

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **CONTROL DE LA POTENCIA ACTIVA DEL PARQUE EÓLICO, PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**ALULEMA CHILUIZA DARÍO PATRICIO**

**darionalulema@hotmail.com**

**DIRECTOR DR. CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA**

**carlos.gallardo@epn.edu.ec**

**Quito, septiembre de 2013**

## DECLARACIÓN

Yo, Alulema Chiluiza Darío Patricio, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

ALULEMA CHILUIZA DARÍO PATRICIO

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alulema Chiliza Darío Patricio, bajo mi supervisión.

---

DR. CARLOS FABIAN GALLARDO

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres por brindarme su apoyo en cada instante de mi vida, a mis queridos hermanos y familia por ayudarme cada vez que lo necesité.

Mis agradecimientos a la Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, a la carrera de Ingeniería Eléctrica, por los conocimientos, experiencias ,por todas las personas que pude conocer en mi vida estudiantil y a todos los profesores que forman esta prestigiosa carrera.

Al Dr. Carlos Gallardo, quién a través de sus conocimientos y experiencia supo guiarme de una manera adecuada, para que el presente trabajo pueda ser finalizado.

A Dios que siempre ha estado conmigo.

## DEDICATORIA

*A mis padres Francisco y Rosita que me dieron la vida y siempre han estado en cada paso de ella.*

*A mis queridos hermanos Alex, Rapha, Washo y Verito que siempre me han querido como yo a ellos y a toda mi familia que la llevo en el corazón.*

*Este trabajo es para ustedes, como una pequeña muestra de agradecimiento de todo lo que me han enseñado y brindado.*

## RESUMEN

El presente trabajo propone una metodología para amortiguar oscilaciones electromecánicas en un sistema eléctrico de potencia con presencia de parques eólicos. El proceso consiste en aplicar pequeños cambios sucesivos a determinados parámetros del sistema, con el objetivo de modificar el punto de operación y desplazar hacia la izquierda en el plano complejo los autovalores inestables que dicho sistema presenta. Los parámetros sobre los que se actúa son el re-despacho de generación y la tensión en las barras; por lo tanto, el estudio abordado es un problema de pequeña señal que consiste en la búsqueda de un punto de operación estable a partir de un sistema inestable o con modos de oscilación poco amortiguados.

El estabilizador de potencia ha sido hasta el momento la solución más efectiva y económica para proveer adicional amortiguamiento a un sistema; sin embargo, debido al creciente ingreso de energía eólica, estos dispositivos no serán capaces de entregar el amortiguamiento adicional requerido. Por ejemplo, si los generadores en los cuales se ha instalado este dispositivo están fuera de servicio, o simplemente por reducción de su potencia debido al ingreso de generación eólica.

Complementariamente se presenta un sistema de control de la potencia activa aplicado a los aerogeneradores de velocidad variable, conocido en este trabajo como estabilizador de parques eólicos. Este control no intenta reproducir el comportamiento de una planta de generación convencional, el propósito de este lazo de control es el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas y principalmente las oscilaciones entre áreas. Por lo que este trabajo abarca también un estudio de estabilidad transitoria.

Para la aplicación de este control se requiere que los aerogeneradores soporten huecos de tensión como lo establece la norma; para obtener una evaluación del funcionamiento del control se utiliza descomposición modal aplicada al flujo de potencia activa entre barras del sistema, los resultados se obtienen utilizando el método de aproximación de mínimos cuadrados provisto por el software PSS/E.

## ALCANCE

El presente estudio de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, busca el ingreso satisfactorio de energía eólica dentro de una matriz energética conformada en su mayoría por generación convencional.

Para esto se parte de un modelo de aerogenerador preestablecido en PSS/E, en el cual se realiza el cambio de potencia activa mediante un nuevo lazo de control en el que intervienen solamente señales locales del sistema.

