

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

IDENTIFICACIÓN DE PARÁMETROS DE SISTEMAS DE  
REGULACIÓN DE VELOCIDAD

**INFORME DE MATERIA INTEGRADORA**

Previo la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

Presentado por:

Missael Wladimir Fajardo Farías  
Joseph Anthony Guzmán Santillán

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2018



## **DEDICATORIA**

Este trabajo lo dedico a las cuatro personas más importantes de mi vida: mis padres Jenni Farías y Saúl Fajardo, y mi hermana Michelle Fajardo. Por ellos he llegado hasta aquí y seguiré subiendo aún más.

Agradezco a mis familiares, en especial a mi abuelita.

A mi compañero de tesis, Joseph Guzmán, y demás amigos de la carrera de ingeniería, con quienes compartí los mejores momentos: Andrés Jacho y Walter Mariscal.

Y al Dr Javier Urquiza, por permitirnos establecer vínculos con la Corporación CENACE en la ciudad de Quito.

Missael Wladimir Fajardo Farías



## DEDICATORIA

Quiero dedicar, en primer lugar, a Dios, por permitirme llegar hasta este punto de mi vida y por haberme acompañado en cada paso que he dado desde que entré a esta universidad, allá por el año 2013 hasta el día de hoy.

Desde aquí quiero dedicar este trabajo a aquellos 5 pilares fundamentales en varias etapas de mi vida, a lo largo de esta gran lucha que he tenido que enfrentar para llegar hasta aquí.

A mis abuelas Laura Luz Baque Palma y Jovita de Lourdes Vera Cárdenas, la primera quien falleció al inicio de mi carrera, pero sé con total certeza que ha estado apoyándome desde el cielo y la segunda a quien tengo la alegría de tenerla conmigo para este momento tan especial.

A mis padres José Guzmán y Susana Santillán por su apoyo y preocupación a lo largo de mi carrera, y a mi hermano Eric Guzmán quien ha sido soporte para no desfallecer ante ciertas situaciones.

A mis amigos y amigas, compañeros de aventuras, José María Vera, Missael Fajardo, Andrés Jacho, Pablo Aguirre, Carlos Toro, Bárbara Tamayo, Estefanía Sánchez, María José Granados, Paula Moarry Melissa Segarra, quienes junto a sus alegrías y locuras hicieron que este camino duro sea entretenido y nunca faltó un sabio consejo de ellos.

A Mabel López quien ha sido una persona muy especial en mi vida, a su hermana Helen López y su madre Margarita González, por siempre acogerme en momentos de mucha dificultad.

A Sor Edith Silva, mi guía espiritual, quien con todo el amor del mundo siempre ha estado conmigo para escucharme, motivarme en los momentos exactos para seguir adelante en mi trabajo y a confiar en cada paso que dí.

Gracias a todos, por tanto y perdón por tan poco.

Joseph Anthony Guzmán Santillán.



## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores estamos agradecidos de todas las instituciones y personas que hicieron posible este trabajo.

Esta tesis de grado nunca hubiera sido posible sin el apoyo financiero de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL). La ESPOL nos brindó tanto la oportunidad de convertirnos en Ingenieros como de recibir las tutorías en Quito. También queremos reconocer la ayuda recibida por la Corporación CENACE, quienes nos permitieron usar sus conjuntos de datos (especialmente al Dr. Jaime Cepeda y el Ingeniero Walter Vargas). Esto fue único e invaluable en el desarrollo de esta investigación.





## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Missael Wladimir Fajardo Farías* y *Joseph Anthony Guzmán Santillán* y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

Missael Wladimir Fajardo  
Farías

---

Joseph Anthony Guzmán  
Santillán

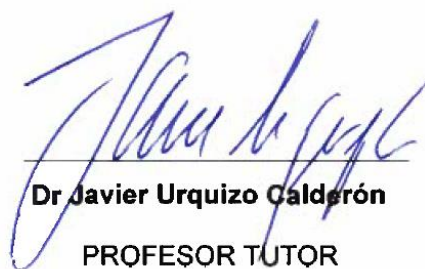


## EVALUADORES



**PhD Sixifo Falcones Zambrano**

**PROFESOR DE LA MATERIA**



**Dr Javier Urquiza Calderón**

**PROFESOR TUTOR**



# RESUMEN

Con la finalidad de iniciar en Ecuador investigaciones para el control primario de frecuencia, así como se ha llevado a cabo por años para el control secundario, esta tesis plantea las bases para un análisis de regulación primaria de frecuencia, junto con una sintonización de parámetros luego de sus respectivas identificaciones.

Se realizará una identificación de parámetros del regulador de velocidad de un grupo turbina-generador hidráulico, con el fin de poder reconocer aquellos parámetros que tengan una mayor participación en la respuesta primaria de frecuencia, ante perturbaciones o eventos que desvíen la frecuencia del sistema al cual esté conectado el generador. Para ello se llevarán a cabo pruebas donde se producirán eventos que causen un desbalance de potencia en el sistema; es decir, desconexión de carga, y por tanto una desviación de frecuencia. Estas pruebas serán realizadas sobre un sistema de prueba de 39 barras y sobre un turbogenerador cuyo controlador de velocidad será un modelo típico de la librería del simulador, denominado como HYGOV.

La identificación de parámetros será realizada mediante el método Heurístico de optimización denominado como Optimización por Enjambre de Partículas, para aproximar lo más posible la respuesta del controlador de turbina simulado a la de uno real. De manera que los resultados sugieran qué parámetros pueden ser modificados para alterar la actuación del controlador.

Con los resultados obtenidos de las respuestas de potencia mecánica de la turbina y su velocidad, se observa que la identificación de parámetros, mediante métodos heurísticos, es capaz de sintonizar un gobernador para aproximar de manera casi exacta su respuesta a cualquiera deseada, sin importar la cantidad de parámetros sintonizados. El método escogido por mayor facilidad de uso es la optimización por enjambre de partículas, que presenta ventajas antes otros métodos heurísticos.

**Palabras clave:** Control primario de frecuencia, desviación de frecuencia, estatismo, enjambre de partículas, frecuencia del sistema, gobernador, identificación de parámetros, método Heurístico, reserva de potencia, respuesta de frecuencia, sintonización.



# TABLA DE CONTENIDO

EVALUADORES.....	xi
RESUMEN.....	xiii
<b>TABLA DE CONTENIDO.....</b>	<b>xv</b>
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xxiii
LISTADO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS .....	xxv
Capítulo 1. Introducción .....	27
1.1 Introducción.....	29
1.1.1 Descripción del problema .....	29
1.1.2 Justificación del problema.....	30
1.2 Objetivos de nuestra tesis .....	31
1.3 Aportes de nuestra tesis.....	33
Capítulo 2. Revisión de Literatura.....	35
2.1 Introducción.....	37
2.2 Control carga-frecuencia .....	38
2.2.1 Control primario .....	39
2.2.2 Control secundario.....	43
2.2.3 Control terciario.....	43
2.3 Aspectos del control primario de frecuencia.....	44
2.3.1 Banda muerta .....	44
2.3.2 Estatismo .....	45
2.3.3 Cuantificación de la reserva.....	45
2.3.4 Respuesta de frecuencia .....	46
2.3.5 Factores de ajuste .....	49
2.4 Regulación de frecuencia en Ecuador.....	51
2.4.1 Reserva rodante para regulación de frecuencia .....	51
2.4.2 Requisitos de un generador para regulación de frecuencia.....	53
2.4.3 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia .....	53
2.4.4 Otros aspectos de la regulación primaria en Ecuador .....	55
2.5 Algoritmo de optimización por Enjambre de Partículas (PSO) .....	56

2.5.1	Optimización heurística.....	56
2.5.2	Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) .....	57
2.6	Identificación de parámetros .....	62
2.7	Modelo de gobernador HYGOV.....	63
2.8	Ruido blanco.....	66
Capítulo 3.	Metodología .....	69
3.1	Introducción .....	71
3.2	Sistema simulado en PowerFactory .....	72
3.3	Datos de campo .....	74
3.3.1	Obtención de los datos de campo.....	74
3.3.2	Respuesta de frecuencia y potencia .....	79
3.3.3	Aplicación del ruido blanco Gaussiano .....	82
3.4	Parámetros del gobernador HYGOV .....	85
3.4.1	Parámetros de simulación en PowerFactory.....	86
3.5	Metodología de la identificación de parámetros mediante el algoritmo PSO	87
3.5.1	Señales para la identificación de parámetros .....	87
3.5.2	Pruebas a realizar .....	89
3.5.3	Planteamiento de la función objetivo .....	90
3.5.4	Algoritmo PSO .....	93
3.5.5	Identificación de parámetros .....	94
Capítulo 4.	Resultados.....	97
4.1	Introducción .....	99
4.2	Resultados de la sintonización .....	99
4.2.1	Sintonización sin ruido blanco.....	100
4.2.2	Sintonización con ruido blanco .....	102
4.3	Respuestas de frecuencia y potencia.....	105
4.3.1	Respuestas sin ruido .....	105
4.3.2	Respuestas con ruido .....	106
4.4	Resultados de la función objetivo .....	107
4.4.1	Función objetivo sin ruido blanco.....	108



4.4.2	Función objetivo con ruido blanco.....	109
Capítulo 5.	Discusión.....	111
5.1	Introducción.....	113
5.2	Datos de entrada.....	113
5.3	Datos de salida del sistema.....	114
5.4	Elección de un modelo .....	114
5.4.1	Elección del algoritmo PSO .....	115
5.4.2	Interpretación de los resultados.....	115
5.5	Conciliación con otros métodos.....	116
Capítulo 6.	Conclusiones y Recomendaciones.....	117
6.1	Introducción.....	119
6.2	Conclusiones principales.....	122
6.3	Limitantes en la tesis.....	123
6.4	Recomendaciones y sugerencias para posteriores investigaciones ....	124
Apéndices.....		125
Apéndice A.....		127
Apéndice B.....		131
Apéndice C.....		135
Apéndice D.....		139
Apéndice E.....		141
Apéndice F.....		147
Referencias .....		149



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Potencia Efectiva por tipo de central en el Ecuador .....	38
Figura 2.2 Respuesta de frecuencia para diferentes valores de constantes de inercia .....	39
Figura 2.3 Desviación de frecuencia debido al estatismo.....	40
Figura 2.4 Distintos valores de estatismo .....	41
Figura 2.5 Relación potencia-frecuencia debido al efecto de la carga .....	42
Figura 2.6 Respuestas de frecuencia para valores diferentes de constantes de tiempo.....	43
Figura 2.7 Diferentes valores de estatismo .....	45
Figura 2.8 Curva Típica de la respuesta de frecuencia durante el control primario .....	46
Figura 2.9 Pasos del algoritmo PSO .....	61
Figura 2.10 Esquema de bloques del modelo de gobernador HYGOV .....	64
Figura 2.11 Señal de ruido blanco.....	67
Figura 2.12 Ejemplo de la superposición de ruido a una señal simulada .....	67
Figura 2.13 Señal sin ruido versus señal con ruido .....	68
Figura 3.1 Flujograma de la Metodología .....	71
Figura 3.2 caso de estudio 39-bus New England .....	72
Figura 3.3 Evento de desconexión de la carga de 50MW .....	75
Figura 3.4 Función de transferencia en DSL .....	77
Figura 3.5 Controladores de una máquina síncrona.....	78
Figura 3.6 Funciones de transferencia del slot del gobernador HYGOV .....	79
Figura 3.7 Respuesta de potencia del gobernador HYGOV de campo .....	80
Figura 3.8 Respuesta de frecuencia del gobernador HYGOV de campo .....	81
Figura 3.9 Ruido blanco generado en MATLAB .....	83
Figura 3.10 Señal de potencia mecánica de la turbina con ruido blanco gaussiano .....	83
Figura 3.11 Señal de velocidad del turbogenerador con ruido blanco gaussiano	84
Figura 3.12 Valores máximos y mínimos de los parámetros del gobernador HYGOV .....	85
Figura 3.13 Valores de parámetros del gobernador HYGOV de campo.....	86
Figura 3.14 Respuestas de potencia y frecuencia sin ruido .....	88
Figura 3.15 Respuestas de potencia y frecuencia con ruido .....	89

Figura 3.16 Composite Model de la función objetivo el lenguaje DSL .....	91
Figura 3.17 Definición del error dentro del bloque "Obj_Func" .....	92
Figura 3.18 Entradas Externas para el código DPL 'FObj_HYGOV' .....	93
Figura 3.19 Entradas del código PSO .....	94
Figura 3.20 Variables de entradas y variables externas de la identificación de parámetros .....	95
Figura 4.1 Sintonización del gobernador para tres parámetros y sin ruido blanco .....	100
Figura 4.2 Sintonización del gobernador para diez parámetros y sin ruido blanco .....	101
Figura 4.3 Sintonización del gobernador para tres parámetros y con ruido blanco .....	103
Figura 4.4 Sintonización del gobernador para diez parámetros y con ruido blanco .....	104
Figura 4.5 Respuestas del gobernador HYGOV para identificación con datos de campo sin ruido .....	106
Figura 4.6 Respuestas del gobernador HYGOV para identificación con datos de campo con ruido .....	107
Figura 4.7 Error cuadrático para tres parámetros identificados, sin ruido blanco en señal de campo .....	108
Figura 4.8 Error cuadrático para diez parámetros identificados, sin ruido blanco en señal de campo .....	109
Figura 4.9 Error cuadrático para tres parámetros identificados, con ruido blanco en señal de campo .....	110
Figura 4.10 Error cuadrático para diez parámetros identificados, con ruido blanco en señal de campo .....	110
Figura A.1 Data Manager .....	127
Figura A.2 Creación Composite Model .....	128
Figura A.3 Selección de Frame .....	128
Figura A.4 Creación de Common Model.....	129
Figura A.5 Inclusión de gobernador HYGOV .....	129
Figura A.6 Carga del Common Model .....	130
Figura B.1 Evento de desconexión de la carga de 50MW .....	131
Figura B.2 Objetos del sistema.....	131
Figura B.3 Selección de la carga a desconectar .....	132

Figura B.4 Selección del evento .....	132
Figura B.5 Ajuste del Tiempo de inicio del evento .....	133
Figura B.6 Evento creado en PowerFactory .....	133
Figura C.1 Creación de página para gráficas .....	135
Figura C.2 Configuración de la nueva página para gráficos .....	135
Figura C.3 Selección de las variables a graficar .....	136
Figura C.4 Creación de Slot .....	136
Figura C.5 Objeto generador G10 .....	137
Figura C.6 Selección de las variables .....	137



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores máximos y mínimos de frecuencia en la NERC.....	47
Tabla 2.2 Valores de BETA para cada una de las regiones en Norteamérica.....	48
Tabla 2.3 Reserva rodantes según la carga en el SIN para regulación primaria.	51
Tabla 2.4 Pasos programados de carga a delastrar del Esquema de Alivio de Carga.....	54
Tabla 3.1 Características de los generadores del caso de estudio .....	73
Tabla 4.1 Comparación de sintonización de 3 parámetros y sin ruido blanco en señal de campo .....	101
Tabla 4.2 Comparación de sintonización de 10 parámetros y sin ruido blanco en señal de campo .....	102
Tabla 4.3 Comparación de sintonización de 3 parámetros y con ruido blanco en señal de campo .....	103
Tabla 4.4 Comparación de sintonización de 10 parámetros y con ruido blanco en señal de campo .....	104





## LISTADO DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AGC	<b>A</b> utomatic <b>G</b> eneration <b>C</b> ontrol (Control Automático de Generación)
ARCONEL	<b>A</b> gencia de <b>R</b> egulación y <b>C</b> ontrol de <b>E</b> lectricidad
AVR	<b>A</b> utomatic <b>V</b> oltage <b>R</b> egulator (Regulador Automático de Voltaje)
CONELEC	<b>C</b> onsejo <b>N</b> acional de <b>E</b> lectricidad
DlgSILENT	<b>D</b> igital <b>S</b> imulation and <b>N</b> etwork <b>C</b> alculation (Simulación Digital y Cálculo de Redes)
DPL	<b>D</b> lg <b>S</b> ILENT <b>P</b> rogramming <b>L</b> anguage (Lenguaje de Programación de DlgSILENT)
DSL	<b>D</b> lg <b>S</b> ILENT <b>S</b> imulation <b>L</b> anguage (Lenguaje de Simulación de DlgSILENT)
IEEE	<b>I</b> nstitute of <b>E</b> lectrical and <b>E</b> lectronics <b>E</b> ngineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
LFC	<b>L</b> oad <b>F</b> requency <b>C</b> ontrol (Control Carga-Frecuencia)
NERC	<b>N</b> orth <b>A</b> merican <b>E</b> lectric <b>R</b> eliability <b>C</b> orporation (Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica)
PSO	<b>P</b> article <b>S</b> warm <b>O</b> ptimization (Optimización por Enjambre de Partículas)
PSS	<b>P</b> ower <b>S</b> ystem <b>S</b> tabilizer (Estabilizador del Sistema de Potencia)
SNI	<b>S</b> istema <b>N</b> acional <b>I</b> nterconectado



# Capítulo 1. Introducción

---

# Capítulo 1. Introducción

---

1.1	Introducción .....	29
1.1.1	Descripción del problema.....	29
1.1.2	Justificación del problema.....	30
1.2	Objetivos de nuestra tesis .....	31
1.3	Aportes de nuestra tesis .....	33

## **1.1 Introducción**

Este capítulo de la tesis explica cómo fue escrito el documento, incluyendo los antecedentes al tópico; definirá los términos claves que se usan y además la organización del documento. Esta introducción describe los datos y los métodos que son relevantes en el contexto de la discusión y que permiten entender la identificación de parámetros en los reguladores de velocidad de turbogeneradores.

En la Sección 1.1.1 de este capítulo se realiza la descripción del problema de la regulación de frecuencia y su relación directa con el flujo de potencia activa del sistema eléctrico, las fallas principales y más comunes que causan el problema de perturbaciones o eventos que desvían la frecuencia del sistema, junto con la importancia de una adecuada identificación de parámetros del regulador de velocidad de la turbina. En la sección 1.1.2 está la justificación del por qué es necesaria la identificación de parámetros del controlador de velocidad de un turbogenerador hidráulico, para la correcta sintonización de aquellos parámetros, y sus efectos sobre la respuesta de frecuencia. Se resalta el actual desarrollo en el país en sintonización de controladores de velocidad en la denominada regulación secundaria de frecuencia, y el por qué debería fortalecerse la investigación ecuatoriana para la regulación primaria. En la Sección 1.2 se incluyen las preguntas que se buscan responder en esta tesis, y los objetivos que se alcanzarán.

Finalmente, se mencionan qué objetivos fueron alcanzados en cada uno de los capítulos y secciones de esta tesis. A través de este documento, cada vez que se mencione la palabra “tesis”, se hace referencia a nuestra tesis.

### **1.1.1 Descripción del problema**

Esta sección describe el problema de la regulación potencia-frecuencia, y la razón por la cual es necesaria la identificación de parámetros del regulador de velocidad de una turbina hidráulica.

El mencionado problema parte de que los sistemas de potencia están expuestos de manera inesperada a varios tipos de perturbaciones y fallas. Las causas pueden ser variaciones súbitas de carga y/o generación, o cortocircuitos en las

líneas de transmisión que interconectan al sistema y las desconexiones de líneas que acompañan a estos eventos, que originen una desestabilización en el balance energético de los generadores conectados al sistema de transmisión, causándoles una aceleración o desaceleración según la perturbación. El balance energético consiste en que la potencia generada en un sistema eléctrico interconectado, siempre sea lo más cercana posible (sino igual) a la potencia consumida por las cargas conectadas a la red. El desbalance de potencia se produce principalmente por desconexiones súbitas de cargas o de generación, que será lo tratado en esta tesis.

Por ello el grupo turbogenerador tiene un controlador de velocidad que permite regular la potencia mecánica de entrada a la turbina, y por tanto la velocidad, con respecto a las variaciones de potencia eléctrica de salida del generador. Para que este control automático sea confiable, se debe tener una correcta sintonización de los parámetros que más influyen en la respuesta primaria de frecuencia, de manera que los controladores trabajen en un margen de generación que puedan mantener el equilibrio y que el sistema opere en condiciones aceptables.

A este controlador de velocidad se denomina *gobernador*, y tal como su descripción indica, es el elemento que controla la velocidad de una turbina hidráulica (o térmica) al actuar sobre los servomotores de las compuertas que permiten el paso de agua a los álabes de la turbina que mueve al generador.

Los gobernadores que no han sido sintonizados para regulación primaria de frecuencia funcionan con sus configuraciones de fábrica, y el objetivo principal de la identificación de parámetros es descubrir cuáles son sus configuraciones.

### **1.1.2 Justificación del problema**

En esta sección se describirá una de las principales razones para incursionar en el análisis de la regulación primaria de frecuencia en nuestro país.

Hasta la fecha, en el sector eléctrico ecuatoriano se han redactado investigaciones y otros aportes a la denominada regulación secundaria de frecuencia, que desde hace varios años ya se han desarrollado investigaciones ecuatorianas para el AGC, que corresponde exclusivamente para la regulación secundaria, en donde

están involucrados los valores de intercambio de potencia entre áreas del sistema interconectado, como el caso de Ecuador con Colombia. (Arias, 2012)

Una correcta regulación primaria de frecuencia (Mohamed, 2016), (NERC, 2017), (NERC, 2011) evita que la respuesta de los generadores no sea la adecuada para el escenario de la falla o perturbación, y puedan ser capaces de amortiguar este tipo de eventos. Una de las fases críticas en el control primario de frecuencia, es evitar que esta se vaya a valores fuera de los rangos aceptables de operación, y pueda estabilizarse en un valor diferente sin que colapse el sistema.

La regulación primaria pretende que la frecuencia promedio del sistema, durante contingencias como desconexiones no programadas de generadores o de carga (incluso las desconexiones de líneas de transmisión), no alcance grandes valores de desviaciones de frecuencia.

Cuando la frecuencia cae por debajo de 59.4Hz se da inicio al Esquema de Alivio de Carga a nivel nacional, que desconecta ciertos porcentajes de carga según la rapidez de caída de frecuencia. (Arias, 2012) Por tanto, una correcta sintonización de los gobernadores para control primario de frecuencia asegura que estos puedan amortiguar de una mejor manera este tipo de eventos.

## **1.2 Objetivos de nuestra tesis**

A través de las simulaciones en software, y aplicación de métodos de optimización para identificación de parámetros y comparación de las respuestas de gobernadores simulados, la presente tesis busca responder a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuál es el alcance y características de la regulación primaria de frecuencia en un sistema eléctrico interconectado?
2. ¿Qué normas ecuatorianas existentes contribuyen a la correcta regulación de frecuencia?
3. ¿Cómo debe emplearse el método de optimización por enjambres de partículas para la identificación de parámetros de los gobernadores de la simulación?

4. En la identificación de parámetros, ¿cuáles son aquellos que deben ser ajustados en la sintonización?

Los objetivos que se buscan en esta tesis son:

1. Comprender los alcances de la regulación primaria de frecuencia y su efecto estabilizador en el sistema de potencia, luego de eventos donde la frecuencia se vea afectada por desbalances del tipo carga-generación.
2. Conocer la respuesta de frecuencia de un turbogenerador hidráulico ante una perturbación, mediante la simulación con el software computacional DlgSILENT|PowerFactory
3. Utilizar un modelo adecuado de gobernador hidráulico para que su actuación se asemeje a la de un gobernador real de turbina hidráulica.
4. Emplear correctamente el método Heurístico para Optimización por Enjambre de Partículas, herramienta para llevar a cabo la identificación de parámetros y así aproximar la respuesta primaria de frecuencia simulada a la de un gobernador real.
5. Servir como referencia para estudios posteriores sobre identificación de parámetros en gobernadores hidráulicos para control primario de frecuencia, mostrando una posible metodología a seguir para llevar a cabo esta tarea.

A continuación, se describen los logros obtenidos por cada uno de los capítulos de esta tesis:

Capítulo 2: se llevará a cabo la revisión de literatura de los temas necesarios para el correcto desarrollo de esta tesis, y que ayudarán a vincular los resultados obtenidos con la teoría de regulación primaria de frecuencia.

Capítulo 3: se describirá la metodología utilizada con el simulador PowerFactory, el software adicional MATLAB para la introducción del ruido blanco en las señales de campo, y la ejecución del algoritmo de enjambre de partículas para la identificación de parámetros del gobernador escogido.



Capítulo 4: se mostrarán los resultados obtenidos al finalizar las simulaciones, estos se compararán para tener una mejor visión de lo conseguido y poder concluir en el Capítulo Capítulo 6

Capítulo 5: Se reconocerán los datos de entrada y de salida involucrados para una correcta ejecución de la simulación en PowerFactory. Se llevarán a cabo las discusiones del método heurístico propuesto para la identificación de parámetros del gobernador. Adicionalmente, se harán sugerencias para futuros trabajos donde se siga la misma metodología de esta tesis.

Capítulo 6: Se responderá a las preguntas y se dará solución a los objetivos planteados en esta sección. Se llegarán a las conclusiones finales con ayuda de los resultados que se arrojen, se reconocerán las limitantes que enfrentaremos en esta tesis, y finalmente se harán las recomendaciones para mejoras en trabajos futuros.

### **1.3 Aportes de nuestra tesis**

La presente tesis sirve como un planteamiento inicial para el análisis del control primario de frecuencia en Ecuador, así como una guía introductoria para futuros trabajos de investigación acerca de este control.

En nuestro país se han desarrollado ampliamente los estudios para el control secundario de frecuencia, debido a que era un requisito para la interconexión eléctrica con el vecino país de Colombia. Pero una vez alcanzados estos objetivos, la regulación primaria de frecuencia merece ser atendida por el sector eléctrico ecuatoriano: es el primer sistema de contención de perturbaciones en cualquier sistema de potencia interconectado, amortiguando el problema en la medida que le sea posible al sistema eléctrico, haciendo uso de recursos como los mismos turbogeneradores para evitar el colapso de la red.

En esta tesis, principalmente, se trata una metodología para optimización que es usada en la identificación de parámetros del controlador de velocidad de las turbinas durante el control primario. Se realizan análisis sobre un modelo genérico de gobernador mediante simulaciones, que posteriormente puede servir como ejemplo para aplicaciones más reales en el SNI.



## **Capítulo 2. Revisión de Literatura**

---

## Capítulo 2. Revisión de Literatura

---

2.1	Introducción .....	37
2.2	Control carga-frecuencia .....	38
2.2.1	Control primario .....	39
2.2.2	Control secundario .....	43
2.2.3	Control terciario.....	43
2.3	Aspectos del control primario de frecuencia .....	44
2.3.1	Banda muerta .....	44
2.3.2	Estatismo .....	45
2.3.3	Cuantificación de la reserva.....	45
2.3.4	Respuesta de frecuencia .....	46
2.3.5	Factores de ajuste .....	49
2.4	Regulación de frecuencia en Ecuador.....	51
2.4.1	Reserva rodante para regulación de frecuencia .....	51
2.4.2	Requisitos de un generador para regulación de frecuencia .....	53
2.4.3	Esquema de alivio de carga por baja frecuencia .....	53
2.4.4	Otros aspectos de la regulación primaria en Ecuador .....	55
2.5	Algoritmo de optimización por Enjambre de Partículas (PSO) .....	56
2.5.1	Optimización heurística.....	56
2.5.2	Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) .....	57
2.6	Identificación de parámetros .....	62
2.7	Modelo de gobernador HYGOV.....	63
2.8	Ruido blanco.....	66

## **2.1 Introducción**

En este capítulo se desarrollará una revisión de la literatura que servirá para el mejor desarrollo del proyecto. Este capítulo se estructura de la siguiente manera: en la Sección 2.2 se narra sobre el control carga-frecuencia en los sistemas eléctricos y las diferentes clases de control que existen; en la Sección 2.3 se hace una descripción general del control primario de frecuencia, con especial atención en la revisión de literatura de las regulaciones primarias en Norteamérica; la Sección 2.4 muestra la situación actual de la normativa ecuatoriana para la regulación de frecuencia y se resaltan las investigaciones ecuatorianas que pueden servir de apoyo en esta tesis, se muestran también trabajos donde se hacen aportes o sugerencias o cómo deberían ser algunos aspectos de la regulación primaria en el país; la Sección 2.5 exhibe la teoría sobre el método Heurístico de optimización, con especial atención en el método de Enjambre de partículas; la Sección 2.6 se muestra el procedimiento a realizar para la identificación de parámetros en un controlador de velocidad de turbina; en la Sección 2.7 se describe el modelo de gobernador HYGOV; y en la Sección 2.8 se explica el ruido blanco.

La generación de energía eléctrica dentro de Ecuador se basa principalmente en potencia hidroeléctrica, donde la central Coca Codo Sinclair en el Noreste, y las centrales Molino y Sopladora en el Sureste, son las que aportan con la mayor generación de energía eléctrica de este origen en el país. (ARCONEL, 2016) Esta es la razón por la que en esta tesis se decidió enfocar la atención en turbogeneradores hidráulicos, que corresponden a la mayoría de las grandes centrales de generación. Esto puede observarse en la Figura 2.1, donde se muestran las estadísticas de la proporción de las tecnologías de transformación de energía primaria en electricidad:

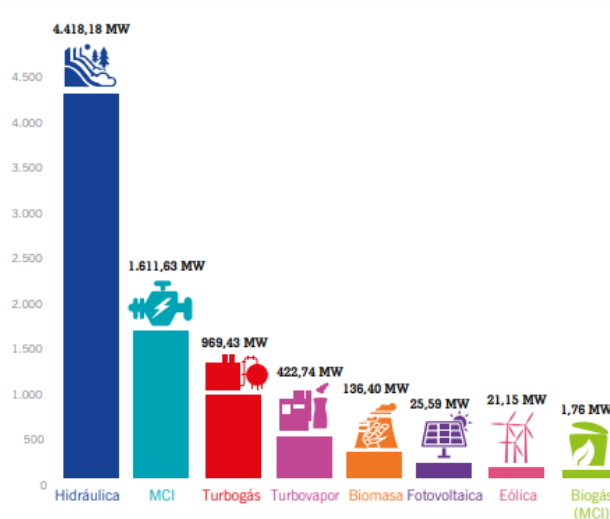


Figura 2.1 Potencia Efectiva por tipo de central en el Ecuador

En la Figura 2.1 se puede observar que, además de la energía hidráulica, existe la energía producida por turbinas a gas, de vapor, y motores de combustión interna (MCI), como los tipos de principales centrales eléctricas en el país.

Las tres principales tecnologías que usan turbinas, tienen un control de velocidad llevado a cabo por el gobernador, que tiene como función regular perennemente la velocidad de la turbina según las normativas que se tenga en el país.

## 2.2 Control carga-frecuencia

En esta sección se hablan de los tres controles de frecuencia que se manejan en todo sistema interconectado de potencia. Con especial atención en el control primario y los factores que lo influyen directamente, que es el control tratado en esta tesis. La estrecha relación entre la potencia activa de un generador, y la frecuencia (velocidad) a la que este opera se describe y explica en esta sección.

Cuando en un sistema de potencia existe un súbito desbalance (Mohamed, 2016), (Tapia, 2003) entre la potencia de consumo de la carga y la potencia de suministro de los generadores, se produce una desviación de la velocidad de las máquinas, y depende de la cantidad de energía cinética almacenada en los rotores de los turbogeneradores. Una repentina desconexión de carga acelera a los generadores aumentando la frecuencia de la red, mientras que una repentina desconexión de generación desacelera a las máquinas disminuyendo la frecuencia de la red.

Existen tres fases de control de frecuencia que se puede realizar en un sistema de potencia: control primario, control secundario, y control terciario.

### 2.2.1 Control primario

El control primario de frecuencia (Tapia, 2003) estabiliza la frecuencia del sistema, ante una perturbación, en un valor diferente de operación, ya sea por la salida brusca o no planificada de generación o carga. Es la fase cuando los turbogeneradores suplen al desbalance carga-generación con la energía cinética almacenada en sus rotores.

Durante la desviación de frecuencia y estabilización de la misma, intervienen cuatro factores importantes: la inercia de los generadores, el estatismo del gobernador, el coeficiente de amortiguamiento de la carga, y el tiempo de respuesta del regulador de velocidad y la turbina.

#### a) *Inercia de los generadores*

Se representa como  $H$  y su unidad es el segundo, es una medida de la energía cinética disponible en el sistema eléctrico interconectado. Un sistema robusto tiene una constante de inercia alta, mientras que un sistema débil tiene una constante de inercia baja.

Influye directamente en la rapidez de desviación de la frecuencia. Como se indicará en la Figura 2.2, (Tapia, 2003) que muestra distintos valores de esta constante.

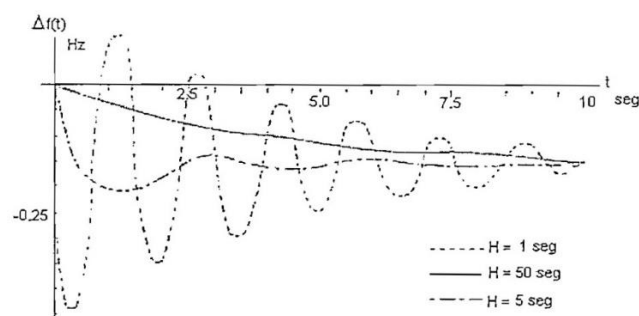


Figura 2.2 Respuesta de frecuencia para diferentes valores de constantes de inercia

Como se observa en la Figura 2.2, cuanto mayor sea el valor de la constante de inercia, menor será la oscilación de la frecuencia hasta establecerse en el nuevo

valor debido a la desviación de frecuencia producida por la perturbación. La rapidez de cambio de frecuencia se denomina como  $df/dt$ , y de esto depende el nivel de oscilación transitoria de la frecuencia durante la desviación.

Es importante notar que, ante cualquier valor de inercia, la frecuencia final siempre será la misma, porque esto dependerá del estatismo programado.

