

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

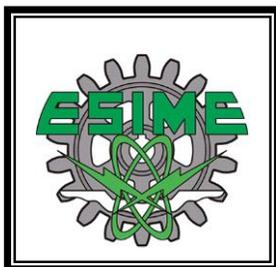
**IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS DE TURBINA-
GOBERNADOR DE VELOCIDAD EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

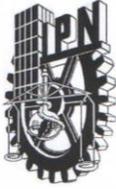
PRESENTA:

JOSÉ ALBERTO CORONEL DE LUCIO



MÉXICO, D. F.

2014



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO
ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 10:00 horas del día 29 del mes de Mayo del 2014 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E.-ZAC. para examinar la tesis titulada:

IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS DE TURBINA-GOBERNADOR DE VELOCIDAD
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Presentada por el alumno:

CORONEL	DE LUCIO	JOSÉ ALBERTO
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)
Con registro:		
A	1	2
0	5	5
5		

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis



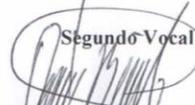
DR. DANIEL RUIZ VEGA



DR. FLORIBERTO ORTÍZ RODRÍGUEZ

Presidente

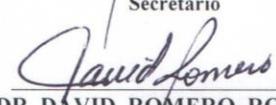

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal


DR. FLORIBERTO ORTÍZ RODRÍGUEZ

Tercer Vocal


M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES

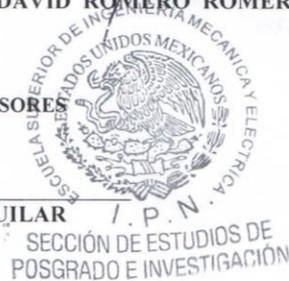
Secretario


DR. DAVID ROMERO ROMERO

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES



DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México D. F., el día 29 del mes de Mayo del año 2014, el que suscribe José Alberto Coronel De Lucio, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro A120555, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Ruiz Vega y del Dr. Floriberto Ortiz Rodríguez y cede los derechos del trabajo intitulado Implementación de Modelos de Turbina-Gobernador de Velocidad en Sistemas Eléctricos de Potencia, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección **jcoroneldl@hotmail.com** y/o **drv_liege@yahoo.com**. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

José Alberto Coronel De Lucio

RESUMEN

Las desviaciones de frecuencia son un fenómeno cuyo efecto se acentúa en sistemas de potencia de pequeñas dimensiones o aislados, los cuales puede ser que hayan sido diseñados para funcionar aislados del sistema por razones geográficas y económicas, o pueden ser formados debido a la acción de los elementos de protección que actúan después de un disturbio. Es en estas situaciones donde la salida de un generador o un cambio de carga afecta de forma importante el balance de potencia de generación y carga total del sistema, y la respuesta de sistemas gobernadores de velocidad (SGV) puede verse con mayor claridad y afecta de manera más importante al comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia.

En este trabajo se implementan modelos del sistema turbina-gobernador en dos sistemas eléctricos de potencia. Para observar mejor su efecto, los sistemas eléctricos de potencia son sistemas que operan aislados y que se basaron en sistemas reales de las áreas de control de Baja California Sur y Noroeste del Sistema Eléctrico Nacional de México. Utilizando datos de red y máquinas eléctricas muy similares, se les adaptaron modelos de sistemas turbina-gobernador los cuales fueron sintonizados y probados considerando principalmente dos casos: un escalón en la carga del sistema y una falla trifásica.

Los modelos considerados en este trabajo fueron incluidos en el programa TRANSTAB de simulación en el tiempo de sistemas eléctricos de potencia desarrollado en el Grupo de Investigación de Fenómenos Dinámicos de la SEPI-ESIME-Zacatenco. Se presentan también el desarrollo detallado de los modelos y la manera en la que se incluyeron en el programa.

Los puntos iniciales de operación de flujos de potencia, así como la respuesta en el tiempo de los gobernadores de velocidad fueron validados con resultados del programa comercial DSATOOLS. La validación fue exitosa, por lo que actualmente se cuenta en el grupo de investigación con una herramienta de simulación que considera, además de los modelos detallados de generadores, cargas, cevs y sus controles, los sistemas turbina-gobernador de velocidad térmicos representados por modelos estándar del IEEE.

ABSTRACT

The frequency deviations are a phenomenon whose consequences are more important in electric power systems of small dimension or systems that are operating in an isolated mode. The isolated power systems can be the result of very difficult geographical or economic conditions, or can be formed after the action of protective devices after a disturbance has happened. Is in these situations, where the disconnection of a generator or a load change can importantly affect the balance between load and system generation, and where the response of the speed governors in the dynamic behavior of the electric power system can be more clearly seen.

In this work, the models of the turbine-speed governor system are implemented in two electric power systems. In order to observe the effect of the speed governor system, the electric power systems considered in this work are based in the real systems of Baja California Sur and Noroeste control area of the Mexican Electric Power System. Using the data of the transmission and generation systems, the system speed governors were included. These models were tuned and tested, considering two main cases: a load step and a three phase fault.

The models considered in this work were included in TRANSTAB, a time-domain simulation program that was developed in the Power Systems Stability Group of the Graduate Program on Electrical Engineering of SEPI-ESIME-Zacatenco. This work presents the derivation of the models and the way they are included in the program in a detailed way.

The power flow initial operating points, and the time response of the governors were validated by comparing the results of TRANSTAB with the ones obtained with a commercial simulation program: DSATOOLS. The validation was successful and, in this way, our group now has a simulation tool that includes, besides detailed models of electric machines, facts and loads, the IEEE standard models proposed by the IEEE.

DEDICATORIA

A mis padres

A mi madre *María del Pilar De Lucio*

A mi padre *Alberto Coronel González*

Por su apoyo incondicional, consejos y palabras de aliento que han guiado durante muchos años mis pasos para ser una persona de bien, les agradezco infinitamente su cariño y comprensión en los momentos difíciles.

A mis hermanos *Cesar Octavio Coronel De Lucio, María del Rosario Coronel De Lucio* por su apoyo y compañía en noches desvelo, gracias.

En memoria de Enrique De Lucio Espinoza (†).

En memoria de Karina Anabell Gutiérrez Otento (†).

A todos mis amigos por el apoyo brindado Enrique Ohuel, Ricardo Cano, Rodrigo Nuricumbo, Daniel González, Juan Villanueva, Williams Nájera, Gustavo Martínez, Fabián Vela, Marco Caudillo, Uriel Sevilla, Jorge Santana, Miguel Monroy, Jesús Arroyo, Jesús Sánchez, Ignacio Ramos, Hugo Barrera, Víctor Serrano, Jose Mariscal, Alejandro Villegas por hacer de mi estancia en la sección una experiencia mucho más agradable

Especialmente quiero agradecer a Claudia Franco Martínez por alentarme a seguir adelante en todo momento, por su cariño y amistad, gracias.

A mis tíos Leonel De Lucio y Rosario Vásquez por abrirme las puertas de su hogar cuando comencé esta aventura, gracias

A mis tíos Donato Belmont y Teresa Coronel por brindarme su apoyo durante mis primeros años de estudios, gracias.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Daniel Ruiz Vega por su apoyo en general para que haya sido posible culminar este trabajo.

A los profesores que ayudaron a mi formación académica, Doctores: Daniel Olguín Salinas, David Romero Romero, German Rosas Ortiz, Ricardo Arturo Mota Palomino, Floriberto Ortiz Rodríguez, Maestro en Ciencias Arturo Galán Martines (†), Tomas Ignacio Asiaín Olivares.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de estudios de maestría otorgada durante dos años.

Al IPN por la beca otorgada en el programa institucional de formación de investigadores (PIFI) en los proyectos SIP 20121588 y 20130045, y por el apoyo con la beca tesis institucional.

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	VII
ABSTRACT	IX
DEDICATORIA	XI
AGRADECIMIENTOS	XIII
CONTENIDO	XV
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE TABLAS	XXV
NOMENCLATURA	XXVII
ABREVIATURAS	XXIX
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVO.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.4 LIMITACIONES Y ALCANCES.....	3
1.5 ANTECEDENTES	3
1.5.1 Trabajos más importantes desarrollados a nivel internacional.....	4
1.5.2 Trabajos desarrollados en la SEPI ESIME.....	7
1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	8
CAPÍTULO 2: EFECTOS DE LAS DESVIACIONES DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	11
2.1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	11
2.1.1 <i>Introducción</i>	11
2.1.2 <i>Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia</i>	13
2.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	17
2.2.1 <i>Introducción</i>	17
2.2.2 <i>Método para analizar la estabilidad de frecuencia de corto plazo</i>	20
2.2.3 <i>Efectos de la inestabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia</i>	20
2.3 MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE CORTO PLAZO.....	29
2.3.1 <i>Introducción</i>	29
2.3.2 <i>Modelos empleados para estudios de estabilidad en el tiempo</i>	30
2.4 PROGRAMA DE SIMULACIÓN DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO EN EL TIEMPO DE SISTEMAS DE POTENCIA..	31
2.4.1 <i>Introducción: el método implícito simultáneo</i>	31
2.4.2 <i>Programa de simulación de estabilidad transitoria</i>	32
CAPÍTULO 3: ESTRUCTURA DEL CONTROL DE VELOCIDAD EN ESTUDIOS DE SISTEMAS DE POTENCIA	37
3.1 INTRODUCCIÓN	37
3.2 CONTROL DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	37
3.3 ESTRUCTURA GENERAL DEL CONTROL DE VELOCIDAD DE LA MÁQUINA SÍNCRONA	41
3.3.1 <i>Introducción</i>	41
3.3.2 <i>Modelos generales de SGV's en sistemas de potencia</i>	45
3.4 PROGRAMA DE ESTABILIDAD INCLUYENDO LOS MODELOS DINÁMICOS DEL SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD	58
3.5 PROGRAMA DE CONVERSIÓN DEL ARCHIVO DE FLUJOS DEL FORMATO PSS/E 29 A FLUJOS 1.5	61

CAPÍTULO 4: SISTEMAS DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
4.1 INTRODUCCIÓN	63
4.2 SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR.....	63
4.2.1 Sistema de Prueba	63
4.2.2 Estudio de Flujos de Potencia	65
4.2.3 Condiciones Iniciales del Sistema	65
4.2.5 Resultados del Estudio de Simulación en el Tiempo	69
4.2.5 Discusión de resultados.....	76
4.3 SISTEMA DEL ÁREA DE CONTROL NOROESTE.....	77
4.3.1 Sistema de Prueba	77
4.3.2 Estudio de Flujos de Potencia	78
4.3.3 Validación del Control de Velocidad	83
4.3.4 Resultados del Estudio de Simulación en el Tiempo	92
4.3.5 Discusión de resultados.....	98
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES	101
5.1 CONCLUSIONES	101
5.2 APORTACIONES	103
5.3 RECOMENDACIONES.....	104
5.4 TRABAJOS FUTUROS.....	104
REFERENCIAS.....	107
APÉNDICE A: DATOS Y DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA	111
A.1 SISTEMA BAJA CALIFORNIA	113
A.2 SISTEMA NOROESTE	121
APÉNDICE B: MODELOS GENERALES RECOMENDADOS POR EL IEEE DE SGV'S, TURBINAS Y SUS ECUACIONES DE ESTADO.....	151
B.1 MODELO GENERAL 1 SGV TÉRMICO.....	151
B.2 MODELO GENERAL 2 SGV TÉRMICO.....	154
B.3 MODELO GENERAL 1 SGV HIDRÁULICO	155
B.4 MODELO GENERAL 2 SGV HIDRÁULICO	157
B.5 MODELO GENERAL DE TURBINA TÉRMICA.....	158
B.6 MODELO SIMPLIFICADO DE TURBINA HIDRÁULICA	161
APÉNDICE C: SINTONIZACIÓN DE LOS SGV'S CON MODELOS RECOMENDADOS POR EL IEEE.....	163
C.1 INTRODUCCIÓN.....	164
C.2 ÍNDICES DE DESEMPEÑO ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS	164
C.2.1 Índices de desempeño en el dominio del tiempo	165
C.2.2 Índices de desempeño en el dominio de la frecuencia	166
C.3 SINTONIZACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD PARA TURBINAS TÉRMICAS	168
C.3.1 Método de la respuesta a la frecuencia	170
C.4 SINTONIZACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD HIDRÁULICO	181
APÉNDICE D: SUBROUTINAS PARA MODELAR LOS SGV'S EN EL PROGRAMA TRANSTAB DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO	185

LISTA DE FIGURAS

	Página
FIGURA 2. 1 CURVAS DE DEMANDA HORARIA DEL ÁREA DE CONTROL CENTRAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO PARA DOS DÍAS DIFERENTES DE 1995 (ADAPTADO DE [RUIZ-VEGA, 2002]).....	12
FIGURA 2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE INESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (ADAPTADO DE [RUIZ-VEGA, 2002, IEEE, 2004]).....	13
FIGURA 2. 3 UBICACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE ESTABILIDAD EN LAS BANDAS DE FRECUENCIA DE LOS DIFERENTES FENÓMENOS DINÁMICOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (ADAPTADO DE [ANDERSON ET AL., 1990]).....	16
FIGURA 2. 4 CARACTERÍSTICA DE LIMITACIÓN DE TEMPERATURA VARIANTE CON LA TEMPERATURA AMBIENTE, EN UNA TURBINA DE GAS (ADAPTADO DE [CIGRE, 1997]).....	23
FIGURA 2. 5 LIMITACIONES DE LA TURBINA DE VAPOR DURANTE CONDICIONES ANORMALES DE FRECUENCIA (ADAPTADO DE [CIGRE, 2001]).....	25
FIGURA 2. 6 CARACTERÍSTICA DE CARGA FRECUENCIA (ADAPTADO DE [CIGRE, 1997, KUNDUR, 1994, ELGERD, 1982]).....	28
FIGURA 2. 7 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO IMPLÍCITO SIMULTÁNEO [RUIZ-VEGA, 1996].	32
FIGURA 2. 8 CIRCUITO EQUIVALENTE DE NORTON DEL MODELO CLÁSICO DE LA MÁQUINA DE POLOS LISOS PARA LA INYECCIÓN DE CORRIENTE (ADAPTADO DE [CASTRO-SOTELO, 2007]).....	33
FIGURA 2. 9 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LAS ITERACIONES DE LOS ELEMENTOS DINÁMICOS Y ESTÁTICOS INTERCONECTADOS CON LA RED (ADAPTADO DE [RUIZ-VEGA, 1996, CASTRO-SOTELO, 2007]).....	34
FIGURA 2. 10 REPRESENTACIÓN NUMÉRICA DE LA REGLA TRAPEZIAL DE INTEGRACIÓN (ADAPTADO DE [CASTRO-SOTELO, 1997]).....	35
FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE LAS DIFERENTES ESCALAS DE TIEMPO DE LAS DINÁMICAS DEL SISTEMA DE POTENCIA Y SUS CONTROLES (ADAPTADO DE [BEVRANI, 2009]).....	38
FIGURA 3.2 LAZOS DE CONTROL DE FRECUENCIA (ADAPTADO DE [BEVRANI AND HIYAMA, 2011]).....	39
FIGURA 3.3 RESPUESTA DEL LAZO PRIMARIO, SECUNDARIO Y TERCIARIO, ANTE UNA DESVIACIÓN DE FRECUENCIA NEGATIVA (ADAPTADO DE [BEVRANI AND HIYAMA]).....	40
FIGURA 3.4 INTENTOS HISTÓRICOS POR RESOLVER LOS PROBLEMAS DE ESTABILIDAD ASOCIADOS CON EL GOBERNADOR DE VELOCIDAD [ANDERSON AND FOUAD, 2003].....	41
FIGURA 3.5 MODELO GENERAL DEL SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD PARA GENERADORES SÍNCRONOS	42
[IEEE, 1974, IEEE, 1991A, IEEE, 1991B, KUNDUR, 1994].....	42
FIGURA 3.6 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL GOBERNADOR CENTRIFUGO (ADAPTADO DE [ANDERSON AND FOUAD, 2003, KUNDUR, 1994]).....	43

	Página
FIGURA 3.7 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL GOBERNADOR ISÓCRONO (ADAPTADO DE [ANDERSON AND FOUAD, 2003, KUNDUR, 1994]).	43
FIGURA 3.8 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL GOBERNADOR CON REGULACIÓN (ADAPTADO DE [ANDERSON AND FOUAD, 2003, KUNDUR, 1994]).	44
FIGURA 3.9 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL GOBERNADOR COMPENSADO (ADAPTADO DE [ANDERSON AND FOUAD, 2003, RAMEY AND SKOUGLUND, 1970, KUNDUR, 1994]).	44
FIGURA C. 1 DIAGRAMA DE BLOQUES UTILIZADO PARA LA SINTONIZACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD [IEEE, 1973, IEEE, 1992, IEEE, 1991B, IEEE, 1992, KUNDUR, 1994].	46
FIGURA 3.10 MODELO GENERAL DE GOBERNADOR TÉRMICO PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD (ADAPTADO DE [IEEE, 1973, IEEE, 1991B, KUNDUR, 1994]).	46
FIGURA 3.11 MODELO GENERALIZADO DE TURBINA TÉRMICA (ADAPTADO DE [IEEE, 1973]).	47
FIGURA 3. 12 MODELO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD TÉRMICO EN LAZO ABIERTO SIN COMPENSADOR.	47
FIGURA 3. 13 MODELO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD TÉRMICO EN LAZO CERRADO SIN COMPENSADOR.	49
FIGURA 3. 14 MODELO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD TÉRMICO EN LAZO ABIERTO CON COMPENSADOR.	52
FIGURA 3. 15 MODELO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD TÉRMICO EN LAZO CERRADO CON COMPENSADOR.	54
FIGURA 3.16 MODELO GENERAL DE GOBERNADOR HIDRÁULICO PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD [IEEE, 1973, RAMEY AND SKOUGLUND, 1970, IEEE, 1992].	57
FIGURA 3.17 MODELO DE PRIMER ORDEN DE TURBINA HIDRÁULICA (ADAPTADO DE [IEEE, 1973, IEEE, 1992, KUNDUR, 1994]).	57
FIGURA 3. 18 MODELO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD HIDRÁULICO EN LAZO ABIERTO.	57
FIGURA 3. 19 MODELO DEL SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD HIDRÁULICO EN LAZO CERRADO.	58
FIGURA 3.20 DIAGRAMA DE FLUJOS DEL PROGRAMA DE COMPUTADORA DIGITAL PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA INCLUYENDO EL MODELADO DEL CONJUNTO GOBERNADOR-TURBINA.	59
FIGURA 3.21 DIAGRAMA DE FLUJOS DEL PROGRAMA DE COMPUTADORA DIGITAL PARA APLICAR EL MÉTODO IMPLÍCITO SIMULTANEO DE SOLUCIÓN DE LAS ECUACIONES DE LA RED Y LOS MODELOS DINÁMICOS.	60
FIGURA 3. 22 DIAGRAMA DE FLUJOS DEL PROGRAMA DE COMPUTADORA DIGITAL PARA CONVERTIR EL ARCHIVO DE ENTRADA DE DATOS DEL PROGRAMA FLUJOS PSS/E 29 A FLUJOS 1.5.	62
FIGURA 4. 2 VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE CARGA DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR, SIN FALLA.	66

	Página
FIGURA 4. 3 VARIACIÓN DE LA POTENCIA MECÁNICA DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR, SIN FALLA.	66
FIGURA 4. 1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA DE 69 NODOS.	67
FIGURA 4. 4 VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR, SIN FALLA.	69
FIGURA 4. 5 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 12. TIEMPO DEL CAMBIO DE PAR MECÁNICO $T = 0.5$ S. SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR SIN CONTROLES.	70
FIGURA 4. 6 DESVIACIÓN DE VOLTAJE EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 12. TIEMPO DEL CAMBIO DE PAR MECÁNICO $T = 0.5$ S. SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR SIN CONTROLES.	71
FIGURA 4. 7 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 12. FALLA TRIFÁSICA APLICADA EN EL NODO 53 EN $T=0.1$ S. SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR SIN CONTROLES.	71
FIGURA 4. 8 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 12. FALLA TRIFÁSICA APLICADA EN EL NODO 53 EN $T=0.1$ S. SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR SIN CONTROLES.	72
FIGURA 4. 9 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 12, TIEMPO DEL EVENTO $T = 0.5$ S, SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR (CON Y SIN CONTROLES).	73
FIGURA 4. 10 DESVIACIÓN DE PAR MECÁNICO, EN LOS GENERADORES 2 Y 3 PARA LA PRUEBA NO. 1. TIEMPO DEL EVENTO $T = 0.5$ S. SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR.	73
FIGURA 4. 11 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA, EN LOS GENERADORES 2 Y 3 PARA LA PRUEBA NO. 1. TIEMPO DEL EVENTO $T = 0.5$ S. SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR.	74
FIGURA 4. 12 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA, EN LOS GENERADORES 2 Y 3 PARA LA PRUEBA NO. 2. TIEMPO DE APLICACIÓN DE LA FALLA $T = 0.1$ S, TIEMPO DE LIBERACIÓN DE LA FALLA 0.2 S, SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR.	74
FIGURA 4. 13 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR VISTA DESDE LOS GENERADORES (CON CONTROLES).	75
FIGURA 4. 14 DESVIACIÓN DE PAR MECÁNICO, EN LOS GENERADORES 2 Y 3, TIEMPO DE APLICACIÓN DE LA FALLA $T = 0.1$ S, TIEMPO DE LIBERACIÓN DE LA FALLA 0.2S, SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR (CON Y SIN CONTROLES).	75
FIGURA 4. 15 VARIACIÓN DE LA POTENCIA MECÁNICA DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR VISTA DESDE LOS GENERADORES (CON CONTROLES).	76
FIGURA 4. 16 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA NOROESTE DE 266 NODOS.	79
FIGURA 4. 17 VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE CARGA DEL SISTEMA ÁREA DE CONTROL NOROESTE, SIN FALLA.	81
FIGURA 4. 18 VARIACIÓN DE LA POTENCIA MECÁNICA ÁREA DE CONTROL NOROESTE, SIN FALLA.	82
FIGURA 4. 19 VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA ÁREA DE CONTROL NOROESTE, SIN FALLA.	82
FIGURA 4. 20 SISTEMA DE PRUEBA USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 8.	83

FIGURA 4. 21 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.9; ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES 1 TÉRMICOS).	84
FIGURA 4. 22 SISTEMA DE PRUEBA SMIB USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 12.	84
FIGURA 4. 23 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.11, ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES TÉRMICOS).	85
FIGURA 4. 24 SISTEMA DE PRUEBA USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 TÉRMICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 14.....	85
FIGURA 4. 25 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.13, ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES TÉRMICOS).	86
FIGURA 4. 26 SISTEMA DE PRUEBA USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 TÉRMICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 16.....	86
FIGURA 4. 27 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.15, ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES TÉRMICOS).	87
FIGURA 4. 28 SISTEMA DE PRUEBA USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 TÉRMICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 17.....	87
FIGURA 4. 29 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.17, ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES TÉRMICOS).	88
FIGURA 4. 30 SISTEMA DE PRUEBA USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 TÉRMICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 19.....	88
FIGURA 4. 31 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.19, ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES TÉRMICOS).	89
FIGURA 4. 32 SISTEMA DE PRUEBA USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 TÉRMICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 1.....	89
FIGURA 4. 33 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.21, ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES TÉRMICOS).	90
FIGURA 4. 34 SISTEMA DE PRUEBA USADO PARA EL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 HIDRÁULICO ACOPLADO AL GENERADOR DEL NODO 11.	91
FIGURA 4. 35 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA MOSTRADO EN LA FIGURA 4.21, ESCALÓN DEL 10% EN LA REFERENCIA DEL CONTROL APLICADO EN T = 1 S (CONTROLES HIDRÁULICOS).	91

	Página
FIGURA 4. 36 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 15, TIEMPO DEL EVENTO T = 0.5 s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (SIN CONTROLES).	93
FIGURA 4. 37 DESVIACIÓN DE VOLTAJE EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 15, TIEMPO DEL EVENTO T = 1.0 s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (SIN CONTROLES).	93
FIGURA 4. 38 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 15, TIEMPO DEL EVENTO T = 0.5 s, TIEMPO DEL EVENTO T = 0.5 s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (SIN CONTROLES).	94
FIGURA 4. 39 DESVIACIÓN DE VOLTAJE ÁREA DE CONTROL NOROESTE, EN LOS GENERADORES 1, 4, 5, 6 Y 15, FALLA TRIFÁSICA APLICADA EN EL NODO 150 (SIN CONTROLES).	94
FIGURA 4. 40 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA EN LOS GENERADORES 1, 2, 3, 4 Y 15, TIEMPO DEL EVENTO T = 0.5 s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (SGV TÉRMICO E HIDRÁULICO I).....	95
FIGURA 4. 41 DESVIACIÓN DE PAR MECÁNICO, EN LOS GENERADORES 4 Y 5, TIEMPO DEL EVENTO T = 0.5s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (CON Y SIN CONTROLES).....	95
FIGURA 4. 42 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA, EN LOS GENERADORES 4 Y 5, TIEMPO DEL EVENTO T = 0.5s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (CON Y SIN CONTROLES).....	96
FIGURA 4. 43 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA, EN LOS GENERADORES 4 Y 5, TIEMPO DE APLICACIÓN DE LA FALLA T = 0.1 s, TIEMPO DE LIBERACIÓN DE LA FALLA 0.25s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (CON Y SIN CONTROLES).	97
FIGURA 4. 44 DESVIACIÓN DE FRECUENCIA DEL SISTEMA NOROESTE VISTA DESDE LOS GENERADORES.	97
FIGURA 4. 45 DESVIACIÓN DE PAR MECÁNICO, EN LOS GENERADORES 4 Y 5, TIEMPO DE APLICACIÓN DE LA FALLA T = 0.1 s, TIEMPO DE LIBERACIÓN DE LA FALLA 0.25s, ÁREA DE CONTROL NOROESTE (CON Y SIN CONTROLES).	98
FIGURA 4. 46 DESVIACIÓN DE LA POTENCIA MECÁNICA DEL ÁREA DE CONTROL NOROESTE VISTA DESDE LOS GENERADORES.	98
FIGURA A. 1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA.	113
FIGURA A. 2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA NOROESTE.	121
FIGURA A. 3 MODELO IEEEG1, SGV TIPO TÉRMICO CON FUNCIONES DE TRANSFERENCIA (ADAPTADO DE [PTI, 2002B]).	139
FIGURA A. 4 MODELO IEEEG3 DE SGV TIPO HIDRÁULICO CON FUNCIONES DE TRANSFERENCIA (ADAPTADO DE [PTI, 2002B]).	140
FIGURA B.1 MODELO GENERAL 1 DEL SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD TÉRMICO CON FUNCIONES DE TRANSFERENCIA [IEEE, 1973, IEEE, 1991A, IEEE, 1991B].	151
FIGURA B. 2 BLOQUE TRANSDUCTOR DE VELOCIDAD [IEEE, 1973, IEEE, 1991A, IEEE, 1991B].	152
FIGURA B. 3 BLOQUE RELEVADOR DE VELOCIDAD [IEEE, 1973, IEEE, 1991A, IEEE, 1991B].	152
FIGURA B. 4 BLOQUE SERVOMOTOR [IEEE, 1973, IEEE, 1991A, IEEE, 1991B].	152

	Página
FIGURA B. 6 BLOQUE RELEVADOR DE VELOCIDAD [IEEE, 1973, IEEE, 1991A, IEEE, 1991B].	154
FIGURA B. 7 MODELO GENERAL 1 DEL SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD HIDRÁULICO CON FUNCIONES DE TRANSFERENCIA [IEEE, 1973, IEEE, 2007, IEEE, 2011].	156
FIGURA B. 8 MODELO GENERAL 2 DEL SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD HIDRÁULICO CON FUNCIONES DE TRANSFERENCIA [IEEE, 1973, IEEE, 2007, IEEE, 2011].	157
FIGURA B. 9 MODELO GENERAL DE TURBINA TÉRMICA CON FUNCIONES DE TRANSFERENCIA [IEEE, 1973, IEEE, 1991A, IEEE, 1991B].	159
FIGURA B. 10 MODELO SIMPLIFICADO DE TURBINA HIDRÁULICA CON FUNCIONES DE TRANSFERENCIA [IEEE, 1973, IEEE, 2007, IEEE, 2011].	161
FIGURA C. 1 DIAGRAMA DE BLOQUES UTILIZADO PARA LA SINTONIZACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD [IEEE, 1973, IEEE, 1992, IEEE, 1991B, IEEE, 1992, KUNDUR, 1994].	164
FIGURA C. 2 RESPUESTA TÍPICA EN EL TIEMPO PARA UNA ENTRADA ESCALÓN UNITARIO [KUNDUR, 1994, IEEE, 1990].	166
FIGURA C. 3 RESPUESTA A LA FRECUENCIA TÍPICA DE LAZO ABIERTO DE UN SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN CON EL GENERADOR EN VACÍO [IEEE, 1990, KUNDUR, 1994].	167
FIGURA C. 4 RESPUESTA A LA FRECUENCIA TÍPICA DE LAZO CERRADO DE UN SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN CON EL GENERADOR EN VACÍO [IEEE, 1990, KUNDUR, 1994].	167
FIGURA C. 5 MODELO DE SIMULINK UTILIZADO PARA LA SINTONIZACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD TÉRMICO.	168
FIGURA C. 6 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 5 DEL SISTEMA NOROESTE.	173
FIGURA C. 7 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 8 DEL SISTEMA NOROESTE.	174
FIGURA C. 8 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 12 DEL SISTEMA NOROESTE.	175
FIGURA C. 9 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 14 DEL SISTEMA NOROESTE.	176
FIGURA C. 10 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 16 DEL SISTEMA NOROESTE.	177
FIGURA C. 11 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 17 DEL SISTEMA NOROESTE.	178
FIGURA C. 12 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 19 DEL SISTEMA NOROESTE.	179
FIGURA C. 13 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 1 DEL SISTEMA NOROESTE.	180

Página

FIGURA C. 14 MODELO DEL SISTEMA GOBERNADOR TURBINA HIDRÁULICA TIPO IEEE3 [RAMEY AND SKOOG LUND, 1970, IEEE, 1973, IEEE, 1992, PTI, 2002A, PAGV2, PSSE, MANUAL]..... 181

FIGURA C. 15 RESPUESTA EN EL TIEMPO DEL MODELO GENERAL SGV 1 Y 2 TÉRMICO, BUS 27 DEL SISTEMA NOROESTE..... 183

LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 4. 1 DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA BAJA CALIFORNIA SUR.	64
TABLA 4. 2 RESULTADOS DE LA PRUEBA NÚMERO 1 AL SISTEMA DE PRUEBA SIN CONTROLES.	70
TABLA 4. 3 RESULTADOS DE LA PRUEBA NÚMERO 1 AL SISTEMA DE PRUEBA CONN CONTROLES.	72
TABLA 4. 4 VALOR DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA.	76
TABLA 4. 5 DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA NOROESTE.....	77
TABLA 4. 6 VALOR DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA.	92
TABLA 4. 7 VALOR DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA.	95
TABLA 4. 8 VALOR DE FRECUENCIA DEL SISTEMA DE PRUEBA.	99
TABLA A. 1 CASO BASE DE OPERACIÓN.....	115
TABLA A. 2 DATOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN.....	116
TABLA A. 3 PARÁMETROS DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS DEL SISTEMA.	118
TABLA A. 4 PARÁMETROS DE LOS SGV TIPO HIDRÁULICO, S. BAJA CALIFORNIA SUR.....	119
TABLA A. 5 COMPARACIÓN DE LA MAGNITUD DE LOS VOLTAJES NODALES, SISTEMA DE B. C. SUR.	119
TABLA A. 6 COMPARACIÓN DE LOS ÁNGULOS DE FASE (GRADOS), SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR.....	119
TABLA A. 7 CASO BASE DE OPERACIÓN.....	123
TABLA A. 8 PARÁMETROS DE LA RED DE TRANSMISIÓN.	129
TABLA A. 9 PARÁMETROS DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS (VARIABLES PU), SISTEMA NOROESTE.	138
TABLA A. 10 PARÁMETROS DE LOS GOBERNADORES DE VELOCIDAD MODELO TIPO IEEEG1, S. NOROESTE.	139
TABLA A. 11 PARÁMETROS DE LOS GOBERNADORES DE VELOCIDAD MODELO TIPO IEEEG1, S. NOROESTE.	139
TABLA A. 12 PARÁMETROS DEL GOBERNADOR DE VELOCIDAD MODELO IEEEG3, S. NOROESTE.	140
TABLA A. 13 PARÁMETROS DEL GOBERNADOR DE VELOCIDAD MODELO IEEEG3, S. NOROESTE.	140
TABLA A. 14 COMPARACIÓN DE LA MAGNITUD DE LOS VOLTAJES NODALES DEL SISTEMA DE NOROESTE.	141
TABLA A. 15 COMPARACIÓN DE LOS ÁNGULOS DE FASE (GRADOS) DEL SISTEMA DE NOROESTE.	146
TABLA C.1 PARÁMETROS DEL SGV TÉRMICO OBTENIDOS DEL SISTEMA NOROESTE.	170

TABLA C.2 PARÁMETROS DEL G. S.....	170
TABLA C. 3 PARÁMETROS DETERMINADOS PARA EL COMPENSADOR DE ADELANTO.....	172
TABLA C. 4 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	173
TABLA C. 5 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	174
TABLA C. 6 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	175
TABLA C. 7 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	176
TABLA C. 8 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	177
TABLA C. 9 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	178
TABLA C. 10 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	179
TABLA C. 11 ÍNDICES A PEQUEÑAS SEÑALES DEL SGV TÉRMICO MOSTRADO EN LA FIGURA C.1.	180
TABLA C. 12 PARÁMETROS DEL SGV HIDRÁULICO DEL SISTEMA NOROESTE.....	181
TABLA C. 13 PARÁMETROS DEL GENERADOR AL CUAL SE CONECTA EL MODELO DE GOBERNADOR PRESENTADO EN LA TABLA C.4 DEL SISTEMA NOROESTE.....	181
TABLA C. 14 PARÁMETROS DETERMINADOS PARA EL MODELO SIMPLIFICADO DE GOBERNADOR TURBINA HIDRÁULICA CONECTADO AL BUS 27, USANDO LAS EXPRESIONES ANTERIORES.....	182
TABLA C. 15 ÍNDICES DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD HIDRÁULICO.	183

NOMENCLATURA

H : Constante de inercia.

D : Coeficiente de amortiguamiento.

P_g : Potencia activa de generación.

P_g : Potencia reactiva de generación.

x_d : Reactancia síncrona en el eje directo.

x'_d : Reactancia transitoria en el eje directo.

T'_{d0} : Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje directo.

T''_{d0} : Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto en el eje directo.

x_q : Reactancia síncrona en el eje en cuadratura.

x'_q : Reactancia transitoria en el eje en cuadratura.

T'_{d0} : Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje en cuadratura.

T''_{d0} : Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto en el eje en cuadratura.

Δf : Desviación de frecuencia.

ΔP_{tie} : Flujo de potencia neto en la línea de enlace.

u_{CT} : "underfrequency connection and tripping factor" en inglés

u_{UFLS} "underfrequency load shedding factor" en inglés

df / dt : Tasa de cambio de frecuencia

G_m : Margen de ganancia.

ϕ_m : Margen de fase.

ω_{CG} : Frecuencia de cruce de ganancia.

ω_{CG} : Frecuencia de cruce de fase.

T_r : Tiempo de subida.

T_r : Tiempo pico.

t_s : Tiempo de estabilización.

e_{ss} : Error de estado estacionario.

M_p : Pico resonante

ω_M : Frecuencia resonante.

ABREVIATURAS

AGC: "*Automatic Generation Control*"

AVR: "*Automatic Voltage Regulator*" por sus siglas en inglés.

BWR: "*Boiling water reactor*" por sus siglas en inglés.

CIGRE: "*International Council on Large Electric Systems*" por sus siglas en inglés o "*Conseil International des Grandes Réseaux Électriques*" en francés.

CCGT: "*Combined Cycle Gas Turbine*" por sus siglas en inglés.

DSAT: "*Dynamic Security Assessment Tools*" por sus siglas en inglés.

EPRI: "*Electric Power Research Institute*"

FACTS: "*Flexible AC Transmission System*" por sus siglas en inglés.

HVDC: "*High Voltage Direct Current*" por sus siglas en inglés.

LFC: "*Load Frequency Control*"

PSS/E: "*Power System Simulator*" de SIEMENS.

PWR: "*Pressurised water reactor*" por sus siglas en inglés.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SGV: Sistema Gobernador de Velocidad.

SMIB: "*Single Machine Infinite Bus*"

ST: "*Steam Turbine*" por sus siglas en inglés.

SVC: "*Static Var Compensator*" por sus siglas en inglés.

UCPTE: "*Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*".

UFLS: "*Under Frequency Load Shedding*" por sus siglas en inglés.

WECC: "*Western Electricity Coordinating Council*" por sus siglas en inglés.

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia está formado por un conjunto de subsistemas que interactúan con un mismo objetivo: brindar el suministro de energía eléctrica (en niveles adecuados de voltaje y frecuencia). Estos son [Elgerd, 1982, Vénikov, 1988, Kundur, 1994, Anderson and Fouad, 2003]:

- Subsistema de generación (generadores y sus motores primarios).
- Subsistema de transmisión (líneas de transmisión y transformadores).
- Subsistema de cargas (industrial, residencial y doméstica).

Es de particular interés en este trabajo el desarrollo e implementación de los modelos de los componentes del lazo primario de control de carga-frecuencia del subsistema de generación dentro del SEP, cuyo objetivo es mantener el balance de potencia entre la carga y la generación del área de control ante cambios pequeños [Kundur, 1994, Bevrani, 2009].

Los modelos considerados en este trabajo son modelos básicos de control recomendados por el IEEE en [IEEE, 1973, IEEE, 1991b] y en un programa comercial de simulación [PTI, 2002b] para los siguientes componentes:

- Gobernador de velocidad térmico
- Gobernador de velocidad hidráulico
- Turbina térmica
- Turbina hidráulica

Adicionalmente, para implementar los modelos de los componentes, se desarrollaron dos sistemas de potencia de prueba, operando en condiciones aisladas, basados en dos sistemas reales existentes en México: el sistema de Baja California Sur [Moreno-García, 2010], con 12 generadores y 69 nodos, y el sistema del Área de Control Noroeste con 15 generadores y 266 nodos. Se adaptaron en estos sistemas nuevos sistemas de control, los cuales fueron sintonizados y finalmente implementados en el programa de simulación en el tiempo TRANSTAB.

Los modelos fueron validados comparando los resultados del programa TRANSTAB con resultados del programa DSATools y comprenden un conjunto de pruebas típicas que pueden visualizarse en tres puntos: validación de los controles, pruebas sin controles y pruebas con controles. Los resultados de las validaciones fueron exitosos y actualmente se cuenta, de esta manera, con un método de implementación de estos controles y un programa de simulación digital propio (TRANSTAB) que incluye los componentes del lazo de control primario.

1.2 OBJETIVO

Implementar y analizar la operación de modelos de sistemas gobernadores de velocidad térmicos e hidráulicos que permitan representar la acción del lazo de control primario de carga-frecuencia en dos sistemas de potencia.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Aunque en muchos lugares del mundo se han creado gigantescos sistemas interconectados como el de la UCPTTE (*“Union for the Coordination of the Transmission of Electricity”* en inglés por Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad) en Europa Occidental o los grandes sistemas interconectados de Estados Unidos y Rusia, aún quedan muchos lugares en los que los obstáculos geográficos hacen que los sistemas de potencia se tengan que desarrollar y operar en forma aislada como es el caso del Área de Control de Baja California Sur en el Sistema Eléctrico Nacional de México.

El desarrollo de sistemas interconectados de baja tensión también se realiza para áreas rurales con cargas pequeñas, en las que muchas veces, además del generador convencional con motor de combustión interna, se añaden recientemente al sistema generadores de baja capacidad que producen energía a partir de fuentes renovables como la luz del sol o el viento. Actualmente se están desarrollando los conceptos de operación y protección necesarios para que en los sistemas de distribución se instalen sistemas de generación distribuida cerca de las cargas que sean autosuficientes y puedan operar tanto en forma interconectada como aislada, dentro de la nueva área conocida como micro redes (*“microgrids”* en Inglés), dentro del concepto de las redes inteligentes.

Es en los sistemas de potencia que operan aislados donde es muy importante la acción del control de frecuencia, por lo que en esta tesis se consideró desarrollar sistemas de prueba a partir de dos sistemas reales que operan aislados¹, era adecuado para validar los modelos de los gobernadores de velocidad.

¹ El modelo del sistema de potencia del Área de Control Noroeste corresponde a 2001, cuando operaba en condiciones aisladas del Sistema Interconectado Nacional de México.

Es muy importante que los programas de simulación digital incluyan los modelos de los componentes de lazo de control carga-frecuencia, por lo que una justificación adicional a este trabajo es la mejora del programa de simulación TRANSTAB, el cual es empleado precisamente para probar nuevos métodos de evaluación de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia y la adición de modelos dinámicos de nuevos componentes para que su efecto sea considerado adecuadamente en los estudios dinámicos y de estado estacionario de sistemas eléctricos de potencia. De esta manera se cuenta actualmente en el Grupo de Investigación de Fenómenos Dinámicos con una herramienta mejorada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

1.4 LIMITACIONES Y ALCANCES

Las técnicas de sintonización y control descritas y aplicadas en este trabajo de tesis son generales, y se pueden aplicar a cualquier sistema eléctrico de potencia, aunque deben ser ajustadas para cada sistema en particular. Se analizará en la tesis un sistema de prueba aislado con características y comportamiento dinámico muy similares a los de un sistema de potencia real, pero que por razones de confidencialidad va a estar modificado para que sus datos no coincidan con los reales.

Aunque actualmente se están desarrollando muchos sistemas de potencia aislados con generadores basados en fuentes renovables de energía, éste tipo de equipos está fuera del alcance del presente trabajo, en el cual se analizarán solamente componentes convencionales del sistema eléctrico de potencia; aunque los resultados del trabajo pueden servir como una importante base para que en un futuro se desarrolle un trabajo de investigación acerca de la integración de fuentes renovables de energía a un sistema de potencia de este tipo.

En esta tesis únicamente se considera el control primario de carga frecuencia, es decir, las acciones que llevan a cabo los controles de velocidad en las unidades de generación para contrarrestar las desviaciones de frecuencia, y no se considera el lazo de control secundario, el cual restaura la frecuencia a su valor de nominal.

1.5 ANTECEDENTES

Los controles de velocidad son utilizados en SEP's para modificar la velocidad de las turbinas que impulsan a las unidades generadoras; de esta forma se mantiene el balance de generación y demanda dentro de un área síncrona. Al actuar el control primario se estabiliza la frecuencia del sistema en un valor diferente al que se tiene previo al disturbio del sistema, y este nivel de frecuencia dependerá de la característica de regulación o estatismo del conjunto de gobernadores en el sistema y

la sensibilidad de la carga a la frecuencia. Una cantidad enorme de trabajo se ha dedicado al estudio de los controles de velocidad, tanto en grandes sistemas interconectados, como en casos de sistemas aislados, siendo la operación en isla un caso muy peculiar de operación donde un generador alimenta una carga [Kundur, 1994, CIGRE, 1997b, CIGRE, 2007, UCTE, 2004].

En la actualidad gran cantidad de controles se encuentran en las centrales de generación eléctrica y aunque la tecnología siga avanzando, algunas de ellas siguen utilizando gobernadores del tipo mecánico-hidráulico con un péndulo centrífugo; en contraparte a los que se pueden encontrar alrededor del mundo que pueden estar basados en microprocesadores que incluyen todas las funciones de control dentro de una tarjeta de programación y ejecutan las acciones mediante señales enviadas a dispositivos mecánico-hidráulico.

A continuación se presentan y describen los trabajos más relevantes con respecto al modelado del gobernador de velocidad térmico e hidráulico, así como también sus respectivas turbinas en estudios de estabilidad transitoria para estudios de corto plazo, es decir, en un lapso de 0 a 20 s. Además se mencionan algunos estándares recomendados para el desempeño y funcionamiento de sistemas gobernador-turbina tanto térmico como hidráulico.

1.5.1 Trabajos más importantes desarrollados a nivel internacional

Reportes de investigación

En [Aboytes, 1990] se trata una amplia variedad de temas relacionados con la frecuencia dentro del SEP, algunos de los cuales son: control automático de generación, control de frecuencia en sistemas multi-máquinas, comportamiento dinámico de sistemas ante disturbios, equivalentes en el estudio de la frecuencia, desconexión de carga por baja frecuencia y otros; sin embargo uno sobre el que se prestó especial interés fue la operación de sistemas fuera del valor nominal de frecuencia como parte de la información presentada en el capítulo 2 de esta tesis.

El reporte elaborado por [CIGRE, 1997] reúne una importante cantidad de información dirigida al análisis y las necesidades de modelado de sistemas de potencia cuando se presentan grandes desviaciones de frecuencia; el principal interés en este trabajo se centra en los antecedentes históricos referidos, en algunos casos se puede atribuir al mal funcionamiento de los controles de velocidad, por ello la importancia de que operen adecuadamente. Además se describen en forma general los efectos que pueden ocasionar las grandes desviaciones de frecuencia en los diferentes subsistemas del SEP.

En [CIGRE, 2007] se señalan requerimientos específicos de las industrias relacionados con el diseño y monitoreo de sistemas, técnicas de análisis nuevas, modelado del equipo y diseño de controles, todo los aspectos anteriores relacionados con mejorar el nivel de seguridad del sistema, en cuanto a las características del diseño de controles resulta interesante debido a que estos pueden influir de manera importante en el funcionamiento del sistema en condiciones operativas topológicas y climáticas distintivas.

Artículos de investigación

En [IEEE, 1973] se reunió la información de gobernadores de velocidad y turbinas; algunos de estos modelos ya se encontraban en uso en algunas compañías eléctricas. Se hace mención de cuatro modelos básicos que son ampliamente mencionados en la literatura:

- Sistemas gobernadores de velocidad para turbinas de vapor.
- Sistemas de turbinas de vapor.
- Sistemas gobernadores de velocidad para turbinas hidráulicas.
- Sistemas de turbinas hidráulicas.

Las investigaciones acerca de los gobernadores de velocidad y las turbinas de vapor como elementos que influyen en el desempeño de un sistema de potencia no son un tema nuevo como se menciona en [IEEE, 1988], donde un grupo de trabajo concentró la información de diferentes áreas de estudio para dar contexto a las personas interesadas en los gobernadores térmicos.

La representación de gobernadores para unidades hidroeléctricas en estudios de estabilidad de sistemas de potencia se describe con mayor detalle en [Ramey and Skooglund, 1970]. En este trabajo se hace una comparación del desempeño de la representación detallada del hidro-gobernador contra su equivalente simplificado, y se concluyó que en un estudio normal de estabilidad, la representación del gobernador no tiene un gran peso, caso contrario el de un sistema donde se puede encontrar una desviación de baja frecuencia importante.

La bibliografía reciente comprende modelos más detallados de gobernadores de velocidad por citar algunos trabajos se tiene [Vournas, 1990, IEEE, 1991b, IEEE, 1992, Tao et al., 2012]. Estos trabajos presentan modelos que consideran efectos diferentes configuraciones de las turbinas, fenómenos dentro de la caldera, elementos auxiliares de los gobernadores y algoritmos para determinar sus parámetros por mencionar solo algunos aspectos.

Otros trabajos en los que se encuentra la aplicación de los controles de velocidad en el mejor desempeño del sistema de potencia son:

[Dai et al., 2007] desarrolla un nuevo concepto, la habilidad de distribuir el control de frecuencia primaria, además son analizadas las características de transmisión de potencia en los enlaces con el propósito de mantener la estabilidad y un adecuado nivel de seguridad del sistema.

[Karapidakis, 2007] destaca el impacto de la generación tipo eólica en la estabilidad dinámica de sistemas de potencia operando en grandes islas; aunque la generación eólica ha sido excluida de este trabajo es importante mencionar el enfoque que se da a la reserva de generación y la apropiada *velocidad de respuesta* de las unidades de generación como medios para mantener niveles aceptable de voltaje y frecuencia.

Finalmente [Lazo and Sepúlveda, 2005] muestra parte de un trabajo donde se busca encontrar el punto de equilibrio entre margen de reserva rodante y el esquema de tiro de carga como consecuencia de la insuficiencia de generación a fin de compensar las transferencias económicas entre generadores y consumidores.

Guías

En [IEEE, 1990] se resumen criterios, definiciones y pruebas necesarias para la evaluación de sistemas de control de excitación aplicados por las compañías eléctricas, en este trabajo el término *sistemas de control de excitación* se refiere al sistema de control, máquina síncrona y sistema de potencia; la utilidad de esta guía en el desarrollo de la tesis se relaciona con las técnicas de análisis que ahí se describen y con las especificaciones del adecuado desempeño de sistemas retroalimentados ante pequeños disturbios.

En [IEEE, 1991a] se presentan características de desempeño y funciones mínimas relacionadas con funciones de control carga/velocidad para unidades generador-turbina de vapor que pueden estar interconectadas en un sistema de potencia. Las recomendaciones aplican a los siguientes tipos de turbinas de vapor, a 500 kW nominales y mayores, destinados a impulsar generadores eléctricos a velocidad constante sin control inicial de presión de vapor, control de presión de vapor de escape o cualquiera de las siguientes condiciones:

- Turbinas con o sin condensación sin control inicial de presión de vapor.
- Turbinas con o sin condensación y/o con control de presión de vapor de escape.
- Extracción automática y/o turbinas de presión mezclada e inducción.

En [IEEE, 2007] se muestran prácticas recomendadas para cumplir con especificaciones para sistemas gobernador-turbina en unidades de generación hidroeléctricas; se menciona en esta referencia que las prácticas ahí presentadas son diseñadas para ser un documento de referencia para ingenieros de la industria hidroeléctrica y ofrece una guía de que elementos de un sistema gobernador-turbina necesitan ser especificados.

En [IEEE, 2011] se presenta información complementaria a la mostrada en [IEEE, 2007]. Provee detalles de aplicaciones y señala el impacto de la planta y características del sistema en el desempeño de unidades gobernadores en unidades hidroeléctricas. También provee una guía para el diseño y aplicación de sistemas gobernador-turbina hidroeléctrica.

Libros

[Kundur, 1994] representa uno de los libros de mayor relevancia cuando se trata de la estabilidad y control de sistemas de potencia. Este libro sirvió como apoyo en la introducción al control en sistemas de potencia; además en definiciones, sintonización, ejemplos para el cálculo de la respuesta en el tiempo y en la frecuencia, y funcionamiento de modelos básicos de controles de velocidad y sus respectivas turbinas en modelos simplificados del SEP.

Las siguientes referencias [Murty, 2008, Bevrani, 2009, Bevrani and Hiyama, 2011] proporcionaron una guía reciente del control automático de generación, metodologías de control para minimizar las desviaciones de frecuencia, cambios de potencia en las líneas de enlace para mantener el balance de carga generación; además de conceptos clásicos de gobernadores de velocidad para turbinas térmicas e hidráulicas (incluidas también), y modelos de carga. El interés en estos libros se centró en los conceptos de control de carga/frecuencia, y la acción del lazo de control primario

En [Anderson and Fouad, 2003] se encontraron conceptos básicos y claros del funcionamiento de gobernadores de velocidad y no solo eso, la deducción de los modelos con relación a su representación física y una explicación minuciosa de las características que ajustarse y las que no para su mejor funcionamiento.

1.5.2 Trabajos desarrollados en la SEPI ESIME

A continuación se mencionan algunos trabajos desarrollados en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (SEPI ESIME); estos sirvieron principalmente como guía en la inclusión de modelos de control dentro del programa TRANSTAB.

En [Acosta-Escalante, 1997] se desarrolló un programa digital que integra los modelos del sistema de potencia empleando dos sistemas por unidad, el primer sistema es el recíproco (transformación de park) y el no-recíproco (parámetros estándar); aquí son utilizados los controles de velocidad térmico e hidráulico, además de un modelo de turbina generalizada en las simulaciones.

Mientras que en [Castro-Sotelo, 2007] se implementaron los modelos del compensador estático de vars en dos programas, el primero para estudios de flujos de

carga [Ruiz y Olgúin, 1997b] y el segundo para estudios de estabilidad transitoria [TRANSTAB, 1996]; este tipo de dispositivos mejoran el comportamiento del sistema de potencia.

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Capítulo 1. Se describe de forma breve cual será el objetivo, la justificación, el planteamiento del problema, el alcance, el estado del arte y la estructura de la tesis.

Capítulo 2. Se hace una descripción general del fenómeno de estabilidad, en particular se describe la estabilidad de frecuencia en sistemas de potencia, también se mencionan los efectos que tiene la inestabilidad de frecuencia sobre los componentes del sistema, además se describe de forma breve el programa de simulación ocupado en el desarrollo de este trabajo.

Capítulo 3. Se mencionan y describen brevemente los diferentes niveles de control de frecuencia en SEP's; también se hace mención de la estructura del control de velocidad en el generador síncrono; además se presentan los diferentes modelos de SGV's, así como también se describen los pasos a seguir para integrarlos en el programa Transtab. Adicionalmente se menciona la estructura del programa que modifica el formado del archivo de flujos de PSSE a FLUJOS versión 1.5.

Capítulo 4. En éste se describen los dos sistemas de prueba utilizados, el sistema de Baja California y Sur y el Noroeste, los elementos activos que forman parte del caso base de operación y el diagrama unifilar los resultados de la simulación de flujos de carga con el programa FLUJOS versión 1.5; posteriormente se valida el funcionamiento de los controles haciendo uso del modelo máquinas bus infinito en dos programas Transtab y DSA tools, para finalmente realizar un conjunto de pruebas en ambos sistemas siendo el punto de comparación la operación sin controles de ambos sistemas.

Capítulo 5. En éste se presenta la conclusión general alcanzada con el desarrollo de esta tesis y también se mencionan algunas recomendaciones para trabajos futuros.

Apéndice A. Se describen los sistemas de prueba de forma detallada, así como los datos de los componentes utilizados en las simulaciones.

Apéndice B. Se presentan las ecuaciones de estado, condiciones iniciales, constantes y ecuaciones de integración necesarias para integrar los modelos de los controles en el programa Transtab.

Apéndice C. Se desarrolla el análisis a pequeños disturbios del control de velocidad térmico e hidráulico, además de la sintonización de ambos modelos utilizando métodos definidos en la literatura de control retroalimenta para el modelo térmico y ecuaciones de ajuste encontradas en artículos para el hidráulico.

Apéndice D. Se presentan las subrutinas de los controles integradas al programa.

CAPÍTULO 2:

EFFECTOS DE LAS DESVIACIONES DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1.1 Introducción

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un sistema dinámico en el cual los valores de sus parámetros (impedancias, etc.) y variables principales (voltajes, corrientes, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia) varían en el tiempo. Estas variaciones son conocidas comúnmente como disturbios² [Ruiz, 2013].

La mayor parte de los disturbios que ocurren en el SEP se deben a cambios por variaciones normales de carga y/o acciones programadas por los ingenieros encargados de la operación del SEP para realizar el mantenimiento de elementos de la red de transmisión y plantas generadoras. En la Figura 2.1 se muestra un ejemplo de la variación normal de la carga con respecto al tiempo, la curva de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995 [Ruiz, 2013].

En la figura 2.1 se puede observar claramente que la variación de carga no solamente es horaria sino que también varía estacionalmente y además depende del calendario de días laborales (el primero de enero es feriado, mientras que el primero de junio es laboral).

Aunque siempre estén ocurriendo cambios en el SEP, es conveniente considerar que en ciertos periodos de tiempo este funciona en estado estacionario, es decir, que para propósitos de análisis tanto los parámetros como las variables son considerados constantes [IEEE, 1982].

² Un disturbio en un Sistema Eléctrico de Potencia es un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o bien, en una o más de las variables de operación" [IEEE, 1982].

El SEP también está sujeto usualmente a disturbios repentinos e impredecibles debidos a fallas en el mismo que pueden ser provocadas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión y subestaciones, cortocircuitos causados por el roce de las ramas de un árbol con las líneas de transmisión, vandalismo, una mala operación humana, fenómenos catastróficos como los terremotos y otras causas³.

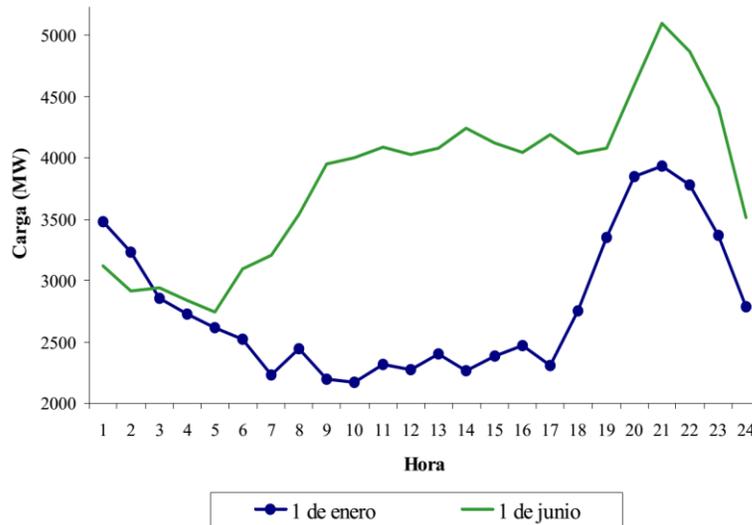


Figura 2. 1 Curvas de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995 (adaptado de [Ruiz-Vega, 2002]).

La estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se define actualmente de la siguiente manera:

La estabilidad del sistema de potencia es su habilidad para permanecer en un estado de operación aceptable después de estar sujeto a disturbios repentinos, programados o normales [IEEE, 2004].

En esta definición se asume que el *período transitorio*, entre los estados inicial (antes del disturbio) y final (después del disturbio), el amortiguamiento y las variables principales del SEP permanecen limitadas por sus valores admisibles y tienen un impacto pequeño en la calidad del servicio eléctrico. En el *estado de operación aceptable*, al que finalmente llega el SEP, los valores de voltaje y frecuencia permanecen dentro de sus límites normales y todos los generadores síncronos operan en sincronismo [Ruiz, 2013].

³ Una descripción muy detallada de las diferentes causas de los disturbios posibles en Sistemas Eléctricos de Potencia es presentada en [Knight, 2001].

2.1.2 Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Aunque la estabilidad del SEP es un problema único, es conveniente clasificarla utilizando diferentes criterios, esto con el objetivo de facilitar el diseño de medidas de control adecuadas para resolver los diferentes tipos de inestabilidades que pueden ocurrir. La gran dimensión del SEP y su complejidad provoca que ante una falla se presente más de una forma de inestabilidad y que a veces sea difícil distinguir entre los diferentes tipos de inestabilidad. Sin embargo, la estabilidad del sistema de potencia ante un evento se debe clasificar según el *fenómeno dominante que inicia la inestabilidad* la cual puede ser inestabilidad angular, de frecuencia o de voltaje [Kundur and Morison, 1997].

La Figura 2.2 presenta la última clasificación de la estabilidad propuesta por un comité del CIGRE y el IEEE en [IEEE, 2004]. La clasificación de la estabilidad en diferentes categorías se puede justificar desde un punto de vista más formal, en el marco de teoría de estabilidad de sistemas, utilizando el concepto de *estabilidad parcial*, desarrollado por Lyapunov [Vorotnikov, 1998, Rummyantsev and Osiraner, 1987, Rouché et al., 1977, IEEE, 2004].

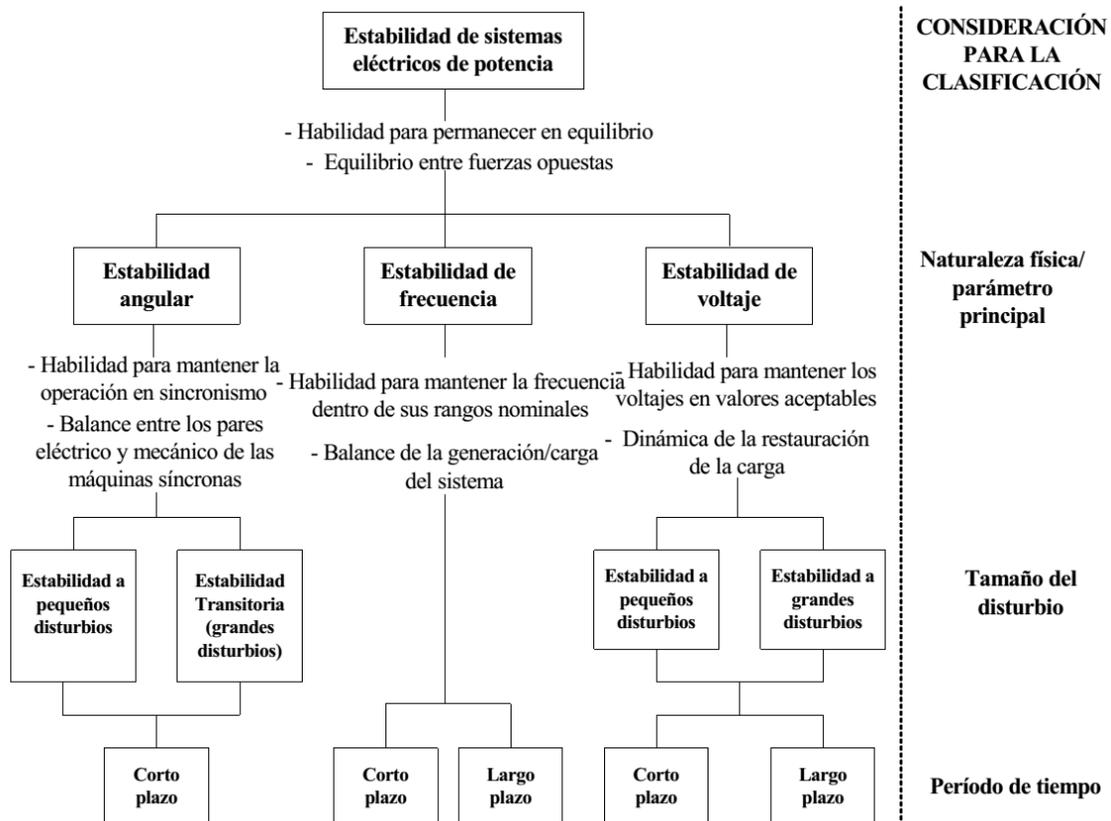


Figura 2.2 Clasificación de los problemas de inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (Adaptado de [Ruiz-Vega, 2002, IEEE, 2004]).

Este concepto relaja la condición de estabilidad (utilizada para declarar a un sistema como estable) desde una condición que requiere que *todas* las variables del sistema sean estables, a otra que requiere que *solamente un subconjunto* de variables sean estables. Esta formulación es adecuada en muchos sistemas de ingeniería, entre ellos el SEP.

En la figura 2.2 se pueden observar los diferentes tipos de clasificación de la estabilidad de un SEP, los cuales van de acuerdo a los siguientes criterios:

- La naturaleza física del problema y el parámetro principal en el que se puede observar la inestabilidad.
- El tamaño del disturbio de inicia el problema de inestabilidad.
- El período de tiempo en el que se desarrolla la inestabilidad del sistema.

Enseguida se dan algunas definiciones más concretas de los diferentes tipos de estabilidad mostrados en la Figura 2.2 que están de acuerdo a la *naturaleza física del problema*:

Estabilidad Angular: es la habilidad del SEP de permanecer en una operación en sincronismo⁴ después de estar sujeto a un disturbio. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre los pares mecánico y electromagnético de *todas* las máquinas síncronas del SEP [Kundur and Morison, 1997].

Estabilidad de Frecuencia: es la habilidad del SEP para mantener el valor de la frecuencia dentro de un rango normal, después de estar sometido a un disturbio que puede o no haber resultado en la separación del sistema de potencia interconectado en subsistemas aislados. Depende de la habilidad de restaurar el balance entre las potencias totales de generación y carga de los diferentes subsistemas con un mínimo de pérdida de carga [Kundur and Morison, 1997].

Estabilidad de Voltaje: es la habilidad de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de un disturbio. “La inestabilidad de voltaje es causada por el intento de las cargas de restaurar su consumo de energía a un valor mucho mayor que el de la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión” [Van Cutsem and Vournas, 1998].

El segundo criterio de clasificación se refiere al tamaño del disturbio que inicia el problema de estabilidad. Como se puede apreciar a continuación, la definición del tamaño de un disturbio es aparentemente confusa [IEEE, 1982]:

⁴ Se dice que un SEP opera en sincronismo si la frecuencia eléctrica promedio de cada una de las máquinas síncronas del sistema es igual a la frecuencia del nodo de la red de corriente alterna a la cual están conectadas [IEEE, 1982].

Un disturbio es clasificado como pequeño si es posible analizar sus consecuencias utilizando un modelo lineal del sistema. En caso contrario, se clasifica como un gran disturbio.

Sin embargo cumple muy bien su función ya que lo que define el tamaño de un disturbio es **que los resultados de un análisis utilizando el modelo lineal del sistema sean válidos al estudiar el sistema real (no-lineal).**

En el caso de un cortocircuito en algunas líneas de transmisión del sistema, por ejemplo depende solamente del estado inicial de operación y de la robustez del sistema de potencia en particular ante este evento, el corto circuito puede ser considerado como un disturbio pequeño o grande. En ciertas ocasiones, para ciertos sistemas puede ser posible que un corto circuito sea considerado como un disturbio pequeño y por lo tanto se puede utilizar un modelo lineal del sistema para analizar las consecuencias de este evento en particular, mientras que para otros sistemas un corto circuito es un gran disturbio, la única manera de comprobar que para un sistema en particular un disturbio es pequeño o no es comprobar los resultados del análisis de las consecuencias del evento utilizando un modelo no lineal completo del sistema [Castro-Sotelo, 2007].