Una vez ingresado el nuevo lazo de control conocido como estabilizador eólico. Se realizan estudios de estabilidad en pequeña señal y estabilidad transitoria con el nuevo lazo de control y sin éste, para verificar la viabilidad o no de dicho cambio en aerogeneradores y parques eólicos.

## **JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

En el panorama actual resulta necesario conocer e investigar el impacto y las ventajas que la generación eólica presenta, de manera que se permita una óptima integración de estas nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica.

Para esto se realizan estudios de estabilidad en pequeña señal que permitan conocer el efecto de dicha generación inmersa en un SEP, además mediante estudios de estabilidad transitoria se comprueba la eficacia de los estabilizadores eólicos en el amortiguamiento global del sistema.

Debido a que el estabilizador eólico está inspirado en los PSS, su lazo de control usa variables locales lo que significa que no hay necesidad de elementos extras de medida, por lo que no encarece su costo representando así un proyecto económicamente viable.

Finalmente con el avance tecnológico se podría acoplar el estabilizador eólico WPSS, directamente en aerogeneradores modernos o se podría exigir que sea parte primordial en un parque eólico.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
RESUMEN.....	V
ALCANCE.....	VI
JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	VII
CONTENIDO.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XX
CAPÍTULO 1 .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 PROYECCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ECUADOR.....	2
1.2 ESTABILIDAD OSCILATORIA.....	4
1.3 PLANTEAMIENTO DE OBJETIVOS.....	5
1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS .....	6
CAPÍTULO 2 .....	7
ESTADO DEL ARTE.....	7
2.1 DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD .....	7
2.1.1 CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	8

2.1.2 ESTABILIDAD DE ÁNGULO DE ROTOR.....	9
2.1.3 ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	16
2.1.4 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.....	19
2.2 ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL.....	20
2.2.1 MODELO DE ESPACIO DE ESTADO.....	21
2.2.2 ANÁLISIS DE AUTOVALORES Y ESTABILIDAD.....	23
2.2.3 AUTOVECTORES Y MATRICES MODALES.....	26
2.2.4 FACTORES DE PARTICIPACIÓN.....	27
2.2.5 ESTABILIZADORES DE POTENCIA (PSS).....	28
2.3 CONTRIBUCIÓN DEL AEROGENERADOR PARA LA ESTABILIDAD.....	30
2.3.1 CAPACIDAD DE LOS AEROGENERADORES ANTE CAÍDAS DE TENSIÓN.....	31
CAPÍTULO 3.....	33
MODELO EQUIVALENTE DEL PARQUE EÓLICO.....	33
3.1 REPRESENTACIÓN DE UNA PLANTA EÓLICA.....	33
3.2 TIPO DE AEROGENERADORES.....	34
3.2.1 AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO... 35	
3.2.1.1 Límites de potencia del generador estático.....	36
3.2.2 GENERADOR EÓLICO DE CONVERSIÓN TOTAL.....	37
3.3 EQUIVALENTE DEL PARQUE EÓLICO.....	38
3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO EQUIVALENTE.....	40
3.3.1.1 Línea de Transmisión para la Interconexión.....	40
3.3.1.2 Sub-estación Transformadora.....	40
3.3.1.3 Compensación Reactiva.....	41
3.3.1.4 Sistema Colector Equivalente.....	42
3.3.1.5 Transformador Equivalente.....	43