La inercia equivalente de un sistema interconectado es la suma de las inercias individuales de cada generador.

### ***b) Estatismo del gobernador***

Se denomina también como característica de regulación de estado estable; se representa como  $R$  y su unidad es  $\text{Hz/MW}$ . Relaciona los cambios de frecuencia/velocidad de un grupo turbogenerador ante cambios de la potencia activa de salida del generador, expresados ambos cambios en por unidad. Es común expresar al estatismo como porcentaje, y representa el porcentaje de cambio de la frecuencia que produce un cambio del 100% de la potencia generada por la máquina. La Figura 2.3 muestra el cambio de velocidad de la máquina:

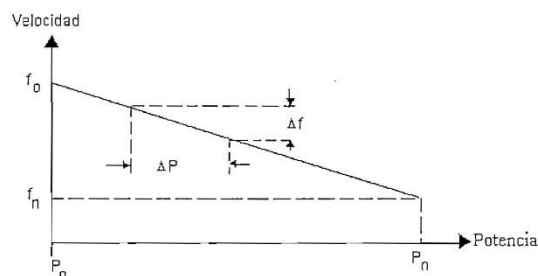


Figura 2.3 Desviación de frecuencia debido al estatismo

Mientras que la Figura 2.4 muestra diferentes respuestas de frecuencia ante distintos valores de estatismo:



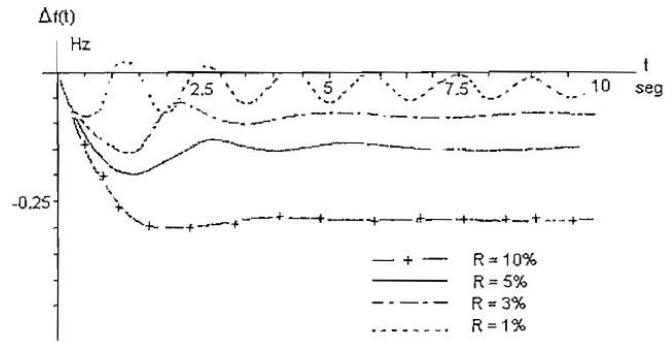


Figura 2.4 Distintos valores de estatismo

En la Figura 2.3,  $P_n$  y  $f_n$  son la potencia y frecuencia a carga nominal, respectivamente. Y  $P_0$  y  $f_0$  son la potencia y frecuencia en vacío. La ecuación del estatismo  $R$  es (2.1):

$$R(\%) = \frac{\Delta f_{p.u.}}{\Delta P_{p.u.}} * 100 \quad (2.1)$$

El estatismo es un valor programable en el gobernador de turbina, y de él dependerá el valor en el que se estabilice la frecuencia, luego de ocurrida una perturbación en el sistema. Su valor típico está entre 4% y 7%.

En un sistema interconectado, el estatismo equivalente es el inverso de la sumatoria de los inversos de los estatismos individuales de los gobernadores de turbinas individuales, expresado como:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} \quad (2.2)$$

$R_{eq}$  es el estatismo equivalente del sistema de potencia interconectado, y  $n$  es el número de generadores conectados a la red.

**c) Coeficiente de amortiguamiento de la carga**

El amortiguamiento de la carga (Tapia, 2003), (Trujillo Soto, 2016) es una constante que relaciona el cambio porcentual de la potencia activa demandada por la carga, debido al cambio porcentual de la frecuencia. Este efecto se produce debido a que la gran mayoría de la carga de un sistema de potencia tradicional, es directamente dependiente de la frecuencia del sistema: a mayor frecuencia,

mayor es la carga, y viceversa. Se denota como  $D$ , y sus unidades son MW/Hz. En la Figura 2.5 se aprecia la relación mencionada:

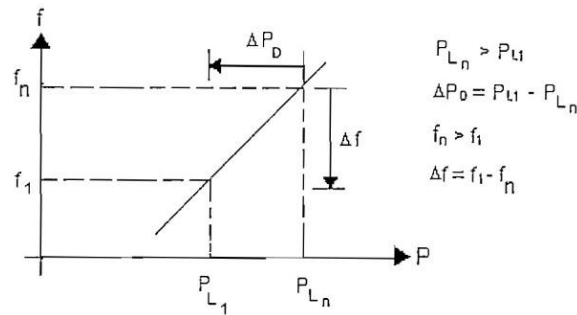


Figura 2.5 Relación potencia-frecuencia debido al efecto de la carga

En la Figura 2.5,  $P_{Ln}$  la potencia nominal a frecuencia nominal  $f_n$ ;  $P_{L1}$  es una carga cualquiera a frecuencia  $f_1$ ;  $\Delta P_D$  y  $\Delta f$  son los cambios de carga y frecuencia, respectivamente. Indica la dependencia de la potencia de demanda con la frecuencia. Su ecuación es (2.3):

$$\Delta P_D = D * \Delta f \tag{2.3}$$

Es necesario resaltar las diferencias entre este coeficiente y el estatismo; ambos son relaciones entre potencia y frecuencia, pero el estatismo es el cambio de frecuencia debido a un cambio de potencia, entregada o consumida, en la red; mientras que el coeficiente de carga es un cambio de la potencia equivalente consumida en la red, debido a un cambio en la frecuencia.

**d) Constante de tiempo del regulador de velocidad**

Las constantes de tiempo determinan la rapidez con que el regulador de velocidad y la turbina a la que controla responden ante la variación de potencia-frecuencia durante la perturbación. Un valor alto de esta constante significa una respuesta lenta ante disturbios, pudiendo producirse inestabilidad. La unidad es el segundo, y se simboliza como  $T_G$  o  $\tau_G$ . En la Figura 2.6 (Trujillo Soto, 2016) se muestran diferentes constantes de tiempo:



Figura 2.6 Respuestas de frecuencia para valores diferentes de constantes de tiempo

En la Figura 2.6 se observa que a medida que la constante de tiempo aumenta, el sistema se vuelve lento y se observa un aumento en el tiempo de estabilización de la frecuencia. Un valor típico de constante de la turbina es de 0.5 segundos. (Trujillo Soto, 2016)

### 2.2.2 Control secundario

El control secundario devuelve el sistema a la frecuencia nominal, mediante acciones sobre los reguladores de velocidad de las máquinas que participan en este control, y así poder restaurar el intercambio de potencia al programado antes de la perturbación y el que queda posterior a la actuación del control primario. (Trujillo Soto, 2016)

Generalmente, este control corresponde al denominado AGC, que puede involucrar a sólo unas cuantas centrales, a diferencia del control primario que es propio de todos los turbogeneradores. El control secundario se realiza en conjunto a nivel de todo el sistema interconectado.

### 2.2.3 Control terciario

Es el encargado de terminar el control secundario si es que no se logró, o si la perturbación fue tan fuerte que se debió recurrir a esta fase de control inmediatamente y sin pasar por el control secundario.

Se realiza un cambio en el despacho de energía (Mohamed, 2016) con consideraciones económicas; el objetivo principal es restaurar las reservas de

potencia de los generadores, y terminar por completo la restauración operativa del sistema de potencia.

### **2.3 Aspectos del control primario de frecuencia**

En esta sección se analizan los principales conceptos y aspectos de la regulación primaria de frecuencia. A diferencia de la Sección 2.2.1, donde se mencionaron los elementos que influyen en el control primario de frecuencia, ahora se tratarán las características de la respuesta de frecuencia. Como ejemplo, se tomará el caso norteamericano (Mohamed, 2016) para ilustrar algunas características de la regulación primaria.

#### **2.3.1 Banda muerta**

En el gobernador, la banda muerta es una región de operación alrededor de la frecuencia nominal, donde el controlador no puede ajustar la potencia generada ante pequeñas desviaciones de frecuencia, de manera que es una insensibilidad inherente al controlador imposible de eliminar. Se tienen dos categorías de banda muerta:

##### **a) *Insensibilidad del controlador***

También denominada como Banda Muerta No Intencional, y existe inherentemente debido a las imperfecciones de un controlador no ideal, como la inexactitud para capturar las mediciones. Un valor muy típico de insensibilidad fluctúa entre 10 mHz y 20 mHz.

Esto significa que, para desviaciones de frecuencia dentro del valor de banda muerta no intencional, el controlador de velocidad no tomará acciones de corrección, por no poder detectarlas.

##### **b) *Banda muerta intencional***

Adicionalmente, si se desea es posible añadir una banda muerta intencional. Una de las importantes razones para el uso de la banda muerta intencional es la reducción del desgaste mecánico de los componentes del grupo turbogenerador, para ajustes de la potencia activa de salida durante desviaciones menores de frecuencia en el generador.

Existen países o regiones donde esto se prohíbe, por políticas de interconexiones. Mientras que en otras localidades se permite una banda muerta intencional de hasta 500 mHz.

### 2.3.2 Estatismo

Como se indicó en la Sección b), el estatismo es la relación del cambio de frecuencia en por unidad, debido al cambio de potencia activa de salida en por unidad, expresado como porcentaje. Típicamente se establece el valor del estatismo alrededor del 5%, (Mohamed, 2016), (NERC, 2017) el cual establece que, si la frecuencia se desvía un 5%, habrá un cambio del 100% en la potencia de salida del generador para contrarrestar el error de frecuencia. Como se indica en la Figura 2.7, (Roberts, 2018) diferentes valores de estatismo hacen que el sistema responda de diferente forma.

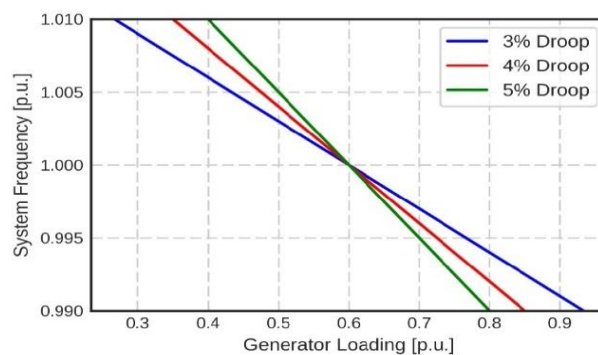


Figura 2.7 Diferentes valores de estatismo

Se observa que un estatismo pequeño corresponde a un gran cambio de la potencia de salida, mientras que un estatismo grande corresponde a un menor cambio de la potencia.

### 2.3.3 Cuantificación de la reserva

Desde el punto de vista de un sistema de potencia, la capacidad de este de soportar una gran pérdida de generación, dada una condición operativa, depende de cantidad y calidad de la reserva:

- La cantidad de reserva, es la magnitud de reserva rodante disponible en las centrales del sistema, y por lo tanto es la cantidad de control primario disponible.

- La calidad de la reserva, es la rapidez con estas reservas puede ser entregadas a la red, y mantenidas en ella.

La reserva de potencia es importante cuando se dé una pérdida de generación en la red y desvíe la frecuencia (que la lleve a valores inferiores a la nominal). Esta se define como la cantidad disponible de generación que puede ser entregada inmediatamente a la red luego de un disturbio. De manera que los generadores durante su operación deben estar por debajo de sus capacidades nominales.

### 2.3.4 Respuesta de frecuencia

En literatura especializada de la NERC (2011) se define a la Respuesta de Frecuencia como la expresión matemática del cambio neto de intercambio de potencia, debido a un cambio de la frecuencia de interconexión entre áreas. La desviación de frecuencia se mantiene hasta que la regulación primaria es reemplazada por la acción del AGC que, como se explicó en la Sección 2.2.2, generalmente es el control que continua luego de estabilizada la frecuencia.

La respuesta de frecuencia se conoce como  $\beta$  (Beta) y su unidad es MW/Hz, aunque es muy común expresarlo como MW/0.1Hz, que representa el cambio de potencia en MW que ocasionó un cambio de la décima parte de 1 Hz de frecuencia (1dHz). Se muestra en la Figura 2.8 (NERC, 2011) una gráfica típica de una desviación de frecuencia debido a una perturbación:

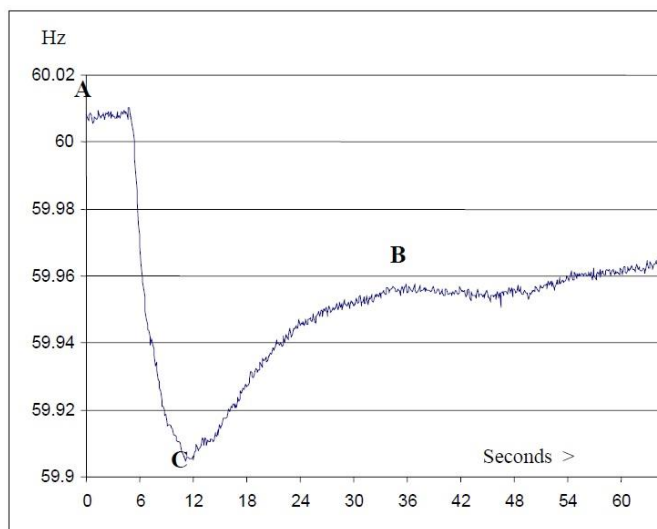


Figura 2.8 Curva Típica de la respuesta de frecuencia durante el control primario

En la Figura 2.8 se observan tres puntos importantes de la respuesta de frecuencia:

- El punto A es la frecuencia pre-falla en la que opera el sistema
- C es el mínimo valor y se alcanza en máximo 12 o 16 segundos
- La estabilización se da en B debido a la actuación del gobernador, con duración entre 20 y 60 segundos (o más).

La NERC (2017) establece que la frecuencia A de pre-falla se la determina por análisis estadístico, tomando un registro histórico de las frecuencias de operación en estado estable en años anteriores. El valor oscila alrededor de  $\pm 60\text{Hz}$ , teniendo valores mínimos y máximos. El promedio entre el mínimo y máximo por cada región del sistema interconectado se denomina Frecuencia de inicio (Starting Frequency  $F_{\text{START}}$ ), y este es el valor de frecuencia que se toma para los cálculos posteriores sobre respuesta de frecuencia. En la Tabla 2.1 (NERC, 2017) se muestra un ejemplo de los valores de frecuencia A. donde se observan las 4 principales interconexiones de Norteamérica:

Interconexión:	Oriental	Occidental	Texas	Québec
<b>Frec. Mínima [Hz]</b>	59.909	59.676	59.710	59.792
<b>Frec. Máxima [Hz]</b>	60.114	60.114	60.197	60.199
<b><math>F_{\text{START}}</math> [Hz]</b>	59.974	59.966	59.968	59.967

Tabla 2.1 Valores máximos y mínimos de frecuencia en la NERC

El análisis estadístico de la frecuencia se realiza anualmente para cada una de las cuatro interconexiones. Se realiza para monitorear el cambio de frecuencia característico de las interconexiones, y para analizar estadísticamente la frecuencia de inicio. El valor de frecuencia A será entonces igual a  $F_{\text{START}}$ .

La Respuesta de Frecuencia será el cambio de ésta entre los puntos A y B, según su estatismo programado (Mohamed, 2016), (NERC, 2017), (NERC, 2011); cada una de las interconexiones norteamericanas tiene diferentes valores máximos para este cambio. En la Tabla 2.2 (NERC, 2017) se muestran los valores de Respuesta de Frecuencia ( $\beta$ ) para cada una de las cuatro regiones de la NERC:

Interconexión:	Oriental	Occidental	Texas	Québec
<b>Beta (<math>\beta</math>)</b> <b>[MW/0.1Hz]:</b>	-1071	-895	-381	-180

Tabla 2.2 Valores de BETA para cada una de las regiones en Norteamérica

En cada región, ante los respectivos cambios del intercambio de potencia mostrados en la Tabla 2.2, se producirá una desviación de frecuencia de 0.1 Hz.

Es necesario resaltar el signo negativo de Beta, (NERC, 2011) indica que es una relación inversa entre la pérdida generación y la frecuencia. Por ejemplo, una pérdida de 1000 MW (carga o generación) causará un cambio de la frecuencia  $\Delta f$  en cada área de:

- 0.093 HZ en la región Oriental
- 0.112 HZ en la región Occidental
- 0.262 Hz en ERCOT
- 0.555 Hz en Québec

Estos valores son calculados usando la relación de la respuesta de frecuencia:

$$\Delta P_i = \beta * \Delta f \quad (2.4)$$

Donde  $\Delta P_i$  es la pérdida de generación en el sistema interconectado, y  $\Delta f$  es el correspondiente cambio en la frecuencia.

Si la frecuencia mínima alcanzada durante una perturbación (punto C de la respuesta de frecuencia) es mayor que la frecuencia programada para la actuación del primer paso de desconexión de carga (delastre de carga, que es una acción primaria ante grandes perturbaciones), la actuación de los gobernadores junto con la reserva de potencia para regulación primaria, son adecuados. (Mohamed, 2016), (NERC, 2017)

De manera que la Respuesta de Frecuencia  $\beta$  es calculada con base a pretender evitar la actuación instantánea o temporizada del primer paso de desconexión de carga.



Es posible decir que B es la frecuencia mínima a la cual el control primario de frecuencia debe estabilizar al sistema por acción de los gobernadores sobre las compuertas de las turbinas de los generadores; y C es una frecuencia aproximadamente cercana y mayor al valor programado para delastre de carga.

### **2.3.5 Factores de ajuste**

Los factores de ajuste son valores que indican los cambios o desviaciones máximas de frecuencia entre los puntos A, B y C de la respuesta de frecuencia, según cada una de las regiones de la NERC. Estos valores describen la forma de la gráfica de la Figura 2.8, para los valores críticos B y C antes de la actuación de las desconexiones de carga por sub-frecuencia.

También se explica brevemente la forma en que se obtiene el ajuste de  $\beta$ , el ajuste de este valor influye directamente en la diferencia final entre los puntos A y B.

#### **a) Proporción CB**

La Proporción CB ( $CB_R$ ) (NERC, 2017) es la relación entre las diferencias de frecuencia A-C y A-B. Es una relación para medir la diferencia entre la mínima frecuencia C y la respuesta de frecuencia programada B. Su ecuación es (2.5):

$$CB_R = \frac{\text{Valor A} - \text{Punto C}}{\text{Valor A} - \text{Punto B}} \quad (2.5)$$

Se define como la diferencia entre la frecuencia de pre-falla ( $F_{\text{START}}$ ) y la máxima desviación de frecuencia C, dividido para la diferencia entre la frecuencia de pre-falla y la frecuencia programada post-falla.

Para que el gobernador actúe correctamente, CBR debe ser mayor que 1, indicando que la frecuencia B se estabiliza en un valor mayor al mínimo alcanzado (C).

#### **b) Máxima desviación de frecuencia**

Se denomina Máxima Desviación de Frecuencia (MDF) (Mohamed, 2016), (NERC, 2017) a la diferencia máxima entre los puntos A y B de la Figura 2.8, siendo esta la desviación causada por la relación matemática debido a  $\beta$  en la Ecuación (2.4).

El cálculo de la MDF parte desde un valor denominado Ajuste BC, denotado como  $BC_{ADJ}$ , que es un ajuste estadístico realizado para el punto C, pero sólo para la interconexión Oriental, durante la respuesta primaria de frecuencia. Junto con una variable denominada como Cambio de Frecuencia CB ajustable, denotado como  $\Delta F_{CBR}$ . La ecuación de la MDF es (2.6):

$$MDF = \Delta F_{CBR} - BC_{ADJ} \quad (2.6)$$

A su vez, El  $\Delta F_{CBR}$  se define como la división entre el Cambio de Frecuencia Base  $\Delta F_{BASE}$  y la proporción  $CB_R$  mencionada en la Sección a). Este valor es un ajuste a la proporción de frecuencia CB.

$$\Delta F_{CBR} = \frac{\Delta F_{BASE}}{CB_R} \quad (2.7)$$

$\Delta F_{BASE}$  es el cambio máximo de frecuencia entre los puntos A y C, y se obtiene por la Ecuación (2.8):

$$\Delta F_{BASE} = F_{START} - UFLS \quad (2.8)$$

De la Ecuación (2.8) se puede partir el cálculo para los valores permitidos de la respuesta frecuencia.

### **c) Criterio de contingencia de recursos**

La NERC se refiere al Criterio de Contingencia de Recursos (CCR) (Mohamed, 2016), (Trujillo Soto, 2016) como al mayor desbalance histórico de potencia, controlado por la regulación primaria de frecuencia sin la actuación de los sistemas de desconexión de carga. Este valor, junto con la MDF, es crucial para la determinación de la Respuesta de Frecuencia  $\beta$ . NERC utiliza la siguiente proporción para la determinación de  $\beta$  mediante la Ecuación (2.9):

$$\beta = \frac{CCR}{MDF} \quad (2.9)$$

Típicamente, el valor CCR es dado por la mayor contingencia de tipo N-2, o por el mayor disturbio histórico de pérdida de generación en el sistema interconectado.

## 2.4 Regulación de frecuencia en Ecuador

En esta sección se recopila información relacionada a la regulación primaria de frecuencia en el país, se mencionan trabajos de investigación de autores ecuatorianos, y otros aspectos sobre el control primario.

En Ecuador, el CONELEC (actual ARCONEL) era el ente encargado de redactar todas las normas en el sector eléctrico del país. De esas normas, las más importantes y relacionadas a esta tesis son: reserva rodante para regulación de frecuencia, requisitos de un generador para regulación de frecuencia, esquema de alivio de carga por baja frecuencia, control de frecuencia, entre otras. Existen también investigaciones y literatura especializada ecuatoriana sobre control de frecuencia, en especial sobre la regulación secundaria, donde se analiza el AGC. Además, literatura sobre el denominado Esquema de Alivio de Carga, que actúa en eventos que causan una severa desviación de la frecuencia y actúa en conjunto con el control primario.

### 2.4.1 Reserva rodante para regulación de frecuencia

Se establece en reglamentos (CONELEC, 2000) que el CENACE será el que definirá, estacionalmente, el porcentaje óptimo de la reserva de potencia rodante requerida para la Regulación Primaria de Frecuencia; todos los generadores deberán cumplirlo obligatoriamente. Estos porcentajes de regulación primaria serán determinados para los períodos lluviosos o secos, según el análisis de costo de energía no servida. Según Arias, (Arias, 2012) en condiciones normales de operación del sistema, el valor de la reserva primaria debe cubrir variaciones aleatorias de la carga, estas variaciones son: en demanda mínima son de 19.36 MW, en demanda media son de 23.29 MW, y en demanda máxima son de 25.16 MW. Con base a estos valores, la reserva rodante para regulación primaria en Ecuador se muestra en la Tabla 2.3: (Arias, 2012)

<b>Banda Horaria</b>	<b>Potencia Media [MW]</b>	<b>Reserva en MW</b>	<b>Reserva en %</b>
Mínima	1650	45	2.73
Media	2414	52.5	2.17
Punta	2864	60	2.09

Tabla 2.3 Reserva rodantes según la carga en el SIN para regulación primaria

La Tabla 2.3 muestra los valores de reserva de potencia (en Megavatios y porcentaje de la carga a nivel nacional), que son determinados a partir de las mencionadas desviaciones aleatorias de carga. Los valores de reserva logran satisfacer estos requerimientos.

Cuanto mayor sea la reserva destinada para regulación, mayor será el costo de operación del sistema, pero menos será el costo derivado de fallas. Mientras que cuanto menor sea la reserva, los costos de operación disminuirán, con mayores riesgos de falla de corta duración.

El valor óptimo de regulación primaria de frecuencia será determinado según el porcentaje de regulación que permita alcanzar el costo mínimo, proveniente de: sobrecostos de operación, costo de la energía no servida por variación de la demanda, y costo de la energía no servida por pérdida de la generación.

**a) *Sobrecostos de Operación***

Se ingresan nuevas unidades generadoras en forma ascendente de sus costos variables de operación, con el objetivo de cubrir la demanda de potencia con sus respectivos valores de porcentaje de reserva, modificando el despacho económico preestablecido.

**b) *Costo de la Energía no Servida por Variación de la Demanda***

Debido a la constante variación de la demanda, para determinar la energía no servida se comparan diariamente las potencias programadas en los predespachos con las potencias reales suministradas a la carga, por cada período estacional del año. Si la energía despachada es mayor que la programada implica que se presentarán déficits en el suministro, si no se cuenta con una adecuada reserva de generación. Estos déficits de potencia (que son horarios) son valorados como el costo de la energía no servida.

**c) *Costo de la Energía no Servida por Pérdida de Generación***

Esta energía se determina partir de simulaciones dinámicas de salida forzada de generación, para condiciones de demandas punta, media y base. En cada desconexión se determinan los valores de carga que deben ser desconectada, por

baja frecuencia, para que la regulación primaria establezca a la frecuencia en 59.5 Hz.

#### **2.4.2 Requisitos de un generador para regulación de frecuencia**

Las regulaciones del CONELEC (CONELEC, 2000) indican que los requisitos generales para la participación en la regulación primaria de frecuencia del SNI son:

- Estatismo permanente ajustado entre 4% y 7%
- Banda muerta inferior a 25 mHz (0.1%)
- Respecto al tiempo de establecimiento de la frecuencia, el lazo de regulación de velocidad de los generadores debe ser del orden de los 30 segundos como máximo para máquinas térmicas, y 60 segundos para máquinas hidráulicas.
- El generador deberá determinar el tiempo de establecimiento mínimo posible, sin que afecte a la estabilidad del sistema, ni deteriore sus partes.
- No hay límites de operación en regulación primaria, al menos dentro de la banda de operación normal, que es  $\pm 0.15$  Hz.

#### **2.4.3 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia**

En una investigación ecuatoriana, Arias (2012) propuso un esquema de alivio de carga, con el uso de relés de tiempo definido y relés de derivada, estos últimos miden la rapidez de cambio de la frecuencia durante desviaciones de la misma, variable conocida como  $df/dt$ . Los dos objetivos principales de este esquema son:

- Mejorar el aprovechamiento de la reserva destinada al control primario de frecuencia, de manera que se eviten delastres innecesarios de carga.
- Evitar los valores de sobre-frecuencia cuando se accione el esquema de desconexión de carga; es decir, que los pasos de carga delastreada sean correctos de acuerdo a la contingencia de pérdida de generación. Su objetivo no es empeorar el desbalance carga-generación, sino intentar equilibrar la cantidad de generación perdida con la desconexión de carga.

Según este autor, el esquema consta de cuatro banderas de frecuencia: 59.4 Hz, 59.2 Hz, 59 Hz y 58.8 Hz. Estas banderas analizan la rapidez de cambio  $df/dt$ , y según eso, se activan los pasos programados de carga para desconectar, que son

porcentajes de carga del sistema interconectado. En la Tabla 2.4 (Arias, 2012) se muestran estos porcentajes, con las respectivas banderas y la rapidez de cambio de la frecuencia:

Bandera [Hz]	Tasa de Cambio de la Frecuencia $df/dt$ [Hz/s]				
	0.3*	0.5*	0.76*	0.9	1.3
<b>59.4</b>	3%	2%	3%	3%	4.5%
<b>59.2</b>	2%	2%	4%	4%	4.5%
<b>59</b>	2%	2%	2%	2%	4.5%
<b>58.8</b>	2%	2%	2%	2%	4.5%
<b>Instantáneo 58.7Hz*</b>	2%				
<b>Instantáneo 58.4Hz*</b>	4.5%				

Tabla 2.4 Pasos programados de carga a delastrar del Esquema de Alivio de Carga

Los valores de  $df/dt$  con un asterisco en la Tabla 2.4 son debidos a fallas no tan severas, que provocan una caída continua pero lenta de la frecuencia. Aquí participan los relés de tiempo definido, que cuentan con un retardo intencional de 200 ms (doce ciclos) antes de la desconexión del respectivo paso de carga.

Entre los principales criterios del Esquema de Alivio de Carga se tienen: (CONELEC, 2000)

- Durante contingencias severas, se pretende minimizar el tiempo en que la frecuencia esté por debajo de 58.5 Hz, la razón es cuidar la integridad de los generadores térmicos, su operación por debajo de esta frecuencia les acorta la vida útil.
- El esquema debe devolver la frecuencia por encima del primer paso de delastre de carga.
- El manejo y distribución de la carga a desconectar serán efectuados por cada distribuidor y gran consumidor, de modo que cada uno cumpla con los porcentajes asignados.
- Las simulaciones dinámicas para definir el Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia deberán hacerse con relés de frecuencia constante y relés de derivada.

Este esquema tiene importante participación en conjunto con la Regulación Primaria, debido a que ante contingencias severas que causen grandes desviaciones de frecuencia, la desconexión de carga ayuda a que la reserva rodante de potencia sea aprovechada de mejor manera durante el control primario de frecuencia. Lo que indicaría que la contingencia causó pérdida de generación que la reserva no puede compensar.

#### **2.4.4 Otros aspectos de la regulación primaria en Ecuador**

Según la Sección 2.3 que menciona los aspectos de la regulación primaria, y la Sección 2.4 que trata sobre regulación de frecuencia en el país y se ha mencionado sólo una de ellas: la reserva de potencia, ahora se expondrá acerca de las características del estatismo y la banda muerta.

##### **a) *Estatismo del SNI***

En la literatura especializada (Arias, 2012) se menciona que el estatismo del sistema ecuatoriano ha sido calculado a partir de información de los despachos económicos típicos, información proporcionada por el CENACE. Se calcularon dos valores: 220 MW/Hz para demanda mínima, y 330 MW/Hz para demanda máxima.

Los períodos diarios de cada demanda son en las horas: de 03:00 a 05:00 corresponde a la demanda mínima; de 19:00 a 20:00 corresponde a la demanda máxima. Entre las 17:00 y 18:00 se le denomina período de monotonía.

Es necesario recalcar que el estatismo del país corresponde a la Respuesta de Frecuencia, que se menciona en las normas norteamericanas para Regulación Primaria, en la Sección 2.3.4 de esta tesis; corresponde al cambio de frecuencia en función de un cambio de potencia en el sistema interconectado.

##### **b) *Banda muerta en el SNI***

En otro trabajo de investigación, (Arias & Arcos, 2010) se verifica el cumplimiento de normas norteamericanas para la banda muerta de la Regulación Primaria de Frecuencia en el país. La norma se denomina Criterio CPS1 (Control Performance Standard, Control de Rendimiento Estándar) de la NERC, y se basa en el análisis de las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

Estas desviaciones de frecuencia son aleatorias, y se deben por una aleatoria característica de la carga. La banda muerta para el control primario se sitúa en 31 mHz (Arias & Arcos, 2010), (Arias, 2017) con un valor oscilante entre 30 y 36 mHz.

## **2.5 Algoritmo de optimización por Enjambre de Partículas (PSO)**

En esta sección, el autor (Párraguez & Rengel, 2015) describirá los algoritmos de optimización heurísticos, incluyendo el que se empleará en esta tesis: PSO.

Se define a este algoritmo como: *“Una técnica estocástica basada en el movimiento e inteligencia de partículas, inspirado en el comportamiento social de poblaciones y es empleado para resolver problemas complejos de optimización”*.

El método fue desarrollado en 1995 como una metodología de optimización no determinística. Es un método más simple en comparación con otros algoritmos de optimización, como los algoritmos genéticos; pero debido a que el método simula el movimiento de enjambres mediante un gran número de iteraciones, requiere una cantidad importante de potencia de procesamiento. Esta demanda de potencia es debido a la paralelización del proceso para reducir tiempo de cómputo.

### **2.5.1 Optimización heurística**

Existen problemas de optimización (Jiménez Builes & Arango Sánchez, 2016), (Fundación UNED, 2016) cuyas resoluciones son sencillas y únicamente requieren de métodos deterministas para el cálculo de sus soluciones óptimas, como el método Simplex.

Pero los problemas reales no se pueden resolver con estos algoritmos, ya sea porque estas técnicas no aseguran del todo la localización de la solución óptima, o porque el tiempo de cómputo es excesivamente largo. Entonces la alternativa para estos casos son los métodos heurísticos, buscan una solución que puede ser calificada como “buena” aunque no sea necesariamente la óptima, en un mejor tiempo. Los métodos heurísticos consisten en procesos de búsqueda que utilizan valores aleatorios, siendo algoritmos de optimización estocásticos.

Los métodos iterativos heurísticos pueden clasificarse como: métodos basados en búsquedas locales, y métodos basados en poblaciones. En los primeros, se realiza



una búsqueda de la solución del problema en el entorno de la solución anteriormente localizada. En los segundos, se realiza una búsqueda global del óptimo, combinando la información del conjunto de posibles soluciones que constituyen la población.

### **2.5.2 Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)**

PSO (Abido, 2000) se inspira en el comportamiento natural de especies animales, en la psicología social, y en ingeniería y computación. En el método se emplea una población de soluciones candidatas que se mueven a una solución óptima o cuasi-óptima de un problema a ser optimizado, que sigue una función objetivo denominada como función *fitness*. Dicha población está conformada por las denominadas partículas, que se mueven a través del espacio del problema mientras registran y “graban” su mejor posición previa.

En un enjambre (Montalvo, 2015) cada individuo (partícula) sigue a un líder que lo lleva a zonas favorables para cumplir alguna tarea, comportamiento que es imitado por este algoritmo computacional para resolver problemas de optimización. La base del algoritmo PSO son los conocimientos cognitivo y social visto en los enjambres.

- El conocimiento cognitivo de cada partícula es el adquirido por la propia partícula durante la búsqueda, se representa por su mejor posición alcanzada, que representa el mejor valor de la función objetivo, y es recordada.
- El conocimiento social es el valor de la mejor partícula del enjambre (el líder), se toma como referencia para guiar a las otras partículas. En cada iteración, las partículas actualizan su posición basándose en los conocimientos cognitivo y social.

Al inicializar la población, cada partícula recibe una asignación estocástica de la velocidad a la cual empezará a moverse por el espacio. En cada nueva iteración de este algoritmo, las velocidades son estocásticamente cambiadas, esto mueve a las partículas a nuevas posiciones dependientes de la mejor posición previa de cada partícula.

