceros a la representación utilizada de la red (ecuación (A.1)). Los valores característicos de  $K_T^D$  a estudiar son:

- $K_T^D=0.4$ ,
- $K_T^D=0.9$  (valor inicial seleccionado),
- $K_T^D=1.8$ .

Utilizando los mismos se obtiene el diagrama de polos y ceros de las figuras A.15 y A.16.

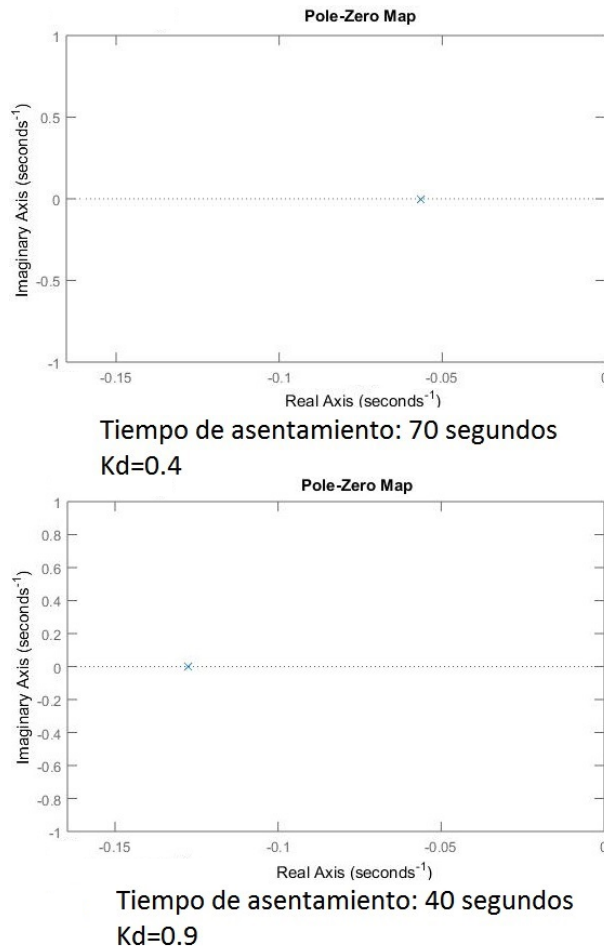


Figura A.15: Estudios de polos y ceros - variación de  $K_T^D$ .



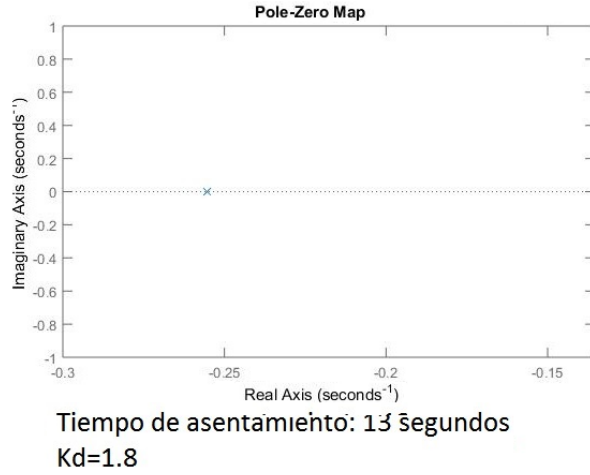


Figura A.16: Estudios de polos y ceros - variación de  $K_T^D$ .

Se observa que al aumentar el valor de  $K_T^D$ , los polos del bloque bajo estudio se alejan del origen, lo que conlleva a un menor tiempo de asentamiento del sistema. Si se simula la red inicial en estudio, variando los valores del *damping*, el comportamiento de la frecuencia del sistema se observa en la figura A.17.