3.3.1.6 Aerogenerador Equivalente .....	44
3.4 CONSIDERACIONES PARA DISEÑO DE PARQUES EÓLICOS .....	45
CAPÍTULO 4 .....	48
ANÁLISIS DEL PUNTO DE OPERACIÓN Y ESTABILIDAD EN PEQUEÑA SEÑAL .....	48
4.1 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO .....	48
4.2 ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL.....	50
4.3 ESTABILIDAD Y AMORTIGUAMIENTO DEL SISTEMA .....	53
4.3.1 VARIANDO LA POTENCIA GENERADA .....	53
4.3.2 VARIANDO LA TENSIÓN EN LAS BARRAS.....	54
4.3.3 CAMBIANDO SIMULTÁNEAMENTE VARIOS PARÁMETROS.....	57
CAPÍTULO 5 .....	58
APLICACIÓN DE ESTABILIZADORES EÓLICOS PARA ESTABILIDAD Y AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES.....	58
5.1 DESCRIPCIÓN DEL ESTABILIZADOR DE PARQUES EÓLICOS.....	58
5.1.1 EJECUCIÓN PRÁCTICA Y VIABILIDAD .....	62
5.1.2 CONTRIBUCIÓN A LA REGULACIÓN PRIMARIA.....	62
5.2 APLICACIÓN AL SISTEMA NEW ENGLAND .....	64
5.2.1 ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL .....	64
5.2.1.1 Efecto de la ganancia en los autovalores .....	65
5.2.2 ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	67
5.2.2.1 Cortocircuito trifásico en la barra 4.....	70
5.2.2.2 Descomposición Modal .....	76
5.2.2.3 Pérdida de generación en la barra 32 .....	98
5.2.2.4 Descomposición Modal .....	103

3.2.2.5 Cortocircuito trifásico en la barra 1 .....	117
5.2.2.6 Descomposición Modal .....	123
CAPÍTULO 6 .....	144
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	144
6.1 CONCLUSIONES .....	144
6.2 RECOMENDACIONES .....	147
ANEXOS .....	150
A.1 Modelo de Parque Eólico y Estabilizador Eólico en PSS/E .....	151

## ÍNDICE DE FIGURAS

### CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Proyección de la Demanda de Potencia Media.....	2
Figura 1.2 Aerogenerador de velocidad variable.....	3

### CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Clasificación de Estabilidad.....	7
Figura 2.2 Curva Potencia-Ángulo .....	10
Figura 2.3 Esquema oscilaciones entre áreas.....	11
Figura 2.4 Oscilaciones para modos entre áreas .....	11
Figura 2.5 Esquema oscilaciones locales.....	11
Figura 2.6 Oscilaciones para modos locales.....	12
Figura 2.7 Esquema oscilaciones entre máquinas .....	12
Figura 2.8 Modos de control.....	13
Figura 2.9 Modos de torsión.....	13
Figura 2.10 Oscilaciones para modos de torsión .....	14
Figura 2.11 Distribución de Modos oscilatorios.....	15
Figura 2.12 Representación del espacio de estado .....	23
Figura 2.13 Autovalores y Respuesta Asociada.....	25
Figura 2.14 Estabilizador de Potencia.....	28
Figura 2.15 Estabilizador con señal de entrada de velocidad.....	29
Figura 2.16 Modelo de estabilizador para aplicación computacional.....	29

Figura 2.17 Respuesta típica frente a Caída de Tensión .....	31
--	----

### **CAPÍTULO 3**

Figura 3.1 Diagrama de una planta de energía eólica.....	33
Figura 3.2 Modelos de Aerogeneradores.....	34
Figura 3.3 Curva Potencia vs Velocidad de la Turbina .....	36
Figura 3.4 Curva de Capabilidad del DFIG-Q.....	37
Figura 3.5 Curva de Capabilidad del Full-Converter-Q.....	38
Figura 3.6 Diagrama unifilar del parque eólico.....	39
Figura 3.7 Representación equivalente una sola máquina.....	40
Figura 3.8 Curvas P-Q para diferentes Niveles de Tensión.....	41
Figura 3.9 Cálculo de parámetros equivalentes del sistema colector .....	42
Figura 3.10 Transformador equivalente-aerogeneradores .....	43
Figura 3.11 Inyección de corriente de cada aerogenerador .....	44
Figura 3.12 Curva Potencia de salida vs Velocidad del viento.....	45
Figura 3.13 Curvas P-Q (compensación reactiva).....	47