**a) Elementos del algoritmo PSO**

Los elementos básicos del algoritmo PSO (Abido, 2000), (Montalvo, 2015) se definen a continuación:

- Partícula  $X(t)$ : Es una solución candidata representada por un vector de dimensión ' $m$ ', en el que  $m$  es el número de parámetros optimizados dentro de cada partícula (todas las partículas tienen la misma cantidad  $m$  de parámetros optimizados). En la iteración  $t$ , la  $j$ -ésima partícula  $X_j(t)$  se escribe como:  $X_j(t) = [x_{j,1}(t), x_{j,2}(t), \dots, x_{j,m}(t)]$ , donde cada  $x_{j,m}(t)$  es el parámetro optimizado de cada partícula  $X_j$  de la posición  $j$ -ésima, respecto a la dimensión  $m$  de cada partícula.
- Población  $P(t)$ : Es el conjunto de  $n$  partículas en la iteración  $t$ , de modo que:  $P(t) = [X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t)]^T$ ,  $j=1,2,\dots,n$ .
- Enjambre: Es una población aparentemente desorganizada de partículas en movimiento, que tienden a agruparse juntas mientras cada partícula parece moverse en una dirección aleatoria.
- Velocidad de la partícula  $V(t)$ : Es la velocidad a la que las partículas se mueven por el espacio, y está representada por un vector de dimensión  $m$ . En la iteración  $t$ , la velocidad  $V_j(t)$  de la  $j$ -ésima partícula se puede describir como:  $V_j(t) = [v_{j,1}(t), v_{j,2}(t), \dots, v_{j,m}(t)]$ , donde  $v_{j,m}(t)$  es la componente de velocidad de la  $j$ -ésima partícula respecto a la  $m$ -ésima dimensión.
- Peso de inercia  $w(t)$ : Es un parámetro de control usado para controlar el impacto de velocidades previa en la velocidad actual, por lo que influye en la compensación entre las exploraciones globales y locales de las partículas. Para escenarios iniciales del proceso de búsqueda, se recomienda un alto valor de peso de inercia para mejorar la exploración a nivel global; para los últimos escenarios, se reduce el peso de inercia para una mejor exploración local.
- Líder del enjambre: Se selecciona como líder del enjambre a la partícula con mejor valor de aptitud (valor propio). En cada nueva iteración se selecciona al líder, y se lo hace comparando el valor calculado de aptitud (de la función fitness) con el valor de aptitud del líder. El enjambre converge a la solución cuando, a través de las iteraciones, las partículas tengan

valores iguales a la del líder, y todas tomarán la posición de líder del enjambre.

- Mejor individual  $X^*(t)$ : Debido al movimiento de cada partícula a través del espacio de búsqueda, se compara su valor de aptitud en la posición actual con el mejor valor de aptitud que haya tenido hasta la actual iteración. La mejor posición asociada con la mejor aptitud encontrada es llamada mejor individual  $X^*(t)$ . Para cada partícula del enjambre,  $X^*(t)$  puede determinarse y actualizarse durante la búsqueda. En un problema de minimización con una función objetivo denominada  $J$ , el mejor individual de una partícula  $X_j^*(t)$  es determinado por:  $J(X_j^*(t)) \leq J(X_j(\tau)), \tau \leq t$ . El mejor individual de la  $j$ -ésima partícula se expresa como:  $X_j^*(t) = [x_{j,1}^*(t), x_{j,2}^*(t), \dots, x_{j,m}^*(t)]$ .
- Mejor global  $X^{**}(t)$ : Es la mejor posición de todas las posiciones de Mejor Individual logradas hasta la iteración actual (líder del enjambre). El mejor global se puede determinar por:  $J(X^{**}(t)) \leq J(X_j^*(t)); j = 1, 2, \dots, n$ .
- Criterio de paro: Son condiciones bajo las cuales el proceso de búsqueda se interrumpirá. Uno de los principales criterios para detener la búsqueda es si el número de iteraciones es excesivamente alto y sobrepasa el permitido, o porque se ha alcanzado el valor óptimo de la función de aptitud.

### **b) Pasos en el algoritmo PSO**

Dado una población (enjambre) de  $n$  partículas (Abido, 2000) donde cada una es un vector de dimensión  $m$  (número de parámetros optimizados), con  $j$  número de iteraciones, el proceso computacional del método PSO para optimización de minimización puede ser descrito en los siguientes pasos:

1. Inicialización: Establecer el contador de iteraciones  $j=0$  y generar aleatoriamente  $n$  partículas, junto con la generación también aleatoria de la velocidad de cada partícula; ambos casos son generados al azar con valores dentro de sus rangos máximos y mínimos.

Cada partícula de la población es evaluada en la función fitness  $J$ , con lo cual se busca el mejor valor de  $J$ ; siendo la partícula con el mejor individual, el mejor global (líder).

Se establece también el valor inicial al peso de inercia.

2. Actualización de la iteración: Se actualiza el contador para  $t=t+1$ .
3. Actualización del Peso: Se adapta el peso de inercia siguiendo  $w(t) = \alpha w(t - 1)$ ; donde  $\alpha$  es una constante de decremento más pequeña que el mismo peso de inercia.
4. Actualización de la velocidad: Usando el mejor global y mejor individual de cada partícula, la velocidad de la  $j$ -ésima partícula se actualiza de acuerdo a la Ecuación (2.10):

$$v_{j,m}(t) = w(t)v_{j,m}(t - 1) + c_1r_1 \left( x_{j,m}^*(t - 1) - x_{j,m}(t - 1) \right) + c_2r_2 \left( x_{j,m}^{**}(t - 1) - x_{j,m}(t - 1) \right) \quad (2.10)$$

Donde  $c_1$  y  $c_2$  son constantes positivas denominadas coeficientes de aceleración y de ellos depende la estabilidad y convergencia del algoritmo. (Montalvo, 2015) Durante la actualización de velocidad,  $c_1$  regula la influencia de la mejor posición recordada de una partícula (regula el conocimiento cognitivo), mientras que  $c_2$  regula la influencia del líder (regula el conocimiento social);  $r_1$  y  $r_2$  son números aleatorios uniformemente distribuidos entre 0 y 1.

El segundo término corresponde a la parte cognitiva del algoritmo donde las partículas cambian sus propias velocidades basados en sus propias memorias. El tercer término representa la parte social del algoritmo, donde las partículas cambian sus velocidades basadas en la adaptación socio-psicológica del conocimiento. Si una partícula viola los límites de velocidad, se le impone una velocidad igual al límite.

5. Actualización de la Posición: Basadas en la actualización de las velocidades, cada partícula cambia su posición de acuerdo a la Ecuación (2.11):

$$x_{j,m}(t) = v_{j,m}(t) + x_{j,m}(t - 1) \quad (2.11)$$

Si la partícula viola su posición límite en cualquier dimensión, se le restringe su posición a su propio límite.

6. Actualización del Mejor Individual: Cada partícula es evaluada de acuerdo a su posición actualizada. Si la partícula  $J_j < J_j^*$ , entonces se actualiza el mejor individual de la forma  $X_j^*(t) = X_j(t)$  y  $J_j^* = J_j$
7. Actualización de Mejor Global: Se busca el mínimo valor  $J_{\min}$  en  $J^*$ , donde esta es la partícula con el mínimo valor de función objetivo. Si  $J_{\min} < J^{**}$ , se actualiza el mejor global:  $X^{**}(t) = X_{\min}(t)$  y  $J^{**} = J_{\min}$
8. Criterio de Paro: Si uno de los criterios de paros es satisfecho, se detiene el algoritmo (podría ser por haberse alcanzado la convergencia); caso contrario se regresa al paso 2.

Los pasos mencionados se encuentran resumidos en la Figura 2.9: (Lliuyacc, 2014)

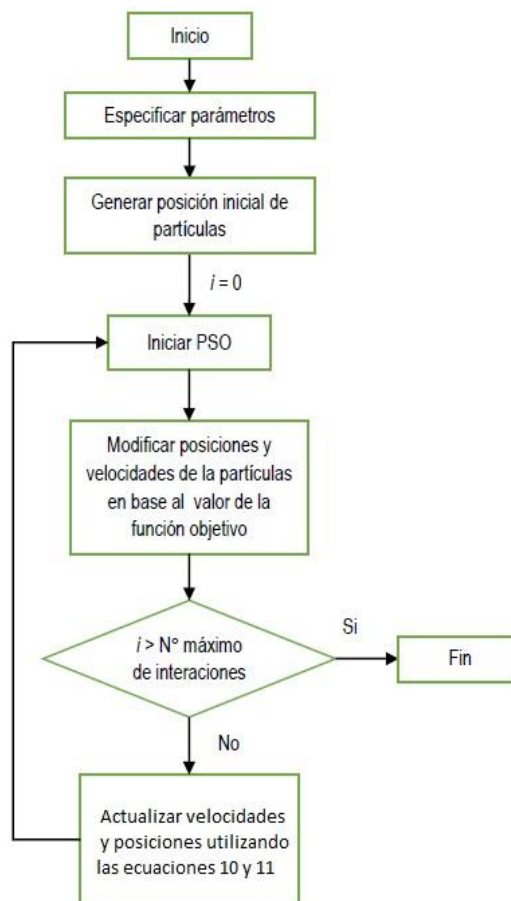


Figura 2.9 Pasos del algoritmo PSO

La Figura 2.9 representa el método iterativo, no finaliza hasta no haber cumplido el número máximo de iteraciones, que es una de las condiciones de paro anteriormente mencionadas.

## **2.6 Identificación de parámetros**

La identificación de parámetros (Lliuyacc, 2014) de un controlador se realiza con el objetivo de determinar las ganancias, constantes de tiempos, y otros parámetros que conforman al controlador, de modo que se consiga una robustez del sistema de control ante un amplio rango de estados de operación. La identificación de parámetros también puede emplearse para intentar emular un comportamiento de algún controlador, visto como una caja negra o caja gris; es decir, que no se conozcan sus parámetros internos.

Un controlador ajustado para responder rápidamente a disturbios, suele tener sobrepicos y altas tasas de cambio en su señal de respuesta, debido a que el controlador intenta responder con alta rapidez a los cambios. El caso contrario es cuando el controlado es robusto, mientras que sus ganancias y constantes tienen ajustes más conservadores, en ese caso la respuesta del sistema ante disturbios es más lenta.

Uno de los objetivos de esta tesis es determinar qué combinación de ajustes de parámetros, en un controlador de velocidad de turbina hidráulica (gobernador simulado en el software PowerFactory), aproxima su respuesta ante una determinada perturbación de potencia eléctrica en un sistema interconectado, a los datos tomados de campo de la respuesta de un controlador real de turbina (gobernador de campo).

La sintonización de un controlador es el ajuste de estos parámetros posterior a la identificación, y es única para cada aplicación, debido a que una combinación de ajustes de parámetros podría funcionar diferente para distintos controladores. Incluso podría darse el caso de que la sintonización sólo arroje resultados muy aproximados a los obtenidos en campo, para un único tipo de perturbación o disturbio.

En esta tesis, la función objetivo de la identificación de parámetros por optimización por enjambre de partículas, es minimizar el error o diferencia entre las señales obtenida en campo (como se verá en el siguiente capítulo) y la señal del gobernador simulado en PowerFactory. Durante cada iteración, se ajustarán los parámetros del gobernador según el algoritmo, dando así diferentes formas de señal de respuesta del controlador, hasta que el algoritmo encuentre el conjunto de parámetros que arroje una señal lo más parecida (sino igual) a la obtenida en campo. La sintonización de un controlador puede realizarse de dos formas:

***Por métodos clásicos***

Son una serie de métodos que incluyen aquellos de prueba y error, donde se van ajustando los parámetros del controlador manualmente, hasta conseguir la respuesta o comportamiento deseado, exclusivo para sistemas de lazo cerrado.

O también incluyen los métodos en donde se basan en la localización de los polos del sistema de lazo cerrado.

***Por métodos modernos***

Estos métodos abarcan los métodos que utilizan inteligencia artificial, entre ellos los que utilizan computación evolucionaria y los que usan inteligencia de enjambres. Ambos tipos de métodos modernos se enfocan en encontrar soluciones óptimas globales a los problemas, a través de una mayor eficiencia en cuanto a la paralelización de los cálculos, pero con la desventaja de emplear mayores recursos computacionales para sus procesamientos.

Como ya se ha mencionado en secciones anteriores de esta tesis, es de interés el método de optimización de enjambre de partículas, que *“se basa en el estudio de comportamiento de sistemas colectivos descentralizados y auto-organizados”*. (Lliuyacc, 2014)

## **2.7 Modelo de gobernador HYGOV**

El gobernador HYGOV es un modelo estándar de turbina hidráulica y representa una planta del gobernador hidroeléctrico de una manera sencilla, con una simple representación de las compuertas sin restricciones en su movimiento, y sin tanque

o cámara de compensación. A continuación, se describirá el modelo HYG0V según la literatura sobre modelos de gobernadores: (Argonne, 2013)

Este modelo de gobernador es mecánico, sin componentes electrónicos como los modernos controladores proporcional, integrador y derivativo (PID). En la Figura 2.10 (PowerWorld, 2018) se muestra un esquema del gobernador HYG0V:

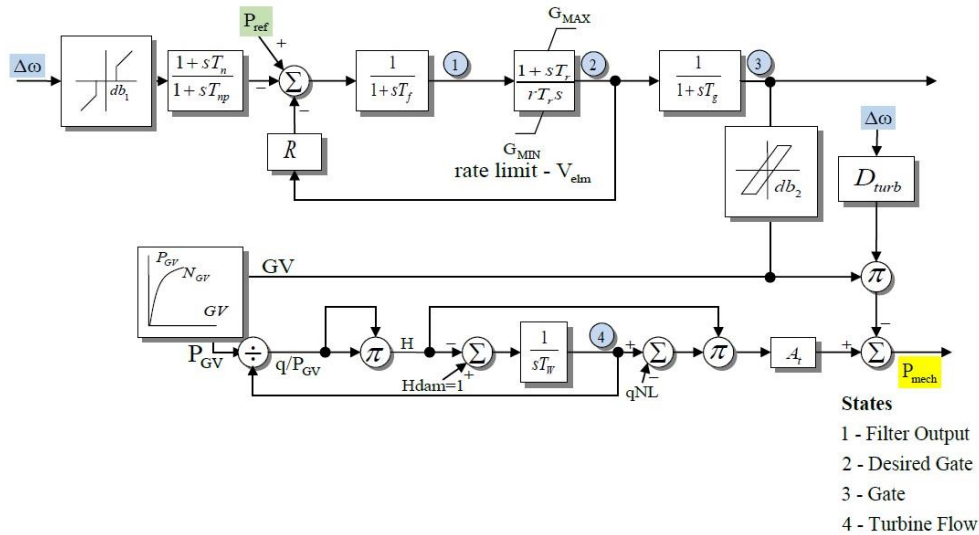


Figura 2.10 Esquema de bloques del modelo de gobernador HYG0V

Las variables mostradas en la Figura 2.10 son:  $R$ , estatismo permanente en porcentaje (p.u.);  $r$ , estatismo transiente o temporal, para efectos del agua (p.u.);  $T_r$ , constante de tiempo del gobernador (s);  $T_f$ , constante de tiempo del filtro (s);  $T_g$ , constante de tiempo del servomotor (s);  $V_{elm}$ , límite de velocidad de la compuerta (p.u./s);  $G_{max}$ , límite máximo de la compuerta (p.u.);  $G_{min}$ , límite mínimo de la compuerta (p.u.);  $T_w$ , constante de tiempo del agua (s);  $A_t$ , ganancia de la turbina (p.u.);  $D_{turb}$ , amortiguamiento mecánico de la turbina (p.u.);  $Q_{NL}$ , tasa de flujo de agua sin carga para las pérdidas fijas en la turbina (p.u.);  $Db1$  y  $Db2$  representan las bandas muertas del controlador.

El esquema muestra dos señales de referencias, y dos señales importantes de salida: la referencia de cambio de velocidad y la de potencia eléctrica, como señales de entrada; la señal de salida a la compuerta (identificada con el número 3) y la salida de potencia mecánica de la turbina.



Con el objetivo de linealizar la función de transferencia de la compuerta de la turbina para perturbaciones de pequeñas señales, alrededor de los puntos de operación  $Q_0$  y  $H_0$ , que representan el caudal inicial de agua y la altura efectiva inicial, respectivamente, en la Figura 2.10 la señal  $P_{\text{mech}}$  puede considerarse como  $P_m(s)$ , y la señal de la compuerta (numerada como 3) puede denominarse como  $G(s)$ , la linealización resulta en la Ecuación (2.12):

$$\frac{P_m(s)}{G(s)} = \frac{1 - (T_{W\text{-lin}} * s)}{1 + \frac{T_{W\text{-lin}} * s}{2}} \quad (2.12)$$

Donde  $T_{W\text{-lin}}$  corresponde a la constante de tiempo del agua luego de la linealización, que sigue la expresión de la Ecuación (2.13):

$$T_{W\text{-lin}} = \frac{T_W * Q_0}{H_0} \quad (2.13)$$

La constante  $T_W$  es calculada usando el flujo o caudal base y el cabezal hidráulico neto (altura efectiva del salto de agua); de esta manera el modelo funciona automáticamente ante cambios dinámicos en sus valores efectivos.

El modelo de compuerta de turbina es válido para todo el rango de operación de una turbina hidráulica, desde velocidad en vacío (sin carga eléctrica en el generador), hasta la máxima apertura de la compuerta, que es cuando el generador opera a cagar nominal.

El estatismo permanente  $R$ , y el estatismo temporal  $r$ , son especificados en por unidad y en la base del generador trifásico (MVA).

El límite de velocidad ( $V_{\text{ELM}}$ ) es el recíproco del tiempo tomado por las compuertas en moverse desde el total de apertura hasta el cerrado completo. El máximo límite de la compuerta ( $G_{\text{MAX}}$ ) es igual al límite de compuerta configurado y establecido por el operador, no puede excederse a 1 p.u. Mientras que el mínimo límite de posición de compuerta es normalmente cero.

El caudal sin carga ( $q_{\text{NL}}$ ), que se expresa en p.u., es el flujo requerido para mantener la velocidad nominal cuando la unidad está desconectada de la red.

Finalmente, la ganancia de la turbina ( $A_t$ ) está dada por la Ecuación (2.14):

$$A_t = \frac{1}{g_{FL} - g_{NL}} \quad (2.14)$$

Donde  $g_{FL}$  es la apertura total de la compuerta a plena carga (en p.u.), con valor en cero y uno; y  $g_{NL}$  es la apertura de la compuerta en vacío (en p.u.) con valor entre cero y uno.

## 2.8 Ruido blanco

Se define como ruido (Marquéz, 2014) a todo conjunto de datos, señal, imagen información en general que no sea relevante en la medición, o que distorsione y contamine la señal de interés impidiendo el estudio o uso de la información de la señal. Cuando se habla de mediciones de señales de un sistema eléctrico de potencia, como es el caso de la potencia y frecuencia medidas en una red, en donde se empleen el uso de sensores o transductores que interactúan con la señal, el ruido puede existir antes o después del elemento medidor, o incluso radicar en el mismo elemento.

El ruido puede generarse en el medio que recibe, copia, transmite o amplifica la señal, entre el medidor y el sensor; es decir, en cada etapa de la adquisición de datos. El ruido puede estar formado por fluctuaciones aleatorias, que van desde señales muy suaves (de baja frecuencia) hasta aquella muy abruptas (de alta frecuencia); y también puede estar conformado por señales coherentes y periódicas, que sigan cierto orden a través del tiempo, pero cuya información no es de interés en el análisis y requiere ser filtrada.

Se denomina *Ruido Blanco Gaussiano* en circuitos eléctricos a una distribución normal de Gauss del ruido de voltaje, medido en  $V^2/Hz$ , que indica la densidad de potencia espectral de la distribución o contenido del ruido; es decir, el ruido por unidad de frecuencia, que son excursiones de voltaje aleatorias que siguen la forma de una campana de Gauss. El término blanco se refiere a que es un ruido con potencia espectral uniforme y con una amplitud que sigue la distribución normal. En la Figura 2.11 (Marquéz, 2014) se observa una señal común de ruido blanco puro:

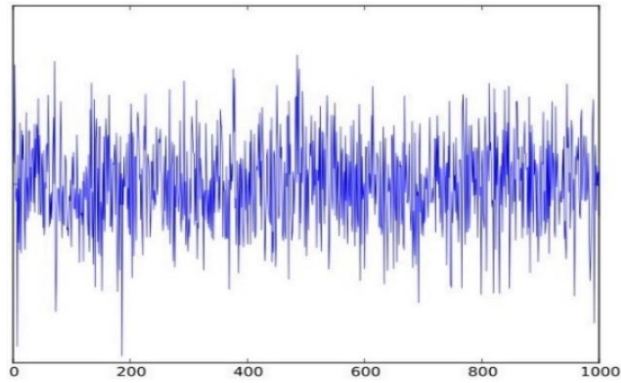


Figura 2.11 Señal de ruido blanco

El ruido mostrado en la Figura 2.11 tiene la característica de que dos de sus picos adyacentes no guardan ninguna relación entre ellos, siendo esta la condición de aleatoriedad del ruido.

#### Aplicación del ruido blanco en estudios de identificación de parámetros

En esta tesis se usará el ruido blanco para ser introducido por simulación, en la gráfica resultante de un conjunto de valores de una base de datos de la respuesta de frecuencia de un gobernador. La intención es generar el ruido de manera aleatoria y añadirlo a la señal que se obtenga al simular los valores de la base de datos, de modo que la señal simulada luzca como una adquisición de datos reales de un medidor conectado a la red. En la Figura 2.12 (Stefopoulos, et al., 2008) se ejemplifica esto:

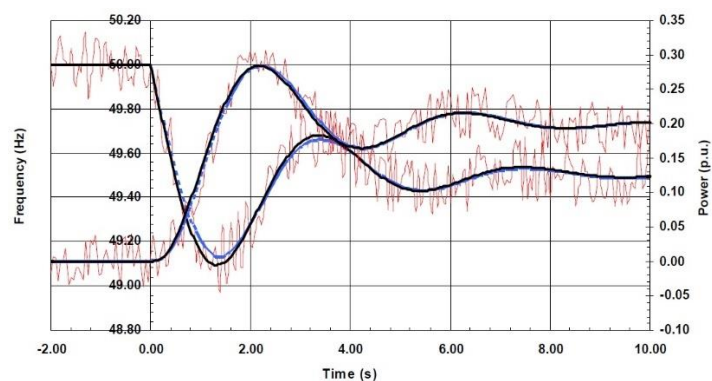


Figura 2.12 Ejemplo de la superposición de ruido a una señal simulada

En la Figura 2.12 se observa en color rojo a la señal de ruido simulado, superpuesta sobre la señal en color azul, que también proviene de una simulación.

El ruido aún no ha sido añadido a la señal del ejemplo, que es una respuesta de frecuencia a través del tiempo; cuando se lo haga, la curva de frecuencia lucirá como una obtenida en campo, con imperfecciones y valores aleatorios que oscila dentro de una pequeña banda. En la Figura 2.13 (Vargas & Loaiza, 2011) se ejemplifica este efecto:

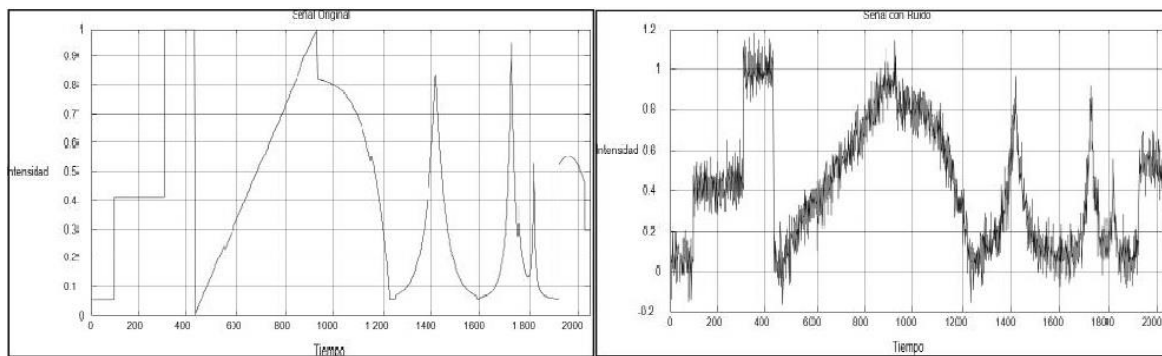


Figura 2.13 Señal sin ruido versus señal con ruido

La Figura 2.13 muestra una señal cualquiera sin el ruido, y otro con ruido, de modo que se observa el efecto de distorsión que tienen las señales captadas por medidores.

Se realizarán las simulaciones con y sin el ruido blanco, de modo que se comparen las identificaciones de parámetros con una señal que posea ruido, con una señal limpia de ruido (característica de toda simulación). Esto último con la intención de comparar la efectividad del método de optimización por enjambre de partículas, tanto para señales con características de una verdadera adquisición de datos, como para señales provenientes de una simulación.

## **Capítulo 3. Metodología**

---

## Capítulo 3. Metodología

---

3.1	Introducción .....	71
3.2	Sistema simulado en PowerFactory .....	72
3.3	Datos de campo .....	74
3.3.1	Obtención de los datos de campo.....	74
3.3.2	Respuesta de frecuencia y potencia .....	79
3.3.3	Aplicación del ruido blanco Gaussiano .....	82
3.4	Parámetros del gobernador HYGOV .....	85
3.4.1	Parámetros de simulación en PowerFactory.....	86
3.5	Metodología de la identificación de parámetros mediante el algoritmo PSO 87	
3.5.1	Señales para la identificación de parámetros .....	87
3.5.2	Pruebas a realizar .....	89
3.5.3	Planteamiento de la función objetivo .....	90
3.5.4	Algoritmo PSO .....	93
3.5.5	Identificación de parámetros .....	94

### 3.1 Introducción

En esta sección se presentará el desarrollo metodológico y procedimientos a llevar a cabo para la implementación de la identificación de parámetros por el método de optimización de enjambre de partículas (ver Figura 3.1). En la Sección 1 se describe al sistema de 39 barras que será usado para la simulación; en la Sección 2 se mostrarán los datos de campo y la aplicación del ruido blanco gaussiano en señales; en la Sección 3 se describirán los parámetros del gobernador HYGOV que pueden ser modificados durante la identificación de parámetros; y finalmente en la Sección 4 mostrará la metodología a seguir para la señales de campo, se describen las pruebas a realizar, se plantea la función objetivo, se describe el algoritmo PSO, y se da inicio a la identificación de parámetros.

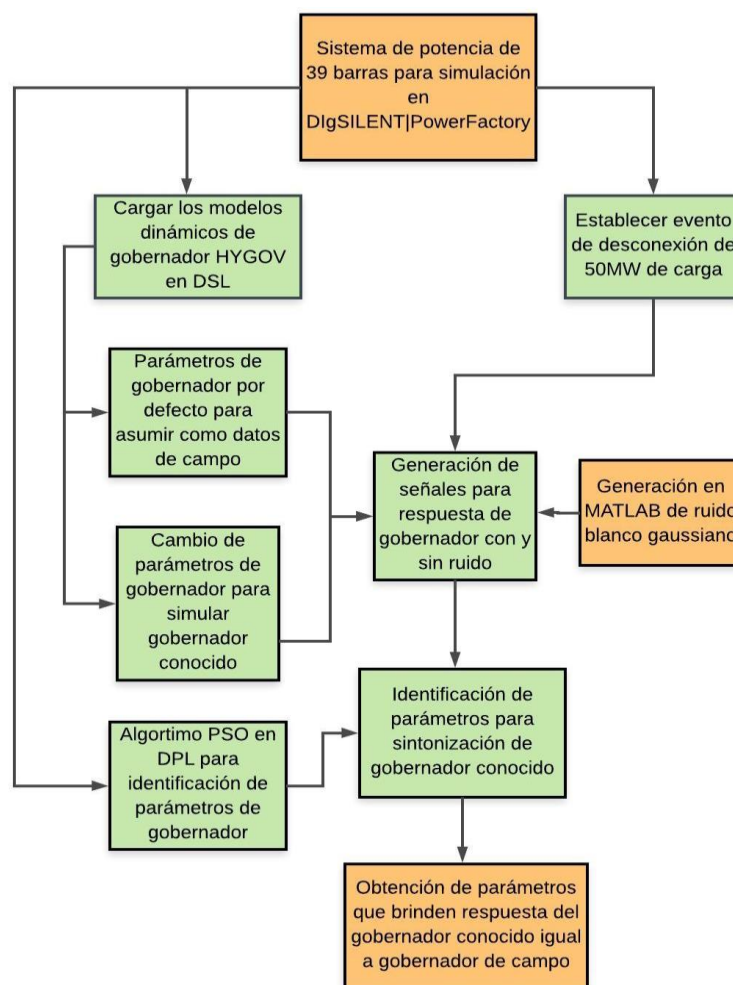


Figura 3.1 Flujograma de la Metodología

### 3.2 Sistema simulado en PowerFactory

El sistema a simular en PowerFactory se denomina 39-bus New England (IEEE, 2013) (en adelante, el sistema de 39 barras) de la IEEE, que es un sistema modelo de 39 barras para estudios académicos. El sistema cuenta con 10 generadores, 29 cargas y 46 líneas de transmisión. En el sistema, sólo uno de los generadores es hidráulico, el resto son generadores térmicos que incluyen centrales nucleares. De modo que existen nueve barras de tipo PV, una barra de tipo Slack (sumando los diez generadores), y las veintinueve barras restantes son de tipo PQ.

En la Figura 3.2 (IEEE, 2013) se muestra el sistema:

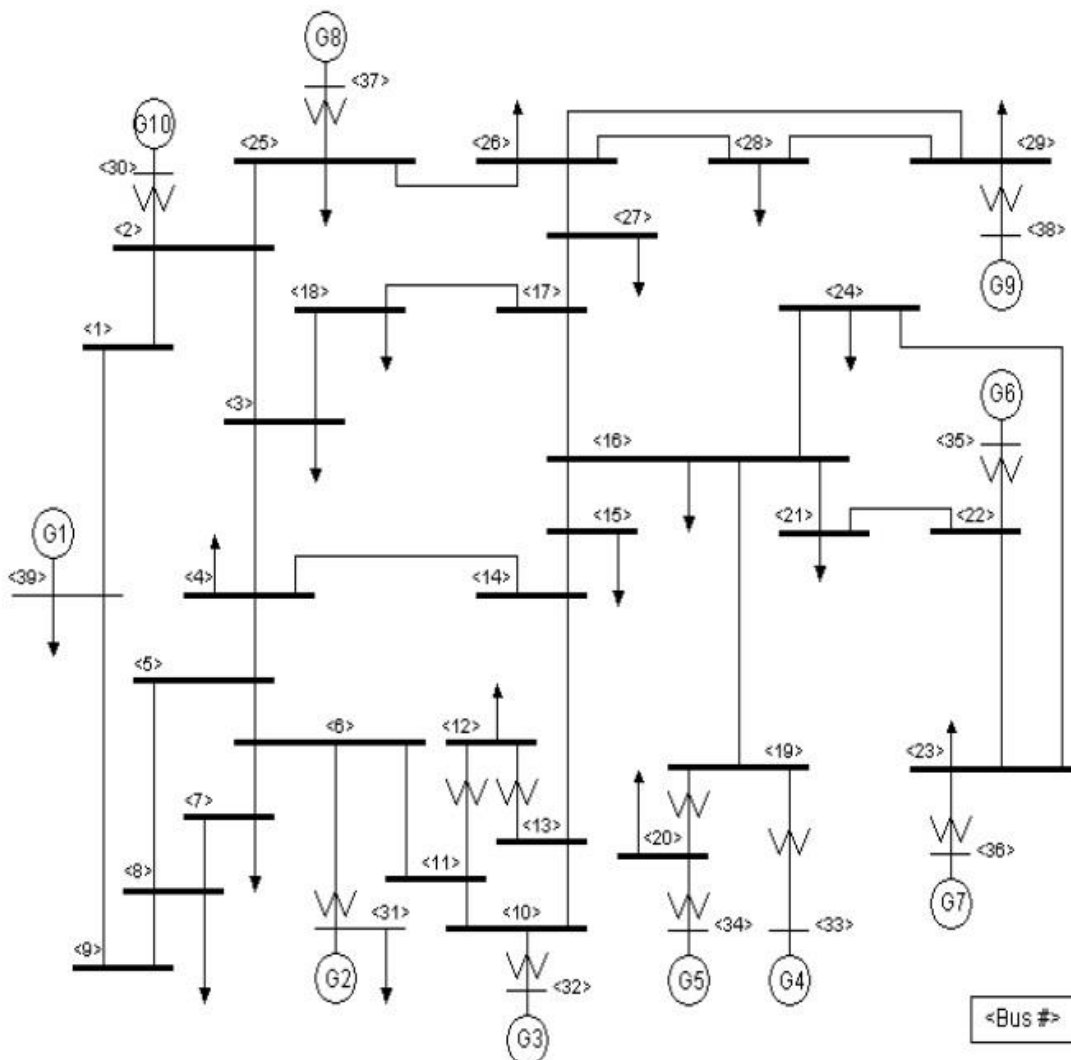


Figura 3.2 caso de estudio 39-bus New England

En la Figura 3.2, el generador G1 de la barra 39 es un conjunto de generadores y representa la interconexión con otro sistema de potencia; es decir, una barra



infinita. Mientras que el generador G10, de la barra 30, es la única máquina hidráulica. En la Tabla 3.1 se observan los nombres de las unidades generadoras con sus valores de constante de inercia y valores de potencia nominal:

Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Barra	39	31	32	33	34	35	36	37	38	30
Constante de Inercia H [s]	500	30.3	35.8	28.6	26	34.8	26.4	24.3	34.5	42
Potencia [MW]	1000	Slack	650	632	508	650	560	540	830	250

Tabla 3.1 Características de los generadores del caso de estudio

Como se observa en la Tabla 3.1, los dos generadores de mayores inercias corresponden a: grupo de generadores que forman la barra infinita, siendo la de mayor inercia; y el generador hidráulico, que es muy común que tenga mayor constante de inercia que los generadores térmicos. (Tapia, 2003)

Por ser uno de los objetivos de esta tesis, se analizará únicamente al generador hidráulico para realizar la identificación de parámetros de su gobernador.