Las técnicas de análisis utilizando los modelos lineal y no lineal son complementarias, y la comprensión de las causas e identificación de las posibles soluciones a la mayoría de los problemas de estabilidad requiere de una utilización coordinada de ambas. Las técnicas que emplean los modelos lineales son muy atractivas, ya que presentan muchas ventajas, entre la que podemos citar la *disponibilidad de técnicas de sensibilidad* que son capaces de identificar a los elementos que causan el problema de estabilidad y a los que tienen una influencia importante en el fenómeno para resolver inestabilidades. Son técnicas en las que además se tiene una experiencia amplia; sin embargo, como se mencionan en la definición del tamaño del disturbio, sus resultados no siempre son válidos cuando se analiza la respuesta del SEP ante un disturbio dado [Ruiz, 2013].

Es por esto que una rama importante de la investigación actual consiste en desarrollar métodos no-lineales de análisis de la estabilidad que provean medidas de sensibilidad útiles en el diseño de controles adecuados para resolver problemas de estabilidad.

El período de tiempo de interés en el que se desarrollan los problemas de la inestabilidad se muestra en la figura 2.3 con respecto a las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos presentes en el SEP.

Los fenómenos rápidos (estabilidad de corto plazo) requieren analizar períodos de tiempo desde algunos milisegundos hasta 15 ó 20 segundos, mientras que los

fenómenos más lentos (estabilidad de largo plazo) pueden requerir que el período de análisis se amplíe hasta 15 minutos o más.

Es importante observar que los diferentes tipos de inestabilidades se desarrollan en períodos de tiempo específico. Por ejemplo, en la Figura 2.3 se muestra que las inestabilidades angulares se desarrollan siempre en el corto plazo (en períodos de tiempo de hasta 20 segundos), mientras que los problemas de estabilidad de frecuencia y de voltaje pueden desarrollarse tanto en el corto como en el largo plazo, independientemente del tamaño del disturbio.

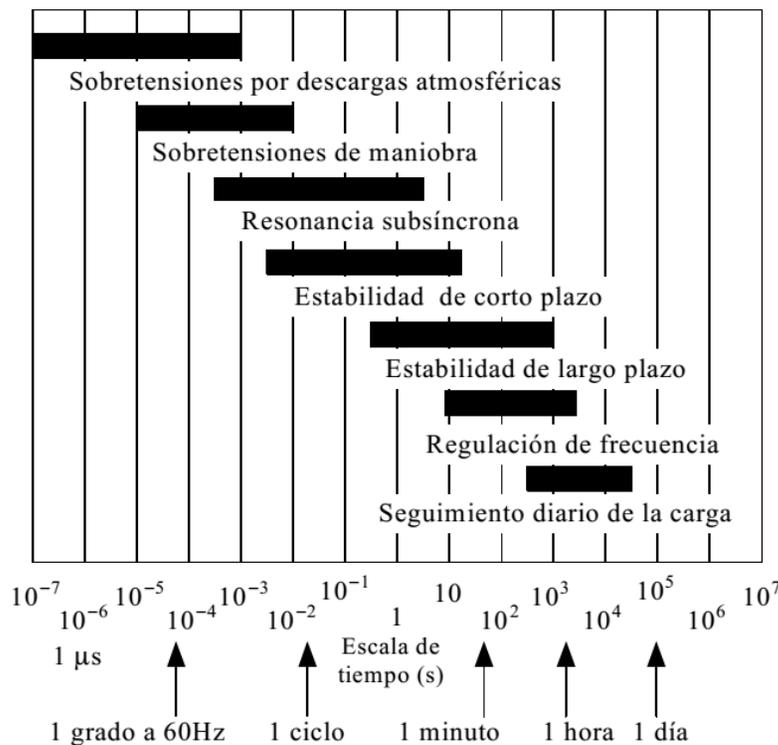


Figura 2.3 Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).

De manera muy rigurosa, se podría especificar, que para estudiar los problemas dinámicos de los SEP se tiene que utilizar un modelo en el que todos los elementos (líneas de transmisión, generadores, cargas) estuvieran representados por ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales (debido a que todos los elementos se representan por sus parámetros concentrados).

Sin embargo, la diferencia entre los períodos de tiempo en los que se desarrollan los fenómenos dinámicos permite hacer una descomposición en el tiempo del complejo fenómeno de la estabilidad (utilizando un razonamiento del tipo de perturbaciones singulares [IEEE, 2004]), en el que algunas variables que han alcanzado el estado estacionario para el período del tiempo del fenómeno de interés puedan ser

representadas utilizando ecuaciones algebraicas. Con esto se disminuye tanto la complejidad del modelo del SEP como su dimensión, y además se logra un aumento importante en la velocidad de solución del modelo, que por su no-linealidad se resuelve por medio de métodos numéricos [Ruiz, 2013].

Se puede observar en la figura 2.3 que los transitorios ultrarrápidos y rápidos que acontecen en las variables de la red de transmisión debidos a sobretensiones ocasionados por descargas atmosféricas y de maniobra, alcanzan sus valores de estado estacionario antes de que el estudio de los fenómenos de estabilidad sea de interés. Esta característica dinámica del SEP de transmisión ha permitido que en la mayoría de los modelos de estabilidad se presenten elementos de la red de transmisión por ecuaciones algebraicas (la matriz de admitancias de nodos o la matriz Jacobiana del SEP) con lo que se reduce la rigidez del modelo de estabilidad, y por lo tanto, disminuyen los problemas de inestabilidad numérica.

2.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.2.1 Introducción

En SEP's, la estabilidad de frecuencia⁵ describe la habilidad de un sistema de potencia de mantener la frecuencia del sistema dentro de rangos aceptables durante condiciones normales de operación o después de un disturbio que posiblemente causó el disparo en cascada de líneas, la separación del sistema en áreas aisladas, o interrupciones mayores de plantas de generación. Si a pesar de las acciones de control tomadas para mantener la integridad de la red, la separación de la red ocurre, es importante limitar las excursiones de frecuencia [CIGRE, 2001].

En sistemas de potencia el análisis de grandes desviaciones de frecuencia tiene como propósito determinar las limitaciones y efectos en los componentes del sistema al operar en condiciones anormales de forma continua, donde las desviaciones negativas de frecuencia son más comunes. Como resultado de una desviación de frecuencia significativa se pueden obtener valores de 57 Hz o menores, por lo que en este tipo de situaciones se busca tener un control efectivo de frecuencia con el objetivo de poder realizar una resincronización de las islas resultantes [Aboytes, 1990].

La estabilidad de frecuencia como se muestra en la Figura 2.3 de acuerdo al período de tiempo en el que se desarrolla puede ser [IEEE, 2004]:

⁵ El análisis de estabilidad de frecuencia se asocia con un caso particular de contingencia donde el SEP se parte en bloques también denominados islas, estas representan un problema importante en el área de control de sistemas de potencia. La finalidad de este análisis es determinar si el estado de operación resultante puede evitar la falla en cascada del sistema producto de un desbalance sostenido de energía [Cai and Ni, 2000].

- **Estabilidad de frecuencia de corto plazo.** En este apartado los equipos y dispositivos dinámicos del sistema que influirán en la respuesta del mismo son: los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia, protecciones y controles del generador. El período de interés del estudio está en el rango de fracciones de segundo hasta 20 segundos. Como ejemplo de fenómeno de corto plazo tenemos la formación de islas con déficit de generación e insuficiente tiro de carga por baja frecuencia, por lo que la frecuencia caerá rápidamente causando inevitablemente el apagón de la isla dentro de unos pocos segundos.
- **Estabilidad de largo plazo.** En este apartado los dispositivos dinámicos del sistema que influirán en la respuesta del mismo son: sistemas de abastecimiento de energía del primo-motor y reguladores de voltaje de carga. El período de interés del estudio va desde 10 segundos hasta minutos. Como ejemplo de fenómeno de largo plazo tenemos problemas relacionados con controles de sobre-velocidad de turbinas de vapor, protecciones y controles del conjunto reactor/caldera.

Desde hace algunos años se ha generado gran interés por investigar el fenómeno de estabilidad de frecuencia, el cual no se había considerado relevante dentro del análisis de estabilidad de SEP's; los motivos subyacentes están ligados a aspectos económicos y ambientales, causando que los sistemas de potencia sean operados cerca de sus límites de estabilidad para aprovechar al máximo las redes existentes [Horne et al., 2004]:

1. Las limitaciones económicas asociadas con el costo de producción de energía eléctrica y la inversión de capitales volvió atractiva la transferencia de cantidades masivas de energía, obligando a los dispositivos dinámicos y a la red de transmisión del SEP a operar muy cerca de sus límites físicos. Ahora, en Estados Unidos, más del 40% de la potencia generada por las compañías eléctricas mayores es vendida a otras. Más aún, la potencia de transmisión entre los SEP's se ha duplicado desde 1971. Esta tendencia se ha incrementado como consecuencia de la reestructuración de la industria eléctrica en algunos países, en los cuales el sistema de transmisión transporta grandes cantidades de potencia a través de largas distancias, un objetivo para el cual no fue diseñado [Villareal-Martínez, 2008].
2. Las inversiones en el sistema de transmisión parecen ser muy difíciles de justificar. En muchos sistemas de potencia, la capacidad de transmisión del sistema no ha seguido el paso del aumento de carga. Como una consecuencia, tanto la transmisión como la generación, debe ser operada más cerca de sus límites de diseño [Balu et al., 1992, Wildberger, 1997, CIGRE, 1997, EPRI, 1999, Kundur, 2000, Ruiz-Vega, 2002].
3. Compañías en el Consejo Coordinado de Electricidad Occidental (WECC en Inglés por "*Western Electric Coordinating Council*") en los Estados Unidos, han

reportado que una pérdida de 1,250 MW causará una caída de frecuencia de 0.15 Hz (a un valor nominal de 60 Hz). Esto puede ocurrir con la pérdida de una gran subestación o con el disparo de líneas interconectadas de enlace. Una situación similar se presenta en las interconexiones Este y Oeste donde durante los últimos 10 años el desbalance de carga/generación requerido para producir una desviación de frecuencia de 0.1 Hz ha disminuido aproximadamente 70 MW por año. Un sistema comparativamente más pequeño como Inglaterra y Gales quizás pueda requerir solamente la pérdida de 1,320 MW (aproximadamente el tamaño de la central nuclear más grande del Reino Unido), para alcanzar una excursión por debajo de los 49.5 Hz (a un valor nominal de 50 Hz). La misma excursión puede ocurrir con el sistema Irlandés con la pérdida de una sola unidad de gran tamaño (alrededor de 260 MW), donde ahora existen múltiples alimentadores de 400 MW [Horne et al., 2004].

Los argumentos anteriores marcan el contexto del fenómeno de estabilidad de frecuencia dentro de la operación de SEP's. Es importante mencionar que en situaciones críticas puede causar otros problemas de estabilidad, un evento iniciado por el disparo de un generador como el esquema de protección de disparo de carga por baja frecuencia o UFLS (por "*Under Frequency Load Shedding*" en inglés) puede guiar también a un posible problema de estabilidad de voltaje [Horne et al., 2004].

En SEP's se pueden presentar dos condiciones de operación donde las desviaciones de frecuencia ocasionan una serie de problemas particulares asociados con el funcionamiento de equipos y dispositivos que no son tomados normalmente en cuenta para efectos de la estabilidad angular y de voltaje, tales condiciones del sistema son:

1. *Grandes sistemas de potencia interconectados.* Las desviaciones de frecuencia fuera del rango normal de operación están relacionadas con la separación del sistema en islas, la estabilidad de frecuencia será alcanzada si la isla encuentra un estado de equilibrio con la mínima desconexión no intencional de carga, la cual es determinada por la respuesta global de la isla como se representa por su frecuencia promedio, en lugar del movimiento relativo de las máquinas [IEEE, 2004].
2. *Pequeños sistemas de potencia aislados.* Las desviaciones de frecuencia fuera del rango normal de operación están relacionadas con cualquier disturbio causante de una pérdida significativa de generación o carga; es una práctica común utilizar esquemas de tiro de carga por baja frecuencia para estabilizar el sistema [IEEE, 2004, CIGRE et al., 2010].

Algunos estudios de sistemas de potencia que se relacionan con el análisis de grandes desviaciones de frecuencia son [Fourment et al., 1995]:

- Planes de defensa del sistema ante problemas de seguridad;
- Restauración de la red después de un incidente mayor;
- Simulaciones post mortem de incidentes complejos que involucran apagones automáticos o aislamiento de unidades seguido de incidentes en la red;
- Diseño de dispositivos de control actuando en condiciones restringidas.

2.2.2 Método para analizar la estabilidad de frecuencia de corto plazo

En todos los estudios de estabilidad, al ser el sistema de potencia muy complejo, se requieren emplear diferentes tipos de herramientas para analizar los problemas de estabilidad considerando diferentes enfoques como la respuesta en el tiempo o en la frecuencia del sistema ante disturbios. El método de la simulación en el tiempo de corto plazo es la herramienta básica para los estudios de estabilidad, debido a que si se emplean los parámetros adecuados (cerca de los del sistema real), este método provee la estimación más exacta de la respuesta del sistema ante disturbios, debido a que usualmente se deben emplear en este tipo de estudios modelos detallados no-lineales de los componentes del sistema [Ruiz, 2013].

2.2.3 Efectos de la inestabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia

Las principales afectaciones debido a variaciones de frecuencia fuera de su valor normal de operación de estado estacionario, pueden reflejarse directamente en la operación del sistema de potencia, la seguridad, confiabilidad y eficiencia a través del daño al equipo, degradando el desempeño de la carga, sobrecargando las líneas de transmisión y causando alteraciones en los niveles de voltaje de los buses del sistema. La respuesta del sistema ante estas situaciones es la operación de dispositivos de protección, controles y esquemas de tiro de carga; elementos del SEP que no son modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria o estudios de estabilidad de voltaje [IEEE, 2004, Bevrani and Hiyama, 2011, CIGRE, 1997].

Los niveles de frecuencia por encima de la frecuencia nominal afectan principalmente a plantas de vapor, y el mecanismo de detección de este fenómeno, causado por un rechazo parcial de carga, y que afecta considerablemente el comportamiento de la turbina y la caldera, es la protección de sobre-velocidad de la máquina [Kundur, 1994, CIGRE, 1997].

La función principal de los controles de la planta durante este tipo de situaciones es mantener la relación entre potencia de entrada y la potencia de salida; dependiendo del número de generadores conectados a la isla con exceso generación, la razón inicial de incremento de frecuencia dependerá de la inercia.

Cabe mencionar un efecto asociado con las desviaciones de frecuencia, el cual tiene que ver con cambios súbitos de las magnitudes de voltaje (mayores en porcentaje en comparación al parámetro de frecuencia), particularmente para condiciones de operación en isla cuando una desconexión por tiro de carga ha disminuido la carga del sistema. Por lo que se pueden presentar dos situaciones [IEEE, 2004]:

- El alto voltaje. Este puede causar la desconexión no deseada de generadores debido al pobre diseño o pérdida de coordinación de relevadores de excitación o relevadores V/Hertz.
- El bajo voltaje. Este puede causar en un sistema sobrecargado la operación no deseada de relevadores de impedancia.

Bajo condiciones particulares de operación del SEP los problemas asociados con la estabilidad de frecuencia⁶ pueden ser más importantes que cualquier otro tipo de problema de estabilidad. En consecuencia es de gran importancia conocer cuáles son los efectos derivados de este fenómeno que afectarán el comportamiento de la red y sus componentes, aspecto que es tratado con más detalle a continuación.

2.2.3.1 Efectos en el sistema de generación

La generación de un sistema de potencia puede resultar de la combinación de diferentes fuentes de abastecimiento como son el vapor, agua o combustibles fósiles por mencionar algunas, y el conjunto de ellas afectará la capacidad de respuesta del sistema. El análisis de la respuesta del sistema se hace para desviaciones de corta y larga duración, y para la segunda se debe poner especial atención, debido al sobrecalentamiento por ventilación reducida, fatiga de álabes por esfuerzos de resonancia o voltajes causados por niveles de baja frecuencia [Aboytes, 1990, CIGRE, 1997].

Bajo condiciones de frecuencia fuera de la nominal los generadores pueden operar sin restricciones dentro de un rango que abarca ± 0.5 Hz de la frecuencia nominal (50 ó 60 Hz) y por tiempo limitado fuera de estos valores (de acuerdo a las restricciones del fabricante) [CIGRE, 2001].

Hace algunos años se realizó una labor importante por un grupo de trabajo el cual reunió información valiosa con respecto al análisis de disturbios de frecuencia [CIGRE, 1997]; enseguida se mencionan algunos efectos que tienen impacto en el SEP, particularmente en el sistema de generación:

⁶ El análisis de la estabilidad de frecuencia no ha tenido gran auge debido a la naturaleza actual de los sistemas de potencia, los cuales son redes eléctricas interconectadas de gran tamaño donde existe gran cantidad de potencia rodante y de la misma forma una respuesta inercial enorme [Horne et al., 2004].

Plantas Nucleares. El efecto de la desviación de frecuencia (positiva o negativa) o del voltaje aplicado a la bomba del motor por encima de los límites permitidos, afecta la potencia de salida de la máquina e inclusive puede causar la desconexión del reactor. Es de gran interés conocer el comportamiento de estas unidades cuando la frecuencia aumenta, particularmente con respecto al gobernador de velocidad, en el cual las válvulas de control de las turbinas son operadas para ser cerradas, mientras que las válvulas de paso en la turbina son operadas simultáneamente para abrir. Enseguida se menciona el desempeño de dos unidades [Aboytes, 1990, CIGRE, 1997]:

- i. En una unidad BWR (*“Boiling Water Reactor”* en inglés), la acción mencionada anteriormente produce una presión transitoria de vapor en el reactor, resultando en un cambio en la potencia del reactor y un cambio en el nivel de refrigerante. La potencia del reactor es muy sensible a este cambio en la presión de vapor.
- ii. En una unidad PWR (*“Pressurized Water Reactor”* en inglés), el cambio en la velocidad del motor de la bomba refrigerante del reactor debido al cambio en la frecuencia produce un cambio en la tasa de flujo de refrigerante del reactor, la cual afecta a la potencia del reactor.

Plantas Hidroeléctricas. Las centrales hidroeléctricas pueden operar usualmente satisfactoriamente bajo grandes desviaciones de frecuencia (típicamente $\pm 5\%$), no obstante se debe tener cuidado con respecto a algunas características de la planta y relaciones voltaje/frecuencia; el efecto de la desviación de frecuencia positiva por encima del límite permitido en algunos generadores hidroeléctricos (aquellos que cuentan con sistemas de enfriamiento líquido en el estator accionados por motores de inducción) causa la activación de la protección de sobre-frecuencia; ocasionando que el sistema de enfriamiento se apague. En consecuencia el generador es removido de operación si la frecuencia permanece por encima del valor de ajuste después de cierto tiempo (típicamente 1 minuto) [Aboytes, 1990, CIGRE, 1997].

Plantas Térmicas. Uno de los límites de la generación a vapor se atribuye a la disminución de velocidad de los motores que suministran agua al sistema de enfriamiento de la planta. Aun cuando la frecuencia del sistema disminuya de forma considerable, las bombas están diseñadas para mantener potencia nominal de salida. En caso de que los límites de la caldera sean alcanzados a causa de la reducción de frecuencia, entonces se presenta una disminución en la salida de las bombas en proporción directa [Aboytes, 1990].

- De acuerdo al procedimiento de diseño, las bombas de agua de alimentación deberán mantener flujo pleno hasta frecuencias de 58.3 Hz
- Los ventiladores de tiro reducido tienen margen reducido suficiente para operar al 90% de frecuencia nominal.

Otro factor importante que tiene repercusiones hacia la planta durante desviaciones de frecuencia significativas es el sistema de calderas; generalmente las unidades térmicas no tienen válvulas de desviación para la operación de cierre de las válvulas de control de las turbinas debido a la acción del gobernador de velocidad [Aboytes, 1990, CIGRE, 1997]:

- i. En la *unidad de un solo paso*, el transitorio en el cambio de flujo de vapor principal causa un cambio mayor en la presión principal de vapor; como medida preventiva un sistema limitador controla la apertura de válvulas con el propósito de mantener la presión dentro de los límites; de otra forma un sistema de protección apaga la unidad.
- ii. En la *unidad de caldera de tambor*, donde el control de seguimiento de caldera es generalmente usado, el sistema de caldera es controlado para mantener la presión de vapor principal en su punto de ajuste. Las válvulas de control de la turbina son controladas por el gobernador de velocidad.

Plantas de Ciclo Combinado. Pueden ser alcanzadas muy altas eficiencias, típicamente en el orden del 55%, en las plantas de ciclo combinado o CCGT (por “*Combined Cycle Gas Turbine*” en inglés) con una configuración donde los gases de escape de la turbina de gas son alimentados a un generador de vapor que recupera el calor para impulsar una turbina de vapor. El efecto de la desviación de frecuencia negativa por debajo del límite permitido, y en continuo decremento, tendrá como consecuencia la disminución del flujo de masa y el aumento de la temperatura, por lo que la circuitería limitante de la temperatura actuará para reducir el flujo de combustible, lo cual reduce la salida de potencia de la turbina de gas. En la Figura 2.4 se muestra la relación potencia-frecuencia de una turbina de gas cuando la temperatura ambiente cambia; para esta gráfica se consideró un estado de operación estable [CIGRE, 1997].

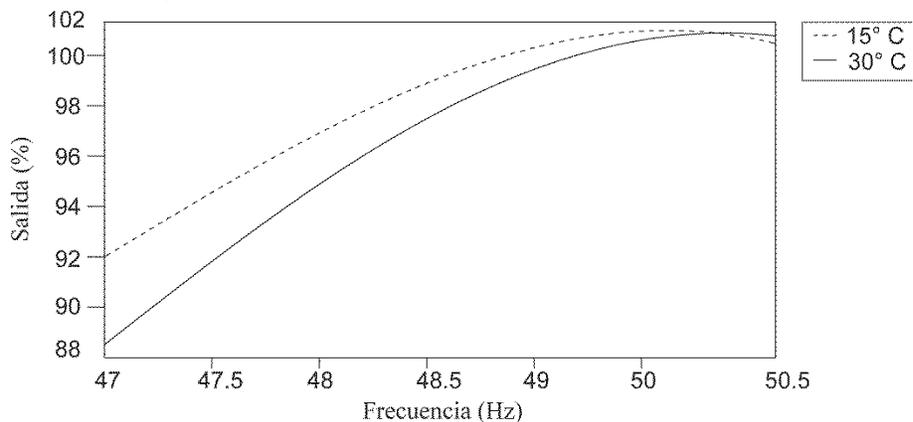


Figura 2. 4 Característica de limitación de temperatura variante con la temperatura ambiente, en una turbina de gas (adaptado de [CIGRE, 1997]).

Se muestra en esta figura el efecto de *caída de potencia*, volviéndose más crítico con el aumento de temperatura, por lo que necesita ser cuidadosamente tomado en cuenta para eliminar su efecto mediante las siguientes medidas [CIGRE, 1997]:

- A través de la descarga de potencia de la turbina de gas.
- A través del despacho de respuestas primarias adicionales.

La ejecución del segundo punto puede realizarse por medio de simulaciones dinámicas o en primera instancia por cálculos estáticos, con lo cual se puede identificar las unidades que pueden contribuir a la recuperación del valor de frecuencia nominal.

Turbinas de vapor en plantas de ciclo combinado. Este tipo de turbina no participa en la recuperación debido a la caída de frecuencia del sistema, por lo que su comportamiento ha de ser considerado bajo estas circunstancias. Una forma de sobreponerse a esta situación es contar con un sistema de alimentación adicional. De no ser así, la turbina operará en modo de presión deslizante (con bandas muertas más grandes), y seguirá la salida de las turbinas de gas. De esta forma disminuirá la aportación de potencia activa al sistema, lo cual afectará la restauración del balance carga/generación. La turbina de vapor por otra parte será de ayuda cuando se presentan niveles de frecuencia muy altos. El sistema de control de presión puede ser caracterizado por una banda muerta (0.3-0.5 Hz, valor típico) en un gobernador convencional tipo ST (por "*Steam Turbine*" en inglés) [CIGRE, 1997].

Turbinas de gas y de combustión interna. Si este tipo de turbina es operada a su salida de carga base normal (limitada el sistema de alimentación y las temperaturas de escape), entonces la potencia cambiará en proporción al cuadrado de la frecuencia del sistema. La razón de este comportamiento está relacionada con el diseño que tiene el compresor, que suministra el aire de entrada, y la turbina de salida, los cuales están conectados a la misma flecha. Debido a estas características de operación se deben contemplar algunas premisas con respecto al funcionamiento de esta como son: ajustes puntuales en el diseño del sistema de control y/o declaraciones de disponibilidad reducidas, esto con el objetivo de ayudar al sistema a recuperar la frecuencia nominal dentro de un evento de desviación de frecuencia negativa [CIGRE, 1997]

Turbinas de vapor convencionales. Un aspecto interesante relacionado con el fenómeno de inestabilidad de frecuencia es con respecto a los límites de operación en turbinas de vapor. En la Figura 2.5 se muestran los límites más críticos para diferentes bandas de frecuencia; el tiempo que la turbina puede operar en cada banda es acumulativo, pero independiente de cada banda, en caso de sobrepasar los intervalos señalados es posible que se presente daño en los álabes de la turbina [Aboytes, 1990, CIGRE 2001, CIGRE, 1997].

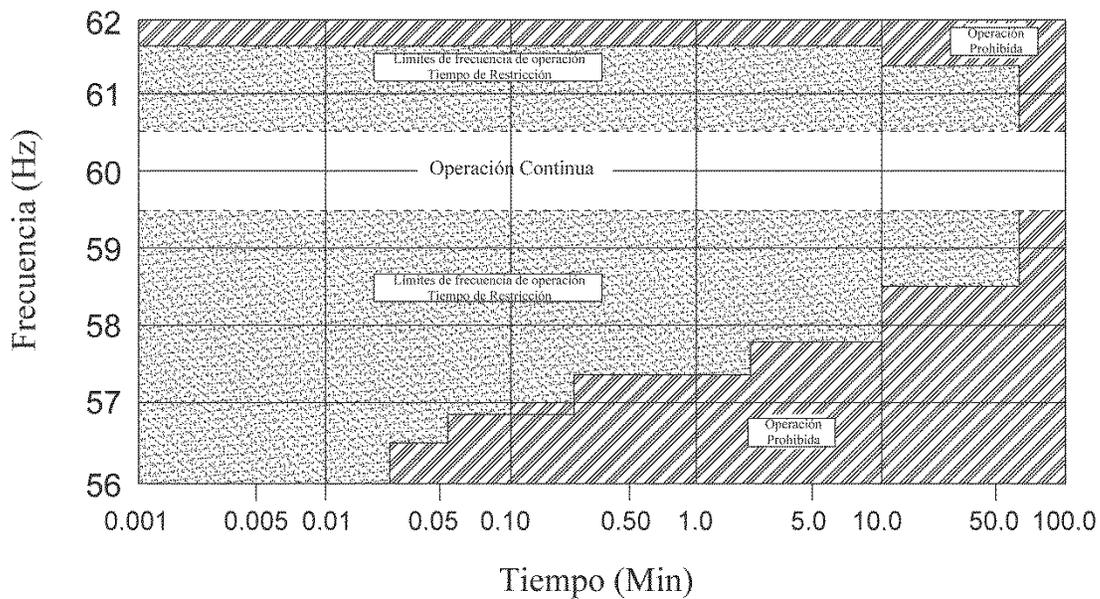


Figura 2. 5 Limitaciones de la turbina de vapor durante condiciones anormales de frecuencia (adaptado de [CIGRE, 2001]).

Como se ha mencionado anteriormente, se pueden presentar dos tipos situaciones que representan un problema para la operación del sistema de potencia, relacionadas con la estabilidad de frecuencia [CIGRE, 1997]:

- i. Operación en baja frecuencia. La operación en condiciones de baja frecuencia en turbinas de vapor es un aspecto crítico, debido a que puede dañar los álabes de la turbina de forma permanente, reduciendo así su tiempo de vida, por lo que se evita su funcionamiento cuando la desviación de frecuencia alcanza un valor de -2.5 Hz por medio de los relevadores de baja frecuencia encargados de desconectar la unidad de la red.
- ii. Operación en sobre frecuencia. La operación en condiciones de sobre frecuencia (usualmente 61 Hz en una red de 60 Hz) en turbinas de vapor, no se considera un asunto particularmente problemático; la forma en que se actúa en respuesta a este problema es por medio de la acción de sobre-velocidad de los gobernadores de velocidad al cerrar su válvula principal. En caso de que esto no sea suficiente, se desconecta la unidad de generación del sistema lo cual trae como consecuencia la reducción de frecuencia. No se debe perder de vista que si la desconexión se propaga por demasiadas unidades se puede ocasionar un evento de baja frecuencia.

El otro problema asociado con la operación a bajas frecuencias es el efecto de las salidas de los auxiliares de planta (ventiladores, calderas y bombas de alimentación) lo cual causa la reducción en la salida de la unidad de generación principal.

2.2.3.2 Efectos en el sistema de transmisión y carga

Red de Transmisión. El efecto de una desviación de frecuencia negativa, además del sobre-voltaje, es contribuir al flujo de saturación en la corriente de magnetización de transformadores y reactores en paralelo, lo cual puede afectar la severidad del sobre-voltaje [CIGRE, 1997].

Protección de Sobre/Baja Frecuencia del compensador estático de vars. El efecto que trae consigo la desconexión del compensador estático de vars (“SVC” en inglés) y filtros armónicos puede impactar al sistema de la siguiente forma [CIGRE, 1997]:

- Reducir la habilidad del control de voltaje;
- Necesitar el disparo de carga para evitar la excesiva distorsión de armónicos.

Los compensadores estáticos de vars y filtros armónicos son particularmente sensibles a variaciones en la frecuencia del sistema; en caso de presentarse un nivel de frecuencia que afecte su operación, éstos son desconectados del sistema de transmisión.

Efecto de la variación de frecuencia en las cargas estáticas. Algunas cargas varían su consumo de potencia activa y reactiva ante cambios de tensión y frecuencia. En los estudios de simulación este tipo de cargas se representa por modelos de carga desacoplan la influencia que tienen el voltaje y la frecuencia entre sí. Por lo tanto, las potencias de carga activa y reactiva se definen en el modelo como funciones dependientes del voltaje y la frecuencia. Un modelo propuesto por el EPRI (“Electric Power Research Institute” en inglés) se presenta en las ecuaciones 2.1 y 2.2, el cual es válido para desviaciones de frecuencia pequeñas [Kundur 1994, CIGRE 1997].

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right) [1 + \alpha (f - f_o)] \quad (2.1)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right) [1 + \beta (f - f_o)] \quad (2.2)$$

Donde

P y Q son las potencias activa y reactiva de consumo de la carga, respectivamente, a la tensión y frecuencia terminales actuales V y f .

P_o y Q_o son las potencias activa y reactiva de consumo de la carga, cuando la tensión y frecuencia terminales son iguales a sus valores iniciales de simulación V_o y f_o .

α = Coeficiente de frecuencia de potencia activa (varía entre 0 y 3 p.u. / p.u.)

β = Coeficiente de frecuencia de potencia reactiva (varía entre -2 y 0.5 p.u. / p.u.)

Efecto de la variación de frecuencia en las cargas dinámicas. La representación del efecto de las variaciones de frecuencia en cargas dinámicas requiere del uso de modelo dinámicos dependientes de la frecuencia. Como se ha mencionado en la

sección 2.2.3.1, en donde se analiza el efecto de las variaciones de frecuencia en los sistemas de generación, los motores de inducción de compresores y bombas necesarias para el funcionamiento de los generadores, son los componentes que se ven más afectados por los cambios de frecuencia. De la misma manera, las cargas que estén basadas en motores de inducción como sistemas de aire acondicionado y cargas de motores de inducción utilizadas en diferentes procesos se deben modelar adecuadamente para considerar estas variaciones de frecuencia [CIGRE, 1997, Kundur, 1994].

2.2.3.3 Sistemas auxiliares

Coordinación de limitadores de sobre-velocidad modernos. Los controles de sobre-velocidad deben ser diseñados de tal forma que no causen inestabilidad de frecuencia durante condiciones de aislamiento; además se debe modelar la turbina y su control en el rango de sobre-frecuencia. La operación del sistema en condiciones de sobre-frecuencia puede ocurrir cuando un subsistema con relativamente alta exportación de potencia es desconectado de la red principal. El control de la turbina puede ser de dos tipos [CIGRE, 1997]:

- El *controlador de velocidad mecánico* tiene una característica de control proporcional, lineal. Un dispositivo de protección de aceleración adicional con características no lineales es usado como suplemento. La característica resultante de este control de velocidad clásico es suficiente desde el punto de vista de sistemas de potencia.
- El *controlador electrónico* moderno puede presentar algunas ventajas con respecto al anterior ya que hacen posible la optimización del comportamiento dinámico en diferentes situaciones operacionales, especialmente en el caso de disparo forzado de carga doméstica por reducción de sobre-velocidad.

Los controladores de turbina modernos son diseñados entre otras cosas para:

- Control de potencia-frecuencia en modo de operación de red.
- El control de frecuencia en modo de operación de isla.

De tal forma que los esquemas de operación han de ser modelados con detalle para escenarios del sistema donde se presentan altos excedentes de potencia súbitamente, debido a que el comportamiento resultante de la frecuencia del sistema de potencia principalmente depende del comportamiento de sobre-frecuencia y de la interacción de las turbinas individuales en operación paralela, la cuales operan bajo dispositivos de control con diferentes esquemas de operación. Una vez que se dispara la carga local, la frecuencia aumenta con relación a la característica de caída de estado estacionario seleccionada por el controlador como se observa en la figura 2.6. Esta sobre-frecuencia estacionaria puede ser evitada conmutando la característica de

control a la curva B. Entonces la frecuencia se establece aproximadamente en la frecuencia nominal.

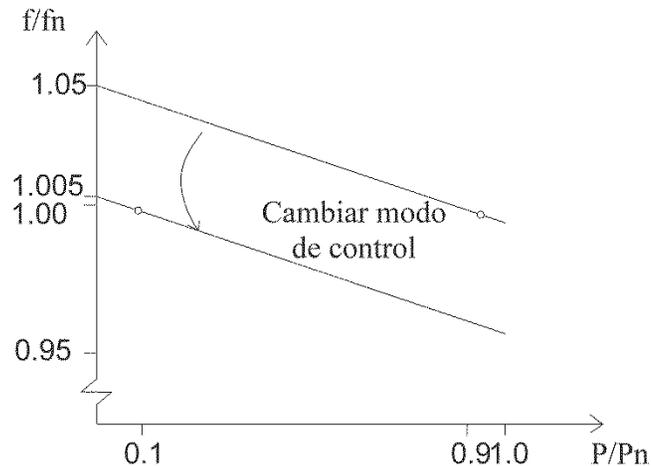


Figura 2. 6 Característica de carga frecuencia (adaptado de [CIGRE, 1997, Kundur, 1994, Elgerd, 1982]).

Se emplean diferentes criterios para cambiar los parámetros de control o la estructura de control para mejorar la regulación después del disparo de carga local, por ejemplo:

- Limitar el valor de sobre-frecuencia;
- Aceleración de la turbina;
- Rechazo de carga del generador.

Sistemas de excitación y AVR. Una vez que estos dispositivos exceden un umbral dado, las desviaciones de frecuencia negativas inducen la activación de los sistemas de tiro de carga, lo cual causa la reducción de carga del sistema y la etapa de restauración que usualmente sigue puede crear desviaciones de voltaje positivas forzando a las unidades a reducir su excitación bajo la influencia del canal de control de voltaje [CIGRE, 1997, Kundur 1994].

Sistemas HVDC. Los sistemas de transmisión de alta tensión en corriente directa ("HVDC" en inglés) que son utilizados para interconectar dos sistemas aislados pueden contribuir en el desempeño del control carga-frecuencia. Los principales efectos de grandes desviaciones de frecuencia son [CIGRE, 1997, Kundur, 1994]:

- La desintonización de filtros⁷.
- El cambio en el suministro de Var.

⁷ La desintonización por desviaciones de frecuencia en el rango de $\pm 10\%$, no supone algún cambio en el desempeño del sistema. Sin embargo el sistema de comunicaciones puede sufrir algunas consecuencias debido a la desintonización de los filtros armónicos (11th, 13th y pasa altos) [CIGRE, 1997].

Por otra parte, grandes desviaciones de frecuencia pueden afectar significativamente el suministro de potencia reactiva de filtros y bancos de capacitores, posiblemente comprometiendo el comportamiento global del sistema.

2.3 MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE CORTO PLAZO

2.3.1 Introducción

Para llevar a cabo estudios de estabilidad de frecuencia en condiciones anormales de operación se recomienda hacer un estudio previo a la simulación del sistema reconociendo por lo tanto los puntos potenciales de separación del sistema, así como cuáles de ellos representan una amenaza para la operación continua de éste, de tal manera que se reduzca el número de escenarios de separación del sistema.

Previo al inicio de cualquier análisis basado en simulaciones es recomendable que un estudio de escritorio sea llevado a cabo para considerar e identificar escenarios potenciales de aislamiento y separación basados en el conocimiento local del sistema bajo consideración. Una identificación inicial basada en análisis fuera de línea en búsqueda de las mayores transferencias de potencia y/o potenciales puntos de falla deberá llevarse a cabo a través de un rango de demandas del sistema y potenciales antecedentes de generación para identificar y priorizar los escenarios que forman la base de una fase inicial de modelado [CIGRE, 1997].

Dicho lo anterior, se pueden llevar a cabo estudios iniciales de preparación basados en el modelado simple del sistema (es decir redes reducidas a un pequeño número de nodos representativos de sub-secciones del sistema y sus transferencias asociadas) con el objetivo de adquirir cierto conocimiento de las características de separación isla [Lopez et al., 2012, CIGRE, 1997]. La sensibilidad puede llevarse a cabo para facilitar el cómo este sistema se comporta bajo un número de condiciones por ejemplo diferentes condiciones de transferencia. Si por ejemplo se consideran cambios en la frecuencia de desconexión o la cantidad de demanda en el esquema de tiro de carga de baja frecuencia, entonces las potenciales alternativas pueden ser probadas para entender los potenciales beneficios y debilidades (por ejemplo, si mucha carga adicional es tirada que potenciales condiciones de sobre-velocidad o sobre-voltaje pueden prevalecer). Adecuados modelos de planta y dinámica del sistema serán necesarios en esta etapa.

Como resultado de los estudios con modelado simplificado se obtiene un número reducido de escenarios que deben ser analizados. Los estudios finales deberán emplear la representación completa del sistema, de tal forma que se representen de manera precisa todos los fenómenos dinámicos.

2.3.2 Modelos empleados para estudios de estabilidad en el tiempo

Red de Transmisión. Es importante señalar que aunque los modelos utilizados para la red de transmisión en simulaciones de sistemas de potencia consideran que los parámetros como la inductancia y la capacitancia de líneas y transformadores permanecen constantes, sólo es cierto cuando la frecuencia del sistema cambia ligeramente en relación a su valor nominal, es decir ante cambios de carga lentos y pequeños. Sin embargo, cuando suceden desviaciones de frecuencia importantes en el sistema estos modelos no representan fielmente el comportamiento (caídas de voltaje en la red) de la red de transmisión, y es una característica que ha de ser modelada para obtener una respuesta representativa de la frecuencia del sistema.

Plantas de generación. El modelado de plantas de generación se puede realizar tomando en cuenta dos estados de operación del sistema: en el primero no se tienen cambios considerables en los parámetros eléctricos principales (voltaje y frecuencia), entonces el modelo de la planta puede ser más general; mientras que en el segundo se tienen condiciones adversas de operación, es decir, se presenta uno o más disturbios severos en el sistema, por lo tanto es necesario modelar con más detalle la planta. La razón de modelar o no los sistemas complementarios de la planta recae en el hecho de que esto representa una carga computacional importante en estudios de sistemas de potencia multimáquinas, y quizá en ocasiones dependiendo el tipo de estudio a realizar esto no sea necesario. En el modelado de plantas de generación se deben contemplar características electromecánicas y diferentes tipos de sistemas como son:

- i. Sistemas de excitación y control de voltaje.
- ii. Sistemas gobernadores de velocidad.
- iii. Sistemas de suministro de energía.

Sistemas de suministro de plantas térmicas. Los sistemas de suministro se han de modelar para reproducir tan cercanamente como sea posible el comportamiento de los componentes de la planta, como ejemplo tenemos las diferentes etapas de presión dentro de las turbinas, válvulas, servomotores, relación flujo/posición de la válvula equivalente, lógica del gobernador, caldera y calentador. Adicionalmente, en situaciones que involucran grandes desviaciones de frecuencia se debe considerar para la turbina el control de presión, el control de caldera y la posibilidad de utilizar el control de velocidad para limitar la desviación en un rango de $\pm 5\%$.

Turbinas de vapor y sistemas gobernadores. El modelo utilizado para representar sistemas gobernadores en turbinas de vapor debe contar con tres funciones básicas de control, las cuales influyen en la respuesta de la turbina durante disturbios de frecuencia, estas son:

- i. Control normal carga/velocidad.
- ii. Control de sobre-velocidad.
- iii. Control de presión auxiliar.

2.4 PROGRAMA DE SIMULACIÓN DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO EN EL TIEMPO DE SISTEMAS DE POTENCIA⁸

2.4.1 Introducción: el método implícito simultáneo

En general el modelo del sistema de potencia multimáquinas para estudios de estabilidad transitoria se encuentra integrado por dos sistemas de ecuaciones no lineales principales [Dommel, 1972]:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (2.3)$$

$$0 = g(x, y) \quad (2.4)$$

La ecuación (2.1) consta de ecuaciones diferenciales para las máquinas eléctricas y sus controles, y para todos los elementos dinámicos del sistema. La ecuación (2.2) es un sistema no lineal de ecuaciones algebraicas que modela los elementos de la red de transmisión, las cargas y las ecuaciones de conexión de los elementos dinámicos y los estatores de las máquinas eléctricas con la red [Dommel, 1972].

El valor de x está compuesto por variables de estado (por ejemplo, de posiciones angulares y velocidades de los rotores de las máquinas síncronas), el vector y consta de variables algebraicas (voltajes en los nodos de la red). La dimensión del vector x depende del detalle del modelo, el límite bajo es dos veces el número de máquinas del sistema, cuya magnitud es una de las más grandes [Dommel, 1972].

Los enfoques de la solución combinada de los sistemas de ecuaciones (2.1) y (2.2) se clasifican de acuerdo al método de integración y a la manera en que se combina la solución de ambos sistemas de ecuaciones. En general, el método principal que se utiliza para realizar el análisis de estabilidad transitoria en la mayoría de los programas comerciales de simulación es descrito a continuación. Método Implícito Simultáneo: para este método se transforman las ecuaciones diferenciales del sistema de ecuaciones (2.1) en ecuaciones algebraicas no-lineales que se resuelven simultáneamente con las ecuaciones algebraicas de la red descritas por el sistema de ecuaciones del sistema (2.2) (ver la Fig. 2,7).

⁸ Parte de la información de esta sección fue adaptada, con permiso, de los siguientes documentos: [Ruiz-Vega, 1996], [Castro-Sotelo, 2007].

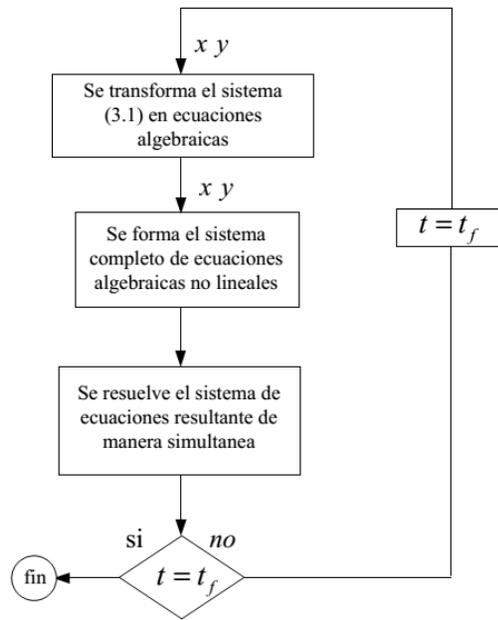


Figura 2. 7 Diagrama de flujo del método implícito simultáneo [Ruiz-Vega, 1996].

El uso de métodos implícitos de solución requirió la solución simultánea de los dos sistemas de ecuaciones y finalmente el método implícito simultáneo es el que se emplea en la gran mayoría de los programas de simulación en el tiempo actuales para estudios de estabilidad. Aunque la mayoría emplea la regla trapezoidal de integración (2do orden), se ha propuesto recientemente, en la década de los 80', el uso de los métodos implícitos de mayor orden conocidos como los "métodos de Gear".

2.4.2 Programa de simulación de estabilidad transitoria

Los modelos de todos los elementos dinámicos del sistema y las cargas estáticas con características diferentes a la de la impedancia constante, están formados por dos elementos principales.

- Ecuaciones diferenciales (dinámica del elemento).
- Ecuaciones algebraicas (conexión de la red).

A continuación se describe la relación de los componentes del sistema eléctrico de potencia dentro del programa de simulación dinámica.

2.4.2.1 Conexión de los elemento de la red de transmisión

A partir de la ecuación (2.2), se define la representación de la red de la siguiente manera:

$$\tilde{I}(\tilde{x}, \tilde{y}) = Y_{BUS} \tilde{V} \quad (2.5)$$

Donde:

$\tilde{I}(\tilde{x}, \tilde{y})$ Es un vector de inyecciones de corriente debidas a los generadores, cargas, motores, FACTS, etc.

Y_{BUS} Es la matriz de admitancias del nodo del sistema.

\tilde{V} Vector de voltajes nodales del sistema.

El efecto de todos los componentes conectados a la red de transmisión se modela como una inyección de corriente que depende del voltaje en las terminales de componente v_i y/o de diferentes variables de estado asociadas al equipo en cuestión [Arrillaga and Arnold 1990, Dommel, 1972], el vector de inyecciones de corriente está formado por elementos iguales a cero menos los nodos en los que se conecta un generador, una carga o un CEV. La inyección del generador será positiva y la carga será negativa, ambas diferente de cero.

Las ecuaciones algebraicas son la interface de todos los modelos con la red. Al utilizarse como modelos de la red a la matriz Y_{BUS} el efecto de los modelos dinámicos se representan por inyecciones de corriente, por lo que todas las ecuaciones algébricas de conexión de los elementos con la red se expresan como equivalentes de Norton.

Para mejorar el condicionamiento del sistema es conveniente que el equivalente de Norton incluya una admitancia que se añade al elemento diagonal de Y_{BUS} correspondiente [Arrillaga and Arnold 1990, Dommel, 1972]. Por ejemplo, considere el modelo clásico de la máquina síncrona de la figura 2.6:

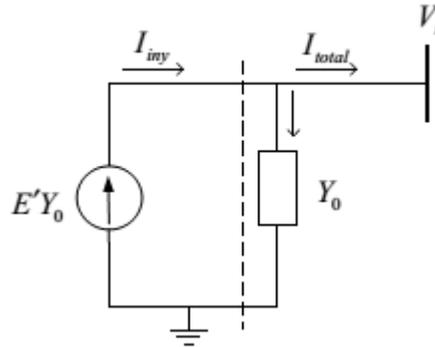


Figura 2.8 Circuito equivalente de Norton del modelo clásico de la máquina de polos lisos para la inyección de corriente (adaptado de [Castro-Sotelo, 2007]).

$$Y_0 = \frac{r_a - jx'_d}{r_a^2 + x_d'^2} \quad (2.6)$$

$$I_{total} = Y_0 (E' - V_t) \rightarrow Y_0 E' - Y_0 \tilde{V} = I_{iny} - Y_0 \tilde{V} \quad (2.7)$$

$$I_{iny} = Y_0 E' \quad (2.8)$$

En este modelo equivalente de Norton del generador, se suma la admitancia Y_0 al elemento diagonal correspondiente al nodo terminal de la máquina, mientras que en el elemento correspondiente a este nodo del vector de inyecciones de corriente se le suma la inyección de corriente I_{iny} . El siguiente diagrama muestra de manera esquemática la interacción de los elementos dinámicos y estáticos interconectados por medio de la red.

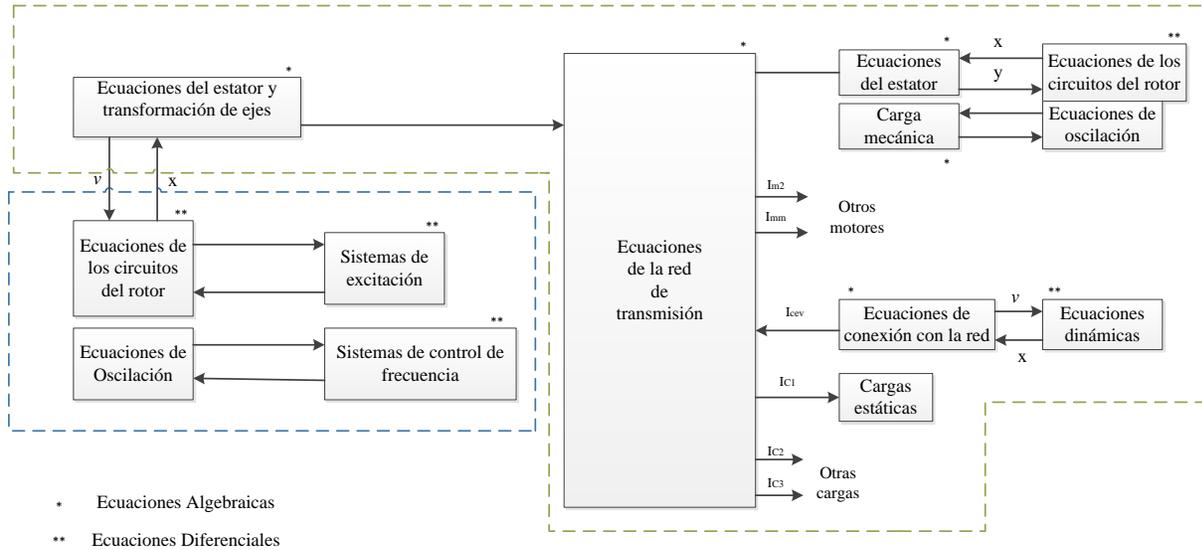


Figura 2. 9 Diagrama esquemático de las iteraciones de los elementos dinámicos y estáticos interconectados con la red (adaptado de [Ruiz-Vega, 1996, Castro-Sotelo, 2007]).

Todas las ecuaciones de los modelos que se conectan con la red son algebraicas y están en el marco de referencia de la red. Las admitancias de los equivalentes de Norton de todos estos modelos se incluyen en Y_{BUS} . Las ecuaciones diferenciales de los CEV y los motores de inducción están referidos al marco de la red, mientras que en el caso de las máquinas síncronas, las ecuaciones diferenciales del rotor están en un marco de referencia fijo al rotor de la máquina [Ruiz-Vega, 1996].

2.4.2.2 Representación de los modelos dinámicos

Los elementos dinámicos del sistema de potencia son las máquinas eléctricas rotatorias, los FACTS y sus controles, y son representados por una parte algebraica que modela la conexión del elemento dinámico con la red (3.3.2) y un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales de la forma:

$$\dot{x} = f(x, v, u) \quad (2.9)$$

Donde:

x es el vector de variables de estado

v es el vector de voltajes nodales

u es el vector de entradas

Este sistema de ecuaciones diferenciales representa la dinámica del rotor de la máquinas eléctricas rotatorias, los transitorios mecánicos y eléctricos, así como la de los sistemas de control [Dommel, 1972]. El método de integración más utilizado es la regla trapezoidal de integración. En este algoritmo la solución al final del paso de integración $n+1$ está dado por:

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2} [f(x_{n+1}, t_{n+1}) + f(x_n, t_n)] \quad (2.10)$$

El algoritmo trapezoidal es conocido como una fórmula de dos puntos debido a que se necesitan los valores de $\dot{x}(t)$ en dos instantes de tiempo t_{n+1} y t_n , también es un método implícito ya que la variable desconocida x_{n+1} está en ambos lados de la ecuación (2.10) [Chua and Lin, 1975]. La regla trapezoidal tiene una exactitud de segundo orden, siendo el primer término el error de truncamiento igual a $\frac{1}{2}h^3$ [Arrillaga and Arnold, 1990].

La principal razón para la regla trapezoidal de integración es que es un método A-estable [Dommel, 1972] incondicionalmente estable [Arrillaga and Arnold, 1990], esto indica que la rigidez del sistema que es analizado afecta su exactitud, pero no su estabilidad numérica, con pasos de integración se filtran los modos de alta frecuencia y los transitorios rápidos, y la solución para modos más lentos es más cercana a la exacta (ver figura 2.8) [Kundur, 1994]. Esta propiedad permite utilizar pasos de integración mayores que los utilizados en los métodos explícitos [Dommel, 1972, Ruiz-Vega, 1996].

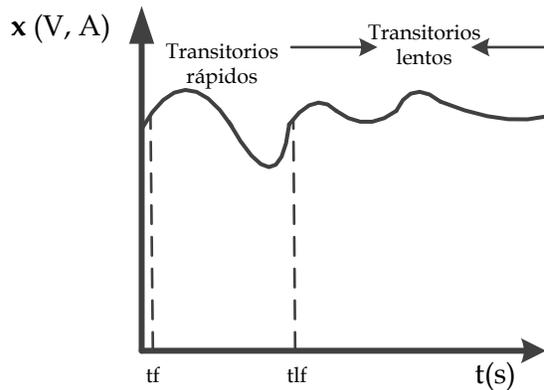


Figura 2. 10 Representación numérica de la regla trapezoidal de integración (adaptado de [Castro-Sotelo, 1997]).

Han sido propuestos métodos implícitos de mayor orden en la literatura de métodos numéricos, pero no han sido empleados ampliamente en aplicaciones de sistemas de potencia [Kundur, 1994], esto se debe a que son más difíciles de programar y son menos estables que la regla trapezoidal, ya que se ha demostrado que un método lineal

multipaso A-estable ($x(t_{n+1})$ & $y(t_n)$) no puede tener un orden mayor de 2, y por lo tanto la regla trapezoidal es el método de diferencias finitas A-estable más exacto posible [Arrillaga and Arnold, 1990, Chua and Lin, 1975].

CAPÍTULO 3:

ESTRUCTURA DEL CONTROL DE VELOCIDAD EN ESTUDIOS DE SISTEMAS DE POTENCIA

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen los conceptos básicos del funcionamiento y modelado del sistema de control de carga frecuencia de sistemas eléctricos de potencia. Se describen los modelos de los controles de velocidad insertados en el programa de estabilidad transitoria Transtab. También se explica la forma en que los modelos de estos controles son insertados en el programa, y se explica de forma breve la forma en que se adaptó el archivo de flujos del formato PSS/E al formato FLUJOS 1.5.

3.2 CONTROL DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La frecuencia del sistema en estado estacionario se considera una variable global, que es indicativo del nivel de desbalance de potencia activa/carga, este desbalance puede causar entonces la desviación de frecuencia fuera de su rango de operación nominal, lo cual puede traer consecuencias graves en la operación del SEP dependiendo del nivel de desviación.

El control de frecuencia está relacionado directamente con el control de velocidad de la turbina del generador, ya que la frecuencia está ligada a la velocidad de rotación del conjunto de generadores que forman parte del sistema multi-máquinas. Inicialmente esto se lleva a cabo mediante el sistema gobernador de velocidad de forma local en cada generador, este mide la velocidad de la máquina, cambia la posición de la válvula a la entrada de la turbina, tratando de restablecer el balance carga/generación (hasta alcanzar la frecuencia nominal), independientemente de si la desviación de frecuencia es positiva o negativa [Bevrani and Hiyama, 2011, Ruiz y Olgún, 1997, Kundur, 1994].

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno tanto de corto plazo debido a la dinámica del gobernador de velocidad, como de largo plazo relacionado con la operación del lazo de control secundario y terciario. Con respecto al sistema de control es importante señalar que “dependiendo de la naturaleza del lazo, el modelo requerido, las variables principales, incertidumbres y objetivos, pueden aplicarse diferentes estrategias de control” [Bevrani, 2009].

En la Figura 3.1 se muestra un esquema de las escalas de tiempo⁹ asociadas a las dinámicas del sistema y sus controles.

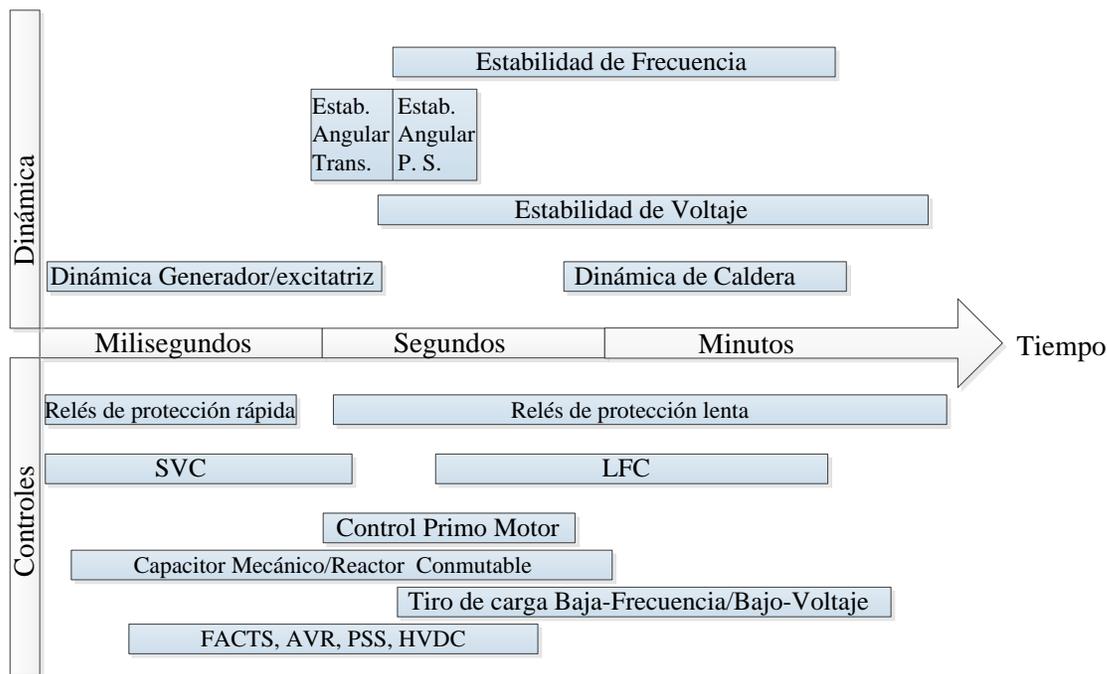


Figura 3.1 Diagrama de las diferentes escalas de tiempo de las dinámicas del sistema de potencia y sus controles (adaptado de [Bevrani, 2009]).

El presente trabajo se enfoca en la acción de control primario de velocidad, siendo este de particular interés para desviaciones de frecuencia de estado estacionario, donde está depende en gran medida de la característica de caída del gobernador y la sensibilidad a la frecuencia de la carga. Las unidades de generación que cuenten con un sistema gobernador de velocidad (SGV) contribuirán a la restauración de frecuencia, independientemente de la localización del cambio de carga, como se mencionó antes la frecuencia es una variable global dentro del sistema siempre y cuando este opere bajo condiciones normales.

⁹ La clasificación de los fenómenos dinámicos con relación a la escala de tiempo es un aspecto muy importante, esto permitirá modelar partes del sistema para un disturbio dinámico en particular, disminuyendo así la complejidad del problema de simulación [Sau and Pai, 1998, Grigsby, 2007, Chow, 1983].

En la figura 3.2 se muestran los lazo de control de frecuencia presentes en un sistema de potencia multimáquinas, los cuales son primario, secundario y terciario (o de emergencia).

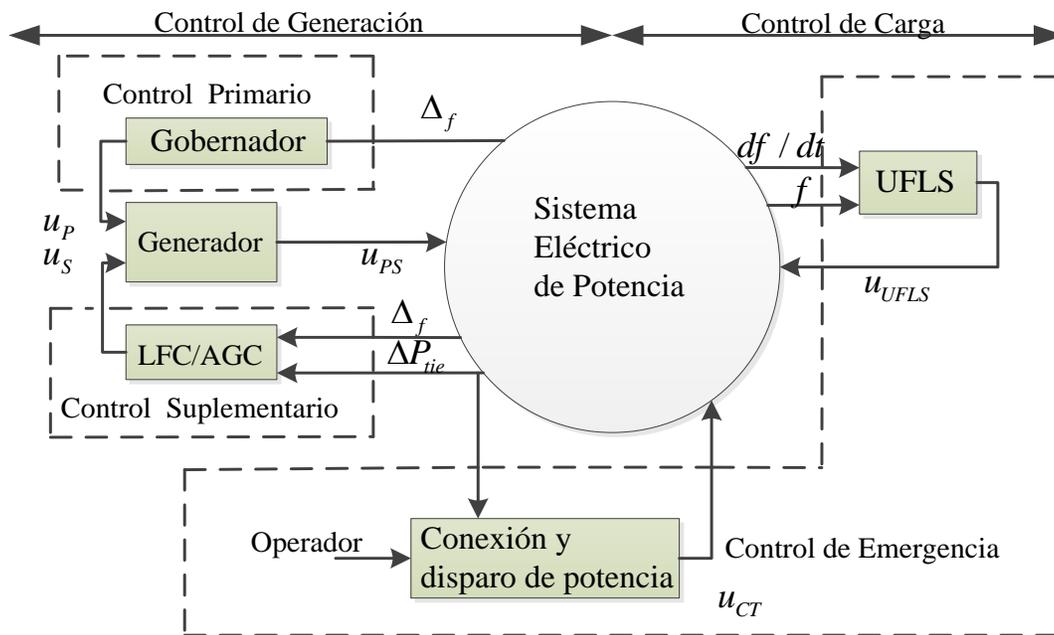


Figura 3.2 Lazos de control de frecuencia (adaptado de [Bevrani and Hiyama, 2011])

El control de frecuencia está dividido, como se puede observar en la Figura 3.2, en tres lazos de control, dos de los cuales se ejecutan en los sistemas de control del generador síncrono, y el tercero en la carga del sistema mediante dispositivos de interrupción, enseguida se menciona de forma breve cómo funcionan:

- **Lazo de control primario.** La función de este lazo es la de corregir pequeñas desviaciones de frecuencia, lo cual se logra a través del sistema gobernador de velocidad, esta disminución en la desviación de frecuencia será correspondiente al estatismo asignado al conjunto de generadores que formen parte del sistema, sin importar el lugar en el SEP donde se halla realizado el cambio de carga. El lapso de tiempo en el que se desarrolló este ajuste comprende de unos pocos segundos hasta 20 [Bevrani and Hiyama, 2011, Ruiz y Olguín, 1997].
- **Lazo de control secundario.** La función de este lazo es, una vez que ha terminado de actuar el lazo primario de control de frecuencia corrige la desviación de frecuencia por medio de un control proporcional integral hasta hacerla cero, dependiendo de la disponibilidad de reserva rodante, por lo tanto se obtiene la frecuencia nominal del sistema. El lapso de tiempo en el que opera este control va de 20 segundos hasta un minuto [Bevrani and Hiyama, 2011, Ruiz y Olguín, 1997].

- **Lazo de control terciario.** La función de este lazo es la de restablecer la potencia de reserva del lazo de control secundario, mantener la desviación de frecuencia en un rango de operación seguro (una vez que los lazos de control anteriores no han sido suficientes), y mantener las potencias de interconexión en los valores pre-establecidos. Para cumplir los objetivos anteriores se debe hacer uso tanto de esquemas de protección (por ejemplo el UFLS) como de la redistribución de potencia de generación de las unidades que están dentro del AGC, la decisión de cuál de las dos será utilizada depende de las condiciones actuales del sistema [Bevrani and Hiyama, 2011, Ruiz y Olgún, 1997].

En la Figura 3.3 se muestra un ejemplo claro de la respuesta de frecuencia de un sistema general ante la salida de operación de una central eléctrica, además de las respuestas asociadas a los 3 lazos de control descritos anteriormente. Para el evento 1 se tiene la acción del lazo primario, debido a la pérdida de generación éste corrige la disminución de frecuencia, la cual no alcanza su valor nominal, y la potencia en los enlaces de interconexión está fuera de los valores pre-establecidos. Una vez transcurridos 20 segundos después del primer evento, el segundo lazo toma el rol principal, corrige la desviación de frecuencia hasta alcanzar el valor de frecuencia nominal del sistema, mientras que la potencia en los enlaces de interconexión regresa a los valores del punto de operación inicial. Sin embargo si en este punto se presenta el evento 2 (otro disturbio) y la tasa de decaimiento del valor de frecuencia fuese muy alta, o la reserva secundaria insuficiente, sobrevendría la acción del lazo de control terciario, esto desconecta carga o generación dependiendo el requerimiento del sistema para recuperar la condición donde los lazos anteriores pueden mantener el nivel de frecuencia dentro de un rango de operación seguro, de lo contrario se suscitarían una serie de fallas que guiaría al sistema a un apagón¹⁰.

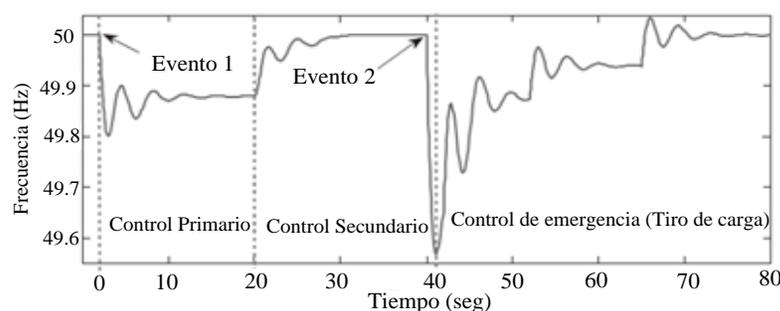


Figura 3.3 Respuesta del lazo primario, secundario y terciario, ante una desviación de frecuencia negativa (adaptado de [Bevrani and Hiyama]).