### **CAPÍTULO 4**

Figura 4.1 Sistema de New England 10 generadores, 39 barras modificado.....	49
Figura 4.2 Autovalores del sistema New England con Parques eólicos.....	50
Figura 4.3 Sistema New England modificado con autovalores inestables.....	52
Figura 4.4 Redespacho de potencia activa G9, efecto en los autovalores.....	53

Figura 4.5 Movimiento del autovalor inestable.....	54
Figura 4.6 Variación de la tensión en la barra 38, generador 9.....	56
Figura 4.7 Redespacho de potencia activa G9 e incremento de tensión B38.....	57

## CAPÍTULO 5

Figura 5.1 Modelo de control del aerogenerador.....	58
Figura 5.2 Control de la frecuencia primaria .....	63
Figura 5.3 Sistema New England sin estabilizadores eólicos.....	64
Figura 5.4 Efecto de la ganancia en los autovalores.....	65
Figura 5.5 Trayectoria del autovalor inestable al variar la ganancia.....	66
Figura 5.6 Flujo en línea 39-9, y componentes modales entre áreas 2 y 5.....	68
Figura 5.7 Componentes modales 10, 11, 12, 13 y 4, 6, 7, 8, 9.....	69
Figura 5.8 Sistema de New England, falla en la barra 4.....	70
Figura 5.9 Potencia de salida en los parques eólicos y Generador 1 con ganancia 0.....	71
Figura 5.10 Flujo de potencia en las líneas 39-9,39-1,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancia 0.....	71
Figura 5.11 Flujo de potencia en las líneas 39-9,39-1,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 35 y 60.....	72
Figura 5.12 Flujo de potencia en las líneas 39-9,39-1,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 120 y 240.....	73
Figura 5.13 Potencia de salida en los parques eólicos y Generador 1 con ganancias 35 y 60.....	74

Figura 5.14 Potencia de Salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 120 y 240.....	75
Figura 5.15 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 39-9 con ganancias 0 y 35.....	78
Figura 5.16 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 39-9 con ganancias 60 y 120.....	79
Figura 5.17 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 5, 4, y 2.....	80
Figura 5.18 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 1-39 con ganancias 0 y 35.....	82
Figura 5.19 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 1-39 con ganancias 60 y 120.....	83
Figura 5.20 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 5, 2, y 5.....	83
Figura 5.21 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 0 y 35.....	85
Figura 5.22 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 60 y 120.....	86
Figura 5.23 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 4, 4, y 2.....	87
Figura 5.24 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 0 y 35.....	89
Figura 5.25 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 60 y 120.....	90
Figura 5.26 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 3, y 3.....	90
Figura 5.27 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 0 y 35.....	92

Figura 5.28 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 60 y 120.....	93
Figura 5.29 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 4, 2, y 2.....	94
Figura 5.30 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 0 y 35.....	96
Figura 5.31 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 60 y 120.....	97
Figura 5.32 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 5, 2, y 2.....	97
Figura 5.33 Sistema de New England, Pérdida de generación barra 32, generador 3.....	98
Figura 5.34 Potencia de Salida en los parques eólicos con ganancia 0.....	99
Figura 5.35 Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancia 0.....	99
Figura 5.36 Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 35 y 60.....	100
Figura 5.37 Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 120.....	101
Figura 5.38 Potencia de salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 35 y 60.....	102
Figura 5.39 Potencia de salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 120.....	102
Figura 5.40 Componentes modales del flujo de potencia 39-9 con ganancias 0 y 35.....	104
Figura 5.41 Componentes modales del flujo línea 39-9 con ganancias 60 y 120. .....	105