Del sistema de 39 barras, se tomará la carga de la barra 26, que tiene un valor de 139 MW y 17 MVAR, de los cuales sólo se tendrán en cuenta la parte real de la carga, debido a que esta es la que produce los cambios de frecuencia en el sistema. De los 139 MW, la carga se dividirá en dos partes para proceder a la desconexión de una parte ella, la carga se divide en una porción de 50 MW, y otra de 89 MW.

La elección del sistema de 39 barras fue por tratarse de una tesis en la que se muestra la aplicación de un método de identificación de parámetros de gobernador hidráulico aplicado a control primario de frecuencia. Por ser un tema nuevo en la literatura ecuatoriana, se describe únicamente la identificación sobre un gobernador genérico como lo es el modelo HYGOV; es decir, una muestra de la aplicación del algoritmo PSO para identificación en control primario. La implementación del sistema de 39 barras se detalla en el Apéndice B.

### 3.3 Datos de campo

Para el desarrollo de esta tesis, se tomará como datos de campo a los valores de potencia mecánica de la turbina y la velocidad de rotor del turbogenerador, obtenidos al simular en PowerFactory un evento de desconexión de carga como prueba de análisis, que será explicado con más detalle en la Sección 3.3.1.

#### 3.3.1 Obtención de los datos de campo

Esta sección describe el proceso a llevar a cabo para la tarea de identificar los parámetros del gobernador HYGOV, se necesitará una señal modelo a la cual el resto de simulaciones intentará aproximarse mediante el algoritmo PSO. En una identificación de parámetros para gobernador se realiza con la comparación iterativa de la diferencia entre dos señales de salida del controlador.

La señal modelo que se obtendrá del gobernador de campo corresponde a los denominados *datos de campo*, y se obtendrán al simular una desconexión de carga de 50 MW en la barra 26 del sistema de 39 barras, como se mencionó en la Sección 3.2. El evento de desconexión se produce a los cinco segundos de la simulación, que dura un total de 120 segundos para observar la respuesta de frecuencia en la barra a la que está conectado el generador y la respuesta de potencia mecánica de la turbina hidráulica, siendo este un tiempo suficientemente largo para la estabilización de la frecuencia del sistema y de la potencia. La carga total del sistema es de 6097.1 MW, de manera que los 50 MW desconectados corresponden al 0.82% de la carga de todo el sistema. Según el sistema mostrado en la Figura 3.2, la carga a desconectar se encuentra bastante cerca del generador de análisis, de manera que su efecto si puede ser percibido de buena manera por el generador hidráulico para efectos de los análisis de sus respuestas.

Se observa en la Figura 3.3 la carga de 50 MW a ser desconectada del sistema de 39 barras:

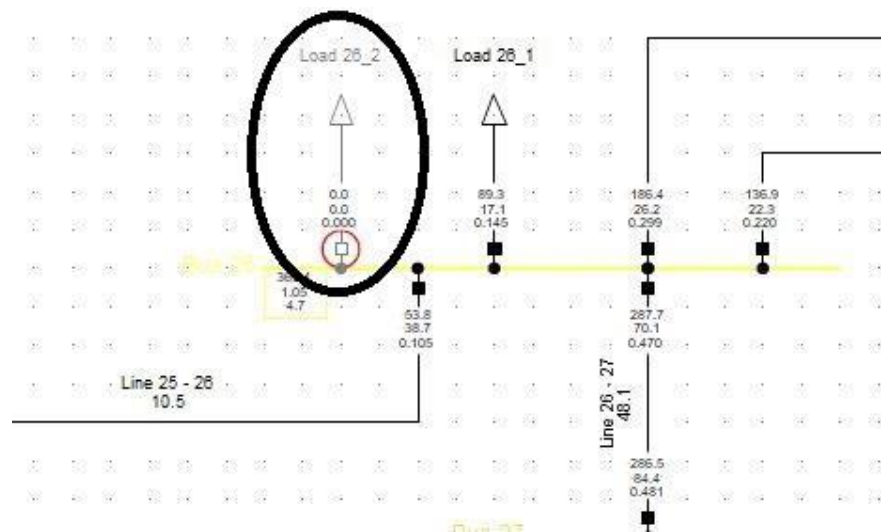


Figura 3.3 Evento de desconexión de la carga de 50MW

En la Figura 3.3 se observan las dos cargas conectadas a la barra indicada, las cargas se denominan *Load 26\_1* y *Load 26\_2*, de 89 MW y 50 MW, respectivamente; siendo la segunda la porción de carga de esta barra la que se desconectará para las pruebas. En la Figura 3.3 se observa el interruptor de la carga de 50 MW, en blanco, indicando el evento de desconexión.

El modelo de gobernador empleado en el generador G10 de la barra 30 es el HYGOV, utilizado como controlador de velocidad de este que será el único generador al cual se observarán las respuestas de frecuencia. De manera que es necesario asegurarse que este generador tenga cargado el modelo del gobernador HYGOV dentro de un denominado *Composite Model*, dentro del cual se encuentran anexados en *slots* los modelos dinámicos de los controladores de un generador, que son: el gobernador de turbina, el AVR y el PSS; estos se crean en un DSL.

Al finalizar la simulación, se configura para que PowerFactory almacene los valores de dos variables versus el tiempo, en un archivo de texto (*Señales.txt*) exportado para su posterior uso en la identificación de parámetros, haciendo que el programa lea estas variables para la identificación. El archivo de texto se compone por las señales:

- sigread1: Variable donde está guardado el valor de la potencia de la turbina simulada en p.u., y que representa uno de los dos valores de datos de campo. Posteriormente en la identificación de parámetros es la variable leída del archivo señales .txt como dato de campo de potencia mecánica.
- sigread2: Variable donde está guardado el valor de la velocidad del rotor en simulada en p.u., y representa el segundo valor que será considerado como dato de campo. Posteriormente en la identificación de parámetros es la variable leída del archivo señales .txt como respuesta de frecuencia de dato de campo.

Posterior a la obtención de los datos de campo (potencia mecánica y velocidad de la turbina), los parámetros del gobernador serán cambiados a valores cualesquiera dentro de los rangos que se muestran en la Sección 3.4. De esta manera los datos de campo se obtuvieron de un gobernador que a partir de ahora asumiremos como “desconocido”, una caja negra, que se supondrá como un gobernador real cuyas respuestas fueron obtenidas en campo.

El cambio de los parámetros del gobernador HYGOV será para suponer, a partir de ahora, que es el controlador con parámetros conocidos el cual se simulará y sintonizará para descubrir cuál es el conjunto de parámetros que arroja una respuesta de frecuencia y potencia similar a la obtenida en “datos de campo”.

Todo esto se realiza por la misma razón de la elección de un sistema de 39 barras: es una tesis de aplicación de un método para identificación de parámetros de gobernador hidráulico aplicado a control primario de frecuencia, y se intenta emular el hecho de tener una base de dato tomadas en campo de un gobernador real desconocido, y que mediante simulación se elige un modelo típico de gobernador mecánico para realizar una identificación de parámetros y determinar cuál es la posible sintonización del gobernador asumido como real.

De manera que las dos señales que se tomarán como datos de campo, al graficarlas nuevamente en PowerFactory mediante importación, son las señales modelos a las cuales, por el algoritmo PSO, el gobernador conocido debe sintonizarse.

a) **DSL**

DSL (Interconexión Eléctrica S.A., 2000) es el lenguaje suministrado por el fabricante de software DIgSILENT para el modelado de los elementos y sus interacciones con módulos de análisis dinámicos.

Corresponde a un modelado de ecuaciones de transferencia usadas en sistemas de control, y que pueden ser representadas por bloques que se conectan entre sí. Las estructuras de bloques, al conectarlas entre sí, automáticamente se convierten en un conjunto de ecuaciones de transferencia que intervienen durante la simulación para emular un controlador.

En la Figura 3.4 (DIgSILENT|PowerFactory, 2017) se observa un ejemplo de una función de transferencia de lazo abierto en el lenguaje DSL, agrupado bajo lo que se podría considerar como un *slot*, que cuenta con una entrada y una salida para formar la función de transferencia:

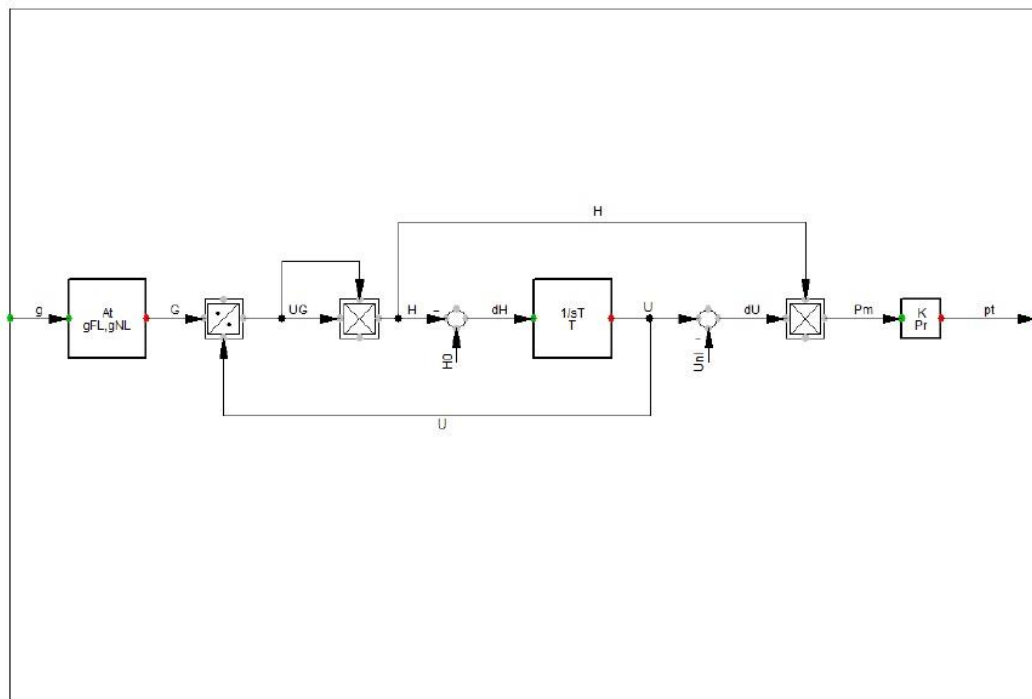


Figura 3.4 Función de transferencia en DSL

Las funciones de transferencia de un gobernador de turbina estarán entonces representadas en el lenguaje DSL, dentro de su respectivo *slot*, que conectado a la turbina y al del generador forman el *Composite Model* del grupo turbogenerador. La creación de un Composite Model se explica en el Apéndice A.

**b) Slots y Composite Model**

Un Composite Model (Interconexión Eléctrica S.A., 2000) es usado para administrar modelos asociados a una máquina o sistema, siendo cada uno de estos modelos los denominados slots. En el caso a emplear, el Composite Model agrupa los modelos de los controladores de un generador síncrono.

En la Figura 3.5 se muestra un modelo completo de los controladores de una máquina síncrona:

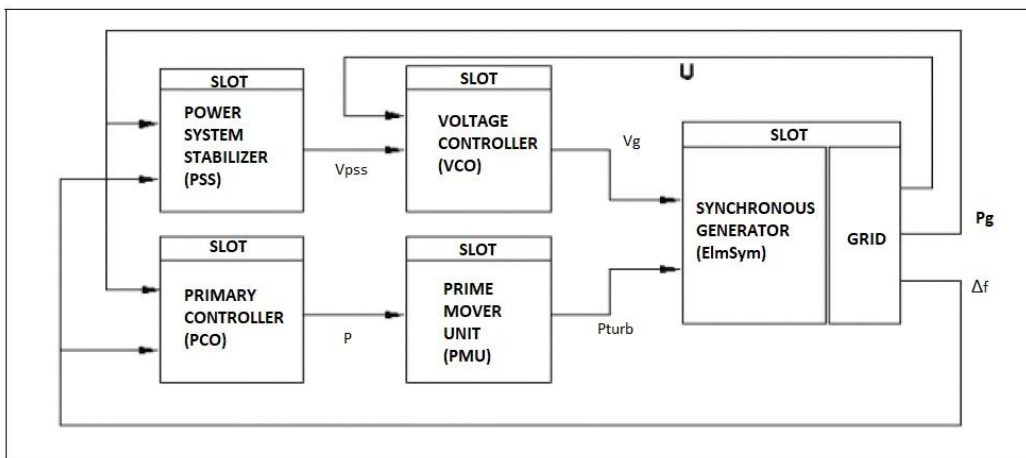


Figura 3.5 Controladores de una máquina síncrona

De los controladores de la Figura 3.5, se ha deshabilitado el PSS y se ha dejado habilitado el AVR, que en la imagen se denomina como *Voltage Controller*. El gobernador de turbina, denominado como *Primary Controller*, es el *slot* sobre el cual se desarrolla la identificación de parámetros. Dentro de él, se encuentra el modelo de gobernador HYGOV desde donde es posible realizar modificaciones de sus parámetros, que son las variables dentro de cada uno de los bloques que conforman al gobernador.

El *slot* del gobernador HYGOV, que está dentro del *Composite Model* de todo el generador G10, está conformado por bloques que contienen funciones de transferencia individuales conectadas entre sí como en el ejemplo de la Figura 3.4. La integración de múltiples bloques forma el controlador electromecánico del gobernador usado, y se ilustra en la Figura 3.6:

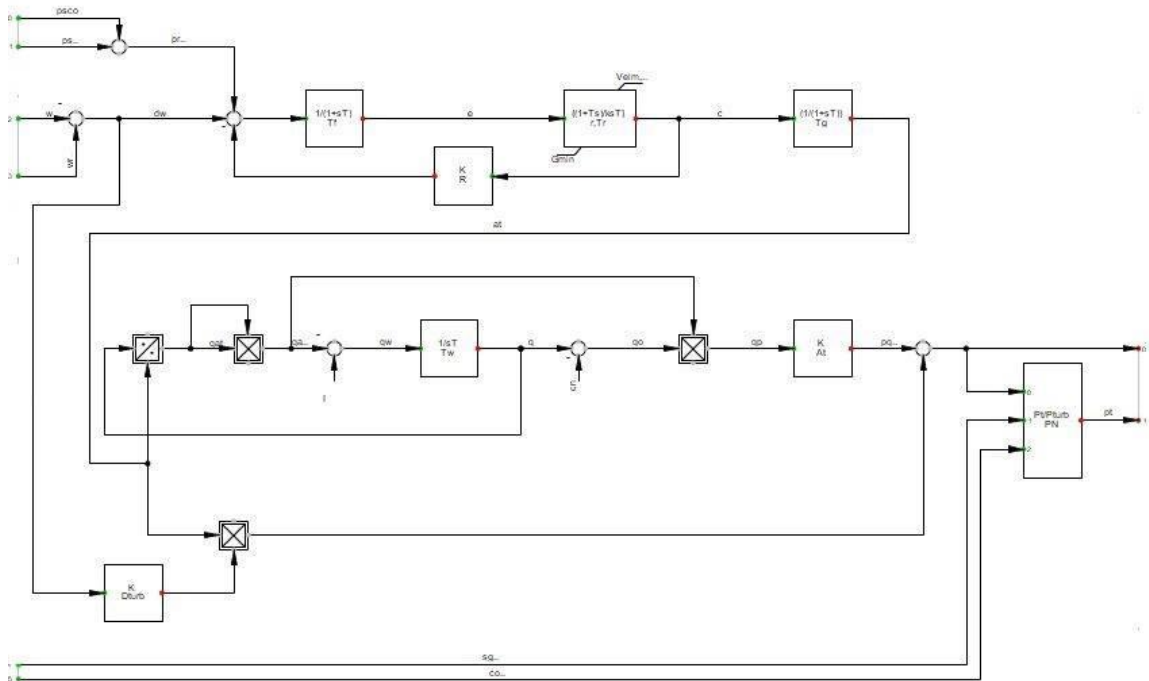


Figura 3.6 Funciones de transferencia del slot del gobernador HYGOV

Cada uno de los bloques mostrados en la Figura 3.6 contiene los parámetros a modificar durante la identificación, estos parámetros serán mejor explicados en la Sección 3.4, cuáles serán modificados, y los rangos permisibles para los cambios de los valores de estos parámetros.

### 3.3.2 Respuesta de frecuencia y potencia

Como se explicó en la Sección 3.3.1, la primera simulación será entonces la obtención de estos datos de campo usando el modelo HYGOV de gobernador, sin cambio alguno y directamente desde la librería de PowerFactory. Posterior a la simulación del evento de desconexión de la carga, se crean las señales *sigread1* y *sigread2*, y se las exporta desde PowerFactory hacia MATLAB. El objetivo de hacer esto que en este segundo simulador se le añadirá el ruido a ambas respuesta, al graficarlas sin ruido lucen como se muestra en la Figura 3.7 y en la Figura 3.8, respectivamente.

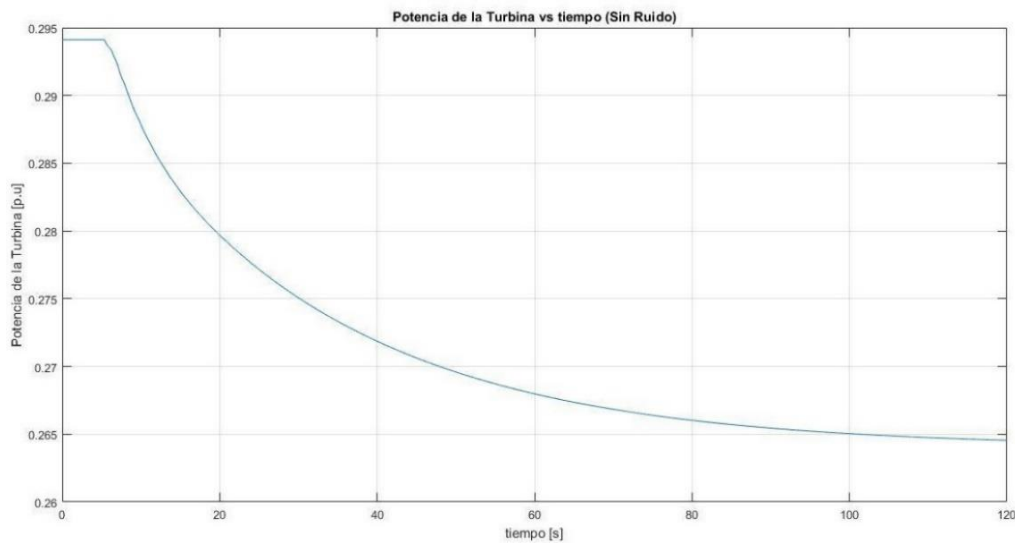


Figura 3.7 Respuesta de potencia del gobernador HYG0V de campo

La Figura 3.7 es la respuesta de potencia de la turbina en por unidad, luego del evento simulado de desconexión de 50 MW de carga. Se observa que el bajón de potencia se produce a los 5 segundos de iniciada la simulación, y corresponde a una menor producción de potencia mecánica para la turbina debido a la desconexión de dicha cantidad de carga eléctrica, que el generador debe dejar de entregar a la red para compensar el desbalance carga-generación.

La Figura 3.8 muestra la respuesta de frecuencia de la cual se habló en la revisión de la bibliografía, en la Sección 2.3.4, pero esta vez aplicada a una desconexión de carga, a diferencia de la Figura 2.8 que es un ejemplo de respuesta de frecuencia ante una pérdida de generación, por lo que se observa una disminución de la frecuencia medida. De igual manera, en esta respuesta de frecuencia se pueden apreciar los tres puntos importantes del control primario: el punto A que es la frecuencia de pre-falla, el punto C que es la máxima desviación de frecuencia (representando el pico de la gráfica), y el punto B que es el valor de estabilización de la frecuencia.



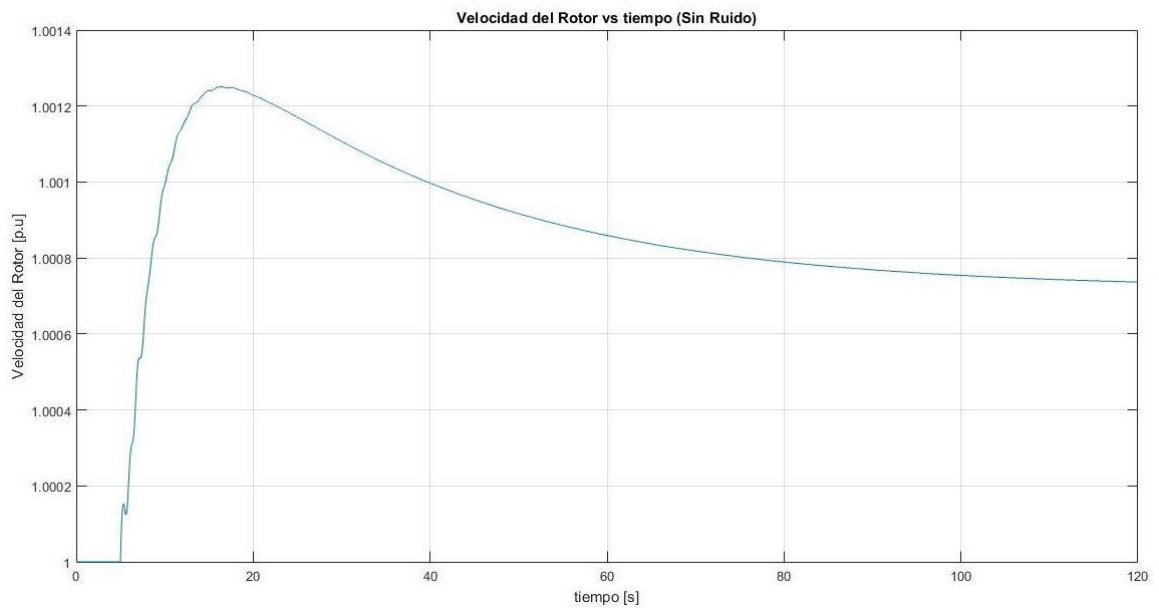


Figura 3.8 Respuesta de frecuencia del gobernador HYGOV de campo

La Figura 3.8 muestra un aumento de la velocidad del turbogenerador (y por tanto de la frecuencia del sistema) por la acción del estatismo de la expresión (2.1); el cambio de frecuencia resulta positivo, debido a que el cambio de potencia de generación es negativo: la potencia final de generación (post-perturbación) es menor que la potencia inicial de generación (pre-perturbación), lo que claramente se observa en la Figura 3.7.

Como comparación con la revisión de bibliografía de la Sección 2.4.3, ante una perturbación como la de esta prueba, un esquema de desconexión de carga no será necesario, debido a que empeoraría la respuesta de frecuencia. Únicamente serán necesarias acciones de corrección exclusivamente de los gobernadores; el delastre de carga lo que haría es contribuir al aumento de frecuencia del sistema, en lugar de disminuirlo.

Estos valores, como se dijo antes, pueden ser exportados al archivo de texto .txt como respuestas de potencia mecánica de turbina versus tiempo, y velocidad de la turbina (frecuencia) versus tiempo. Posteriormente esas respuestas serán cargadas nuevamente en PowerFactory como datos de campo para la identificación de parámetros.

A continuación, en la Sección 3.3.3 se aplicará el ruido blanco gaussiano a las dos señales obtenidas. Como se mencionó en la Sección 0, el objetivo de la aplicación del ruido es asemejar estas respuestas del gobernador a señales medidas por un gobernador real desde equipos conectados al sistema, con distorsiones e imperfecciones, para que el algoritmo PSO realice identificaciones de parámetros a señales con y sin ruido, y probar la eficacia del algoritmo como herramienta para identificación de parámetros.

### **3.3.3 Aplicación del ruido blanco Gaussiano**

Como se mencionó en la Sección 0, se añadirá ruido blanco a las señales que se supondrán serán las obtenidas en campo, con el objetivo de tener una respuesta de potencia mecánica con y sin ruido, y una respuesta de frecuencia con y sin ruido, y poder verificar la eficacia del algoritmo PSO para identificación de parámetros, y determinar además si existen diferencias notables en la identificación usando señales de aspecto ideal como el de una simulación, y señales de aspecto real como lo son aquellas que poseen ruido.

En la Figura 3.9 se observa la distribución del ruido blanco gaussiano, que toma valores entre 0 y 1, con una duración de 120 segundos, que es el mismo tiempo total de la simulación. De esta manera, es posible añadirlo a las señales porque tienen la misma duración de tiempo. El ruido debe ajustarse de manera que no destruya la señal, sino que tenga un porcentaje adecuado de distorsión para emular a una señal tomada en campo

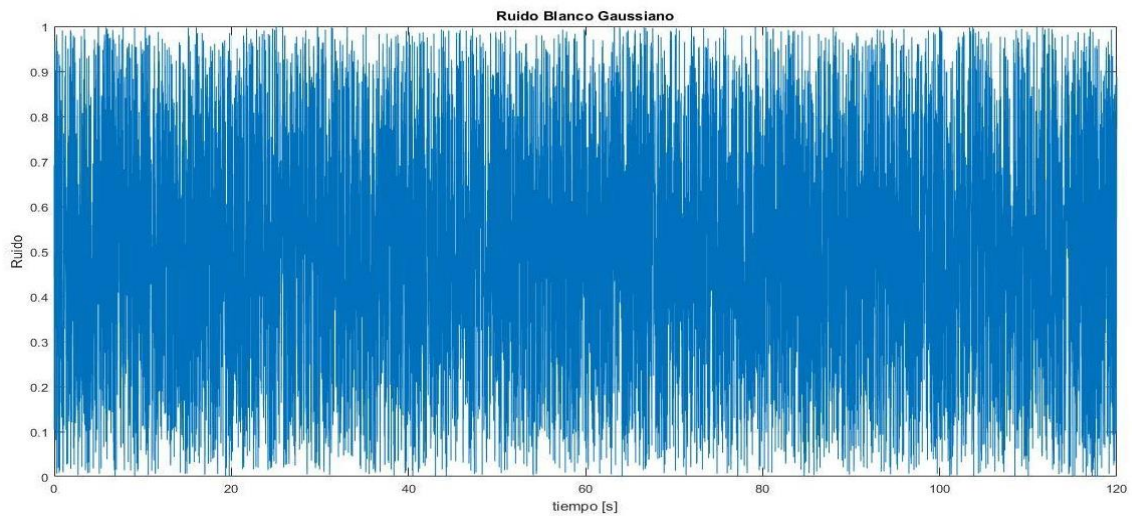


Figura 3.9 Ruido blanco generado en MATLAB

La Figura 3.9 ilustra la característica aleatoria del ruido generado. Este ruido es creado a través de un código generador en MATLAB, el mismo que se puede ver en el Anexo D.

El resultado es una misma curva de respuesta de potencia y frecuencia, pero con la diferencia de presentar irregularidades en su aspecto, dando ahora una apariencia más real a señales obtenidas en campo. En la Figura 3.10 se observa la señal del “gobernador de campo” con el ruido aplicado.

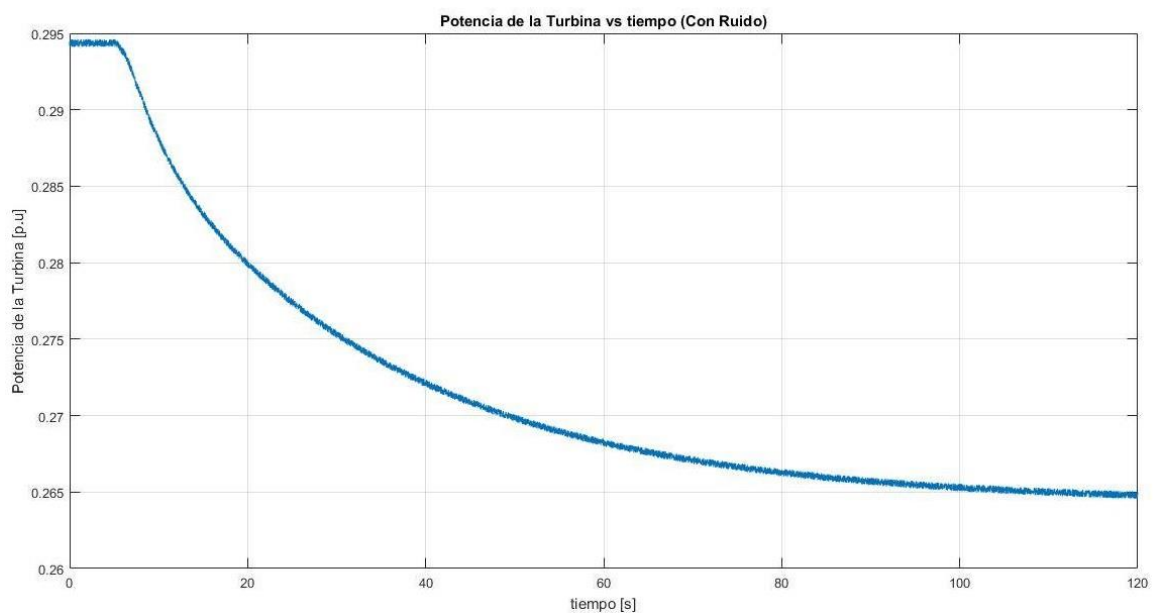


Figura 3.10 Señal de potencia mecánica de la turbina con ruido blanco gaussiano

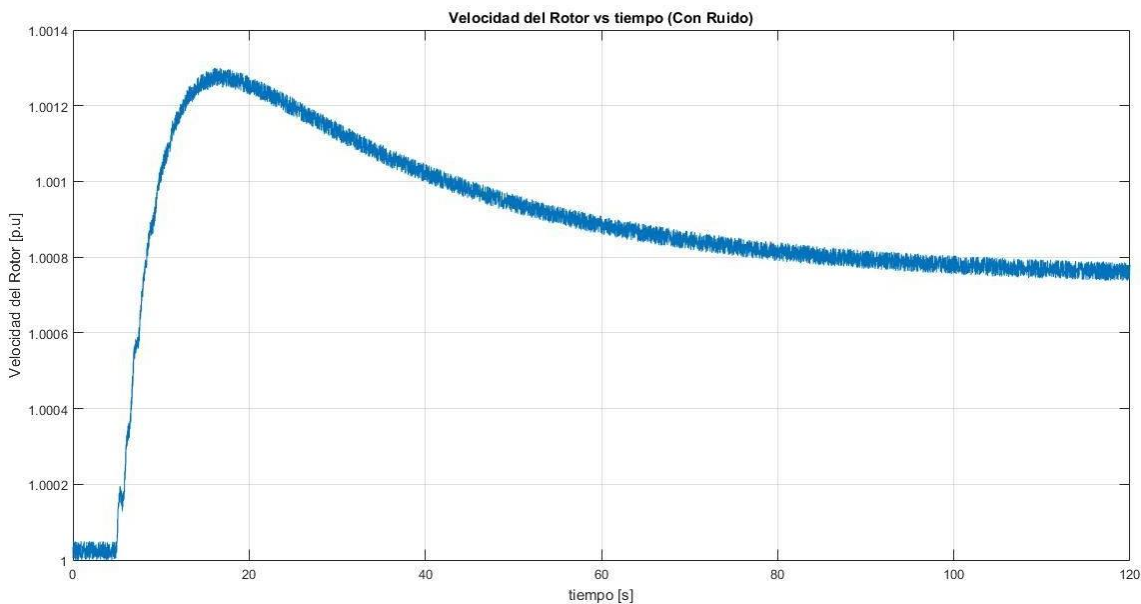


Figura 3.11 Señal de velocidad del turbogenerador con ruido blanco gaussiano

Estas dos señales también reciben el nombre de *sigread1* y *sigread2*, respectivamente, pero en procesos de identificación diferentes, con y sin ruido. Las señales son exportadas desde PowerFactory como base de datos hacia Microsoft Excel, para su uso en MATLAB, donde se les agregará el ruido generado.

La creación de las señales con ruido es a través de la expresión:  $variable = variable + k * rand()$ ; donde  $k$  es un porcentaje a ajustar, para la variable de Potencia Mecánica de la Turbina es de 0.5%, y para la variable de Velocidad del Turbogenerador es de 0.05%.

Una vez realizado esto, las señales con y sin ruido se exportan desde MATLAB a otro archivo Excel, se convierten en un archivo de texto, y se importan nuevamente en PowerFactory para posteriormente realizar la identificación de parámetros.

Más adelante, en la Sección 3.5, se describirán las señales que serán las respuestas de potencia y frecuencia, pero de los denominados “gobernadores conocidos”, junto con sus nombres. Los dos pares de señales, potencia mecánica de la turbina de campo y simulada, y velocidad del turbogenerador de campo y simulada, serán las parejas de señales entre las cuales se realizará la identificación de parámetros, siendo las señales simuladas las que irán cambiando

durante cada iteración. Luego de haber creados las dos parejas de señales en MATLAB, son exportadas desde aquí e importadas en PowerFactory como bases de datos de campo, para sus posteriores usos en la identificación de parámetros.

### 3.4 Parámetros del gobernador HYGOV

Como se ya mencionado antes, los datos de campo se obtienen de un gobernador HYGOV cargado en el *Composite Model* del turbogenerador sin haberle realizado cambio alguno a los parámetros, y que, para efectos de la identificación de parámetros, estos serán cambiados para tener un gobernador diferente al cual poder realizarle la identificación.