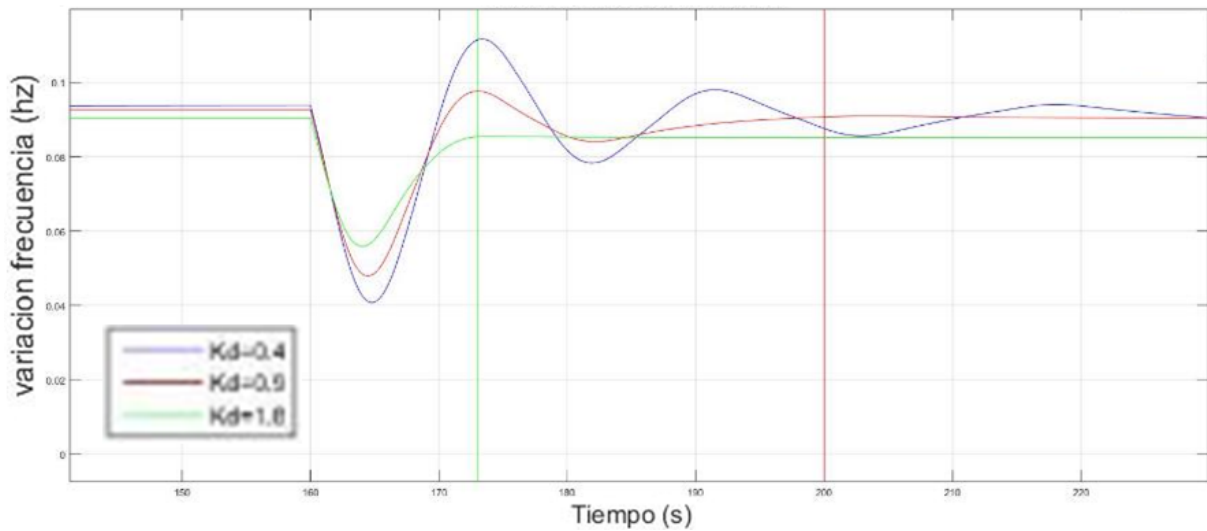


Figura A.17: Variación de frecuencia del sistema para los distintos valores de  $K_T^D$ .

En ella se aprecia el notorio cambio en los tiempos de asentamiento del sistema global frente a la variación del parámetro  $K_T^D$ . Los tiempos de asentamiento varían entre 70 y 13 segundos a medida que se aumenta el valor de  $K_T^D$ .

Otro efecto notorio es la reducción de las oscilaciones a medida que aumenta el *damping*, lo que deja concluir que este parámetro tiene un efecto amortiguador sobre el sistema.

En el cuadro A.3 se resumen la variación de los tiempos de asentamiento en función de  $K_T^D$ .

Tabla A.3: Resumen de resultados.

$K_T^D$	Tiempo de asentamiento (s)
0.4	58
0.9	40
1.8	70

Conociendo la incidencia de los principales parámetros del sistema, solo resta hacer un breve análisis de la banda muerta, utilizada en el control del *governor*.

## A.6 Banda muerta - control del *governor*

Como último punto a evaluar en esta red inicial se encuentra el del funcionamiento de la banda muerta. La banda muerta es un control fundamental del control del *governor* y como se mencionó en secciones anteriores su principal función es filtrar pequeñas oscilaciones a la entrada, de forma que el control no actúe innecesariamente. Cuando la entrada se mantiene dentro del rango aceptable definido por la banda muerta, el control entenderá que no es necesario actuar, dejando de realizar modificaciones.

La banda muerta se encuentra luego de la realimentación, a la entrada del ramal principal del control del *governor*. En la figura A.18 se puede observar este bloque.

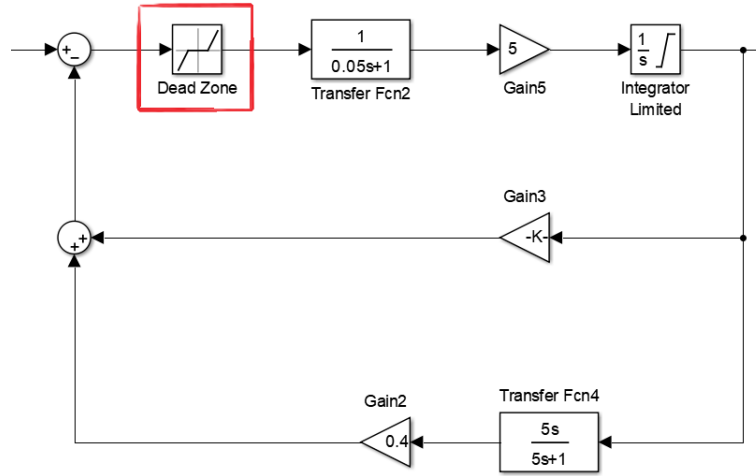


Figura A.18: Banda muerta, control del *governor*.

De la totalidad de los bloques que componen a la turbina hidráulica, la banda muerta es el único bloque que no presenta recomendaciones para seleccionar sus rangos de acción (fuente [10]).

Es entonces, que los valores de no actuación de esta banda fueron seleccionados teniendo en cuenta las variaciones de la entrada al controlador durante las simulaciones realizadas. Cabe destacar que estos valores son aplicables únicamente para faltas del orden de la aplicada y que

pueden no ser los óptimos.

Los valores utilizados son:

- 0.002 Hz para banda superior,
- -0.002 Hz para banda inferior.

Teniendo en cuenta los principios de funcionamiento de la banda muerta se procedió a verificar su actuación en la red de estudio.

Utilizando como variables a estudiar la frecuencia del sistema ( $\omega_G$ ) y la potencia mecánica ( $D_p$ ) a la entrada del control del *governor*, se procedió a graficar  $\omega_G(D_p)$ .