Figura 5.42 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 2, 2, y 3.....	106
Figura 5.43 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancia 0 y 35.....	107
Figura 5.44 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancias 60 y 120.....	109
Figura 5.45 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 2, 2, y 3.....	109
Figura 5.46 Componentes modales del flujo en línea 17-16 con ganancias 0 y 35.....	111
Figura 5.47 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 60 y 120.....	112
Figura 5.48 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 2, y 2.....	113
Figura 5.49 Componentes modales del flujo de potencia en la línea 14-13 con ganancias 0 y 35.....	115
Figura 5.50 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 60 y 120.....	116
Figura 5.51 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 5, 3, 3, y 4.....	116
Figura 5.52 Sistema de New England, falla en la barra 1.....	117
Figura 5.53 Potencia de Salida en los parques eólicos con ganancia 0.....	118
Figura 5.54 Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancia 0.....	118
Figura 5.55 Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 35 y 60.....	119

Figura 5.56 Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 120 y 240.....	120
Figura 5.57 Potencia de Salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 35 y 60.....	121
Figura 5.58 Potencia de Salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 120 y 240.....	122
Figura 5.59 Componentes modales del flujo de potencia en la línea 39-9 con ganancias 0 y 35.....	124
Figura 5.60 Componentes modales del flujo de potencia en la línea 39-9 con ganancias 0 y 35.....	125
Figura 5.61 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 3, 2, y 2.....	126
Figura 5.62 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancias 0 y 35.....	128
Figura 5.63 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancias 60 y 120.....	129
Figura 5.64 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 2, y 2.....	129
Figura 5.65 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancia 0 y 35.....	131
Figura 5.66 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 60 y 120.....	132
Figura 5.67 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 5, 2, 3, y 3.....	132
Figura 5.68 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 0 y 35.....	135

Figura 5.69 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 60 y 120.....	136
Figura 5.70 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 3, 2, y 2.....	136
Figura 5.71 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 0 y 35.....	138
Figura 5.72 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 60 y 120.....	139
Figura 5.73 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 2, y 3.....	140
Figura 5.74 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 0 y 35.....	142
Figura 5.75 Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 60 y 120.....	143
Figura 5.76 Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 3, 2, y 5.....	143

## ÍNDICE DE TABLAS

### CAPÍTULO 1

Tabla 1.1 Proyección de la Demanda según PME .....	2
--	---

### CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 Parámetros equivalentes de sistemas colectores estándar.....	43
--	----

### CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 Generación modificada del sistema New England.....	51
--	----

Tabla 4.2 Carga modificada para el sistema New England.....	51
---	----

### CAPÍTULO 5

Tabla 5.1 Oscilaciones entre áreas, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	66
---	----

Tabla 5.2 Descomposición modal, flujo de potencia línea 39-9.....	67
---	----

Tabla 5.3 Descomposición modal flujo de potencia línea 39-9, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	77
--	----

Tabla 5.4 Descomposición modal flujo de potencia línea 1-39, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	81
--	----

Tabla 5.5 Descomposición modal flujo de potencia línea 17-16, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	84
---	----

Tabla 5.6 Descomposición modal flujo de potencia línea 4-14, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	88
--	----

Tabla 5.7 Descomposición modal flujo de potencia línea 14-13, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	91
Tabla 5.8 Descomposición modal flujo de potencia línea 16-19, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	95
Tabla 5.9 Descomposición modal flujo de potencia 39-9, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	103
Tabla 5.10 Descomposición modal flujo de potencia línea 26-29, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	107
Tabla 5.11 Descomposición modal flujo de potencia en línea 17-16, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	110
Tabla 5.12 Descomposición modal flujo de potencia línea 14-13, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	114
Tabla 5.13 Descomposición modal flujo de potencia línea 39-9, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	123
Tabla 5.14 Descomposición modal flujo de potencia línea 26-29, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	127
Tabla 5.15 Descomposición modal flujo de potencia línea 17-16, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	130
Tabla 5.16 Descomposición modal flujo de potencia línea 4-14, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	132
Tabla 5.17 Descomposición modal flujo de potencia línea 14-13, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	137
Tabla 5.18 Descomposición modal flujo de potencia línea 16-19, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.....	141

## CAPÍTULO 1

### INTRODUCCIÓN

Acorde a la creciente demanda de energía en el País y tomando en cuenta el proceso de transformación de su matriz energética y agregando a esto el elevado deterioro del medio ambiente debido a formas de energía basadas en el carbón, se hace necesaria la implementación de nuevas tecnologías, que permitan una generación de energía limpia y renovable.