¹⁰ Se han registrado eventos alrededor del mundo donde el parámetro de frecuencia es un aspecto crítico en el desempeño del sistema, resultando en algunas ocasiones en el apagón de éste, para tener una perspectiva más amplia ver [CIGRE, 1997b].

3.3 ESTRUCTURA GENERAL DEL CONTROL DE VELOCIDAD DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

3.2.1 Introducción

Históricamente el desarrollo del gobernador de velocidad se remonta a 1700, lo cual despertó el interés de la comunidad científica una vez que James Watt utilizó éste en una turbina de vapor, ver Figura 3.4.

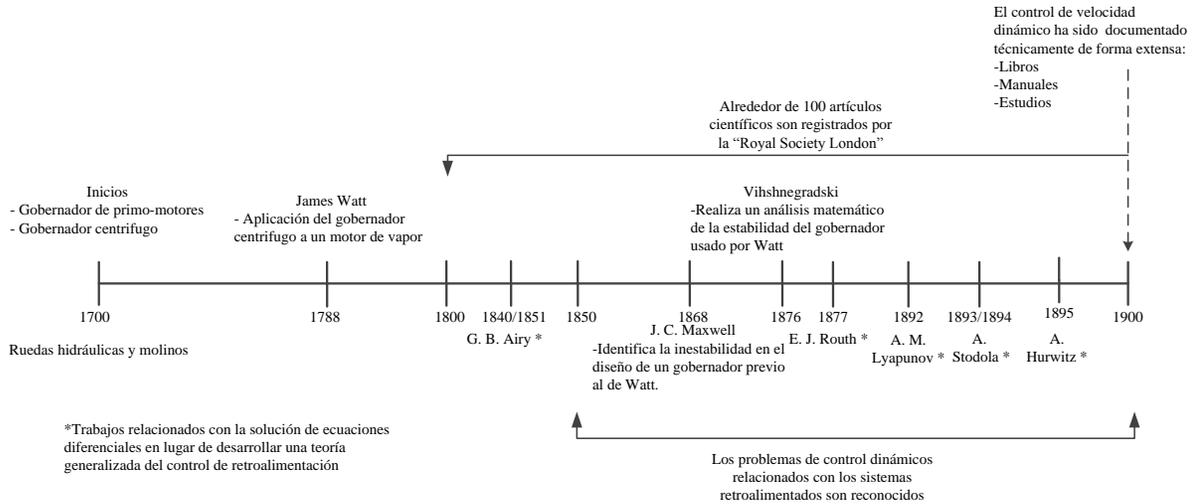


Figura 3.4 Intentos históricos por resolver los problemas de estabilidad asociados con el gobernador de velocidad [Anderson and Fouad, 2003].

La figura 3.5 presenta el diagrama a bloques del modelo general del sistema gobernador de velocidad¹¹. Este dispositivo mide la velocidad de rotación del eje del generador síncrono y lo transforma en movimiento lineal, el cual es comparado mecánicamente con una referencia de posición pre-definida para dar un error de posición proporcional al error de velocidad, la señal de error por medio del servomotor es amplificada para poder mover las válvulas/compuerta de la turbina propósito es el de aumentar o disminuir según sea el caso la potencia mecánica suministrada al generador. A continuación se describen los componentes del sistema de control de velocidad [IEEE, 1991a]:

(1) Controlador de velocidad. El controlador de velocidad incluye solo aquellos componentes y elementos de control que son responsables de la velocidad y su referencia y que suministran una señal de entrada al mecanismo de control con el objetivo de controlar la velocidad.

¹¹ Los sistemas gobernadores de velocidad para plantas de generación térmica e hidroeléctrica son diferentes en naturaleza, mientras que la inercia del agua que fluye dentro de la turbina presenta restricciones adicionales, las características presentes con el flujo de vapor en las plantas térmicas son diferentes, aunque el principio es el mismo [Murty, 2008].

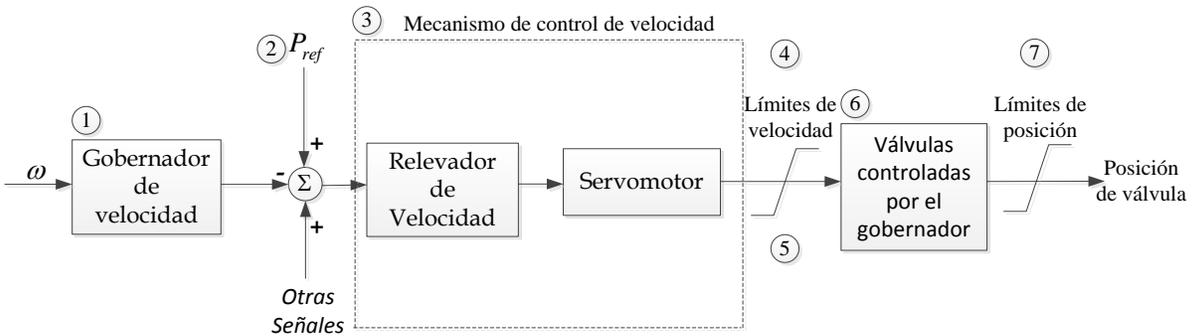


Figura 3.5 Modelo general del sistema gobernador de velocidad para generadores síncronos [IEEE, 1974, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b, Kundur, 1994].

(2) Cambiador de referencia de velocidad/carga. Un dispositivo o dispositivos por el cual la referencia del sistema de control puede ser ajustada para cambiar la velocidad o carga de la turbina mientras la turbina está en operación.

(3) Mecanismo de control. El mecanismo de control incluye todos los sistemas, dispositivos, y mecanismos entre un controlador y las válvulas de control.

(4) Límite superior de velocidad (Referencia carga/velocidad). Un dispositivo o entrada que limita el ajuste de la referencia de carga/velocidad a un límite superior predeterminado. Este dispositivo puede establecer el límite superior del rango de velocidad de sincronización.

(5) Límite inferior de velocidad (Referencia carga/velocidad). Un dispositivo o entrada que limita el ajuste de la referencia de carga/velocidad a un límite inferior predeterminado. Este dispositivo puede establecer el límite inferior del rango de velocidad de sincronización.

(6) Válvulas de control. Aquellas válvulas que controlan la energía de entrada hacia la turbina y son accionadas por un controlador a través del mecanismo de control.

(7) Límite de posición de válvula (Límite de carga). Un dispositivo que actúa en el sistema de control carga/velocidad para prevenir a la válvula de control de abrir más allá de un límite pre-establecido. Este dispositivo es a veces conocido como limitador de carga.

A lo largo de la historia se han desarrollado diferentes diseños de gobernadores cuyas características fueron definidas por la necesidad de resolver al inicio un problema que después daría paso a la teoría de control en sistemas retroalimentados, enseguida se mencionan de forma breve estos gobernadores:

Gobernador centrífugo. En la figura 3.6 se presenta el gobernador centrífugo representado mediante una ecuación de segundo orden, donde el interés principal se centra en la turbina, al aplicar la transformada de Laplace se obtiene una ecuación algebraica normalmente se utiliza en la simulación de SEP's; éste utiliza la medición de velocidad de la salida del eje, la cual se convierte en movimiento lineal por medio del péndulo centrífugo con el propósito de controlar la válvula, de esta forma la cantidad de vapor que impulsa al motor es controlada [Anderson and Fouad, 2003 Kundur, 1994].

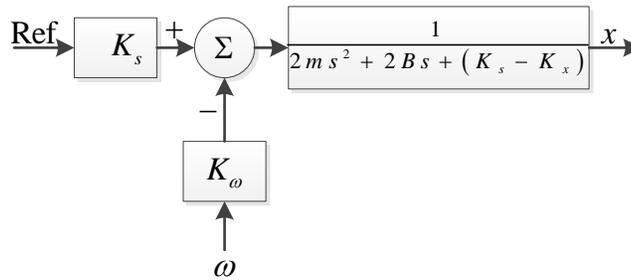


Figura 3.6 Diagrama de bloques del gobernador centrífugo (adaptado de [Anderson and Fouad, 2003, Kundur, 1994]).

Gobernador isócrono. En la figura 3.6 se presenta el gobernador isócrono con la misma ecuación que el gobernador anterior pero en forma simplificada, puede ser considerado casi el mismo al anterior excepto por que incluye un amplificador hidráulico o servomotor, el propósito de esta adición es amplificar la magnitud del movimiento para ejercer una fuerza suficiente para manipular la válvula de la turbina [Anderson and Fouad, 2003, Kundur, 1994].

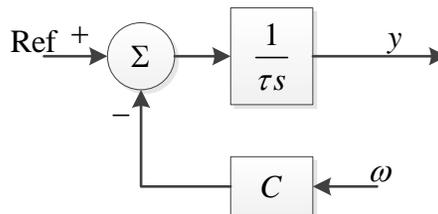


Figura 3.7 Diagrama de bloques del gobernador isócrono (adaptado de [Anderson and Fouad, 2003, Kundur, 1994]).

El modelo de gobernador isócrono también conocido como gobernador integral ya que busca integrar el error de velocidad hasta que este se desvanece, el comparador representa al gobernador centrífugo y el operador integral al servomotor hidráulico.

Gobernador con regulación. En la figura 3.6 se presenta el gobernador con regulación también llamado gobernador de "caída de velocidad" se considera como un mejor esquema de control adecuado en la simulación de sistemas de potencia, éste usa un control proporcional, cambiando así el integrador hidráulico por un amplificador que

incrementa la fuerza y el movimiento de la posición de la barra de aceleración del gobernador; en este caso el gobernador con regulación no mantiene la frecuencia exactamente constante, pero como la carga aumenta y disminuye, el error es normalmente pequeño, es importante mencionar que los eigen-valores del gobernador tienen partes reales negativas mayores en comparación al gobernador isócrono [Anderson and Fouad, 2003, Kundur, 1994].

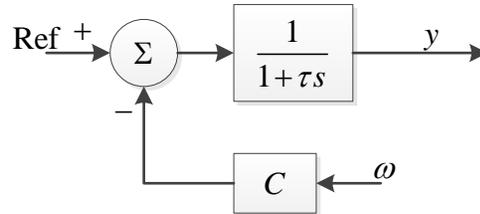


Figura 3.8 Diagrama de bloques del gobernador con regulación (adaptado de [Anderson and Fouad, 2003, Kundur, 1994]).

Gobernador compensado. En la figura 3.9 se presenta el gobernador compensado normalmente usado en el control de turbinas hidráulicas; el principio de operación es proporcionar una ganancia transitoria pre-establecida en respuesta a cambios rápidos de carga, la desviación de velocidad resultante es gradualmente removida corrigiendo lentamente la velocidad con un segundo valor de ganancia de estado estacionario. Si el valor de ganancia de estado estacionario es cero, la acción de control es una operación isócrona estable; el tiempo requerido para cambiar de caída temporal a permanente también es ajustable [Anderson and Fouad, 2003, Kundur, 1994].

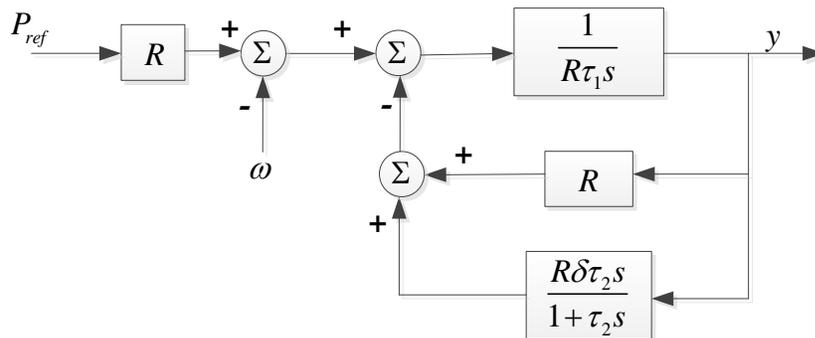


Figura 3.9 Diagrama de bloques del gobernador compensado (adaptado de [Anderson and Fouad, 2003, Ramey and Skooglund, 1970, Kundur, 1994]).

3.2.2 Modelos generales de SGV's en sistemas de potencia

En esta sección se introducen los modelos implementados en el programa TRANSTAB, en primer lugar se representan los modelos matemáticos no lineales que son utilizados en estudios de estabilidad transitoria en las figuras 3.10 y 3.11 para el SGV de tipo térmico y en las figuras 3.16 y 3.17 para el SGV de tipo hidráulico; y posteriormente se muestran los modelos lineales utilizados para el análisis del comportamiento de los SGV's en las configuraciones lazo abierto y lazo cerrado.

A continuación se mencionan los modelos básicos de dispositivos de control utilizados en este trabajo, los cuales son usados para representar la acción del lazo de control primario de carga frecuencia, estos son [IEEE, 1973, IEEE, 1991b, IEEE, 1992 Kundur 1994]:

- Gobernador de velocidad térmico
- Gobernador de velocidad hidráulico
- Turbina térmica
- Turbina hidráulica

Como se menciona en la literatura no existe una teoría sólida para el análisis de la estabilidad de modelos no lineales¹² [Pai, 1981], los trabajos desarrollados hasta el momento se relacionan con el trabajo desarrollado por Lyapunov; por lo tanto la estabilidad de estos controles es analizada mediante la teoría de sistemas lineales invariantes en el tiempo, aspectos que han sido ampliamente investigados y para los cuales existen metodologías tales como el criterio de Routh-Hurwitz, plano de Bode, Nyquist y otros [IEEE, 1990, Ogata, 2010, Dorf and Bishop, 2005, D'Azzo et al., 2003].

Los modelos de estado serán utilizados dentro del programa [MATLAB, 2012] para analizar el comportamiento de los SGV cuando operan con los parámetros del caso base de operación y cuando lo hacen con los ajustes determinados en un proceso de sintonización que se describe con detalle en el Apéndice C. Estos modelos son introducidos mediante un archivo .m al programa MATLAB con el objetivo de utilizar la herramienta LTIviewer que facilita la obtención de índices de desempeño a pequeños disturbios del sistema introducido.

En ambos gobernadores de velocidad se tiene un bloque de compensación de fase, el propósito del compensador de adelanto es alterar la curva de respuesta de frecuencia para obtener un ángulo de adelanto de fase, y de esta forma compensar el excesivo retardo asociado con los componentes del sistema fijo, alternativamente se puede ver como un medio para satisfacer las especificaciones de diseño [Ogata, 2010, D'Azzo et al., 2003].

¹² Particularmente en el caso de los controles de velocidad y las respectivas turbinas, estos dispositivos son modelados mediante ecuaciones diferenciales (ver Apéndice B).

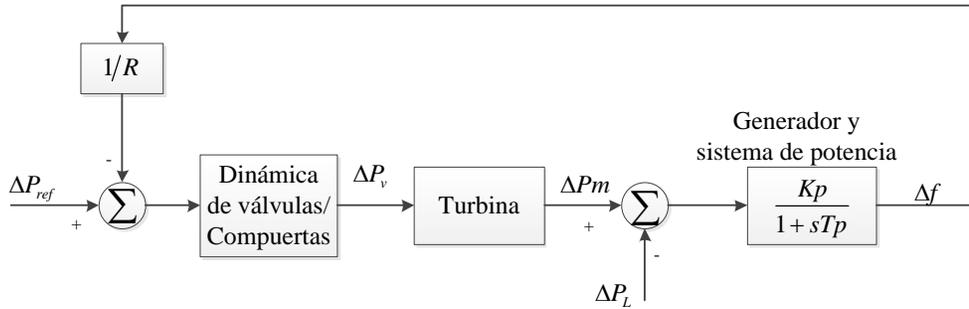


Figura C. 1 Diagrama de bloques utilizado para la sintonización del control de velocidad [IEEE, 1973, IEEE, 1992, IEEE, 1991b, IEEE, 1992, Kundur, 1994].

En la figura C.1 se observa el modelo general lineal del SGV, utilizado para el análisis a pequeños disturbios, el cual hace posible determinar la respuesta del sistema en el dominio del tiempo y de la frecuencia aplicando una de las metodologías antes mencionadas; en la siguiente sección se muestran los diferentes diagramas lineales en lazo abierto y cerrado con las no linealidades usualmente utilizadas aunque estas no se toman en cuenta para efecto de desarrollar el modelo de estado.

3.2.2.1 Control de velocidad para turbina térmica

Gobernador para turbina térmica. En la Figura 3.10 se presenta el modelo del sistema general gobernador de velocidad para turbina térmica, este tiene un transductor de velocidad, un relevador de velocidad, un servomotor hidráulico, válvulas controladas por el gobernador; además puede ser utilizado para representar sistemas mecánico-hidráulicos (MH), electro-hidráulicos (EH) y digital-electro-hidráulicos (DEH).

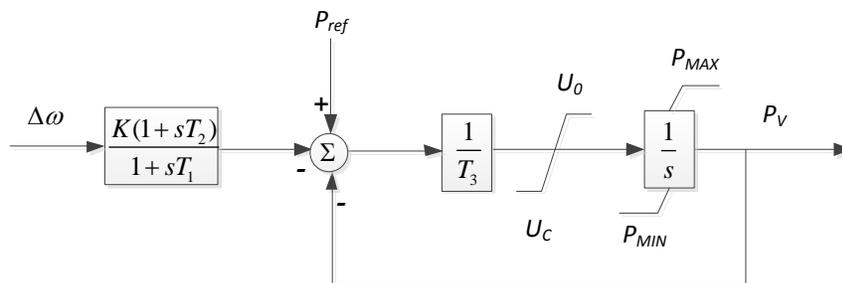


Figura 3.10 Modelo general de gobernador térmico para estudios de estabilidad (adaptado de [IEEE, 1973, IEEE, 1991b, Kundur, 1994]).

Turbina térmica. En la Figura 3.11 se presenta el modelo general para sistemas de turbina térmica, este contempla las configuraciones normalmente usadas. Cabe mencionar que el propósito de representar las turbinas de vapor en estudios de

sistemas de potencia es considerar los retrasos de tiempo inducidos por cada una de las etapas de calentamiento.

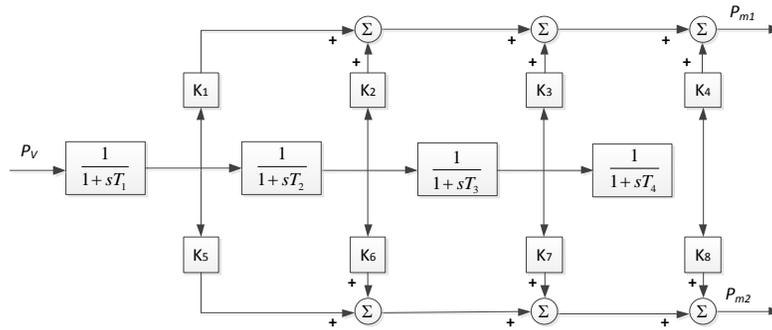


Figura 3.11 Modelo generalizado de turbina térmica (adaptado de [IEEE, 1973]).

Modelo de estado sin compensador (lazo abierto). En la figura 3.12 se presenta el modelo de gobernador de velocidad térmico sin compensador en lazo abierto, después de esto se describen los pasos para obtener el modelo de estado correspondiente.

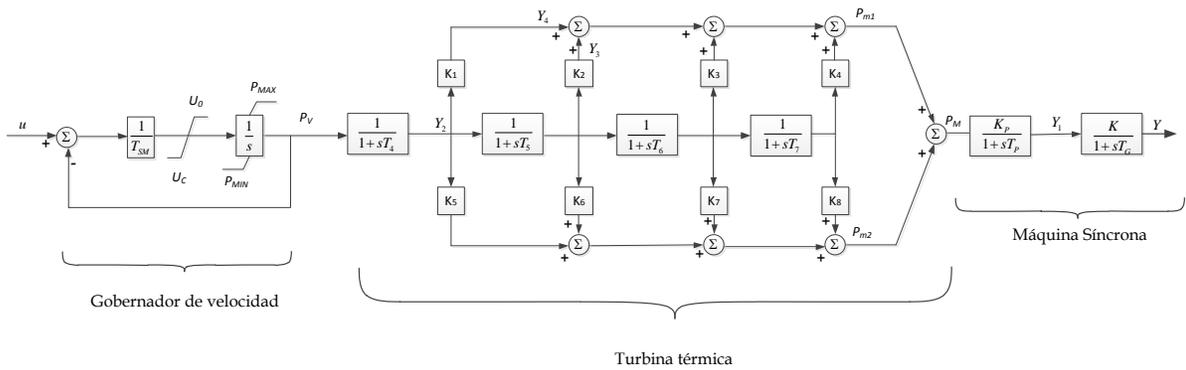


Figura 3.12 Modelo del sistema de control de velocidad térmico en lazo abierto sin compensador.

Gobernador de velocidad

Un segmento del gobernador de velocidad se muestra en el bloque siguiente donde se toma en cuenta al servomotor del sistema de control, el cual se encarga de accionar las válvulas de la turbina de vapor, no se toman en cuenta los límites en la posición de las válvulas, ni la velocidad de cambio de la señal del error

$$\begin{aligned}
 P_v &= \frac{1}{sT_{SM}}(u - P_v) \\
 \Rightarrow \dot{P}_v &= \frac{1}{T_{SM}}(u - P_v)
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

Turbina térmica

En este caso solamente dos bloques son tomados en cuenta debido a la base de datos con que se cuenta.

$$P_m = Y_3 + Y_4$$

P_m es la suma de cada uno de las fracciones de potencia aportada por los segmentos de turbina de vapor

$$Y_2 = \left(\frac{1}{1 + sT_4} \right) P_v$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_2 = \frac{1}{T_4} (P_v - Y_2) \quad (3.2)$$

$$Y_3 = \frac{K_2}{1 + sT_5} Y_2$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_3 = \frac{1}{T_5} (K_2 Y_2 - Y_3) \quad (3.3)$$

Máquina síncrona

El último bloque está formado por el bloque de la máquina síncrona considerando un modelo simplificado del generador de polos lisos, también se incluye el estatismo R visto de otra forma como la ganancia del gobernador de velocidad y el relevador de velocidad del gobernador

$$Y = \frac{K}{1 + sT_G} Y_1$$

$$\Rightarrow \dot{Y} = \frac{1}{T_G} (K Y_1 - Y) \quad (3.4)$$

El bloque que representa al generador síncrono es el siguiente

$$Y_1 = \frac{K_p}{1 + sT_p} P_m$$

Sustituyendo el valor de P_m en la ecuación del generador $P_m = Y_3 + Y_4$, además de realizar la sustitución de $Y_4 = Y_2 K_1$ para obtener la ecuación en función de las variables de estado, lo cual se expresa de la siguiente forma

$$sY_1 = \frac{1}{T_p} (K_p P_m - Y_1)$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_1 = \frac{1}{T_p} (K_p Y_3 + K_p Y_2 K_1 - Y_1) \quad (3.5)$$

El modelo de estado está dado matricialmente al agrupar las ecuaciones (3.1), (3.2), (3.3), (3.4) y (3.5) de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \dot{Y} \\ \dot{Y}_1 \\ \dot{Y}_3 \\ \dot{Y}_2 \\ \dot{P}_V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_G} & \frac{K}{T_G} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_P} & \frac{K_P}{T_P} & \frac{K_P K_1}{T_P} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_5} & \frac{K_2}{T_5} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_4} & \frac{1}{T_4} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{SM}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y \\ Y_1 \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_{SM}} \end{bmatrix} u$$

$$[Y] = [1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \begin{bmatrix} Y \\ Y_1 \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \end{bmatrix} \tag{3.6}$$

Modelo de estado sin compensador (lazo cerrado). En la figura 3.13 se presenta el modelo de gobernador de velocidad térmico sin compensador en lazo cerrado, para obtener este modelo se une el segmento del generador síncrono al punto de entrada del gobernador de velocidad por lo que ahora la señal de frecuencia retroalimentara al sistema completo; después de esto se describen los pasos para obtener el modelo de estado correspondiente.

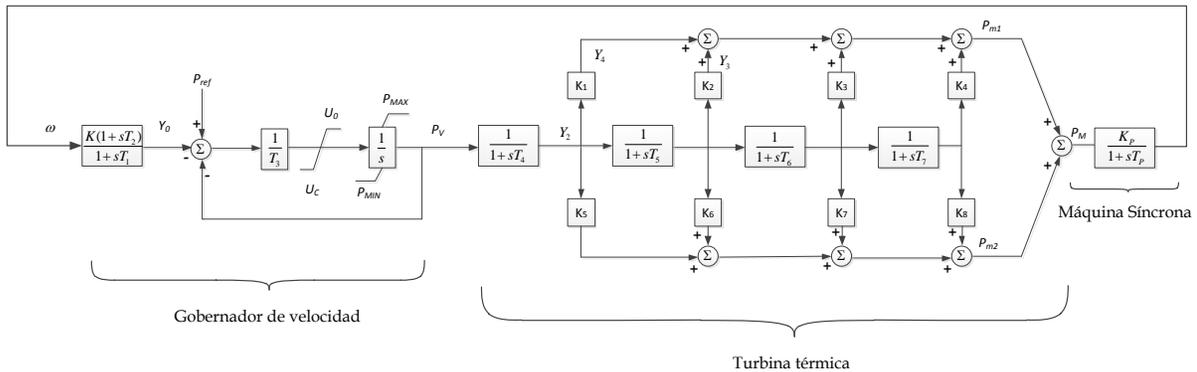


Figura 3. 13 Modelo del sistema de control de velocidad térmico en lazo cerrado sin compensador.

Gobernador de velocidad

El siguiente bloque representa al servomotor, cuya función de transferencia es

$$P_v = \left(\frac{1}{sT_{SM}} \right) (Y_1 - P_v)$$

$$\Rightarrow \dot{P}_v = \frac{1}{T_{SM}} (Y_1 - P_v) \quad (3.7)$$

Y el siguiente segmento representa al relevador de velocidad, además del punto de suma de la señal de potencia de referencia, estatismo de la máquina y el bloque del relevador de velocidad

$$Y_1 = \frac{1}{1 + sT_G} Y_0$$

$$sY_1 = \frac{1}{T_G} (Y_0 - Y_1) Y_0$$

Pero la variable Y_0 está definida como $Y_0 = P_{ref} - \frac{\omega}{R}$, por lo que haciendo la sustitución correspondiente se tiene lo siguiente

$$\Rightarrow \dot{Y}_1 = \frac{1}{T_G} \left(P_{ref} - \frac{\omega}{R} - Y_1 \right) \quad (3.8)$$

Turbina térmica

Se toman las mismas consideraciones que para el modelo de lazo abierto

$$P_m = Y_3 + Y_4$$

P_m es la suma de cada uno de las fracciones de potencia aportada por los segmentos de turbina de vapor

$$Y_2 = \left(\frac{1}{1 + sT_4} \right) P_v$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_2 = \frac{1}{T_4} (P_v - Y_2) \quad (3.9)$$

$$Y_3 = \frac{K_2}{1 + sT_5} Y_2$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_3 = \frac{1}{T_5} (K_2 Y_2 - Y_3) \quad (3.10)$$

Máquina síncrona

$$\omega = \frac{K_p}{1 + sT_p} P_m$$

$$s\omega = \frac{1}{T_p}(K_p P_m - \omega)$$

Sustituyendo el valor de P_m en la ecuación del generador $P_m = Y_3 + Y_4$, además de realizar la sustitución de $Y_4 = Y_2 K_1$ para obtener la ecuación en función de las variables de estado, lo cual se expresa de la siguiente forma

$$\begin{aligned} s\omega &= \frac{1}{T_p}(K_p(Y_3 + Y_4) - \omega) \\ \Rightarrow \dot{\omega} &= \frac{1}{T_p}(K_p Y_3 + K_p Y_2 K_1 - \omega) \end{aligned} \quad (3.11)$$

El modelo de estado está dado matricialmente al agrupar las ecuaciones (3.7), (3.8), (3.9), (3.10) y (3.11) de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \dot{\omega} \\ \dot{Y}_3 \\ \dot{Y}_2 \\ \dot{P}_V \\ \dot{Y}_1 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_p} & \frac{K_p}{T_p} & \frac{K_p K_1}{T_p} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_5} & \frac{K_2}{T_5} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_4} & \frac{1}{T_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{SM}} & \frac{1}{T_{SM}} \\ -\frac{1}{RT_G} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_G} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \\ Y_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_G} \end{bmatrix} P_{ref} \\ [Y] &= [1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \omega \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \\ Y_1 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Modelo de estado con compensador (lazo abierto). En la figura 3.14 se presenta el modelo de gobernador de velocidad térmico con compensador en lazo abierto; después de esto se describen los pasos para obtener el modelo de estado correspondiente que será utilizado en el Apéndice C.

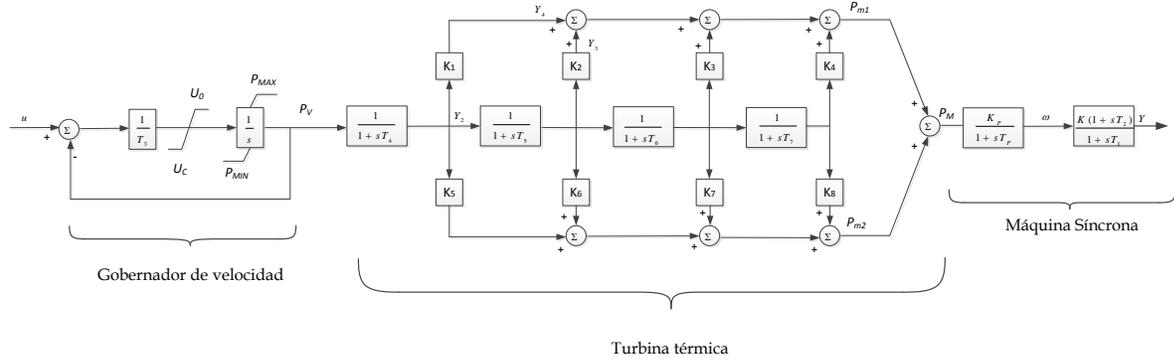


Figura 3. 14 Modelo del sistema de control de velocidad térmico en lazo abierto con compensador.

Gobernador de velocidad

Enseguida se muestra el bloque del servomotor, tomando las mismas consideraciones en los límites mencionados para el gobernador sin compensador

$$P_v = \frac{1}{sT_{SM}}(u - P_v)$$

$$\Rightarrow \dot{P}_v = \frac{1}{T_{SM}}(u - P_v) \quad (3.13)$$

Turbina térmica

Este bloque es el mismo que se mencionó en el gobernador sin compensador, en este caso solamente dos bloques son tomados en cuenta debido a la base de datos con que se cuenta

$$P_m = Y_3 + Y_4$$

P_m es la suma de cada una de las fracciones de potencia aportada por los segmentos de turbina de vapor

$$Y_2 = \left(\frac{1}{1 + sT_4} \right) P_v$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_2 = \frac{1}{T_4}(P_v - Y_2) \quad (3.14)$$

$$Y_3 = \frac{K_2}{1 + sT_5} Y_2$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_3 = \frac{1}{T_5}(K_2 Y_2 - Y_3) \quad (3.15)$$

Máquina síncrona

El último bloque está formado por el bloque de la máquina síncrona considerando un modelo simplificado del generador de polos lisos, también se incluye el estatismo R visto de otra forma como la ganancia del gobernador de velocidad y el relevador de velocidad del gobernador

$$Y = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \omega K$$

$$s(YT_1 - \omega K T_2) = \omega K - Y$$

Definiendo la nueva variable $Y_x = YT_1 - \omega K T_2$, y sustituyendo el nuevo valor de Y en la ecuación como $Y = \frac{1}{T_1}(Y_x + \omega K T_2)$, se obtiene

$$\Rightarrow \dot{Y}_x = \omega K - \frac{1}{T_1}(Y_x + \omega K T_2) \quad (3.16)$$

El bloque que representa al generador síncrono es el siguiente

$$\omega = \frac{K_p}{1 + sT_p} P_m$$

$$s\omega = \frac{1}{T_p}(K_p P_m - \omega)$$

Sustituyendo el valor de P_m en la ecuación del generador $P_m = Y_3 + Y_4$, además de realizar la sustitución de $Y_4 = Y_2 K_1$ para obtener la ecuación en función de las variables de estado, lo cual se expresa de la siguiente forma

$$\Rightarrow \dot{\omega} = \frac{1}{T_p}(K_p Y_3 + K_p Y_2 K_1 - \omega) \quad (3.17)$$

El modelo de estado está dado matricialmente al agrupar las ecuaciones (3.13), (3.14), (3.15), (3.16) y (3.17) de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega} \\ \dot{Y}_3 \\ \dot{Y}_2 \\ \dot{P}_V \\ \dot{Y}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_1} & K \left(1 - \frac{T_2}{T_1}\right) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_p} & \frac{K_p}{T_p} & \frac{K_p K_4}{T_p} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_5} & \frac{K_5}{T_5} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_4} & \frac{1}{T_4} \\ -\frac{1}{RT_G} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{SM}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \\ Y_1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_{SM}} \end{bmatrix} P_{ref}$$

$$[Y] = [1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \begin{bmatrix} \omega \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \\ Y_1 \end{bmatrix} \tag{3.18}$$

Modelo de estado con compensador (lazo cerrado). En la figura 3.15 se presenta el modelo de gobernador de velocidad térmico con compensador en lazo cerrado, para obtener este modelo se une el segmento del generador síncrono al punto de entrada del gobernador de velocidad a través del compensador ahora la señal de frecuencia retroalimentara al sistema completo; después de esto se describen los pasos para obtener el modelo de estado correspondiente que será utilizado en el Apéndice C.

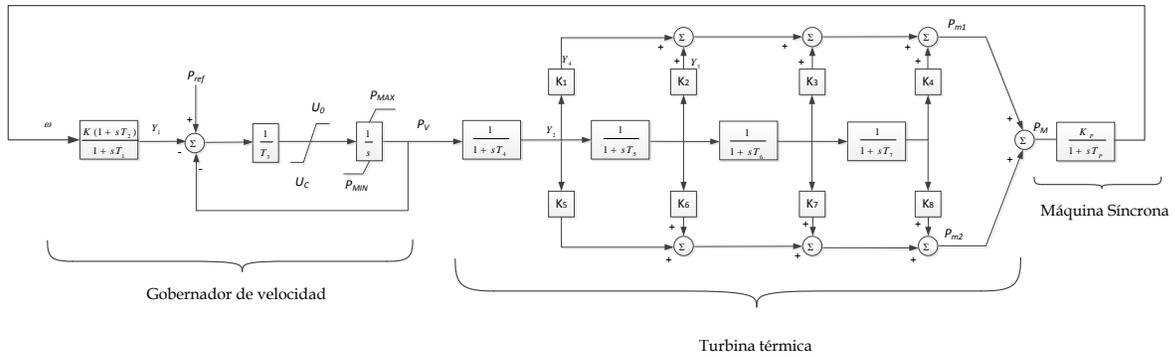


Figura 3. 15 Modelo del sistema de control de velocidad térmico en lazo cerrado con compensador.

Gobernador de velocidad

El siguiente segmento representa al compensador del gobernador de velocidad

$$Y_1 = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} Y_0$$

$$s(Y_1 T_1 - \omega K T_2) = \omega K - Y_1$$

Definiendo la variable $Y_x = Y_1 T_1 - \omega K T_2$, y sustituyendo $Y_1 = \frac{1}{T_1}(Y_x + \omega K T_2)$ en la ecuación anterior, se tiene

$$\Rightarrow \dot{Y}_x = \omega K - \frac{1}{T_1}(Y_x + \omega K T_2) \quad (3.19)$$

El siguiente bloque representa al servomotor, cuya función de transferencia es

$$P_v = \left(\frac{1}{s T_{SM}} \right) (-P_v - Y_1 + P_{ref})$$

$$s P_v = \frac{1}{T_{SM}} (-P_v - Y_1 + P_{ref})$$

Y sustituyendo la variable Y_1 para el servomotor en la ecuación anterior se tiene

$$\Rightarrow \dot{P}_v = \frac{1}{T_{SM}} \left(-P_v - \frac{1}{T_1}(Y_x + \omega K T_2) + P_{ref} \right) \quad (3.20)$$

Turbina térmica

Se toman las mismas consideraciones que para el modelo de lazo abierto

$$P_m = Y_3 + Y_4$$

P_m es la suma de cada una de las fracciones de potencia aportada por los segmentos de turbina de vapor

$$Y_2 = \left(\frac{1}{1 + s T_4} \right) P_v$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_2 = \frac{1}{T_4} (P_v - Y_2) \quad (3.21)$$

$$Y_3 = \frac{K_2}{1 + s T_5} Y_2$$

$$\Rightarrow \dot{Y}_3 = \frac{1}{T_5} (K_2 Y_2 - Y_3) \quad (3.22)$$

Máquina síncrona

El bloque que representa al generador síncrono es el siguiente

$$\omega = \frac{K_p}{1 + sT_p} P_m$$

$$s\omega = \frac{1}{T_p} (K_p P_m - \omega)$$

Sustituyendo el valor de P_m en la ecuación del generador $P_m = Y_3 + Y_4$, además de realizar la sustitución de $Y_4 = Y_2 K_1$ para obtener la ecuación en función de las variables de estado, lo cual se expresa de la siguiente forma

$$s\omega = \frac{1}{T_p} (K_p (Y_3 + Y_4) - \omega)$$

$$\Rightarrow \dot{\omega} = \frac{1}{T_p} (K_p Y_3 + K_p Y_2 K_1 - \omega) \quad (3.23)$$

El modelo de estado está dado matricialmente al agrupar las ecuaciones (3.19), (3.20), (3.21), (3.22) y (3.23) de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega} \\ \dot{Y}_3 \\ \dot{Y}_2 \\ \dot{P}_V \\ \dot{Y}_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_p} & \frac{K_p}{T_p} & \frac{K_p K_4}{T_p} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_5} & \frac{K_5}{T_5} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_4} & \frac{1}{T_4} & 0 \\ K \frac{T_2}{T_1 T_{SM}} & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{SM}} & -\frac{1}{T_1 T_{SM}} \\ K \left(1 - \frac{T_2}{T_1}\right) & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \\ Y_x \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_{SM}} \\ 0 \end{bmatrix} P_{ref}$$

$$[Y] = [1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] \begin{bmatrix} \omega \\ Y_3 \\ Y_2 \\ P_V \\ Y_1 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

3.2.2.2 Control de velocidad para turbina hidráulica

Gobernador para turbina hidráulica. En la figura 3.16 se presenta el modelo general de gobernador de velocidad para turbina hidráulica, éste es un modelo simplificado ampliamente utilizado en estudios de estabilidad de grandes sistemas de potencia.

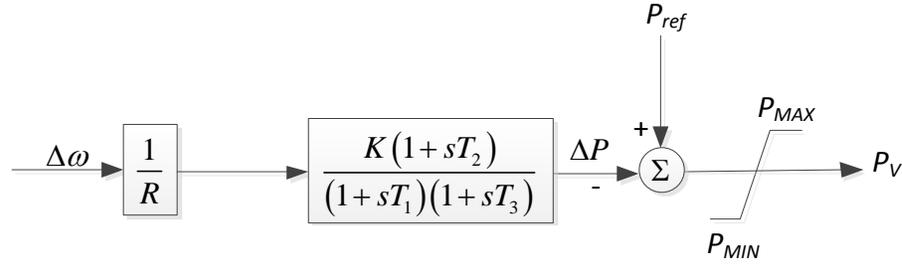


Figura 3.16 Modelo general de gobernador hidráulico para estudios de estabilidad [IEEE, 1973, Ramey and Skooglund, 1970, IEEE, 1992].

Las constantes del control de velocidad para turbinas hidráulicas se definen en función de los parámetros del modelo detallado de la siguiente forma [Ramey and Skooglund, 1970, IEEE, 1973]:

$$K = \frac{1}{R}, \Rightarrow T_1 = \frac{T_g + T_R (R + R_T)}{R} \Rightarrow T_2 = \frac{T_R T_g}{T_g + T_R (R + R_T)} \quad (3.25)$$

Turbina hidráulica. En la Figura 3.17 se presenta el modelo simplificado o de primer orden para turbina hidráulica, el cual es considerado básico en la simulación de SEP's. La característica principal de éste es considerar el efecto de la onda viajera en la tubería que impulsa los álabes de la turbina.

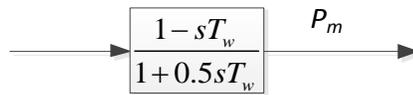


Figura 3.17 Modelo de primer orden de turbina hidráulica (adaptado de [IEEE, 1973, IEEE, 1992, Kundur, 1994]).

Función de transferencia. El objetivo de determinar cuál es la función de transferencia del modelo de gobernador hidráulico es analizar su comportamiento ante pequeñas señales y ajustar los parámetros para obtener su mejor funcionamiento, aspecto que se describe a detalle en el Apéndice C.

Función de transferencia en lazo abierto. La función de transferencia del modelo mostrado en la Figura 3.18, puede ser expresada mediante la expresión (3.26)

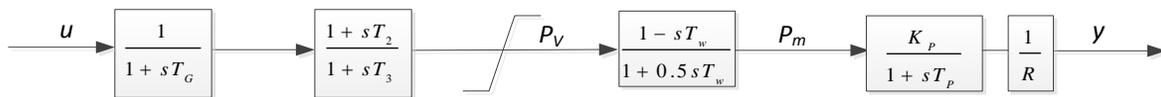


Figura 3. 18 Modelo del sistema de control de velocidad hidráulico en lazo abierto.

$$FTLA = G(s)H(s) \quad (3.26)$$

Donde:

$$G(s) = (1 + sT_2)(1 - sT_w) K_p$$

$$H(s) = (1 + sT_G)(1 + sT_3)(1 + 0.5sT_w)(1 + sT_p) * R$$

Por lo tanto la función de transferencia de lazo abierto queda expresada en la ecuación 3.27, al ser esta una representación más sencilla de determinar que la obtenida con el modelo de estado; además de que es una forma alternativa de introducir el modelo al programa MATLAB.

$$FTLA = \frac{(1 + sT_2)(1 - sT_w) K_p}{(1 + sT_G)(1 + sT_3)(1 + 0.5sT_w)(1 + sT_p) * R} \quad (3.27)$$

Función de transferencia en lazo cerrado. La función de transferencia del modelo mostrado en la Figura 3.19, puede ser expresada mediante la ecuación 3.28.

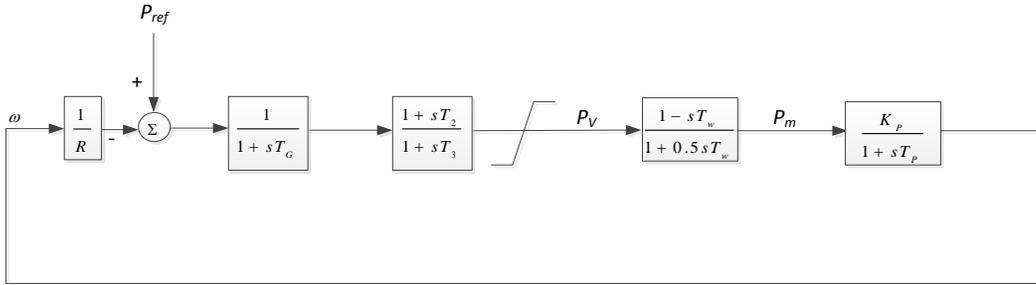


Figura 3. 19 Modelo del sistema de control de velocidad hidráulico en lazo cerrado.

$$FTLC = \frac{G(s)}{1 + G(s)H(s)} \quad (3.28)$$

Por lo tanto la función de transferencia de lazo cerrado queda expresada en la ecuación 3.29

$$FTLC = \frac{(1 + sT_2)(1 - sT_w) K_p}{1 + \frac{(1 + sT_2)(1 - sT_w) K_p}{(1 + sT_G)(1 + sT_3)(1 + 0.5sT_w)(1 + sT_p) * R}} \quad (3.29)$$

3.4 PROGRAMA DE ESTABILIDAD INCLUYENDO LOS MODELOS DINÁMICOS DEL SISTEMA GOBERNADOR DE VELOCIDAD

En la figura 3.20 se muestran un diagrama de flujo, en particular los bloques donde se realizaron las adiciones de código necesario para implementar los modelos del

sistema gobernador de velocidad para turbinas térmicas e hidráulicas, tales modelos se describen con más detalle en el Apéndice B.

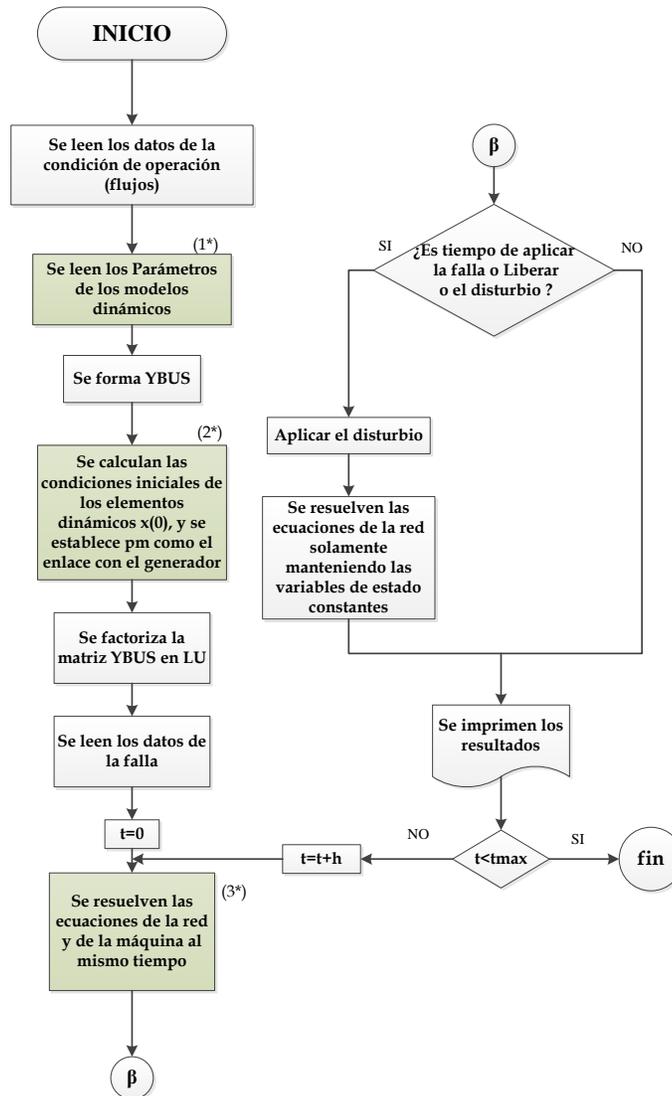


Figura 3.20 Diagrama de flujos del programa de computadora digital para estudios de estabilidad transitoria incluyendo el modelado del conjunto gobernador-turbina.

En la figura 3.20 se resaltan en obscuro algunos bloques, además se encuentran señaladas con un asterisco, estos bloques representan las subrutinas donde se adicionó el código para incluir los modelos dinámicos de los SGV. Estos cambios se explican a continuación:

- En el bloque (1*), dentro de la subrutina *lecest.f* se adicionaron dos bloques de lectura, el primero para leer los parámetros de los modelos generales SGV térmicos e hidráulicos 1 y 2, y el segundo para leer los parámetros del modelo general de turbina térmica y el modelo simplificado de turbina hidráulica.

- En el bloque (2*), se incluyeron dos nuevas subrutinas llamadas *cigov.f* y *citur.f*, en la primera se definen las condiciones iniciales de los modelos generales SGV térmicos e hidráulicos 1 y 2, y en la segunda las del modelo general de turbina térmica y el modelo simplificado de turbina hidráulica.
- En el bloque (3*), se resuelven la ecuaciones de los elementos dinámicos y de la red del sistema al aplicar el método implícito simultáneo, lo cual se analiza con más particularidad en la Figura 3.14.

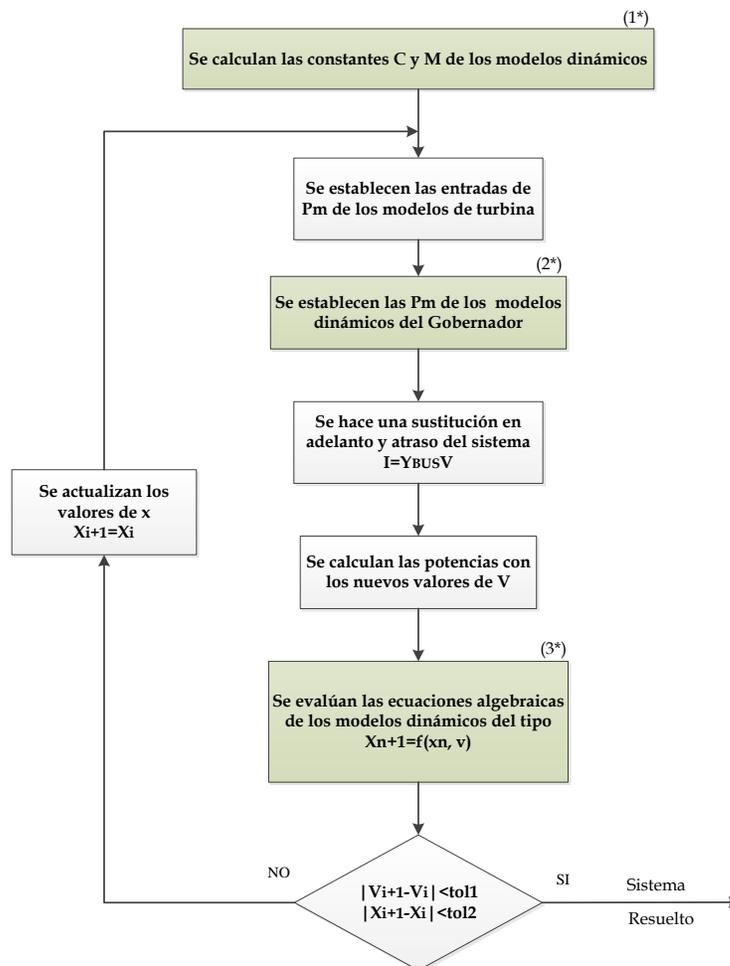


Figura 3.21 Diagrama de flujos del programa de computadora digital para aplicar el método implícito simultáneo de solución de las ecuaciones de la red y los modelos dinámicos.

Los modelos de controles de velocidad se insertaron dentro del programa TRANSTAB, aplicando el método implícito que se describe en [Arrillaga and Arnold, 1990]; las subrutinas modificadas para ejecutar el método de integración trapezoidal son señaladas en la figura 3.21, estas se describen enseguida:

- En el bloque (1*), son calculadas para cada paso de integración las constantes C y M de la regla de integración trapezoidal de integración para todos los

modelos dinámicos del sistema. En la subrutina *consint.f* se colocaron dos bloques de código en el primero se definen las constantes de los modelos generales SGV térmicos e hidráulicos 1 y 2, mientras que en el segundo bloque se especifican las constantes del modelo general de turbina térmica y del modelo simplificado de turbina hidráulica, los controles anteriores se describen en el Apéndice B.

- En el bloque (2*), se enlazan los controles con el programa al utilizar la variable que representa la potencia mecánica de los generadores síncronos
- En el bloque (3*), se incluyeron dos nuevas subrutinas *dingov.f* y *dintur.f*, estas integran las ecuaciones diferenciales de los modelos dinámicos de SGV térmicos e hidráulicos, así como los modelos de turbinas que se han venido mencionando.

El código de las nuevas subrutinas se muestra en el Apéndice D.

3.5 PROGRAMA DE CONVERSIÓN DEL ARCHIVO DE FLUJOS DEL FORMATO PSS/E 29 A FLUJOS 1.5

Para poder utilizar el programa de simulación en el tiempo en este trabajo [TRANSTAB, 1996], donde se insertaron algunos modelos de control de velocidad de la máquina síncrona, fue necesario desarrollar un programa para ordenar los datos del archivo de flujos. En la Figura 3.22 se presenta el diagrama de bloques del programa de computadora digital para convertir el archivo del programa PSSE/29 con extensión .RAW a uno que pudiera ser utilizado en el programa FLUJOS 1.5. A continuación se describen aspectos importantes del algoritmo:

1. El primer paso es introducir el nombre del archivo de lectura con extensión .RAW, para ello es necesario borrar los comentarios entre bloques y en el encabezado colocar la potencia base del sistema, y 5 números correspondientes al número de buses, cargas, generadores, líneas y transformadores.
2. Posteriormente se realizan dos lecturas del archivo de entrada la primera es para identificar el número de elementos conectados al sistema, de esta forma se dimensionan dos matrices, la primera para almacenar los datos de buses, y la segunda para datos de líneas y transformadores.
3. En la subrutina de lectura de datos estáticos es necesario leer variables de 5 bloques dentro del archivo original. Además de los nodos en los que se encuentra cada uno de los parámetros.
Datos de Bus (V_M, V_A, P_S, Q_S)
Datos de Carga (P_O, Q_O)
Datos de Generación (P_G, Q_G)
Datos de Líneas de transmisión (R, X, B)
Datos de Transformadores (R, X, TAP, ANG)

4. En el orden que se realice la lectura de datos se irán almacenando los parámetros en las matrices creadas al inicio de acuerdo al nodo donde se encuentren ubicados los parámetros.
5. Finalmente es necesario reenumerar los nodos del sistema de acuerdo al orden establecido por el programa (Slack, Buses de generación y buses de carga), cambiar la base de la potencia de generación y carga a la del sistema, dividir la susceptancias de las líneas, y presentar los resultados en el formato requerido.

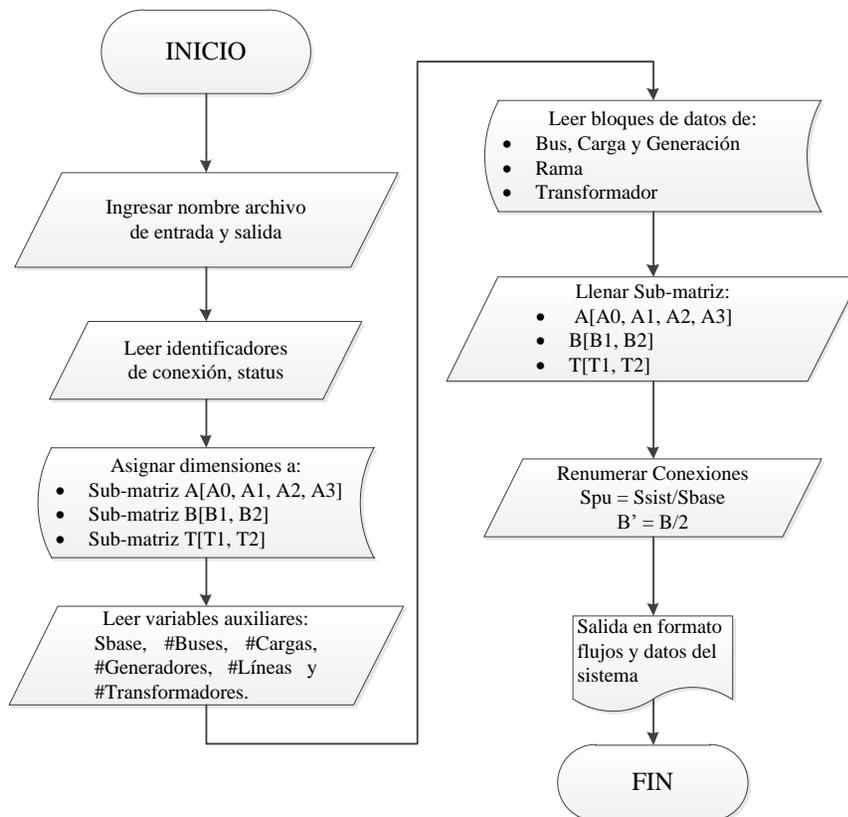


Figura 3. 22 Diagrama de flujos del programa de computadora digital para convertir el archivo de entrada de datos del programa flujos PSS/E 29 a FLUJOS 1.5.

CAPÍTULO 4:

SISTEMAS DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen un conjunto de pruebas para 2 sistemas de potencia. Los datos detallados de los sistemas se presentan en el Apéndice A. Estas pruebas tienen como propósito analizar el comportamiento de los controles de velocidad integrados al programa TRANSTAB. Las pruebas que se presentan en este capítulo son las siguientes:

- Pruebas típicas de operación (Cambio de par mecánico y falla trifásica).
- Pruebas de validación del control (Prueba escalón unitario).

Tal como se refiere en [SENER, 2012], el Sistema Eléctrico Nacional comprende nueve áreas eléctricas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. En este trabajo se abordan dos Sistemas operando aisladas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), estos son:

- Sistema Baja California Sur
- Sistema Noroeste

4.2 SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR

4.2.1 Sistema de Prueba

En esta sección se presenta la descripción del sistema de potencia de Baja California Sur con respecto a su capacidad de operación así como de los elementos de sistema que lo componen. Las dos áreas que pertenecen a la península de Baja California permanecen como sistemas aislados, debido a que su interconexión con el resto de la red nacional no se justifica desde el punto de vista técnico y económico, aunque el sistema de potencia de Baja California Norte está conectado al sistema de potencia de la región oeste de Estados Unidos (el sistema WECC por “Western Electricity Coordinating Council”, en Inglés).

El sistema interconectado de Baja California Sur cuenta con los siguientes tipos de plantas de generación:

- Centrales de hidrocarburos.
- Centrales geotermoeléctricas.
- Centrales eoloeléctricas.

La tabla 4.1 presenta un resumen de los elementos del sistema B.C. Sur que se encuentran activos con respecto a la base de datos completa.

Tabla 4. 1 Datos del sistema de prueba Baja California Sur.

Elementos	Totales	Activos
Buses	69	69
Generadores	19	12
Cargas	42	39
Dispositivos de compensación reactiva fijos	10	10
Dispositivos de compensación reactiva a pasos	2	2
Líneas	49	49
Transformadores	26	26

Cabe mencionar que en este sistema interconectado se tienen dos tipos de generador síncrono: el de polos lisos (modelo GENROU) y el de polos salientes (modelo GENSAL¹³) cuyas características son de particular interés por la región en la que se ocupan. La mayor parte de las unidades funcionan a base de diesel¹⁴, y uno de sus objetivos es el de reducir el ruido que podría afectar a la fauna marina.

- Las unidades de polos lisos cuentan con un disco que amortigua las oscilaciones (volante de inercia) montado entre el eje y el motor que reduce el ruido generado por los pistones, reduciendo la intensidad de las oscilaciones en el eje de la máquina.
- Mientras que el uso de las unidades de polos salientes se justifica porque al ser unidades de mayor tamaño producen un movimiento más lento y estable con respecto a las oscilaciones que se podrían presentar en el eje.

¹³ Para ver las especificaciones de ambos modelos, ver [PTI, 2002a].

¹⁴ El Diesel se utiliza en unidades TG (Turbo-Gas) que operan durante las horas de demanda máxima, para abastecer zonas aisladas y por restricciones en la disponibilidad de gas en algunas centrales de ciclo combinado.

4.2.2 Estudio de Flujos de Potencia

Unos de los requerimientos para realizar la simulación en el tiempo es contar con el estudio de flujos de potencia del sistema, puesto que éste define el estado de operación inicial; para el sistema de Baja California Sur fue necesario, como se mencionó en la sección 3.5, modificar el archivo de entrada para su utilización en el programa TRANSTAB.

El archivo de datos estáticos¹⁵ del sistema con extensión .RAW, se cambió por uno con extensión .DAT y con el formato requerido por el programa. En la Figura 4.1 se muestran los resultados de una corrida de flujos utilizando el Programa de Simulación Digital de Sistemas de Eléctricos de Potencia para Estudios de Flujos de Potencia versión 1.5, del cual se habla a detalle en [Ruiz y Olgún, 1997].

En el Apéndice A se muestra la comparación de los valores obtenidos con los programas PSAT y TRANSTAB para las magnitudes y ángulos de voltajes nodales. La diferencia entre estas variables resultó ser muy pequeña, del orden de 1×10^{-3} para la mayoría de los buses, por lo cual se considera que la conversión del formato del archivo de flujos se realizó de manera adecuada.

El estado de operación resultante en términos de valores de tensión y flujos de potencias en los elementos del sistema se muestran en la Figura 4.1, la cual fue obtenida con los resultados del programa FLUJOS [Ruiz y Olgún, 1997]. Estos resultados se consideraron adecuados para realizar la simulación empleando el Programa de Simulación Digital de Sistemas de Eléctricos de Potencia para Estudios de Estabilidad Transitoria TRANSTAB versión 1.4, del cual se habla a detalle en [TRANSTAB, 1996].

4.2.3 Condiciones Iniciales del Sistema

A partir del estudio de flujos de potencia se calcularon y verificaron las condiciones iniciales del sistema. Para este efecto se establecieron los parámetros necesarios para realizar la simulación en el tiempo por medio del programa TRANSTAB con modelos detallados de 5º y 6º orden de los generadores sin controles, los cuales son:

- Paso de integración 1×10^{-3} .
- Tolerancia para la solución de las ecuaciones del estudio 5×10^{-4} .
- Marco de referencia: centro inercial del sistema.
- Tiempo de simulación 1 s para la validación de condiciones iniciales.
- Tiempo de falla 2.0 s.
- Tiempo de liberación de falla 2.1 s.

¹⁵ De la misma forma el archivo de datos dinámicos fue adaptado al programa TRANSTAB, pero esta adecuación se realizó de forma manual tomando como guía un archivo dinámico de otro sistema.

En la Figura 4.2 se presentan los ángulos de las máquinas del sistema de prueba de Baja California Sur en la simulación sin falla, con el propósito de corroborar que el cálculo de las condiciones iniciales del sistema se realizó de manera adecuada.

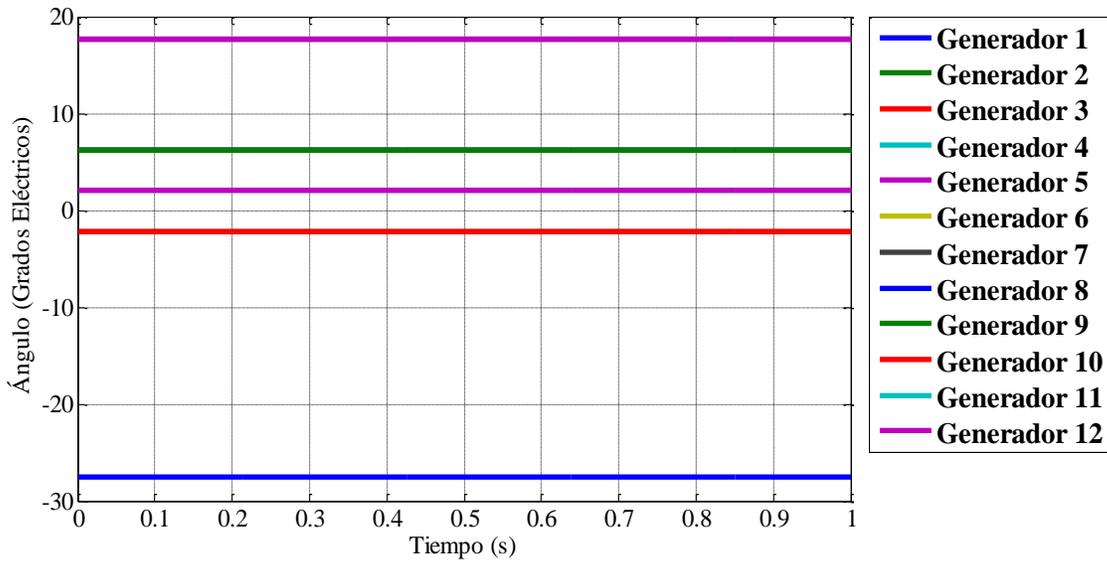


Figura 4. 1 Variación del ángulo de carga del sistema de Baja California Sur, sin falla.

En la Figura 4.3 se presentan las potencias de las máquinas en la misma simulación del sistema de prueba de Baja California Sur sin falla. Como se observa, las curvas de ambas figuras permanecen constantes debido a que las condiciones iniciales del sistema fueron adecuadas.

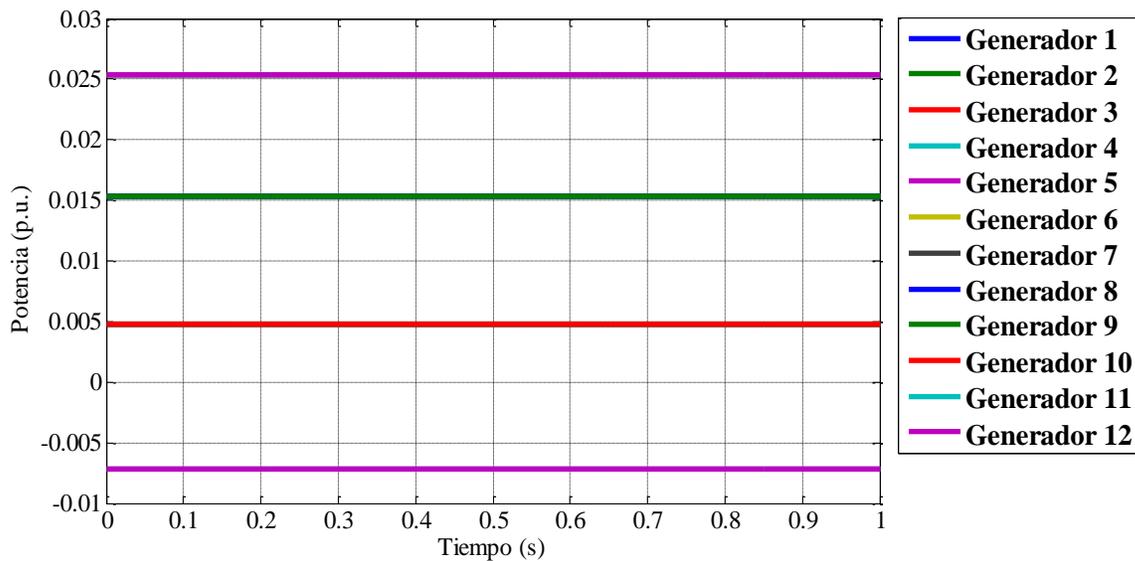


Figura 4. 2 Variación de la potencia mecánica del sistema de Baja California Sur, sin falla.