Entendiendo que la ecuación matemática que debe cumplir esta función (obviando el efecto producido por el accionar de la banda muerta) es de la forma:

$$\omega_G = -Rp * D_p + \omega_0. \quad (\text{A.4})$$

Debido a la presencia de la banda muerta la frecuencia del sistema se considerará admisible dentro de un rango cercano al punto que defina esta la ecuación anterior. Ese rango está determinado por los valores seleccionados para la banda muerta. Dichos valores (límites) cumplirán con la siguiente ecuación:

$$\omega_G = -Rp * D_p + \omega_0 \pm B_{muerta}. \quad (\text{A.5})$$

Esto quiere decir que teniendo en cuenta la presencia de la banda muerta en el sistema, el controlador del *governor* entenderá que ha cumplido su función siempre que para un determinado  $D_p$  la frecuencia se encuentre dentro de la banda de rangos que define la ecuación presentada.

Para comprobar el correcto funcionamiento del control del *governor* y su banda muerta basta con graficar  $\omega_G(D_p)$  a partir de los datos de la simulación y compararlo contra las bandas que definen la ecuación (A.5).

Recordemos que se simula una falta en el sistema que provoca una perturbación en la frecuencia. Si el control del *governor* logra restablecer la frecuencia a un valor dentro de la banda que define la ecuación presentada, se entenderá que este funciona correctamente.

En la figura A.19 se grafica  $\omega_G(D_p)$  durante la simulación. A su vez se encuentran graficadas la frecuencia teórica esperada y las bandas límites admisibles al momento de estabilización del sistema.

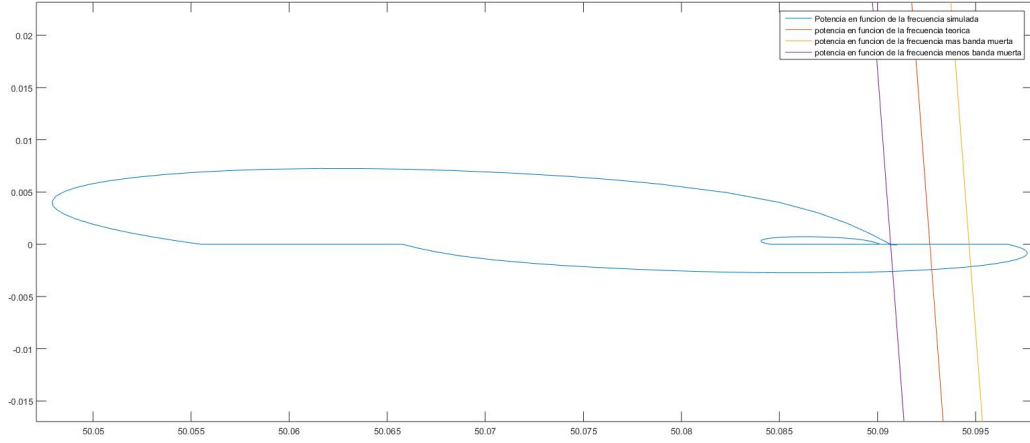


Figura A.19:  $\omega_G(D_p)$  vs bandas límites de actuación.  $R_p = 0,3$ .

En la figura A.19 se puede apreciar que el resultado de la simulación (gráfica  $\omega_G(D_p)$ ) entra y sale del rango admisible en varias ocasiones. Esto es esperable dado que se está simulando una falta. No es posible diferenciar aquí en que momentos de la simulación la frecuencia se encuentra dentro de los límites admisibles y en cuales no.

El correcto funcionamiento del control del *governor* implicaría que la frecuencia de régimen pre-falta y la frecuencia pos-falta estén dentro de la banda establecida. Durante la falta, mientras el control actúa, se entiende que la frecuencia no cumpla esto.

Por esto, con el objetivo de verificar el correcto funcionamiento del control y la banda muerta se procedió a graficar únicamente los valores de régimen del sistema. Es decir, se graficó  $\omega_G(D_p)$  antes de producirse la falta, durante los primeros instantes de la falta, los últimos segundos antes de estabilizarse y luego de que el sistema se estabilizara. En la figura A.20 puede apreciarse el resultado.

Como se puede ver la frecuencia en función de la potencia se encuentra en un valor central de la banda admisible por el control antes de aplicada la falta (curva azul). Luego de aplicada la falta el valor (como es esperable) sale de los rangos admisibles.

Por su parte en la curva naranja, correspondiente a la estabilización pos-falta del sistema, se puede observar como alcanza valores dentro de la banda admisible; permaneciendo luego allí. De esta forma se pudo comprobar el correcto funcionamiento del control del *governor*, junto con el bloque que compone la banda muerta.