El presente estudio sobre estabilidad en pequeña señal y estabilidad transitoria, permitirá el ingreso satisfactorio de dichas tecnologías (aerogeneradores) al panorama energético del País; para ello se toma en cuenta las necesidades energéticas y los posibles escenarios que afectan dicho proyecto.

En este caso la instalación de energía eólica lleva a la sustitución de una parte de generación convencional. En determinadas situaciones cuando la demanda del sistema sea baja y la velocidad del viento alta el comportamiento dinámico del sistema después de una perturbación es diferente de lo habitual; ya que por lo general dichos aerogeneradores no participan en el control de frecuencia y voltaje.

El objetivo principal de los aerogeneradores de velocidad variable, es aprovechar al máximo la energía obtenida del viento y además utilizar la tecnología eólica para contribuir a la estabilidad de voltaje [1, 2].

Actualmente existe una gran preocupación del efecto de los parques eólicos en aspectos como: las oscilaciones electromecánicas producidas por perturbaciones de pequeña magnitud (pequeña señal), las producidas por perturbaciones de gran magnitud (gran señal) y en general su influencia en el amortiguamiento global del sistema.

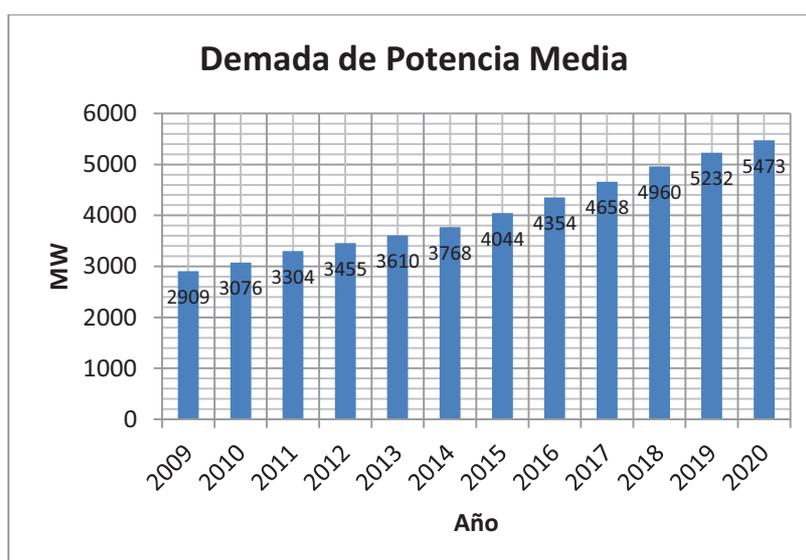
Debido a la evolución tecnológica de los aerogeneradores y sus nuevas características desarrolladas durante los últimos años; estos podrían ser utilizados para mantener e incluso mejorar la estabilidad del sistema [3].

## 1.1 PROYECCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ECUADOR

Teniendo en cuenta lo histórico y las estadísticas de años pasados, en cuanto a generación de energía eléctrica en el País. Podemos realizar un pronóstico de la demanda en bornes de generación; para lo cual se suma a los valores correspondientes al nivel de barra de subestación principal, los consumos propios de las plantas generadoras y las pérdidas del sistema de transmisión.