En la Figura 3.12 (SIEMENS, 2008) se observan tabulados los valores mínimos y máximos del gobernador HYGOV, además de los valores configurados por defecto:

Description	Default	Min	Max
R	0.06	0.01	0.1
r	0.4	0.02	1
Tr	8	0.02	10
Tf	0.05	0.01	1
Tg	0.2	0.01	1
VELM	0.2	0.01	0.25
Gmax	1	-1	10
Gmin	0		
Tw	1.2	-1	100
At	2.5	0.5	3
Dturb	0.3	0.0	0.5
qNL	0.5	0.01	0.5

Figura 3.12 Valores máximos y mínimos de los parámetros del gobernador HYGOV

Los valores de parámetros de la Figura 3.12 corresponden a los explicados en la Sección 2.7. La columna denominada *Default* correspondería a los valores que el gobernador HYGOV tiene configurados al momento de ser cargado en el *Composite Model* del turbogenerador en PowerFactory, mientras que las columnas *Min* y *Max* son los rangos de valores entre los cuales se podrán modificar los valores de los parámetros para tener un gobernador diferente, y que será el “controlador conocido”.

En PowerFactory, se observa la configuración de estos parámetros para el HYGOV de campo, como se visualiza en la Figura 3.13:

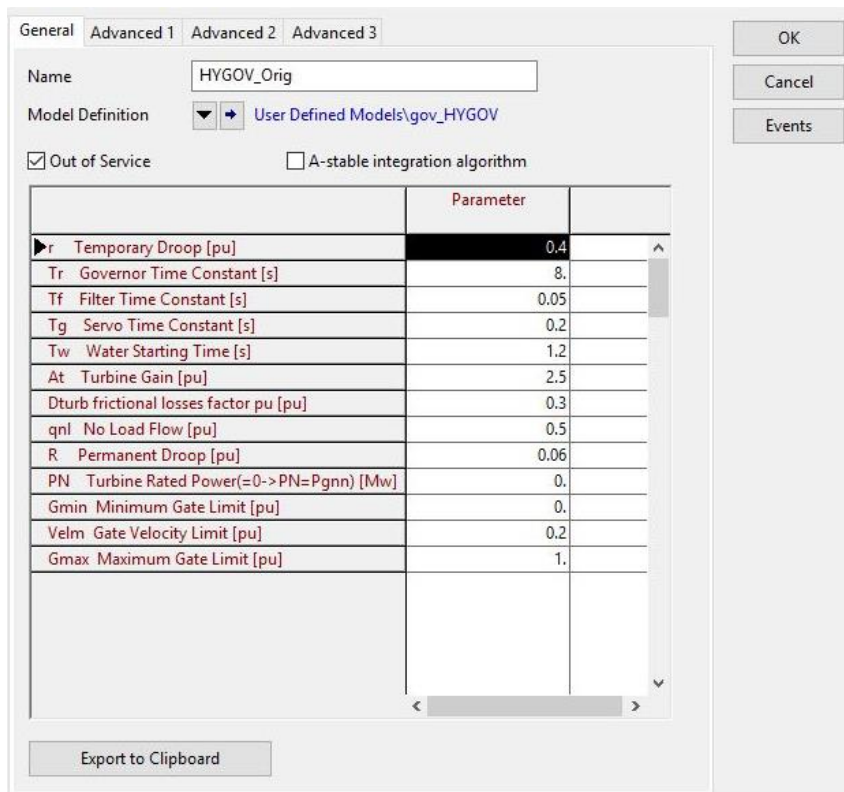


Figura 3.13 Valores de parámetros del gobernador HYGOV de campo

Durante la identificación de parámetros, el algoritmo PSO simulado en PowerFactory irá cambiando los valores de estos parámetros durante cada iteración, considerándolos entre sus respectivos límites, durante las iteraciones que sean necesarias hasta que la función objetivo, el error entre las señales de campo y simuladas, sea minimizada.

Si se relaciona la identificación simulada con la revisión de literatura mostrada en las Secciones 2.5.2 y 2.6, se puede deducir que cada parámetro individual corresponden a los elementos de la partícula, y cada grupo diferente de los mismos parámetros corresponden a las diferentes partículas del algoritmo.

### 3.4.1 Parámetros de simulación en PowerFactory

Para llevar a cabo la identificación de parámetros en PowerFactory, se han seleccionado pruebas con dos arreglos de parámetros diferentes: el primero corresponde a la variación iterativa de diez de los trece parámetros del gobernador HYGOV mostrados en la Figura 3.13; y el segundo es la variación iterativa de tres de los trece parámetros.

Esto se hace con la finalidad de tener otra manera de probar la efectividad del algoritmo PSO, pero ahora usando diferentes cantidades de parámetros identificados, a diferencia de lo planteado a través de la Sección 3.3, en la cual se plantean pruebas donde se usen señales de datos de campo con y sin ruido, dando así más variedades de pruebas para identificación donde se observe la actuación del algoritmo.

En el primer tipo de prueba será variar los siguientes los 10 parámetros: estatismo temporal ( $r$ ), constante de tiempo del gobernador ( $T_r$ ), Constante de tiempo del filtro ( $T_f$ ), Constante de tiempo del servomotor ( $T_g$ ), constante de tiempo del agua ( $T_w$ ), ganancia de la turbina ( $A_t$ ), Factor en p.u. de pérdidas por fricción ( $D_{turb}$ ), flujo de carga en vacío en p.u. ( $q_{nl}$ ), estatismo permanente ( $R$ ), límite de velocidad de la compuerta ( $V_{elm}$ ).

Mientras que el segundo tipo de prueba será variar los siguientes 3 parámetros: constante de tiempo del gobernador ( $T_r$ ), Constante de tiempo del filtro ( $T_f$ ), Constante de tiempo del servomotor ( $T_g$ ). No se consideran, para la identificación, los parámetros:  $P_N$ ,  $G_{min}$ , y  $G_{max}$ .

### **3.5 Metodología de la identificación de parámetros mediante el algoritmo PSO**

Como se había mencionado en la Sección 3.3.3, son necesarias señales de respuesta de potencia y de frecuencia provenientes de los denominados “gobernadores conocidos”. Estas señales son:

- $sigcal1$ : Variable de potencia mecánica de la turbina, proveniente de la simulación en donde se cargó en el generador 10 el gobernador HYGOV “conocido”
- $sigcal2$ : Variable velocidad del rotor del turbogenerador, que proviene también del mismo “gobernador conocido”.

#### **3.5.1 Señales para la identificación de parámetros**

Para la obtención de las señales  $sigcal1$  y  $sigcal2$  del gobernador conocido, únicamente se cambió el valor de la constante de tiempo del gobernador  $T_r$ .



Originalmente tenía su valor por defecto de 8, y se la configuró en el valor de 3 segundos. Con esto se tiene un gobernador diferente con el que se puede iniciar la identificación.

Previo a iniciar el algoritmo, observamos las respuestas de potencia mecánica y de velocidad del gobernador de campo y del gobernador conocido, con y sin ruido, ante la desconexión de 50 MW de carga a los 5 segundos de simulación; es decir, comparar las actuaciones de ambos gobernadores ante el mismo evento, para ilustrar la que la actuación de ambos gobernadores es distinta., esto se muestra en la Figura 3.14:

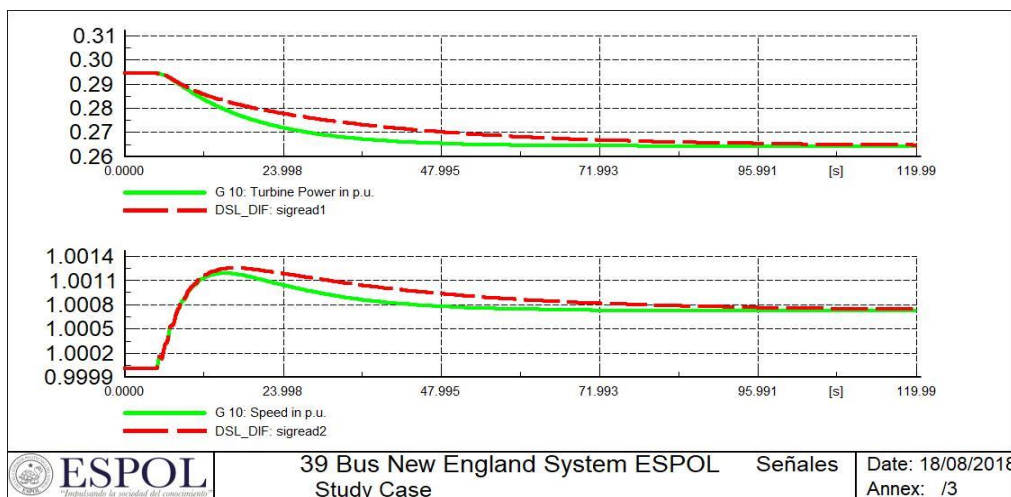


Figura 3.14 Respuestas de potencia y frecuencia sin ruido

De la Figura 3.14, el primer par de gráficas corresponden a la respuesta de potencia mecánica de la turbina, la señal en color rojo es la respuesta del gobernador de campo denominada como *sigread1*, y la señal en color verde es la respuesta del gobernador conocido denominada como *sigcal1*. Mientras que en el segundo par de gráficas se observa a la respuesta de velocidad del turbogenerador, donde la señal en color rojos es la respuesta del gobernador de campo denominada como *sigread2*, y la señal en color verde es la respuesta del gobernador conocido denominada como *sigcal2*.

En tanto que en la Figura 3.15 se observan las mismas señales, pero con el ruido blanco gaussiano introducido. Cada pareja de señales tiene exactamente la misma descripción que en la Figura 3.14.



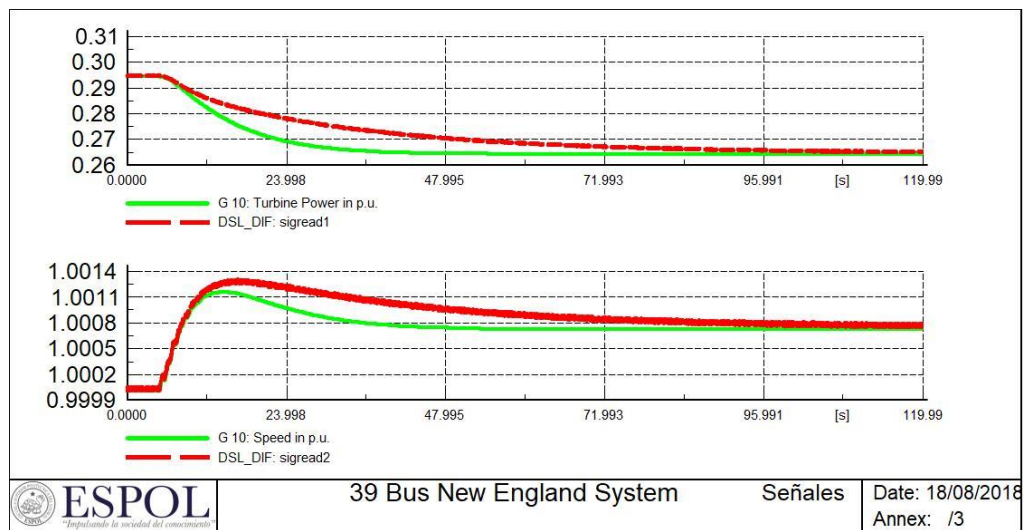


Figura 3.15 Respuestas de potencia y frecuencia con ruido

Es posible observar en ambas figuras que la frecuencia de estabilización (y también la potencia) es la misma para ambos gobernadores, debido a que esta depende exclusivamente del estatismo, y este no es un parámetro que se cambió para diferenciar a los gobernadores.

Una vez mostradas que las respuestas de los dos gobernadores son diferentes, se procede en la siguiente subsección a explicar las pruebas a llevar a cabo.

### 3.5.2 Pruebas a realizar

Ahora se tiene el grupo de 4 señales necesarias para llevar a cabo la identificación de parámetros mediante el algoritmo PSO. Como ya se explicaron cada uno de los tipos de pruebas que se realizarán, con las respectivas variantes entre señales con y sin ruido, e identificación de 3 y 10 parámetros del gobernado HYGOV, las pruebas a realizar serán como se explica a continuación:

1. Identificación de 10 parámetros con datos de campo sin ruido
2. Identificación de 3 parámetros con datos de campo sin ruido
3. Identificación de 10 parámetros con datos de campo con ruido
4. Identificación de 3 parámetros con datos de campo con ruido

Recordando que en cada prueba se obtienen las respuestas de potencia mecánica de la turbina y de velocidad (frecuencia) del turbogenerador.

Para las pruebas 1 y 2, las señales *sigread1* y *sigread2* son datos de campo sin ruido, mientras las señales *sigcal1* y *sigcal2* son las señales del gobernador conocido, que provienen de la identificación para 10 y 3 parámetros en las pruebas 1 y 2, respectivamente. Para las pruebas 3 y 4, las señales *sigread1* y *sigread2* son datos de campo con ruido, mientras las señales *sigcal1* y *sigcal2* son las señales del gobernador conocido, que provienen de la identificación para 10 y 3 parámetros en las pruebas 3 y 4, respectivamente.

### 3.5.3 Planteamiento de la función objetivo

Definidas las pruebas a realizarse, donde las parejas de señales entre las cuales se realizará la identificación son: *sigread1* con *sigcal1*, siendo la primera la señal de campo; y la pareja *sigread2* con *sigcal2*, siendo la primera la señal de campo.

Para las cuatro pruebas, el evento es el mismo: 120 segundos de simulación con la desconexión de la carga de 50 MW de la barra 26 a los 5 segundos de simulación. Durante cada iteración se cambian los valores de los parámetros (10 o 3 parámetros, según la prueba), y como resultado se arrojan las señales *sigcal1* y *sigcal2* que se compararán con sus respectivas parejas.

Se debe plantear el proceso de optimización para la identificación por PSO, que en este caso será la minimización de una función objetivo. Esta función será el error entre cada pareja de señales y se define como:

$$\text{Min: } f(x_1, x_2) \quad (3.1)$$

$$f(x_1, x_2) = \sum_{i=1}^N (x_{1i} - x_{2i})^2 \quad (3.2)$$

Donde  $f$  es la función objetivo a minimizar;  $N$  es el número de iteraciones del algoritmo;  $x_1$  y  $x_2$  son las señales de campo y del controlador conocido, respectivamente;  $i$  es la iteración actual. La minimización no está sujeta a restricciones.

El planteamiento de la función objetivo dentro del simulador PowerFactory consiste en la creación de un '*Composite Model*' para poder obtener el error entre las señales, utilizando la base de datos y los valores obtenidos en la simulación

del gobernador conocido. En la Figura 3.16 se puede observar el modelo cargado en el DSL:

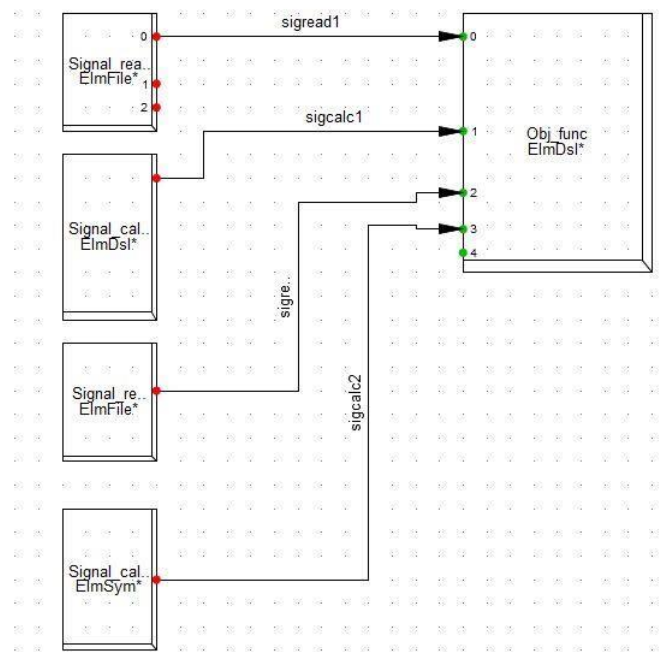


Figura 3.16 Composite Model de la función objetivo el lenguaje DSL

Mientras que en la Figura 3.17 se observa la definición del error dentro del bloque *Obj\_func* del *Composite Model* utilizando las entradas de las 4 señales.

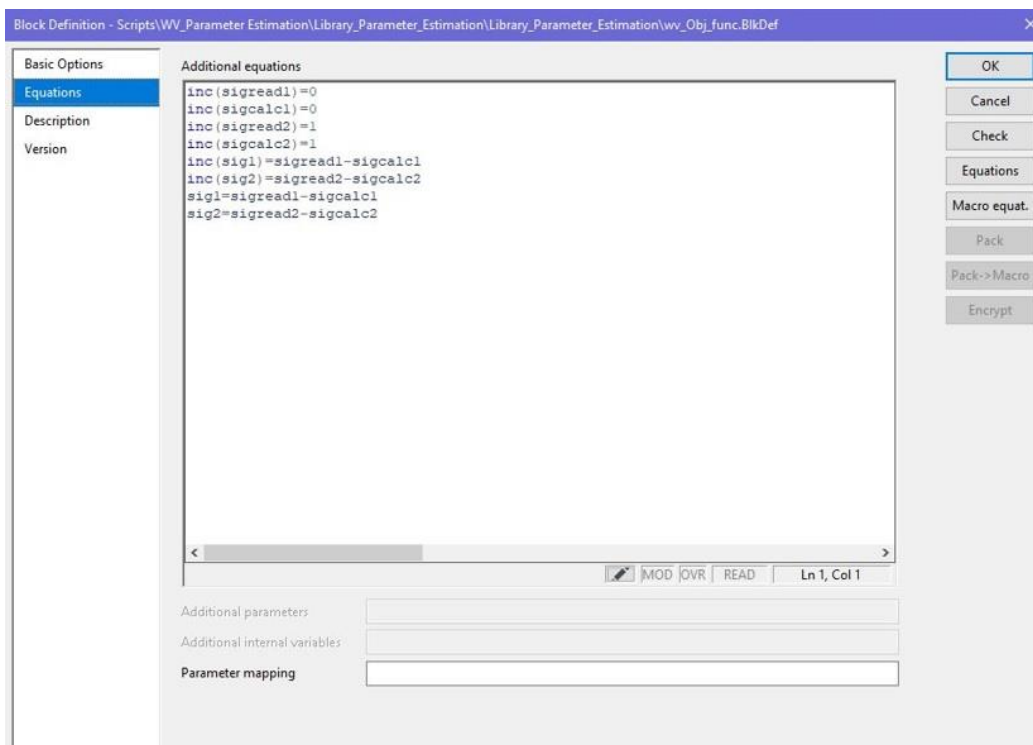


Figura 3.17 Definición del error dentro del bloque "Obj\_Func"

En la Figura 3.17 se observan las operaciones entre las señales para calcular el error entre ellas durante cada iteración. Las entradas del bloque de la función objetivo son las cuatro señales de las respuestas de potencia y frecuencia, como ya se han mencionado anteriormente. El orden de ingreso de las señales es: *sigread1*, *sigcalc1*, *sigread2*, *sigcalc2*.

Las señales *sigread1* y *sigread2* son leídas desde el archivo txt en donde se tienen los supuestos datos de campo, mientras que las señales *sigcalc1* y *sigcalc2* son señales adquiridas del generador G10 a través de la simulación del evento de pérdida de carga. En cada iteración, los parámetros del gobernador son cambiados por algoritmo PSO, se ejecuta el evento, se registran las respuestas de potencia y frecuencia, se comparan las parejas de señales como se definió anteriormente, y se continúan las iteraciones hasta conseguir minimizar la función objetivo del error entre las señales.

Luego con un código DPL utilizando el *Composite Model* cargado dentro de un DSL llamado "DSL\_fobj" se procede a culminar la función objetivo, donde

intervienen los errores cuadráticos. En la Figura 3.18 se pueden observar las entradas externas del DPL:

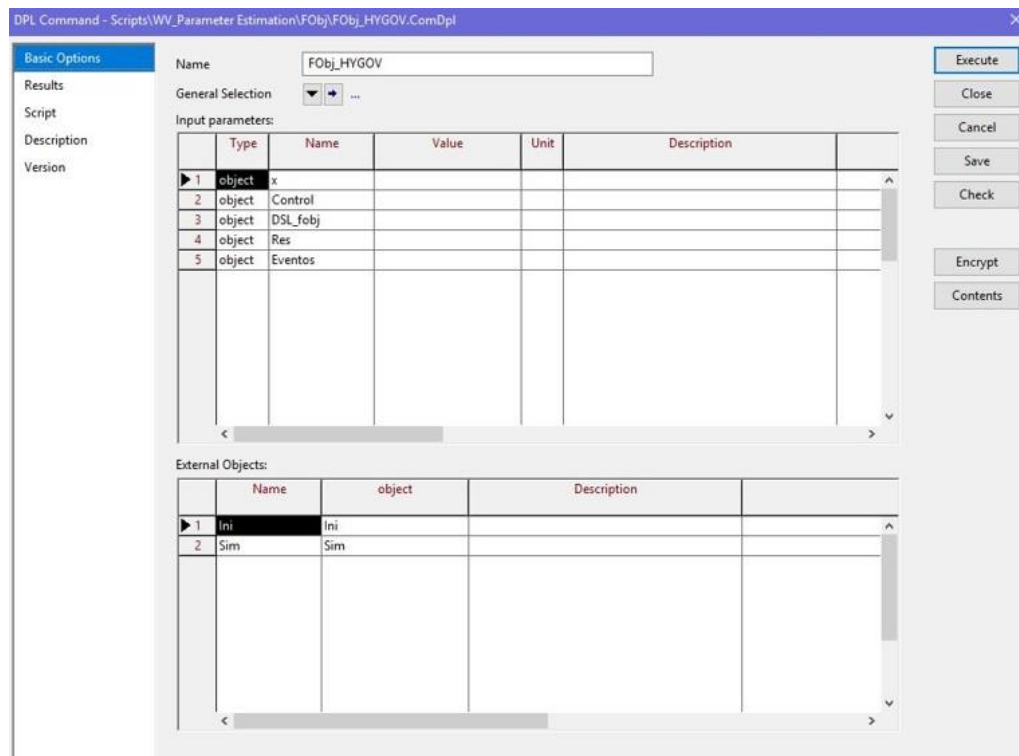


Figura 3.18 Entradas Externas para el código DPL 'FObj\_HYGOV'

El código para llevar a cabo esto se encuentra en el Apéndice 0 de esta tesis.

### 3.5.4 Algoritmo PSO

Teniendo la función objetivo creada en DPL de PowerFactory, se debe usar un método de optimización para realizar la identificación de parámetros. Es por ello que se recurre al método Heurístico de Enjambre de Partículas PSO. Para esto se implementa un código en DPL que se puede apreciar en el Apéndice E el código se debe plantear teniendo en cuenta la siguiente información:

1. Se deben tener en cuenta los parámetros del gobernador HYGOV que permiten modificar la respuesta de frecuencia ante una perturbación, estas serán las variables que se encuentren en cada partícula, como se explicó en la Sección 3.4.
2. El número máximo de evaluaciones en la función objetivo tiene que ser la multiplicación del número de partículas con el número de iteraciones destinadas para la convergencia del mismo.

Por otro lado, el código posee variables de ingreso que se puede dar por el usuario, que en este caso es el número de partículas denominado *pop\_size* y el número de iteraciones denominado como *maxiter*, que son las variables importantes para las iteraciones. En la Figura 3.19 se pueden observar las variables de ingreso que ya están definidas:

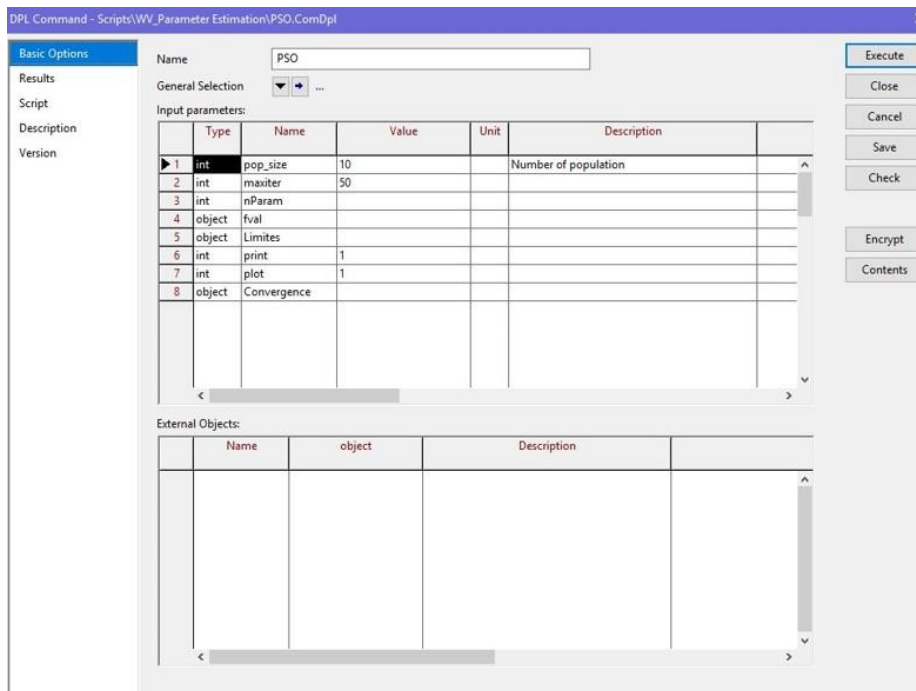


Figura 3.19 Entradas del código PSO

Teniendo estas configuraciones es posible dar inicio a la identificación de parámetros, juntando el código en DPL con las estructuras de simulación en DSL.

### 3.5.5 Identificación de parámetros

Finalmente, con el código del algoritmo PSO listo se procede a la realización del código de la Identificación de Parámetros. Como en otros códigos, este posee variables externas en donde se adjuntan los objetos que contienen las variables necesarias, entre las variables de ingreso están: el número de parámetros que se desea identificar con el nombre *nParam*, el número de iteraciones denominado *iter\_pso*, y la población para la optimización denominada como *pop\_size\_pso*. En la Figura 3.20 se puede apreciar el ingreso de los parámetros al código:

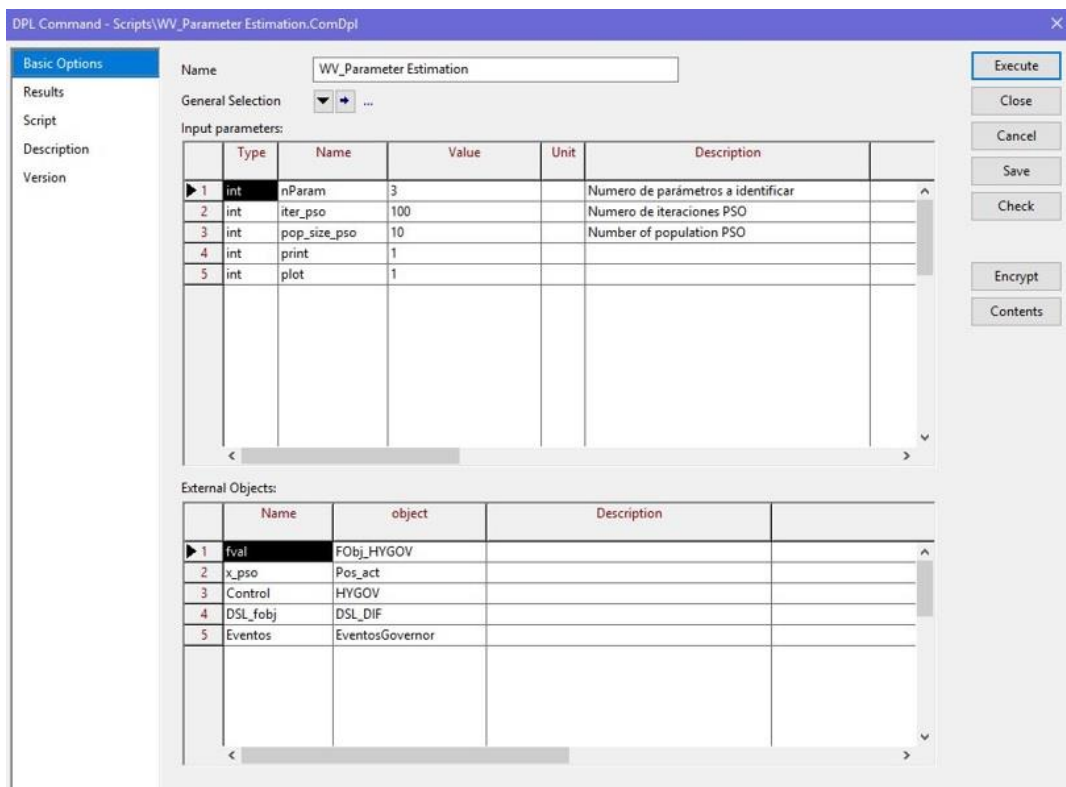


Figura 3.20 Variables de entradas y variables externas de la identificación de parámetros

Para la creación del código en DPL sobre la Identificación, se debe tener listo el DSL y el DPL de la función objetivo, como el código de la optimización por el algoritmo PSO.

Estos son los objetos que deberán ser cargados como variables externas al código final de la Identificación que se muestra en el Apéndice F. Para realizar el código, se debe tener en cuenta:

1. Para el código del algoritmo PSO, la identificación debe detenerse en el momento en que se llegue al número máximo de iteraciones. Por lo que el número de iteraciones debe ser tal que permita una convergencia, de modo que la minimización del error cuadrático sea lo más pequeño posible.
2. Debe presentar los parámetros ya identificados, dependiendo de cuantos parámetros se mandó a identificar.

Una vez realizado lo presentado en este capítulo acerca de la metodología para la identificación de parámetros mediante el algoritmo PSO, se pueden observar los resultados, los mismo que serán mostrados en el Capítulo 4.





## **Capítulo 4. Resultados**

---

## Capítulo 4. Resultados

---

4.1	Introducción.....	99
4.2	Resultados de la sintonización.....	99
4.2.1	Sintonización sin ruido blanco.....	100
4.2.2	Sintonización con ruido blanco.....	102
4.3	Respuestas de frecuencia y potencia.....	105
4.3.1	Respuestas sin ruido.....	105
4.3.2	Respuestas con ruido.....	106
4.4	Resultados de la función objetivo.....	107
4.4.1	Función objetivo sin ruido blanco.....	108
4.4.2	Función objetivo con ruido blanco.....	109

## **4.1 Introducción**

Luego de haber llevado a cabo la identificación de parámetros mediante el algoritmo PSO, donde se realizó 4 identificaciones de parámetros, una por cada prueba de las cuatro que fueron establecidas en la Sección 3.5.2.

Cada uno de los resultados serán comparados entre sí, según la observación de los valores obtenidos para cada una de las cuatro pruebas realizadas, con el fin de poder concluir con más claridad en el Capítulo 6. Se obtuvieron los resultados que en las secciones siguientes se mostrarán.

En la Sección 4.2 se muestran los valores de los parámetros del gobernador HYGOV posterior a la identificación, de modo que PowerFactory arroja las sintonizaciones respectivas para los casos con y sin ruido; en la Sección 4.3 se muestran las gráficas de potencia mecánica de la turbina y velocidad del turbogenerador, y se explica lo ocurrido durante la identificación de parámetros; en la Sección 4.4 se muestran los resultados de la convergencia de la función objetivo durante la ejecución del algoritmo PSO, para los casos con y sin ruido.

## **4.2 Resultados de la sintonización**

Finalizada la identificación de parámetros, PowerFactory muestran los resultados de la sintonización de parámetros para los cuatros casos que se establecieron en la Sección 3.5.2.

Estos resultados son mostrados individualmente en la ventana de parámetros del gobernador HYGOV para cada una de las pruebas. Se recuerda que hubo pruebas donde se identificaron diez y tres parámetros, y que estos se encuentran detallados en la Sección 3.4.1.

Como se mencionó en la Sección 3.4.1, de los trece parámetros que se tienen en el gobernador HYGOV de PowerFactory, tres de ellos no fueron incluidos en el proceso de identificación, por lo que sus valores siempre se mantendrán iguales a los definidos en la Sección 3.5.1, que son los valores del gobernador conocido previo a la sintonización. Los parámetros del gobernador conocido lucen iguales a

los mostrados en la Figura 3.13, pero con el parámetro  $T_r$  configurado en 3 segundos.

En cada muestra de resultados de la sintonización de parámetros, se tabularán aquellos que fueron modificados por la identificación, para poder observar de mejor manera los cambios que el algoritmo PSO realizó.

#### 4.2.1 Sintonización sin ruido blanco

Dentro de estos resultados, se distinguen para los casos donde se llevó a cabo la identificación con diez y con tres parámetros.

##### a) Sintonización de la identificación con tres parámetros

En la Figura 4.1 se observan los tres parámetros del gobernador HYGOV que fueron identificados.