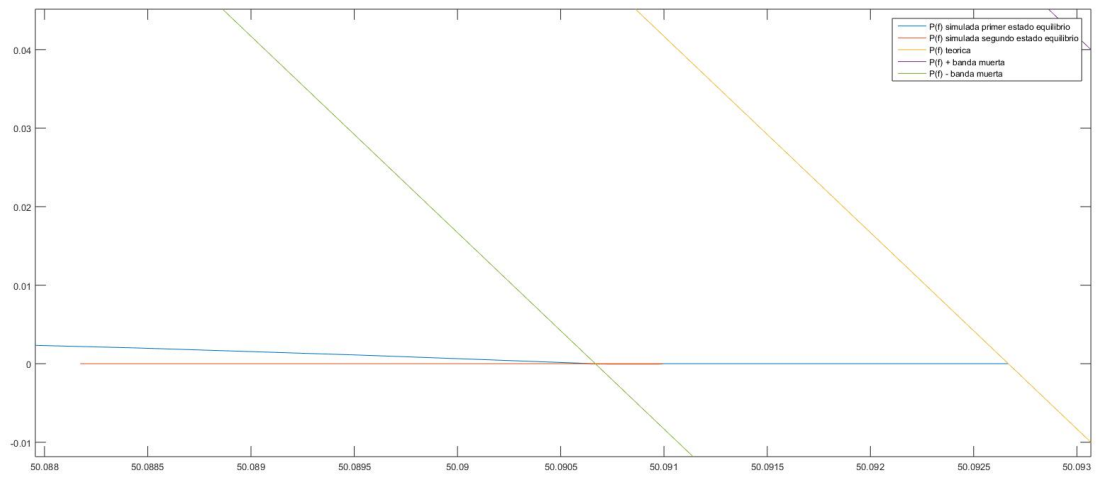


Figura A.20:  $\omega_G(D_p)$  vs bandas límites de actuación - sin período de falta.  $R_p = 0,3$ .

# Introducción a la inercia sintética

---

En este capítulo se introducirá dentro de la simulación el concepto de inercia sintética.

Como solución para mitigar la falta de inercia en un sistema eléctrico, las técnicas de inercia sintética se basan en el principio de inyectar potencia activa (valores superiores a los nominales) durante transitorios de la red.

Para el caso de parques eólicos, un método sugerido consiste en utilizar la energía almacenada en el rotor de la máquina para inyectar un excedente de potencia a la red, con el objetivo de contrarrestar la disminución de frecuencia ([13]).

Esta técnica ha logrado resultados prometedores, según estudios pos-perturbación realizados. El principal inconveniente encontrado hasta el momento consiste en el efecto que produce la desaceleración de los rotores luego de transcurrido el período transitorio de sobre-inyección de activa. Se han registrado disminuciones de potencia pos-falta de hasta un 60 % en algunos aerogeneradores, lo que podría derivar en casos extremos en un segundo colapso de frecuencia del sistema. Cabe destacar que esta no es la única técnica en estudio y que otras soluciones están siendo objeto de investigación y desarrollo en la actualidad.

En el caso de las granjas fotovoltaicas, como se mencionó anteriormente, se han sugerido y evaluado la inserción de bancos de baterías asociados a un control que inyecte potencia activa durante transitorios de frecuencia y el sobre dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos a instalar, entre otros.

Partiendo de la red del capítulo anterior, se expandirá el sistema, incluyendo la presencia de un generador con inercia sintética (en adición al generador convencional ya presentado en el capítulo A). Nuevamente la finalidad buscada es realizar un sistema relativamente simple, en el que se pueda observar cualitativamente el efecto de la inserción de inercia sintética en la red eléctrica. A continuación se discutirán los principales cambios del sistema en estudio y se explicará el criterio para el modelado a desarrollar.

## B.1 Modelo generador con inercia sintética

Para modelar un generador con control de inercia sintética se optó por utilizar el modelo de bloques sugerido en el artículo [7] , publicado por la IEEE. En la figura B.1 se observa la lógica del control propuesto.

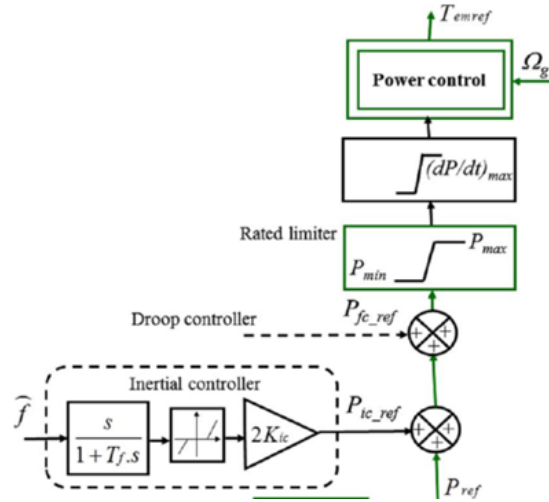


Figura B.1: Control de inercia sintética a utilizar ( [7]).

Como se puede observar la lógica del control presentado presenta un bloque derivador, una banda muerta y un bloque proporcional. Básicamente el control de inercia inyecta potencia activa de forma proporcional a la derivada de la frecuencia de la red. Esto implica que ante una variación en la frecuencia del sistema (en el caso de estudio una disminución), el controlador ordenará la inyección de potencia activa con el fin de contrarrestar la variación de frecuencia.

La banda muerta por su parte cumple el mismo funcionamiento que el anteriormente explicado para el control del *governor*: establece un rango de no actuación del control con el fin de poder obviar las pequeñas oscilaciones del sistema.