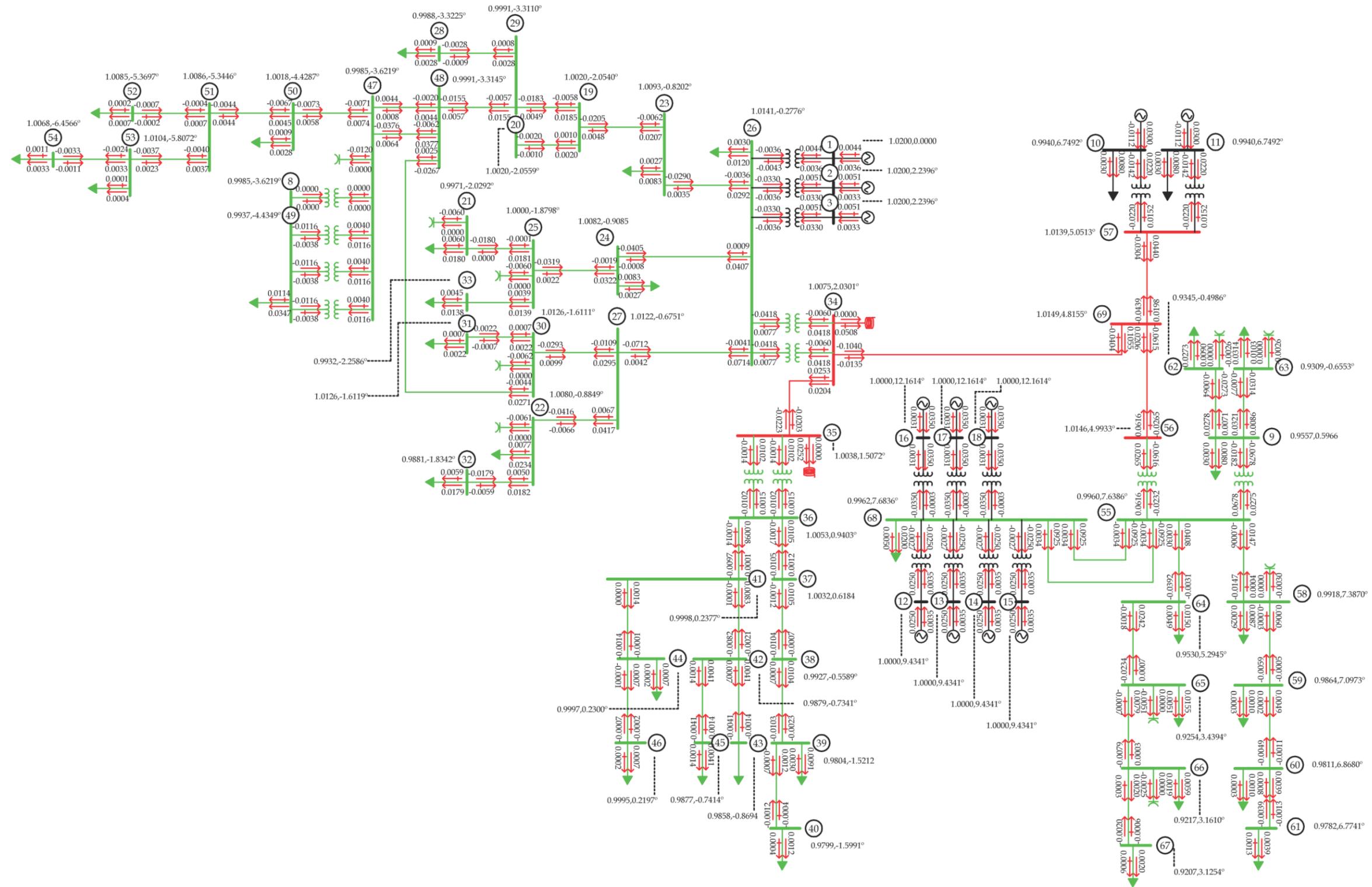


Figura 4. 3 Diagrama unifilar del sistema Baja California de 69 nodos.

En la Figura 4.4 se presentan las frecuencias eléctricas de los rotores de cada una de las máquinas, en la simulación del sistema de prueba de Baja California Sur sin falla. Se observa que existe un cambio de 0.008 Hz cuando no se aplica falla alguna, lo cual se considera una variación mínima, debida a errores numéricos, que se puede despreciar para efectos de utilizar el caso base de operación.

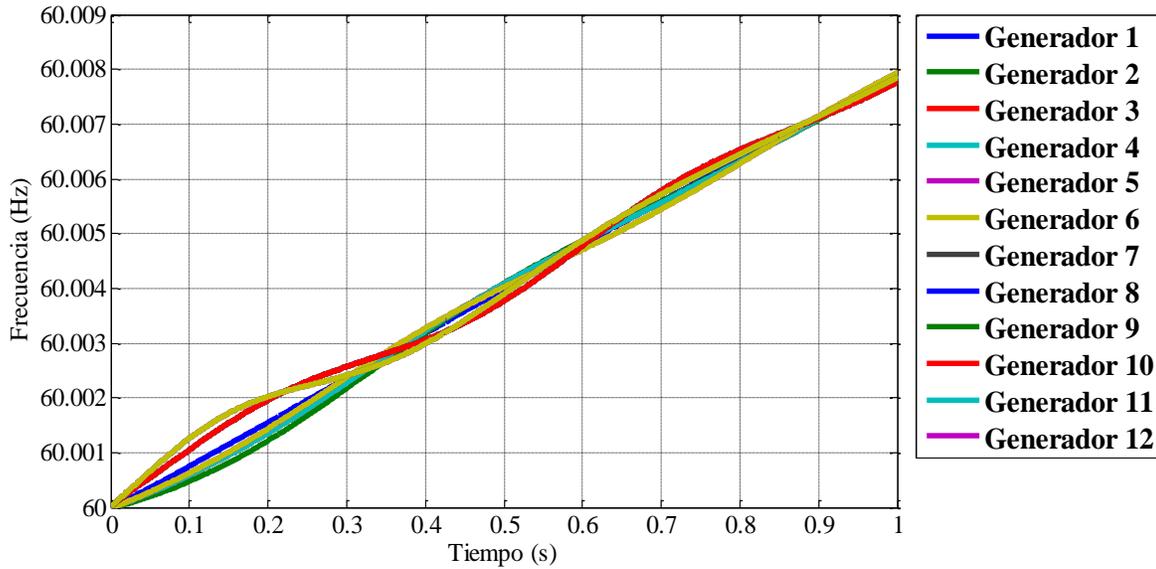


Figura 4. 4 Variación de la frecuencia del sistema de Baja California Sur, sin falla.

4.2.5 Resultados del Estudio de Simulación en el Tiempo

En esta sección se muestran los resultados de efectuar un conjunto de pruebas típicas dentro del estudio de estabilidad de sistemas de potencia, con el objeto principal de analizar el comportamiento de los controles de velocidad integrados a las subrutinas del programa TRANSTAB. Los gobernadores de velocidad utilizados en estas simulaciones son los modelos 1 y 2 para turbinas hidráulicas (ver Apéndice B) recomendados por el IEEE [IEEE, 1973, Kundur, 1994, IEEE, 2007, IEEE, 2011].

Las simulaciones que se presentan enseguida se agrupan dentro de dos subcategorías, estas son:

- **Sistema sin controles.** Se analiza el comportamiento del sistema Baja California Sur de 69 Nodos al realizar simulaciones de corto plazo sin controles; las pruebas consisten en reducir el par mecánico de un generador y aplicar una falla trifásica en uno de los nodos.
- **Sistema con controles.** Se analiza el comportamiento de los controles al realizar simulaciones de corto plazo en el Sistema Baja California Sur 69-Nodos con 2 controles de velocidad; las pruebas consisten en reducir el par mecánico de un generador y aplicar una falla trifásica en uno de los nodos.

El sistema B. C. Sur utilizado en todas las simulaciones de esta sección es el que se describe en la sección 4.2.1 (ver Apéndice A).

Sistema sin controles. La prueba número 1 consiste en reducir el *par mecánico* del generador síncrono número 12. En la tabla 4.2 se muestran los resultados de reducir el par mecánico del generador número 12 considerando 4 casos, con reducciones de 5%, 10%, 15% y 20% de su valor nominal. El error relativo se calcula con respecto a la frecuencia nominal. Se observa una relación directa entre la disminución de la frecuencia y la magnitud de reducción del par mecánico.

Tabla 4. 2 Resultados de la prueba número 1 al sistema de prueba sin controles.

% de Par Mecánico	Potencia (MW)	Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)
5	0.175	59.75614	0.40643
10	0.350	59.51328	0.81120
15	0.525	59.29273	1.17878
20	0.700	59.09319	1.51135

En la Figura 4.5 se muestran las desviaciones de frecuencia de los generadores 1, 2, 3, 4 y 12 en los casos extremos considerados en la primera prueba del sistema: en el inciso a) la reducción es del 5% mientras que en el inciso b) se reduce un 20% respecto a su valor nominal, cuando el sistema se opera sin controles.

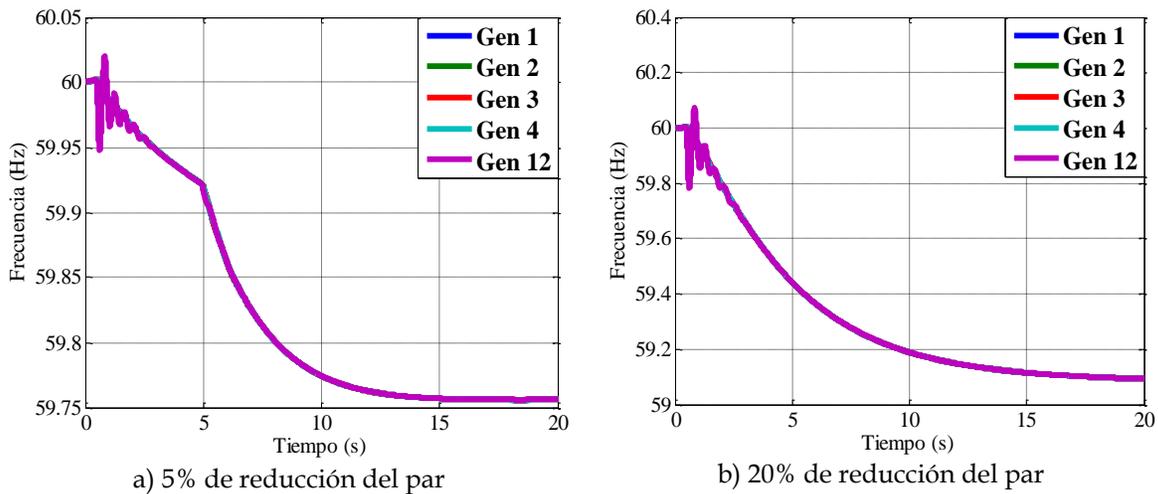


Figura 4. 5 Desviación de frecuencia en los generadores 1, 2, 3, 4 y 12. Tiempo del cambio de par mecánico $t = 0.5$ s. Sistema Baja California Sur sin controles.

En la gráfica anterior se obtuvo un valor aproximado de 59.75 Hz para la reducción de 5% y 59.1 Hz para la reducción del 20%. En la figura 4.6 se observan las desviaciones de voltaje en las terminales de los generadores 1, 2, 3, 4, y 12, durante la prueba descrita anteriormente.

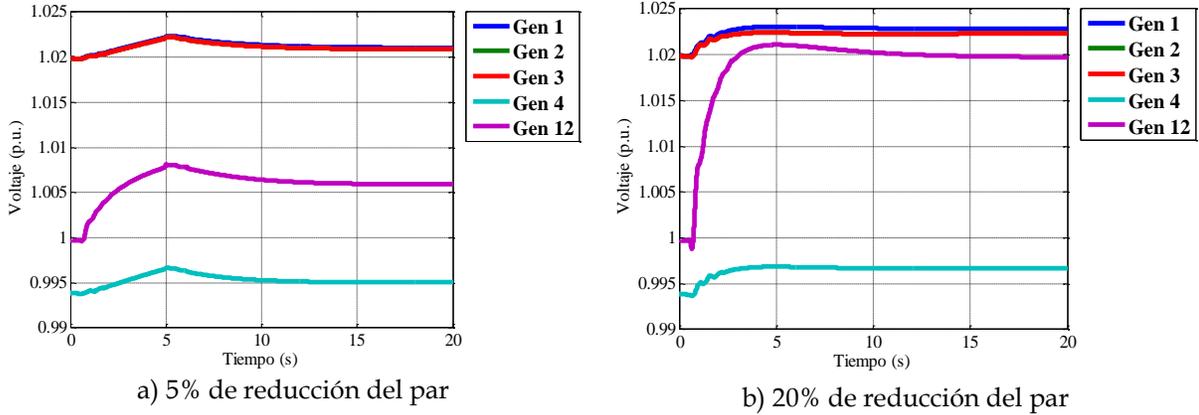


Figura 4. 6 Desviación de voltaje en los generadores 1, 2, 3, 4 y 12. Tiempo del cambio de par mecánico $t = 0.5$ s. Sistema Baja California Sur sin controles.

En la Figura anterior se observa claramente una variación mayor de voltaje en el generador donde tiene lugar el cambio de par mecánico, siendo en el caso más crítico de 0.02 pu (caso de la reducción de par del 20%).

La prueba número 2 cuando el sistema opera sin controles consiste en aplicar una *falla trifásica* en el bus número 53 del sistema. El tiempo en que se aplica la falla es $t = 0.1$ s. En la figura 4.7 se muestran las desviaciones de frecuencia de los generadores 1, 2, 3, 4 y 12. Considerando dos casos principales: a) la falla es liberada en $t = 0.15$ s, mientras que en b) la falla es liberada en $t = 0.20$ s.

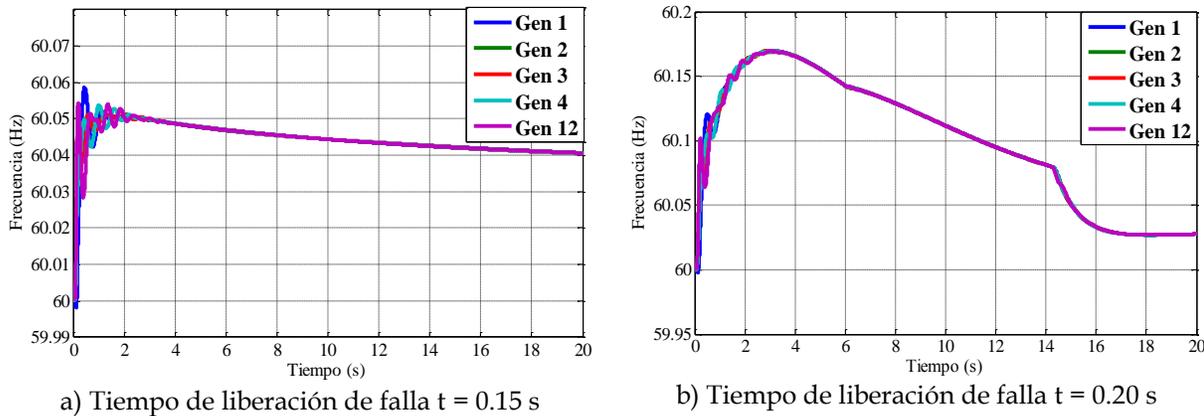


Figura 4. 7 Desviación de frecuencia en los generadores 1, 2, 3, 4 y 12. Falla trifásica aplicada en el nodo 53 en $t=0.1$ s. Sistema Baja California Sur sin controles.

En la gráfica anterior se obtuvo un valor máximo aproximado de frecuencia de 60.05 Hz para un tiempo de liberación de la falla $t = 0.15$ s, mientras que la desviación fue de 60.16 Hz para un tiempo de liberación $t = 0.20$ s. En la figura 4.8 se observan las desviaciones de voltaje en los generadores 1, 2, 3, 4, y 12, para los dos casos de la prueba descrita anteriormente.

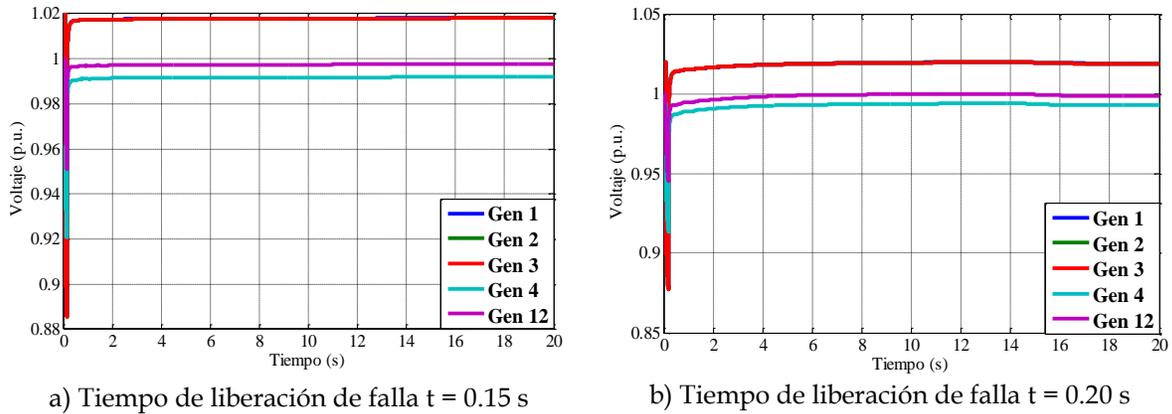


Figura 4. 8 Desviación de frecuencia en los generadores 1, 2, 3, 4 y 12. Falla trifásica aplicada en el nodo 53 en $t = 0.1$ s. Sistema Baja California Sur sin controles.

En la Figura anterior se observa claramente una variación mayor de voltaje en el generador donde tiene lugar la falla trifásica para ambos casos de estudio. En el caso con el tiempo de liberación $t = 0.20$ s, la excursión de voltaje del generador 12 es cercana a 0.88 pu en el transitorio.

Sistema con controles. En el sistema con controles se realizaron las mismas pruebas que con el sistema sin controles para poder evaluar el efecto de la acción del control primario de frecuencia. En estas simulaciones se consideraron dos modelos del sistema turbina gobernador: SGV1 y SGV2 descritos en detalle en los apéndices A y B.

En la tabla 4.3 se muestran los resultados de reducir el par mecánico del generador número 12 considerando 4 casos, con reducciones de 5%, 10%, 15% y 20% de su valor nominal. El error relativo se calcula con respecto a la frecuencia nominal. Como era de esperarse, la magnitud de las desviaciones de frecuencia del sistema con controles mostrada en la tabla 4.3 es menor comparada con las que fueron presentadas en la tabla 4.2 para el caso sin controles.

Tabla 4. 3 Resultados de la prueba número 1 al sistema de prueba con controles.

% de Par Mecánico	Potencia (MW)	Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)
5	0.175	60.00637	0.01053
10	0.350	59.87350	0.21083
15	0.525	59.86664	0.22227
20	0.700	59.82047	0.29922

La prueba número 1 consiste en reducir (10%) el *par mecánico* del generador síncrono número 12, cuando el sistema se opera con controles. En la figura 4.9 se muestran las desviaciones de frecuencia de los generadores 1, 2, 3, 4 y 12, en el inciso a) sin controles de velocidad y en el inciso b) con controles de velocidad (SGV2 para turbinas hidráulicas).

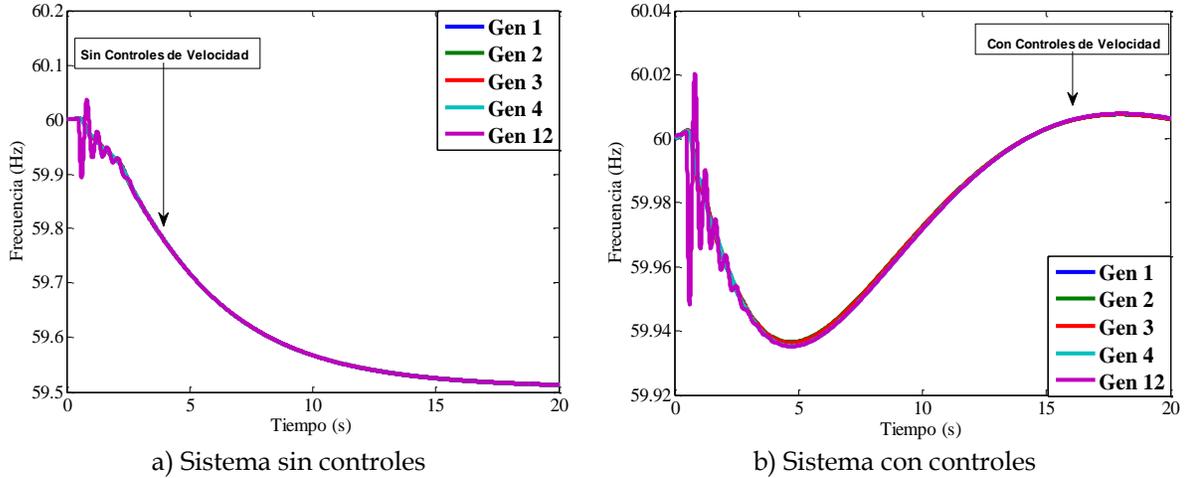


Figura 4. 9 Desviación de frecuencia en los generadores 1, 2, 3, 4 y 12, tiempo del evento $t = 0.5$ s, Sistema Baja California Sur (con y sin controles).

En la gráfica anterior se obtuvo un valor aproximado de 59.5 Hz para la simulación sin controles y 60.0 Hz para el resultado con controles. En la figura 4.10 se observa el par mecánico en el generador 2 (inciso a)) y en el generador 3 (inciso b)). En ambos casos los resultados muestran tres respuestas: cuando no se tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 para turbina hidráulica y cuando tiene conectado el SGV 2. Se puede observar en ambas figuras que la respuesta de los generadores es muy similar cuando se emplean ambos modelos del gobernador (las respuestas dinámicas con ambos controles están sobrepuestas).

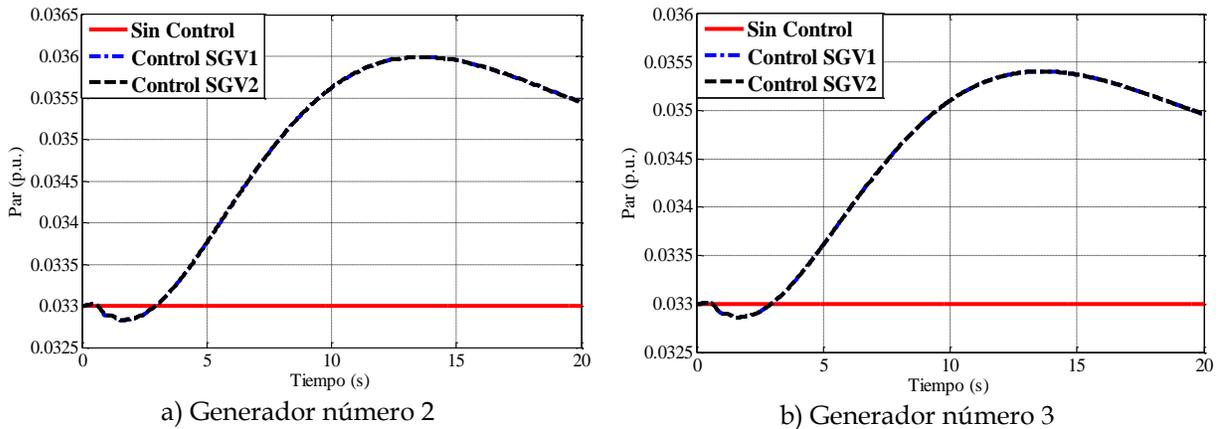


Figura 4. 10 Desviación de par mecánico, en los generadores 2 y 3 para la prueba No. 1. Tiempo del evento $t = 0.5$ s. Sistema Baja California Sur.

En la figura anterior también se observa una respuesta similar en ambos generadores, aunque la diferencia entre uno y otro se debe al estatismo asignado a cada una de las unidades. En la figura 4.11 se presentan las variaciones de frecuencia para el generador 2 (inciso a)) y el generador 3 (inciso b)) para el mismo caso mostrado en la

Figura 4.10. En la Figura 4.11 se muestran también tres respuestas: cuando no tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 para turbina hidráulica y cuando tiene conectado el control SGV 2.

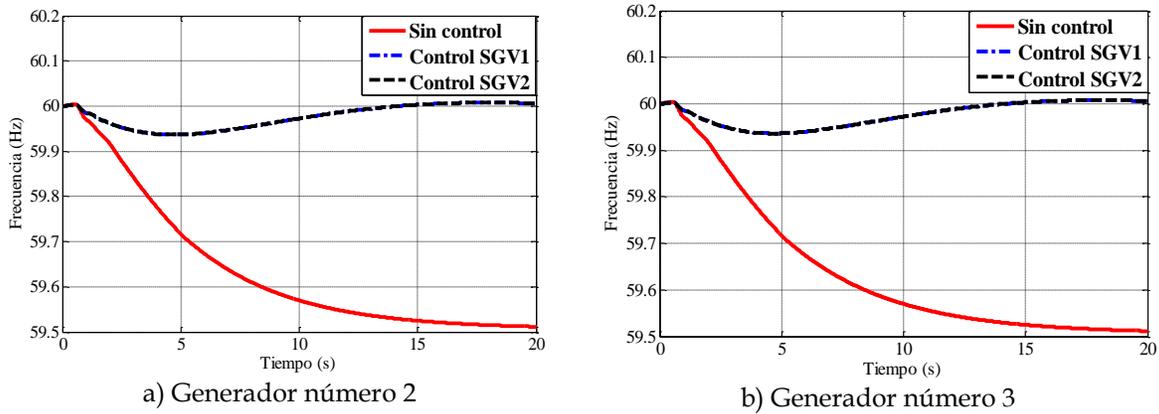


Figura 4. 11 Desviación de frecuencia, en los generadores 2 y 3 para la prueba No. 1. Tiempo del evento $t = 0.5s$. Sistema Baja California Sur.

En la figura anterior se observa una respuesta similar en ambos generadores, además de que la respuesta de los controles es la misma para los controles SGV tipo 1 y 2; ambos controles mejoran la señal de frecuencia llevándola cerca de su valor nominal.

La prueba número 2 consiste en aplicar una *falla trifásica* en el bus número 53, el tiempo en que se aplica la falla es $t = 0.1 s$ y el tiempo en el que se libera es $t = 0.20 s$. En la figura 4.12 inciso a) se tiene la respuesta del generador 1 y en el inciso b) la del generador 3; en ambos casos los resultados muestran tres respuestas, cuando no se tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 para turbina hidráulica y cuando tiene conectado el control SGV 2.

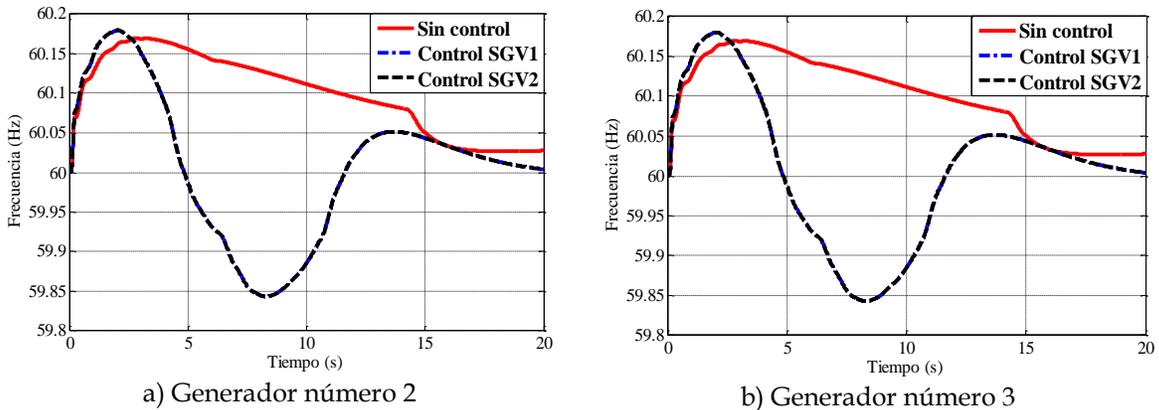


Figura 4. 12 Desviación de frecuencia, en los generadores 2 y 3 para la prueba No. 2. Tiempo de aplicación de la falla $t = 0.1 s$, tiempo de liberación de la falla $0.2 s$, Sistema Baja California Sur.

En la figura anterior se observa una respuesta similar en ambos generadores, además la respuesta de los controles es la misma para el SGV tipo 1 y 2; ambos controles ocasionan la presencia de oscilaciones en la frecuencia de los generadores; cabe mencionar que este no es un evento al que comúnmente se asocia con la operación de los controles de velocidad. En la figura 4.13 se observa el comportamiento dinámico del sistema en función de sus variaciones de frecuencia: en el eje x se presenta el número de máquinas (12), en el eje y el tiempo (20 s) y en el eje z la desviación de frecuencia de los generadores del sistema Baja California Sur.

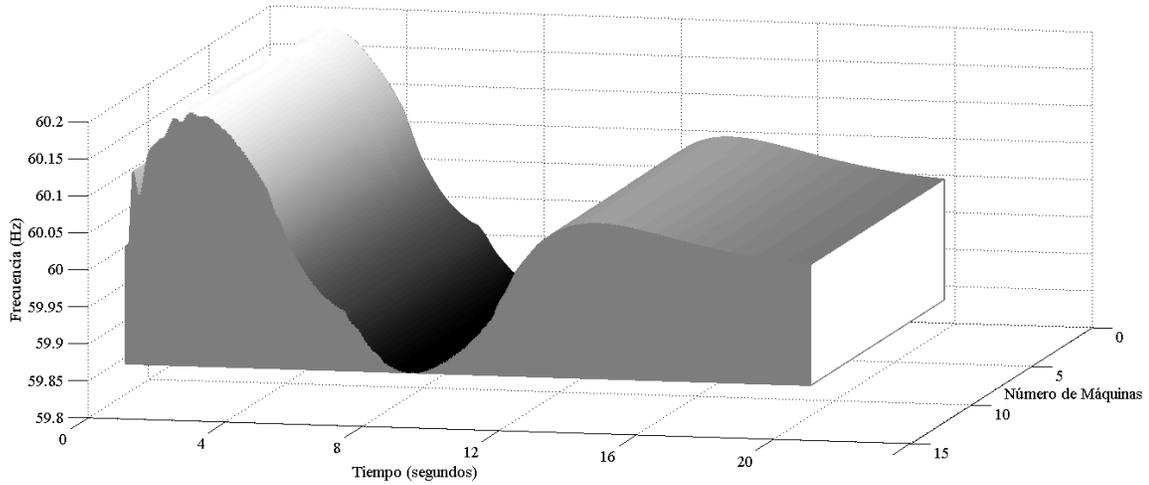


Figura 4. 13 Desviación de frecuencia del sistema Baja California Sur vista desde los generadores (con controles).

En la figura anterior se observa un valor máximo de frecuencia de 60.15 Hz y mínimo de 59.85 Hz en los generadores del sistema B. C. Sur. En la figura 4.14 se observa la acción del par mecánico en el inciso a) del generador 2 y en el inciso b) del generador 3; en ambos casos los resultados muestran tres respuestas, cuando no se tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 para turbina hidráulica y cuando tiene conectado el SGV 2.

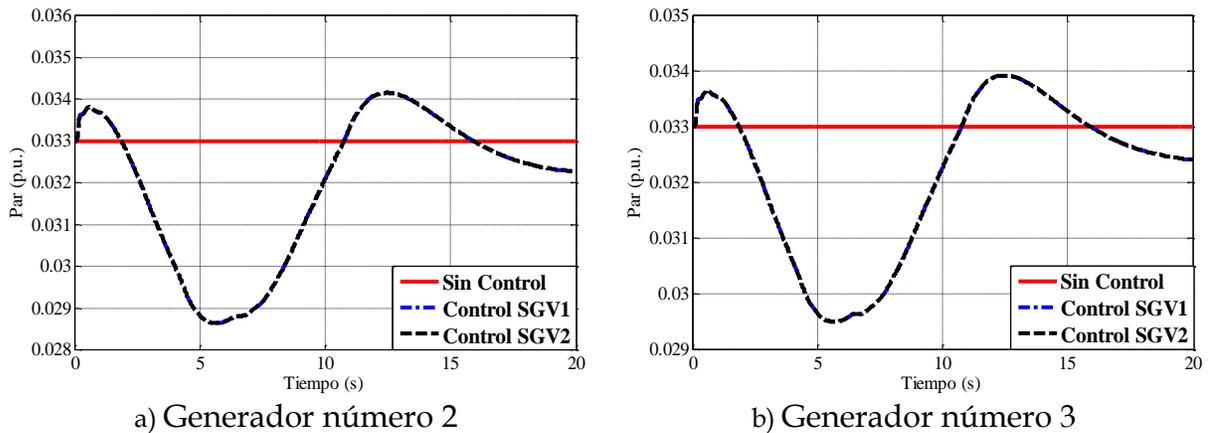


Figura 4. 14 Desviación de par mecánico, en los generadores 2 y 3, tiempo de aplicación de la falla $t = 0.1$ s, tiempo de liberación de la falla 0.2s, Sistema Baja California Sur (con y sin controles).

En la figura anterior se observa una respuesta similar en ambos generadores, además la respuesta de los controles es la misma en ambos controles; la recuperación del valor de frecuencia ocasiona oscilaciones en la frecuencia de los generadores. En la figura 4.15 se observa en el eje x el número de máquinas (12), en el eje y el tiempo (20 s) y en el eje z la desviación de frecuencia de los generadores del sistema Baja California Sur.

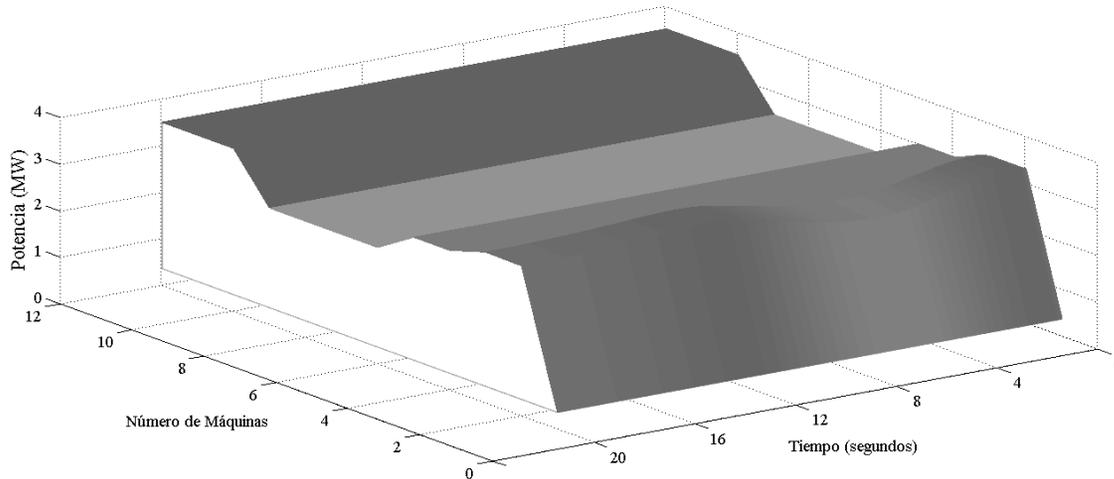


Figura 4. 15 Variación de la potencia mecánica del sistema Baja California Sur vista desde los generadores (con controles).

4.2.5 Discusión de resultados

Son los resultados obtenidos anteriormente se puede concluir lo siguiente:

1. Los modelos agregados mediante subrutinas al programa TRANSTAB disminuyen la desviación de frecuencia del sistema cuando ocurren cambios pequeños de carga o generación, lo cual puede observarse de forma clara en la tabla 4.4 donde se compara el valor final de la respuesta del sistema Baja California Sur para los diferentes cambios de *par mecánico* con y sin controles.

Tabla 4. 4 Valor de frecuencia del sistema de prueba.

% de Par Mecánico	Potencia (MW)	Sin controles		Con controles	
		Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)	Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)
5	0.175	59.75614	0.40643	60.00637	0.01053
10	0.350	59.51328	0.81120	59.87350	0.21083
15	0.525	59.29273	1.17878	59.86664	0.22227
20	0.700	59.09319	1.51135	59.82047	0.29922

2. Cuando se aplica una falla trifásica los modelos de controles de velocidad afectan la señal de frecuencia, particularmente en los casos que se presentaron

en esta sección con el control de velocidad tipo hidráulico, el máximo fue de 60.16 Hz y el valor mínimo de 60.04Hz cuando el tiempo de liberación fue de con $t = 0.20s$ (sin controles de velocidad); para el mismo tiempo de liberación se obtuvo un valor máximo de frecuencia de 60.15 Hz y valor mínimo de 59.85 Hz en los generadores del sistema B. C. Sur (sin controles de velocidad).

3. Cabe mencionar que la potencia aportada por el Slack era menor a la de otros generadores, una situación muy particular que se presenta en este sistema; no se encontró diferencia alguna en la operación de los modelos, aunque esta comparación se llevó a cabo solo para la falla trifásica.

4.3 SISTEMA DEL ÁREA DE CONTROL NOROESTE

4.3.1 Sistema de Prueba

En esta sección se presenta la descripción del sistema de potencia interconectado Noroeste con respecto a su capacidad de operación así como de los elementos de sistema que lo componen. También se muestra la comparación de los resultados obtenidos al realizar un estudio de flujos de potencia a través de la magnitud y el ángulo de voltaje de bus.

El sistema interconectado del Área de Control Noroeste cuenta con los siguientes tipos de plantas de generación:

- Centrales de hidrocarburos.
- Centrales hidroeléctricas.
- Centrales de ciclo combinado.

Las centrales nucleoelectricas, eoloelectrica y geotermoelctrica no tiene presencia en el Área de Control Noroeste. La tabla 4.5 presenta un resumen de los elementos del sistema Noroeste que se encuentran activos con respecto a la base de datos completa.

Tabla 4. 5 Datos del sistema de prueba Noroeste.

Elementos	Totales	Activos
Buses	273	266
Generadores	47	15
Cargas	95	94
Dispositivo de compensación reactiva fijo	1	1
Dispositivo de compensación reactiva a pasos	33	33
Líneas	222	167
Transformadores	188	181

4.3.2 Estudio de Flujos de Potencia

El archivo de datos de flujos del sistema Noroeste se adaptó para poder utilizar el Programa de Simulación Digital de Sistemas de Eléctricos de Potencia para Estudios de Flujos de Potencia versión 1.5 (tal y como se describió para el sistema anterior).

En la Figura 4.5 se muestran los resultados de una corrida de flujos utilizando el Programa de Simulación Digital de Sistemas de Eléctricos de Potencia para Estudios de Flujos de Potencia versión 1.5.

En el Apéndice A se muestra la comparación de la magnitud de voltajes nodales y ángulos, la diferencia de estos parámetros resultó ser muy pequeña en el orden de 1×10^{-3} para la mayoría de los buses por lo cual se considera que el archivo de flujos es adecuado para realizar la simulación utilizando el Programa TRANSTAB.

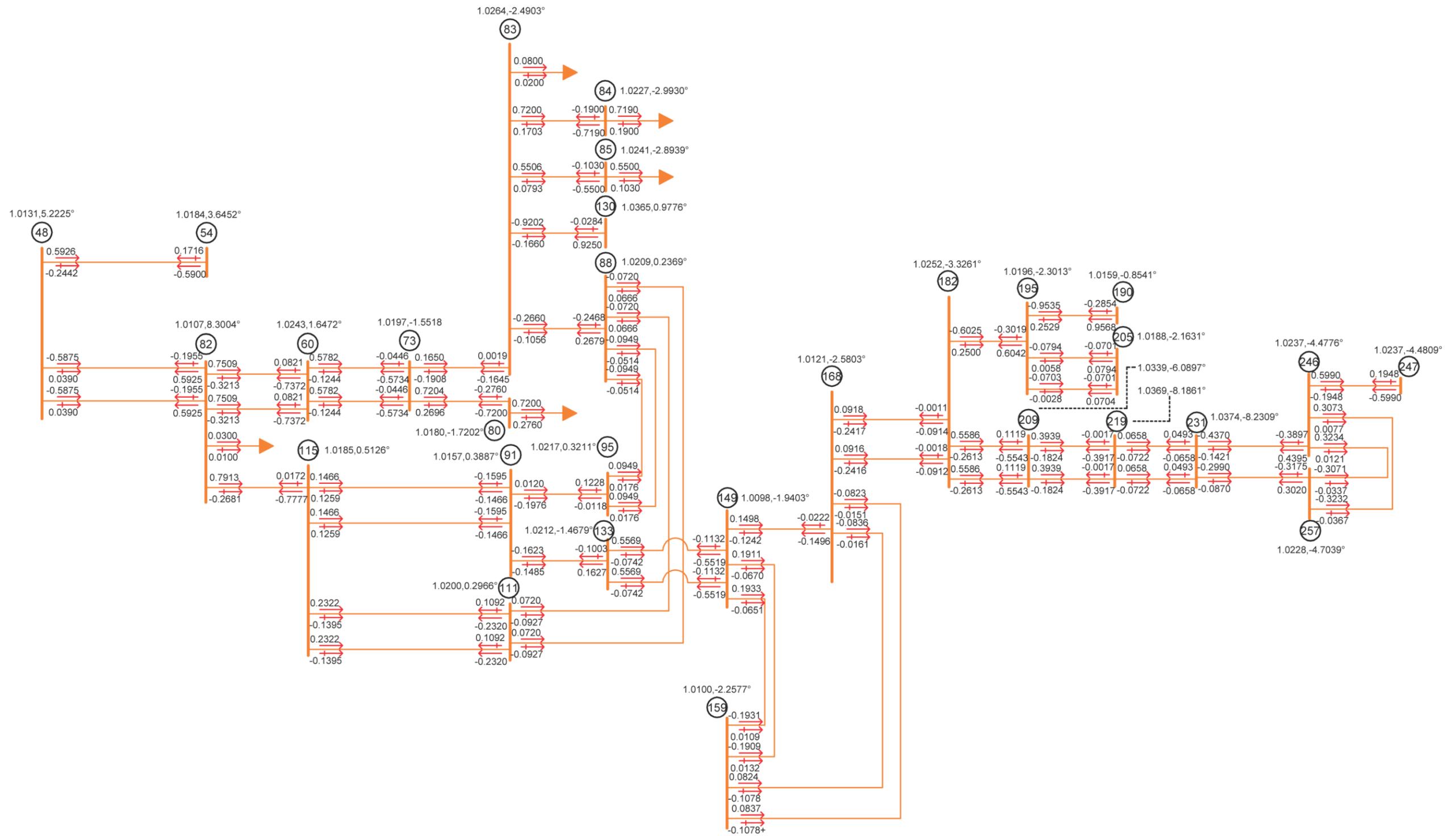


Figura 4. 16 Diagrama unifilar del sistema Noroeste de 266 nodos.

En las Figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se presentan los resultados de la simulación del sistema de prueba Noroeste bajo condiciones normales de operación para corroborar el adecuado funcionamiento del sistema, se tienen los parámetros ángulo, potencia mecánica y frecuencia respectivamente.

De la misma forma que se explicó para el sistema anterior, los parámetros de entrada para poder utilizar el programa TRANSTAB pueden variar en un rango estrecho y además típico para algunas. Algunos de estos parámetros se mencionan enseguida:

- Paso de integración 1×10^{-3}
- Tolerancia para la solución de las ecuaciones del estudio 5×10^{-4}
- Marco de referencia centro inercial del sistema.
- Tiempo de simulación 1 s.
- Tiempo de falla 2.0 s.
- Tiempo de liberación de falla 2.1 s.

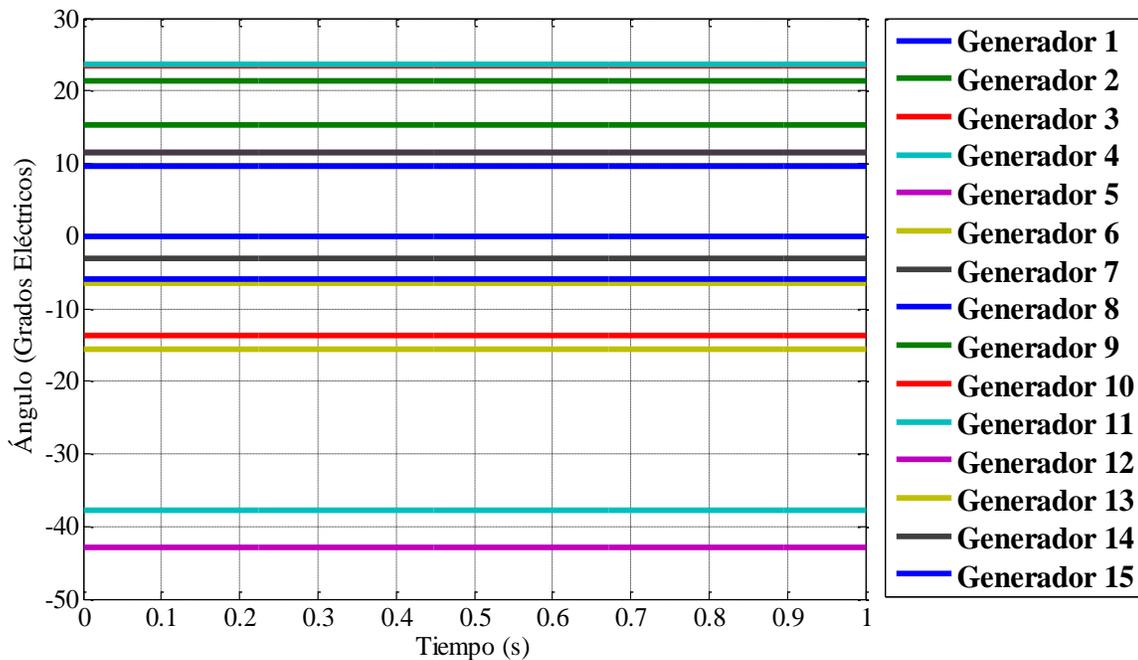


Figura 4. 17 Variación del ángulo de carga del sistema Área de Control Noroeste, sin falla.

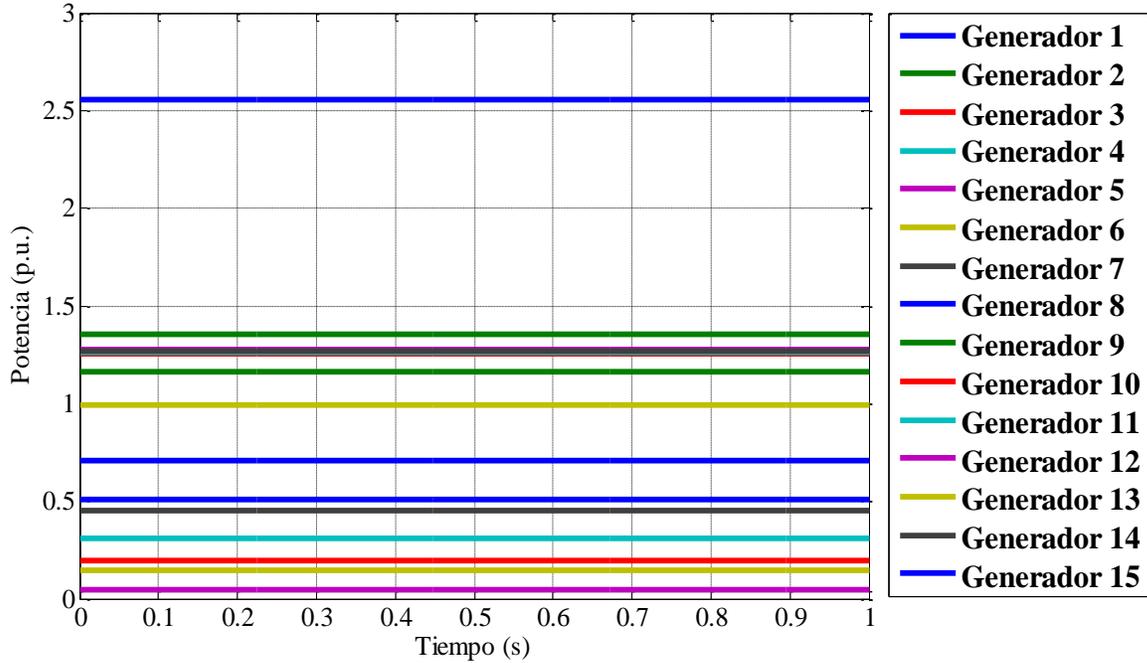


Figura 4. 18 Variación de la potencia mecánica Área de Control Noroeste, sin falla.

En la Figura 4.8 se presentan 4 respuestas de frecuencia con una variación mínima en el inciso a y b se tienen la respuestas obtenidas con el programa TRANSTAB cuyas unidades son Rad/s y la respuesta de cada máquina se muestra con una desviación con respecto a la total del sistema. Mientras que en el inciso c y d se muestran las mismas señales previa conversión de las unidades a Hertz.

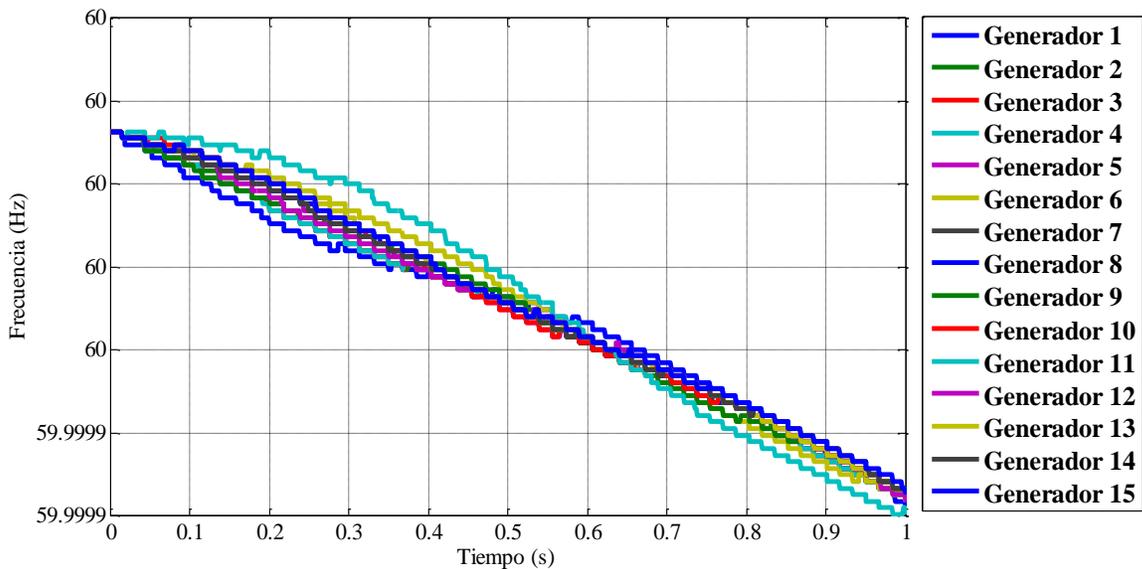


Figura 4. 19 Variación de la frecuencia Área de Control Noroeste, sin falla.

4.3.3 Validación del Control de Velocidad

En esta sección se presentan un conjunto de pruebas realizadas en sistemas de prueba tipo máquina bus infinito (SMIB en inglés por “Single Machine Infinite Bus”), los cuales fueron construidos a partir de los datos originales del sistema; estas pruebas se realizaron en dos programas de simulación TRANSTAB y DSATools; el objetivo es comparar el funcionamiento de los controles que forman parte del programa TRANSTAB con los modelos que se pueden encontrar en el programa DSAT (modelos IEEEG1 e IEEEG3) para su validación.

Las La prueba que se desarrolló en estos sistemas consistió en calcular la respuesta del gobernador ante una señal escalón del 10% en la referencia.

Sistema Gobernador de velocidad térmico

A continuación se muestran los resultados de calcular la respuesta del gobernador ante una señal escalón del 10% en la referencia del control de velocidad. Los gobernadores de velocidad utilizados en estas simulaciones son los modelos 1 y 2 para turbinas térmicas (ver Apéndice B) recomendados por el IEEE [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b, Kundur, 1994].

Como se mencionó al inicio de esta sección, los modelos de SMIB fueron tomados del sistema original para el Área de Control Noroeste. En la figura 4.20 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 8.

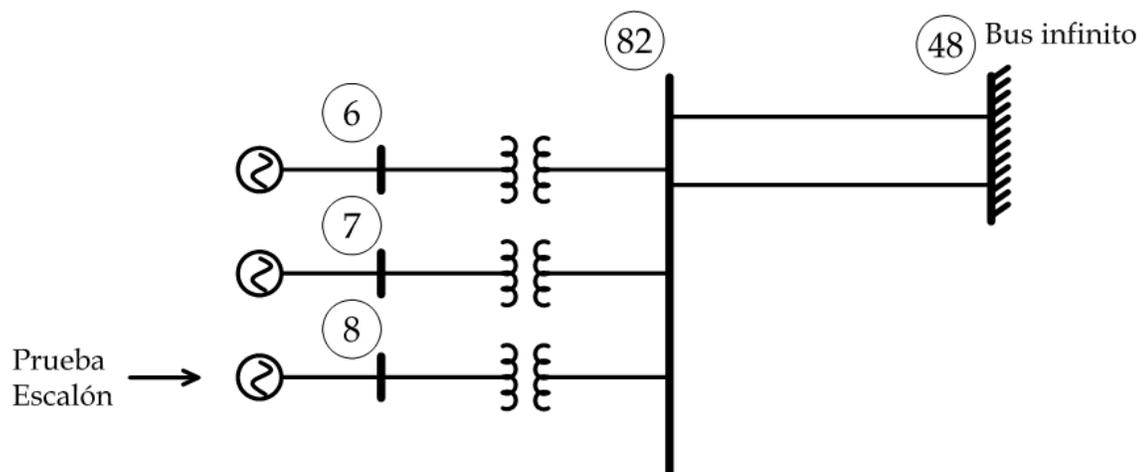


Figura 4. 20 Sistema de prueba usado para el modelo general SGV 1 y 2 térmico acoplado al generador del nodo 8.

En la figura 4.21 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico

SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el ya existente IEEEG1 en DSATools.

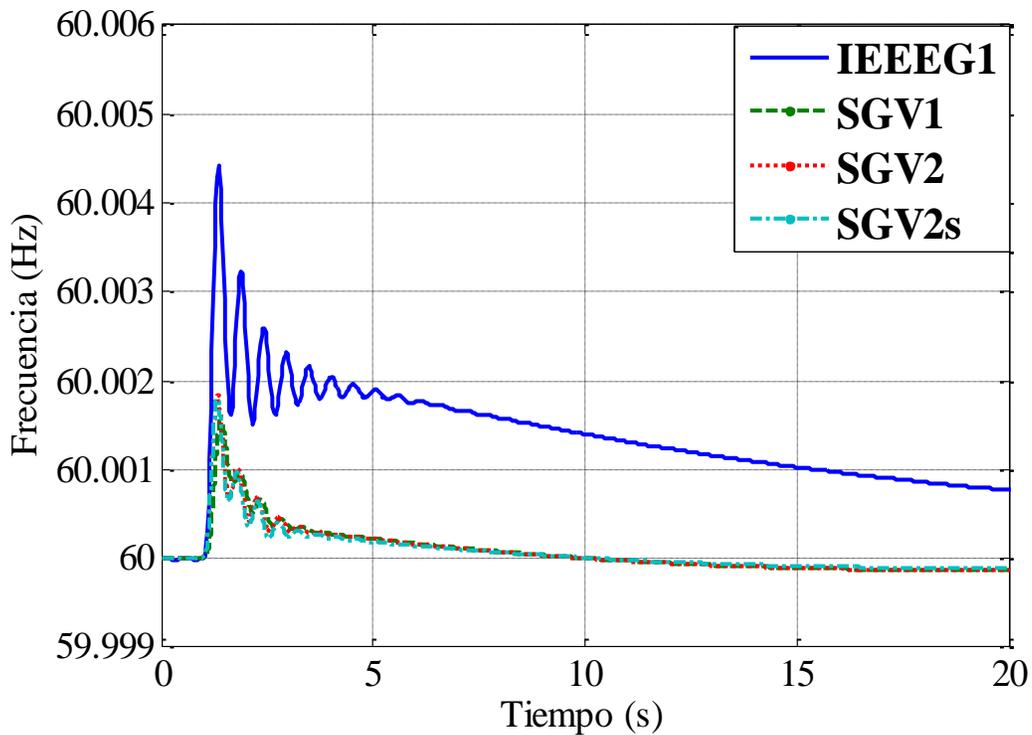


Figura 4. 21 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.9; escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles 1 térmicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.002 Hz en comparación a la obtenida con el programa DSATools a partir del modelo IEEEG1. En la figura 4.22 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 12.

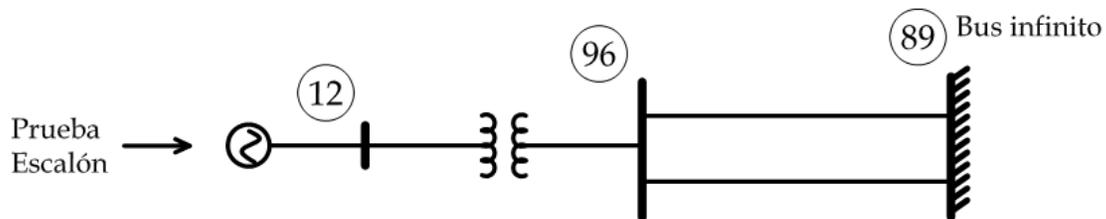


Figura 4. 22 Sistema de prueba SMIB usado para el modelo general SGV 1 y 2 térmico acoplado al generador del nodo 12.

En la figura 4.23 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el IEEEG1 en DSATools.

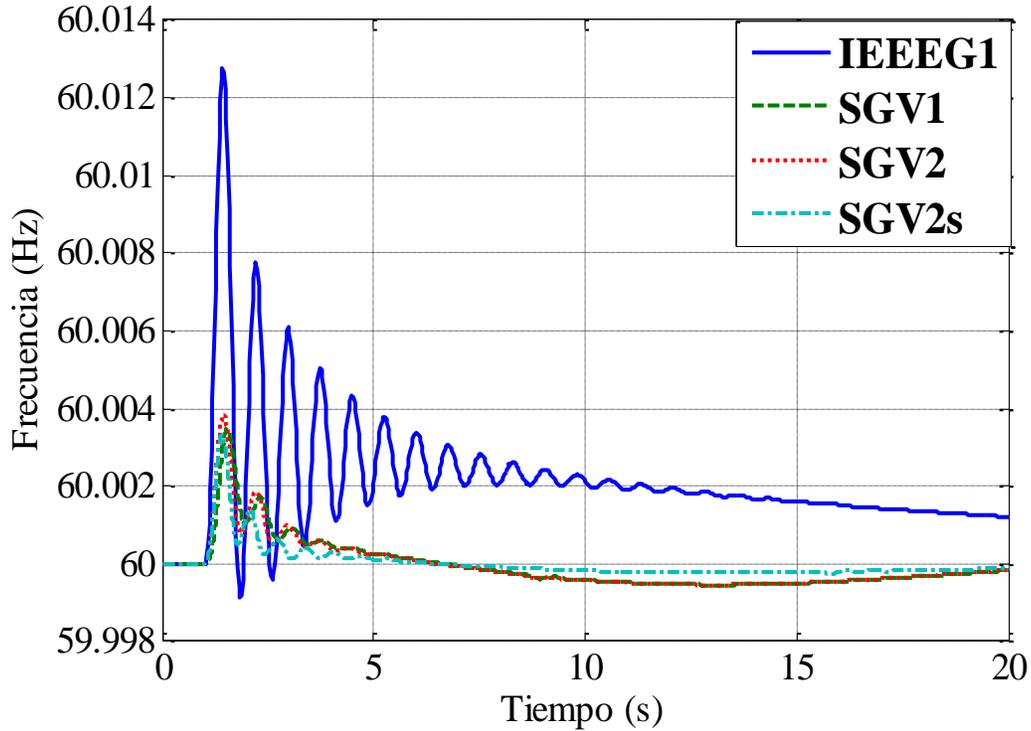


Figura 4. 23 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.11, escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles térmicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.008 Hz en comparación a la obtenida con el programa DSATools (IEEEG1), además se tiene menor número de oscilaciones. En la figura 4.24 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 14.

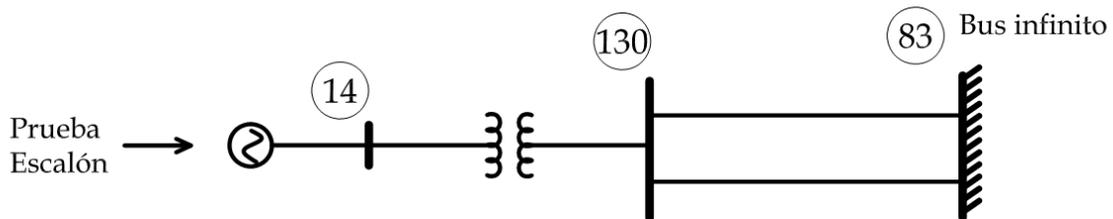


Figura 4. 24 Sistema de prueba usado para el modelo general SGV 1 térmico acoplado al generador del nodo 14.

En la figura 4.25 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el IEEEG1 en DSATools.

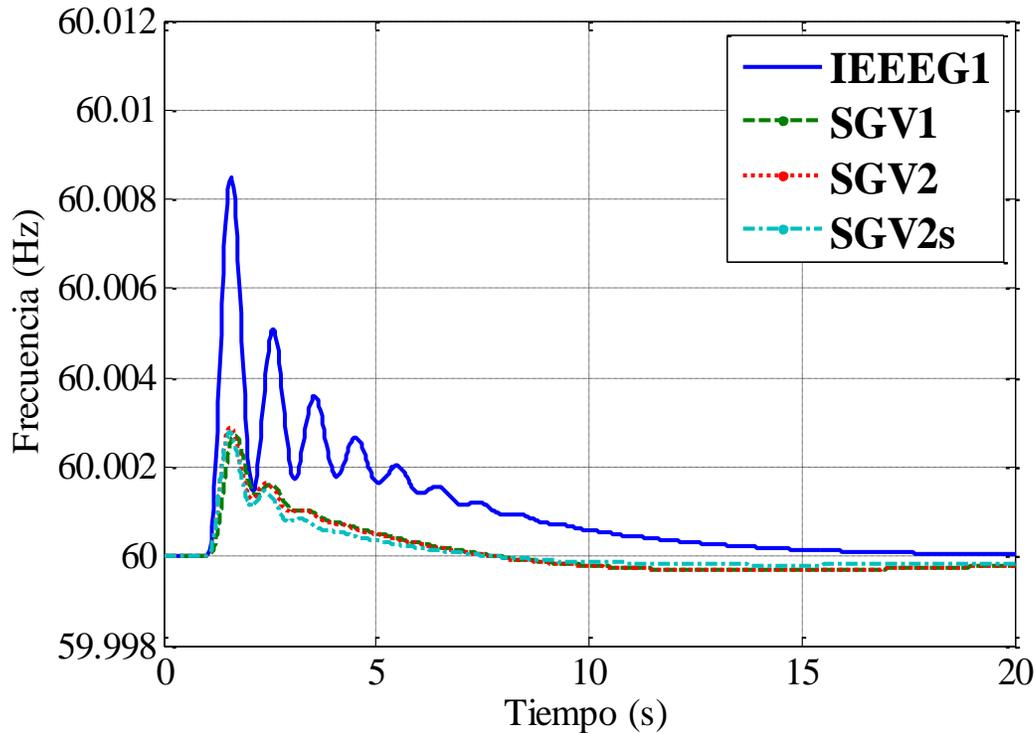


Figura 4. 25 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.13, escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles térmicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.006 Hz en comparación a la obtenida con el programa DSATools (IEEEG1), además se tiene menor número de oscilaciones. En la figura 4.26 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 16.

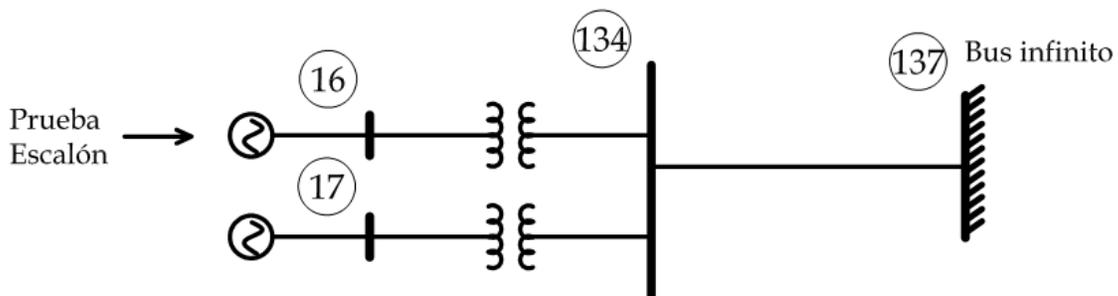


Figura 4. 26 Sistema de prueba usado para el modelo general SGV 1 térmico acoplado al generador del nodo 16.

En la figura 4.27 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el IEEEG1 en DSATools.