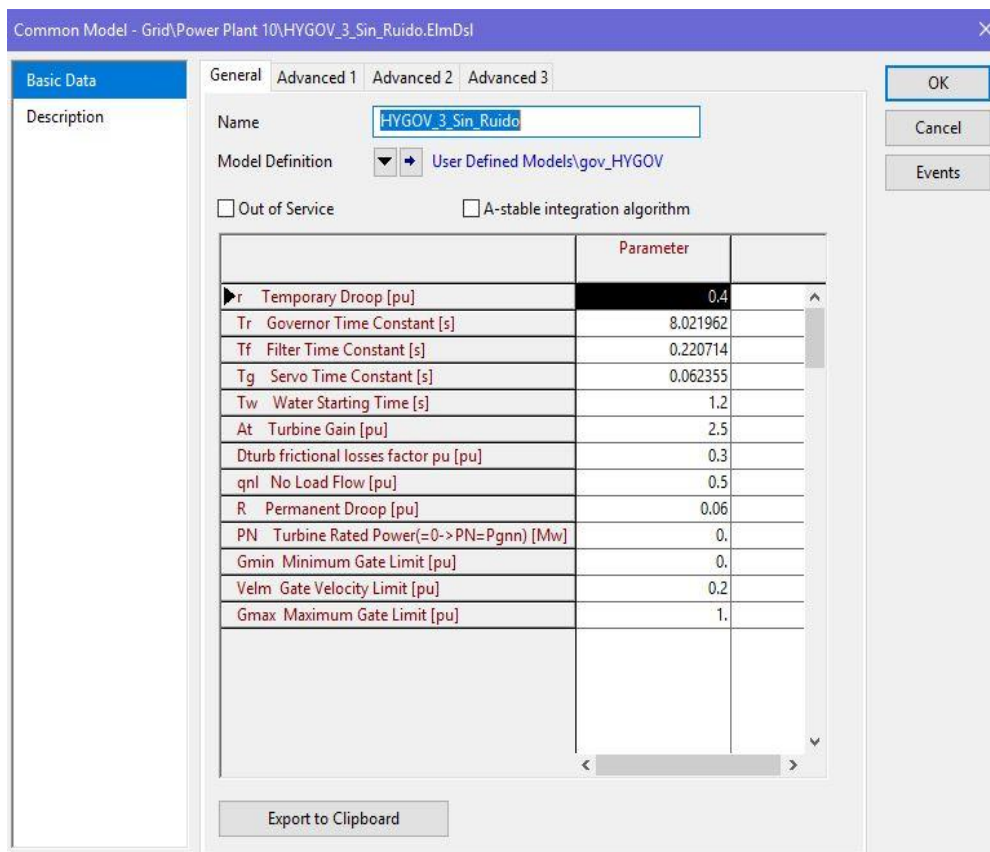


Figura 4.1 Sintonización del gobernador para tres parámetros y sin ruido blanco

Los valores de los tres parámetros modificados mostrados en la Figura 4.1 serán tabulados para compararse con la sintonización inicial del gobernador conocido,

antes del proceso de identificación de parámetros, estos valores se muestra en la Tabla 4.1:

Parámetro:	Tr [s]	Tf [s]	Tg [s]
<b>HYGOV original:</b>	8	0.05	0.2
<b>Sintonización:</b>	8.022	0.221	0.062

Tabla 4.1 Comparación de sintonización de 3 parámetros y sin ruido blanco en señal de campo

Es posible observar que los otros siete parámetros no tuvieron cambio alguno en sus valores. De estos parámetros, el que menos cambios sufrió es el de la constante de tiempo del gobernador Tr.

**b) Sintonización de la identificación con diez parámetros**

En la Figura 4.2 se observan los diez parámetros del gobernador HYGOV que fueron identificados.

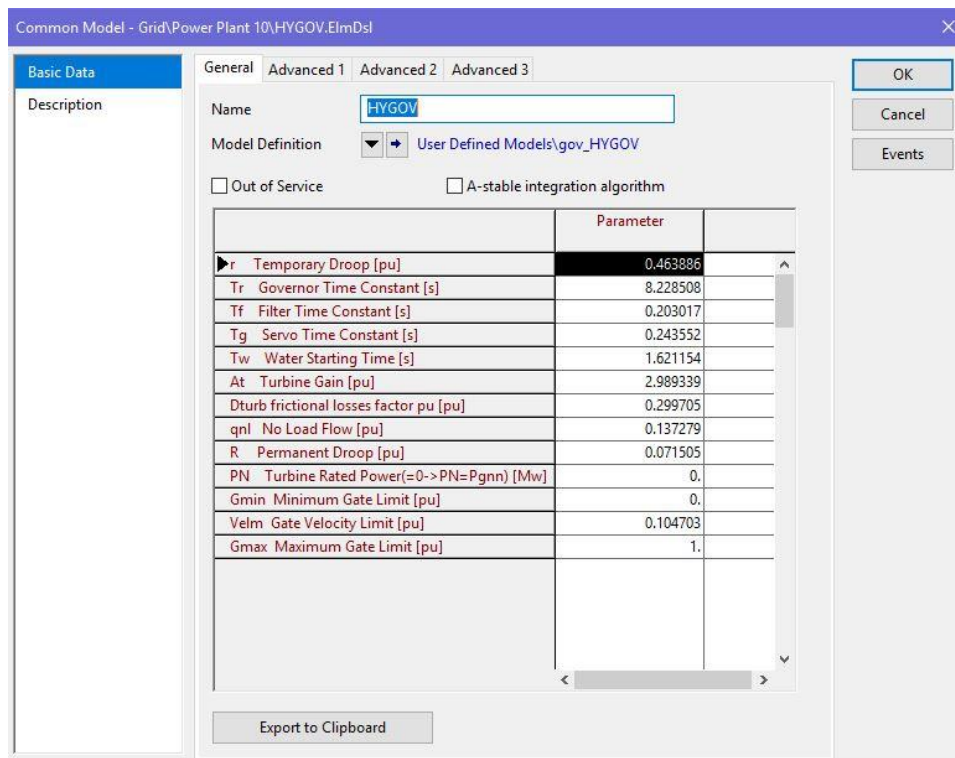


Figura 4.2 Sintonización del gobernador para diez parámetros y sin ruido blanco

Los valores de los diez parámetros modificados mostrados en la Figura 4.2 serán tabulados para compararse con la sintonización inicial del gobernador conocido, antes del proceso de identificación de parámetros, estos valores se muestra en la Tabla 4.2:

Parámetro:	r [%]	Tr [s]	Tf [s]	Tg [s]	Tw [s]	At [%]	Dturb [%]	qnl [%]	R [%]	Velm [%]
<b>HYGOV original:</b>	0.4	8	0.05	0.2	1.2	2.5	0.3	0.5	0.06	0.2
<b>Sintonización:</b>	0.464	8.228	0.203	0.243	1.621	2.989	0.299	0.137	0.07	0.105

Tabla 4.2 Comparación de sintonización de 10 parámetros y sin ruido blanco en señal de campo

En esta identificación, los parámetros con mayores modificaciones fueron: la constante de tiempo del filtro Tf, la constante del agua Tw, la ganancia de la turbina At, y la tasa de flujo de agua sin carga para las pérdidas fijas en la turbina qnl. El estatismo aumento en 1%.

#### 4.2.2 Sintonización con ruido blanco

Dentro de estos resultados, se distinguen para los casos donde se llevó a cabo la identificación con diez y con tres parámetros, pero con la aplicación del ruido blanco gaussiano. Se observará cuánta diferencia hubo con las sintonizaciones de los dos casos anteriores mostrados en las subsecciones 4.2.1a) y 4.2.1b).

##### a) *Sintonización de la identificación con tres parámetros*

En la Figura 4.3 se observan los tres parámetros del gobernador HYGOV que fueron identificados.

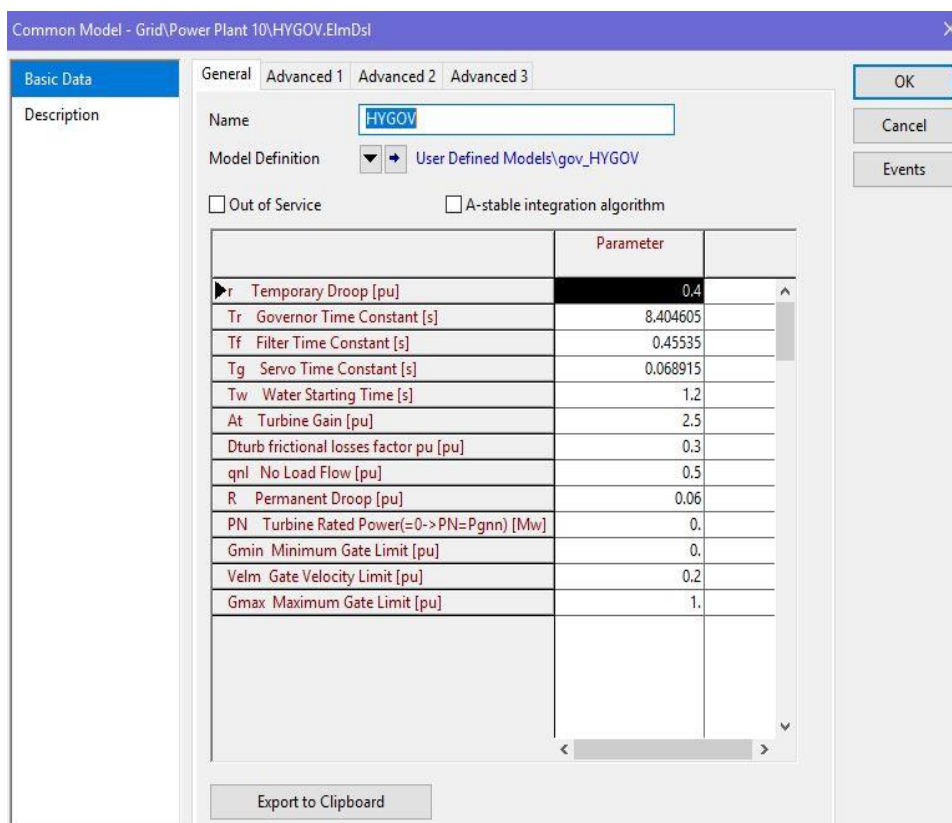


Figura 4.3 Sintonización del gobernador para tres parámetros y con ruido blanco

Los valores de los tres parámetros modificados mostrados en la Figura 4.3 serán tabulados para compararse con la sintonización inicial del gobernador conocido, antes del proceso de identificación de parámetros, estos valores se muestra en la Tabla 4.3:

Parámetro:	Tr [s]	Tf [s]	Tg [s]
<b>HYGOV original:</b>	8	0.05	0.2
<b>Sintonización:</b>	8.405	0.455	0.069

Tabla 4.3 Comparación de sintonización de 3 parámetros y con ruido blanco en señal de campo

En esta identificación se observan también cambios muy significativos en las constantes de tiempo del filtro Tf y del servomotor de compuerta Tg. Esta vez hubo un mayor cambio en la constante de tiempo del gobernador Tr, respecto a la sintonización resultante en la Sección 4.2.1a), mostrada en la Tabla 4.1.

**b) Sintonización de la identificación con diez parámetros**

En la Figura 4.4 se observan los diez parámetros del gobernador HYGOV que fueron identificados.

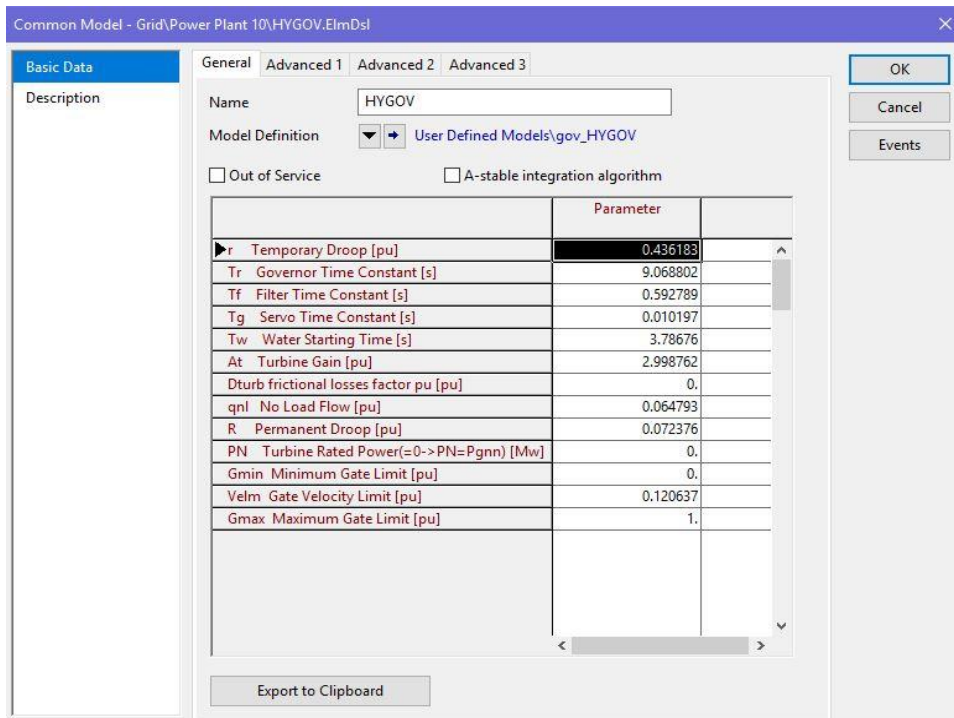


Figura 4.4 Sintonización del gobernador para diez parámetros y con ruido blanco

Los valores de los diez parámetros modificados mostrados en la Figura 4.4 serán tabulados para compararse con la sintonización inicial del gobernador conocido, antes del proceso de identificación de parámetros, estos valores se muestra en la Tabla 4.2:

Parámetro:	r [%]	Tr [s]	Tf [s]	Tg [s]	Tw [s]	At [%]	Dturb [%]	qnl [%]	R [%]	Velm [%]
<b>HYGOV original:</b>	0.4	8	0.05	0.2	1.2	2.5	0.3	0.5	0.06	0.2
<b>Sintonización:</b>	0.436	9.069	0.593	0.01	3.787	2.999	0	0.065	0.072	0.121

Tabla 4.4 Comparación de sintonización de 10 parámetros y con ruido blanco en señal de campo

En esta sintonización, se observa un valor notorio: el amortiguamiento mecánico de la turbina  $D_{turb}$  muestra un valor de cero, siendo el único con esta particular característica. A diferencia del valor de este mismo parámetro, que se puede observar en la Tabla 4.2, donde prácticamente no tuvo cambio alguno en el caso donde las señales del gobernador de campo no tenían ruido.

Otros parámetros que tuvieron importantes cambios son: la constante  $T_f$ , la constante  $T_g$  tuvo una gran disminución de su valor, y el estatismo aumentó a 7.2%.



Aun cuando está última prueba, y la llevada a cabo en la Subsección 4.2.1b), son para identificaciones de 10 parámetros, los resultados parecen diferir con bastante notoriedad. Nuestras conclusiones sobre este comportamiento serán exhibidas en el Capítulo 4.

### **4.3 Respuestas de frecuencia y potencia**

En esta sección se mostrarán las gráficas de las respuestas de potencia mecánica de la turbina y velocidad del grupo turbogenerador, para las pruebas donde los datos de campo se presentan si ruido y con ruido.

En cada una de las dos gráficas mostradas, se configuró para que en PowerFactory se dibujen ambas respuestas en un mismo plano, con su eje vertical detallado en por unidad versus el tiempo de simulación de un total de 120 segundos.

A pesar de que en la Sección 3.5.2 se mencionó que habría cuatro pruebas, y por tanto cuatro grupos de resultados, en la observación de las respuestas de potencia y de velocidad sólo se analizarán dos resultados: simplemente para las pruebas donde las señales de campo tienen ruido y cuando no tienen ruido. Esto se debe a que la identificación de parámetros, tanto para el caso de tres parámetros identificados como el caso de diez parámetros identificados, el algoritmo PSO arroja gráficas idénticas de respuesta de potencia y gráficas idénticas de velocidad; para el caso de identificación de tres y diez parámetros sin ruido, y también para el caso de identificación de tres y diez parámetros con ruido.

Esto ocurre debido a que el algoritmo, sin importar la cantidad de parámetros identificados, siempre tenderá a aproximar la respuesta del gobernador conocido (sea cual fuere esta respuesta) a la respuesta del gobernador de campo. El procedimiento en PowerFactory se detalla en el Apéndice A. A continuación, se muestran estos resultados con sus respectivos análisis:

#### **4.3.1 Respuestas sin ruido**

En la Figura 4.5 se muestran, en un mismo plano, las respuestas de potencia mecánica de la turbina y de velocidad del turbogenerador, esta última equivale a la frecuencia de la barra del generador G10.

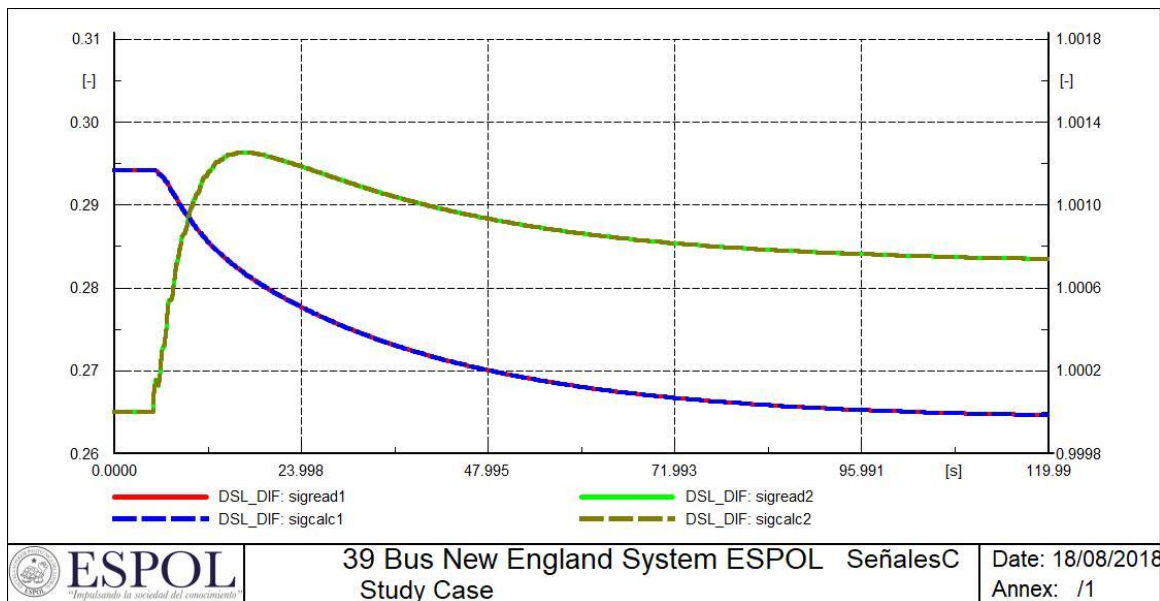


Figura 4.5 Respuestas del gobernador HYGOV para identificación con datos de campo sin ruido

En la Figura 4.5 se observan dos ejes verticales con valores en por unidad, ambos a través de 120 segundos de simulación, de donde se observa que a los 5 segundos se produce el evento de desconexión de carga. El eje vertical izquierdo corresponde a la señal de potencia mecánica de la turbina, mientras que el eje vertical derecho corresponde a la señal de velocidad del turbogenerador.

En color rojo y verde, se exhiben las señales de potencia y de velocidad, respectivamente, del gobernador de campo. En color azul y marrón, y con líneas punteadas, se exhiben las señales de potencia y de velocidad, respectivamente, del gobernador conocido.

Cada par de gráficas se observan, prácticamente, superpuestas las señales de gobernador de campo y conocido, una encima de la otra. Con esto se verifica visualmente la efectividad del algoritmo PSO para realizar la identificación de parámetros, de modo que la sintonización respectiva del gobernador conocido arroje una respuesta al evento de desconexión lo más parecida posible a la que da el gobernador de campo. El cambio de frecuencia es de 0.045 Hz.

### 4.3.2 Respuestas con ruido

En la Figura 4.6 se muestran, en un mismo plano, las respuestas de potencia mecánica de la turbina y de velocidad del turbogenerador con el ruido aplicado a las señales de respuesta del gobernador de campo.

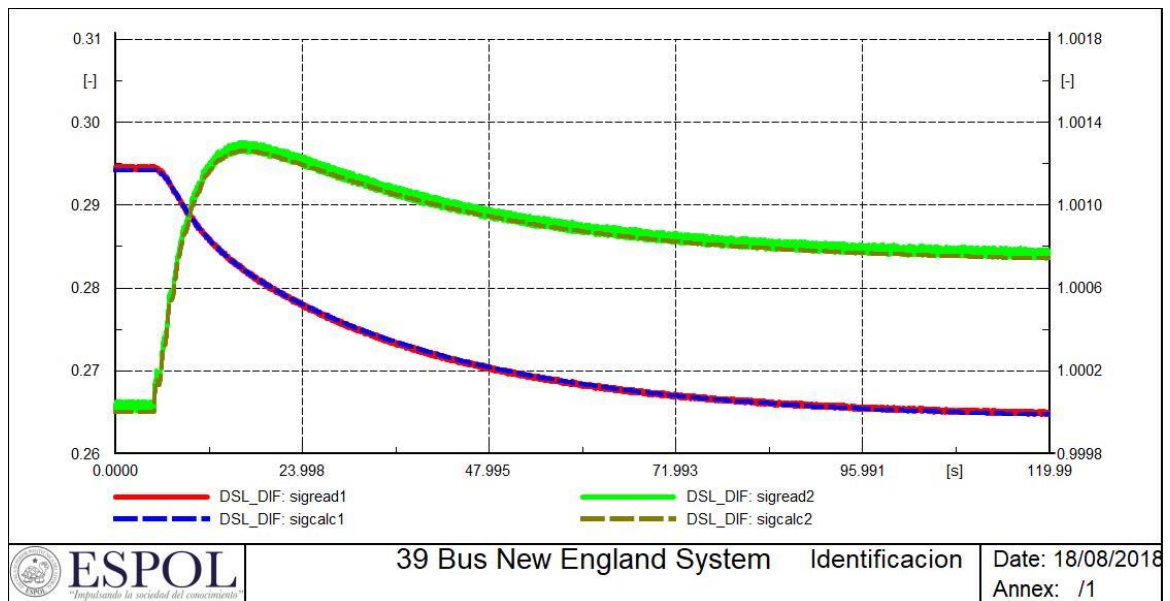


Figura 4.6 Respuestas del gobernador HYGOV para identificación con datos de campo con ruido

En la Figura 4.6 se observan los mismos dos ejes verticales con valores en por unidad. El eje vertical izquierdo corresponde a la señal de potencia mecánica de la turbina, mientras que el eje vertical derecho corresponde a la señal de velocidad del turbogenerador.

La distribución de color de las gráficas es el mismo que en la subsección anterior, de las respuestas de potencia y frecuencia sin ruido. La notoria diferencia ahora es la distorsión de las dos señales del gobernador de campo (*sigread1* y *sigread2*), mientras que las señales del gobernador conocido (*sigcalc1* y *sigcalc2*) continúan con la misma apariencia que la vista en la Figura 4.5, debido a que estas son señales provenientes de una simulación, ambas provienen de la de identificación de parámetros.

De igual manera que en el caso sin ruido, la efectividad del algoritmo PSO para identificación es bastante alta, de modo que logra una muy buena sintonización del gobernador conocido para que sus respuestas sean bastantes parecidas a las del gobernador de campo.

#### 4.4 Resultados de la función objetivo

En esta sección se mostrarán los resultados obtenidos de la función objetivo de la identificación de parámetros por el algoritmo PSO. Este resultado corresponde al valor del error cuadrático que durante cada iteración se va almacenando, y al

finalizar la ejecución del algoritmo es posible tabular el valor del error cuadrático versus el número de iteraciones.

El objetivo del algoritmo es que, con el transcurso de las iteraciones, el error cuadrático entre cada señal del gobernador de campo y el gobernador conocido (*sigread 1* con *sigcal1*, y *sigread2* con *sigcal2*, respectivamente), converjan a cero.

A continuación, se muestran estos resultados clasificados entre identificaciones sin ruido y con ruido, y en cada una de ellas, aquellas identificaciones donde se analizaron tres y diez parámetros.

#### 4.4.1 Función objetivo sin ruido blanco

En esta subsección se muestran los valores graficados del error cuadrático entre las señales del gobernador de campo y conocido, para el caso cuando las señales *sigread1* y *sigread2* no tienen introducido el ruido blanco gaussiano.

##### a) Identificación de tres parámetros

La función objetivo para el caso sin ruido blanco y tres parámetros identificados arroja la gráfica mostrada en la Figura 4.7:

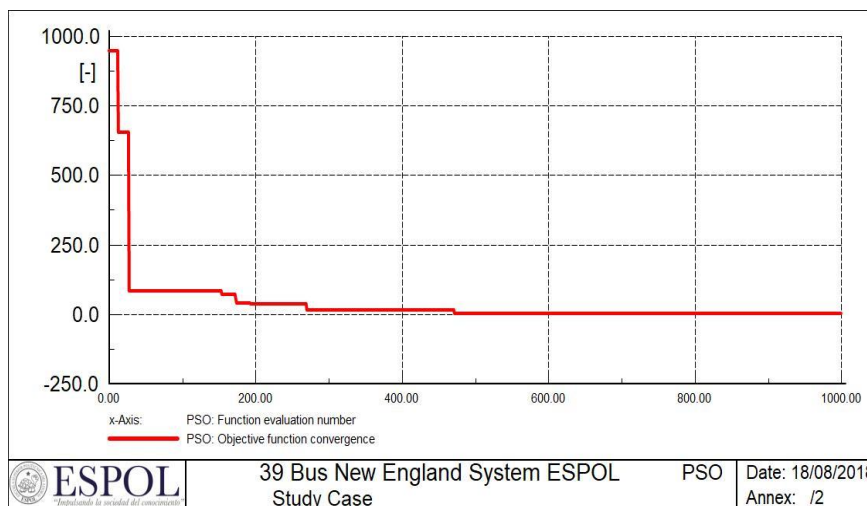


Figura 4.7 Error cuadrático para tres parámetros identificados, sin ruido blanco en señal de campo

Al iniciar la identificación, el algoritmo arroja un error cercano a 1000. A medida que el proceso avanza, el error converge a 0, mostrando que el método cumple el objetivo, así como se visualizó a través de la Sección 4.3. Se realizaron mil iteraciones, lo que se observa en el eje horizontal de la gráfica.

**b) Identificación de diez parámetros**

La función objetivo para el caso sin ruido blanco y diez parámetros identificados arroja la gráfica mostrada en la Figura 4.8:

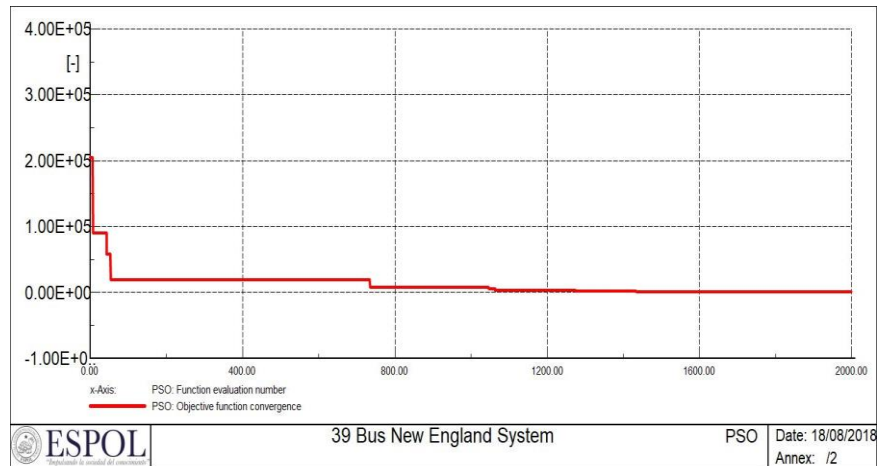


Figura 4.8 Error cuadrático para diez parámetros identificados, sin ruido blanco en señal de campo

En esta ocasión el algoritmo arroja al inicio un error bastante mayor, comparado con el primer caso anteriormente mostrado. Este error cuadrático inicia en un valor alrededor de 200 mil, pero el algoritmo también lleva a la convergencia a 0. Se realizaron dos mil iteraciones.

**4.4.2 Función objetivo con ruido blanco**

En esta subsección se muestran los valores graficados del error cuadrático entre las señales del gobernador de campo y conocido, para el caso cuando las señales *sigread1* y *sigread2* si tienen introducido el ruido blanco gaussiano para emular señales adquiridas en campo.

**a) Identificación de tres parámetros**

La función objetivo para el caso con ruido blanco y tres parámetros identificados arroja la gráfica mostrada en la Figura 4.9:

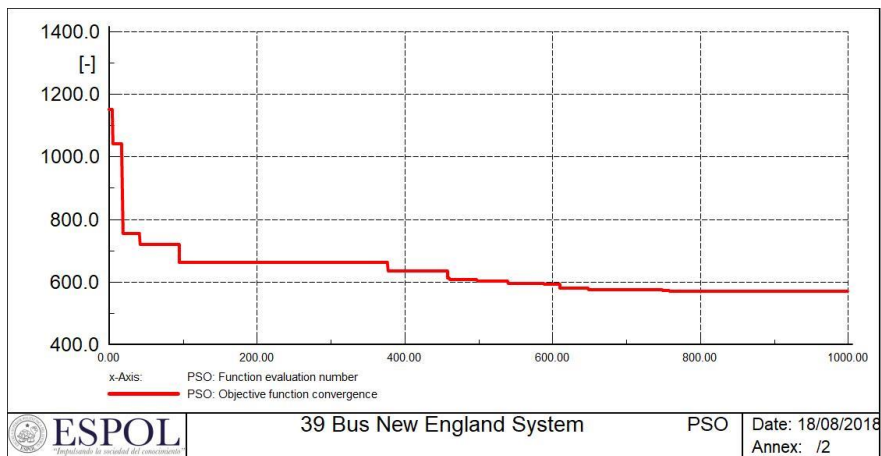


Figura 4.9 Error cuadrático para tres parámetros identificados, con ruido blanco en señal de campo

El resultado arrojado en esta prueba es completamente distinto a los dos casos anteriores: el error cuadrático inicia en un valor alrededor de 1150, y converge hacia un valor menor que 600. Se realizaron mil iteraciones.

Aunque no se dio una convergencia a cero en este caso, es posible ver el resultado en la Sección 4.3.2 que las gráficas tanto de potencia mecánica como de velocidad, son iguales al caso de señales de campo sin ruido.

**b) Identificación de diez parámetros**

La función objetivo para el caso con ruido blanco y diez parámetros identificados arroja la gráfica mostrada en la Figura 4.10:

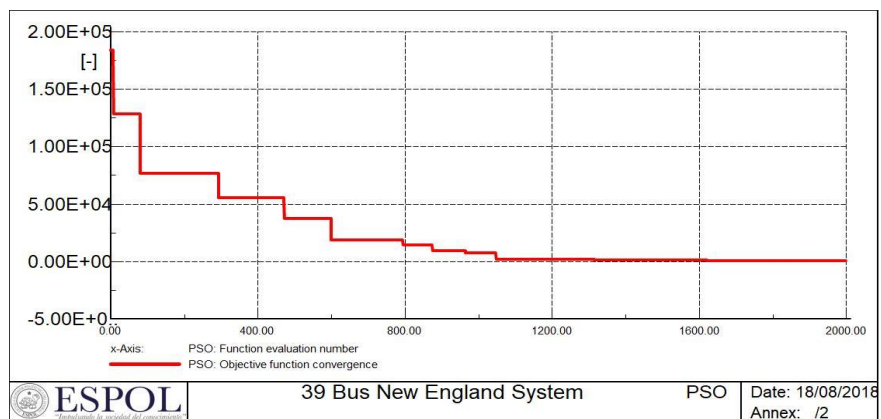


Figura 4.10 Error cuadrático para diez parámetros identificados, con ruido blanco en señal de campo

El valor inicial del error cuadrático y el valor al que este converge en esta prueba, son bastante parecidos al del caso de identificación de 10 parámetros, pero sin ruido blanco, donde inicia en aproximadamente 200 mil y converge a 0.

## **Capítulo 5. Discusión**

---

## Capítulo 5. Discusión

---

5.1	Introducción .....	113
5.2	Datos de entrada .....	113
5.3	Datos de salida del sistema.....	114
5.4	Elección de un modelo .....	114
5.4.1	Elección del algoritmo PSO .....	115
5.4.2	Interpretación de los resultados .....	115
5.5	Conciliación con otros métodos.....	116



## **5.1 Introducción**

En este capítulo se discutirán los datos de entrada y salida del proceso de identificación de parámetros. Se harán reflexiones acerca de lo descubierto en el capítulo de resultados, discutiendo y comparando lo obtenido en las cuatro variantes de la prueba de desconexión de carga que se llevó a cabo, de manera que sea posible concluir acerca de los resultados a través de las explicaciones e interpretaciones que demos a lo obtenido.

Como última parte de la discusión, mencionaremos algunas sugerencias que se pueden seguir para posteriores mejoras de la presente tesis, con críticas al trabajo realizado.

Este capítulo discute en la Sección 5.2 que son los datos de entrada para las pruebas, explicando la confiabilidad de las fuentes de dichos datos; la Sección 5.3 discute los datos de salida del sistema, y finalmente, la Sección 5.4 discute los análisis involucrados en la elección del algoritmo PSO, y descubrimientos a partir de la interpretación de los resultados.

## **5.2 Datos de entrada**

Entre los datos de entrada que tenemos para la simulación de las pruebas en el software computacional, está el sistema de potencia de 39 barras, que como es un ejemplo, los valores de carga, capacidades de generación, datos de líneas de transmisión, entre otros, se encuentran disponibles libremente en Internet, en información de la IEEE o de otros trabajos donde se empleó este sistema, como ejemplo se tiene la referencia mostrada en la Sección 3.2.

Otro muy importante dato de entrada es el modelo de gobernador HYGOV, que a pesar de estar dentro de PowerFactory, sus valores de parámetros son necesarios para llevar a cabo el proceso de identificación por el algoritmo PSO.

Como último dato de entrada, se tiene a la generación del ruido blanco gaussiano, que para ello se utilizó una herramienta adicional, que fue MATLAB. La generación del ruido blanco fue introducida en las señales de respuestas del gobernador, durante cada una de las pruebas.

Los datos del modelo del gobernador HYGOV son de mucha confianza, sus parámetros han sido establecidos por la IEEE y pueden ser encontrados libremente en la internet, como los mostrados en la Figura 3.12 de la Sección 3.4.

### **5.3 Datos de salida del sistema**

Los datos de salida del sistema de esta tesis son los resultados obtenidos y mostrados a lo largo del Capítulo 5. Entre ellos se obtuvieron:

- Sintonización del gobernador HYGOV para identificación de tres parámetros, con señal de campo sin ruido y con ruido.
- Sintonización del gobernador HYGOV para identificación de diez parámetros, con señal de campo sin ruido y con ruido.
- Respuesta de potencia mecánica de la turbina y respuesta de velocidad del grupo turbogenerador, con señal de campo sin ruido y con ruido. Para identificación con tres y diez parámetros, habiendo dado el mismo resultado en cada uno de estos casos.
- Error cuadrático de la función objetivo del algoritmo PSO, para las identificaciones de tres parámetros, con señal de campo sin ruido y con ruido.
- Error cuadrático de la función objetivo del algoritmo PSO, para las identificaciones de diez parámetros, con señal de campo sin ruido y con ruido.