La selección de los parámetros de este control fue realizada de forma de lograr el valor y duración de inyección de potencia deseado. En la siguiente sección esto será exployado en mayor detalle.

Cabe destacar que bajo este contexto de trabajo se asumió que el generador tiene la capacidad de entregar la totalidad de la potencia requerida por el control de inercia sintética durante un transitorio. A su vez el generador modelado no sufre disminución alguna en su capacidad de inyección de potencia activa luego del transitorio de falta.

## B.2 Modelo a simular

Partiendo del modelo inicial desarrollado se producen dos grandes cambios:

- se comienza a trabajar con frecuencia y no con variación de frecuencia,
- se adiciona un generador con control de inercia sintética.

En cuanto al primer punto, como mencionamos anteriormente la referencia de realimentación del modelo generado es la variación de frecuencia con respecto a un punto de equilibrio. Dado que el control de frecuencia sintética implementado tiene como entrada la frecuencia total de la red, se procedió a corregir la referencia de realimentación adicionando el valor de frecuencia de equilibrio y modificando de forma acorde las constantes de entrada del modelo.

Refiriéndonos al segundo punto, el sistema original contaba con un generador hidráulico conectado a una red. La potencia demandada por la red era proporcionada en su totalidad por el único generador modelado. Como mencionamos la nueva red en estudio cuenta con la adición de un nuevo generador. Es decir, en lo que sigue la potencia demandada por la red será suplida por la suma de las potencias entregadas del generador hidráulico y el generador fotovoltaico.

En la figura B.2 se muestra el diagrama del modelo final a simular. El sombreado corresponde al modelo elaborado del generador fotovoltaico con inercia sintética.

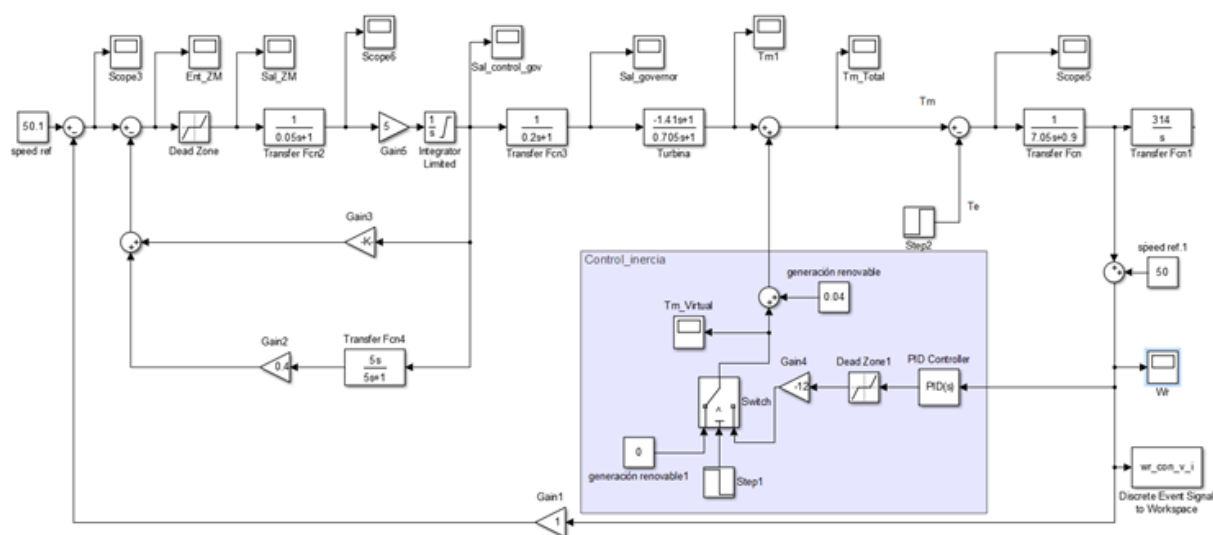


Figura B.2: Modelo de red con generador con inercia sintética.

El nuevo generador implementado es la suma de dos fuentes de alimentación: la primera es un bloque de inyección constante que representa la potencia suministrada en régimen por el



generador. El segundo corresponde a la implementación del control de inercia sintética. Suponiendo las magnitudes en p.u. y en base 100, el generador fue fijado para entregar 40 MW en régimen y poder entregar otros 39 MW durante el transitorio de falta. Este último valor fue seleccionado con el objetivo de mostrar un aporte significativo en un sistema de dos generadores que suman 184 MW en régimen.

En la figura B.3 se muestra el modelo final del generador no convencional implementado.