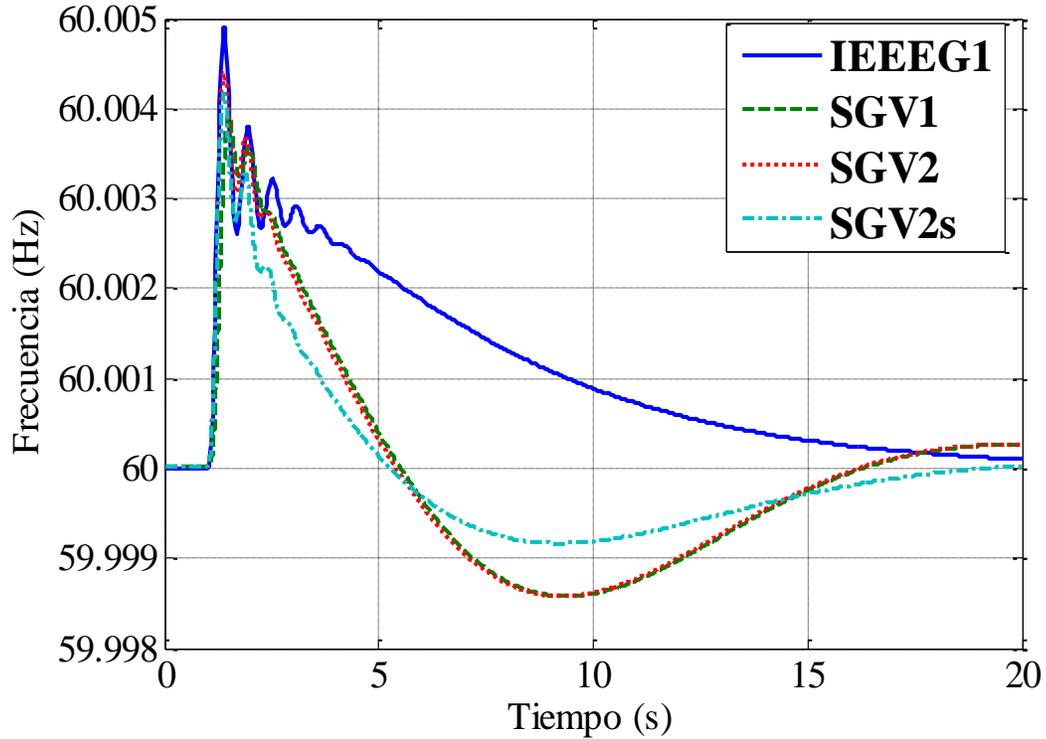


Figura 4. 27 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.15, escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles térmicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.002 Hz ($t = 10$ s) en comparación a la obtenida con el programa DSATools (IEEEG1). En la figura 4.28 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 17.

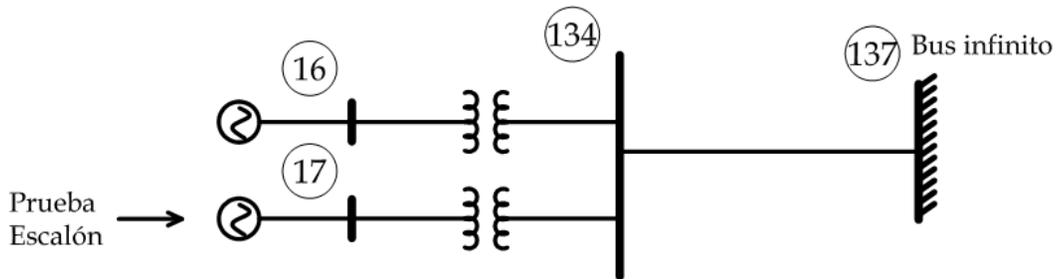


Figura 4. 28 Sistema de prueba usado para el modelo general SGV 1 térmico acoplado al generador del nodo 17.

En la figura 4.29 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el IEEEG1 en DSATools.

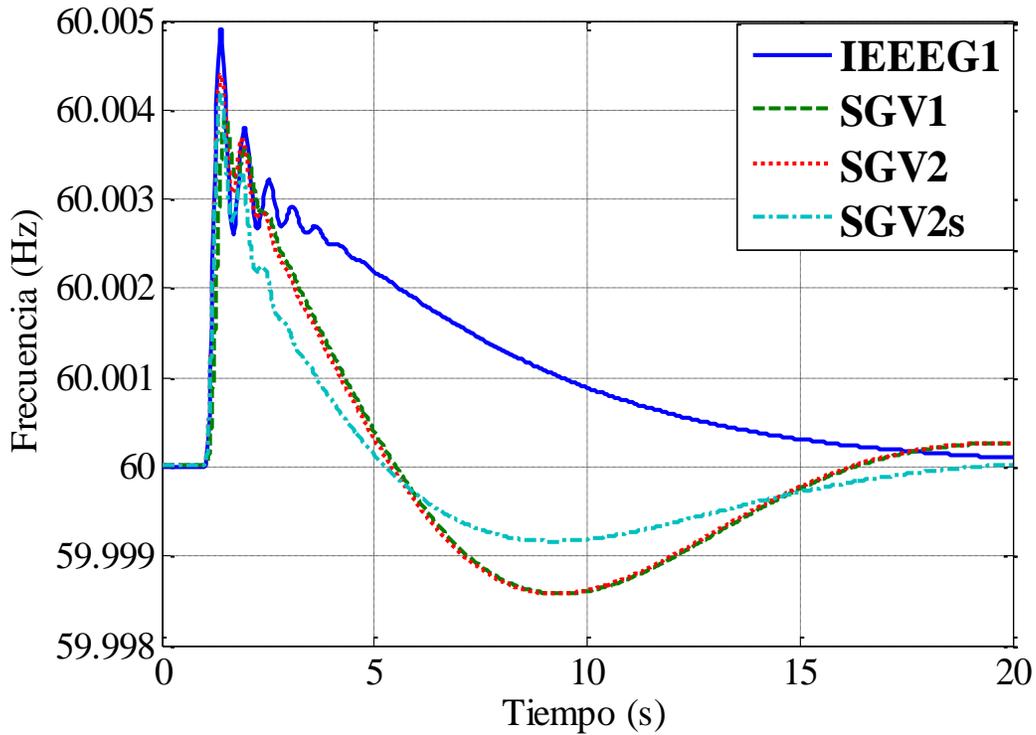


Figura 4. 29 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.17, escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles térmicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.002 Hz ($t = 10$ s) en comparación a la obtenida con el programa DSATools (IEEEG1). En la figura 4.30 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 19.

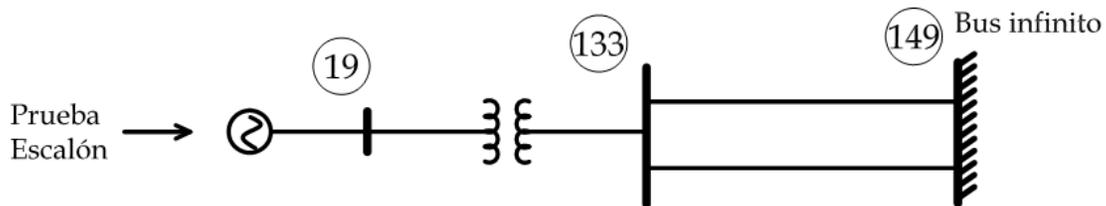


Figura 4. 30 Sistema de prueba usado para el modelo general SGV 1 térmico acoplado al generador del nodo 19.

En la figura 4.31 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el IEEEG1 en DSATools.

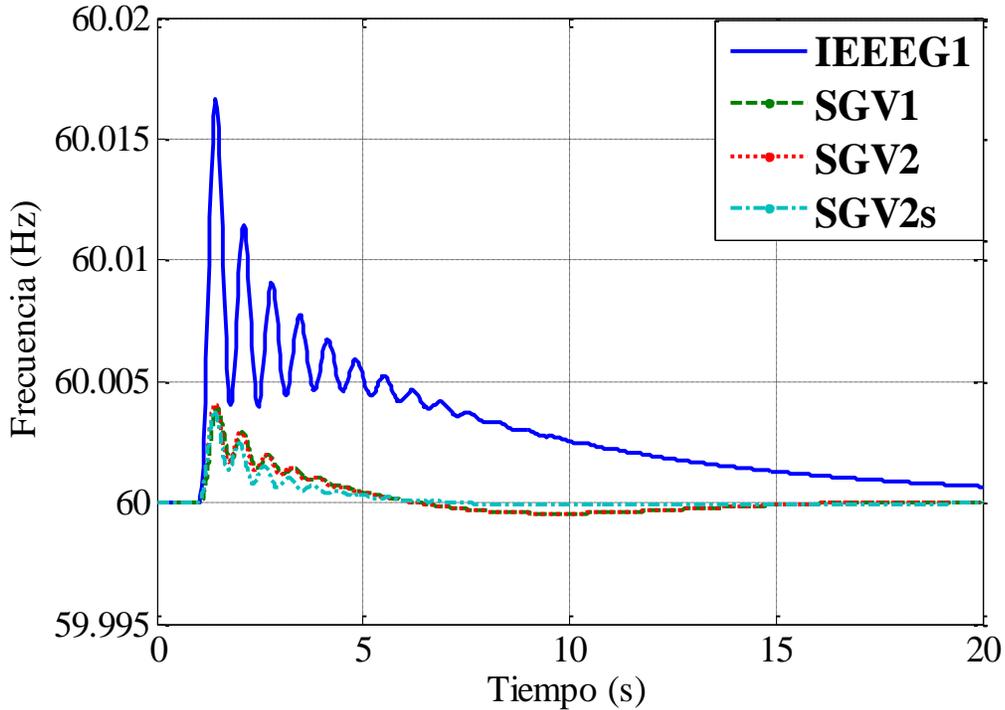


Figura 4. 31 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.19, escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles térmicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.012 Hz en comparación a la obtenida con el programa DSATools (IEEEG1). En la figura 4.30 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 1.

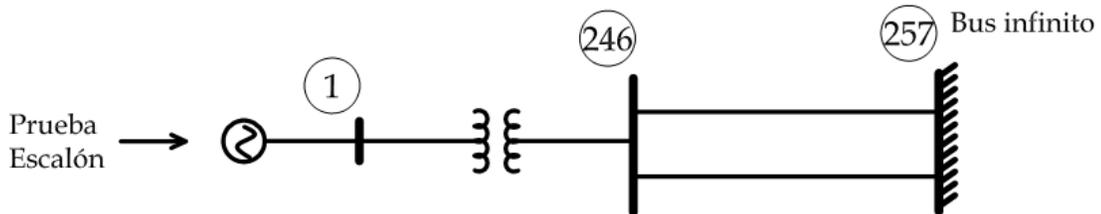


Figura 4. 32 Sistema de prueba usado para el modelo general SGV 1 térmico acoplado al generador del nodo 1.

En la figura 4.33 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el IIEEG1 en DSATools.

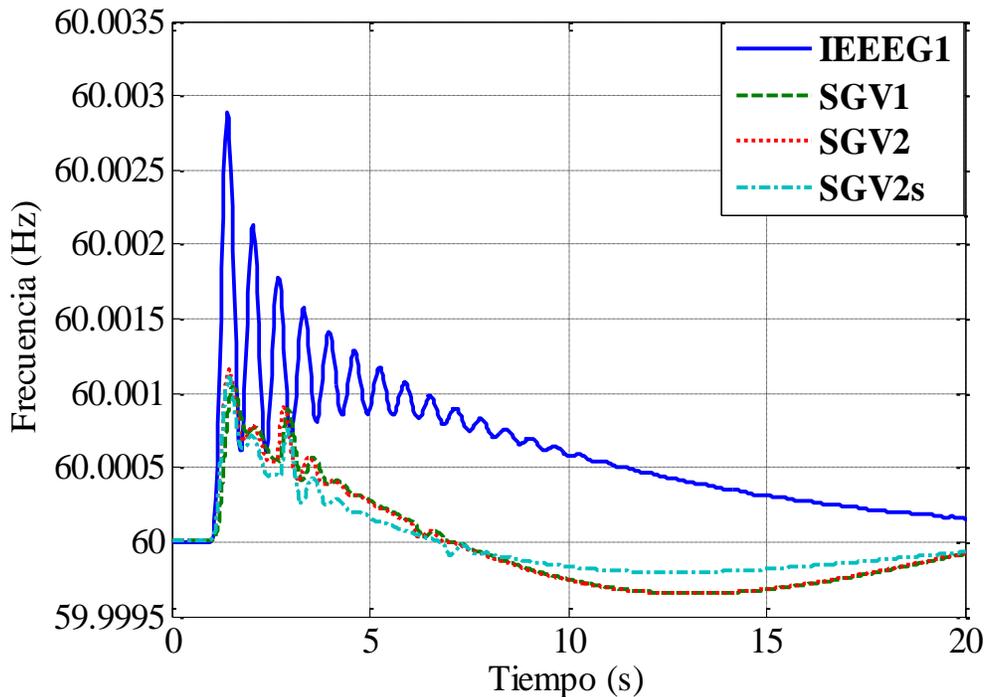


Figura 4. 33 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.21, escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles térmicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.002 Hz en comparación a la obtenida con el programa DSATools (IIEEG1).

Sistema Gobernador de velocidad hidráulico

A continuación se presentan los resultados de calcular la respuesta del gobernador ante una señal escalón del 10% en la referencia del control de velocidad. Los gobernadores de velocidad utilizados en estas simulaciones son los modelos 1 y 2 para turbinas hidráulicas (ver Apéndice B) recomendados por el IEEE [IEEE, 1973, Kundur, 1994, IEEE, 2007, IEEE, 2011].

Los modelos de SMIB fueron tomados del sistema original para el Área de Control Noroeste; recordar que el objetivo es corroborar el funcionamiento del modelo integrado en el programa TRANSTAB, en este caso la comparación se hace con respecto al modelo IIEEG3 (DSATools). En la figura 4.34 se presenta el sistema de prueba SMIB para el control de velocidad conectado al generador en el bus número 27.

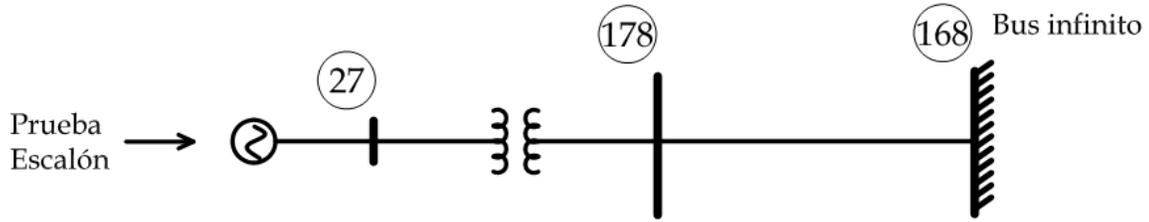


Figura 4. 34 Sistema de prueba usado para el modelo general SGV 1 y 2 hidráulico acoplado al generador del nodo 11.

En la figura 4.35 se observan los resultados determinados al realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador para los modelos de control de velocidad térmico SGV1, SGV2 y SGV2s (parámetros sintonizados) para el programa TRANSTAB y el IEEEG3 en DSATools.

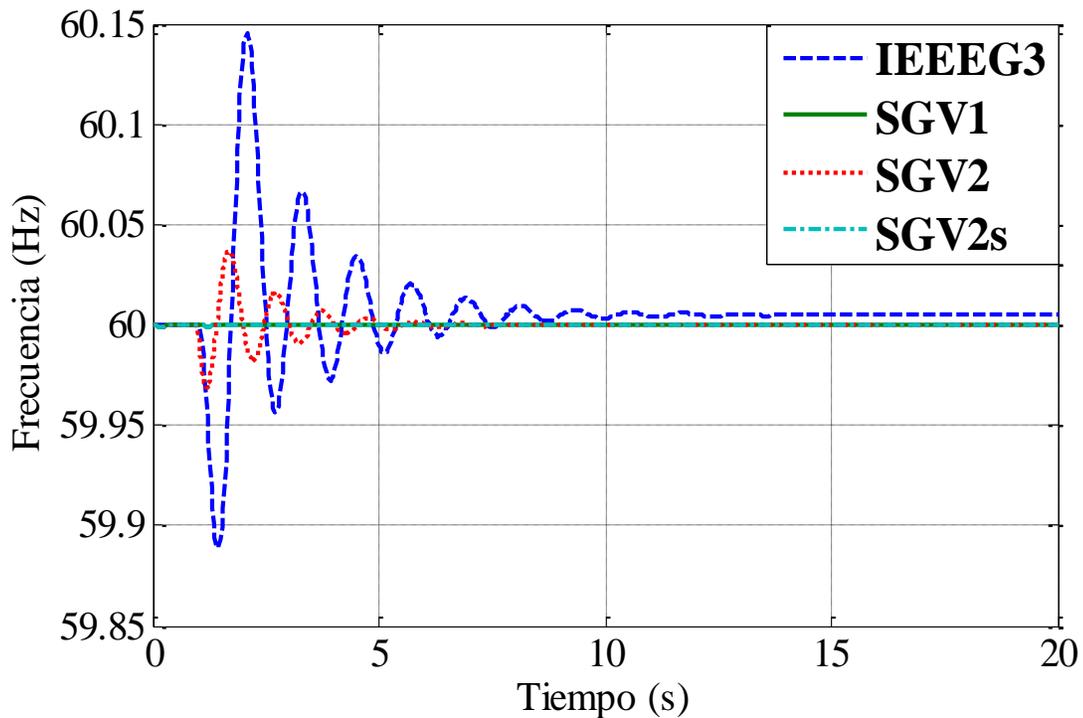


Figura 4. 35 Desviación de frecuencia del sistema de prueba mostrado en la figura 4.21, escalón del 10% en la referencia del control aplicado en $t = 1$ s (controles hidráulicos).

De la gráfica anterior se puede señalar que las respuestas obtenidas con los controles introducidos en el programa TRANSTAB manifiestan una diferencia de 0.1 Hz en comparación a la obtenida con el programa DSATools (IEEEG3).

4.3.4 Resultados del Estudio de Simulación en el Tiempo

En esta sección se muestran los resultados de efectuar un conjunto de pruebas típicas dentro del estudio de estabilidad transitoria de sistemas de potencia, el objeto de principal de realizar dichas pruebas es analizar el comportamiento de los controles de velocidad integrados a las subrutinas del programa TRANSTAB. Los gobernadores de velocidad utilizados en estas simulaciones son los modelos 1 y 2 para turbinas térmicas e hidráulicas (ver Apéndice B) recomendados por el IEEE [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b, Kundur, 1994, IEEE, 2007, IEEE, 2011].

Las simulaciones que se presentan enseguida se agrupan dentro de dos subcategorías, estas son:

- **Sistema sin controles.** Se analiza el comportamiento de los controles al realizar simulaciones de corto plazo en el Área de Control Noroeste 266 Nodos sin controles; las pruebas consisten en reducir el par mecánico de un generador y aplicar una falla trifásica en uno de los nodos.
- **Sistema con controles.** Se analiza el comportamiento de los controles al realizar simulaciones de corto plazo en el Área de Control Noroeste 266 Nodos con 8 controles de velocidad; las pruebas consisten en reducir el par mecánico de un generador y aplicar una falla trifásica en uno de los nodos.

El sistema utilizado en todas las simulaciones de esta sección es el que se describe en la sección 4.3.1 (ver Apéndice A).

Sistema sin controles. En la tabla 4.6 se muestran los resultados de reducir el par mecánico del generador número 15 un 5, 10, 15 y 20% con respecto a su valor nominal, el error relativo se calcula con en relación a la frecuencia nominal. Se observa una relación directa en la disminución de la frecuencia con respecto a la magnitud de reducción del par mecánico.

Tabla 4. 6 Valor de frecuencia del sistema de prueba.

% de Par Mecánico	Potencia (MW)	Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)
5	3.6	59.99169	0.01385
10	7.2	59.98463	0.02561
15	10.8	59.90730	0.15450
20	14.4	59.89453	0.17578

La prueba número 1 consiste en reducir el *par mecánico* del generador síncrono número 15, en el inciso a) la reducción es del 5% y en el inciso b) un 20% respecto a su valor nominal cuando el sistema se opera sin controles. En la figura 4.5 se muestran las desviaciones de frecuencia de los generadores 1, 2, 3, 4 y 15.

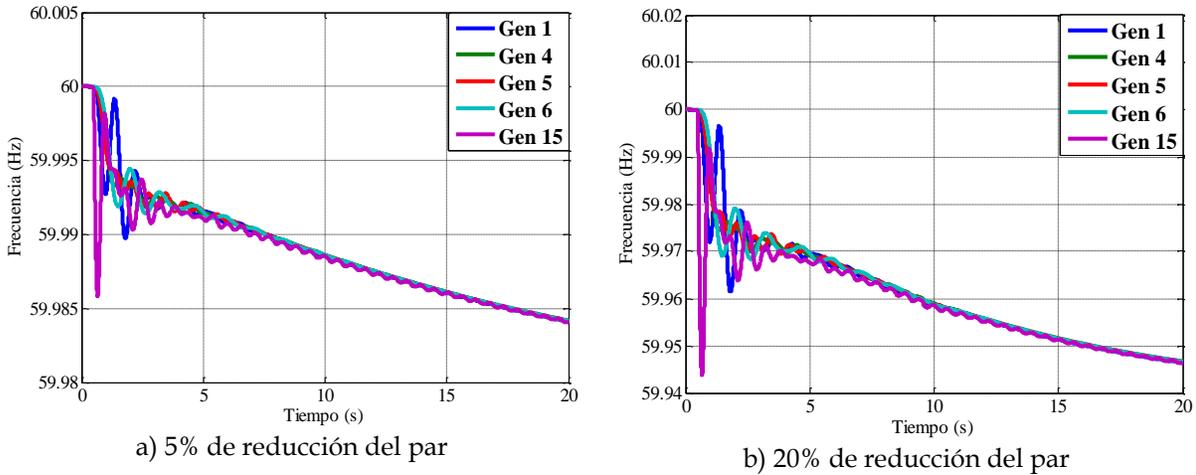


Figura 4. 36 Desviación de frecuencia en los generadores 1, 2, 3, 4 y 15, tiempo del evento $t = 0.5$ s, Área de Control Noroeste (sin controles).

En la gráfica anterior se obtuvo un valor aproximado de 59.985 Hz para la reducción de 5% y 59.95 Hz para la reducción del 20%. En la figura 4.37 se observan las desviaciones de voltaje en los generadores 1, 2, 3, 4, y 15, una vez que se ha realizado la prueba descrita anteriormente.

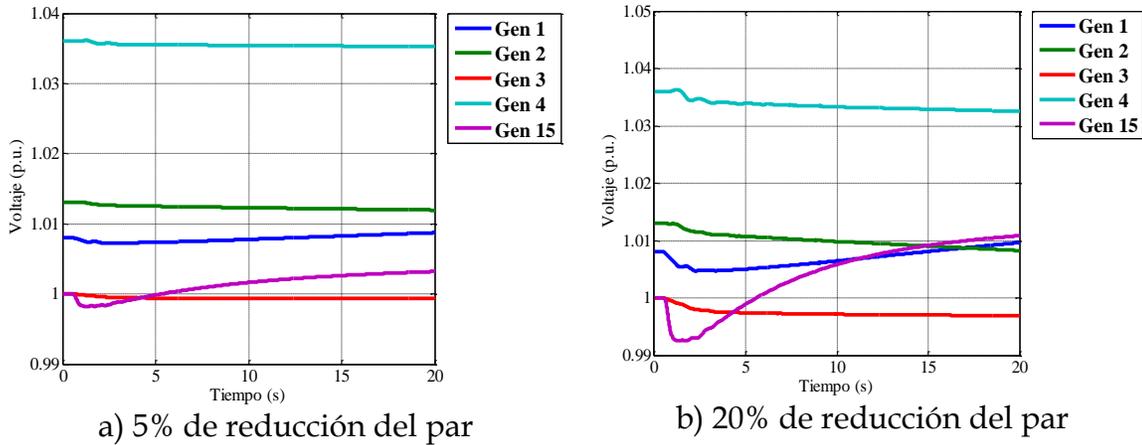


Figura 4. 37 Desviación de voltaje en los generadores 1, 2, 3, 4 y 15, tiempo del evento $t = 1.0$ s, Área de Control Noroeste (sin controles).

En la Figura anterior se observa claramente una variación mayor de voltaje en el generador donde tiene lugar el cambio de par mecánico, siendo en el caso más crítico de 0.01 pu (caso de la reducción de par del 20%).

La prueba número 2 consiste en aplicar una *falla trifásica* en el bus número 150, el tiempo en que se aplica la falla es $t = 0.1$ s, en el inciso a) la falla es liberada en $t = 0.2$ s, mientras que en el inciso b) es liberada en $t = 0.25$ s cuando el sistema opera sin controles. En la figura 4.38 se muestran las desviaciones de frecuencia de los generadores 1, 2, 3, 4 y 15.

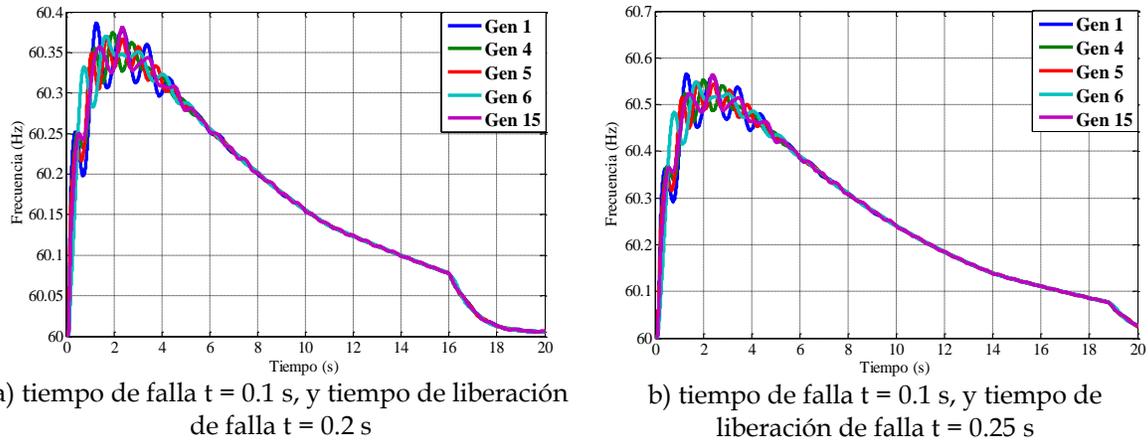


Figura 4. 38 Desviación de frecuencia en los generadores 1, 2, 3, 4 y 15, tiempo del evento $t = 0.5$ s, tiempo del evento $t = 0.5$ s, Área de Control Noroeste (sin controles).

En la gráfica anterior se obtuvo un valor máximo aproximado de 60.35 Hz para el tiempo de liberación de la falla $t = 0.2$ s y 60.55 Hz con $t = 0.25$ s. En la figura 4.39 se observan las desviaciones de voltaje en los generadores 1, 2, 3, 4, y 15, para la prueba descrita anteriormente.

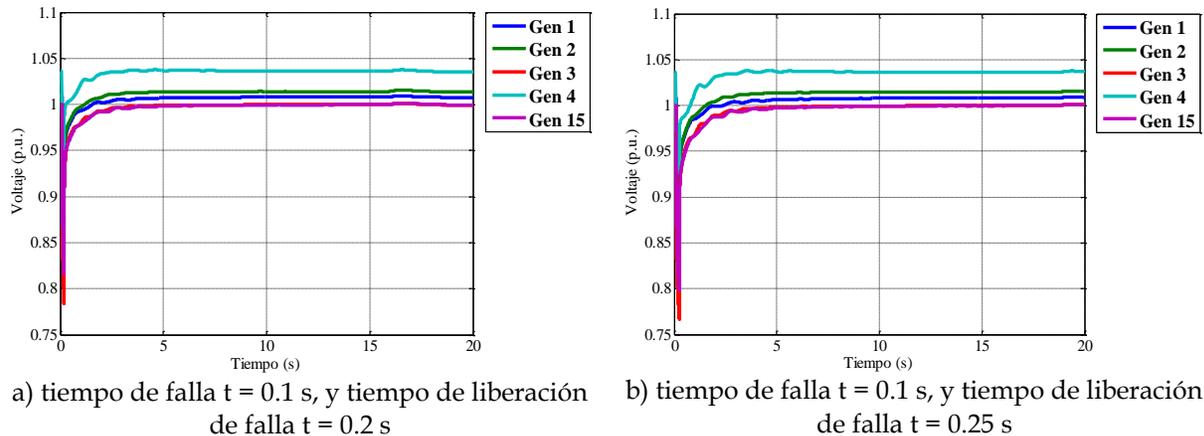


Figura 4. 39 Desviación de voltaje Área de Control Noroeste, en los generadores 1, 4, 5, 6 y 15, falla trifásica aplicada en el nodo150 (sin controles).

En la Figura anterior se observa claramente una variación mayor de voltaje en el generador donde tiene lugar la falla trifásica, para el tiempo de liberación $t = 0.25$ s la excursión de voltaje del generador 15 es cercana a 0.75 pu en el transitorio.

Sistema con controles. En la tabla 4.7 se muestran los resultados de reducir el par mecánico del generador número 15 un 5, 10, 15 y 20% con respecto a su valor nominal, el error relativo se calcula con en relación a la frecuencia nominal. La magnitud de las desviaciones de frecuencia es menor comparada con aquellas obtenidas en la tabla 4.6.

Tabla 4. 7 Valor de frecuencia del sistema de prueba.

% de Par Mecánico	Potencia (MW)	Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)
5	3.6	59.99666	0.00556
10	7.2	59.99337	0.01105
15	10.8	59.99043	0.01595
20	14.4	59.98820	0.01967

La prueba número 1 consiste en reducir (20%) el *par mecánico* del generador síncrono número 15, cuando el sistema se opera con controles. En la figura 4.40 se muestran las desviaciones de frecuencia de los generadores 1, 2, 3, 4 y 15, en el inciso a) sin controles de velocidad y en el inciso b) con controles de velocidad.

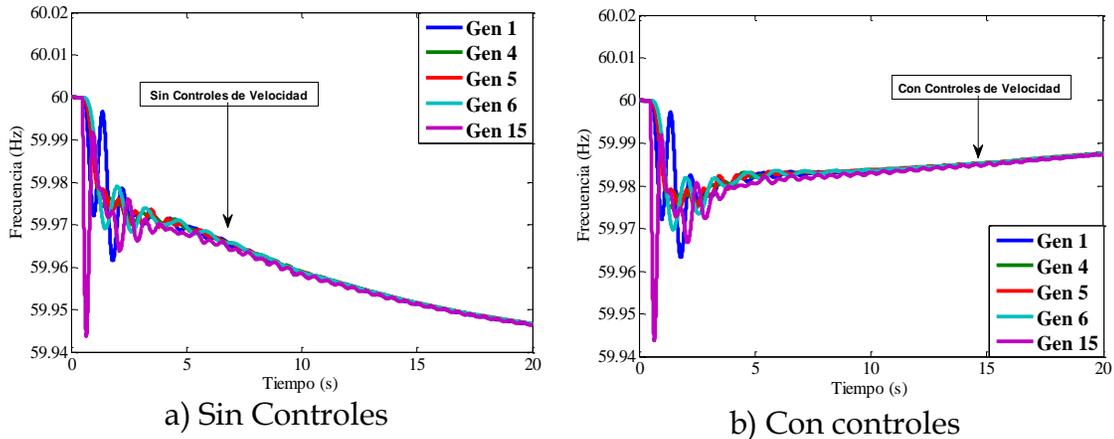


Figura 4. 40 Desviación de frecuencia en los generadores 1, 2, 3, 4 y 15, tiempo del evento $t = 0.5$ s, Área de Control Noroeste (SGV térmico e hidráulico 1).

En la gráfica anterior se obtuvo un valor aproximado de 59.95 Hz para la simulación sin controles y 59.9 Hz para el resultado con controles. En la figura 4.41 se observa la acción del par mecánico en el inciso a) al generador 4 y en el inciso b) al generador 5; en ambos casos los resultados muestran tres respuestas, cuando no se tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 y 2 para turbina térmica.

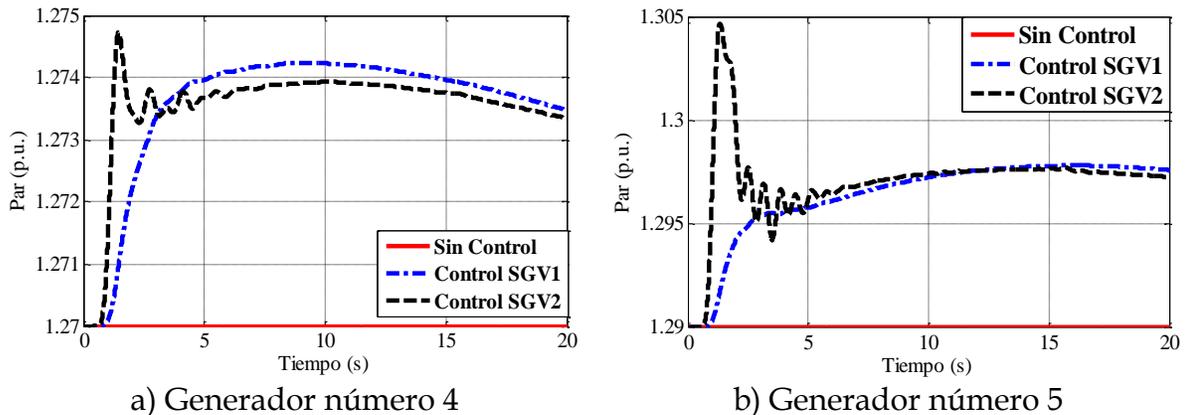


Figura 4. 41 Desviación de par mecánico, en los generadores 4 y 5, tiempo del evento $t = 0.5$ s, Área de Control Noroeste (con y sin controles).

En la figura anterior se observa una respuesta diferente en ambos generadores, la diferencia entre uno y otro se debe a la potencia de cada uno y al estatismo en las unidades, además la respuesta de los controles SGV tipo 1 y 2 difiere con respecto a las oscilaciones que se presentan en el segundo esto se atribuye a que en el modelo SGV 2 se utilizaron los parámetros obtenidos en el Apéndice C. En la figura 4.42 se tiene en el inciso a) al generador 4 y en el inciso b) al generador 5; en ambos casos los resultados muestran tres respuestas, cuando no se tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 para turbina térmica y cuando tiene conectado el SGV 2 del mismo tipo.

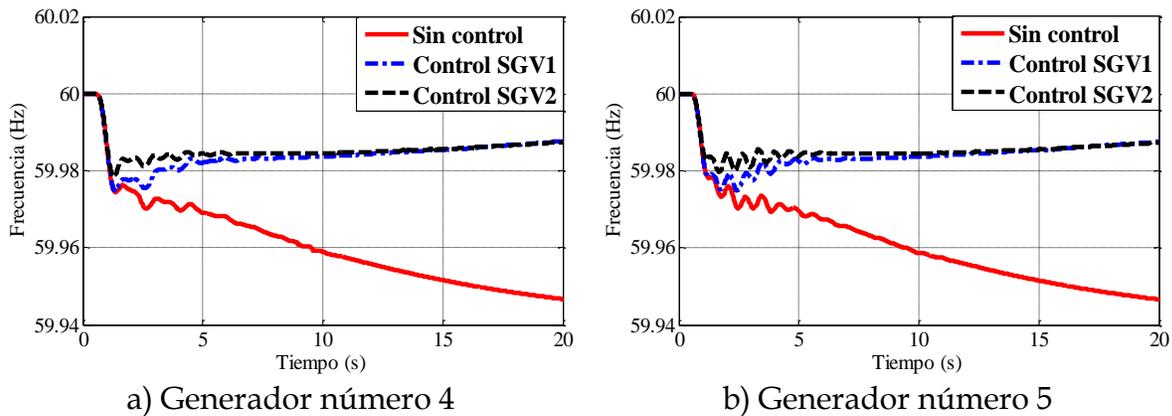


Figura 4. 42 Desviación de frecuencia, en los generadores 4 y 5, tiempo del evento $t = 0.5s$, Área de Control Noroeste (con y sin controles).

En la figura anterior se observa una respuesta similar en ambos generadores, además la respuesta del control SGV tipo 2 es más amortiguada comparada con aquella del control SGV 1; ambos controles mejoran la señal de frecuencia llevándola cerca de su valor nominal.

La prueba número 2 consiste en aplicar una *falla trifásica* en el bus número 150, el tiempo en que se aplica la falla es $t = 0.1 s$ y el tiempo en el que se libera es $t = 0.25 s$. En la figura 4.43 inciso a) se tiene la respuesta del generador 4 y en el inciso b) la del generador 5, en ambos casos los resultados muestran tres respuestas, cuando no se tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 para turbina térmica y cuando tiene conectado el SGV 2

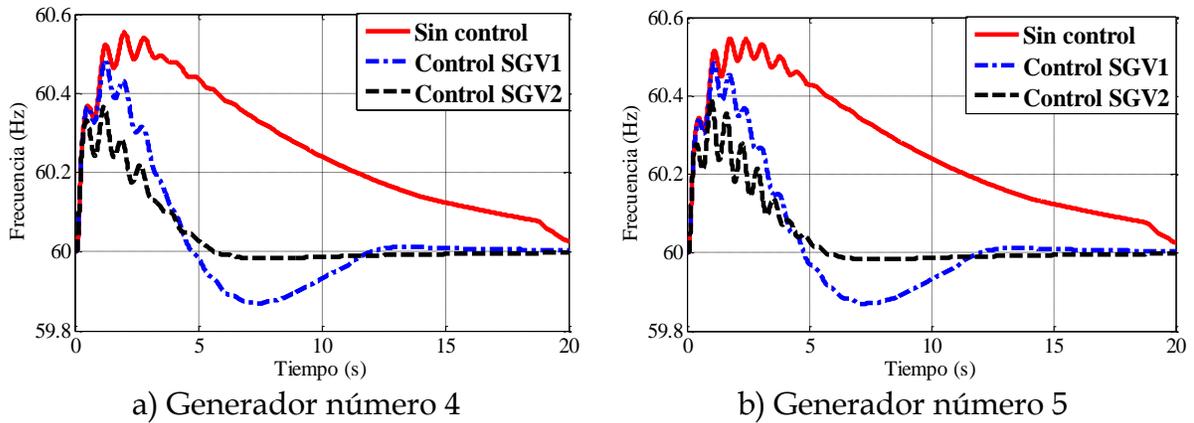


Figura 4. 43 Desviación de frecuencia, en los generadores 4 y 5, tiempo de aplicación de la falla $t = 0.1$ s, tiempo de liberación de la falla 0.25s, Área de Control Noroeste (con y sin controles).

En la figura anterior se observa una respuesta similar en ambos generadores, la razón es que son idénticos en potencia y estatismo de las unidades, además la respuesta de los controles SGV tipo 1 y 2 difiere con respecto a las oscilaciones que se presentan en el segundo, esto se atribuye a que en el modelo SGV 2 se utilizaron los parámetros obtenidos en el Apéndice C. En la figura 4.44 se observa en el eje x el número de máquinas (15), en el eje y el tiempo (20 s) y en el eje z la desviación de frecuencia de los generadores del Área de Control Noroeste.

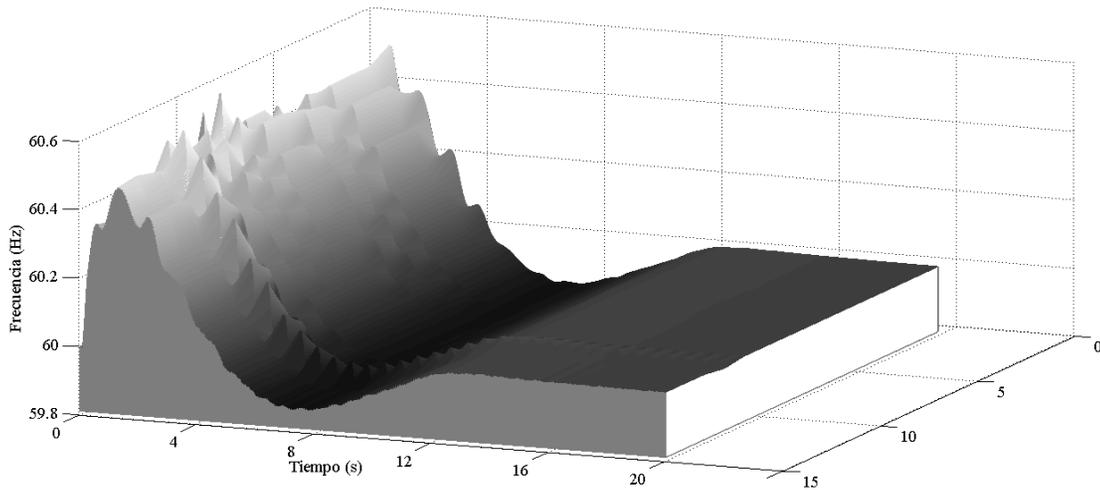


Figura 4. 44 Desviación de frecuencia del sistema Noroeste vista desde los generadores. En la figura anterior se observa un valor máximo de frecuencia de 60.4 Hz y mínimo de 59.80 Hz en los generadores del Área de Control Noroeste. En la figura 4.45 se observa la acción del par mecánico en el inciso a) del generador 4 y en el inciso b) del generador 5; en ambos casos los resultados muestran tres respuestas, cuando no se tienen controles en el sistema, cuando éste tiene conectado el modelo de control SGV 1 para turbina térmica y cuando tiene conectado el SGV 2.

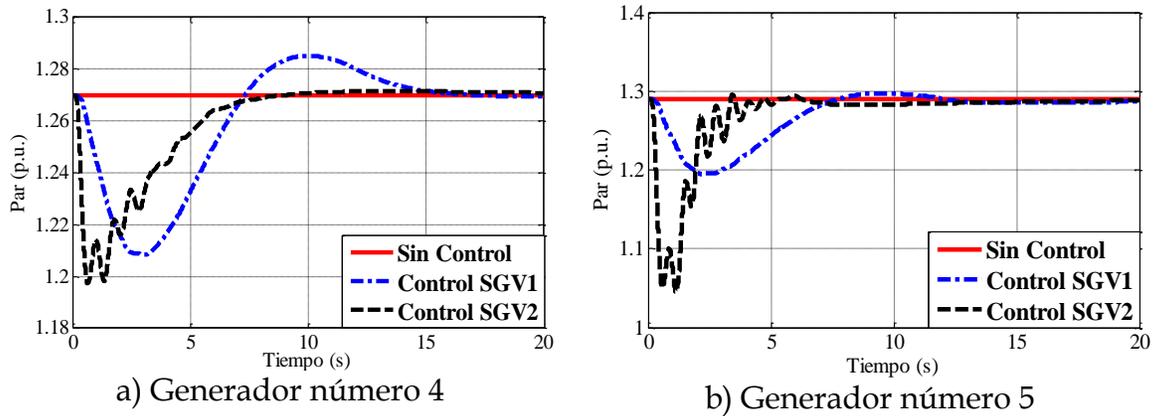


Figura 4. 45 Desviación de par mecánico, en los generadores 4 y 5, tiempo de aplicación de la falla $t = 0.1$ s, tiempo de liberación de la falla 0.25s, Área de control Noroeste (con y sin controles).

En la figura anterior se observa una respuesta similar en ambos generadores, la razón es que las unidades son idénticas, además la respuesta de los controles SGV tipo 1 y 2 difiere con respecto a las oscilaciones que se presentan en el segundo, esto se atribuye a los parámetros del modelo SGV 2 (ver Apéndice C). En la figura 4.46 se observa en el eje x el número de máquinas (15), en el eje y el tiempo (20 s) y en el eje z la desviación de frecuencia de los generadores del Área de Control Noroeste.

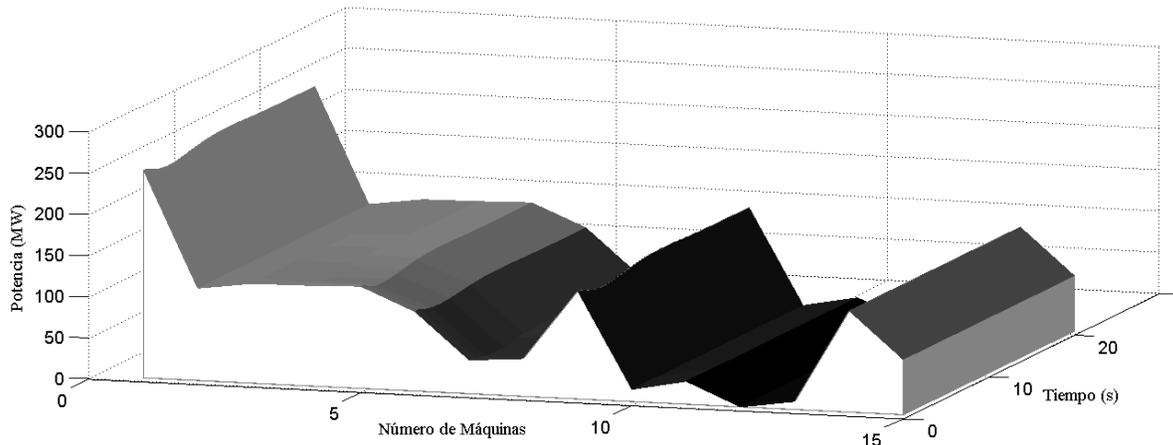


Figura 4. 46 Desviación de la potencia mecánica del Área de Control Noroeste vista desde los generadores.

4.3.5 Discusión de resultados

Con los resultados obtenidos anteriormente se puede concluir lo siguiente:

1. Los modelos agregados mediante subrutinas al programa TRANSTAB disminuyen la desviación de frecuencia del sistema cuando ocurren cambios pequeños de carga o generación, lo cual puede observarse de claramente en la

tabla 4.8 donde se compara el valor final de frecuencia del Área de Control Noroeste para los diferentes cambios de *par mecánico* con y sin controles.

Tabla 4. 8 Valor de frecuencia del sistema de prueba.

		Sin controles		Con controles	
% de Par Mecánico	Potencia (MW)	Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)	Nivel de frecuencia (Hz)	Error relativo (%)
5	3.6	59.99169	0.01385	59.99666	0.00556
10	7.2	59.98463	0.02561	59.99337	0.01105
15	10.8	59.90730	0.15450	59.99043	0.01595
20	14.4	59.89453	0.17578	59.98820	0.01967

2. Cuando se aplica una falla trifásica los modelos de controles de velocidad afectan la señal de frecuencia, particularmente en los casos que se presentaron en esta sección, el máximo fue de 60.55 Hz y el valor mínimo de 60.0Hz cuando el tiempo de liberación fue de con $t = 0.25s$ (sin controles de velocidad); para el mismo tiempo de liberación se obtuvo un valor máximo de frecuencia de 60.5 Hz y valor mínimo de 59.9 Hz en los generadores del Área de Control Noroeste (con controles de velocidad).
3. Se determinó que existe una diferencia en la operación de los modelos y esta se atribuye a los parámetros obtenidos del Apéndice C, los cuales fueron sintonizados para un modelo de generador alimentando una carga aislada, caso contrario de lo que se tiene en el sistema de prueba, un sistema fuertemente interconectado, aunque tales parámetros son de utilidad en la operación aislada del generador (condición de operación de emergencia).

CAPÍTULO 5:

CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIONES

La conclusión de este trabajo es que se alcanza el objetivo principal al implementar 4 modelos de gobernadores de velocidad y 2 modelos de turbinas para estudios de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia, los cuales fueron validados al comparar los resultados de la simulación del modelo máquina-bus infinito en un programa comercial y en un programa de estabilidad transitoria.

Además, se presentaron los conceptos básicos y técnicas de control para el análisis del funcionamiento de los sistemas gobernadores de velocidad, lo cual permitió incluir algunas conclusiones particulares con respecto al trabajo final.

Validación de los Sistemas Gobernadores de Velocidad

Aunque el programa comercial tiene la opción de realizar la prueba escalón en la referencia del gobernador con un modelo Sistema Máquina-Bus Infinito (SMIB), no se llevó a cabo así debido a que los resultados obtenidos eran diferentes a los obtenidos con el modelo implementado en el programa para estudios de estabilidad transitoria; por lo tanto fue necesario construir los modelos de SMIB en el programa comercial con las mismas características utilizadas en el programa de estabilidad transitoria, es decir, con la topología del sistema como se describe en cada una de las pruebas, idénticos parámetros de modelos de máquinas de generación (incluyendo el bus infinito), líneas de transmisión y transformadores, lo cual resultó en señales de respuesta con la misma curvatura pero con las diferencias que se mencionan enseguida:

- SGV ubicado en el bus número 8, diferencia máxima 0.002 Hz.
- SGV ubicado en el bus número 12, diferencia máxima 0.008 Hz.
- SGV ubicado en el bus número 14, diferencia máxima 0.006 Hz.
- SGV ubicado en el bus número 16, diferencia máxima 0.002 Hz.
- SGV ubicado en el bus número 17, diferencia máxima 0.002 Hz.

- SGV ubicado en el bus número 19, diferencia máxima 0.01 Hz.
- SGV ubicado en el bus número 1, diferencia máxima 0.002 Hz.
- SGV ubicado en el bus número 27, diferencia máxima 0.1 Hz.

El funcionamiento de los SGV's con el modelo SMIB se considera válido al tratar de representar la respuesta de un sistema de potencia multimáquinas como los presentados en este trabajo.

Modelos del sistema Baja California

Al adaptar el sistema de prueba Baja California Sur al programa de estabilidad transitoria fue necesario identificar el formato del archivo según fue definido por el editor del programa comercial, algunos aspectos a destacar son la formación de bloques de información y las unidades en las que se expresan, la diversidad de componentes que se puedan encontrar establece la dificultad de representarlos en el nuevo formato. Además se debe prestar especial atención en el caso de los compensadores estáticos de vars debido a que estos pueden encontrarse como modelos fijos o de pasos, la consideración que se hizo fue de tomar su valor nominal. Otro aspecto importante fue la representación de sistemas de excitación la cual se omitió debido a los problemas encontrados al realizar las pruebas de funcionamiento de los controles de velocidad aspecto por el cual se ponderó esté sobre otro tipo de control que pudiera estar presente.

Modelos del Área de Control Noroeste

Al adaptar el sistema de prueba del Área de Control Noroeste al programa de estabilidad transitoria se repitió el proceso anterior donde se identificó el formato de archivo del programa comercial y se adaptó a aquel requerido por el programa utilizado en este trabajo; el conjunto de pruebas presentadas demostró que la base de datos modificada es útil para utilizarse en las pruebas de los SGV's. Otro aspecto importante fue la representación de sistemas de excitación en el sistema de potencia la cual no se llevó a cabo y representa un elemento clave en la simulación de SEP's.

Análisis de pequeños disturbios de los controles de velocidad

El análisis del funcionamiento a pequeños disturbios de los SGV's tanto térmico como hidráulico arroja información muy interesante en el caso del conjunto gobernador-turbina térmicas se tiene un conjunto de parámetros que dan un funcionamiento aceptable, considerando los índices de desempeño señalados en el Apéndice C, sin embargo la respuesta de los controles de velocidad puede ser mejorada a través del compensado de adelanto de fase, tal y como se describe en ese mismo anexo. Aunque también es importante señalar que todas estas pruebas fueron realizados con un modelo de generador simplificado alimentando una carga, por lo tanto los resultados

obtenidos proporcionan una guía con respecto al funcionamiento de generador en condiciones aisladas del sistema, pero como es previsible, se corroboró que los parámetros calculados para el compensador del SGV están en conflicto con aquellos utilizado en un sistema multimáquinas de gran dimensión; aunque son útiles y pueden ser utilizados para un estado de operación particular del sistema.

A través de los estudios de estabilidad transitoria se analizó el funcionamiento de los modelos de control de velocidad ante un conjunto de pruebas típicas en el estudio de sistemas de potencia, como son cambios de carga pequeños y adicionalmente una falla severa en el sistema como es la *falla trifásica*; la acción del lazo de control primario contribuye en la disminución de los cambios de frecuencia del sistema sin llegar recuperar el valor nominal de frecuencia, operación realizada satisfactoriamente con los modelos generales recomendados por el IEEE [IEEE, 1973, IEEE, 1991b, IEEE,1992].

5.2 APORTACIONES

Modelos de SEP's

Los modelos de sistemas de potencia que se mostraron en este trabajo en el Apéndice A, originalmente se encuentran en los formatos de entrada al programa PSS/E debido a que los programas necesarios para realizar las simulaciones FLUJOS 1.4 y TRANSTAB 1.5 utilizan un formato diferente de los archivo de entrada fue necesario modificar: la numeración de los buses del sistema, el orden en que se presentan (slack, buses de generación y buses de carga), la base correspondiente de potencias en los buses (MW a pu), además el valor de susceptancias en derivación en líneas de transmisión debió ser dividido por un factor de 2.

El objetivo de este trabajo como se ha señalado antes es el de analizar el comportamiento de los controles que se describen en el Apéndice B, para lo cual se utilizaron 2 sistemas de prueba con las características que se mencionaron anteriormente, además de los controles de velocidad estos sistema de prueba cuentan con otros dispositivos de control como son modelos de controles de voltaje, modelos de compensación fija y modelos de compensación a pasos, esquemas de tiro de carga, los cuales no se incluyeron en la simulaciones que se presentan en el capítulo 4 razón por la cual se resalta la necesidad de incluirlos en estudios posteriores con el propósito de mejorar los resultados de análisis posteriores.

Modelo de SGV's

Los modelos de sistemas gobernadores de velocidad generales recomendados por el IEEE para estudios de estabilidad transitoria (a pequeños disturbios), fueron

integrados en el programa [TRANSTAB, 1996], el cual es utilizado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, es importante mencionar que estos son utilizados solamente como parte del lazo de control primario de carga-frecuencia.

Los modelos de sistemas gobernadores de velocidad se pueden clasificar en dos categorías el primero de tipo térmico, mientras que el segundo es de tipo hidráulico; de forma más específica se tienen dos modelos de gobernador para turbina térmica, con un modelo general de turbina térmica, además de dos modelos de gobernador para turbina hidráulica, con un modelo de turbina hidráulica, como conjunto en la literatura se consideran útiles en la simulación de sistemas donde no se tiene grandes desviaciones de frecuencia [Ramey and Skooglund, 1970, IEEE, 1991b].

Los modelos de gobernadores así como los modelos de turbinas son representados mediante ecuaciones diferenciales, a la cuales se debe aplicar la regla trapecial para su posterior integración al programa de estabilidad transitoria este proceso se describe a detalle en el Apéndice B.

5.3 RECOMENDACIONES

Es reconocido en la literatura la variedad de controles que se pueden encontrar hoy en día, los cuales pueden modelarse con tanto detalle como información se tenga disponible, para algunos inclusive no existen modelos, por lo cual existen medios en los programas para incluirlos en el programa mediante bloques definidos en por el usuario; por ello se recomienda la ampliación de la diversidad de modelos que pudieran representarse en el programa.

5.4 TRABAJOS FUTUROS

De forma específica se pueden hacer las siguientes recomendaciones sobre trabajos futuros relacionados con la estabilidad de frecuencia ya que involucra el funcionamiento de múltiples elementos y la simulación de diferentes condiciones del sistema:

- Considerar la operación rápida de válvulas como herramienta para mejorar la respuesta dinámica de las unidades generadoras de tipo térmico.
- Incluir los siguientes dispositivos :
 - ✓ Dispositivos de protección contra sobre-velocidad de las unidades generadoras.
 - ✓ Dispositivos de protección contra alta/baja frecuencia para desconectar la unidad generadora.

- ✓ Dispositivos de protección contra alto/bajo voltaje para desconectar la unidad generadora (debido a las variaciones presentes cuando ocurren desviaciones de frecuencia).
- Tanto la desconexión del sistema en islas como el tiro de carga en subsistemas débiles como medidas necesarias para alcanzar un estado de operación estable cuando se presenta un estado de emergencia.
- Definir dos estados de desconexión en islas:
 - ✓ Bajo condiciones predefinidas de operación (flujo de potencia, estatus de interruptores, condiciones fuera de paso o nivel de frecuencia).
 - ✓ En grandes subsistemas dependiendo de las áreas que se consideren clave dentro del funcionamiento continuo.

REFERENCIAS

- [Aboytes, 1990] F. Aboytes. *Control de Potencia Activa-Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia*. PARSEICA, 1990, Primera Edición.
- [Astrom and Haggglund, 1995] K. Astrom, T. Haggglund. *PID Controllers: Theory Design and Tuning*, EUA, Second Edition, 1995.
- [Anderson et al., 1990] P. M. Anderson, B. L. Agrawal, J. E. Van Ness. *Subsynchronous Resonance in Power Systems*. IEEE Press, New York, USA, 1990.
- [Anderson and Fouad, 2003] P. M. Anderson, A. A. Fouad. *Power System Control And Stability*, New York, IEEE Press, Second Edition, 2003.
- [Bevrani, 2009] H. Bevrani. *Robust Power System Control*. Springer, 2009, First Edition.
- [Bevrani and Hiyama, 2011] H. Bevrani, T. Hiyama. *Intelligent Automatic Generation Control*, New York, CRC Press, First Edition, 2011.
- [Balu et al., 1992] N. Balu, T. Bertram, A. Bose, V. Branwajn, J. Cauley, D. Curtice, A. A. Fouad, L. Fink, M. G. Laubey, B. F. Wollenberg and J. N. Wrubel: "On-line Power System Security Analysis". *Proceedings of the IEEE*, Vol. 80, No. 2, pp 262-280, February 1992.
- [CIGRE, 1997] CIGRE Task Force 38.02.14. *Analysis and Modelling Needs of Power Systems under Major Frequency Disturbances*, 1997.
- [CIGRE, 2001] CIGRE Task Force 38.02.19. *System Protection Schemes in Power Networks*, 2001.
- [CIGRE, 2007] CIGRE Task Force C4.601. *Review of On-Line Dynamic Security Assessment Tools and Techniques*, 2007.
- [Cai and Ni, 2000] Z. X. Cai and Y. X. Ni. "A Direct Method for Frequency Stability Assessment of Power Systems.", Paper presented at the Panel Session on Advances in *Proceedings of the 5th International Conference in Power System Control, Operation and Managament.*, Hong Kong, HK, Oct 30-Nov 1, 2000.
- [Castro-Sotelo, 2007] C. U. Castro Sotelo, Modelado del Compensador Estático de Vars para Estudios de Flujos de Potencia y de Estabilidad Angular Transitoria. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Diciembre, 2007.
- [Chow, 1983] J. H. Chow. *Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems*. Springer-Verlag Publishers, 1983, First Edition.
- [Dai et al., 2007] Y. Dai, T. Zhao, Y Tian and L. Gao. "Research on the Influence of Primary Frequency Control Distribution on Power System Security and Stability". *2th IEEE conference on Industrial Electronics and Applications*, 23th-25th May 2007, Harbin, CHINA.
- [D'Azzo et al., 2003] J. J. D'Azzo, C. H. Houpis, S. N. Sheldon. *Linear Control System Analysis and Design with Matlab*. Marcel Dekker, New York, USA, 2003.
- [Dorf and Bishop, 2005] R. C. Dorf, R. H. Bishop. *Sistemas de Control Moderno*, Madrid, PERSON Prentice Hall, Tenth Edition, 2005.
- [Elgerd, 1982] O. I. Elgerd. *Electric Energy System Theory: An Introduction*. McGraw Hill, 1982, Second Edition.

- [EPRI, 1999] Electric Power Research Institute (EPRI). “1999 *Electric Technology Roadmap, Chapter two: The Power System Challenge*” (On-Line). Available at the web site: http://www.epri.com/corporate/discover_epri/roadmap/roadmap_c2.pdf.
- [Fourment et al., 1995] C. Fourment, H. Lefebvre, J. M. Tesson (1995). “Power System Requirements and Associated Services at Generator Level in France”. IEE paper, pp. 5/1-5/5. *IEE Colloquium on Frequency Control Capability of Generating Plant*, 8th February 1995, London, England.
- [Grigsby, 2007] L. L. Grigsby. *Power system stability and control*. CRC press, 2007, Second Edition.
- [Acosta-Escalante, 1997] Genaro Acosta Escalante, Clarificación y Manejo de los Sistemas por Unidad en la Modelación de la Máquina Síncrona. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Diciembre, 1997.
- [Horne et al., 2004] J. Horne, D. Flynn, T. Littler (2002). “Frequency Stability Issues for Islanded Power Systems”. IEEE paper. *IEEE PES*, 10th-13th October 2004, USA.
- [Hydro-Québec, 2009] Transmission Provider Technical Requirements for the connection of Power Plants to the Hydro-Québec Transmission System, Disponible en línea en el portal: <http://www.hydroquebec.com>.
- [IEEE, 1973] IEEE Committee Report, “Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power Systems”, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, pp. 1904-1915, 1973.
- [IEEE, 1982] IEEE Task Force on Terms & Definitions, Power System Dynamic Performance Subcommittee. “Proposed Terms and Definitions for Power System Stability”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS 101, No. 7, pp 1894-1898, July, 1982.
- [IEEE, 1988] IEEE Committee Report, “Update of Bibliography of Literature on Steam Turbine Generator Control Systems”, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 3 N° 3, 1988.
- [IEEE, 1990] *IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems*. IEEE Std 421.2, 1990.
- [IEEE, 1991a] *IEEE Recommended Practice for Functional and Performance Characteristics of Control Systems for Steam Turbine-Generator Units*. IEEE Std 122, 1991.
- [IEEE, 1991b] IEEE Committee Report. “Dynamic Models for Fueled Steam Units in Power System Studies”, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 6, pp. 753-761, 1991.
- [IEEE, 1992] IEEE Committee Report, “Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies”, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 7, pp. 167-179, 1992.
- [IEEE, 2004] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal. “Definition and Classification of Power System Stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, May, 2004.
- [IEEE, 2007] *IEEE Recommended Practice for Preparation of Equipment Specifications for Speed-Governing of Hydraulic Turbines Intended to Drive Electric Generators*. IEEE Std 125, 2007.
- [IEEE, 2011] *IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units*. IEEE Std 1207, 2011.
- [Karapidakis, 2007] E. S. Karapidakis. “Transient Analysis of Crete’s Power System with Increased Wind Power Penetration”. *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG 2007*, pp. 18-22. Setubal, Portugal, April 12-14, 2007.

- [Kundur and Morison, 1997] P. Kundur and G. K. Morison. "A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today's Power Systems.", Paper presented at the Panel Session on Stability Terms and Definitions. *Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting*, New York, NY, USA, February 2-6, 1997.
- [Knight, 2001] U. G. Knight. *Power System in Emergencies: From Contingency Planning to Crisis Management*. John Wiley & Sons, UK, 2001.
- [Kundur, 1994] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994, First Edition.
- [Kundur, 2000] P. Kundur. "Future Directions in Power Systems" Short Course. *Proc. Of the VII Symposium of Specialist in Electric Operational and Expansion Planning, SEPOPE 2000*. Curitiba, Brazil, May 21, 2000.
- [Lazo and Sepúlveda, 2005] B. J. Pavez Lazo, C. A. Roa Sepúlveda. "Towards an Energy Function of Spinning Reserve with Respect to Frequency for the Spinning Reserve-Load Shedding Economical Equilibrium". *IEEE Power Tech*, June 2005.
- [MATLAB, 2012] MATLAB R2012b. The language of Technical Computing, The Mathworks Inc., www.mathworks.com, 2012.
- [Moreno-García, 2010] Néstor Moreno García, Sintonización de Estabilizadores de Potencia del Sistema Eléctrico de Baja California Sur. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Octubre, 2010.
- [Murty, 2008] P. S. R. Murty. *Operation and Control in Power Systems*. BS Publications, 2008, First Edition.
- [Ogata, 2010] K. Ogata. *Ingeniería de control moderna*. Pearson, 2010, Quinta Edición.
- [Powertech, 2003] "TSAT: Transient Security Assessment Tool User Manual" (pp 29-30). Powertech labs Inc, Surrey British Columbia, CANADA, March, 2003.
- [Pai, 1981] M. A. Pai. *Power System Stability Analysis by the Direct Method of Lyapunov*. North Holland Publishing Company, 1981, First Edition.
- [PTI, 2002a] PSS/E 29: "Program Operation Manual Vol. I" (pp H-17). Power Technologies Inc, Schenectady NJ, USA, October, 2002.
- [PTI, 2002b] PSS/E 29: "Program Operation Manual Vol. II" (pp H-17). Power Technologies Inc, Schenectady NJ, USA, October, 2002.
- [IEEE, 1968] IEEE Committee Report, "Computer representation of excitation models", *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, No.6, June 1968.
- [Ramey and Skooglund, 1970] D. G. Ramey, J. W Skooglund. "Detailed Hydrogovernor Representation for system stability studies". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-89, No. 1, January 1970.
- [Ruiz y Olguín, 1997a] D. Ruiz, D. Olguín. Control Automático de Carga Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia, Reporte Interno de Investigación No. SEPI-IE97. Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, ESIME-Zacatenco-IPN, México D.F., MÉXICO.
- [Ruiz y Olguín, 1997b] D. Ruiz-Vega y Olguín-Salinas. Programa de Computadora Digital para estudios de Flujos de Potencia: Estudio Básico Empleando el Método de Newton Raphson en Forma Polar. Reporte interno No. SEPI-IE97-03. 1997.

- [Ruiz-Vega, 1996] Daniel Ruiz Vega, Efecto de los Motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Enero, 1996.
- [Ruiz-Vega, 2002] Daniel Ruiz Vega. Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small Signal Stability. Dépôt legal D/2002/0480/19, ISSN 0075-9333. Collection des Publications de la Faculté des Sciences Appliquées No. 213. Institute de mécanique et génie civil, Université de Liège, Liège, BELGIQUE, Juin 2002.
- [Ruiz, 2009] D. Ruiz Vega. Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. 2009.
- [Ruiz, 2013] D. Ruiz-Vega. Notas del Curso. Modelado Avanzado de Componentes para Estudios de Estabilidad. SEPI-ESIME, IPN. México, D.F., 2013.
- [Rumyantsev and Osinarer, 1987] V. V. Rumyanstev and A. S. Osiraner, *Stability and Stabilization of Motion with Respect to a Part of the Variables*, Moscow, Nauka, Rusia, 1987.
- [Rouche et al., 1977] N. Rouche, P. Habets, and M. Laloy, *Stability Theory by Lyapunov's Direct Method*, New York, Springer, 1977.
- [Sau and Pai, 1998] P. W. Sauer, M. A. Pai. *Power System Dynamics and Stability*, USA, Prentice Hall, Second Edition, 2003.
- [SENER, 2012] Secretaría de Energía, Disponible en línea en el portal: <http://www.sener.gob.com.mx>
- [Sigrist et al., 2010] L. Sigrist, I. Egido, L. Rouco (2002). "Frequency Stability Boundary of Small Isolated Power Systems". 26th IEEE Convention, 17th-20th November 2010, ISR, ISRAEL.
- [TRANSTAB, 1996] Programa de simulación digital de sistemas eléctricos de potencia para estudios de estabilidad transitoria, desarrollado para la tesis: Efecto de los Modelos de Motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia, Daniel Ruiz Vega, 1996.
- [UCTE, 2004] UCTE: Operation Handbook, Disponible en el portal www.pse-operator.pl/uploads/Kontener/542UCTE_Operation_Handbook.pdf.
- [Vorotnikov, 1998] V. I. Vorotnikov. Partial Stability and Control, Cambridge, MA: Birkhauser, 1998.
- [Van Cutsem and Vournas, 1998] T. Van Cutsem and C. Vournas. Voltage Stability of Electric Power Systems. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Vénikov, 1988] V. Vénikov. *Procesos Transitorios Electromecánicos en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, URSS, MIR, First Edition, 1988.
- [Villareal-Martínez, 2008] David Villareal Martínez, Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Junio, 2008.
- [Vournas, 1990] C. D. Vournas. "Second Order Hydraulic Turbine Models for Multimachine Stability Studies". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 5, No. 2, June 1990.
- [Wildberger, 1997] A. M. Wildberger. "Complex Adaptive Systems: Concepts and Power Industry Applications". IEEE *Control Systems*, Vol. 17, No. 6, pp. 77-88, 1997.
- [Tao et al., 2012] Y. Tao, F. Yongxin, R. Yong, T. Lei, L. Yanguai (2012). "Parameter Identification of steam turbine speed governor system". IEEE paper. *Power and Energy Engineering Conference*, 27th-29th March 2012, Shangai, CHINA.