Estos datos son los que consideramos principales para concluir en el siguiente capítulo, porque nos dan pautas del comportamiento del algoritmo PSO cuando es empleado en la identificación de parámetros de gobernado hidráulico.

### **5.4 Elección de un modelo**

En esta sección se mostrarán las observaciones, interpretaciones y bases para las conclusiones, utilizando lo descubierto entre los resultados obtenidos a través del Capítulo 4. Compararemos los resultados obtenidos en las cuatro variantes de la prueba de desconexión de carga que se llevó a cabo para encontrar explicaciones a los resultados, como lo obtenido en la Sección 4.3, donde se observó que tanto para el caso de identificación con tres o diez parámetros, el

algoritmo arrojaba las mismas respuestas de potencia y velocidad, para cada caso.

#### **5.4.1 Elección del algoritmo PSO**

Como se mostró en la Sección 2.5, otro algoritmo heurístico para optimización es el algoritmo genético, pero se optó por la elección del método de Enjambre de Partículas debido a que es un algoritmo más fácil de entender en comparación con el genético. Builes & Sánchez (2016) argumentan que PSO es una herramienta más eficiente en el cálculo del óptimo de una función. Ellos aseguran que el algoritmo PSO, en pruebas realizadas, obtuvo resultados más cercanos al óptimo de una función, en lugar del algoritmo genético.

A pesar que es un método que no requiere una gran potencia de cómputo, la ejecución de cada uno de los experimentos planteados en la Sección 3.5.2 en computadoras convencionales de escritorio, requirió de una cantidad importante de tiempo hasta completar las iteraciones de una sola prueba de identificación de parámetros. El tiempo tomado por el algoritmo hasta minimizar el error cuadrático, entre las señales de gobernador de campo y conocido, fue superior a 45 minutos en todos los casos. Este tiempo puede ser considerado un poco largo suponiendo que se requieran realizar múltiples simulaciones en ordenadores, algo así tomaría mucho tiempo y el algoritmo podría ser visto como poco eficiente.

Supuso un reto adicional para nosotros haber aprendido el uso del algoritmo de Enjambre de Partículas para optimización, pero es una herramienta computacional necesaria para la tarea de identificación de parámetros de gobernador en control primario de frecuencia, y si uno de nuestros objetivos es servir de referencia para futuros trabajos de este tema, debemos presentar resultados razonables con la correcta aplicación del método.

#### **5.4.2 Interpretación de los resultados**

Los resultados que se observan en la Sección 4.2 y en la Sección 4.3 fueron analizados luego de observar que, a pesar de que el algoritmo PSO arroja sintonizaciones diferentes de los parámetros del gobernador HYGOV para cada una de las cuatro pruebas planteadas en la Sección 3.5.2, se lograron gráficas de respuestas iguales de potencia mecánica de la turbina, así como las respuestas

de velocidad del turbogenerador, para cada uno de los casos de tres y diez parámetros identificados. Esto puede ser visto y analizado fácilmente comparando entre sí los resultados de respuesta de potencia mecánica tanto para los casos sin ruido y con ruido, de igual forma con los resultados de velocidad.

Observado la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2, es fácil ver la diferencia entre los resultados de la sintonización de parámetros, Sin embargo, el algoritmo de identificación arroja exactamente las mismas gráficas de respuestas del gobernador, que se observa en la Figura 4.5, siendo estos los dos casos de señal de campo sin ruido. Misma situación ocurre para los dos casos con ruido, donde se pueden comparar las sintonizaciones en la Tabla 4.3 y la Tabla 4.4, junto con la Figura 4.6 que es su respuesta gráfica.

Esto nos lleva a concluir que la sintonización de parámetros en un gobernador puede ser de valores distintos, y aun así arrojar la misma respuesta de potencia mecánica de la turbina y de velocidad del turbogenerador, ante determinada perturbación en el sistema de potencia.

### **5.5 Conciliación con otros métodos**

El otro método heurístico existente es el algoritmo genético, que a pesar de ser un algoritmo que las investigaciones (Jiménez Builes & Arango Sánchez, 2016) afirman que presenta desventajas ante el de enjambre de partículas, cuando se trata de pequeñas cantidades de elementos a optimizar, el algoritmo genético es superior en rendimiento que el PSO en cuanto a la cantidad de iteraciones para encontrar el óptimo; es decir, el algoritmo genético encuentra el óptimo de la función objetivo en menos iteraciones ante un número relativamente pequeño de elementos.

# **Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones**

---

## Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones

---

6.1	Introducción .....	119
6.2	Conclusiones principales .....	122
6.3	Limitantes en la tesis .....	123
6.4	Recomendaciones y sugerencias para posteriores investigaciones.....	124

## **6.1 Introducción**

En este capítulo se responderán a las preguntas y objetivos planteados en la Sección 1.2, mencionando en qué secciones o capítulos se da solución a las preguntas formuladas y los objetivos cumplidos. A continuación, se responderán las preguntas:

1. ¿Cuál es el alcance y características de la regulación primaria de frecuencia en un sistema eléctrico interconectado?

En la Sección 2.2.1 se realiza una revisión sobre los cuatro factores que intervienen directamente en la respuesta primaria de frecuencia, de las que se analizó al estatismo y a las constantes de tiempo del gobernador, debido a que estos dos factores son exclusivamente aportes al control primario por parte del gobernador de turbina. La Sección 2.3.4 utiliza como ejemplo al sistema eléctrico interconectado norteamericano para explicar los aspectos más importantes sobre el control primario, los efectos en la red, y las acciones de emergencia que se toman en caso de que este control no pueda ser llevado a cabo de manera efectiva. Además, la Sección 2.3.5 reúne algunas ecuaciones que sirven para un cálculo más detallado de la respuesta de frecuencia ante perturbaciones, y que son útiles cuando se realiza estudios sobre la correcta sintonización de gobernadores.

2. ¿Qué normas ecuatorianas existentes contribuyen a la correcta regulación de frecuencia?

En la Sección 2.4 se reúnen algunas normas ecuatorianas para el control de frecuencia, siendo una de las más importantes para el control primario lo indicado en la Sección 2.4.1 donde se habla acerca de la reserva rodante para regulación de frecuencia. En esta parte se recalca la importancia de este aspecto de operación de los generadores, debido a que no sería posible una correcta regulación primaria si, ante contingencias de pérdidas de generación, las máquinas trabajan a toda capacidad sin tener la posibilidad de incrementar su generación para compensar el desbalance.

3. ¿Cómo debe emplearse el método de optimización por enjambres de partículas para la aproximación de las respuestas de los gobernadores de la simulación?

Esta pregunta se responde en las Secciones 3.4 y 3.5, donde se recurrió a la breve fundamentación teórica sobre el algoritmo PSO mostrada en la Sección 2.5 y la descripción para la identificación de parámetros de la Sección 2.6. Se mencionan las analogías de lo llevado a cabo en las simulaciones con la teoría, en cuanto a las partículas y sus elementos, siendo estos últimos los parámetros del gobernador; en cuanto a la definición de la función objetivo para la identificación; y respecto a los resultados donde se observa la minimización iterativa de la función objetivo.

4. En la identificación de parámetros, ¿cuáles son aquellos que deben ser ajustados en la sintonización?

En la pregunta 1 se mencionan los factores que contribuyen a la respuesta de frecuencia, estando entre ellos las constantes de tiempo del gobernador. Se observó en la Sección 4.2, específicamente en las pruebas donde se hace la identificación de tres parámetros (para señal de campo con ruido y sin ruido), que el ajuste diferente de la constante de tiempo del gobernador  $T_r$ , del filtro  $T_f$ , y del servomotor de compuerta  $T_g$ , son suficientes para lograr un muy buen ajuste de la respuesta de frecuencia del gobernador de turbina.

Pero como se observa en los resultados de las pruebas de identificación de diez parámetros, la sintonización de esta cantidad también lleva a un correcto ajuste de la respuesta de frecuencia. Aunque, como se mencionó en la Sección 5.4.2, una misma respuesta de frecuencia puede ser conseguida por una combinación indefinida de sintonizaciones de los parámetros del gobernador. De modo que no hay una única respuesta para esta pregunta, el algoritmo PSO puede encontrar diferentes valores de parámetros que se ajusten a lo que se busca en la respuesta del gobernador. Para responder de mejor manera a esta pregunta, el estudio de la identificación debe ser más profunda, llevada de la mano con normas a cumplir por la respuesta primaria de frecuencia.



A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos que correspondan a los objetivos planteados en la Sección 1.2, indicando las secciones de esta tesis en las cuales se encuentre el contenido que logre cada objetivo.

1. Comprender los alcances de la regulación primaria de frecuencia y su efecto estabilizador en el sistema de potencia, luego de eventos donde la frecuencia se vea afectada por desbalances del tipo carga-generación.

Este objetivo se logró durante la revisión de la literatura sobre control primario de frecuencia en las Secciones 2.2.1 y 2.3, al analizar los conceptos más relevantes de control primario y luego de haber respondido a la pregunta 1. La Sección 4.3 muestra el efecto estabilizador de la frecuencia a través del gobernador, mediante las simulaciones realizadas. Las pruebas de desconexión de carga, llevadas a cabo en la Sección 3.5, simulan un evento que perturba la estabilidad de un sistema de potencia, y en el cual el gobernador devuelve el equilibrio carga-generación.

2. Conocer la respuesta de frecuencia de un turbogenerador hidráulico ante una perturbación, mediante la simulación con el software computacional DlgSILENT|PowerFactory

Este objetivo se visualiza de mejor manera al alcanzar el primer objetivo, una vez comprendida la regulación primaria de frecuencia, las Secciones 4.3.1 y 4.3.2 ilustran la respuesta de frecuencia de un turbogenerador hidráulico durante control primario, además de la respuesta de potencia mecánica de la turbina.

3. Utilizar un modelo adecuado de gobernador hidráulico para que su actuación se asemeje a la de un gobernador real de turbina hidráulica.

Este objetivo se consigue observando la Sección 2.7 que trata sobre la revisión de literatura acerca del gobernador HYG0V. A pesar de ser un modelo de gobernador mecánico y no electrónico, se cumple con la identificación de parámetros a fin de ajustar la respuesta del gobernador a la deseada, que es la respuesta de un gobernador de campo.

4. Emplear correctamente el método Heurístico para Optimización por Enjambre de Partículas, herramienta para llevar a cabo la identificación de parámetros y así aproximar la respuesta primaria de frecuencia simulada a la de un gobernador real.

Este objetivo se alcanza durante el desarrollo de la Sección 3.5. Específicamente desde la Sección 3.5.3 en adelante, se lleva a cabo el planteamiento de la función objetivo, se definen las partículas y sus elementos que participarán en las iteraciones del algoritmo PSO, relacionando la teoría sobre Enjambre de Partículas de la Sección 2.5.2 con el desarrollo del algoritmo en PowerFactory. En esta parte se relacionan los lenguajes DSL y DPL del simulador, indicados en la Sección 3.3.1.

5. Servir como referencia para estudios posteriores sobre identificación de parámetros en gobernadores hidráulicos para control primario de frecuencia, mostrando una posible metodología a seguir para llevar a cabo esta tarea.

Este objetivo es analizado en el Capítulo 5, específicamente en la Sección 5.4, donde se lleva a cabo la discusión sobre nuestra tesis y se explica cómo lo desarrollado en la tesis sirve de ejemplo para estudios posteriores sobre identificación de parámetros para sintonización de gobernadores hidráulicos, en los que se utilice el algoritmo PSO.

## **6.2 Conclusiones principales**

En esta sección se concluye sobre la tesis desarrollada, con ayuda de los descubrimientos encontrados en el Capítulo 4 y el Capítulo 5 mediante la conexión entre la revisión de literatura y los resultados obtenidos.

La conclusión más relevante que nosotros creemos haber encontrado está relacionada con la respuesta a la pregunta 4. Tanto para la identificación de tres y de diez parámetros se obtuvieron gráficas iguales de las respuestas de potencia mecánica de la turbina y de velocidad del grupo turbogenerador, para los casos con y sin ruido de la señal de campo. Indicando que es posible realizar sintonizaciones a diferente número de parámetros, y aun así el algoritmo PSO es capaz de ajustar la respuesta del gobernador a alguna forma modelo de señal,

teniendo en cuenta que el ajuste de las constantes de tiempo lo que provocan es un mayor o menor tiempo de respuesta del gobernador.

Si consideramos que las respuestas simuladas, luego de las identificaciones de parámetros para los casos sin ruido y con ruido, son aproximadamente iguales (señales *sigcal1* y *sigcal2* en cada prueba), entonces los resultados de las identificaciones con tres parámetros arrojan una misma respuesta de potencia y de velocidad, pero con sintonizaciones diferentes de los gobernadores; lo mismo ocurre con el caso de identificación de parámetros. Esto puede verse comparando la Tabla 4.1 con la Tabla 4.3, que son los casos sin ruido y con ruido; de igual forma comparando la Tabla 4.2 con la Tabla 4.4. El algoritmo puede encontrar una configuración diferente de los parámetros del gobernador, y que arrojen la misma respuesta para un determinado evento.

### **6.3 Limitantes en la tesis**

En esta sección se mencionarán las limitantes de nuestra tesis, como el sistema de potencia escogido para la simulación, la carencia de datos de campo reales, y la falta de posibilidades para contrastar los resultados con casos reales ocurridos en el país, ya que el enfoque de esta tesis es servir como base para el estudio del control de frecuencia en Ecuador, estas tres limitantes se rescatan en esta tesis, que probablemente habrían mejorado de una u otra forma los resultados obtenidos si no se hubiesen presentado.

Una de ellas se debe al sistema de potencia escogido para la simulación, que es una red de 39 barras. Esto llevó a que tengamos una falta de posibilidades para contrastar los resultados con casos reales ocurridos en el país. Mencionamos esta limitante debido a que al inicio se plantea como justificación y objetivos de esta tesis, en la Sección 1.1, el hecho de que los estudios en Ecuador sobre control primario de frecuencia no han sido desarrollados en la misma medida que el control secundario. Haber trabajado sobre la simulación del SNI habría arrojado resultados que se aproximen a la realidad del país, cumpliendo de mejor manera el quinto objetivo de esta tesis, planteado en la Sección 1.2.

Otra limitante encontrada en nuestra tesis, fue la carencia de datos de campo reales. Como no trabajamos sobre una base de datos reales, sino que tuvo que ser supuesta y asumida en la Sección 3.3, los datos de campo del gobernador

carecen de realidad práctica. Pero fueron muy útiles al momento de llevar a ejecutar el algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas para la identificación de parámetros sobre el gobernador, de manera que nuestra tesis puede servir como ejemplo para la realización de otros trabajos sobre sintonización de gobernadores para regulación primaria de frecuencia.

#### **6.4 Recomendaciones y sugerencias para posteriores investigaciones**

Para trabajos futuros relacionados a la identificación de parámetros de gobernador para regulación primaria de frecuencia en Ecuador, se recomienda realizar simulaciones sobre el SNI ecuatoriano, a la vez que se validen las respuestas de las simulaciones con normativa para control primario, de manera que las respuestas de frecuencia ante diferentes contingencias sea lo más real posible, y la sintonización de parámetros del gobernador sirva implementarse en las centrales generadoras del país.

Sugerimos, para trabajos futuros sobre identificación de parámetros para sintonización de gobernadores en control primario de frecuencia, que se realicen simulaciones sobre una base de datos del SNI, de manera que se obtengan resultados que muestren la realidad del sistema ecuatoriano.

Además, los resultados aportarían de mejor manera si son comparados y ajustados a las normas ecuatorianas sobre control de frecuencia, como las mostradas en la Sección 2.4; o las normas internacionales sobre regulación primaria de frecuencia, como las normas de la NERC mencionadas en la revisión de literatura en las Secciones 2.3.4 y 2.3.5 de esta tesis.

Nuestra tesis puede servir de referencia para futuros trabajos sobre identificación de parámetros de reguladores de velocidad para control primario. Llevamos a cabo la identificación mediante un algoritmo heurístico de optimización, herramienta computacional necesaria para esta tarea, de manera que aquí se muestra una metodología para realizarse con un programa de análisis de sistemas de potencia, como es PowerFactory; sin embargo, cualquier otro programa puede ser usado para probar nuestra metodología. Nuestro trabajo deja sentada una base para continuar la investigación de la regulación primaria de frecuencia en el país, y redactar a futuro normativa propia para Ecuador.

# Apéndices

---

## Apéndices

---

Apéndice A .....	127
Apéndice B .....	131
Apéndice C .....	135
Apéndice D .....	139
Apéndice E .....	141
Apéndice F .....	147

# Apéndice A

## Manual del usuario. - Creación de un Composite Model

El Composite Model es una filosofía para administrar los modelos asociados a una máquina o un sistema, la que ha sido desarrollada en la plataforma PowerFactory, y con la cual se ejemplifica la visión de objetos que emplea el administrador de datos del programa.

Un ejemplo de Composite Model es el empleado para describir los elementos asociados a una máquina sincrónica. En la simulación se debe cargar un tipo de gobernador HYGOV que se encuentra dentro de la librería de PowerFactory. Es por ello que se deben seguir los siguientes pasos.

1. Abrir el “Data Manager” y en la carpeta “Grid” del proyecto se crea un “New Object”, en la opción que se indica en la Figura A.1.

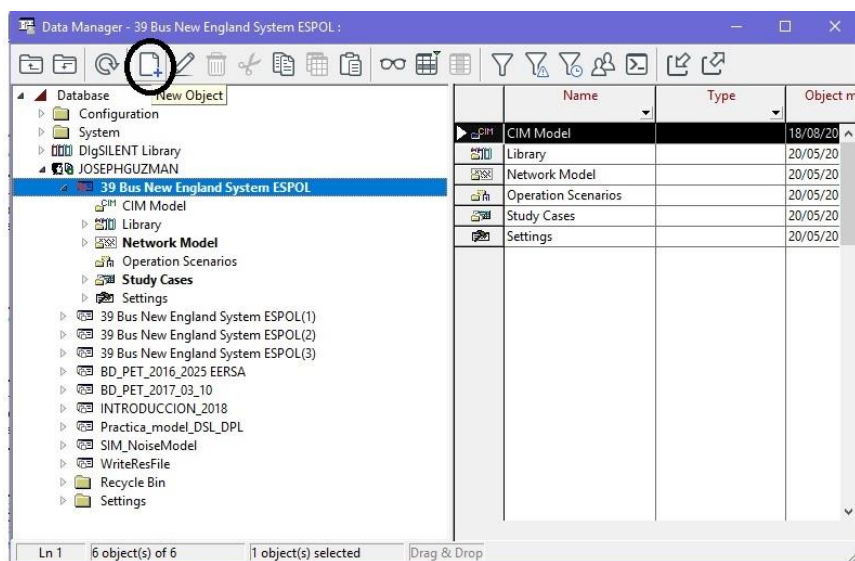


Figura A.1 Data Manager

2. Proceder a crear un “Composite Model” como se ilustra en la Figura A.2 que contendrá todos los modelos de los componentes que se desee cargar al generador. Normalmente, un generador tiene modelos de AVR, PSS y GOV cargados en su Composite Model, pero para esta simulación el necesario es el del Gobernador (GOV).

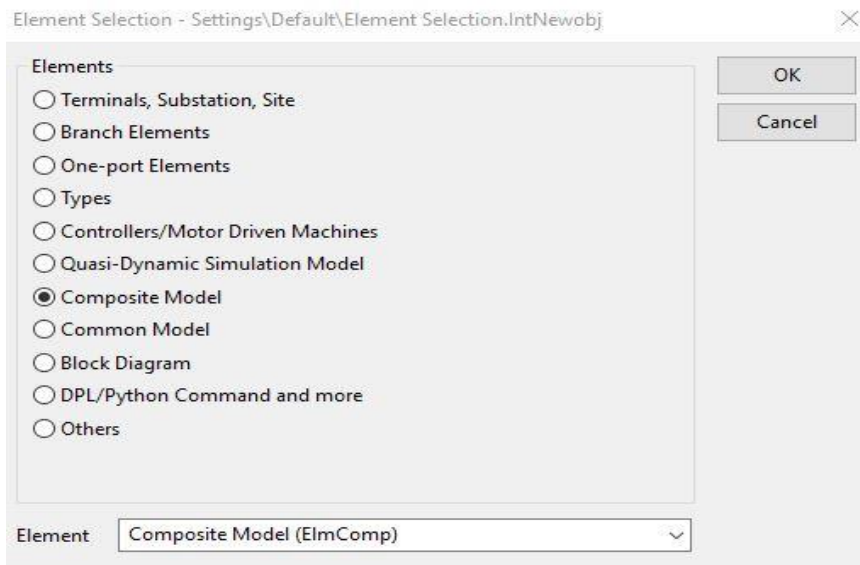


Figura A.2 Creación Composite Model

3. A continuación, seleccionar el “Frame en el que va a contener el “Composite Model”, para este caso se seleccionó “SYS\_FRAME\_no\_droop” de la librería de PowerFactory: DlgSILENT - PSS/E\_compatible - Composite\_Model\_Frames; que son las opciones mostradas en la Figura A.3.

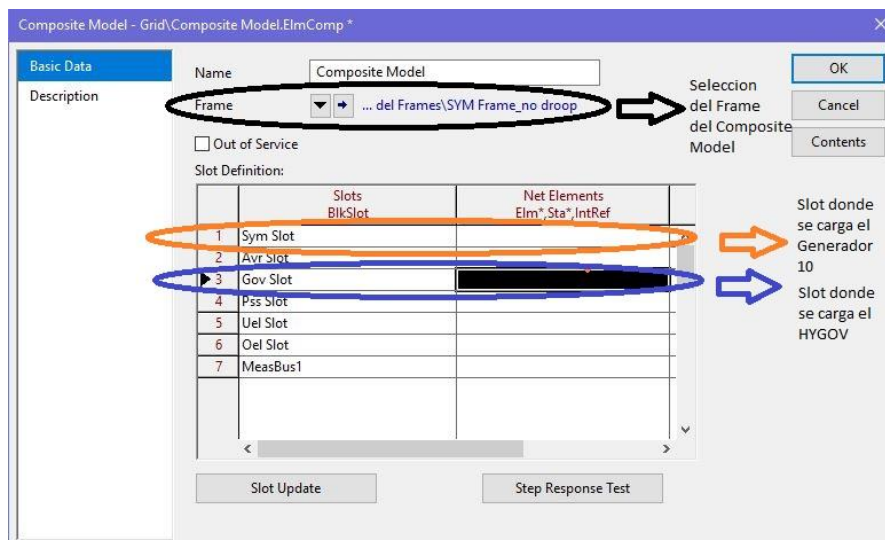


Figura A.3 Selección de Frame

4. Crear otro “New Object” dentro del “Composite Model” que se creó anteriormente, este con el fin de crear el Common Model (DSL) que se desee, seleccionando la opción mostrada en la Figura A.4.



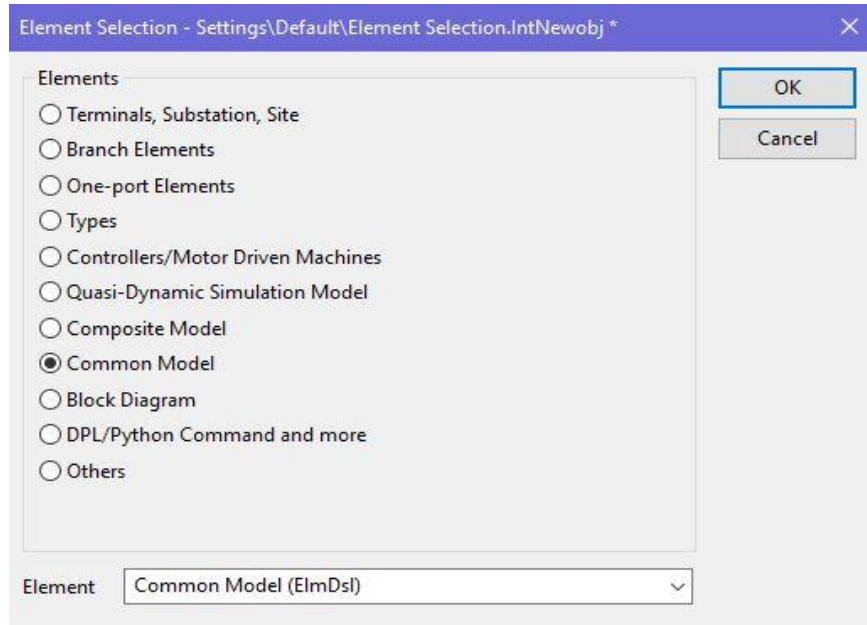


Figura A.4 Creación de Common Model

5. Crea el “Composite Model” con el modelo del gobernador HYGOV que se encuentra en la ruta Library|User\_Defined\_Models; que está siendo seleccionado en la Figura A.5, denominado HYGOV\_3\_Sin\_Ruido, haciendo referencias a una de las pruebas, que incluye 3 parámetros y sin ruido en la medición.

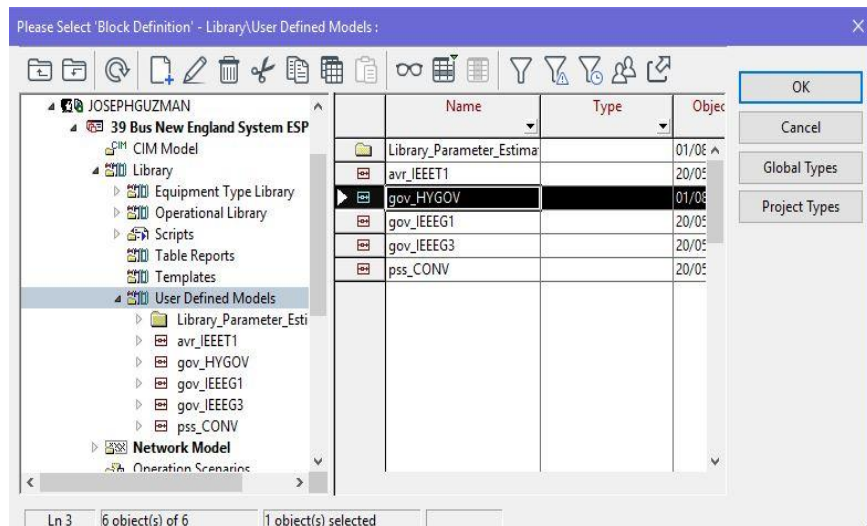


Figura A.5 Inclusión de gobernador HYGOV

6. Finalmente, cargar el Common Model dentro del Composite Model en el slot definido para el gobernador y el generador asociado a ese modelo, quedando como se observa en la Figura A.6.

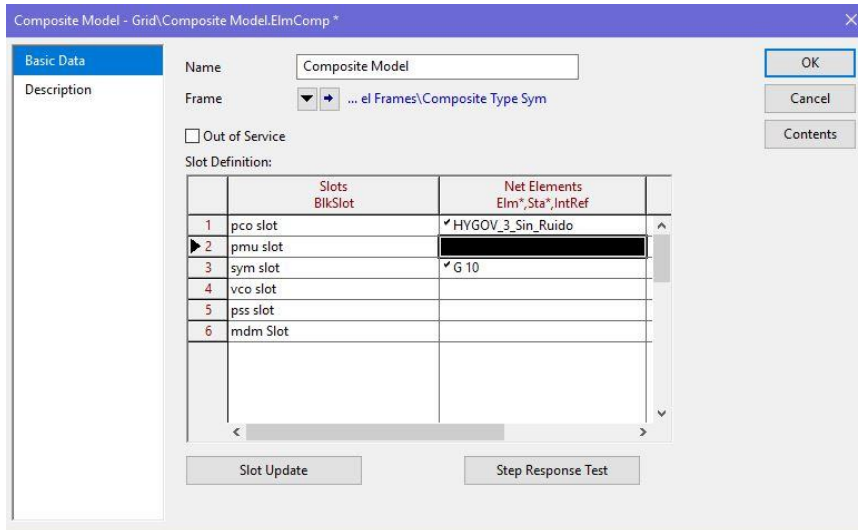


Figura A.6 Carga del Common Model

Al cabo de estos pasos, un Composite Model ha sido realizado, y puede crearse el evento de las pruebas, que es el Apéndice B.

# Apéndice B

## Manual del usuario. - Creación de un evento

Un evento es una situación creada en la simulación que afecta a cualquiera de los objetos del sistema de potencia en cuestión. Existen varios ejemplos de eventos, desde variación de parámetros importantes a los modelos o simplemente la desconexión de carga o de un generador. Para este proyecto de tesis se realiza una desconexión de carga, por lo que la carga en la barra 26 se ha dividido en 2 para crear el evento de desconexión de una de ella, como se observa en la Figura B.1.

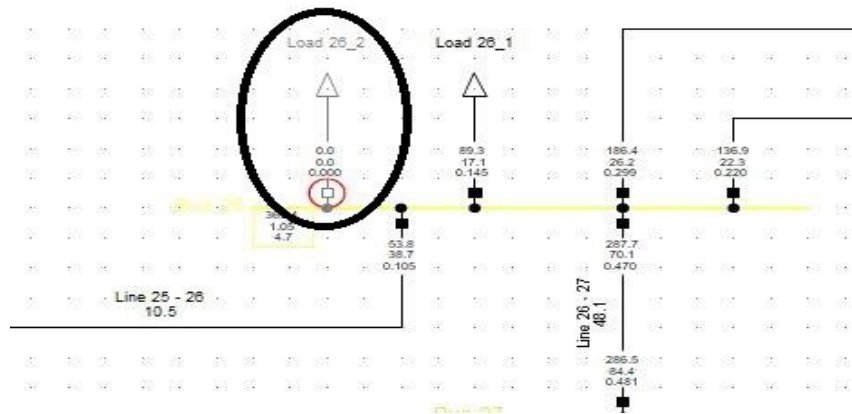


Figura B.1 Evento de desconexión de la carga de 50MW

Para ello se deben seguir los siguientes pasos:

1. Seleccionar el “Open Network Model Manager” para poder ver todos los objetos dentro del sistema. Esta opción se muestra en la Figura B.2.

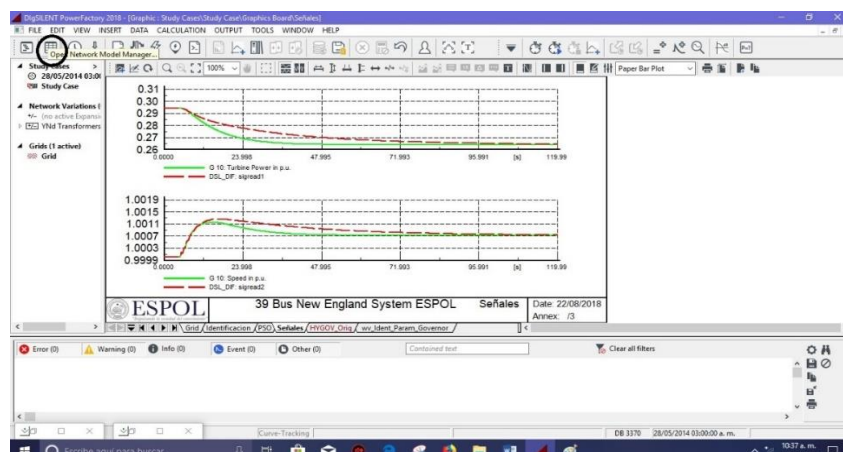


Figura B.2 Objetos del sistema

2. Seleccionar donde están las cargas en “General Loads” para luego buscar la carga a la que se le va a realizar un evento, en este caso es “Load26\_2”, que se muestra en la Figura B.3.

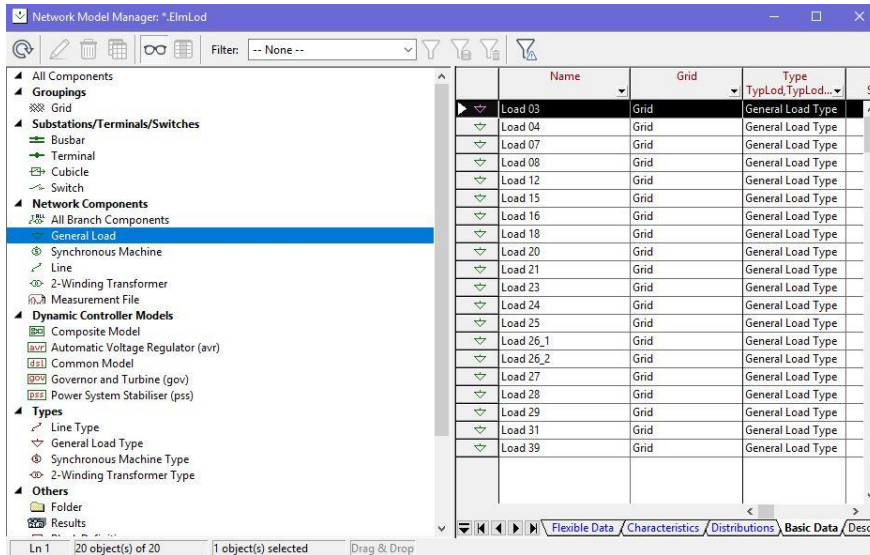


Figura B.3 Selección de la carga a desconectar

3. Hacer click derecho en la carga mencionada y se selecciona “Define” para luego seleccionar “Switch Event”, que es la opción mostrada en el menú que se observa en la Figura B.4.