**Tabla 1.1:** Proyección de la Demanda según PME. [4]

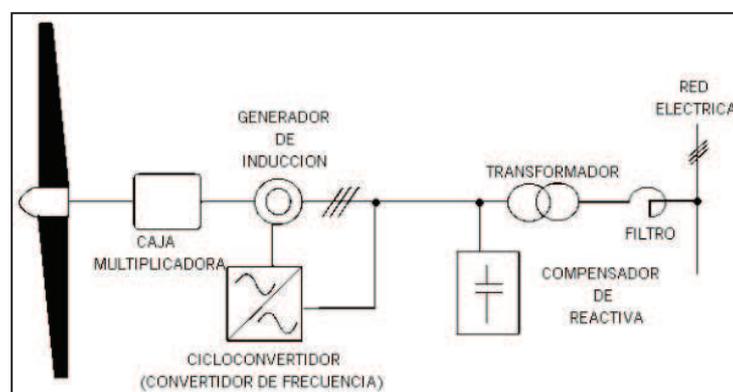
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR
	2009	2 883	2 909	2 933	16 992	17 148
2010	3 036	3 076	3 121	18 075	18 449	18 797
2011	3 234	3 304	3 378	19 539	20 097	20 617
2012	3 354	3 455	3 558	20 327	21 076	21 783
2013	3 477	3 610	3 746	21 134	22 082	22 991
2014	3 601	3 768	3 940	21 944	23 107	24 237
2015	3 839	4 044	4 253	23 500	24 897	26 265
2016	4 110	4 354	4 605	25 182	26 830	28 455
2017	4 371	4 658	4 953	26 808	28 726	30 628
2018	4 626	4 960	5 302	28 402	30 611	32 812
2019	4 849	5 232	5 625	29 807	32 328	34 849
2020	5 037	5 473	5 919	30 996	33 852	36 718



**Figura 1.1:** Proyección de la Demanda de Potencia Media

Además se debe considerar los proyectos eólicos que a futuro conformarán parte de la nueva matriz energética del Ecuador, así de momento podemos acotar el parque eólico Villonaco situado en la ciudad de Loja, el mismo que aporta con 16.5 MW al consumo energético del País.

El ingreso de generación eólica al Sistema Nacional Interconectado en condiciones aceptables de seguridad plantea algunos retos tecnológicos: derivados por un lado del carácter variable y no programado de la generación eólica y por otro de la tecnología de los aerogeneradores. Esta tecnología es sustancialmente diferente de las plantas convencionales. A este respecto, si bien los primeros parques emplearon turbinas de velocidad fija con generadores asíncronos con rotor cortocircuitado; en los últimos años la tendencia dominante ha sido la de instalar turbinas de velocidad variable; bien con generadores asíncronos doblemente alimentados o bien con generadores síncronos acoplados a la red mediante convertidores electrónicos en el estator. Figura 1.2



**Figura 1.2:** Aerogenerador de velocidad variable [17]

Un buen ejemplo del esfuerzo realizado para la integración de la generación eólica es la normativa de conexión desarrollada para asegurar el mantenimiento de la producción eólica después de la aparición de huecos de tensión por la red de transporte [3]. Esta normativa permite aprovechar las posibilidades tecnológicas de los aerogeneradores para mejorar la seguridad del sistema eléctrico.

Esta tesis dirige un esquema de diseño e implementación de una estrategia novel de control para un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), del tipo empleado en aerogeneradores para proveer soporte a la operación del sistema eléctrico.

Se presenta que este nuevo lazo de control provee características de: control operacional compatible con fuentes de energía convencionales, la habilidad de contribuir al soporte de tensión y recuperación luego de una falla, la habilidad de proveer un estabilizador para el sistema eléctrico con capacidad que mejore el amortiguamiento de todo el sistema, así como la capacidad de contribuir a la frecuencia a corto plazo seguido por pérdida de generación. Una red simple pero realista que combina generadores sincrónicos y aerogeneradores doblemente alimentados han sido modelados y usados para evaluar su comportamiento dinámico.