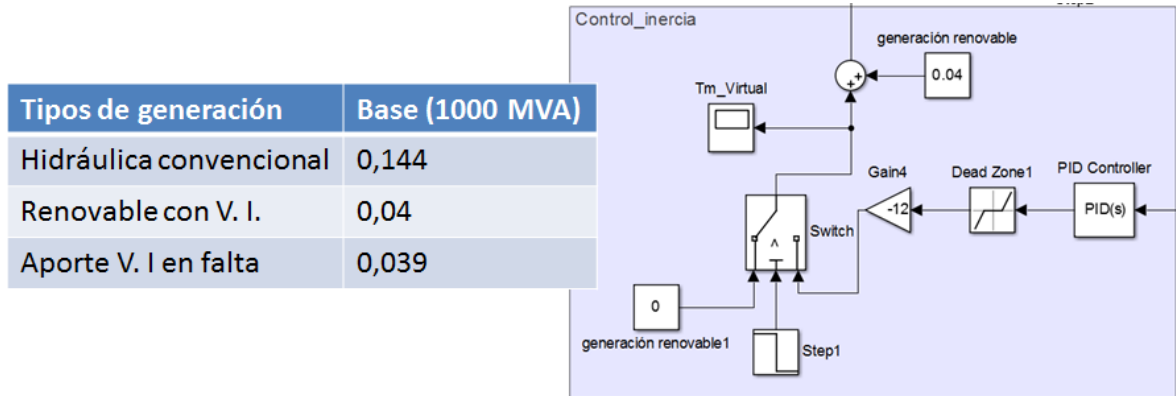


Figura B.3: generador con control de inercia.

Como se observa puede apreciarse el bloque correspondiente al estado de régimen y el correspondiente a la respuesta transitoria (control de inercia sintética). Cabe destacar que al diagrama de bloques de la referencia [7] se le adicionó una llave que conmuta la respuesta transitoria del generador entre cero y la sugerida en [7]. Esto se debe básicamente a que no se quiere que el control actúe durante la inicialización del modelo.

## B.3 Simulaciones

Teniendo presente el modelo implementado de generador con control de inercia sintética se decidió a realizar dos simulaciones:

- la primera, con control de inercia sintética del generador desactivado,
- la segunda, con el control de inercia sintética activado.

En ambos casos el generador hidráulico modelado se encuentra inyectando 144 MW en régimen y su control primario de frecuencia se encuentra activo. En lo que sigue, serán comparados los tiempos de recuperación y profundidad de hueco de la frecuencia del sistema frente a una misma perturbación.

### B.3.1. Control de inercia sintética desactivado

Con el sistema descrito anteriormente se realiza la simulación de la falta, deshabilitando el control de inercia sintética del generador no convencional.

En estas condiciones los generadores estarán inyectando en régimen su potencia nominal, 184 MW combinados. Durante la perturbación el único generador habilitado para inyectar un extra de potencia activa (con el fin de mitigar el descenso de frecuencia) es el generador hidráulico, quien utilizando su control primario estabilizará la frecuencia de la forma descrita en el sistema inicial. Por su parte durante la perturbación el generador no convencional continuará inyectando su potencia nominal.

En la figura B.4 se aprecia el comportamiento de la frecuencia del sistema durante la simulación.

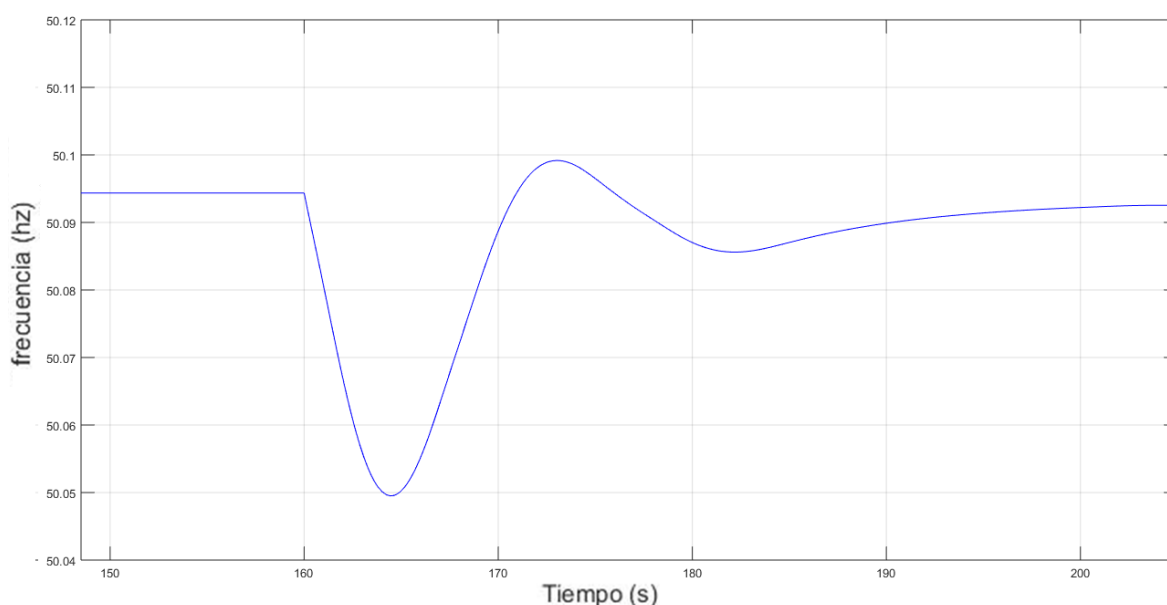


Figura B.4: Frecuencia en función del tiempo - sistema sin control de inercia sintética.