APÉNDICE A:

DATOS Y DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

En este Apéndice se presentan los datos correspondientes a los distintos sistemas de prueba utilizados en el desarrollo este trabajo. Los datos que se muestran a continuación de los sistemas son: el diagrama unifilar, datos de la red de transmisión, datos de las máquinas síncronas, controles de velocidad y de voltaje, caso base de operación.

A.1 SISTEMA BAJA CALIFORNIA

En la figura A.1 se presenta el diagrama unifilar del sistema de Baja California Sur con todos los niveles de voltaje presentes, y los elementos de acuerdo al caso base de operación.

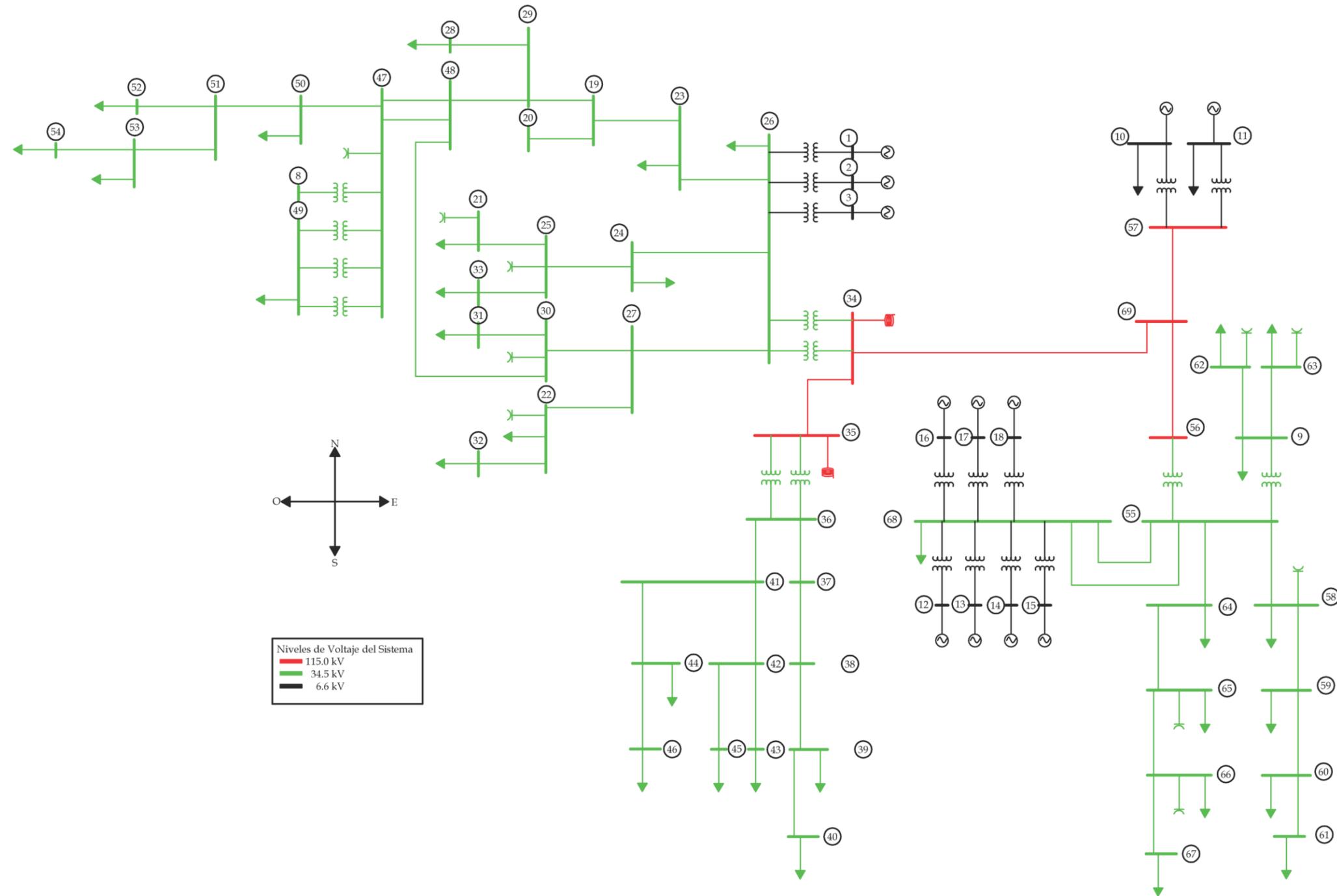


Figura A. 1 Diagrama Unifilar del Sistema de Baja California.

Tabla A. 1 Caso base de operación.

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
1	1.02000	0.00000	0.0035	0.0043	0.000	0.000	0.000	0.000
2	1.02000	0.00000	0.0330	0.0050	0.000	0.000	0.000	0.000
3	1.02000	0.00000	0.0330	0.0050	0.000	0.000	0.000	0.000
4	1.01416	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	1.01416	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1.01416	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1.01416	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	0.99850	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	0.95570	0.00000	0.0000	0.0000	0.008	0.003	0.000	0.000
10	0.99399	0.00000	0.0300	-0.0113	0.008	0.003	0.000	0.000
11	0.99400	0.00000	0.0300	-0.0112	0.008	0.003	0.000	0.000
12	1.00000	0.00000	0.0250	0.0035	0.000	0.000	0.000	0.000
13	1.00000	0.00000	0.0250	0.0035	0.000	0.000	0.000	0.000
14	1.00000	0.00000	0.0250	0.0035	0.000	0.000	0.000	0.000
15	1.00000	0.00000	0.0250	0.0035	0.000	0.000	0.000	0.000
16	1.00000	0.00000	0.0350	0.0031	0.000	0.000	0.000	0.000
17	1.00000	0.00000	0.0350	0.0031	0.000	0.000	0.000	0.000
18	1.00000	0.00000	0.0350	0.0031	0.000	0.000	0.000	0.000
19	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
20	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.002	0.001	0.000	0.000
21	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.018	0.006	0.000	0.006
22	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.023	0.008	0.000	0.006
23	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.008	0.003	0.000	0.000
24	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.008	0.003	0.000	0.000
25	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.006
26	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.012	0.003	0.000	0.000
26	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
28	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.003	0.001	0.000	0.000
29	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.006
31	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.002	0.001	0.000	0.000
32	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.018	0.006	0.000	0.000
33	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.014	0.005	0.000	0.000
34	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.050
35	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.025
36	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
37	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
38	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
39	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.009	0.003	0.000	0.000
40	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.001	0.000	0.000	0.000
41	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
42	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
43	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.004	0.001	0.000	0.000
44	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.001	0.000	0.000	0.000

Tabla A.1 Caso base de operación (continuación).

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
45	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.004	0.001	0.000	0.000
46	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.001	0.000	0.000	0.000
47	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.012
48	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
49	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.035	0.011	0.000	0.000
50	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.003	0.001	0.000	0.000
51	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
52	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.001	0.000	0.000	0.000
53	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
54	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.003	0.001	0.000	0.000
55	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
56	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
57	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
58	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.009	0.003	0.000	0.003
59	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.001	0.000	0.000	0.000
60	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.001	0.000	0.000	0.000
61	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.004	0.001	0.000	0.000
62	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.027	0.009	0.000	0.003
63	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.031	0.010	0.000	0.003
64	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.015	0.005	0.000	0.000
65	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.015	0.005	0.000	0.006
66	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.006	0.002	0.000	0.003
67	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.002	0.001	0.000	0.000
68	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.020	0.005	0.000	0.000
69	1.00000	0.00000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla A. 2 Datos de la red de transmisión.

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
19	20	0.0175400	0.0255700	0.0000	0.000	1	0.00001	1
19	23	0.5963600	0.8980900	0.0000	0.000	1	0.00088	2
19	29	0.4708400	1.0584800	0.0000	0.000	1	0.00065	3
21	25	0.1622600	0.1438900	0.0000	0.000	1	0.00009	4
22	27	0.0843700	0.1031400	0.0000	0.000	1	0.00005	5
22	32	0.7600600	1.1446100	0.0000	0.000	1	0.00067	6
23	26	0.2046400	0.3081700	0.0000	0.000	1	0.00016	7
24	25	0.2868100	0.5147500	0.0000	0.000	1	0.00015	8
24	26	0.1431400	0.2799500	0.0000	0.000	1	0.00018	9
25	33	0.3186700	0.5719400	0.0000	0.000	1	0.00034	10
26	27	0.0331900	0.0979700	0.0000	0.000	1	0.00016	11
27	30	0.1659500	0.5110100	0.0000	0.000	1	0.00074	12
28	29	0.0589200	0.0895800	0.0000	0.000	1	0.00005	13
29	48	0.0011100	0.0035400	0.0000	0.000	1	0.00000	14

Tabla A.2 Datos de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
30	31	0.0092700	0.0089000	0.0000	0.000	1	0.00000	15
30	48	0.6408500	1.0360800	0.0000	0.000	1	0.00130	16
34	35	0.2120200	0.4392900	0.0000	0.000	1	0.02363	17
34	69	0.1295700	0.4580100	0.0000	0.000	1	0.02883	18
36	37	0.2692000	0.5006900	0.0000	0.000	1	0.00027	19
36	41	0.6562000	1.2180300	0.0000	0.000	1	0.00067	20
37	38	1.0397201	1.9309400	0.0000	0.000	1	0.00106	21
38	39	0.9232800	1.7143800	0.0000	0.000	1	0.00094	22
39	40	0.5522300	1.0249400	0.0000	0.000	1	0.00056	23
41	42	1.1687300	2.1710401	0.0000	0.000	1	0.00119	24
41	44	0.0531200	0.0985600	0.0000	0.000	1	0.00006	25
42	43	0.3505300	0.6504900	0.0000	0.000	1	0.00036	26
42	45	0.0463600	0.0459100	0.0000	0.000	1	0.00002	27
44	46	0.2370400	0.2781300	0.0000	0.000	1	0.00014	28
47	48	0.4708400	1.0584800	0.0000	0.000	1	0.00065	29
47	48	0.0385300	0.1356300	0.0000	0.000	2	0.00000	30
47	50	0.7009000	1.3009000	0.0000	0.000	1	0.00070	31
50	51	1.1631000	2.1575999	0.0000	0.000	1	0.00120	32
51	52	0.3189000	0.5909000	0.0000	0.000	1	0.00030	33
51	53	0.8157000	1.5123000	0.0000	0.000	1	0.00085	34
53	54	1.6947000	3.1475999	0.0000	0.000	1	0.00175	35
9	62	0.5432600	0.7522400	0.0000	0.000	1	0.00000	36
9	63	0.5432600	0.7522400	0.0000	0.000	1	0.00000	37
55	58	0.2868300	0.2862500	0.0000	0.000	1	0.00013	38
55	64	0.9675300	1.0447500	0.0000	0.000	1	0.00100	39
55	68	0.0024200	0.0085100	0.0000	0.000	1	0.00000	40
55	68	0.0024200	0.0085100	0.0000	0.000	2	0.00000	41
56	69	0.0132600	0.0468800	0.0000	0.000	1	0.00295	42
57	69	0.0234600	0.0829500	0.0000	0.000	1	0.00522	43
58	59	0.8821100	0.8466800	0.0000	0.000	1	0.00043	44
59	60	0.9482300	0.9103100	0.0000	0.000	1	0.00046	45
60	61	0.5798800	0.5565900	0.0000	0.000	1	0.00028	46
64	65	1.1476300	1.1391600	0.0000	0.000	1	0.00103	47
65	66	0.4646800	0.4936800	0.0000	0.000	1	0.00024	48
66	67	0.3476800	0.3442900	0.0000	0.000	1	0.00016	49
26	1	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	50
26	2	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	51
26	3	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	52
26	4	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	53
26	5	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	54
26	6	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	55
26	7	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	56
26	34	0.0000000	0.9836100	1.0000	0.000	1	0.00000	57

Tablas A.2 Datos de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
26	34	0.0000000	0.9836100	1.0000	0.000	2	0.00000	58
35	36	0.0000000	0.9836100	1.0000	0.000	1	0.00000	59
35	36	0.0000000	0.9836100	1.0000	0.000	2	0.00000	60
47	8	0.0000000	1.3767000	1.0000	0.000	1	0.00000	61
49	47	0.0000000	1.2172600	1.0000	0.000	1	0.00000	62
49	47	0.0000000	1.2172600	1.0000	0.000	2	0.00000	63
49	47	0.0000000	1.2172600	1.0000	0.000	3	0.00000	64
55	9	0.0000000	1.7200000	1.0000	0.000	1	0.00000	65
55	56	0.0000000	0.7575000	1.0000	0.000	1	0.00000	66
57	10	0.0000000	1.3573000	1.0000	0.000	1	0.00000	67
57	11	0.0000000	1.3573000	1.0000	0.000	1	0.00000	68
68	12	0.0000000	1.2172600	1.0000	0.000	1	0.00000	69
68	13	0.0000000	1.2172600	1.0000	0.000	1	0.00000	70
68	14	0.0000000	1.2172600	1.0000	0.000	1	0.00000	71
68	15	0.0000000	1.2172600	1.0000	0.000	1	0.00000	72
68	16	0.0000000	2.2221999	1.0000	0.000	1	0.00000	73
68	17	0.0000000	2.2221999	1.0000	0.000	1	0.00000	74
68	18	0.0000000	2.2221999	1.0000	0.000	1	0.00000	75

Tabla A. 3 Parámetros de las máquinas síncronas del sistema.

Parámetro	Bus al que está conectado la máquina síncrona									
	1	2	3	12	13	14	15	16	17	18
H	0.1840	0.1840	0.1840	0.0630	0.0630	0.0630	0.0630	0.0630	0.0630	0.0630
D	0.043	0.043	0.043	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042
Ra	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Xd	28.5312	28.5312	28.5312	41.9664	41.9664	41.9664	41.9664	41.9664	41.9664	41.9664
Xq	16.7955	16.7955	16.7955	22.3021	22.3021	22.3021	22.3021	22.3021	22.3021	22.3021
X'd	8.08152	8.08152	8.08152	8.63309	8.63309	8.63309	8.63309	8.63309	8.63309	8.63309
T'd0	6.98700	6.98700	6.98700	2.50000	2.50000	2.50000	2.50000	2.50000	2.50000	2.50000
X'q	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
T'q0	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
X''d	6.02015	6.02015	6.02015	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336
T''d0	0.048	0.048	0.048	0.14000	0.14000	0.14000	0.14000	0.14000	0.14000	0.14000
X''q	6.02015	6.02015	6.02015	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336	5.80336
T''q0	0.14200	0.14200	0.14200	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
Parámetro	Bus al que está conectado la máquina síncrona									
	10	11	P.	10	11	P.	10	11		
H	0.2420	0.2420	X'd	5.05367	5.05367	T''d0	0.01300	0.01300		
D	0.061	0.061	T'd0	3.20	3.20	X'q	3.36912	3.36912		
Ra	0.0000	0.0000	X'q	7.43187	7.43187	T'q0	0.06000	0.06000		
Xd	27.4153	27.4153	T'q0	1.20000	1.20000					
Xq	13.5425	13.5425	X''d	3.36912	3.36912					

Todos los datos del sistema están en pu, a una base de 100 MVA

Tabla A. 4 Parámetros de los SGV tipo hidráulico, S. Baja California Sur.

Nodo	RT	TR	T ₁	T ₂
2	0.2481	6.7	43.9454	0.6098
3	0.2481	6.7	43.9454	0.6098

Tabla A. 5 Comparación de la magnitud de los voltajes nodales, Sistema de B. C. Sur.

Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %
1	1.020000	1.020000	0.000	36	1.005251	1.005240	0.001
2	1.020000	1.020000	0.000	37	1.003152	1.003140	0.001
3	1.020000	1.020000	0.000	38	0.992735	0.992720	0.001
4	1.014160	1.014150	0.001	39	0.980408	0.980390	0.002
5	1.014160	1.014150	0.001	40	0.979875	0.979820	0.005
6	1.014160	1.014150	0.001	41	0.999785	0.999750	0.004
7	1.014160	1.014150	0.001	42	0.987929	0.987980	0.005
8	0.998500	0.998470	0.003	43	0.985776	0.985840	0.006
9	0.955700	0.955700	0.000	44	0.999705	0.999670	0.003
10	0.993990	0.993990	0.000	45	0.987673	0.987720	0.005
11	0.994000	0.994000	0.000	46	0.999522	0.999480	0.004
12	1.000000	1.000000	0.000	47	0.998466	0.998470	0.000
13	1.000000	1.000000	0.000	48	0.999064	0.999070	0.001
14	1.000000	1.000000	0.000	49	0.993711	0.993710	0.000
15	1.000000	1.000000	0.000	50	1.001767	1.001730	0.004
16	1.000000	1.000000	0.000	51	1.008613	1.008480	0.013
17	1.000000	1.000000	0.000	52	1.008453	1.008310	0.014
18	1.000000	1.000000	0.000	53	1.010357	1.010190	0.017
19	1.002042	1.002110	0.007	54	1.006845	1.006760	0.008
20	1.001982	1.002050	0.007	55	0.995953	0.995940	0.001
21	0.997120	0.997280	0.016	56	1.014644	1.014650	0.001
22	1.008050	1.008060	0.001	57	1.013889	1.013890	0.000
23	1.009327	1.009350	0.002	58	0.991842	0.991850	0.001
24	1.008158	1.008210	0.005	59	0.986449	0.986500	0.005
25	1.000045	1.000170	0.012	60	0.981112	0.981230	0.012
26	1.014135	1.014150	0.002	61	0.978212	0.978370	0.016
27	1.012204	1.012220	0.002	62	0.934520	0.934520	0.000
28	0.998820	0.998830	0.001	63	0.930926	0.930910	0.002
29	0.999061	0.999070	0.001	64	0.952956	0.952810	0.015
30	1.012628	1.012640	0.001	65	0.925375	0.925130	0.024
31	1.012602	1.012610	0.001	66	0.921659	0.921360	0.030
32	0.988065	0.988070	0.001	67	0.920730	0.920420	0.031
33	0.993197	0.993310	0.011	68	0.996207	0.996190	0.002
34	1.007490	1.007480	0.001	69	1.014926	1.014930	0.000
35	1.003804	1.003780	0.002				

Tabla A. 6 Comparación de los ángulos de fase (grados), Sistema de Baja California Sur.

Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %
1	0.0000	0.0000	0.000	42	-0.7341	-0.7395	0.544

Tabla A.6 Comparación de los ángulos de fase (grados), Sistema de B. C. Sur (continuación).

Nodo	FORTTRAN	DSA Tools	Diferencia %	Nodo	FORTTRAN	DSA Tools	Diferencia %
2	2.2396	2.2535	1.387	36	0.9403	0.9553	1.501
3	2.2396	2.2535	1.387	37	0.6184	0.6327	1.427
4	-0.2776	-0.2637	1.390	38	-0.5589	-0.5475	1.145
5	-0.2776	-0.2637	1.390	39	-1.5212	-1.5124	0.881
6	-0.2776	-0.2637	1.390	40	-1.5991	-1.5924	0.670
7	-0.2776	-0.2637	1.390	41	0.2377	0.2478	1.010
8	-3.6219	-3.6084	1.350	43	-0.8694	-0.8771	0.773
9	0.5966	0.6631	6.647	44	0.2300	0.2404	1.036
10	6.7492	6.7770	2.777	45	-0.7414	-0.7471	0.565
11	6.7492	6.7770	2.775	46	0.2197	0.2305	1.081
12	9.4341	9.4757	4.160	47	-3.6219	-3.6084	1.350
13	9.4341	9.4757	4.160	48	-3.3145	-3.3018	1.266
14	9.4341	9.4757	4.160	49	-4.4349	-4.4205	1.436
15	9.4341	9.4757	4.160	50	-4.4287	-4.4090	1.968
16	12.1614	12.2031	4.165	51	-5.3446	-5.3205	2.415
17	12.1614	12.2031	4.165	52	-5.3697	-5.3448	2.493
18	12.1614	12.2031	4.165	53	-5.8072	-5.7823	2.493
19	-2.0540	-2.0537	0.034	54	-6.4566	-6.4319	2.468
20	-2.0559	-2.0562	0.033	55	7.6386	7.6802	4.160
21	-2.0292	-2.0123	1.690	56	4.9933	5.0219	2.857
22	-0.8849	-0.8718	1.315	57	5.0513	5.0791	2.777
23	-0.8202	-0.8092	1.096	58	7.3870	7.4293	4.228
24	-0.9085	-0.8930	1.548	59	7.0973	7.1440	4.673
25	-1.8798	-1.8626	1.717	60	6.8680	6.9175	4.945
26	-0.2776	-0.2637	1.390	61	6.7741	6.8236	4.947
27	-0.6751	-0.6615	1.360	62	-0.4986	-0.4337	6.486
28	-3.3225	-3.3096	1.286	63	-0.6553	-0.5876	6.769
29	-3.3110	-3.2984	1.264	64	5.2945	5.3437	4.916
30	-1.6111	-1.5975	1.361	65	3.4394	3.4957	5.629
32	-1.8342	-1.8228	1.143	66	3.1610	3.2207	5.968
33	-2.2586	-2.2401	1.853	67	3.1254	3.1869	6.154
34	2.0301	2.0498	1.971	68	7.6836	7.7252	4.157
35	1.5072	1.5246	1.735	69	4.8155	4.8432	2.768

A.2 SISTEMA NOROESTE

En la figura A.2 se presenta el diagrama unifilar del sistema de Baja California Sur con todos los niveles de voltaje presentes, y los elementos de acuerdo al caso base de operación.

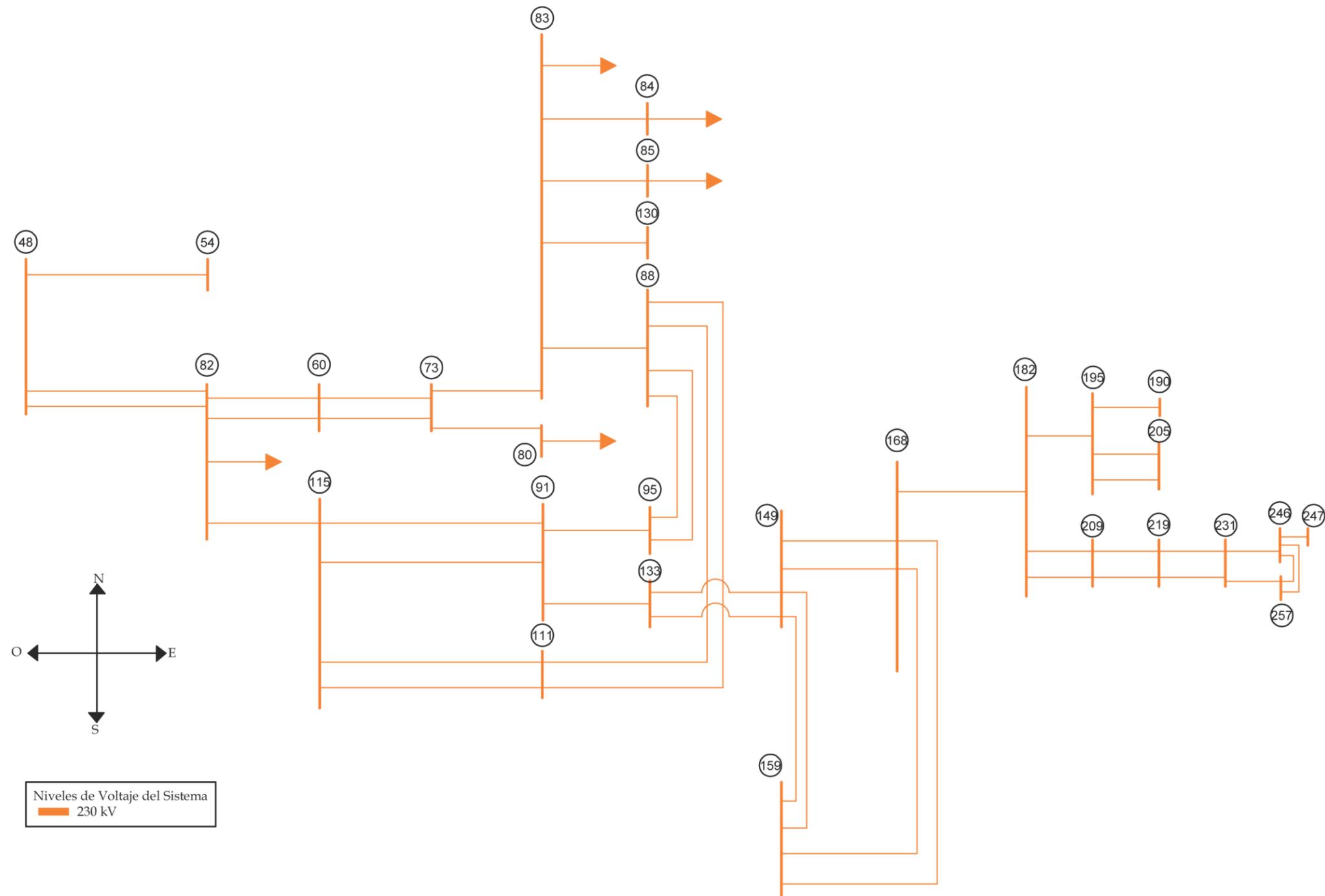


Figura A. 2 Diagrama unifilar del Sistema Noroeste.

Tabla A. 7 Caso base de operación.

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
1	1.00800	0.0000	2.5703	-0.3162	0.000	0.000	0.000	0.000
2	1.01678	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	1.01678	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	0.99677	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	1.03666	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1.01300	0.0000	1.1700	-0.3122	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1.01300	0.0000	1.2600	-0.3043	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.01300	0.0000	1.2700	-0.3036	0.000	0.000	0.000	0.000
9	0.99100	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	0.99100	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	0.99100	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	1.00000	0.0000	1.2900	-0.0168	0.000	0.000	0.000	0.000
13	1.01816	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	1.03600	0.0000	1.0150	0.0381	0.000	0.000	0.000	0.000
15	1.03648	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	1.00300	0.0000	0.4600	-0.0600	0.000	0.000	0.000	0.000
17	1.00300	0.0000	0.5100	-0.0553	0.000	0.000	0.000	0.000
18	0.99628	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
19	1.03500	0.0000	1.3603	-0.1255	0.000	0.000	0.000	0.000
20	1.03823	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
21	1.03600	0.0000	0.2000	0.0026	0.000	0.000	0.000	0.000
22	1.00497	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	100497	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	1.00242	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
25	1.00242	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
26	0.99975	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	1.02800	0.0000	0.3300	-0.1578	0.000	0.000	0.000	0.000
28	1.03582	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
29	0.99959	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	0.99959	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	1.02200	0.0000	0.0500	0.0068	0.000	0.000	0.000	0.000
32	1.01981	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
33	1.01981	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
34	0.98500	0.0000	0.1500	-0.0601	0.000	0.000	0.000	0.000
35	1.00000	0.0000	1.2800	-0.1523	0.000	0.000	0.000	0.000
36	1.00000	0.0000	0.7200	-0.1809	0.000	0.000	0.000	0.000
37	0.98435	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
38	0.98435	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
39	1.01091	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
40	1.01336	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
41	1.01336	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla A. 7 Caso base de operación (continuación).

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
42	1.01270	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
43	1.01270	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
44	1.01913	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
45	1.01913	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
46	1.02371	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
47	1.02371	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
48	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
49	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.380	-0.090	0.000	0.000
50	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
51	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
52	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
53	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
54	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
55	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.060	0.020	0.000	0.000
56	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
57	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
58	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.090	0.040	0.000	0.000
59	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.200	-0.010	0.000	0.000
60	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
61	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.070	0.020	0.000	0.000
62	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
63	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
64	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
65	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
66	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.020
67	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.020	0.015	0.000	0.000
68	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.010	0.010	0.000	0.000
69	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.166	0.056	0.000	0.150
70	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.224	0.039	0.000	0.000
71	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.070	0.008	0.000	0.000
72	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.138	0.035	0.000	0.000
73	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
74	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.130	0.015	0.000	0.000
75	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
76	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
77	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
78	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
79	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
80	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.720	0.276	0.000	0.000
81	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.130	0.025	0.000	0.000
82	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.030	0.010	0.000	0.000

Tabla A. 7 Caso base de operación (continuación).

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
83	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.080	0.020	0.000	0.000
84	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.719	0.190	0.000	0.000
85	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.550	0.103	0.000	0.000
86	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.160	0.020	0.000	0.000
87	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.160	0.020	0.000	0.000
88	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
89	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.230	0.080	0.000	0.000
90	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.065	0.026	0.000	0.000
91	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
92	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.140	0.020	0.000	0.000
93	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
94	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
95	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.180	0.080	0.000	0.000
96	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.130	0.030	0.000	0.000
97	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
98	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
99	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
100	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
101	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
102	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
103	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.020	0.010	0.000	0.000
104	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.140	0.005	0.000	0.000
105	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.130	0.030	0.000	0.000
106	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.140	0.020	0.000	0.000
107	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.080	0.020	0.000	0.000
108	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.710	0.320	0.000	0.000
109	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.060	0.010	0.000	0.000
110	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.090	0.020	0.000	0.000
111	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
112	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
113	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
114	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
116	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.045	0.022	0.000	0.000
117	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
118	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.062	0.031	0.000	0.000
119	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.065	0.032	0.000	0.000
120	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.065	0.032	0.000	0.000
121	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
122	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
123	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla A. 7 Caso base de operación (continuación).

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
124	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.020	0.010	0.000	0.000
125	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
126	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
127	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
128	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.002	-0.002	0.000	0.000
129	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.005	-0.010	0.000	0.000
130	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
131	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.090	0.035	0.000	0.000
132	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
133	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
134	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
135	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
136	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
137	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
138	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
139	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
140	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.100	0.015	0.000	0.000
141	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.140	-0.010	0.000	0.000
142	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.200	0.040	0.000	0.000
143	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
144	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.020	0.010	0.000	0.000
145	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.020	0.010	0.000	0.000
146	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.025	0.013	0.000	0.000
147	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
148	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.055	0.027	0.000	0.000
149	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
150	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.220	0.040	0.000	0.000
151	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
152	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
153	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
154	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
155	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.001	0.005	0.000	0.000
156	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.260	0.110	0.000	0.000
157	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.010	0.000	0.000	0.000
158	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.287	0.050	0.000	0.000
159	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
160	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.150	0.040	0.000	0.000
161	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
162	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
163	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
164	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla A. 7 Caso base de operación (continuación).

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
165	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.390	0.080	0.000	0.000
166	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.030	0.010	0.000	0.000
167	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.040	0.010	0.000	0.000
168	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.360
169	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
170	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
171	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
172	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
173	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
174	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
175	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.030	-0.005	0.000	0.000
176	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
177	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.040	-0.035	0.000	0.000
178	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
179	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
180	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
181	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
182	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
183	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.070	-0.030	0.000	0.000
184	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
185	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.210
186	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.030	0.000	0.000	0.000
187	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.140	-0.010	0.000	0.000
188	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.110	-0.020	0.000	0.000
189	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.270	0.020	0.000	0.000
190	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
191	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.017	-0.020	0.000	0.000
192	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.050	-0.010	0.000	0.000
193	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.303	0.065	0.000	0.000
194	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.080	0.010	0.000	0.000
195	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
196	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.080	0.030	0.000	0.000
197	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
198	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.225
199	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.066	0.033	0.000	0.000
200	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.058	0.039	0.000	0.000
201	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.013	0.006	0.000	0.000
202	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
203	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
204	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla A. 7 Caso base de operación (continuación).

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
206	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
207	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
208	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
209	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
210	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
211	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
212	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
213	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
214	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
215	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.151	0.050	0.000	0.000
216	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.030	0.010	0.000	0.000
217	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.276	0.005	0.000	0.000
218	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.202	0.007	0.000	0.000
219	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
220	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.155	0.010	0.000	0.000
221	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
222	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.150
223	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
224	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
225	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
226	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.002	0.000	0.000	0.000
227	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.010	0.010	0.000	0.000
228	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.580	0.170	0.000	0.000
229	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.152	-0.024	0.000	0.000
230	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.010	-0.004	0.000	0.000
231	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
232	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
233	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
234	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
235	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.059	-0.013	0.000	0.000
236	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
237	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
238	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.090	0.030	0.000	0.000
239	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.040	0.010	0.000	0.000
240	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
241	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
242	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
243	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
244	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
245	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
246	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla A. 7 Caso base de operación (continuación).

Bus	V	δ	Pg	Qg	Po	Qo	Psh	Qsh
247	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.599	-0.195	0.000	0.000
248	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.230	0.050	0.000	0.000
249	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
250	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
251	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
252	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
253	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.228	0.040	0.000	0.000
254	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.120	0.020	0.000	0.000
255	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.115	0.020	0.000	0.000
256	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.256	0.040	0.000	0.000
257	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
258	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.090	-0.010	0.000	0.000
259	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
260	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	-0.225
261	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
262	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
263	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.060	0.010	0.000	0.000
264	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
265	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000
266	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	0.130	0.065	0.000	0.000

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión.

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
48	54	0.0069000	0.0456000	0.0000	0.000	1	0.04360	1
48	82	0.0140000	0.0904000	0.0000	0.000	1	0.09200	2
48	82	0.0140000	0.0904000	0.0000	0.000	1	0.09200	3
49	58	0.0386000	0.1345000	0.0000	0.000	1	0.00890	4
49	58	0.0230000	0.1321000	0.0000	0.000	1	0.00900	5
54	60	0.0152000	0.1013000	0.0000	0.000	1	0.09730	6
55	58	0.0275000	0.0956000	0.0000	0.000	1	0.00630	7
55	59	0.0043000	0.0237000	0.0000	0.000	1	0.00170	8
55	59	0.0043000	0.0237000	0.0000	0.000	1	0.00170	9
59	68	0.0290000	0.1009000	0.0000	0.000	1	0.00660	10
60	73	0.0151000	0.1002000	0.0000	0.000	1	0.09620	11
60	73	0.0151000	0.1002000	0.0000	0.000	1	0.09620	12
60	82	0.0238000	0.1547000	0.0000	0.000	1	0.15860	13
60	82	0.0238000	0.1547000	0.0000	0.000	1	0.15860	14
61	67	0.0311000	0.1083000	0.0000	0.000	1	0.00710	15
61	70	0.0596000	0.3524000	0.0000	0.000	1	0.02460	16
61	71	0.0203000	0.0708000	0.0000	0.000	1	0.00470	17

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _l	X _l	Mag.	Ángulo			
61	90	0.1453000	0.3685000	0.0000	0.000	1	0.02300	18
67	68	0.0583000	0.2031000	0.0000	0.000	1	0.01340	19
69	70	0.0030000	0.0179000	0.0000	0.000	1	0.00110	20
69	72	0.0091000	0.0396000	0.0000	0.000	1	0.00250	21
71	72	0.0792000	0.2889000	0.0000	0.000	1	0.01780	22
73	80	0.0007000	0.0045000	0.0000	0.000	1	0.00430	23
73	83	0.0144000	0.0956000	0.0000	0.000	1	0.09180	24
74	81	0.0822000	0.2867000	0.0000	0.000	1	0.01890	25
82	115	0.0219000	0.1738000	0.0000	0.000	1	0.17430	26
83	84	0.0020000	0.0133000	0.0000	0.000	1	0.01270	27
83	85	0.0021000	0.0138000	0.0000	0.000	1	0.01320	28
83	88	0.0268000	0.1796000	0.0000	0.000	1	0.17440	29
83	130	0.0059000	0.0702000	0.0000	0.000	1	0.11790	30
86	92	0.0030000	0.0176000	0.0000	0.000	1	0.00110	31
86	96	0.0075000	0.0416000	0.0000	0.000	1	0.00300	32
86	106	0.0038000	0.0212000	0.0000	0.000	1	0.00150	33
86	107	0.0015000	0.0062000	0.0000	0.000	1	0.00040	34
86	129	0.0552900	0.1456700	0.0000	0.000	1	0.00841	35
87	92	0.0165000	0.0415000	0.0000	0.000	1	0.00260	36
87	109	0.0018000	0.0098000	0.0000	0.000	1	0.00070	37
87	110	0.0054000	0.0291000	0.0000	0.000	1	0.00220	38
87	112	0.0045000	0.0213000	0.0000	0.000	1	0.00145	39
88	95	0.0026000	0.0171000	0.0000	0.000	1	0.01630	40
88	95	0.0026000	0.0171000	0.0000	0.000	1	0.01630	41
88	111	0.0017000	0.0132000	0.0000	0.000	1	0.01260	42
88	111	0.0017000	0.0132000	0.0000	0.000	1	0.01260	43
89	96	0.0107000	0.0593000	0.0000	0.000	1	0.00430	44
89	96	0.0107000	0.0593000	0.0000	0.000	1	0.00430	45
89	101	0.0000000	-0.0050000	0.0000	0.000	1	0.00000	46
89	105	0.0063000	0.0349000	0.0000	0.000	1	0.00250	47
89	105	0.0063000	0.0349000	0.0000	0.000	1	0.00250	48
89	128	0.0097000	0.0246000	0.0000	0.000	1	0.00150	49
90	128	0.0773000	0.1956000	0.0000	0.000	1	0.01220	50
91	95	0.0048000	0.0382000	0.0000	0.000	1	0.03650	51
91	115	0.0022000	0.0174000	0.0000	0.000	1	0.01660	52
91	115	0.0022000	0.0174000	0.0000	0.000	1	0.01660	53
91	133	0.0155000	0.1226000	0.0000	0.000	1	0.12150	54
92	104	0.0036700	0.0167000	0.0000	0.000	1	0.00099	55
92	107	0.0077000	0.0317100	0.0000	0.000	1	0.00237	56
92	108	0.0768400	0.1992600	0.0000	0.000	1	0.01189	57

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
92	108	0.0753200	0.1984700	0.0000	0.000	1	0.01146	58
95	133	0.0180000	0.1195000	0.0000	0.000	1	0.11500	59
96	103	0.0744000	0.4257000	0.0000	0.000	1	0.02930	60
96	103	0.0744000	0.4257000	0.0000	0.000	1	0.02930	61
96	106	0.0047000	0.0258000	0.0000	0.000	1	0.00190	62
104	112	0.0035000	0.0113000	0.0000	0.000	1	0.00110	63
105	109	0.0084000	0.0466000	0.0000	0.000	1	0.00340	64
105	110	0.0108000	0.0590000	0.0000	0.000	1	0.00440	65
108	138	0.1370000	0.5032700	0.0000	0.000	1	0.03026	66
108	140	0.1322000	0.4653000	0.0000	0.000	1	0.03085	67
110	112	0.0055000	0.0313000	0.0000	0.000	1	0.00210	68
110	112	0.0055000	0.0313000	0.0000	0.000	1	0.00210	69
111	115	0.0020000	0.0158000	0.0000	0.000	1	0.01510	70
111	115	0.0020000	0.0158000	0.0000	0.000	1	0.01510	71
129	138	0.1497500	0.3945300	0.0000	0.000	1	0.02278	72
133	149	0.0167000	0.1112000	0.0000	0.000	1	0.10700	73
133	149	0.0167000	0.1112000	0.0000	0.000	1	0.10700	74
134	137	0.0023000	0.0088000	0.0000	0.000	1	0.00050	75
134	138	0.0007000	0.0044000	0.0000	0.000	1	0.00030	76
134	142	0.0101000	0.0263000	0.0000	0.000	1	0.00150	77
137	141	0.0068000	0.0243000	0.0000	0.000	1	0.00150	78
137	142	0.0195000	0.0320000	0.0000	0.000	1	0.00140	79
138	139	0.0030600	0.0101500	0.0000	0.000	1	0.00074	80
139	140	0.0001000	0.0003700	0.0000	0.000	1	0.00002	81
142	156	0.1102000	0.3978000	0.0000	0.000	1	0.02440	82
149	159	0.0047000	0.0286000	0.0000	0.000	1	0.02690	83
149	159	0.0043000	0.0284000	0.0000	0.000	1	0.02710	84
149	168	0.0092000	0.0731000	0.0000	0.000	1	0.07250	85
150	155	0.1002000	0.1644000	0.0000	0.000	1	0.00730	86
150	156	0.0038000	0.0210000	0.0000	0.000	1	0.00150	87
150	158	0.0046000	0.0257000	0.0000	0.000	1	0.00190	88
150	158	0.0046000	0.0257000	0.0000	0.000	1	0.00190	89
156	157	0.0086000	0.0490000	0.0000	0.000	1	0.00340	90
156	160	0.0058000	0.0330000	0.0000	0.000	1	0.00220	91
158	160	0.0058000	0.0330000	0.0000	0.000	1	0.00220	92
158	166	0.1189000	0.1563000	0.0000	0.000	1	0.00740	93
159	168	0.0104000	0.0640000	0.0000	0.000	1	0.06040	94
159	168	0.0096000	0.0635000	0.0000	0.000	1	0.06090	95
165	167	0.0323000	0.0429000	0.0000	0.000	1	0.00200	96
165	169	0.0049000	0.0271000	0.0000	0.000	1	0.00200	97

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
165	169	0.0049000	0.0271000	0.0000	0.000	1	0.00200	98
168	178	0.0125000	0.0964000	0.0000	0.000	1	0.10160	99
168	182	0.0185000	0.1228000	0.0000	0.000	1	0.11830	100
168	182	0.0185000	0.1232000	0.0000	0.000	1	0.11860	101
169	174	0.0945900	0.1278100	0.0000	0.000	1	0.00576	102
174	175	0.0687000	0.0902000	0.0000	0.000	1	0.00430	103
174	176	0.0306000	0.0402000	0.0000	0.000	1	0.00190	104
177	186	0.0765000	0.1935000	0.0000	0.000	1	0.01200	105
182	195	0.0039000	0.0292000	0.0000	0.000	1	0.03070	106
182	205	0.0072000	0.0547000	0.0000	0.000	1	0.05740	107
182	209	0.0132000	0.0874000	0.0000	0.000	1	0.08390	108
182	209	0.0132000	0.0874000	0.0000	0.000	1	0.08390	109
183	186	0.0660000	0.1961000	0.0000	0.000	1	0.01240	110
183	188	0.0357000	0.1269000	0.0000	0.000	1	0.00800	111
183	189	0.0408000	0.1450000	0.0000	0.000	1	0.00910	112
187	188	0.0049000	0.0281000	0.0000	0.000	1	0.00190	113
187	192	0.0096000	0.0339000	0.0000	0.000	1	0.00220	114
187	196	0.0112000	0.0647000	0.0000	0.000	1	0.00430	115
187	206	0.0131000	0.0578400	0.0000	0.000	1	0.00386	116
188	189	0.0051000	0.0181000	0.0000	0.000	1	0.00110	117
188	196	0.0042000	0.0243000	0.0000	0.000	1	0.00170	118
189	191	0.0214000	0.0761000	0.0000	0.000	1	0.00480	119
189	191	0.0214000	0.0761000	0.0000	0.000	1	0.00480	120
189	196	0.0067000	0.0409000	0.0000	0.000	1	0.00250	121
189	206	0.0105500	0.0490400	0.0000	0.000	1	0.00327	122
189	206	0.0084700	0.0492000	0.0000	0.000	1	0.00325	123
190	195	0.0035000	0.0264000	0.0000	0.000	1	0.02780	124
190	205	0.0033000	0.0249000	0.0000	0.000	1	0.02620	125
193	196	0.0731000	0.1887000	0.0000	0.000	1	0.01180	126
194	215	0.0259000	0.0655000	0.0000	0.000	1	0.00410	127
195	205	0.0039000	0.0297000	0.0000	0.000	1	0.03110	128
195	205	0.0044000	0.0335000	0.0000	0.000	1	0.03520	129
209	219	0.0145000	0.0965000	0.0000	0.000	1	0.09270	130
209	219	0.0145000	0.0965000	0.0000	0.000	1	0.09270	131
210	215	0.0045000	0.0258000	0.0000	0.000	1	0.00180	132
210	215	0.0045000	0.0258000	0.0000	0.000	1	0.00180	133
210	216	0.0317000	0.1809000	0.0000	0.000	1	0.01240	134
215	235	0.0991000	0.2508000	0.0000	0.000	1	0.01560	135
217	220	0.0042000	0.0231000	0.0000	0.000	1	0.00170	136
217	228	0.0098000	0.0348000	0.0000	0.000	1	0.00220	137

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _l	X _l	Mag.	Ángulo			
217	238	0.0039000	0.0171000	0.0000	0.000	1	0.00020	138
218	220	0.0036000	0.0193000	0.0000	0.000	1	0.00150	139
218	229	0.0057000	0.0324000	0.0000	0.000	1	0.00220	140
218	232	0.0052000	0.0294000	0.0000	0.000	1	0.00200	141
219	231	0.0017000	0.0112000	0.0000	0.000	1	0.01070	142
219	231	0.0017000	0.0112000	0.0000	0.000	1	0.01070	143
220	226	0.0817000	0.1383000	0.0000	0.000	1	0.00690	144
220	227	0.0183000	0.1044000	0.0000	0.000	1	0.00710	145
220	227	0.0183000	0.1044000	0.0000	0.000	1	0.00710	146
220	238	0.0043000	0.0239000	0.0000	0.000	1	0.00170	147
228	229	0.0042000	0.0240000	0.0000	0.000	1	0.00160	148
228	239	0.0014000	0.0080000	0.0000	0.000	1	0.00060	149
229	232	0.0067700	0.0349700	0.0000	0.000	1	0.00265	150
229	232	0.0067700	0.0349700	0.0000	0.000	1	0.00265	151
230	232	0.0411700	0.2066100	0.0000	0.000	1	0.01630	152
231	246	0.0128000	0.1549000	0.0000	0.000	1	0.26470	153
231	257	0.0306000	0.2052000	0.0000	0.000	1	0.20010	154
232	239	0.0083000	0.0463000	0.0000	0.000	1	0.00330	155
246	247	0.0000000	0.0001000	0.0000	0.000	1	0.00000	156
246	257	0.0021000	0.0136000	0.0000	0.000	1	0.01300	157
246	257	0.0018900	0.0129300	0.0000	0.000	1	0.01237	158
248	253	0.0041000	0.0145000	0.0000	0.000	1	0.00090	159
248	253	0.0041000	0.0145000	0.0000	0.000	1	0.00090	160
253	255	0.0054800	0.0203000	0.0000	0.000	1	0.00151	161
253	256	0.0096000	0.0342000	0.0000	0.000	1	0.00220	162
254	256	0.0067000	0.0070800	0.0000	0.000	1	0.01695	163
255	256	0.0054800	0.0203000	0.0000	0.000	1	0.00151	164
256	258	0.0032000	0.0181000	0.0000	0.000	1	0.00120	165
256	263	0.0041000	0.0235000	0.0000	0.000	1	0.00160	166
258	263	0.0032500	0.0180000	0.0000	0.000	1	0.00117	167
48	50	0.0000000	0.0466300	0.9948	0.000	1	0.00000	168
48	52	0.0000000	0.0473700	0.9948	0.000	1	0.00000	169
50	49	0.0000000	0.0025100	1.0000	0.000	1	0.00000	170
52	49	0.0000000	0.0025500	1.0000	0.000	1	0.00000	171
51	50	0.0000000	0.0945800	1.0000	0.000	1	0.00000	172
53	52	0.0000000	0.0929500	1.0000	0.000	1	0.00000	173
54	56	0.0000000	0.0212800	1.0000	0.000	1	0.00000	174
56	55	0.0000000	0.0291800	1.0000	0.000	1	0.00000	175
2	55	0.0000000	0.5958300	1.0000	0.000	1	0.00000	176
3	55	0.0000000	0.2990000	1.0000	0.000	1	0.00000	177

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
57	56	0.0000000	0.3154800	1.0000	0.000	1	0.00000	178
60	62	0.0000000	0.0486300	1.0130	0.000	1	0.00000	179
60	64	0.0000000	0.0526000	1.0100	0.000	1	0.00000	180
60	66	0.0000000	0.0010000	1.0000	0.000	1	0.00000	181
62	61	0.0000000	-0.0005700	1.0000	0.000	1	0.00000	182
64	61	0.0000000	-0.0034000	1.0000	0.000	1	0.00000	183
63	62	0.0000000	0.0981500	1.0000	0.000	1	0.00000	184
65	64	0.0000000	0.0990700	1.0000	0.000	1	0.00000	185
4	72	0.0000000	0.2340500	1.0000	0.000	1	0.00000	186
73	75	0.0000000	0.0683000	1.0000	0.000	1	0.00000	187
73	78	0.0000000	0.0636000	1.0000	0.000	1	0.00000	188
75	74	0.0000000	-0.0020000	1.0000	0.000	1	0.00000	189
76	75	0.0000000	0.1435000	1.0000	0.000	1	0.00000	190
78	77	0.0000000	0.0646000	1.0000	0.000	1	0.00000	191
78	79	0.0000000	-0.0317000	1.0000	0.000	1	0.00000	192
82	5	0.0000000	0.0630000	0.9750	0.000	1	0.00000	193
82	6	0.0000000	0.0630000	0.9750	0.000	1	0.00000	194
82	7	0.0000000	0.0630000	0.9750	0.000	1	0.00000	195
82	8	0.0000000	0.0630000	0.9750	0.000	1	0.00000	196
117	5	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	197
118	6	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	198
119	7	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	199
120	8	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	200
83	126	0.0000000	0.0422700	1.0522	0.000	1	0.00000	201
88	101	0.0000000	0.0685700	1.0000	0.000	1	0.00000	202
91	93	0.0000000	0.0269400	0.9870	0.000	1	0.00000	203
93	92	0.0000000	-0.0019500	1.0000	0.000	1	0.00000	204
94	93	0.0000000	0.0524400	1.0000	0.000	1	0.00000	205
95	97	0.0000000	0.0638500	1.0200	0.000	1	0.00000	206
95	99	0.0000000	0.0584200	1.0200	0.000	1	0.00000	207
97	96	0.0000000	-0.0041500	1.0000	0.000	1	0.00000	208
99	96	0.0000000	-0.0011500	1.0000	0.000	1	0.00000	209
96	12	0.0000000	0.0660000	1.0000	0.000	1	0.00000	210
98	97	0.0000000	0.0994800	1.0000	0.000	1	0.00000	211
100	99	0.0000000	0.0986200	1.0000	0.000	1	0.00000	212
102	101	0.0000000	0.1656800	1.0000	0.000	1	0.00000	213
103	9	0.0000000	0.1610000	1.0250	0.000	1	0.00000	214
103	10	0.0000000	0.1610000	1.0250	0.000	1	0.00000	215
103	11	0.0000000	0.1766000	1.0250	0.000	1	0.00000	216
121	9	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	217

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
122	10	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	218
123	11	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	219
116	12	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	220
111	113	0.0000000	0.0267100	1.0000	0.000	1	0.00000	221
113	112	0.0000000	-0.0016900	1.0000	0.000	1	0.00000	222
114	113	0.0000000	0.0359600	1.0000	0.000	1	0.00000	223
13	115	0.0000000	0.0330200	1.0000	0.000	1	0.00000	224
124	13	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	225
126	125	0.0000000	-0.0060400	1.0000	0.000	1	0.00000	226
127	126	0.0000000	0.0897200	1.0000	0.000	1	0.00000	227
14	130	0.0000000	0.0377800	1.0000	0.000	1	0.00000	228
15	130	0.0000000	0.0377800	1.0000	0.000	1	0.00000	229
14	131	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	230
15	132	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	231
133	135	0.0000000	0.0463000	1.0043	0.000	1	0.00000	232
133	18	0.0000000	0.0630000	1.0250	0.000	1	0.00000	233
133	19	0.0000000	0.0630000	0.9750	0.000	1	0.00000	234
135	134	0.0000000	-0.0064000	1.0000	0.000	1	0.00000	235
134	16	0.0000000	0.1036000	1.0000	0.000	1	0.00000	236
134	17	0.0000000	0.1036000	1.0000	0.000	1	0.00000	237
136	135	0.0000000	0.0992300	1.0000	0.000	1	0.00000	238
145	16	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	239
146	17	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	240
147	18	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	241
148	19	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	242
138	20	0.0000000	0.2850000	0.9739	0.000	1	0.00000	243
138	21	0.0000000	0.2148000	0.9739	0.000	1	0.00000	244
143	20	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	245
144	21	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	246
149	151	0.0000000	0.0460000	0.9948	0.000	1	0.00000	247
149	153	0.0000000	0.0458800	0.9948	0.000	1	0.00000	248
151	150	0.0000000	-0.0065200	1.0000	0.000	1	0.00000	249
153	150	0.0000000	-0.0039500	1.0000	0.000	1	0.00000	250
152	151	0.0000000	0.0899800	1.0000	0.000	1	0.00000	251
154	153	0.0000000	0.0891000	1.0000	0.000	1	0.00000	252
155	22	0.0000000	0.9120000	1.0000	0.000	1	0.00000	253
155	23	0.0000000	0.8840000	1.0000	0.000	1	0.00000	254
156	24	0.0000000	0.4611300	1.0000	0.000	1	0.00000	255
156	25	0.0000000	0.4254400	1.0000	0.000	1	0.00000	256
159	161	0.0000000	0.0747300	1.0000	0.000	1	0.00000	257

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
159	163	0.0000000	0.0729000	1.0000	0.000	1	0.00000	258
161	160	0.0000000	-0.0089300	1.0000	0.000	1	0.00000	259
163	160	0.0000000	-0.0074300	1.0000	0.000	1	0.00000	260
162	161	0.0000000	0.1509300	1.0000	0.000	1	0.00000	261
164	163	0.0000000	0.1404300	1.0000	0.000	1	0.00000	262
168	170	0.0000000	0.0164500	1.0100	0.000	1	0.00000	263
168	172	0.0000000	0.0183500	1.0100	0.000	1	0.00000	264
170	169	0.0000000	0.0321200	1.0000	0.000	1	0.00000	265
172	169	0.0000000	0.0308300	1.0000	0.000	1	0.00000	266
179	169	0.0000000	0.2340500	1.0000	0.000	1	0.00000	267
171	170	0.0000000	0.3249900	1.0000	0.000	1	0.00000	268
173	172	0.0000000	0.3192600	1.0000	0.000	1	0.00000	269
176	26	0.0000000	1.1296.000	1.0000	0.000	1	0.00000	270
178	27	0.0000000	0.0501000	0.9750	0.000	1	0.00000	271
178	28	0.0000000	0.0501000	0.9750	0.000	1	0.00000	272
180	27	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	273
181	28	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	274
179	29	0.0000000	0.0001000	1.0000	0.000	1	0.00000	275
179	30	0.0000000	0.0001000	1.0000	0.000	1	0.00000	276
182	184	0.0000000	0.0543300	1.0100	0.000	1	0.00000	277
184	183	0.0000000	-0.0023300	1.0000	0.000	1	0.00000	278
185	184	0.0000000	0.1006700	1.0000	0.000	1	0.00000	279
186	31	0.0000000	0.3496000	1.0000	0.000	1	0.00000	280
186	32	0.0000000	0.3496000	1.0000	0.000	1	0.00000	281
186	33	0.0000000	0.5572000	1.0000	0.000	1	0.00000	282
202	31	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	283
203	32	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	284
204	33	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	285
190	35	0.0000000	0.0675000	1.0000	0.000	1	0.00000	286
190	36	0.0000000	0.0675000	1.0000	0.000	1	0.00000	287
191	34	0.0000000	0.2311000	1.0000	0.000	1	0.00000	288
201	34	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	289
199	35	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	290
200	36	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	291
195	197	0.0000000	0.0271800	1.0200	0.000	1	0.00000	292
197	196	0.0000000	-0.0024200	1.0000	0.000	1	0.00000	293
198	197	0.0000000	0.0582900	1.0000	0.000	1	0.00000	294
205	207	0.0000000	0.0269100	1.0100	0.000	1	0.00000	295
207	206	0.0000000	-0.0019800	1.0000	0.000	1	0.00000	296
208	207	0.0000000	0.0360200	1.0000	0.000	1	0.00000	297

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
209	211	0.0000000	0.0617200	1.0200	0.000	1	0.00000	298
209	213	0.0000000	0.0616300	1.0200	0.000	1	0.00000	299
211	210	0.0000000	-0.0036200	1.0000	0.000	1	0.00000	300
213	210	0.0000000	-0.0052400	1.0000	0.000	1	0.00000	301
212	211	0.0000000	0.1006200	1.0000	0.000	1	0.00000	302
214	213	0.0000000	0.0985900	1.0000	0.000	1	0.00000	303
216	37	0.0000000	0.1262000	1.0250	0.000	1	0.00000	304
216	38	0.0000000	0.1262000	1.0250	0.000	1	0.00000	305
240	37	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	306
241	38	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	307
217	39	0.0000000	0.2358000	1.0000	0.000	1	0.00000	308
219	221	0.0000000	0.0551300	1.0200	0.000	1	0.00000	309
219	223	0.0000000	0.0419700	1.0200	0.000	1	0.00000	310
219	225	0.0000000	0.0778000	1.0800	0.000	1	0.00000	311
221	220	0.0000000	-0.0015300	1.0000	0.000	1	0.00000	312
223	220	0.0000000	0.0156300	1.0000	0.000	1	0.00000	313
222	221	0.0000000	0.0932000	1.0000	0.000	1	0.00000	314
224	223	0.0000000	0.0807000	1.0000	0.000	1	0.00000	315
226	40	0.0000000	0.7596200	1.0000	0.000	1	0.00000	316
226	41	0.0000000	0.7596200	1.0000	0.000	1	0.00000	317
227	42	0.0000000	0.1266000	1.0000	0.000	1	0.00000	318
227	43	0.0000000	0.1266000	1.0000	0.000	1	0.00000	319
242	42	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	320
243	43	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	321
230	44	0.0000000	0.1225000	1.0000	0.000	1	0.00000	322
230	45	0.0000000	0.1225000	1.0000	0.000	1	0.00000	323
244	44	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	324
245	45	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	325
231	233	0.0000000	0.0585500	1.0200	0.000	1	0.00000	326
231	236	0.0000000	0.0208500	1.0200	0.000	1	0.00000	327
233	232	0.0000000	-0.0037500	1.0000	0.000	1	0.00000	328
236	232	0.0000000	-0.0010400	1.0000	0.000	1	0.00000	329
234	233	0.0000000	0.1017500	1.0000	0.000	1	0.00000	330
237	236	0.0000000	0.0317800	1.0000	0.000	1	0.00000	331
246	249	0.0000000	0.0499800	1.0248	0.000	1	0.00000	332
246	251	0.0000000	0.0522100	1.0125	0.000	1	0.00000	333
246	47	0.0000000	0.0629000	1.0000	0.000	1	0.00000	334
246	1	0.0000000	0.0330000	1.0000	0.000	1	0.00000	335
247	46	0.0000000	0.0629000	1.0000	0.000	1	0.00000	336
249	248	0.0000000	-0.0036800	1.0000	0.000	1	0.00000	337

Tabla A. 8 Parámetros de la red de transmisión (continuación).

Buses Terminales		Impedancia Serie		TAP		No. Cto.	B/2	Elemento
Nodo i	Nodo j	R _i	X _i	Mag.	Ángulo			
251	248	0.0000000	-0.0080800	1.0000	0.000	1	0.00000	338
250	249	0.0000000	0.1033500	1.0000	0.000	1	0.00000	339
252	251	0.0000000	0.1094700	1.0000	0.000	1	0.00000	340
264	46	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	341
265	47	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	342
266	1	0.0000000	0.1500000	1.0000	0.000	1	0.00000	343
257	259	0.0000000	0.0660300	0.9900	0.000	1	0.00000	344
259	258	0.0000000	-0.0009400	1.0000	0.000	1	0.00000	345
261	258	0.0000000	-0.0040000	1.0000	0.000	1	0.00000	346
260	259	0.0000000	0.1559700	1.0000	0.000	1	0.00000	347
262	261	0.0000000	0.1050000	1.0000	0.000	1	0.00000	348

Tabla A. 9 Parámetros de las máquinas síncronas (variables pu), Sistema Noroeste.

N	Modelo	H	D	Ra	Xd	Xq	X'd	T'd0	X'q	T'q0	X''d	T''d0	X''q*	T''q0
6	GENROU	3.52	1	0.0	1.6320	1.5670	0.1741	9.740	0.4080	0.70	0.1278	0.034	---	0.0600
7	GENROU	3.52	1	0.0	1.6320	1.5670	0.1741	9.740	0.4080	0.70	0.1278	0.034	---	0.0600
8	GENROU	3.52	1	0.0	1.6320	1.5670	0.1741	9.740	0.4080	0.70	0.1278	0.034	---	0.0600
12	GENROU	5.169	1	0.0	1.5540	1.5180	0.2167	5.727	0.4480	1.00	0.2120	0.042	---	0.0500
14	GENROU	6.27	1	0.0	1.7876	1.7464	0.3017	5.885	0.4829	0.65	0.2389	0.042	---	0.0680
16	GENROU	4.00	1	0.0	1.4670	1.4270	0.1780	5.000	0.3660	1.00	0.1200	0.05	---	0.0500
17	GENROU	4.00	1	0.0	1.4670	1.4270	0.1780	5.000	0.3660	1.00	0.1200	0.05	---	0.0500
19	GENROU	3.16	1	0.0	1.7500	1.6800	0.3540	5.700	0.4380	0.70	0.2950	0.06	---	0.0600
21	GENROU	4.00	1	0.0	1.9000	1.2240	0.1700	5.000	0.4750	1.00	0.1150	0.05	---	0.0500
27	GENSAL	6.75	1	0.0	0.9000	0.6500	0.280	5.400	0.0	0.0	0.1700	0.03	---	0.1000
31	GENCLS	4.00	1	0.0	0.2741	---	---	---	---	---	---	---	---	---
34	GENROU	2.28	1	0.0	1.4500	1.3900	0.2200	4.040	0.5075	0.34	0.1440	0.033	---	0.0720
35	GENROU	3.55	1	0.0	1.6630	1.7000	0.183	9.100	0.2900	1.00	0.1302	0.027	---	0.0500
36	GENROU	3.55	1	0.0	1.6630	1.7000	0.1830	9.100	0.2900	1.00	0.1302	0.027	---	0.0500
1	GENROU	3.10	0	0.0	1.6300	1.5500	0.2640	5.500	0.4500	0.60	0.1880	0.02	---	0.0300

La Tabla A.10 representa los parámetros del modelo IEEEG1 gobernador-turbina recomendado en [IEEE, 1973] para realizar estudios de estabilidad en sistemas de grandes dimensiones.

Tabla A. 10 Parámetros de los gobernadores de velocidad modelo tipo IEEEG1, S. Noroeste.

Nodo	R	TG	TSM	T4	T5	K1	K3	PMAX	PMIN	UO	UC
5	0.0483	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	100.7333	0.0705	-100.1	-100.25
8	0.0410	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.07	100.7112	0.6834	-100.1	-100.25
12	0.0943	0.1	0.2	0.24	10	0.3	0.7	100.4920	0.0473	-100.25	-100.25
14	0.0400	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	100.4633	0.0445	-100.1	-100.25
16	0.0400	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	100.4336	0.0417	-100.1	-100.25
17	0.0400	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	100.5214	0.0516	-100.1	-100.25
19	0.0617	0.05	0.2	0.3	3	0.3	0.7	100.7522	0.0745	-100.1	-100.25
1	0.0602	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	100.7502	0.0735	-100.1	-100.25

La Tabla A.11 representa los parámetros del modelo IEEEG1 gobernador-turbina recomendado en [IEEE, 1973] donde se corrigen las variables P_{MAX} , P_{MIN} , U_o , U_c . Tal y como se señala en [PTI, 2002] todos los datos del conjunto gobernador turbina deberán ser especificados en la misma base usada para el generador. Adicionalmente se recomienda que si todos los datos de la máquina son ingresados a la base individual de la máquina, la caída permanente del gobernador R, de todas las unidades deberá ser ajustada igual para garantizar la repartición equitativa en todas las unidades. De la misma forma en [PTI, 2002b] se muestra en la hoja de datos del modelo que ambos valores P_{MAX} y P_{MIN} deberán ser especificados en pu a la base nominal de la máquina, en consecuencia U_o y U_c al estar en la base de datos del conjunto gobernador se deberá tomar la misma consideración

Tabla A. 11 Parámetros de los gobernadores de velocidad modelo tipo IEEEG1, S. Noroeste.