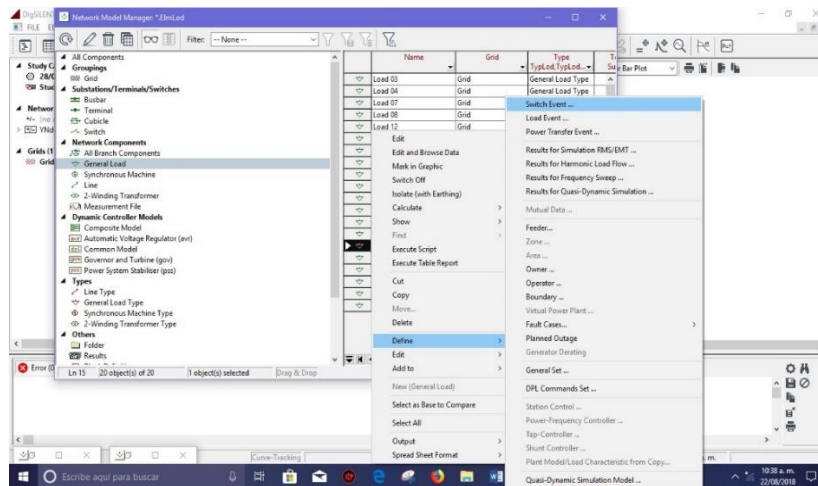


Figura B.4 Selección del evento

4. Ajustar en los datos el tiempo al que se desea hacer la desconexión de la carga, para este caso es de 5 segundos y la acción que se debe seleccionar es “Open”, ya que se va a desconectar esta carga. Esto puede ser configurado en las cajas de texto mostradas en la Figura B.5.

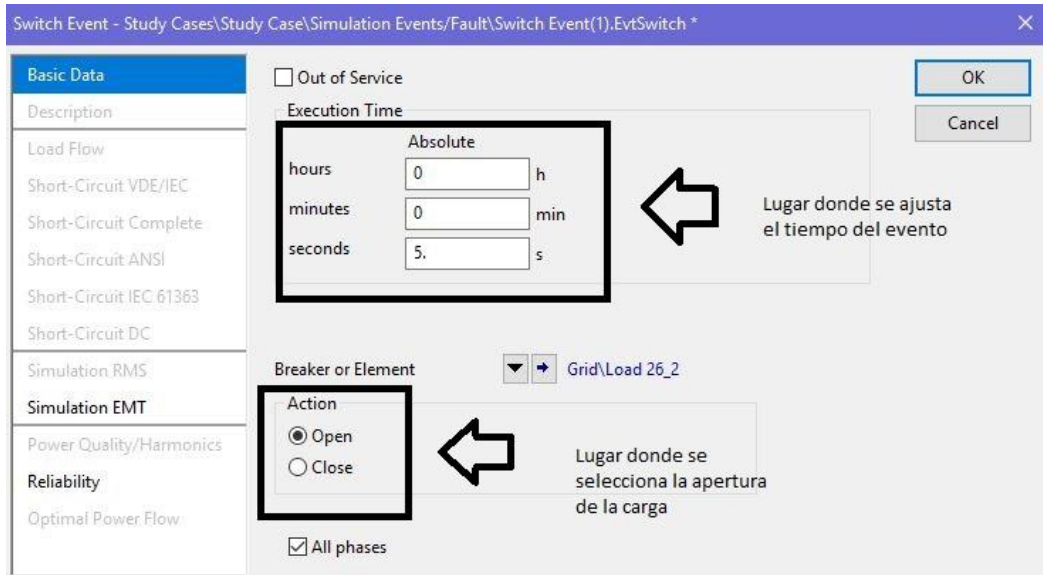


Figura B.5 Ajuste del Tiempo de inicio del evento

5. Finalmente, se puede observar el evento creado listo para la simulación y poder ser usado, y se puede ver en la Figura B.6.

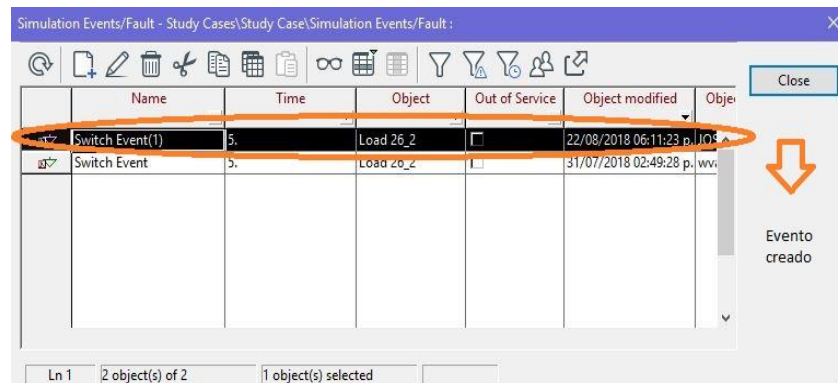


Figura B.6 Evento creado en PowerFactory

Concluidos estos pasos, está creado el evento de desconexión de la carga a los 5 segundos de iniciada la prueba de duración total de 120 segundos.



# Apéndice C

## Manual del usuario. - Presentación de las gráficas

Luego de realizar las simulaciones, se debe cargar las variables en una nueva hoja y graficar los datos para poder observar el antes de la identificación de parámetros y el después. Para ello se debe seguir los siguientes pasos:

1. Seleccionar con el click derecho la última hoja de las que se encuentran ya creadas, y seleccionar "Insert Page", y luego seleccionar "Create New Page" para crear una hoja en blanco, como se ilustra en el menú de la Figura C.1.

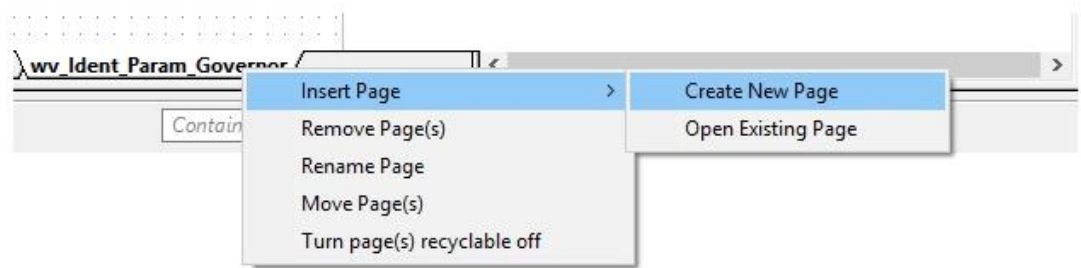


Figura C.1 Creación de página para gráficas

2. Seleccionar la viñeta "Plot Page" para una hoja usada para gráficas, y se debe colocar el título que se desee en la hoja, como se observa en la Figura C.2.

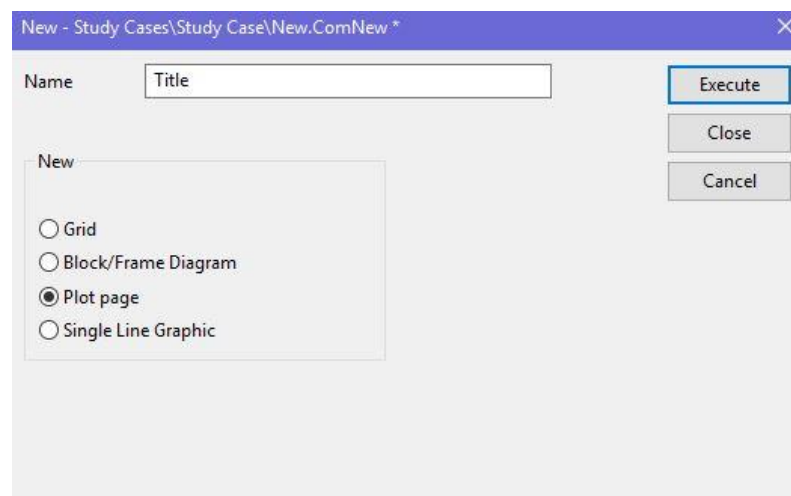


Figura C.2 Configuración de la nueva página para gráficos

3. Seleccionar en la viñeta “Insert Plot”, luego “Curve Plot” para poder seleccionar las variables que se quieren presentar en la nueva hoja, esto se puede ver en la Figura C.3.

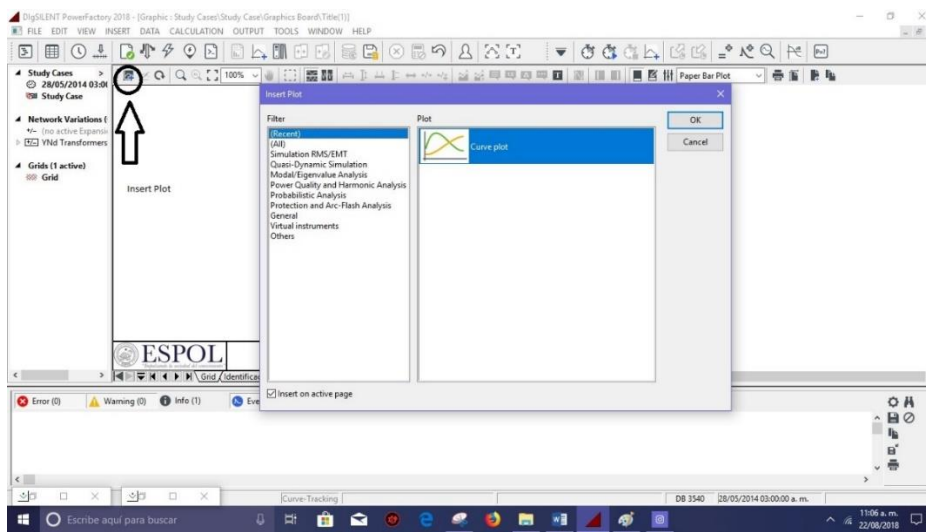


Figura C.3 Selección de las variables a graficar

4. Añadir el objeto de donde se quieren extraer las variables para este caso es el Generador 10 llamado “G10”, se seleccionan las variables que se desea mostrar y que previamente están cargadas. En este caso son las variables “xspeed” y “Pt” que muestran la velocidad y la Potencia Mecánica de la Turbina. Nota: Se debe crear un slot para cada variable a mostrar. Un ejemplo de slot se observa en la Figura C.4.

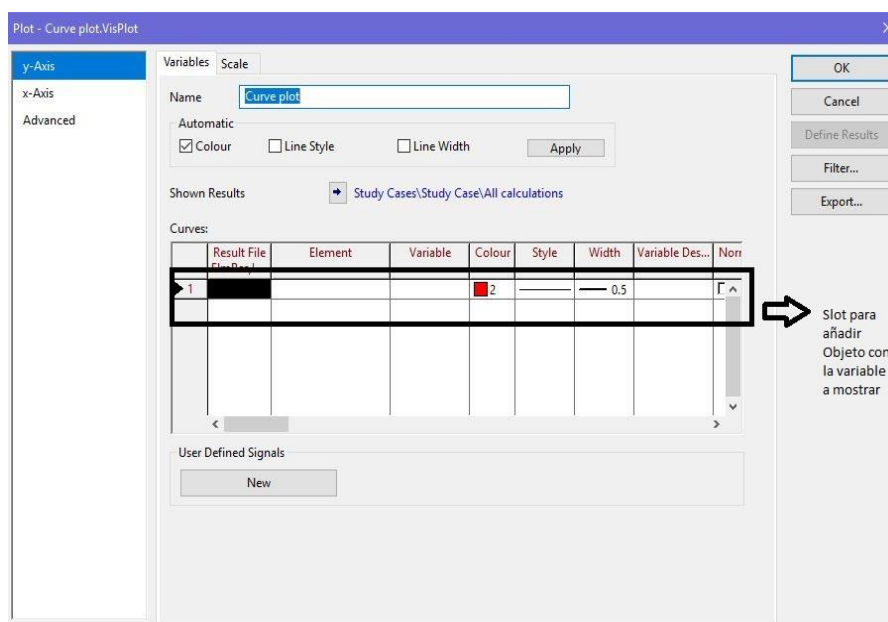


Figura C.4 Creación de Slot



- Añadir el objeto de donde se quieren extraer las variables para este caso es el Generador 10 llamado G10, que se encuentra sombreado en la Figura C.5.

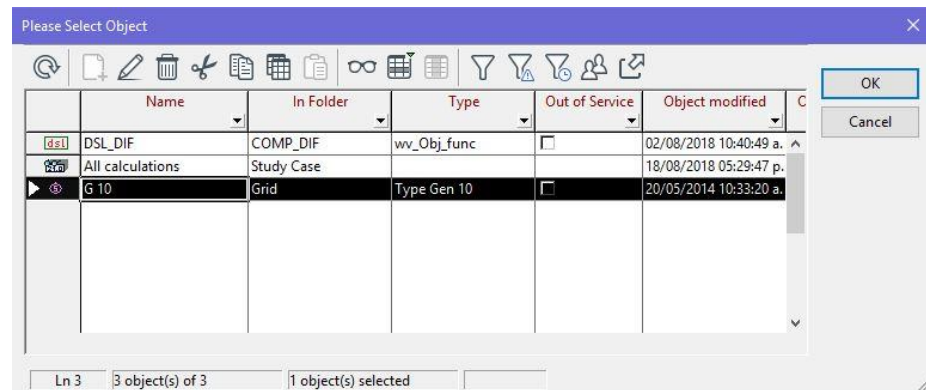


Figura C.5 Objeto generador G10

- Seleccionar las variables que se desea mostrar que previamente están cargadas, en este caso son las variables “xspeed” y “Pt” que muestran la velocidad y la Potencia Mecánica de la Turbina. Estas variables se observan en el cuadro que aparece en la Figura C.6.

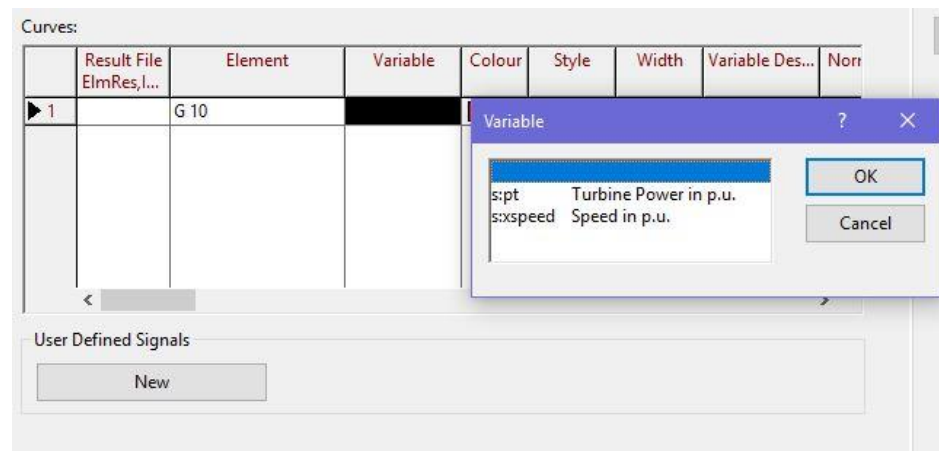


Figura C.6 Selección de las variables

Una finalizados estos pasos, está lista la configuración en DSL y es posible dar inicio a las simulaciones de las cuatro pruebas planteadas en la metodología de esta tesis.



## Apéndice D

### Código de programación DPL. – Declaración de variables de la función objetivo para estimación de parámetros

```

! ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
! UNIVERSIDAD DE SEVILLA
! Autor: Walter Vargas Contreras
! mails: wa_vargas926@hotmail.com
!       walter.vargas@celec.gob.ec
!       wvargas@cenace.org.ec
!=====
=====
! Parameter Estimation Objective Function Variable
Declaration (HYGOV)
!=====
=====
!
double sig1, var1, sig2, var2;
int nParam, Nval, ival, ele1, ele2;
set sEvt;
object oEvt;

EchoOff();

sEvt = Eventos.GetContents('*.*EvtParam');
oEvt = sEvt.First();
while (oEvt) {
    oEvt:p_target = Control;
    oEvt = sEvt.Next();
}
Ini:p_event = Eventos;
Ini:p_resvar = Res;
Res.AddVars(DSL_fobj, 's:sigcalc1');
Res.AddVars(DSL_fobj, 's:sigread1');
Res.AddVars(DSL_fobj, 's:sig1');
Res.AddVars(DSL_fobj, 's:sigcalc2');
Res.AddVars(DSL_fobj, 's:sigread2');
Res.AddVars(DSL_fobj, 's:sig2');

nParam = x.Size();
if (nParam >= 1) {
    Control:Tr = x.Get(1);
}
if (nParam >= 2) {
    Control:Tf = x.Get(2);
}
if (nParam >= 3) {
    Control:Tg = x.Get(3);
}

```

```

}
if (nParam >= 4) {
    Control:R = x.Get(4);
}
if (nParam >= 5) {
    Control:r = x.Get(5);
}
if (nParam >= 6) {
    Control:At = x.Get(6);
}
if (nParam >= 7) {
    Control:Tw = x.Get(7);
}
if (nParam >= 8) {
    Control:Dturb = x.Get(8);
}
if (nParam >= 9) {
    Control:qnl = x.Get(9);
}
if (nParam >= 10) {
    Control:Velm = x.Get(10);
}

```

```

Ini.Execute();
Sim.Execute();

```

```

LoadResData(Res); !Load results in a temp location
Nval = ResNval(Res,0); !Count rows of a column vector
sig1 = 0;
ele1 = ResIndex(Res, DSL_fobj, 's:sig1');
sig2 = 0;
ele2 = ResIndex(Res, DSL_fobj, 's:sig2');
for(ival=1; ival<=Nval; ival+=1){
    GetResData(var1, Res, ival, ele1);
    sig1 += var1*var1;
    GetResData(var2, Res, ival, ele2);
    sig2 += var2*var2;
}
! Computing Objective Function
ffx = 1E6*sig1+1E8*sig2;
! printf('F.O.: %f', ffx);
EchoOn();

```

# Apéndice E

## Código de programación DPL. – Algoritmo de optimización por Enjambre de Partículas

```

! ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
! UNIVERSIDAD DE SEVILLA
! Autor: Walter Vargas Contreras
! mails: wa_vargas926@hotmail.com
!       walter.vargas@celec.gob.ec
!       wvargas@cenace.org.ec
!=====
=====
! Particle Swarm Optimization Algorithm
!=====
=====
int Time_o,Time_f,Dpl_time;
set OldMons;
object mon;
object GrB,ViPg,Plot;
object pPss;
int numPss, iweights, param, nvar, ivar, ipop_size, npar,
ipar, iter;
double aux, pos_n, vel_n, posmax_n, posmin_n, velmax_n,
velmin_n, gbestval, gbest_n;
double ffx, F_pos_n, pbestval_n, pbest_n, w, w_max, w_min,
rand, c1, c2, eval;
double inertiaTerm, memoryTerm, cooperationTerm;
!*****
*****

Time_o=GetTime(4);      ! Defining the initial processor time
EchoOff();              ! Freezing the user-interface

w_max = 0.9;
w_min = 0.4;
c1 = 2;
c2 = 2;
w = 1;
!*****
! Saving convergence results.
OldMons = Convergence.GetContents();
mon=OldMons.FirstFilt('Xvar.IntMon');

if(mon = NULL){
    mon = Convergence.CreateObject('IntMon','Xvar');
}

if(mon){
    mon:obj_id=this;

```

```

    mon.AddVar('b:ffx_eval');
    mon.AddVar('b:ffx_conv');
}

! Parameter definition
nvar = nParam; ! returns the no of columns in matrix
LimMax.Resize(nvar);
LimMin.Resize(nvar);
ivar = 1;
while (ivar <= nvar) {
    posmax_n = Limites.Get(2, ivar);
    LimMax.Set(ivar, posmax_n);
    posmin_n = Limites.Get(1, ivar);
    LimMin.Set(ivar, posmin_n);
    ivar = ivar + 1;
}
!*****
Pos.Resize(pop_size, nvar);
Vel.Resize(pop_size, nvar);
pbest.Resize(pop_size, nvar);
F_pos.Resize(nvar);
pbestval.Resize(nvar);
gbest.Resize(nvar);
posmax.Resize(nvar);
posmin.Resize(nvar);
velmax.Resize(nvar);
velmin.Resize(nvar);
Pos_act.Resize(nvar);
!*****
ivar = 1;
while (ivar <= nvar) {
    posmax_n = LimMax.Get(ivar);
    posmin_n = LimMin.Get(ivar);
    velmin_n = posmin_n - posmax_n;
    velmax_n = -velmin_n;
    posmax.Set(ivar, posmax_n);
    posmin.Set(ivar, posmin_n);
    velmax.Set(ivar, velmax_n);
    velmin.Set(ivar, velmin_n);
    ivar = ivar + 1;
}
!*****
*****
! Initialization
!*****
*****
gbestval = 1e20;
for(ipop_size = 1; ipop_size <= pop_size; ipop_size += 1){
    for(ivar = 1; ivar <= nvar; ivar += 1){
        posmax_n = posmax.Get(ivar);
        posmin_n = posmin.Get(ivar);
        rand = fRand(0);

```

```

pos_n = rand*(posmax_n - posmin_n) + posmin_n;
Pos.Set(ipop_size, ivar, pos_n);
Pos_act.Set(ivar, pos_n);
pbest.Set(ipop_size, ivar, pos_n);
velmax_n = velmax.Get(ivar);
velmin_n = velmin.Get(ivar);
rand = fRand(0);
vel_n = rand*(velmax_n - velmin_n) + velmin_n;
Vel.Set(ipop_size, ivar, vel_n);
}
!*****
!-----
!!!! Call Objective function
fval.Execute();
ffx = fval:ffx;
F_pos.Set(ipop_size, ffx);
pbestval.Set(ipop_size, ffx);
}
!*****
!-----
!!!! Update particular and global best
for(ipop_size = 1; ipop_size <= pop_size; ipop_size += 1){
    F_pos_n = F_pos.Get(ipop_size);
    pbestval_n = pbestval.Get(ipop_size);
    if (pbestval_n >= F_pos_n) {
        pbestval.Set(ipop_size, F_pos_n);
        for(ivar = 1; ivar <= nvar; ivar += 1){
            pos_n = Pos.Get(ipop_size, ivar);
            pbest.Set(ipop_size, ivar, pos_n);
        }
    }
    if (gbestval >= F_pos_n) {
        gbestval = F_pos_n;
        for(ivar = 1; ivar <= nvar; ivar += 1){
            pos_n = Pos.Get(ipop_size, ivar);
            gbest.Set(ivar, pos_n);
        }
    }
}

ffx_conv = gbestval;
ffx_eval = 0;
Convergence.WriteDraw();      ! Internally save convergence
results (for plotting)

iter = 1;
eval = 0;
while (iter <= maxiter) {
    for(ipop_size = 1; ipop_size <= pop_size; ipop_size +=
1){
        eval = eval + 1;
        ! Current Particle

```

```
for(ivar = 1; ivar <= nvar; ivar += 1){
    ! Update Velocity
    pos_n = Pos.Get(ipop_size, ivar);
    vel_n = Vel.Get(ipop_size, ivar);
    pbest_n = pbest.Get(ipop_size, ivar);
    gbest_n = gbest.Get(ivar);
    posmax_n = posmax.Get(ivar);
    posmin_n = posmin.Get(ivar);
    velmax_n = velmax.Get(ivar);
    velmin_n = velmin.Get(ivar);
    inertiaTerm = w*vel_n;
    rand = fRand(0);
    memoryTerm = c1*rand*(pbest_n - pos_n);
    rand = fRand(0);
    cooperationTerm = c2*rand*(gbest_n - pos_n);
    vel_n = inertiaTerm + memoryTerm + cooperationTerm;

    ! Apply Velocity Limits
    if (vel_n > velmax_n) {
        vel_n = velmax_n;
    }
    if (vel_n < velmin_n) {
        vel_n = velmin_n;
    }
    Vel.Set(ipop_size, ivar, vel_n);

    ! Update Position
    pos_n = pos_n + vel_n;

    ! Apply Position Limits and Velocity Mirror Effect
    if (pos_n > posmax_n) {
        pos_n = posmax_n;
        Vel.Set(ipop_size, ivar, -vel_n);
    }
    if (pos_n < posmin_n) {
        pos_n = posmin_n;
        Vel.Set(ipop_size, ivar, -vel_n);
    }
    Pos.Set(ipop_size, ivar, pos_n);
    Pos_act.Set(ivar, pos_n);
}

! Evaluation Particle
fval.Execute();
ffx = fval:ffx;
F_pos.Set(ipop_size, ffx);

! Update Personal Best
F_pos_n = F_pos.Get(ipop_size);
pbestval_n = pbestval.Get(ipop_size);
if (pbestval_n > F_pos_n) {
    pbestval.Set(ipop_size, F_pos_n);
}
```



```

        for(ivar = 1; ivar <= nvar; ivar += 1){
            pos_n = Pos.Get(ipop_size, ivar);
            pbest.Set(ipop_size, ivar, pos_n);
        }
    }
    ! Update Personal Best
    if (gbestval > F_pos_n) {
        gbestval = F_pos_n;
        for(ivar = 1; ivar <= nvar; ivar += 1){
            pos_n = Pos.Get(ipop_size, ivar);
            gbest.Set(ivar, pos_n);
        }
    }
    ffx_conv = gbestval;
    ffx_eval = eval;
    Convergence.WriteDraw();          ! Internally save
convergence results (for plotting)
}
w = w_max - (w_max - w_min) * iter / maxiter;
if (print = 1) {
    printf('Eval: %d, BestVal: %0.6f', eval, gbestval);
}
iter = iter + 1;
}

Time_f = GetTime(4);          ! Defining the final processor
time
Dpl_time = Time_f - Time_o;    ! Computing the elapsed time
if (print = 1) {
    printf('%s: %g', 'Processor Time', Dpl_time);    ! Printing
the elapsed time
}

!!!! Call Objective function
for(ivar = 1; ivar <= nvar; ivar += 1){
    gbest_n = gbest.Get(ivar);
    Pos_act.Set(ivar, gbest_n);
}
fval.Execute();
ffx = fval:ffx;

if (plot = 1) {
!*****
!Creating convergence plot
GrB = GetGraphBoard();
if (GrB=NULL) {
    ! output('No Graphics Board open');
    exit();
}
ViPg = GrB.GetPage(this:loc_name,1);
Plot = NULL;
ViPg = GrB.GetPage(this:loc_name,1);

```

```

if (ViPg) {
  ViPg.SetResults(Convergence);
  Plot=ViPg.GetVI('qot','VisPlot',1);
  if (Plot) {
    Plot:use_x=1;
    Plot.SetXVar(this,'b:ffx_eval');
    Plot.AddVars(this,'b:ffx_conv');
  }
  ViPg.DoAutoScaleX();
  ViPg.DoAutoScaleY();
}
if (ViPg=NULL.or.Plot=NULL) {
  Warn('Failed to create plot, continue calculation ...');
}
}
!*****
EchoOn();           ! Re-activating the user interface

```

# Apéndice F

## Código de programación DPL. – Algoritmo de estimación de parámetros

```

! ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
! UNIVERSIDAD DE SEVILLA
! Autor: Walter Vargas Contreras
! mails: wa_vargas926@hotmail.com
!       walter.vargas@celec.gob.ec
!       wvargas@cenace.org.ec
!=====
=====
! Parameter Estimation Algorithm
!=====
=====
set saux;
object Limites, oaux, x;
int Nval, ele1, ival;
double sig1, var1, daux, Time_o, Time_f, Dpl_time;
string texto;
saux = fval.GetContents('Limites.IntMat');
Limites = saux.First();

Time_o=GetTime(4);    ! Defining the initial processor time

fval:Control = Control;
fval:DSL_fobj = DSL_fobj;
fval:Res = Resultados;
fval:Eventos = Eventos;

x = x_pso;
fval:x = x;
PSO:Convergence = Convergence;
PSO:maxiter = iter_pso;
PSO:pop_size = pop_size_pso;
PSO:nParam = nParam;
PSO:fval = fval;
PSO:Limites = Limites;
PSO:print = print;
PSO:plot = plot;
PSO.Execute();
ffx = PSO:ffx_conv;

Time_f = GetTime(4);    ! Defining the final processor
time
Dpl_time = Time_f - Time_o;    ! Computing the elapsed time

LoadResData(Resultados); !Load results in a temp location
Nval = ResNval(Resultados,0); !Count rows of a column
vector

```

```
sig1 = 0;
ele1 = ResIndex(Resultados, DSL_fobj, 's:sig1');
for(ival=1; ival<=Nval; ival+=1){
    GetResData(var1, Resultados, ival, ele1);
    sig1 += var1*var1;
}
! Computing MSE
MSE = sig1/Nval;
texto = sprintf('fval: %f MSE: %f time: %.2f', ffx, MSE,
Dpl_time);

nParam = x.Size();
for(ele1=1;ele1<=nParam;ele1+=1){
    daux = x.Get(ele1);
    texto = sprintf('%s %f', texto, daux);
}
if (print=1) {
    printf('%s', texto);
}
sol = texto;
```

## **Referencias**

---



**Referencias**

Abido, M., 2000. *Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization*. [En línea]  
Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061501000679>

ARCONEL, 2016. *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. [En línea]  
Available at: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estad%C3%ADstica-anual-y-multianual-sector-el%C3%A9ctrico-2016.pdf>

Argonne, 2013. *Review of Existing Hydroelectric Turbine-Governor Simulation Models*. [En línea]  
Available at: [https://ceesa.es.anl.gov/projects/psh/ANL\\_DIS-13\\_05\\_Review\\_of\\_Existing\\_Hydro\\_and\\_PSH\\_Models.pdf](https://ceesa.es.anl.gov/projects/psh/ANL_DIS-13_05_Review_of_Existing_Hydro_and_PSH_Models.pdf)

Arias, M., 2012. *Procedimiento para el Control Automático de la Frecuencia en el SNI*. [En línea]  
Available at: <http://studylib.es/doc/686199/procedimiento-para-el-control-autom%C3%A1tico-de-la-frecuencia>

Arias, M., 2017. *Mejores Estrategias para el Control de la Frecuencia*. [En línea]  
Available at: [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012017000100003](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012017000100003)

Arias, M. & Arcos, H., 2010. Verificación del Cumplimiento de los Criterios CPS de la NERC en el SNI del Ecuador. *energía*, Volumen 6, pp. 18-27.

CONELEC, 2000. *Procedimientos de Despacho y Operación*. [En línea]  
Available at: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/ProcedimientosDespacho.pdf>

DlgSILENT|PowerFactory, 2017. *Advanced Tutorial-Dynamic Modelling (DSL)*, Gomarín: s.n.

Fundación UNED, 2016. *Métodos Heurísticos*. [En línea]  
Available at: [http://portal.uned.es/portal/page?\\_pageid=93,47794967&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL&idAsignatura=31104036](http://portal.uned.es/portal/page?_pageid=93,47794967&_dad=portal&_schema=PORTAL&idAsignatura=31104036)  
[Último acceso: junio 2018].

IEEE, 2013. *IEEE 10 Generator 39 Bus System*. [En línea]

Available at: <https://www.researchgate.net>

[Último acceso: junio 2018].

Interconexión Eléctrica S.A., 2000. *Lenguaje de Simulación Digital-DSL-DlgSILENT PoweFactory*. [En línea]

Available at: <https://edoc.site/ieb-0971-00-010-pdf-free.html>

Jiménez Builes, J. & Arango Sánchez, R., 2016. *Métodos de Búsqueda Usando los Algoritmos de Enjambre de Partículas y Genético*. [En línea]

Available at:

<http://www.funlam.edu.co/revistas/index.php/lampsakos/article/view/1901/1784>

Lliuyacc, R., 2014. *Sintonización de un Controlador PID Usando Particle Swarm Optimization para el AGC de un Sistema Eléctrico Multiárea*. [En línea]

Available at: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70608/fichero/TFM.pdf>

Marquéz, J., 2014. *Ruido de datos, señales e imágenes*. [En línea]

Available at:

<http://www.academicos.ccadet.unam.mx/jorge.marquez/cursos/Instrumentacion/Ruido.pdf>

Mohamed, A., 2016. *Analysis of Grid Codes and Parameters identification for Load Frequency Control*. [En línea]

Available at:

[https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/122788/1/2016\\_7\\_Mohamed.pdf](https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/122788/1/2016_7_Mohamed.pdf)

Montalvo, W., 2015. *Diseño y Construcción de un Controlador PID Auto-Sintonizable Mediante Inteligencia de Enjambres para Determinar el Comportamiento Colectivo de los Sistemas Pertenecientes a Procesos Estudiados en el CERFIN-SECAP*, Quito: s.n.

NERC, 2011. *Balancing and Frequency Control*. [En línea]

Available at:

<https://www.nerc.com/comm/oc/rs%20landing%20page%20dl/related%20files/nerc%20balancing%20and%20frequency%20control%20040520111.pdf>

NERC, 2017. *2017 Frequency Response Annual Analysis*, Atlanta: s.n.

Párraguez, L. & Rengel, J., 2015. Optimización por Enjambre de Partículas: Una Implementación Paralela y Distribuida. *Ingeniería al Día*, pp. 86-102.



PowerWorld, 2018. *Governor HYGOV*. [En línea]

Available at:

[https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels\\_HTML/Governor%20HYGOV.htm](https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_HTML/Governor%20HYGOV.htm)

[Último acceso: julio 2018].

Roberts, C., 2018. *Review of International Grid Codes*, Berkeley: s.n.

SIEMENS, 2008. *BOSL Controllers-Package Free License*. [En línea]

Available at: <https://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/pss-e/bosl-controllers-free-license-2008-04-21-20-2.pdf>

Stefopoulos, G., Georgilakis, P., Hatzargyriou, N. & Meliopoulos, S., 2008. *A Genetic Algorithm Solution to the Governor-Turbine Dynamic Model Identification in Multi-Machine Power Systems*, Sevilla: s.n.

Tapia, Á. L., 2003. *El Control Automático de Generación AGC en el SNI como un Servicio Complementario*, Quito: s.n.

Trujillo Soto, J., 2016. *Simulación del Control Potencia-Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia en MATLAB*, Sevilla: s.n.

Vargas, R. & Loaiza, H., 2011. Filtrado de señales en espectrofotometría de absorción mediante wavelets invariantes a la traslación. *Ingeniería e Investigación*, Volumen 31, pp. 142-154.