El comportamiento de este sistema es similar al de la red inicial presentada. Dado que este nuevo sistema la potencia es inyectada en conjunto entre un generador hidráulico y uno no convencional sin sistema de control de frecuencia (no hace ningún aporte de potencia adicional), los tiempos de asentamiento y profundidad de hueco de frecuencia varían con respecto al sistema original. Para este caso se tiene:

- tiempo de asentamiento del sistema: 57s,
- profundidad del hueco: 0.04 Hz.

### B.3.2. Control de inercia sintética activado

Luego de activar el control de inercia se realiza la simulación del sistema. Como primer punto, en la figura B.5 se muestra la salida de la respuesta transitoria del generador no convencional implementado.

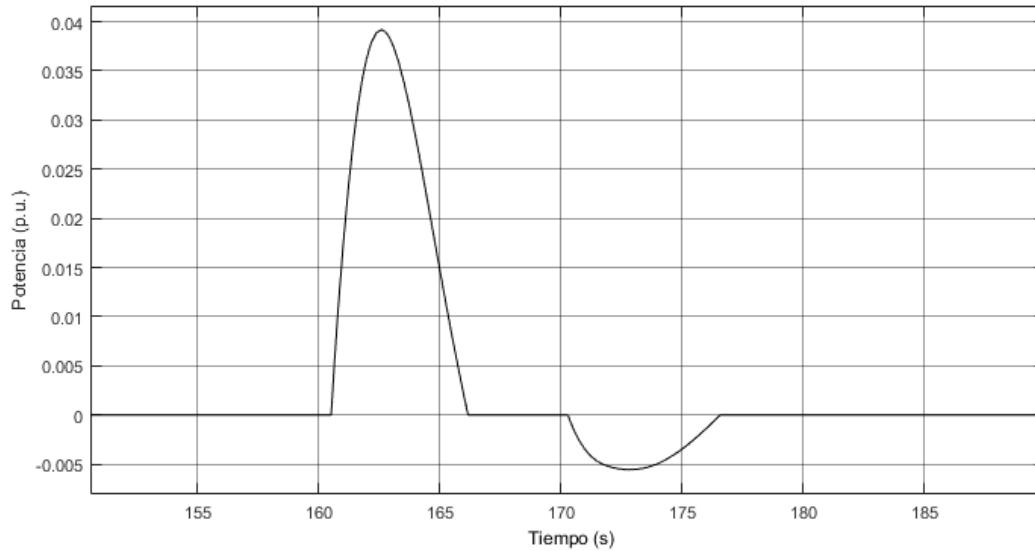


Figura B.5: Respuesta transitoria bloque dinámico del generador no convencional.

Se aprecia como antes de la falta no existe aporte alguno del bloque dinámico del generador no convencional. Durante la falta el control de inercia aporta, proporcional a la derivada de la variación de la frecuencia, hasta 39 MW adicionales; contribuyendo de esta forma a mejorar la estabilidad transitoria del sistema.

En este caso tanto el tiempo de asentamiento como la magnitud del hueco de frecuencia se ven reducidos (con respecto al sistema sin control de inercia sintética). Se tiene:

- tiempo de asentamiento del sistema: 50s,
- profundidad del hueco: 0.03 Hz.

### B.3.3. Comparación sistema con y sin control de inercia sintética

En la figura B.6 se encuentran graficadas las dos respuestas temporales superpuestas.

En esta se aprecia la notoria mejora en la recuperación del sistema con la incorporación del control de inercia sintética. Esto se debe básicamente a dos factores:

- el aporte de potencia activa entregada durante el transitorio de falta. Este se suma al aporte que realiza el control primario de frecuencia del generador síncrono,