Nodo	R	TG	TSM	T4	T5	K1	K3	PMAX	PMIN	UO	UC
5	0.0483	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	0.8671	0.0000	0.8671	-0.8671
8	0.0410	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.07	0.8653	0.0000	0.8653-	-0.8653
12	0.0943	0.1	0.2	0.24	10	0.3	0.7	0.8500	0.0000	0.8500	-0.8500
14	0.0400	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	0.8500	0.0000	0.8500	-0.8500
16	0.0400	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	0.8333	0.0000	0.8333	-0.8333
17	0.0400	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	0.8824	0.0000	0.8824	-0.8824
19	0.0617	0.05	0.2	0.3	3	0.3	0.7	0.8541	0.0000	0.8541	-0.8541
1	0.0602	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	0.8541	0.0000	0.8541	-0.8541

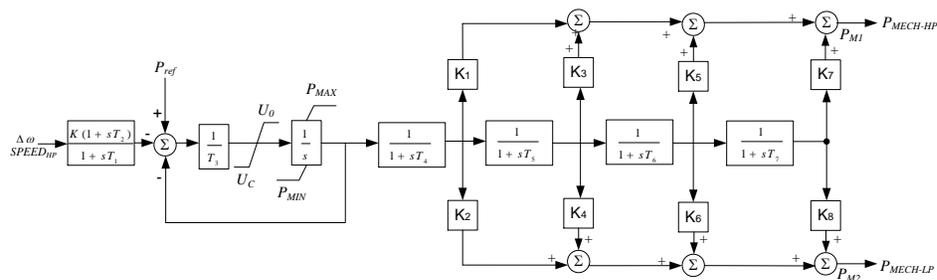


Figura A. 3 Modelo IEEEG1, SGV tipo térmico con funciones de transferencia (adaptado de [PTI, 2002b]).

La tabla A.12 representa los parámetros del modelo IEEEG3 gobernador-turbina tipo hidráulico recomendados por el IEEE en [IEEE, 1973, Ramey and Skooglund, 1970, IEEE, 1992] para realizar estudios de estabilidad en sistemas de grandes dimensiones.

Tabla A. 12 Parámetros del gobernador de velocidad modelo IEEEG3, S. Noroeste.

Nodo	TG	TP	TR	Tw	a23	a21
27	0.2	0.04	6.7	1.34	1	1.5
	a13	a11	σ	δ	PMAX	PMIN
	1	0.5	0.05	0.385	100.1449	0.0143
	UO	UC				
	100.17	-100.17				

La tabla A.13 representa los parámetros del modelo IEEEG3 gobernador-turbina tipo hidráulico una vez que se han hecho las correcciones en los límites del gobernador.

Tabla A. 13 Parámetros del gobernador de velocidad modelo IEEEG3, S. Noroeste.

Nodo	TG	TP	TR	Tw	a23	a21
27	0.2	0.04	6.7	1.34	1	1.5
	a13	a11	σ	δ	PMAX	PMIN
	1	0.5	0.05	0.385	0.2174	0.0000
	UO	UC				
	0.4355	-0.4355				

En la figura A.4 se muestra el modelo detallado de SGV tipo hidráulico.

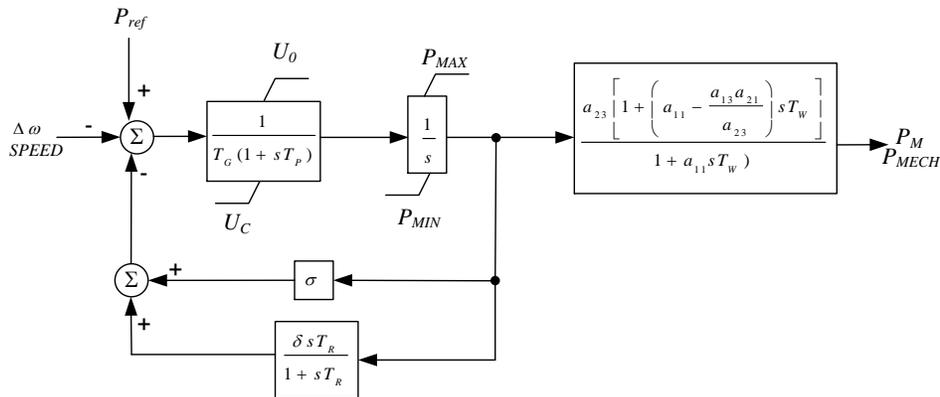


Figura A. 4 Modelo IEEEG3 de SGV tipo hidráulico con funciones de transferencia (adaptado de [PTI, 2002b]).

Tabla A. 14 Comparación de la magnitud de los voltajes nodales del sistema de Noroeste.

Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
1	1.008000	1.008000	0.000	1.008000	0.000	28	1.035820	1.035820	0.000	1.035800	0.002
2	1.016780	1.016790	0.001	1.016800	0.002	29	0.999590	0.999610	0.002	0.999600	0.001
3	1.016780	1.016790	0.001	1.016800	0.002	30	0.999590	0.999610	0.002	0.999600	0.001
4	0.996770	0.996790	0.002	0.996800	0.003	31	1.022000	1.022000	0.000	1.022000	0.000
5	1.036660	1.036670	0.001	1.036700	0.004	32	1.019810	1.019810	0.000	1.019800	0.001
6	1.013000	1.013000	0.000	1.013000	0.000	33	1.019810	1.019810	0.000	1.019800	0.001
7	1.013000	1.013000	0.000	1.013000	0.000	34	0.985000	0.985000	0.000	0.985000	0.000
8	1.013000	1.013000	0.000	1.013000	0.000	35	1.000000	1.000000	0.000	1.000000	0.000
9	0.991000	0.991000	0.000	0.991000	0.000	36	1.000000	1.000000	0.000	1.000000	0.000
10	0.991000	0.991000	0.000	0.991000	0.000	37	0.984350	0.984340	0.001	0.984400	0.005
11	0.991000	0.991000	0.000	0.991000	0.000	38	0.984350	0.984340	0.001	0.984400	0.005
12	1.000000	1.000000	0.000	1.000000	0.000	39	1.010910	1.010900	0.001	1.010900	0.001
13	1.018160	1.018160	0.000	1.018200	0.004	40	1.013360	1.013350	0.001	1.013400	0.004
14	1.036000	1.036000	0.000	1.036000	0.000	41	1.013360	1.013350	0.001	1.013400	0.004
15	1.036480	1.036490	0.001	1.036500	0.002	42	1.012700	1.012680	0.002	1.012700	0.000
16	1.003000	1.003000	0.000	1.003000	0.000	43	1.012700	1.012680	0.002	1.012700	0.000
17	1.003000	1.003000	0.000	1.003000	0.000	44	1.019130	1.019120	0.001	1.019100	0.003
18	0.996280	0.996270	0.001	0.996300	0.002	45	1.019130	1.019120	0.001	1.019100	0.003
19	1.035000	1.035000	0.000	1.035000	0.000	46	1.023710	1.023700	0.001	1.023700	0.001
20	1.038230	1.038230	0.000	1.032800	0.543	47	1.023710	1.023700	0.001	1.023700	0.001
21	1.036000	1.036000	0.000	1.038200	0.220	48	1.013077	1.013080	0.000	1.013100	0.002
22	1.004970	1.004970	0.000	1.005000	0.003	49	1.014811	1.014820	0.001	1.014800	0.001
23	1.004970	1.004970	0.000	1.005000	0.003	50	1.014631	1.014640	0.001	1.014600	0.003
24	1.002420	1.002430	0.001	1.002400	0.002	51	1.000438	1.000440	0.000	1.000400	0.004
25	1.002420	1.002430	0.001	1.002400	0.002	52	1.014625	1.014630	0.001	1.014600	0.003
26	0.999750	0.999750	0.000	0.999800	0.005	53	1.000673	1.000680	0.001	1.000700	0.003
27	1.028000	1.028000	0.000	1.028000	0.000	54	1.018404	1.018410	0.001	1.018400	0.000

Tabla A.14 Comparación de la magnitud de los voltajes nodales del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
55	1.016781	1.016790	0.001	1.016800	0.002	82	1.010748	1.010750	0.000	1.010700	0.005
56	1.017702	1.017710	0.001	1.017700	0.000	83	1.026440	1.026450	0.001	1.026400	0.004
57	1.017702	1.017710	0.001	1.017700	0.000	84	1.022696	1.022700	0.000	1.022700	0.000
58	1.014408	1.014420	0.001	1.014400	0.001	85	1.024085	1.024090	0.001	1.024100	0.002
59	1.016586	1.016600	0.001	1.016600	0.001	86	1.010033	1.010030	0.000	1.010000	0.003
60	1.024339	1.024350	0.001	1.024300	0.004	87	1.009848	1.009840	0.001	1.009800	0.005
61	1.010596	1.010610	0.001	1.010600	0.000	88	1.020870	1.020870	0.000	1.020900	0.003
62	1.010677	1.010690	0.001	1.010700	0.002	89	1.006668	1.006660	0.001	1.006700	0.003
63	0.996013	0.996030	0.002	0.996000	0.001	90	1.006110	1.006110	0.000	1.006100	0.001
64	1.010357	1.010370	0.001	1.010400	0.004	91	1.015728	1.015720	0.001	1.015700	0.003
65	1.010357	1.010370	0.001	1.010400	0.004	92	1.013011	1.013010	0.000	1.013000	0.001
66	1.024360	1.024370	0.001	1.024400	0.004	93	1.011760	1.011760	0.000	1.011800	0.004
67	1.012276	1.012290	0.001	1.012300	0.002	94	1.011760	1.011760	0.000	1.011800	0.004
68	1.015581	1.015590	0.001	1.015600	0.002	95	1.021690	1.021690	0.000	1.021700	0.001
69	0.998088	0.998100	0.001	0.998100	0.001	96	1.005951	1.005950	0.000	1.005900	0.005
70	0.997567	0.997580	0.001	0.997600	0.003	97	1.006250	1.006250	0.000	1.006200	0.005
71	1.006647	1.006660	0.001	1.006600	0.005	98	1.006250	1.006250	0.000	1.006200	0.005
72	0.996771	0.996790	0.002	0.996800	0.003	99	1.006212	1.006210	0.000	1.006200	0.001
73	1.019696	1.019710	0.001	1.019700	0.000	100	0.991544	0.991540	0.000	0.991500	0.004
74	1.019162	1.019170	0.001	1.019200	0.004	101	1.006346	1.006340	0.001	1.006300	0.005
75	1.019150	1.019160	0.001	1.019100	0.005	102	0.981943	0.981940	0.000	0.981900	0.004
76	1.019150	1.019160	0.001	1.019100	0.005	103	1.015775	1.015770	0.001	1.015800	0.002
77	1.019696	1.019710	0.001	1.019700	0.000	104	1.011351	1.011350	0.000	1.011400	0.005
78	1.019696	1.019710	0.001	1.019700	0.000	105	1.007377	1.007370	0.001	1.007400	0.002
79	1.019696	1.019710	0.001	1.019700	0.000	106	1.007683	1.007680	0.000	1.007700	0.002
80	1.017996	1.018010	0.001	1.018000	0.000	107	1.010332	1.010330	0.000	1.010300	0.003
81	1.006215	1.006230	0.002	1.006200	0.002	108	0.976507	0.976500	0.001	0.976500	0.001

Tabla A.14 Comparación de la magnitud de los voltajes nodales del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
109	1.009284	1.009280	0.000	1.009300	0.002	136	1.010374	1.010370	0.000	1.010400	0.003
110	1.009749	1.009750	0.000	1.009700	0.005	137	1.010873	1.010870	0.000	1.010900	0.003
111	1.019959	1.019960	0.000	1.020000	0.004	138	1.011143	1.011140	0.000	1.011100	0.004
112	1.010708	1.010700	0.001	1.010700	0.001	139	1.010203	1.010200	0.000	1.010200	0.000
113	1.010767	1.010760	0.001	1.010800	0.003	140	1.010172	1.010170	0.000	1.010200	0.003
114	1.010767	1.010760	0.001	1.010800	0.003	141	1.010202	1.010200	0.000	1.010200	0.000
115	1.018487	1.018480	0.001	1.018500	0.001	142	1.008804	1.008800	0.000	1.008800	0.000
116	0.996666	0.996670	0.000	0.996700	0.003	143	1.038230	1.038230	0.000	1.038200	0.003
117	1.036660	1.036670	0.001	1.036700	0.004	144	1.034546	1.034530	0.002	1.034500	0.005
118	1.008347	1.008380	0.003	1.008400	0.005	145	1.001498	1.001500	0.000	1.001500	0.000
119	1.008193	1.008120	0.007	1.008100	0.009	146	1.001045	1.001120	0.008	1.001100	0.006
120	1.008193	1.008120	0.007	1.008100	0.009	147	0.996280	0.996270	0.001	0.996300	0.002
121	0.991000	0.991000	0.000	0.991000	0.000	148	1.031041	1.030970	0.007	1.031000	0.004
122	0.991000	0.991000	0.000	0.991000	0.000	149	1.009794	1.009790	0.000	1.009800	0.001
123	0.991000	0.991000	0.000	0.991000	0.000	150	1.004681	1.004680	0.000	1.004700	0.002
124	1.016680	1.016680	0.000	1.016700	0.002	151	1.004107	1.004100	0.001	1.004100	0.001
125	0.975518	0.975520	0.000	0.975500	0.002	152	0.990735	0.990730	0.000	0.990700	0.004
126	0.975518	0.975520	0.000	0.975500	0.002	153	1.004352	1.004350	0.000	1.004300	0.005
127	0.975518	0.975520	0.000	0.975500	0.002	154	0.991106	0.991100	0.001	0.991100	0.001
128	1.006933	1.006930	0.000	1.006900	0.003	155	1.004970	1.004970	0.000	1.005000	0.003
129	1.014453	1.014450	0.000	1.014500	0.005	156	1.002427	1.002430	0.000	1.002400	0.003
130	1.036483	1.036490	0.001	1.036500	0.002	157	1.002508	1.002510	0.000	1.002500	0.001
131	1.030824	1.030820	0.000	1.030800	0.002	158	1.003375	1.003370	0.000	1.003400	0.003
132	1.036480	1.036490	0.001	1.036500	0.002	159	1.010040	1.010040	0.000	1.010000	0.004
133	1.021183	1.021180	0.000	1.021200	0.002	160	1.003186	1.003180	0.001	1.003200	0.001
134	1.011261	1.011260	0.000	1.011300	0.004	161	1.003753	1.003750	0.000	1.003700	0.005
135	1.010374	1.010370	0.000	1.010400	0.003	162	0.981531	0.981530	0.000	0.981500	0.003

Tabla A.14 Comparación de la magnitud de los voltajes nodales del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
163	1.002411	1.002410	0.000	1.002400	0.001	189	1.001513	1.001510	0.000	1.001500	0.001
164	1.002411	1.002410	0.000	1.002400	0.001	190	1.015878	1.015880	0.000	1.015900	0.002
165	0.997404	0.997400	0.000	0.997400	0.000	191	1.001164	1.001160	0.000	1.001200	0.004
166	0.999388	0.999390	0.000	0.999400	0.001	192	1.001079	1.001080	0.000	1.001100	0.002
166	0.999388	0.999390	0.000	0.999400	0.001	193	0.962855	0.962850	0.000	0.962900	0.004
167	0.995760	0.995760	0.000	0.995800	0.004	194	1.006283	1.006270	0.001	1.006300	0.002
168	1.012134	1.012130	0.000	1.012100	0.003	195	1.019577	1.019570	0.001	1.019600	0.002
169	0.999592	0.999590	0.000	0.999600	0.001	196	0.997985	0.997980	0.000	0.998000	0.001
170	0.999690	0.999690	0.000	0.999700	0.001	197	0.998426	0.998420	0.001	0.998400	0.003
171	0.953222	0.953220	0.000	0.953200	0.002	198	0.985501	0.985500	0.000	0.985500	0.000
172	1.001158	1.001160	0.000	1.001200	0.004	199	0.994976	0.994980	0.000	0.995000	0.002
173	1.001158	1.001160	0.000	1.001200	0.004	200	0.994077	0.994080	0.000	0.994100	0.002
174	0.999675	0.999680	0.001	0.999700	0.003	201	0.984083	0.984010	0.007	0.984000	0.008
175	0.998445	0.998450	0.001	0.998400	0.005	202	1.022000	1.022000	0.000	1.022000	0.000
176	0.999752	0.999750	0.000	0.999800	0.005	203	1.019810	1.019810	0.000	1.019800	0.001
177	1.025752	1.025750	0.000	1.025800	0.005	204	1.019810	1.019810	0.000	1.019800	0.001
178	1.009923	1.009920	0.000	1.009900	0.002	205	1.018774	1.018770	0.000	1.018800	0.003
179	0.999590	0.999610	0.002	0.999600	0.001	206	1.005290	1.005290	0.000	1.005300	0.001
180	1.028000	1.028000	0.000	1.028000	0.000	207	1.005024	1.005020	0.000	1.005000	0.002
181	1.035820	1.035820	0.000	1.035800	0.002	208	1.005024	1.005020	0.000	1.005000	0.002
182	1.025161	1.025160	0.000	1.025200	0.004	209	1.033933	1.033920	0.001	1.033900	0.003
183	1.006117	1.006110	0.001	1.006100	0.002	210	1.009451	1.009440	0.001	1.009400	0.005
184	1.006222	1.006220	0.000	1.006200	0.002	211	1.009765	1.009750	0.001	1.009800	0.004
185	0.985390	0.985390	0.000	0.985400	0.001	212	0.994751	0.994740	0.001	0.994700	0.005
186	1.019811	1.019810	0.000	1.019800	0.001	213	1.009064	1.009050	0.001	1.009100	0.004
187	1.001146	1.001140	0.001	1.011100	0.995	214	1.009064	1.009050	0.001	1.009100	0.004
188	1.000694	1.000690	0.000	1.000700	0.001	215	1.008736	1.008720	0.002	1.008700	0.004

Tabla A.14 Comparación de la magnitud de los voltajes nodales del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
216	1.008960	1.008950	0.001	1.009000	0.004	244	1.019130	1.019120	0.001	1.019100	0.003
217	1.010914	1.010900	0.001	1.010900	0.001	245	1.019130	1.019120	0.001	1.019100	0.003
218	1.013126	1.013110	0.002	1.013100	0.003	246	1.023703	1.023700	0.000	1.023700	0.000
219	1.036883	1.036870	0.001	1.036900	0.002	247	1.023722	1.023700	0.002	1.023700	0.002
220	1.012554	1.012540	0.001	1.012600	0.005	248	1.005729	1.005720	0.001	1.005700	0.003
222	0.998718	0.998700	0.002	0.998700	0.002	249	1.006282	1.006280	0.000	1.006300	0.002
223	1.013608	1.013590	0.002	1.013600	0.001	250	1.006282	1.006280	0.000	1.006300	0.002
224	1.013608	1.013590	0.002	1.013600	0.001	251	1.004784	1.004780	0.000	1.004800	0.002
225	0.960077	0.960060	0.002	0.960100	0.002	252	1.004784	1.004780	0.000	1.004800	0.002
226	1.013359	1.013350	0.001	1.013400	0.004	253	1.005216	1.005210	0.001	1.005200	0.002
227	1.012699	1.012680	0.002	1.012700	0.000	254	1.005437	1.005430	0.001	1.005400	0.004
228	1.009524	1.009510	0.001	1.009500	0.002	255	1.005247	1.005240	0.001	1.005300	0.005
229	1.012904	1.012890	0.001	1.012900	0.000	256	1.006257	1.006250	0.001	1.006300	0.004
230	1.019130	1.019120	0.001	1.019100	0.003	257	1.022798	1.022790	0.001	1.022800	0.000
231	1.037431	1.037420	0.001	1.037400	0.003	258	1.008697	1.008690	0.001	1.008700	0.000
232	1.015296	1.015280	0.002	1.015300	0.000	259	1.008556	1.008550	0.001	1.008600	0.004
233	1.015179	1.015160	0.002	1.015200	0.002	260	0.974362	0.974350	0.001	0.974400	0.004
234	1.015179	1.015160	0.002	1.015200	0.002	261	1.008697	1.008690	0.001	1.008700	0.000
235	1.009975	1.009960	0.001	1.010000	0.002	262	1.008697	1.008690	0.001	1.008700	0.000
236	1.015206	1.015190	0.002	1.015200	0.001	263	1.007453	1.007440	0.001	1.007500	0.005
237	1.015206	1.015190	0.002	1.015200	0.001	264	1.023710	1.023700	0.001	1.023700	0.001
238	1.011202	1.011190	0.001	1.011200	0.000	265	1.023710	1.023700	0.001	1.023700	0.001
239	1.010268	1.010250	0.002	1.010300	0.003	266	0.998041	0.998040	0.000	0.998000	0.004
240	0.984350	0.984340	0.001	0.984400	0.005						
241	0.984350	0.984340	0.001	0.984400	0.005						
242	1.012700	1.012680	0.002	1.012700	0.000						
243	1.012700	1.012680	0.002	1.012700	0.000						

Tabla A. 15 Comparación de los ángulos de fase (grados) del sistema de Noroeste.

Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
1	0.0000	0.0000	0.000	0.000000	0.000	28	-0.7544	-0.7412	1.320	-0.740000	1.440
2	2.9564	2.9775	2.106	2.980000	2.360	29	-3.2248	-3.2116	1.321	-3.210000	1.480
3	2.9564	2.9775	2.106	2.980000	2.360	30	-3.2248	-3.2116	1.321	-3.210000	1.480
4	-4.8100	-4.7892	2.084	-4.790000	2.000	31	-2.9717	-2.9615	1.019	-2.960000	1.170
5	8.3004	8.3218	2.135	8.320000	1.960	32	-3.9327	-3.9225	1.021	-3.920000	1.270
6	12.1117	12.1348	2.308	12.140000	2.830	33	-3.9327	-3.9225	1.021	-3.920000	1.270
7	12.4115	12.4328	2.132	12.430000	1.850	34	-0.9326	-0.9224	1.019	-0.920000	1.260
8	12.4459	12.4673	2.138	12.470000	2.410	35	3.7726	3.7829	1.026	3.780000	0.740
9	0.2897	0.3081	1.844	0.310000	2.030	36	1.6670	1.6772	1.017	1.680000	1.300
10	0.2897	0.3081	1.844	0.310000	2.030	37	-6.9135	-6.9054	0.808	-6.900000	1.350
11	0.2897	0.3081	1.844	0.310000	2.030	38	-6.9135	-6.9054	0.808	-6.900000	1.350
12	5.3190	5.3375	1.850	5.340000	2.100	39	-9.5245	-9.5187	0.580	-9.520000	0.450
13	0.4761	0.4947	1.858	0.500000	2.390	40	-9.2411	-9.2353	0.580	-9.230000	1.110
14	2.8426	2.8624	1.980	2.860000	1.740	41	-9.2411	-9.2353	0.580	-9.230000	1.110
15	0.9776	0.9974	1.980	1.000000	2.240	42	-9.2248	-9.2190	0.577	-9.220000	0.480
16	4.3588	4.3764	1.760	4.380000	2.120	43	-9.2248	-9.2190	0.577	-9.220000	0.480
17	4.6224	4.6400	1.764	4.640000	1.760	44	-9.0934	-9.0877	0.569	-9.090000	0.340
18	1.4679	1.4849	1.700	1.490000	2.210	45	-9.0934	-9.0877	0.569	-9.090000	0.340
19	5.8186	5.8357	1.707	5.840000	2.140	46	-4.4809	-4.4761	0.482	-4.480000	0.090
20	1.7163	1.7340	1.770	1.730000	1.370	47	-4.4776	-4.4761	0.152	-4.480000	0.240
21	3.7763	3.7986	2.230	3.800000	2.370	48	5.2225	5.2437	2.122	5.240000	1.750
22	-2.6133	-2.5988	1.448	-2.600000	1.330	49	4.4226	4.4438	2.119	4.440000	1.740
23	-2.6133	-2.5988	1.448	-2.600000	1.330	50	4.4636	4.4848	2.118	4.490000	2.640
24	-2.6759	-2.6613	1.460	-2.660000	1.590	51	4.4636	4.4848	2.118	4.490000	2.640
25	-2.6759	-2.6613	1.460	-2.660000	1.590	52	4.4636	4.4848	2.119	4.490000	2.640
26	-3.5734	-3.5603	1.309	-3.560000	1.340	53	4.4636	4.4848	2.119	4.490000	2.640
27	0.1353	0.1485	1.315	0.150000	1.470	54	3.6452	3.6662	2.104	3.670000	2.480

Tabla A. 15 Comparación de los ángulos de fase (grados) del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
54	3.6452	3.6662	2.104	3.670000	2.480	81	-4.5632	-4.5426	2.059	-4.540000	2.320
55	2.9564	2.9775	2.106	2.980000	2.360	82	8.3004	8.3218	2.135	8.320000	1.960
56	3.3550	3.3760	2.104	3.380000	2.500	83	-2.4903	-2.4706	1.975	-2.470000	2.030
57	3.3550	3.3760	2.103	3.380000	2.500	84	-2.9930	-2.9732	1.980	-2.970000	2.300
58	3.6365	3.6577	2.116	3.660000	2.350	85	-2.8939	-2.8741	1.985	-2.870000	2.390
59	2.7562	2.7773	2.108	2.780000	2.380	86	-0.0297	-0.0113	1.843	-0.010000	1.970
60	1.6472	1.6680	2.076	1.670000	2.280	87	-0.2823	-0.2638	1.846	-0.260000	2.230
61	0.7497	0.7704	2.074	0.770000	2.030	88	0.2369	0.2554	1.850	0.260000	2.310
62	0.7391	0.7598	2.069	0.760000	2.090	89	0.0039	0.0224	1.852	0.020000	1.610
63	0.7391	0.7598	2.069	0.760000	2.090	90	-0.2593	-0.2399	1.936	-0.240000	1.930
64	0.6875	0.7082	2.069	0.710000	2.250	91	0.3887	0.4072	1.847	0.410000	2.130
65	0.6875	0.7082	2.069	0.710000	2.250	92	-0.2203	-0.2019	1.841	-0.200000	2.030
66	1.6472	1.6680	2.076	1.670000	2.280	93	-0.2687	-0.2502	1.847	-0.250000	1.870
67	1.1629	1.1837	2.084	1.180000	1.710	94	-0.2687	-0.2502	1.847	-0.250000	1.870
68	2.1800	2.2010	2.097	2.200000	2.000	95	0.3211	0.3395	1.844	0.340000	1.890
69	-5.0842	-5.0634	2.085	-5.060000	2.420	96	0.6336	0.6521	1.851	0.650000	1.640
70	-5.0166	-4.9957	2.086	-4.990000	2.660	97	0.6553	0.6737	1.844	0.670000	1.470
71	-0.5713	-0.5506	2.075	-0.550000	2.130	98	0.6553	0.6737	1.844	0.670000	1.470
72	-4.8100	-4.7892	2.084	-4.790000	2.000	99	0.6399	0.6584	1.846	0.660000	2.010
73	-1.5518	-1.5314	2.045	-1.530000	2.180	100	0.6399	0.6584	1.846	0.660000	2.010
74	-2.5073	-2.4868	2.053	-2.490000	1.730	101	-0.0147	0.0038	1.851	0.000000	1.470
75	-2.5361	-2.5156	2.049	-2.510000	2.610	102	-0.0147	0.0038	1.851	0.000000	1.470
76	-2.5361	-2.5156	2.049	-2.510000	2.610	103	0.2897	0.3081	1.844	0.310000	2.030
77	-1.5518	-1.5314	2.045	-1.530000	2.180	104	-0.2359	-0.2174	1.849	-0.220000	1.590
78	-1.5518	-1.5314	2.045	-1.530000	2.180	105	-0.1803	-0.1617	1.856	-0.160000	2.030
79	-1.5518	-1.5314	2.045	-1.530000	2.180	106	0.1787	0.1971	1.842	0.200000	2.130
80	-1.7202	-1.6997	2.051	-1.700000	2.020	107	-0.0830	-0.0646	1.843	-0.060000	2.300

Tabla A. 15 Comparación de los ángulos de fase (grados) del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
108	-2.2258	-2.2076	1.825	-2.210000	1.580	135	1.8338	1.8515	1.772	1.850000	1.620
109	-0.2914	-0.2729	1.851	-0.270000	2.140	136	1.8338	1.8515	1.772	1.850000	1.620
110	-0.2388	-0.2203	1.846	-0.220000	1.880	137	1.6490	1.6666	1.760	1.670000	2.100
111	0.2966	0.3151	1.854	0.320000	2.340	138	1.7163	1.7340	1.770	1.730000	1.370
112	-0.1530	-0.1346	1.844	-0.130000	2.300	139	1.5768	1.5945	1.770	1.600000	2.320
113	-0.1834	-0.1649	1.849	-0.160000	2.340	140	1.5717	1.5894	1.770	1.590000	1.830
114	-0.1834	-0.1649	1.849	-0.160000	2.340	141	1.4537	1.4713	1.762	1.470000	1.630
115	0.5126	0.5312	1.856	0.530000	1.740	142	1.4130	1.4305	1.745	1.430000	1.700
116	4.9310	4.9495	1.845	4.950000	1.900	143	1.7163	1.7340	1.770	1.730000	1.370
117	8.3004	8.3218	2.135	8.320000	1.960	144	3.6159	3.6414	2.553	3.640000	2.410
118	11.5901	11.6173	2.724	11.620000	2.990	145	4.1877	4.2053	1.758	4.210000	2.230
119	11.8645	11.8858	2.128	11.890000	2.550	146	4.4084	4.4261	1.766	4.430000	2.160
120	11.8990	11.9203	2.125	11.920000	2.100	147	1.4679	1.4849	1.700	1.490000	2.210
121	0.2897	0.3081	1.844	0.310000	2.030	148	5.3756	5.3927	1.708	5.390000	1.440
122	0.2897	0.3081	1.844	0.310000	2.030	149	-1.9403	-1.9258	1.452	-1.930000	1.030
123	0.2897	0.3081	1.844	0.310000	2.030	150	-2.5905	-2.5760	1.450	-2.580000	1.050
124	0.3101	0.3286	1.852	0.330000	1.990	151	-2.6992	-2.6847	1.453	-2.680000	1.920
125	-2.4903	-2.4706	1.975	-2.470000	2.030	152	-2.6992	-2.6847	1.453	-2.680000	1.920
126	-2.4903	-2.4706	1.975	-2.470000	2.030	153	-2.6525	-2.6379	1.456	-2.640000	1.250
127	-2.4903	-2.4706	1.975	-2.470000	2.030	154	-2.6525	-2.6379	1.456	-2.640000	1.250
128	-0.0357	-0.0171	1.862	-0.020000	1.570	155	-2.6133	-2.5988	1.448	-2.600000	1.330
129	0.3167	0.3349	1.824	0.340000	2.330	156	-2.6759	-2.6613	1.460	-2.660000	1.590
130	0.9776	0.9974	1.980	1.000000	2.240	157	-2.7055	-2.6909	1.459	-2.690000	1.550
131	2.1183	2.1381	1.979	2.140000	2.170	158	-2.7735	-2.7590	1.447	-2.760000	1.350
132	0.9776	0.9974	1.980	1.000000	2.240	159	-2.2577	-2.2436	1.414	-2.240000	1.770
133	1.4679	1.4849	1.700	1.490000	2.210	160	-2.6618	-2.6474	1.440	-2.650000	1.180
134	1.7830	1.8006	1.757	1.800000	1.700	161	-2.7171	-2.7026	1.447	-2.700000	1.710

Tabla A. 15 Comparación de los ángulos de fase (grados) del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
162	-2.7171	-2.7026	1.447	-2.700000	1.710	189	-3.0594	-3.0492	1.020	-3.050000	0.940
163	-2.7080	-2.6936	1.442	-2.690000	1.800	190	-0.8541	-0.8439	1.021	-0.840000	1.410
164	-2.7080	-2.6936	1.443	-2.690000	1.800	191	-2.7724	-2.7622	1.016	-2.760000	1.240
165	-3.5481	-3.5349	1.319	-3.530000	1.810	192	-3.2702	-3.2600	1.016	-3.260000	1.020
166	-3.0237	-3.0092	1.448	-3.010000	1.370	193	-6.1858	-6.1756	1.019	-6.180000	0.580
167	-3.6321	-3.6190	1.313	-3.620000	1.210	194	-7.1011	-7.0930	0.811	-7.090000	1.110
168	-2.5803	-2.5671	1.321	-2.570000	1.030	195	-2.3013	-2.2911	1.020	-2.290000	1.130
169	-3.2248	-3.2116	1.321	-3.210000	1.480	196	-3.0106	-3.0004	1.019	-3.000000	1.060
170	-2.7982	-2.7850	1.319	-2.780000	1.820	197	-3.0800	-3.0699	1.015	-3.070000	1.000
171	-2.7982	-2.7850	1.319	-2.780000	1.820	198	-3.0800	-3.0699	1.015	-3.070000	1.000
172	-2.8204	-2.8072	1.321	-2.810000	1.040	199	3.2025	3.2128	1.026	3.210000	0.750
173	-2.8204	-2.8072	1.321	-2.810000	1.040	200	1.1655	1.1757	1.022	1.180000	1.450
174	-3.5701	-3.5570	1.312	-3.560000	1.010	201	-1.0479	-1.0377	1.022	-1.040000	0.790
175	-3.7621	-3.7489	1.317	-3.750000	1.210	202	-2.9717	-2.9615	1.019	-2.960000	1.170
176	-3.5734	-3.5603	1.309	-3.560000	1.340	203	-3.9327	-3.9225	1.021	-3.920000	1.270
177	-4.5562	-4.5460	1.020	-4.550000	0.620	204	-3.9327	-3.9225	1.021	-3.920000	1.270
178	-0.7544	-0.7412	1.320	-0.740000	1.440	205	-2.1631	-2.1529	1.019	-2.150000	1.310
179	-3.2248	-3.2116	1.321	-3.210000	1.480	206	-2.7272	-2.7170	1.016	-2.720000	0.720
180	0.1353	0.1485	1.315	0.150000	1.470	207	-2.7722	-2.7620	1.020	-2.760000	1.220
181	-0.7544	-0.7412	1.320	-0.740000	1.440	208	-2.7722	-2.7620	1.020	-2.760000	1.220
182	-3.3261	-3.3159	1.019	-3.320000	0.610	209	-6.0897	-6.0815	0.817	-6.080000	0.970
183	-3.4222	-3.4120	1.024	-3.410000	1.220	210	-6.6036	-6.5954	0.817	-6.590000	1.360
184	-3.4265	-3.4163	1.020	-3.420000	0.650	211	-6.6357	-6.6276	0.811	-6.630000	0.570
185	-3.4265	-3.4163	1.020	-3.420000	0.650	212	-6.6357	-6.6276	0.811	-6.630000	0.570
186	-3.9327	-3.9225	1.021	-3.920000	1.270	213	-6.6516	-6.6434	0.820	-6.640000	1.160
187	-3.1666	-3.1564	1.016	-3.160000	0.660	214	-6.6516	-6.6434	0.820	-6.640000	1.160
188	-3.1370	-3.1268	1.018	-3.130000	0.700	215	-6.8139	-6.8058	0.814	-6.810000	0.390

Tabla A. 15 Comparación de los ángulos de fase (grados) del sistema de Noroeste (continuación).

Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %	Nodo	FORTRAN	DSA Tools	Diferencia %	PSS/E	Diferencia %
216	-6.9135	-6.9054	0.808	-6.900000	1.350	242	-9.2248	-9.2190	0.577	-9.220000	0.480
217	-9.5245	-9.5187	0.580	-9.520000	0.450	243	-9.2248	-9.2190	0.577	-9.220000	0.480
218	-9.2440	-9.2383	0.575	-9.240000	0.400	244	-9.0934	-9.0877	0.569	-9.090000	0.340
219	-8.1861	-8.1802	0.588	-8.180000	0.610	245	-9.0934	-9.0877	0.569	-9.090000	0.340
220	-9.1933	-9.1875	0.577	-9.190000	0.330	246	-4.4776	-4.4761	0.152	-4.480000	0.240
221	-9.2222	-9.2164	0.580	-9.220000	0.220	247	-4.4809	-4.4761	0.482	-4.480000	0.090
222	-9.2222	-9.2164	0.580	-9.220000	0.220	248	-5.4663	-5.4647	0.158	-5.460000	0.630
223	-8.9192	-8.9134	0.579	-8.910000	0.920	249	-5.5443	-5.5427	0.158	-5.540000	0.430
224	-8.9192	-8.9134	0.579	-8.910000	0.920	250	-5.5443	-5.5427	0.158	-5.540000	0.430
225	-8.1861	-8.1802	0.588	-8.180000	0.610	251	-5.6484	-5.6469	0.155	-5.650000	0.160
226	-9.2411	-9.2353	0.580	-9.230000	1.110	252	-5.6484	-5.6469	0.155	-5.650000	0.160
227	-9.2248	-9.2190	0.577	-9.220000	0.480	253	-5.6983	-5.6968	0.151	-5.700000	0.170
228	-9.6672	-9.6615	0.570	-9.660000	0.720	254	-6.0510	-6.0495	0.154	-6.050000	0.100
229	-9.3088	-9.3030	0.576	-9.300000	0.880	255	-5.9148	-5.9132	0.159	-5.910000	0.480
230	-9.0934	-9.0877	0.569	-9.090000	0.340	256	-6.0040	-6.0024	0.157	-6.000000	0.400
231	-8.2309	-8.2252	0.569	-8.220000	1.090	257	-4.7039	-4.7022	0.172	-4.700000	0.390
232	-8.9313	-8.9256	0.571	-8.930000	0.130	258	-5.8787	-5.8771	0.161	-5.880000	0.130
233	-8.9793	-8.9736	0.569	-8.970000	0.930	259	-5.8961	-5.8945	0.162	-5.890000	0.610
234	-8.9793	-8.9736	0.569	-8.970000	0.930	260	-5.8961	-5.8945	0.162	-5.890000	0.610
235	-7.8073	-7.7992	0.815	-7.800000	0.730	261	-5.8787	-5.8771	0.161	-5.880000	0.130
236	-8.9681	-8.9624	0.567	-8.960000	0.810	262	-5.8787	-5.8771	0.161	-5.880000	0.130
237	-8.9681	-8.9624	0.567	-8.960000	0.810	263	-5.9666	-5.9650	0.160	-5.960000	0.660
238	-9.4335	-9.4278	0.574	-9.430000	0.350	264	-4.4809	-4.4761	0.482	-4.480000	0.090
239	-9.5731	-9.5674	0.574	-9.570000	0.310	265	-4.4776	-4.4761	0.152	-4.480000	0.240
240	-6.9135	-6.9054	0.808	-6.900000	1.350	266	-1.1106	-1.1107	0.005	-1.110000	0.060
241	-6.9135	-6.9054	0.808	-6.900000	1.350						

APÉNDICE B:

MODELOS GENERALES RECOMENDADOS POR EL IEEE DE SGV'S, TURBINAS Y SUS ECUACIONES DE ESTADO

En este Apéndice se muestra la configuración, los modelos de estado, las condiciones iniciales y la aplicación de la regla trapezoidal de integración a los modelos generales de sistemas gobernadores de velocidad térmicos e hidráulicos propuestos por el IEEE en [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b, Kundur, 1994, IEEE, 2007, IEEE, 2011], que son utilizados para los estudios de estabilidad transitoria en el Capítulo 4.

B.1 MODELO GENERAL 1 SGV TÉRMICO

Estructura del modelo

La figura B.1 representa el diagrama a bloques del modelo general 1 del sistema gobernador de velocidad para turbinas térmicas del cual se van a obtener las ecuaciones de estado así, como las condiciones iniciales, y las constantes necesarias para introducir el modelo en el programa de estabilidad transitoria.

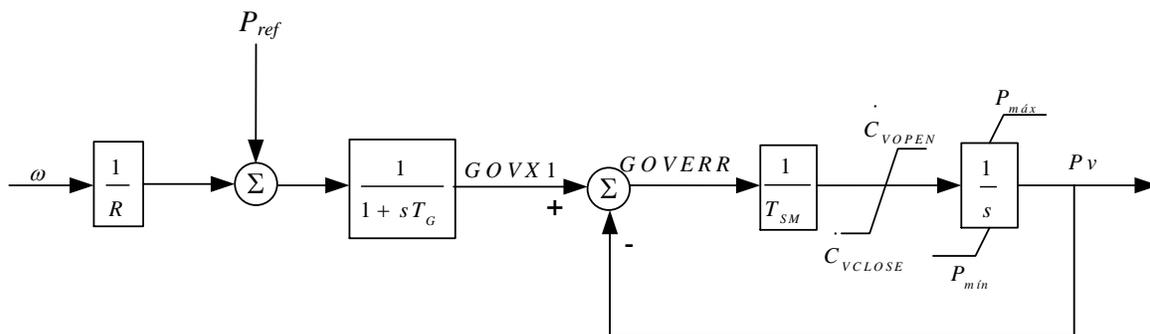


Figura B.1 Modelo general 1 del sistema gobernador de velocidad térmico con funciones de transferencia [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b].

Para sistemas mecánicos hidráulicos el bloque que se muestra en la Figura B.2 representa al péndulo centrífugo, el cual es utilizado como transductor de velocidad,

este se encarga de transformar la señal de velocidad en un desplazamiento lineal [Ruiz y Olguín, 1997].

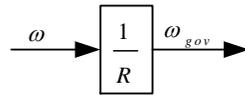


Figura B. 2 Bloque transductor de velocidad [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b].

El bloque gobernador de velocidad produce una posición la cual se asume como una indicación instantánea de velocidad, y es representada por una ganancia K , la cual es el recíproco de la regulación o estatismo. La señal P_{ref} , es obtenida del cambiador de velocidad del gobernador, y es determinada por el sistema del control automático de generación. Esta representa una referencia compuesta de carga y velocidad y se asume como constante durante el intervalo de un estudio de estabilidad [IEEE, 1973].

El bloque de la figura B.3 muestra al relevador de velocidad como un bloque de atraso de tiempo.

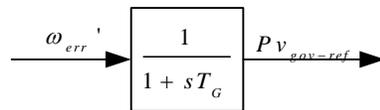


Figura B. 3 Bloque relevador de velocidad [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b].

Debido a que el sistema no cuenta con la fuerza para mover las válvulas de la turbina es necesario contar con una etapa de amplificación de la señal que en este caso es llevada a cabo por el relevador de velocidad, el cual es representado como un integrador con una constante de tiempo T_G , esta toma tiene un valor típico de 0.1 segundos.

El bloque de la figura B.4 representa al segmento que complementa al relevador de velocidad.

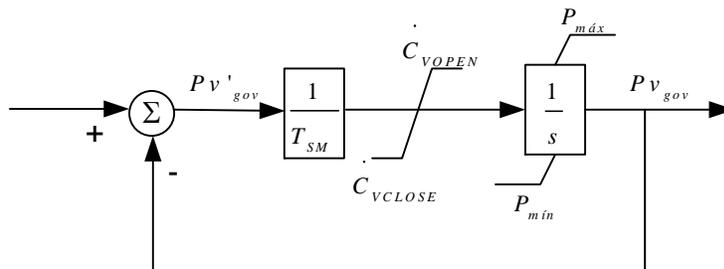


Figura B. 4 Bloque servomotor [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b].

El servomotor mueve las válvulas y físicamente es grande, especialmente en unidades grandes. Los límites de velocidad pueden ser alcanzados para desviaciones de velocidad rápidas, los límites de velocidad se muestran a la entrada del integrador que representa al servomotor. También se muestran limitadores de posición y estos pueden corresponder a la apertura total de las válvulas o el ajuste de un limitador de carga.

Modelo de estado

Ecuación de estado del estatismo y relevador de velocidad

$$\frac{d}{dt}(GOVX1) = \frac{1}{T_G} \left(P_{ref} - \frac{\omega}{R} - GOVX1 \right) \quad (B.1)$$

Ecuación de estado del relevador de velocidad

$$\frac{d}{dt}(P_v) = \frac{1}{T_{SM}} (GOVERR - P_v) \quad (B.2)$$

Condiciones iniciales

Condiciones iniciales del servomotor

$$GOVX1_0 = P_{v_0} \quad (B.3)$$

Condiciones iniciales del servomotor

$$GOVERR_0 = GOVX1_0 \quad (B.4)$$

Condiciones iniciales del transductor

$$P_{ref} = \left(\frac{\omega_0}{R} + GOVX1_0 \right) \quad (B.5)$$

Aplicación de la regla trapezoidal de integración al modelo

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.1

$$M_{GOVX1} = \frac{h_{n+1}}{2T_G + h_{n+1}} \quad (B.6)$$

$$C_{GOVX1} = GOVX1_n (1 - 2M_{GOVX1}) + M_{GOVX1} \left(P_{refn} - \frac{\omega_n}{R} \right) \quad (B.7)$$

$$GOVX1_{n+1} = C_{GOVX1} + M_{GOVX1} \left(P_{ref_{n+1}} - \frac{\omega_{n+1}}{R} \right) \quad (B.8)$$

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.2

$$M_{PV} = \frac{h_{n+1}}{2T_{SM} + h_{n+1}} \quad (B.9)$$

$$C_{PV} = P_{v_n} (1 - 2M_{PV}) + M_{PV} GOVERR_n \quad (B.10)$$

$$P_{v_{n+1}} = C_{PV} + M_{PV} GOVERR_{n+1} \quad (B.11)$$

B.2 MODELO GENERAL 2 SGV TÉRMICO

Estructura del modelo

La figura B.5 representa el diagrama a bloques del modelo general 2 del sistema gobernador de velocidad para turbinas térmicas del cual se van a obtener las ecuaciones de estado así, como las condiciones iniciales, y las constantes necesarias para introducir el modelo en el programa de estabilidad transitoria.

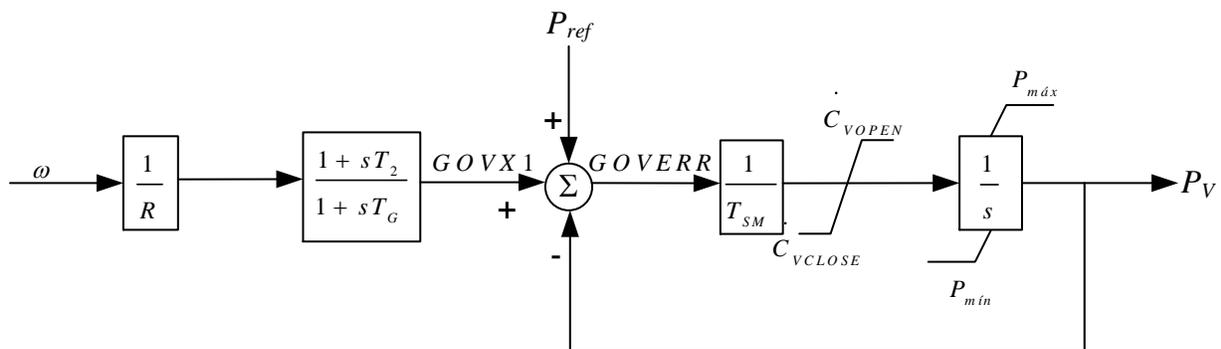


Figura B. 5 Modelo general 2 del sistema gobernador de velocidad térmico con funciones de transferencia [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b].

El modelo general 2 de gobernador térmico cuenta con un péndulo centrífugo y un servomotor de la misma forma que se mostró para el modelo general 1.

El bloque de la figura B.6 muestra al compensador de fase utilizado para estabilizar la señal de salida del gobernador.

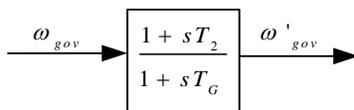


Figura B. 6 Bloque relevador de velocidad [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b].

Modelo de estado

Ecuación de estado del estatismo y compensador

$$\frac{d}{dt}(GOVX3) = \frac{1}{T_G} \left(\frac{\omega}{R} \left(1 - \frac{T_2}{T_G} \right) - GOVX3 \right) \quad (B.12)$$

Ecuación de estado del servomotor

$$\frac{d}{dt}(P_v) = \frac{1}{T_{SM}} (GOVERR - P_v) \quad (B.13)$$

Condiciones iniciales

Condiciones iniciales del estatismo y compensador

$$GOVX3_0 = \frac{\omega_0}{R} \left(1 - \frac{T_2}{T_G} \right) \quad (B.14)$$

Condiciones iniciales del servomotor

$$GOVERR_0 = P_{V0} \quad (B.15)$$

Condiciones iniciales del estatismo y servomotor

$$GOVX1_0 = \frac{\omega_0}{R} \quad (B.16)$$

$$P_{ref} = \frac{\omega_0}{R} + P_{V0} \quad (B.17)$$

Aplicación de la regla trapezoidal de integración al modelo

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.12

$$M_{GOVX3} = \frac{h_{n+1}}{2T_G + h_{n+1}} \quad (B.18)$$

$$C_{GOVX3} = GOVX3_n (1 - 2M_{GOVX3}) + M_{GOVX3} \left(1 - \frac{T_2}{T_G} \right) \frac{\omega_n}{R} \quad (B.19)$$

$$GOVX3_{n+1} = C_{GOVX3} + M_{GOVX3} \left(1 - \frac{T_2}{T_G} \right) \frac{\omega_{n+1}}{R} \quad (B.20)$$

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.13

$$M_{PV} = \frac{h_{n+1}}{2T_{SM} + h_{n+1}} \quad (B.21)$$

$$C_{PV} = P_{VN} (1 - 2M_{PV}) + M_{PV} GOVERR_n \quad (B.22)$$

$$P_{Vn+1} = C_{PV} + M_{PV} GOVERR_{n+1} \quad (B.23)$$

B.3 MODELO GENERAL 1 SGV HIDRÁULICO

Estructura del modelo

La figura B.7 representa el diagrama a bloques del modelo general 1 del sistema gobernador de velocidad para turbinas hidráulicas del cual se van a obtener las ecuaciones de estado así, como las condiciones iniciales, y las constantes necesarias para introducir el modelo en el programa de estabilidad transitoria.

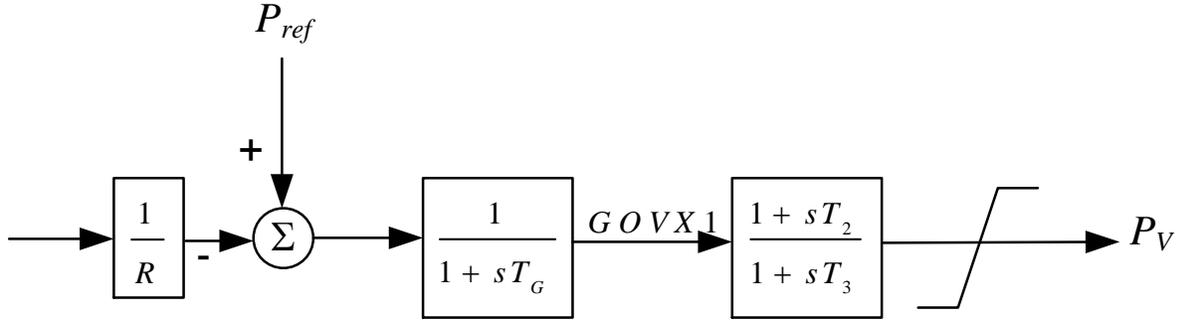


Figura B. 7 Modelo general 1 del sistema gobernador de velocidad hidráulico con funciones de transferencia [IEEE, 1973, IEEE, 2007, IEEE, 2011].

Modelo de estado

Ecuación de estado del segmento 1

$$\frac{d}{dt}(GOVX1) = \frac{1}{T_G} \left(P_{ref} - \frac{\omega}{R} - GOVX1 \right) \quad (B.24)$$

Ecuación de estado del segmento 2

$$\frac{d}{dt}(GOVX3) = \frac{1}{T_3} \left(GOVX1 \left(1 - \frac{T_2}{T_3} \right) - GOVX3 \right) \quad (B.25)$$

Condiciones iniciales

Condiciones iniciales de la válvula

$$GOVX1_0 = P_{V0} \quad (B.26)$$

Condiciones iniciales del punto sumatoria

$$P_{ref} = \frac{\omega_0}{R} + P_{V0} \quad (B.27)$$

Condiciones iniciales del bloque compensador

$$GOVX3_0 = P_{V0} \left(1 - \frac{T_2}{T_3} \right) \quad (B.28)$$

Aplicación de la regla trapezoidal de integración al modelo

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.24

$$M_{GOVX1} = \frac{h_{n+1}}{2T_G + h_{n+1}} \quad (B.29)$$

$$C_{GOVX1} = GOVX1_n (1 - 2M_{GOVX1}) + M_{GOVX1} \left(P_{ref_n} - \frac{\omega_n}{R} \right) \quad (B.30)$$

$$GOVX1_{n+1} = C_{GOVX1} + M_{GOVX1} \left(P_{ref_{n+1}} - \frac{\omega_{n+1}}{R} \right) \quad (B.31)$$

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.25

$$M_{GOVX3} = \frac{h_{n+1}}{2T_3 + h_{n+1}} \quad (B.32)$$

$$C_{GOVX3} = GOVX3_n (1 - 2M_{GOVX3}) + M_{GOVX3} \left(1 - \frac{T_2}{T_3}\right) GOVX1_n \quad (B.33)$$

$$GOVX3_{n+1} = C_{GOVX3} + M_{GOVX3} \left(1 - \frac{T_2}{T_3}\right) GOVX1_{n+1} \quad (B.34)$$

B.4 MODELO GENERAL 2 SGV HIDRÁULICO

Estructura del modelo

La figura B.8 representa el diagrama a bloques del modelo general 1 del sistema gobernador de velocidad para turbinas hidráulicas del cual se van a obtener las ecuaciones de estado así, como las condiciones iniciales, y las constantes necesarias para introducir el modelo en el programa de estabilidad transitoria.

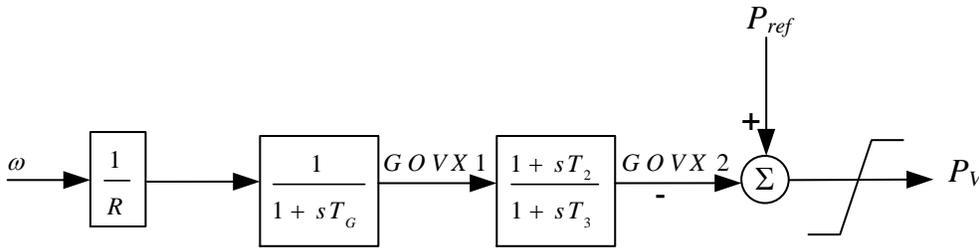


Figura B. 8 Modelo general 2 del sistema gobernador de velocidad hidráulico con funciones de transferencia [IEEE, 1973, IEEE, 2007, IEEE, 2011].

Modelo de estado

Ecuación de estado del segmento 1 antes del punto sumatoria

$$\frac{d}{dt}(GOVX1) = \frac{1}{T_G} \left(\frac{\omega}{R} - GOVX1 \right) \quad (B.35)$$

Ecuación de estado del segmento 2 antes del punto sumatoria

$$\frac{d}{dt}(GOVX3) = \frac{1}{T_3} \left(GOVX1 \left(1 - \frac{T_2}{T_3}\right) - GOVX3 \right) \quad (B.36)$$

Condiciones iniciales

Condiciones iniciales del transductor de velocidad

$$GOVX1_0 = \frac{\omega_0}{R} \quad (B.37)$$

Condiciones iniciales del bloque compuerta-compensador

$$GOVX 2_0 = GOVX 1_0 \quad (B.38)$$

Condiciones iniciales del bloque compuerta-compensador

$$GOVX 3_0 = GOVX 1_0 \begin{pmatrix} 1 - \frac{T_2}{T_3} \\ \frac{T_2}{T_3} \end{pmatrix} \quad (B.39)$$

Condiciones iniciales en el punto sumatoria

$$P_{ref} = \frac{\omega_0}{R} + P_{V0} \quad (B.40)$$

Aplicación de la regla trapezoidal de integración al modelo

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.35

$$M_{GOVX1} = \frac{h_{n+1}}{2T_G + h_{n+1}} \quad (B.41)$$

$$C_{GOVX1} = GOVX 1_n (1 - 2M_{GOVX1}) + M_{GOVX1} \left(\frac{\omega_n}{R} \right) \quad (B.42)$$

$$GOVX 1_{n+1} = C_{GOVX1} + M_{GOVX1} \left(\frac{\omega_{n+1}}{R} \right) \quad (B.43)$$

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.36

$$M_{GOVX3} = \frac{h_{n+1}}{2T_3 + h_{n+1}} \quad (B.44)$$

$$C_{GOVX3} = GOVX 3_n (1 - 2M_{GOVX3}) + M_{GOVX3} \begin{pmatrix} 1 - \frac{T_2}{T_3} \\ \frac{T_2}{T_3} \end{pmatrix} GOVX 1_n \quad (B.45)$$

$$GOVX 3_{n+1} = C_{GOVX3} + M_{GOVX3} \begin{pmatrix} 1 - \frac{T_2}{T_3} \\ \frac{T_2}{T_3} \end{pmatrix} GOVX 1_{n+1} \quad (B.46)$$

B.5 MODELO GENERAL DE TURBINA TÉRMICA

Estructura del modelo

La figura B.9 representa el diagrama a bloques del modelo general de turbina térmica del cual se van a obtener las ecuaciones de estado así, como las condiciones iniciales, y las constantes necesarias para introducir el modelo en el programa de estabilidad transitoria.

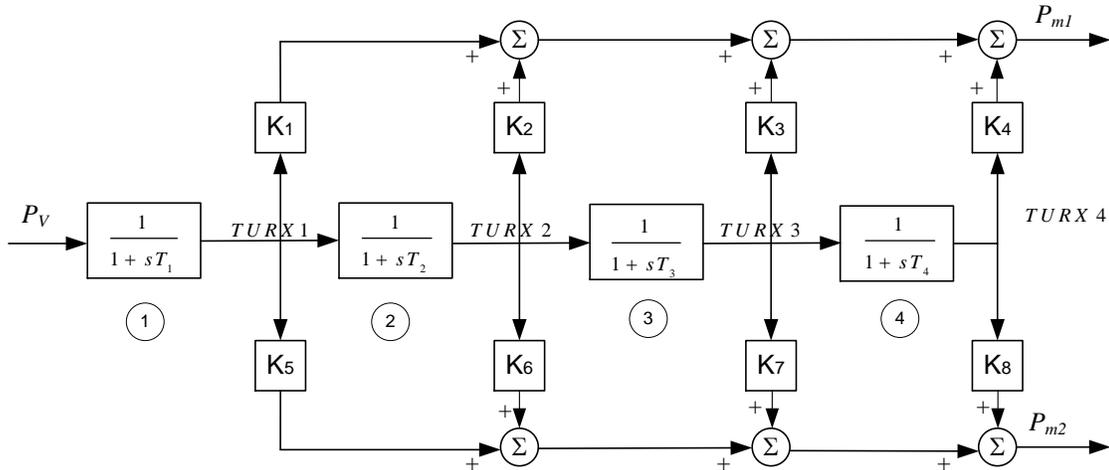


Figura B. 9 Modelo general de turbina térmica con funciones de transferencia [IEEE, 1973, IEEE, 1991a, IEEE, 1991b].

Modelo de estado

Ecuación de estado del bloque 1

$$\frac{d}{dt}(TURX 1) = \frac{1}{T_1}(P_v - TURX 1) \quad (B.47)$$

Ecuación de estado del bloque 2

$$\frac{d}{dt}(TURX 2) = \frac{1}{T_2}(TURX 1 - TURX 2) \quad (B.48)$$

Ecuación de estado del bloque 3

$$\frac{d}{dt}(TURX 3) = \frac{1}{T_3}(TURX 2 - TURX 3) \quad (B.49)$$

Ecuación de estado del bloque 4

$$\frac{d}{dt}(TURX 4) = \frac{1}{T_4}(TURX 3 - TURX 4) \quad (B.50)$$

Condiciones iniciales

Condiciones iniciales en el bloque 1-2

$$TURX 2_0 = TURX 1_0 \quad (B.51)$$

Condiciones iniciales en el bloque 1-3

$$TURX 3_0 = TURX 1_0 \quad (B.52)$$

Condiciones iniciales en el bloque 1-4

$$TURX 4_0 = TURX 1_0 \quad (B.53)$$

Condiciones iniciales en el punto sumatoria de potencia P_{m1}

$$P_{m1_0} = TURX1_0 (K_1 + K_2 + K_3 + K_4) \quad (B.54)$$

Condiciones iniciales en el punto sumatoria de potencia P_{m2}

$$P_{m2_0} = TURX1_0 (K_5 + K_6 + K_7 + K_8) \quad (B.55)$$

Condiciones iniciales P_{m1} y P_{m2} para el bloque 1

$$TURX1_0 = \frac{P_{m1_0} + P_{m2_0}}{(K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5 + K_6 + K_7 + K_8)} \quad (B.56)$$

Condiciones iniciales posición de la válvula

$$P_{V_0} = TURX1_0 \quad (B.57)$$

Aplicación de la regla trapezoidal de integración al modelo

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.47

$$M_{TURX1} = \frac{h_{n+1}}{2T_1 + h_{n+1}} \quad (B.58)$$

$$C_{TURX1} = TURX1_n (1 - 2M_{TURX1}) + M_{TURX1} P_{Vn} \quad (B.59)$$

$$TURX1_{n+1} = C_{TURX1} + M_{TURX1} P_{V_{n+1}} \quad (B.60)$$

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.48

$$M_{TURX2} = \frac{h_{n+1}}{2T_2 + h_{n+1}} \quad (B.61)$$

$$C_{TURX2} = TURX2_n (1 - 2M_{TURX2}) + M_{TURX2} TURX1_n \quad (B.62)$$

$$TURX2_{n+1} = C_{TURX2} + M_{TURX2} TURX1_{n+1} \quad (B.63)$$

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.49

$$M_{TURX3} = \frac{h_{n+1}}{2T_3 + h_{n+1}} \quad (B.64)$$

$$C_{TURX3} = TURX3_n (1 - 2M_{TURX3}) + M_{TURX3} TURX2_n \quad (B.65)$$

$$TURX3_{n+1} = C_{TURX3} + M_{TURX3} TURX2_{n+1} \quad (B.66)$$

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.50

$$M_{TURX4} = \frac{h_{n+1}}{2T_4 + h_{n+1}} \quad (B.67)$$

$$C_{TURX4} = TURX4_n (1 - 2M_{TURX4}) + M_{TURX4} TURX3_n \quad (B.68)$$

$$TURX4_{n+1} = C_{TURX4} + M_{TURX4} TURX3_{n+1} \quad (B.69)$$

B.6 MODELO SIMPLIFICADO DE TURBINA HIDRÁULICA

Estructura del modelo

La figura B.10 representa el diagrama a bloques del modelo simplificado de turbina hidráulica del cual se van a obtener las ecuaciones de estado así, como las condiciones iniciales, y las constantes necesarias para introducir el modelo en el programa de estabilidad transitoria.

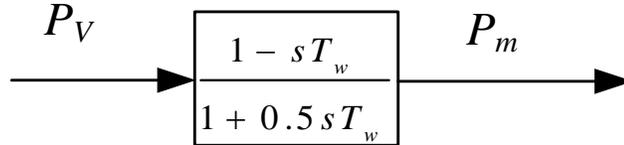


Figura B. 10 Modelo simplificado de turbina hidráulica con funciones de transferencia [IEEE, 1973, IEEE, 2007, IEEE, 2011].

Modelo de estado

Ecuación de estado del bloque turbina

$$\frac{d}{dt}(TURX1) = \frac{2}{T_w}(3P_V - TURX1) \quad (B.70)$$

Condiciones iniciales

Condiciones iniciales del bloque turbina

$$TURX1_0 = 3P_{V0} \quad (B.71)$$

Condiciones iniciales de la válvula

$$P_{V0} = P_{m0} \quad (B.72)$$

Aplicación de la regla trapezoidal de integración al modelo

Regla trapezoidal aplicada a la ecuación diferencial B.70

$$M_{TURX1} = \frac{h_{n+1}}{T_w + h_{n+1}} \quad (B.73)$$

$$C_{TURX1} = TURX1_n (1 - 2M_{TURX1}) + M_{TURX1} (3P_{Vn}) \quad (B.74)$$

$$TURX1_{n+1} = C_{TURX1} + M_{TURX1} (3P_{V_{n+1}}) \quad (B.75)$$

APÉNDICE C:

SINTONIZACIÓN DE LOS SGV'S CON MODELOS RECOMENDADOS POR EL IEEE

En el capítulo 3 se presentó la inclusión de dos modelos generales del sistema gobernador de velocidad para una unidad de generación térmica e hidráulica dentro del programa TRANSTAB; sin embargo se desconoce si los controles funcionan o no adecuadamente con los parámetros que forman parte del caso base de operación, por lo cual es necesario analizar el funcionamiento de los controles de velocidad y realizar si es necesario el ajuste de los parámetros del SGV. Como se mencionó antes los ajustes en los parámetros de los gobernadores son limitados, los cuales se realizan mediante el compensador en serie del SGV para turbina térmica y con el compensador en retroalimentación del SGV para turbina hidráulica, este proceso se aplica a los gobernadores del sistema Noroeste y describe a detalle a continuación.

El método de sintonización elegido en el SGV para turbina térmica debido a su simplicidad y eficiencia se basa en el diseño de una red de adelanto por medio del diagrama de bode del sistema no compensado [Ogata, 2010, Dorf and Bishop, 2005, D'Azzo et al., 2003, Astrom and Hagglund, 1995]. Mientras que en el SGV para turbina hidráulica se utilizó como guía el ajuste de las constantes sugerido en [Ramey and Skooglund, 1970, Kundur 1994].

C.1 INTRODUCCIÓN

El comportamiento de los sistemas de control con realimentación es de primordial importancia. Para que un sistema de control sea considerado como estable y por lo tanto una orden de entrada de como resultado una respuesta aceptable, debe cumplir los siguientes puntos [Dorf and Bishop, 2005, Ogata, 2010, Astrom and Hagglund, 1995]:

- Sea menos sensible a los cambios en los parámetros del sistema.
- Produzca un error mínimo en estado estacionario para señales de entrada.
- Elimina el efecto de perturbaciones indeseables.

La respuesta del Sistema Gobernador de Velocidad (SGV) como dispositivo que mejora la estabilidad de frecuencia de un sistema de potencia se ve influenciada por las características de sus componentes, así como del generador y del SEP. En la figura C.1 se muestra la representación del control de velocidad actuando en un sistema de potencia aislado.

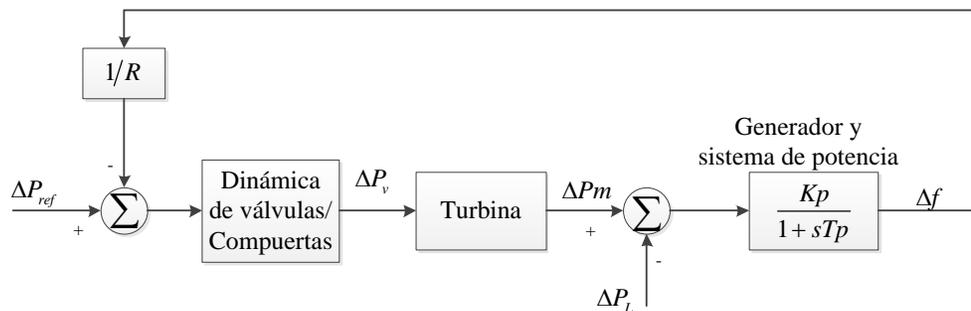


Figura C. 2 Diagrama de bloques utilizado para la sintonización del control de velocidad [IEEE, 1973, IEEE, 1992, IEEE, 1991b, IEEE, 1992, Kundur, 1994].

La naturaleza del SGV es no lineal, sin embargo su desempeño ante pequeños disturbios hace posible el análisis de respuesta del modelo lineal del sistema mostrado en la figura anterior.

C.2 ÍNDICES DE DESEMPEÑO ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS

Los índices de desempeño ante pequeños disturbios proveen un medio de evaluar la respuesta de sistemas de control en lazo cerrado con respecto a cambios incrementales en las condiciones del sistema, otra característica de estos índices es que son útiles para determinar o verificar los parámetros de un sistema retroalimentado [IEEE, 1990, Kundur, 1994, Ogata, 2010], debido a ello los SGV's pueden ser analizados en base a estos índices.

La respuesta de un control retroalimentado ante pequeñas señales es objeto de análisis en la teoría de sistemas de control retroalimentado a través de índices que caracterizan de forma indirecta su desempeño [IEEE, 1990, Kundur, 1994, Ogata, 2010]:

- Índices de desempeño asociados con la respuesta en el dominio del tiempo.
- Índices de desempeño asociados con su respuesta en el dominio de la frecuencia.

C.2.1 Índices de desempeño en el dominio del tiempo

La respuesta transitoria de un sistema retroalimentado puede caracterizarse por un conjunto de índices relacionados con una entrada tipo escalón unitario, los cuales se muestran en la figura C.2; aunque la literatura hace hincapié en el sistema de control de excitación, el análisis de un control de velocidad también puede especificarse con estos índices, sin embargo las consideraciones en sus magnitudes son diferentes debido al tiempo de respuesta de este control [IEEE, 1991a, IEEE, 2007, IEEE, 2011].

Los índices pueden definirse de la siguiente forma [IEEE, 1990, Kundur, 1994, Ogata, 2010, Dorf and Bishop, 2005]:

- *Tiempo de crecimiento (o de subida)*. Es el tiempo necesario para que la respuesta a la entrada escalón alcance un porcentaje de la magnitud de entrada. En sistemas subamortiguados con sobretiro se utiliza el tiempo de subida de 0-100% del valor de estado estable, mientras que en sistemas sobreamortiguados se usa el tiempo de crecimiento de 10-90%.
- *Tiempo de estabilización (o de asentamiento)*. Es el tiempo necesario para que la respuesta el sistema se establezca dentro de cierto intervalo de porcentaje con respecto a la señal de entrada. Este porcentaje cae dentro del rango del 2 al 5%.
- *Tiempo Pico*. Es el tiempo que le toma a la repuesta alcanzar un punto máximo debido a una entrada tipo escalón.
- *Sobretiro (o sobreimpulso)*. Es el valor máximo de respuesta en el estado transitorio debido a una señal de entrada escalón unitario, éste representa una indicación directa de la estabilidad relativa del sistema, generalmente se acepta que este índice caiga dentro del rango 0-15% [IEEE, 1990], en sistemas retroalimentados. El sobretiro máximo se suele representar como un porcentaje del valor final de la respuesta escalón unitario, esto es:

$$\% \text{ Sobretiro} = \frac{\text{sobretiro} - \text{valor}_{\text{ final}}}{\text{valor}_{\text{ final}}} * 100 \quad (\text{C.1})$$

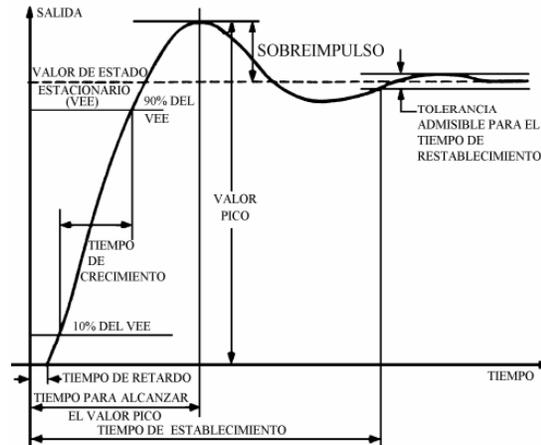


Figura C. 3 Respuesta típica en el tiempo para una entrada escalón unitario [Kundur, 1994, IEEE, 1990].

C.2.2 Índices de desempeño en el dominio de la frecuencia

Los índices de comportamiento en el dominio de la frecuencia son separados en dos categorías, la primera se relaciona con el comportamiento del sistema en lazo abierto, y la segunda con el comportamiento en lazo cerrado. En la figura C.3 se muestran los índices que caracterizan al sistema de lazo abierto, cuyas definiciones son [Ogata, 2010, IEEE, 1990, Dorf and Bishop, 2005]:

- *Margen de fase:* Recíproco del ángulo de fase en la frecuencia a la cual la magnitud de la ganancia $|GH|$ alcanza los 0 dB.
- *Frecuencia de cruce de fase:* Es la frecuencia en la cual el ángulo de fase alcanza los 180° .
- *Margen de ganancia:* Recíproco de la ganancia $|GH|$ en la frecuencia a la cual el ángulo de fase alcanza 180° .
- *Frecuencia de cruce de ganancia:* Frecuencia en la cual la magnitud de la ganancia es igual a 0dB.

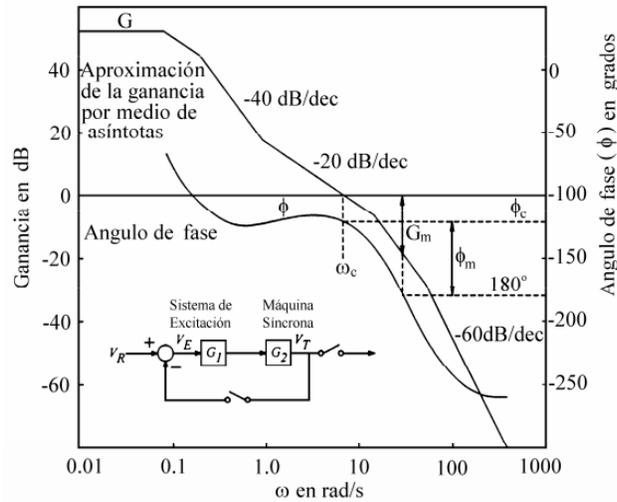


Figura C. 4 Respuesta a la frecuencia típica de lazo abierto de un sistema de control de excitación con el generador en vacío [IEEE, 1990, Kundur, 1994].

En la figura C.4 se muestran los índices que caracterizan al sistema de lazo cerrado, cuyas definiciones son [Ogata, 2010, IEEE, 1990]:

- *Ancho de banda:* Frecuencia a la cual la respuesta en frecuencia ha caído 3 dB desde su valor de baja frecuencia.
- *Pico de resonancia:* Es el valor máximo de la magnitud (dB) de la respuesta del sistema a la frecuencia.
- *Frecuencia de resonancia:* Es la frecuencia, ω_r , a la cual se logra el pico de resonancia.

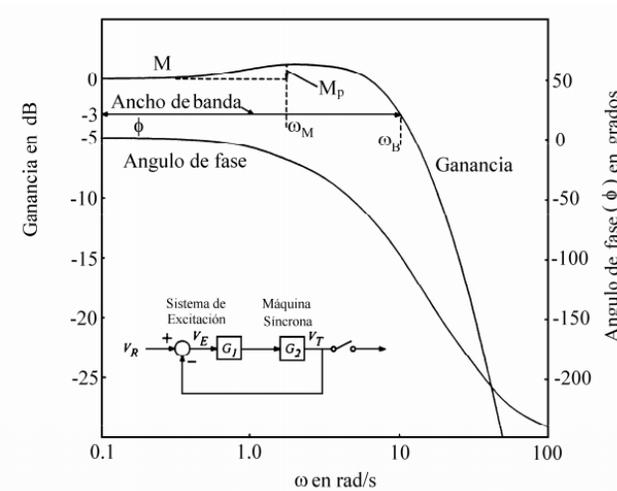


Figura C. 5 Respuesta a la frecuencia típica de lazo cerrado de un sistema de control de excitación con el generador en vacío [IEEE, 1990, Kundur, 1994].

C.3 SINTONIZACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD PARA TURBINAS TÉRMICAS

La sintonización de un sistema se relaciona con la alteración de la respuesta de frecuencia o del lugar de las raíces del sistema para obtener un mejor comportamiento; la situación más común es tener un proceso fijo al que se le pueden hacer pocos cambios, por lo que resulta de gran utilidad el uso de redes de compensación para mejorar la respuesta del sistema [Ogata, 2010, Dorf and Bishop, 2005]. En la figura C.5 se muestra el sistema de prueba con el que se realizó la sintonización del control de velocidad térmico.

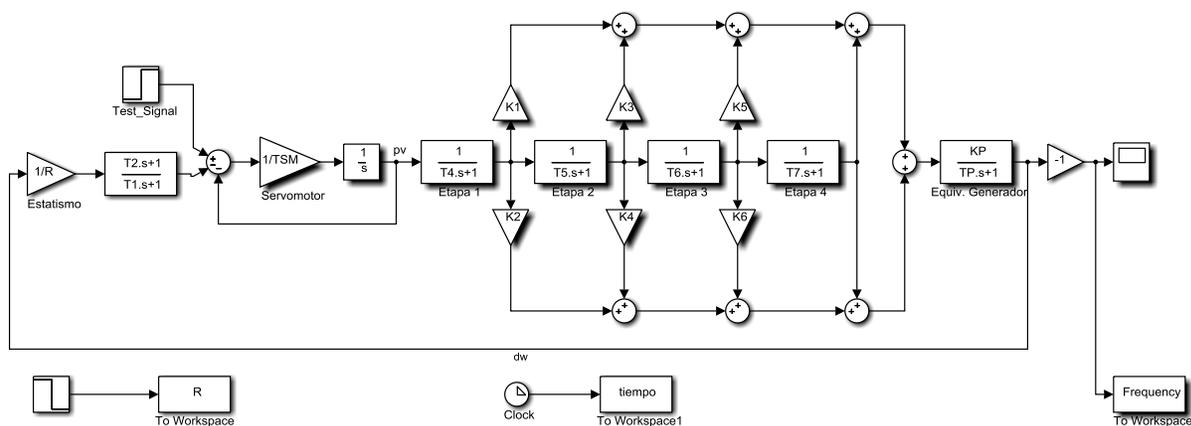


Figura C. 6 Modelo de Simulink utilizado para la sintonización del control de velocidad térmico.

La sintonización del SGV térmico, particularmente el implementado en este trabajo puede verse como un problema donde los ajustes necesarios para mejorar su respuesta ante pequeñas señales son restringidos. En primer lugar la mayoría de sus parámetros son características físicas de las turbinas y el gobernador las cuales son inalterables, las variables que se pueden ajustar en el gobernador son [Kundur, 1994, IEEE, 1991a, Anderson and Fouad, 2003]:

- *R*: La caída de velocidad el gobernador, sin embargo esta variable no sufre cambios constantes durante su operación.
- *Referencia*: La referencia del gobernador puede ser utilizada para corregir la frecuencia ajustando mecánicamente un tornillo, acción que se realiza por medio de un motor eléctrico.
- *Compensador*: Las constantes de tiempo de este compensador pueden ser ajustadas para proveer un adelanto de fase y de esta forma mejorar la respuesta del sistema.

Compensación de adelanto. La compensación de un sistema de control por lo general se lleva a cabo realizando ajustes al sistema para obtener un comportamiento adecuado; ésta se define como [Dorf and Bishop, 2005]:

“Un compensador es un componente adicional o un circuito que se inserta en un sistema de control para compensar las deficiencias de comportamiento”

La función de transferencia del compensador de adelanto se define de la siguiente forma [Ogata, 2010, D’Azzo et al., 2003, Dorf and Bishop, 2005]:

$$G_c(s) = K_c \alpha \frac{Ts + 1}{\alpha Ts + 1} = K_c \frac{s + \frac{1}{T}}{s + \frac{1}{\alpha T}} \quad (C.2)$$

Donde:

α se denomina factor de atenuación del compensador de adelanto

El compensador de adelanto tiene un cero en $s = -1/T$ y un polo en $s = -1/\alpha T$. Como $0 < \alpha < 1$, el cero siempre se localiza a la derecha del polo en el plano complejo. El valor mínimo de α está limitado por la construcción física del compensador. El valor mínimo de alfa se toma alrededor de 0.05; esto significa que el adelanto de fase máximo que puede producir el compensador de adelanto es de 65° .

El propósito del compensador de adelanto¹⁶ es alterar la curva de respuesta de frecuencia para obtener un ángulo de adelanto de fase, y de esta forma compensar el excesivo retardo asociado con los componentes del sistema fijo, alternativamente se puede ver como un medio para satisfacer las especificaciones de diseño. La compensación de adelanto produce, esencialmente, una mejora apreciable en la respuesta transitoria y un cambio pequeño en la precisión en estado estacionario, además el uso de un compensador de adelanto aumenta el orden del sistema en 1 (a menos que se produzca una cancelación entre el cero del compensador y un polo de la función de transferencia en lazo abierto no compensada) [Ogata, 2010, Dorf and Bishop, 2005].

En la siguiente sección se realiza el análisis del modelo de SGV para turbinas térmicas presentado en la sección 3.2.2.1. El objetivo de este análisis es determinar la respuesta del control a pequeños disturbios y diseñar un compensador de adelanto para mejorar de esta forma su comportamiento.

¹⁶ El uso de la red de adelanto de fase también puede visualizarse en el plano s como una forma sencilla para modificar el lugar de las raíces a una localización deseada [Dorf and Bishop, 2005].

Para realizar el análisis del funcionamiento en los SGV's del sistema Noroeste se utilizaron los valores mostrados en la tabla C.1, la cual presenta los parámetros de cada uno de los elementos que forman parte del control de velocidad, los parámetros del conjunto de controles de velocidad se muestran en el caso base de operación, ver Apéndice A (Sistema Noroeste).

Tabla C.1 Parámetros del SGV térmico obtenidos del Sistema Noroeste.

Nodo	TG	TSM	T4	T5	K1	K3	R
5	0.1	0.2	0.3	3	0.3	0.7	0.0483

En la tabla C.2 se muestran los parámetros del generador síncrono a los cuales se encuentran conectado el gobernador de velocidad definido mediante los parámetros de la tabla C.1.

Tabla C.2 Parámetros del G. S.

Nodo	Generador	H	D
5	GENROU	3.52	1

C.3.1 Método de la respuesta a la frecuencia

Los pasos a seguir para la determinación de las constantes de tiempo del compensador de adelanto se describen en [Ogata, 2010, Dorf and Bishop, 2005]. Específicamente este proceso se realiza en los modelos de gobernador térmico del Sistema Noroeste, en este caso se usa como ejemplo el gobernador ubicado en el bus 5:

1. *Determinar el ángulo de adelanto de fase que es necesario que se añada al sistema.* En este caso en particular se tiene un margen de fase de 32.0281° y se quiere cambiar a uno de 65° . Aunque el ángulo necesario para alcanzar este valor es de 32.9719° ; se utiliza uno mayor (cabe mencionar que se debe considerar el atraso introducido por la red de compensación).

En busca del mejor desempeño del sistema de compensación se propone un $\phi_m = 60^\circ$.

El adelanto de fase considerado se llevará a cabo mediante una red de compensación en serie.

2. *Determine el factor de atenuación α usando la ecuación (C.3)*

$$\text{sen } \phi_m = \frac{1 - \alpha}{1 + \alpha} \quad (\text{C.3})$$

Que al ser expresada en función del factor de atenuación se obtiene la expresión (C.4)

$$\alpha = \frac{1 - \text{sen} \phi_m}{1 + \text{sen} \phi_m} \quad (\text{C.4})$$

$$\alpha = \frac{1 - \text{sen}(60)}{1 + \text{sen}(60)} = 0.0718$$

3. El siguiente paso es determinar la frecuencia donde la magnitud del sistema no compensado es igual al resultado de evaluar la expresión (C.5)

$$|G(s)| = -20 \log \left(\frac{1}{\sqrt{\alpha}} \right) \quad (\text{C.5})$$

Sustituyendo el valor de α en la ecuación (C.5), se obtiene el siguiente resultado:

$$|G(s)| = -11.4390 \text{ dB}$$

Esta magnitud corresponde a una frecuencia de 2.48 rad/s en el diagrama de Bode del sistema no compensado en lazo abierto. Este último valor es la frecuencia de cruce. Por lo que $\omega_c = 2.48 \text{ rad/s}$.

4. Se determinan las frecuencias esquinas del compensador de adelanto:

Las expresiones (C.6) y (C.7) definen cuales son las constantes para el polo y el cero de la función de transferencia del compensador de adelanto

$$\frac{1}{T} = \sqrt{\alpha} \omega_c \quad (\text{C.6})$$

$$\frac{1}{\alpha T} = \frac{\omega_c}{\sqrt{\alpha}} \quad (\text{C.7})$$

Evaluando las ecuaciones anteriores se obtienen los siguientes resultados:

$$\frac{1}{T} = \sqrt{\alpha} \omega_c = 0.6645$$

$$\frac{1}{\alpha T} = \frac{\omega_c}{\sqrt{\alpha}} = 9.2555$$

Por lo tanto la función de transferencia del bloque de compensación por adelanto se expresa como:

$$G_c(s) = K \frac{s + 0.6645}{s + 9.2555} = K \frac{1.5049s + 1}{0.1080s + 1}$$

5. El siguiente paso sería determinar un valor de K , que reduzca el valor del error en estado estacionario, pero en el caso del gobernador de velocidad para turbinas térmicas esta ganancia representa el caída de velocidad característica del generador síncrono, un valor de ganancia que permanece fijo una vez que ha sido designado para la unidad y que varía sobre un rango muy pequeño de valores. En este caso se toma un valor pre-definido del archivo de datos dinámicos del sistema Noroeste, el cual es:

$$K = 20.7$$

En la tabla C.3 se presentan las constantes del compensador de fase correspondiente a cada uno de los SGV de tipo térmico que forman parte del caso base de operación tabla A.11 y los respectivos datos de los generadores de la tabla A.9, después de realizar el procedimiento anterior.

Tabla C. 3 Parámetros determinados para el compensador de adelanto.

Nodo	ϕ_m	T2	T1	K
5	60	1.5049	0.1080	20.7
8	65	1.5501	0.0762	24.4
12	65	3.4698	0.1705	10.6
14	65	2.0411	0.1003	25
16	60	1.4522	0.1043	25
17	60	1.4522	0.1043	25
19	65	1.7416	0.0856	16.2
1	60	1.5881	0.1140	16.0

A continuación se presentan las simulaciones del modelo de control de velocidad mostrado en la figura C.5 con los parámetros de las tablas A.9 y A.11; el objetivo fue el de analizar el comportamiento transitorio del SGV operando de forma aislada.

En la tabla C.4 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 5.

Tabla C. 4 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 5			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	11.4000	14.0000	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	32.0281	33.6000	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	2.47	4.8	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	1.1	1.83	--
Tiempo de subida (t_r)	0.956	3.25	--
Tiempo pico (t_p)	2.68	9.0	--
Sobretiro porcentual	44.8	0.0532	--
Tiempo de asentamiento (t_s)	9.21	5.56	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.0455	0.0477	--
Pico resonante (M_p)	-21.2	-26.7	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	1.09	0.0	--

En la Figura C.6 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 5, las curvas que se muestran en la figura son: sin el compensador, con el compensador utilizando las constantes previamente calculadas y finalmente la curva del estatismo.

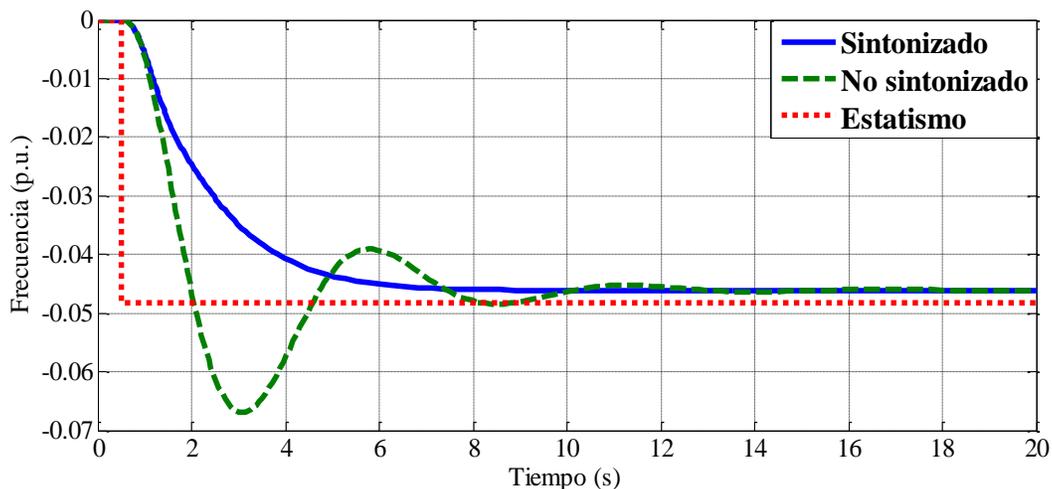


Figura C. 7 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 5 del sistema Noroeste.

En la tabla C.5 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo

abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 8.

Tabla C. 5 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 8			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	13.8	17.3	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	60.9	52.9	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	3.07	6.69	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	0.988	1.97	--
Tiempo de subida (t_r)	1.08	4.27	--
Tiempo pico (t_p)	2.54	14	--
Sobretiro porcentual	13.9	0.0252	--
Tiempo de estabilización (t_s)	4.04	7.56	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.1000	0.1000	--
Pico resonante (M_p)	-27.9	-28.7	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	0.893	0.0	--

En la Figura C.7 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 8.

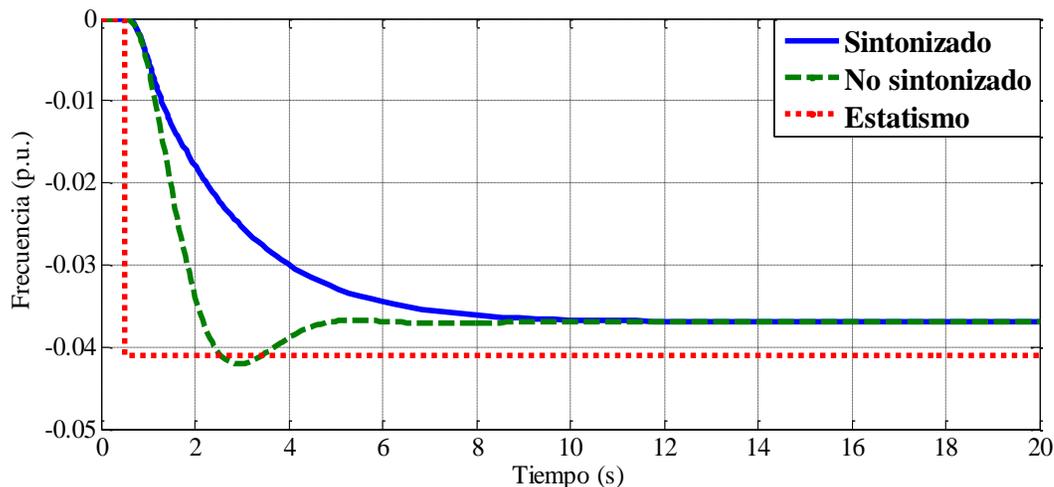


Figura C. 8 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 8 del sistema Noroeste.

En la tabla C.6 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 12.

Tabla C. 6 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 12			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	24.2	17.8	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	66.0	56.5	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	3.19	4.8	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	0.381	1.19	--
Tiempo de subida (t_r)	3.21	9.16	--
Tiempo pico (t_p)	7.83	20.0	--
Sobretiro porcentual	11.5	0.4	--
Tiempo de estabilización (t_s)	14.3	14.3	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.0858	0.0862	--
Pico resonante (M_p)	-20.4	-21.3	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	0.256	0.0	--

En la Figura C.8 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 12.

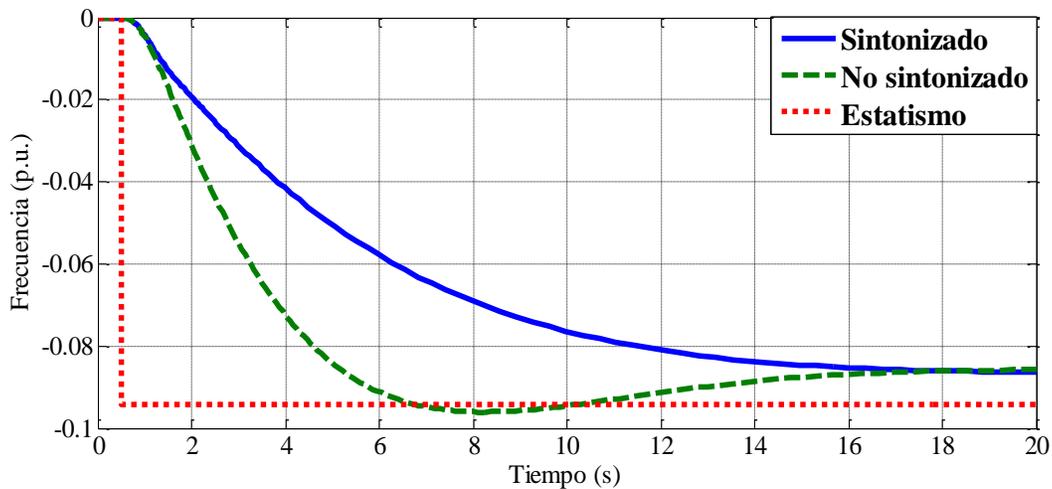


Figura C. 9 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 12 del sistema Noroeste.

En la tabla C.7 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 14.

Tabla C. 7 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 14			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	14.3	14.8	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	35	33.2	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	2.4	4.91	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	0.862	1.76	--
Tiempo de subida (t_r)	1.24	4.59	--
Tiempo pico (t_p)	3.39	0.0	--
Sobretiro porcentual	38.9	0.0	--
Tiempo de estabilización (t_s)	11.7	18.0	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.0375	0.0666	--
Pico resonante (M_p)	23.6	-28.3	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	0.818	0.0	--

En la Figura C.9 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 14.

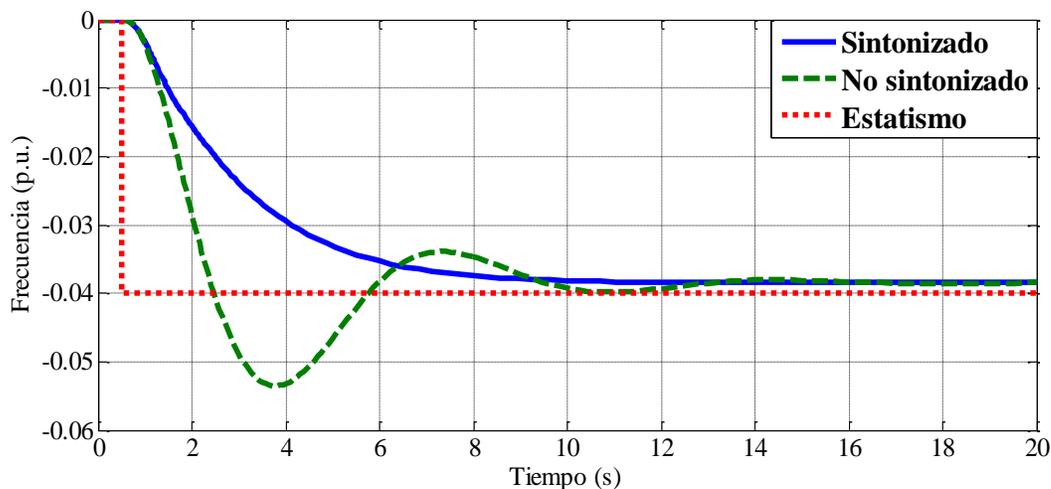


Figura C. 10 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 14 del sistema Noroeste.

En la tabla C.8 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 16.

Tabla C. 8 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 16			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	10.7	14.0	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	30	33	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	2.45	4.87	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	0.458	1.86	--
Tiempo de subida (t_r)	0.915	3.11	--
Tiempo pico (t_p)	2.6	9.0	--
Sobretiro porcentual	47.8	0.0836	--
Tiempo de estabilización (t_s)	10.8	5.29	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.0375	0.0375	--
Pico resonante (M_p)	-22.2	48	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	1.14	5.28	--

En la Figura C.10 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 16.

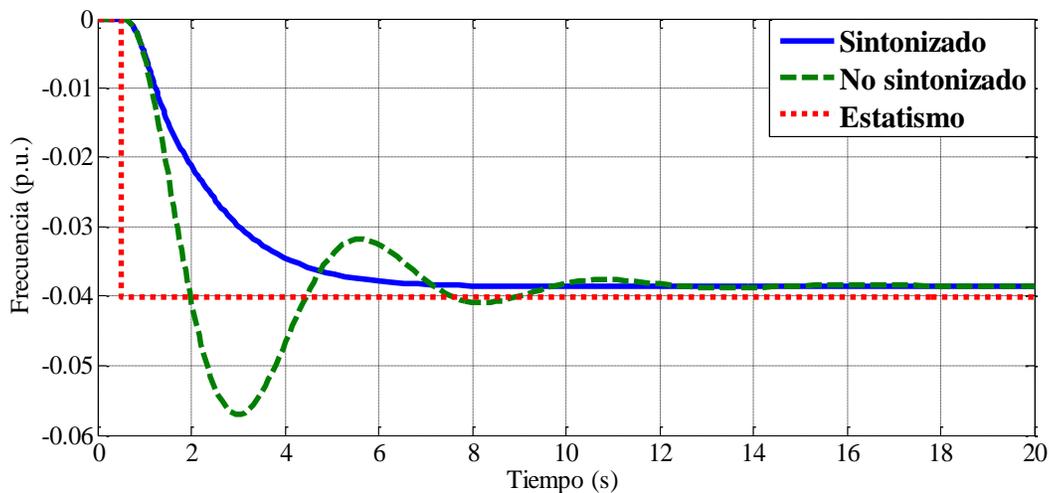


Figura C. 11 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 16 del sistema Noroeste.

En la tabla C.9 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 17.

Tabla C. 9 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 17			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	10.7	14.0	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	30	33	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	2.45	4.87	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	0.458	1.86	--
Tiempo de subida (t_r)	0.915	3.11	--
Tiempo pico (t_p)	2.6	9.0	--
Sobretiro porcentual	47.8	0.0836	--
Tiempo de estabilización (t_s)	10.8	5.29	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.0375	0.0375	--
Pico resonante (M_p)	-22.2	48	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	1.14	5.28	--

En la Figura C.11 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 17.

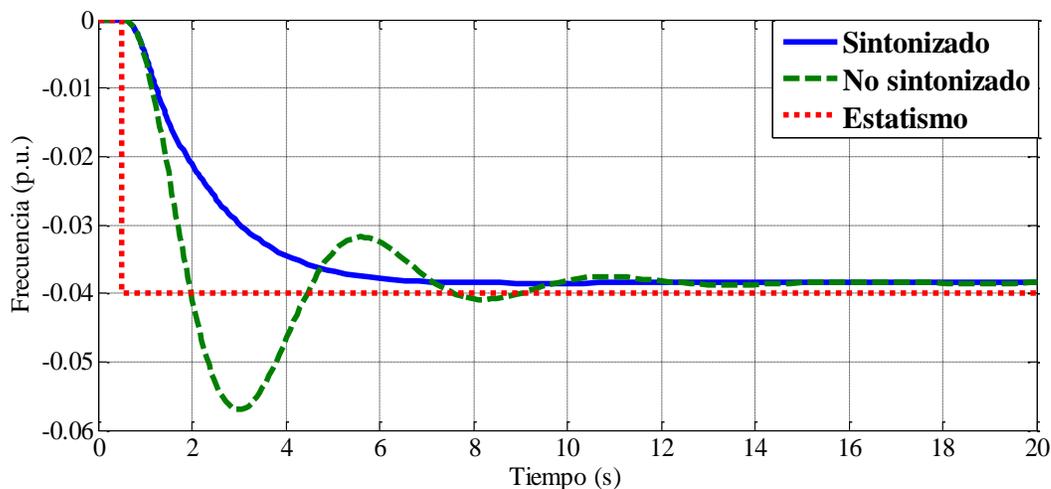


Figura C. 12 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 17 del sistema Noroeste.

En la tabla C.10 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 19.

Tabla C. 10 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 19			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	14.6	15.5	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	38.4	35.8	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	2.86	5.46	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	1.01	1.88	--
Tiempo de subida (t_r)	1.07	3.88	--
Tiempo pico (t_p)	2.85	10.0	--
Sobretiro porcentual	36.0	0.058	--
Tiempo de estabilización (t_s)	9.48	6.73	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.0583	0.0583	--
Pico resonante (M_p)	-20.6	-24.7	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	0.939	0.0	--

En la Figura C.12 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 19.

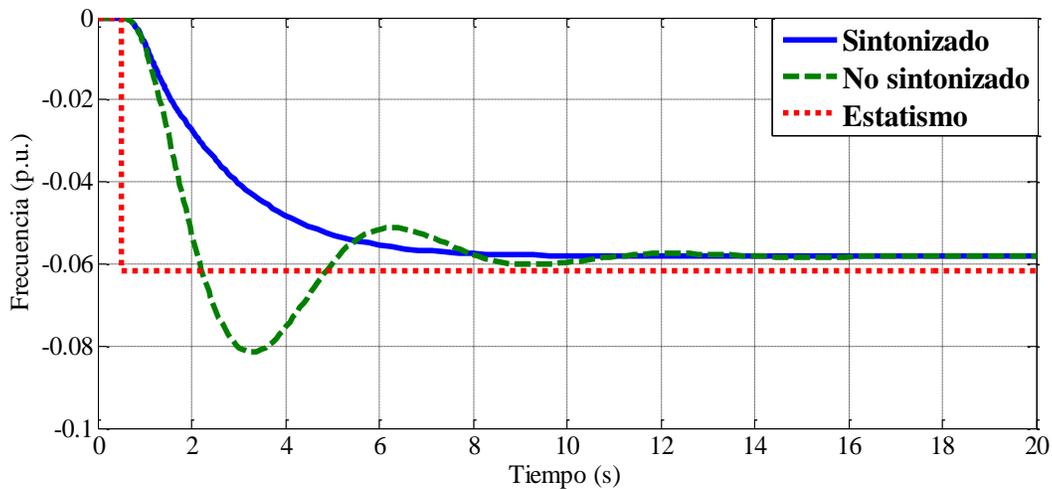


Figura C. 13 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 19 del sistema Noroeste.

En la tabla C.11 se presentan los índices de funcionamiento a pequeños disturbios en el dominio del tiempo y de la frecuencia determinados al utilizar los modelos de lazo abierto y de lazo cerrado presentados en la sección 3.2.2. del gobernador ubicado en el bus número 1.

Tabla C. 11 Índices a pequeñas señales del SGV térmico mostrado en la Figura C.1.

Nodo 1			
Índices	Valores del sistema a)	Valores del sistema b)	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Margen de ganancia (G_m)	12.3	14.0	>6 dB
Margen de fase (ϕ_m)	34.9	34.3	> 40 °
Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	2.49	4.69	--
Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	1.03	1.78	--
Tiempo de subida (t_r)	1.02	3.48	--
Tiempo pico (t_p)	2.82	9.0	--
Sobretiro porcentual	40.9	0.023	--
Tiempo de estabilización (t_s)	9.6	5.98	--
Error en estado estacionario (e_{ss})	0.0564	0.0564	--
Pico resonante (M_p)	-20.0	-24.9	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	1.01	0.0	--

En la Figura C.13 se presentan los resultados de la simulación del SGV de tipo térmico una vez que se aplica la señal escalón unitario en la referencia del gobernador ubicado en el bus número 1.

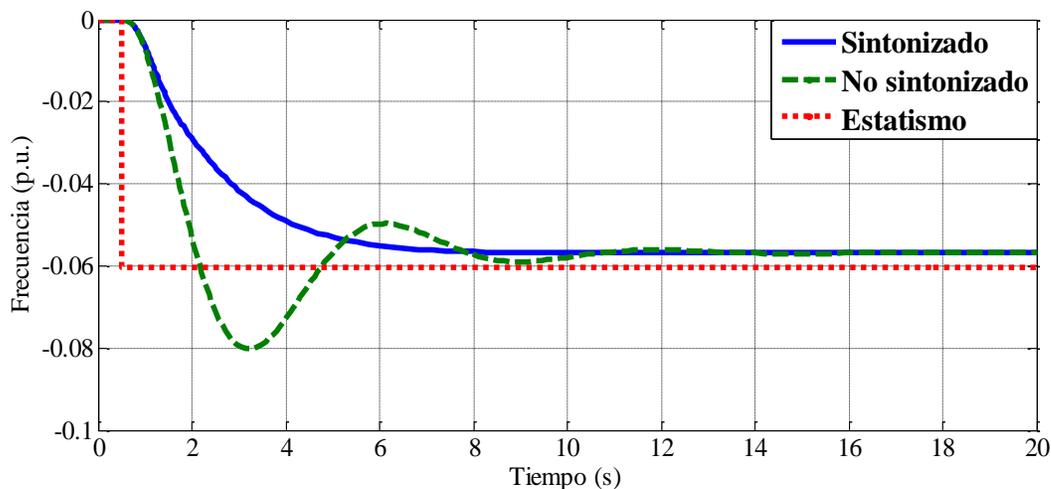


Figura C. 14 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 1 del sistema Noroeste.

C.4 SINTONIZACIÓN DEL CONTROL DE VELOCIDAD HIDRÁULICO

Se debe tener especial atención en los parámetros de los hidro-gobernadores como son: el estatismo temporal, y la constante de tiempo transitoria, debido a que los valores requeridos para estos parámetros varían sobre un pequeño pero considerable rango dependiendo de las características de construcción de la planta. En la figura C.14 se presenta el modelo de sistema gobernador hidráulico encontrado en la base de datos dinámicos del sistema Noroeste, también se puede encontrar este modelo en [Ramey and Skooglund, 1970, IEEE, 1973, IEEE, 1992].

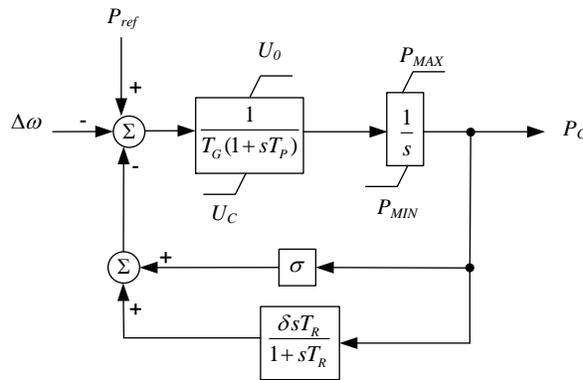


Figura C. 15 Modelo del sistema gobernador turbina hidráulica tipo IEEEG3 [Ramey and Skooglund, 1970, IEEE, 1973, IEEE, 1992, PTI, 2002a, PAGV2, PSSE, Manual].

En la tabla C.12 se muestran los parámetros del modelo gobernador de velocidad hidráulico mostrado en la figura C.14, estos fueron obtenidos de la base de datos del sistema de prueba Noroeste.

Tabla C. 12 Parámetros del SGV hidráulico del Sistema Noroeste.

Nodo	T_G	T_P	T_R	T_w	a_{23}	a_{21}
27	0.2	0.04	6.7	1.34	1	1.5
	a_{13}	a_{11}	σ	δ		
	1	0.5	0.05	0.385		

En la tabla C.13 se presentan los parámetros del generador síncrono al cual se conecta el gobernador de la figura C.14.

Tabla C. 13 Parámetros del generador al cual se conecta el modelo de gobernador presentado en la tabla C.4 del Sistema Noroeste.

Nodo	Generador	H	D
27	GENSAL	6.75	1

El modelo de gobernador hidráulico presentado en la sección 3.2.2.2 fue uno de los controles integrados en el programa TRANSTAB, para este modelo se recomienda

que las constantes de ganancia transitoria y su correspondiente constante de tiempo sean calculadas usando las expresiones (C.8) y (C.9) [Ramey and Skooglund, 1970]:

$$R_r = 2.5 \left(\frac{T_w}{T_M} \right) \quad (C.8)$$

$$T_R = 5.0T_w \quad (C.9)$$

En la tabla C.14 se muestran los parámetros del modelo gobernador de velocidad hidráulico simplificado mostrado en la figura 3.16, cabe mencionar que aunque se tiene un modelo detallado del gobernador sus parámetros deben ser cambiados a los modificados para coincidir con aquellos requeridos por el modelo que se integró al programa TRANSTAB, lo cual se describe de forma más amplia en el capítulo 3.

Tabla C. 14 Parámetros determinados para el modelo simplificado de gobernador turbina hidráulica conectado al bus 27, usando las expresiones anteriores.

Nodo	Constantes del modelo	RT	TR	T ₁	T ₂
27	No sintonizados	0.385	6.7	62.2900	0.4302
	Sintonizados	0.2481	6.7	43.9454	0.6098

En la Figura C.15 se muestran 4 respuestas las cuales se describen de la siguiente forma:

- Sistema 1. Los resultados de esta simulación representan al modelo general 1 de SGV hidráulico con los parámetros no ajustados.
- Sistema 2. Los resultados de esta simulación representan al modelo general 1 de SGV hidráulico con los parámetros ajustados.
- Sistema 3. Los resultados de esta simulación representan al modelo general 2 de SGV hidráulico con los parámetros no ajustados.
- Sistema 4. Los resultados de esta simulación representan al modelo general 2 de SGV hidráulico con los parámetros ajustados.

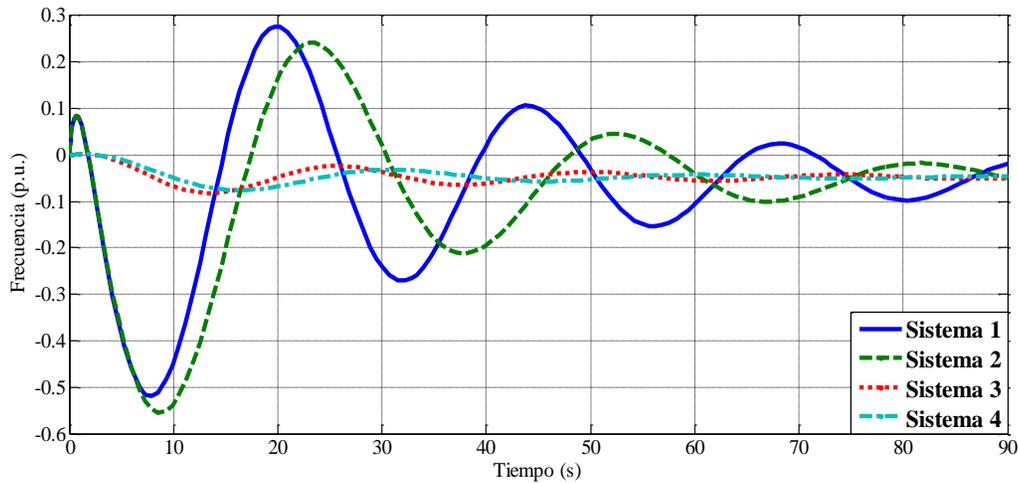


Figura C. 16 Respuesta en el tiempo del modelo general SGV 1 y 2 térmico, bus 27 del sistema Noroeste.

Al observar la respuesta en el tiempo de los cuatro modelos de gobernador se deduce que la respuesta más estable es la de los sistemas 3 y 4. En la tabla C.15 se presentan los índices de desempeño ante pequeñas señales del SGV 2 con los parámetros no ajustados y ajustados.

Tabla C. 15 Índices del comportamiento dinámico del sistema gobernador de velocidad hidráulico.

Bus	Índices	Valores del sistema	Valores del sistema sintonizado	Valores recomendados por [IEEE, 1990]
Caso 2	Margen de ganancia (G_m)	11.2	7.88	>6 dB
	Margen de fase (ϕ_m)	51.5	43.3	> 40 °
	Frecuencia de cruce de ganancia (ω_{cG})	0.7020	0.644	--
	Frecuencia de cruce de fase (ω_{cF})	0.1920	0.257	--
	Tiempo de subida (t_r)	4.75	3.03	--
	Tiempo pico (t_p)	13.9	9.98	--
	Sobretiro porcentual	18	30.4	--
	Tiempo de estabilización (t_s)	26.2	17.8	--
	Error en estado estacionario (e_{ss})	0.952	0.952	--
	Pico resonante (M_p)	1.3	2.61	1.1-1.6 (0.8-4 dB)
Frecuencia resonante (ω_M)	0.142	0.321	--	

APÉNDICE D:

SUBROUTINAS PARA MODELAR LOS SGV'S EN EL PROGRAMA TRANSTAB DE ESTABILIDAD DE CORTO PLAZO

En este Apéndice se muestra el código insertado en el programa Transtab, el cual incluye las subrutinas necesarias para incluir los modelos de SGV's térmico e hidráulico, así como también el modelo general de turbina térmica y el modelo simplificado de turbina hidráulica.

```

C Instituto Politécnico Nacional
C Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
C Sección de Estudios de Posgrado e Investigación
C Departamento de Ingeniería Eléctrica.
C
C Grupo de Investigación de Fenómenos Dinámicos en
C Redes Interconectadas y Maquinas Eléctricas
C
C PROGRAMA DE SIMULACION DIGITAL DE SISTEMAS ELECTRICOS
C DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA
C
a) subrutina lectura de datos
C Subrutina que lee los datos necesarios para el estudio
C dinámico
C Esta subrutina lee los datos necesarios para realizar el
C estudio dinámico, como son los parámetros de las maquinas
C sincronicas y de las cargas estáticas, además del tipo de
C sistema, la referencia del sistema.
C Versión DRV 10/06
C-----
C SUBROUTINE LECEST
C
C IMPLICIT NONE
C
C INCLUDE 'COMMAQS.FOR'
C INCLUDE 'COMVGEN.FOR'
C INCLUDE 'COMMGGOV.FOR'
C INCLUDE 'COMMTUR.FOR'
C-----
C Se leen los parámetros de los gobernadores de velocidad
C
C READ(KD,18)NGOV
C 18 FORMAT(/,21X,I3,///)
C IF(NGOV.NE.0)THEN
C DO I=1,NGOV
C
C READ(KD,19)GOVGEN(I),GOVMOD(I),TSM(I),TG(I),T2G(I),
C * T3G(I),TRGOV(I),R(I),RT(I),PMAX(I),PMIN(I)
C
C 19 FORMAT(1X,I3,1X,A10,4(1X,F6.4),1X,F7.4,2(1X,F6.4),
C * 2(1X,F8.4))
C END DO
C END IF
C
C Se leen los parámetros de las turbinas térmicas e
C hidráulicas
C
C READ(KD,25)NTUR
C 25 FORMAT(/,21X,I3,///)
C IF(NTUR.NE.0)THEN
C DO I=1,NTUR
C READ(KD,27)TURGEN(I),TURMOD(I),T1V(I),T2V(I),T3V(I)
C * ,T4V(I),TW(I),K1(I),K2(I),K3(I),K4(I),
C * K5(I),K6(I),K7(I),K8(I)
C 27 FORMAT(1X,I3,1X,A8,4(1X,F6.4),1X,9(1X,F6.4))
C END DO
C END IF
C
C Se escriben los datos de los controles
C
C IF(NGOV.NE.0)THEN
C WRITE(KL,28)NGOV
C 28 FORMAT(/,1X,'Numero de GOVs = ',I3,/,1X,'Parametros
C de los GOVs:',/,1X,'Nodo',2X,'Modelo',4X,'TSM',4X,'TG',5X,
C * 'T2G',4X,'TRGOV',3X,'T2H',4X,'T3H',4X,'R',6X,'RT'
C * 12X,'PMAX',6X,'PMIN')
C
C DO I=1,NGOV
C
C WRITE(KL,29)GOVGEN(I),GOVMOD(I),TSM(I),TG(I),T2G(I)
C , TRGOV(I),T2G(I),T3G(I),R(I),RT(I),PMAX(I),PMIN(I)
C 29 FORMAT(1X,I3,1X,A10,3(1X,F6.3),1X,F7.4,4(1X,F6.3),
C * 9X,F8.4,1X,F8.4)
C END DO
C END IF
C
C IF(NTUR.NE.0)THEN
C WRITE(KL,30)NTUR
C 30 FORMAT(/,1X,'Numero de TURBs = ',I3,/,1X,'Parametros
C de las ',TURBs:',/,1X,'Nodo',2X,'Modelo',1X,'T1',5X,'T2',5X,
C * 'T3',5X,'T4',6X,'TW',5X,'K1',5X,'K2',5X,'K3',5X,'K4',
C * /,1X,'K5',4X,'K6',5X,'K7',5X,'K8')
C
C DO I=1,NTUR
C
C WRITE(KL,31)TURGEN(I),TURMOD(I),T1V(I),T2V(I),T3V(I),
C * T4V(I),TW(I),K1(I),K2(I),K3(I),K4(I),

```

```

* K5(I),K6(I),K7(I),K8(I)
31 FORMAT(1X,I3,1X,A8,4(1X,F6.4),1X,5(1X,F6.4),
* 2X,4(1X,F6.4))
END DO
END IF

```

b) subrutina que calcula las condiciones iniciales de las turbinas térmica e hidráulica

C Esta subrutina calcula las condiciones iniciales de las turbinas térmicas e hidráulicas de las maquinas sincronicas del sistema de acuerdo con el tipo de modelo.

```

C-----
C SUBROUTINE CITUR
C
C IMPLICIT NONE
C
C INCLUDE 'COMMAQS.FOR'
C INCLUDE 'COMMONS.FOR'
C INCLUDE 'COMVGEN.FOR'
C INCLUDE 'COMMTUR.FOR'
C
C INTEGER I,K,M
C
C REAL KX1
C-----
C Condiciones iniciales de los TURBs's
C
C WRITE(KL,10)
C 10 FORMAT(/,5X,'Condiciones iniciales de las TURBs
C :',/,3X,'Gen',3X,'Nodo',3X,'Modelo',5X,'PM1',5X,'PM')
C
C DO I=1,NTUR
C
C IF(TURMOD(I).EQ.'G-STEAM')THEN
C M=TURGEN(I)
C K=NODOG(M)
C
C KX1=K1(I)+K2(I)+K3(I)+K4(I)
C PM1(M)=PM(M)/KX1
C
C STURX1(I)=PM1(M)
C STURX2(I)=PM1(M)
C STURX3(I)=PM1(M)
C STURX4(I)=PM1(M)
C
C ELSEIF(TURMOD(I).EQ.'S-HIDRO')THEN
C M=TURGEN(I)
C K=NODOG(M)
C
C STURX1(I)=3*PM(M)
C
C END IF
C
C Se escriben las condiciones iniciales de los modelos
C dinámicos de las turbinas térmicas e hidráulicas
C
C WRITE(KL,11)M,K,TURMOD(I),PM1(M),PM(M)
C 11 FORMAT(1X,I5,2X,I5,2X,A10,2X,F7.3,2X,F7.3)
C
C END DO
C
C RETURN
C END

```

c) subrutina que calcula las condiciones iniciales de gobernadores de velocidad térmico e hidráulico

C Esta subrutina calcula las condiciones iniciales de los controles de velocidad de las maquinas sincronicas del sistema de acuerdo con el tipo de modelo.

```

C-----
C IMPLICIT NONE
C
C INCLUDE 'COMMONS.FOR'
C INCLUDE 'COMVGEN.FOR'
C INCLUDE 'COMMAQS.FOR'
C INCLUDE 'COMMTUR.FOR'
C INCLUDE 'COMMGGOV.FOR'
C
C INTEGER I,K,M
C-----
C Condiciones iniciales de los GOV's
C
C WRITE(KL,10)
C 10 FORMAT(/,5X,'Condiciones iniciales de los GOVs
C :',/,3X,
C * 'Gen',3X,'Nodo',3X,'Modelo',5X,'PREF',6X,'EV',6X,'W')

```

Apéndice D: Subrutinas para Modelar los SGV's en el Estudio de Estabilidad

```

DO I=1,NGOV
  IF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-STEAM1') THEN
    M=GOVGEN(I)
    K=NODOG(M)

    GOVRR(I)=PM1(M)
    GOVX1(I)=PM1(M)
    SGOVX1(I)=PM1(M)
    SPV(I)=PM1(M)
    PREF(I) = ((SW(M)-WO)/R(I))+GOVX1(I)

  ELSE IF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-STEAM2') THEN
    M=GOVGEN(I)
    K=NODOG(M)

    GOVRR(I)=PM1(M)
    SPV(I)=PM1(M)
    SGOVX1(I) = ((SW(M)-WO)/R(I))
    SGOVX3(I) = ((SW(M)-WO)/R(I)) * (1-
      (T2G(I)/TG(I)))
    PREF(I) = ((SW(M)-WO)/R(I))+PM1(M)

  ELSE IF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-HIDRO1') THEN
    M=GOVGEN(I)
    K=NODOG(M)

    SPV(I)=PM(M)
    SGOVX1(I)=PM(M)
    SGOVX3(I)=PM(M) * (1-(T2G(I)/T3G(I)))
    PREF(I) = ((SW(M)-WO)/R(I))+PM(M)

  ELSE IF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-HIDRO2') THEN
    M=GOVGEN(I)
    K=NODOG(M)

    SPV(I)=PM(M)

    SGOVX1(I) = ((SW(M)-WO)/R(I))
    GOVX2(I)=SGOVX1(I)
    SGOVX3(I)=SGOVX1(I) * (1-(T2G(I)/T3G(I)))
    PREF(I) = ((SW(M)-WO)/R(I))+PM(M)

  END IF
C
C Se escriben las condiciones iniciales de los modelos
C dinamicos de los controles de velocidad
C
11 WRITE(KL,11)M,K,GOVMOD(I),PREF(I),SPV(I),SW(M)
FORMAT(1X,I5,2X,I5,2X,A10,2X,F7.3,2X,F7.3,2X,F7.3)
C
END DO
RETURN
END

d) subrutina que calcula las constantes de
integración del gobernador de velocidad térmico e
hidráulico y de turbinas térmica e hidráulica

C Esta subrutina calcula las constantes necesarias para
aplicar la regla trapecial de integración para solucionar las
ecuaciones diferenciales de los controles en las maquinas
eléctricas rotatorias del sistema. Se emplea al inicio de
cada paso de integración (excepto en el paso de integración
en el que ocurre un cambio en la topología del sistema) y
utiliza los valores de las variables de estado en el
intervalo de tiempo anterior.
C
-----
SUBROUTINE CONSINT
C
IMPLICIT NONE
C
INCLUDE 'COMVGEN.FOR'
INCLUDE 'COMMAQS.FOR'
INCLUDE 'COMMONS.FOR'
INCLUDE 'COMMFAL.FOR'
INCLUDE 'COMMGOV.FOR'
INCLUDE 'COMMTUR.FOR'
C
INTEGER I,J,K,M
REAL*8 CAUX1,CAUX2
C
Se calculan las constantes de integración del GOV
C
IF (NGOV.NE.0) THEN
  DO I=1,NGOV
    M=GOVGEN(I)
    K=NODOG(M)

    CAUX1=(SW(M)-WO)/R(I)
    CAUX2=(1-(T2G(I)/T3G(I)))
  C
  IF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-STEAM1') THEN
    MGOVX1(I)=DT/(2.*TG(I)+DT)
    CGOVX1(I)=SGOVX1(I) * (1-2.*MGOVX1(I))
    CGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I) * (PREF(I)-CAUX1)

    MPV(I)=DT/(2.*TSM(I)+DT)
    CPV(I)=SPV(I) * (1-2.*MPV(I))+MPV(I) * GOVRR(I)

  ELSEIF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-STEAM2') THEN
    MGOVX3(I)=DT/(2.*TG(I)+DT)
    CGOVX3(I)=SGOVX3(I) * (1-2.*MGOVX3(I))
    CGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I) * (1-
      (T2G(I)/TG(I))) * CAUX1

    MPV(I)=DT/(2.*TSM(I)+DT)
    CPV(I)=SPV(I) * (1-2.*MPV(I))+MPV(I) * GOVRR(I)

  ELSEIF (GOVMOD(I) .EQ. 'XXXXXTGOV1') THEN
    MGOVX1(I)=DT/(2.*TG(I)+DT)
    CGOVX1(I)=SGOVX1(I) * (1-2.*MGOVX1(I))
    CGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I) * (1/R(I)) * (PREF(I)-
      (SW(M)-WO))

    MGOVX3(I)=DT/(2.*T3G(I)+DT)
    CGOVX3(I)=SGOVX3(I) * (1-2.*MGOVX3(I))
    CGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I) * SGOVX1(I) * CAUX2

  ELSEIF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-HIDRO1') THEN
    MGOVX1(I)=DT/(2.*TG(I)+DT)
    CGOVX1(I)=SGOVX1(I) * (1-2.*MGOVX1(I))
    CGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I) * (PREF(I)-CAUX1)
    MGOVX3(I)=DT/(2.*T3G(I)+DT)
    CGOVX3(I)=SGOVX3(I) * (1-2.*MGOVX3(I))
    CGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I) * CAUX2 * SGOVX1(I)

  ELSEIF (GOVMOD(I) .EQ. 'GOV-HIDRO2') THEN
    MGOVX1(I)=DT/(2.*TG(I)+DT)
    CGOVX1(I)=SGOVX1(I) * (1-2.*MGOVX1(I))
    CGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I) * CAUX1

    MGOVX3(I)=DT/(2.*T3G(I)+DT)
    CGOVX3(I)=SGOVX3(I) * (1-2.*MGOVX3(I))
    CGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I) * CAUX2 * SGOVX1(I)

  END IF
  END DO
  END IF
C
C Se calculan las constantes de integración de TUR
C
IF (NTUR.NE.0) THEN
  DO I=1,NTUR
  C
  IF (TURMOD(I) .EQ. 'G-STEAM') THEN
    MTURX1(I)=DT/(2.*T1V(I)+DT)
    CTURX1(I)=STURX1(I) * (1-
      2.*MTURX1(I))+MTURX1(I) * SPV(I)

    MTURX2(I)=DT/(2.*T2V(I)+DT)
    CTURX2(I)=STURX2(I) * (1-
      2.*MTURX2(I))+MTURX2(I) * STURX1(I)

    MTURX3(I)=DT/(2.*T3V(I)+DT)
    CTURX3(I)=STURX3(I) * (1-
      2.*MTURX3(I))+MTURX3(I) * STURX2(I)

    MTURX4(I)=DT/(2.*T4V(I)+DT)
    CTURX4(I)=STURX4(I) * (1-
      2.*MTURX4(I))+MTURX4(I) * STURX3(I)

    ELSEIF (TURMOD(I) .EQ. 'S-HIDRO') THEN
    MTURX1(I)=DT/(TW(I)+DT)
    CTURX1(I)=STURX1(I) * (1-
      2.*MTURX1(I))+MTURX1(I) * 3 * SPV(I)

  END IF
  END DO
  END IF
C
e) subrutina que integra las ecuaciones
diferenciales de los modelos de gobernadores y
turbinas

```

Implementación de Modelos de Turbina-Gobernador de Velocidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

C Esta subrutina integra las ecuaciones diferenciales que representan a los diferentes controles de velocidad de las maquinas sincronas, al evaluar las ecuaciones algebraicas que se obtienen después de aplicar la regla trapecial de integración.

```

C-----
SUBROUTINE DINGOV
C
  IMPLICIT NONE
C
  INCLUDE 'COMMAQS.FOR'
  INCLUDE 'COMMGOV.FOR'
  INCLUDE 'COMMFAL.FOR'
C
  INTEGER I,M,K
  REAL*8 CAUX1,CAUX2
C-----
C
  DO I=1,NGOV
    M=GOVGEN(I)
C
    CAUX1=(SW(M)-WO)/R(I)
    CAUX2=(1-(T2G(I)/T3G(I)))
C
    IF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-STEAM1')THEN
C
      SGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I)*(PREF(I)-CAUX1)
      GOVERR(I)=SGOVX1(I)
      SPV(I)=CPV(I)+MPV(I)*GOVERR(I)
C
      ELSEIF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-STEAM2')THEN
C
        SGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I)*(1-
(T2G(I)/TG(I)))*CAUX1
        GOVX1(I)=SGOVX3(I)+(T2G(I)/TG(I))*CAUX1
        GOVERR(I)=PREF(I)-GOVX1(I)
        SPV(I)=CPV(I)+MPV(I)*GOVERR(I)
C
        ELSEIF(GOVMOD(I).EQ.'XXXXXTGOV1')THEN
C
          SGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I)*(1/R(I))*(PREF(I)-
(SW(M)-WO))
          SGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I)*SGOVX3(I)*CAUX2
          ELSEIF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-HIDRO1')THEN
            SGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I)*(PREF(I)-CAUX1)
            SGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I)*CAUX2*SGOVX1(I)
            SPV(I)=SGOVX3(I)+(T2G(I)/T3G(I))*SGOVX1(I)
C
            ELSEIF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-HIDRO2')THEN
              SGOVX1(I)=CGOVX1(I)+MGOVX1(I)*CAUX1
              SGOVX3(I)=CGOVX3(I)+MGOVX3(I)*CAUX2*SGOVX1(I)
              GOVX2(I)=SGOVX3(I)+(T2G(I)/T3G(I))*SGOVX1(I)
              SPV(I)=PREF(I)-GOVX2(I)
C
            END IF
          END DO
C
          RETURN
        END
  END DO

```

Esta subrutina integra las ecuaciones diferenciales que representan a las diferentes turbinas térmicas e hidráulicas de las maquinas sincronas, al evaluar las ecuaciones algebraicas que se obtienen después de aplicar la regla trapecial de integración.

```

C-----
SUBROUTINE DINTUR
C
  IMPLICIT NONE
C
  INCLUDE 'COMMAQS.FOR'
  INCLUDE 'COMMGOV.FOR'
  INCLUDE 'COMMTUR.FOR'
  INCLUDE 'COMMFAL.FOR'
C
  INTEGER I,M
C-----
C
  DO I=1,NTUR
C
    IF(TURMOD(I).EQ.'G-STEAM')THEN
C
      STURX1(I)=CTURX1(I)+MTURX1(I)*SPV(I)
      STURX2(I)=CTURX2(I)+MTURX2(I)*STURX1(I)
      STURX3(I)=CTURX3(I)+MTURX3(I)*STURX2(I)
      STURX4(I)=CTURX4(I)+MTURX4(I)*STURX3(I)
C
      M=TURGEN(I)
C
      PM(M)=K1(I)*STURX1(I)+K2(I)*STURX2(I)

```

```

PM(M)=PM(M)+K3(I)*STURX3(I)+K4(I)*STURX4(I)
C
  IF(PM(M).GT.PMAX(I))THEN
    PM(M)=PMAX(I)
  ELSE IF(PM(M).LT.PMIN(I))THEN
    PM(M)=PMIN(I)
  END IF
C
  ELSEIF(TURMOD(I).EQ.'S-HIDRO')THEN
C
    STURX1(I)=CTURX1(I)+MTURX1(I)*3*SPV(I)
    M=TURGEN(I)
    PM(M)=STURX1(I)-2*SPV(I)
C
  END IF
  END DO
C
  RETURN
  END

```

e) subrutina que actualiza los valores de las variables integradas

C Esta subrutina cambia los valores anteriores por los nuevos valores calculados de las variables de la red (voltajes) y las variables de estado de las maquinas eléctricas.

```

C-----
SUBROUTINE CAMBIO
C
  IMPLICIT NONE
C
  INCLUDE 'COMMONS.FOR'
  INCLUDE 'COMVGEN.FOR'
  INCLUDE 'COMMTUR.FOR'
  INCLUDE 'COMMGOV.FOR'
C
  INTEGER I,M,K
C-----
C
  Variables de los sistemas de control de la turbina
C
  IF(NTUR.NE.0)THEN
    DO I=1,NTUR
C
      IF(TURMOD(I).EQ.'G-STEAM')THEN
        TURX1(I)=STURX1(I)
        TURX2(I)=STURX2(I)
        TURX3(I)=STURX3(I)
        TURX4(I)=STURX4(I)
C
      ELSEIF(TURMOD(I).EQ.'S-HIDRO')THEN
        TURX1(I)=STURX1(I)
C
      END IF
    END DO
  END IF
C
  Variables de los sistemas de control del gobernador
C
  IF(NGOV.NE.0)THEN
    DO I=1,NGOV
C
      IF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-STEAM1')THEN
        GOVX1(I)=SGOVX1(I)
        PV(I)=SPV(I)
C
      ELSEIF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-STEAM2')THEN
        GOVX3(I)=SGOVX3(I)
        PV(I)=SPV(I)
C
      ELSEIF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-HIDRO1')THEN
        GOVX1(I)=SGOVX1(I)
        GOVX3(I)=SGOVX3(I)
        PV(I)=SPV(I)
C
      ELSEIF(GOVMOD(I).EQ.'GOV-HIDRO2')THEN
        GOVX1(I)=SGOVX1(I)
        GOVX3(I)=SGOVX3(I)
        PV(I)=SPV(I)
C
      END IF
    END DO
  END IF

```

IF