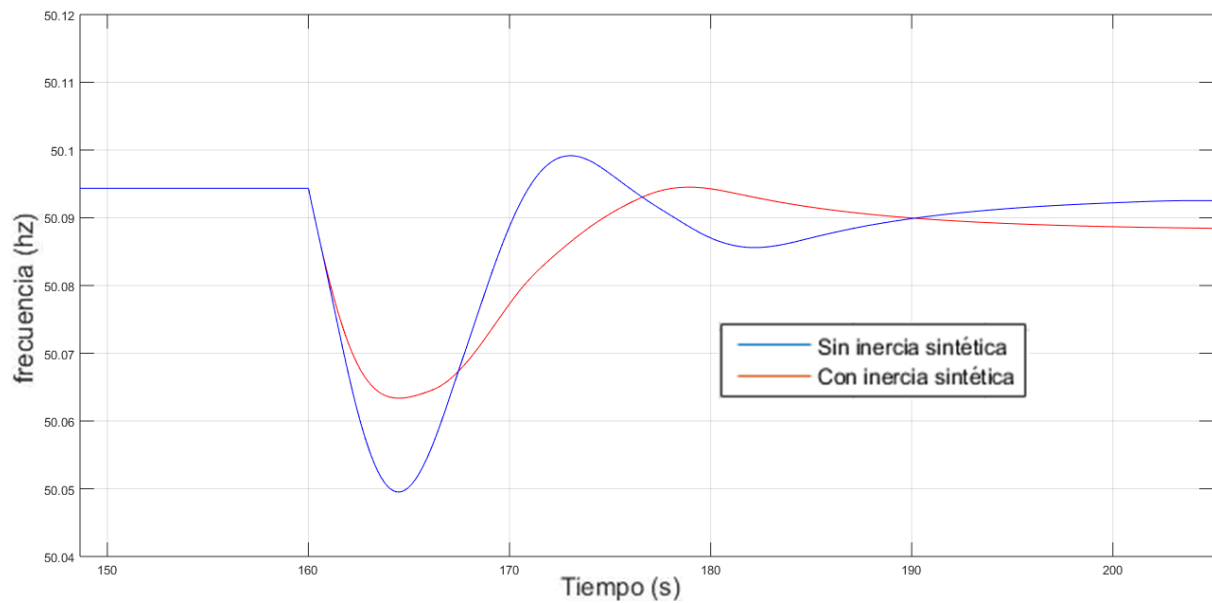


Figura B.6: Respuesta en frecuencia del sistema con control de inercia.

- la rapidez en la respuesta del control. El control de inercia sintética se encuentra diseñado para actuar en los primeros segundos del transitorio, su velocidad de respuesta es comparable a la del control primario de frecuencia. Este temprano aporte de potencia activa colabora para minimizar la amplitud del hueco de frecuencia y por consiguiente el control de primario de frecuencia del generador hidráulico estabiliza el sistema más rápidamente. En la figura B.7 se puede apreciar la comparación entre los tiempos de respuesta del *governor* y los de el bloque dinámico de inercia sintética.

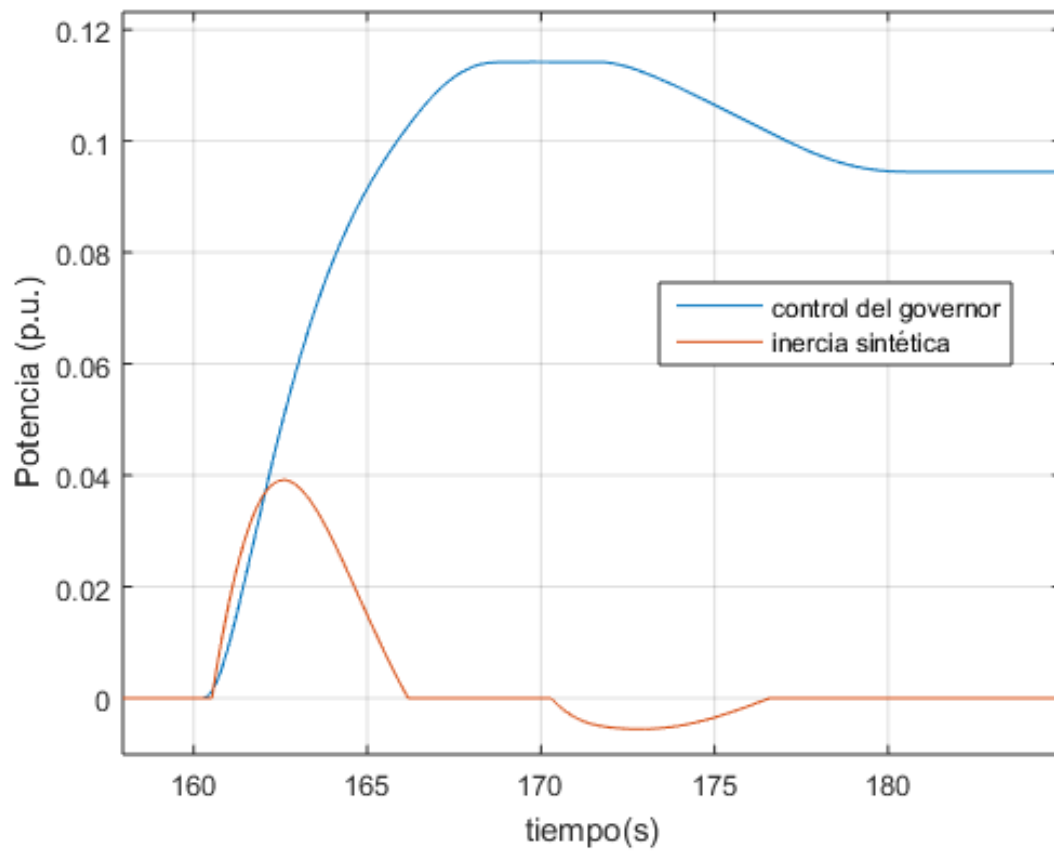


Figura B.7: Respuesta ante perturbación, *governor* y control inercia sintética.