## **1.2 ESTABILIDAD OSCILATORIA**

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas muy grandes, no lineales, con muchos modos de oscilación poco amortiguados. Si el amortiguamiento de estos modos es pequeño o negativo, las oscilaciones resultantes podrían causar un mal funcionamiento del sistema o dañar sus componentes.

Oscilaciones demasiado grandes provocan que las tensiones sobrepasen los límites establecidos, los sensores detectan estos cambios y envían señales para que actúen los sistemas de control y protección. Por lo tanto, al salir de operación elementos del sistema como parques eólicos, la red se debilita apareciendo problemas como sobrecarga, bajas tensiones, e inestabilidad de tensión.

El sistema está sujeto continuamente a perturbaciones de pequeña magnitud como: cambios de carga y generación provocando desbalances que causan oscilaciones en el ángulo del rotor de las máquinas sincrónicas. Por esta razón, estas oscilaciones deben ser amortiguadas ya sea por los elementos de control del sistema, o de alguna otra manera, como actuar sobre parámetros del sistema, con el fin de evitar pérdida de sincronismo de las máquinas, la cual podría conducir a inestabilidad transitoria [5].

Las perturbaciones inherentes en los sistemas de potencia provocan desequilibrios entre el torque mecánico y el torque electromagnético, tal desequilibrio se manifiesta en forma de crecientes oscilaciones angulares de algunos generadores que puede llevar a la pérdida de sincronismo. El cambio en el torque electromagnético de una máquina sincrónica luego de una perturbación está compuesto por un componente sincronizante del par en fase con la desviación del ángulo del rotor, y un componente de amortiguamiento del par en fase con la desviación de la velocidad [5].

La inestabilidad que puede resultar se manifiesta de dos maneras:

- a) Oscilaciones crecientes del ángulo del rotor, debido a la falta de par de amortiguamiento.
- b) Aumento del ángulo del rotor en forma no oscilatoria o no periódica debido a la falta de par sincronizante.

Actualmente el problema de estabilidad de pequeña señal esta únicamente asociado con amortiguamiento insuficiente de las oscilaciones. La inestabilidad no periódica ha sido eliminada, principalmente con el uso de reguladores de tensión de acción continua en los generadores.

### **1.3 PLANTEAMIENTO DE OBJETIVOS**

Dentro del marco general de incremento de parques eólicos y su influencia en la estabilidad oscilatoria o en pequeña señal, esta tesis aborda el problema de la influencia de dicha generación, sobre la estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas del sistema.

Los objetivos propuestos abarcan dos aspectos distintos del problema: 1) estabilidad y amortiguamiento de estas oscilaciones y 2) analizar la contribución de los parques eólicos al amortiguamiento de estas oscilaciones.

El primer objetivo consiste en modificar el punto de operación del sistema, aplicando cambios sucesivos a ciertos parámetros del mismo; principalmente los que más influencia tienen en los modos de oscilación, para conseguir un mejor punto de operación. Es importante aclarar que este método no pretende realizar

grandes cambios a la dinámica del sistema. Puesto que la metodología simplemente busca un punto de operación estable partiendo de un punto de operación inestable, o más estable para un punto de operación, que siendo estable contenga modos de oscilación poco amortiguados.

En el segundo objetivo, se aplica una señal de control suplementaria que ayude a atenuar las oscilaciones de potencia del sistema eléctrico, que lo llamaremos en este trabajo como “estabilizador de parques eólicos”. Esta técnica de control está inspirada en los estabilizadores de potencia, aprovechando la virtud de los aerogeneradores de velocidad variable para realizar el control de potencia activa, el cual es desacoplado del control de potencia reactiva.

#### **1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS**

Capítulo 2: En este capítulo se presentan todos los conceptos y el estado del arte referido a la clasificación de estabilidad, análisis de pequeña señal, métodos de linealización, y descomposición modal, los cuales son la base para el desarrollo de este trabajo.

Capítulo 3: En este apartado se modela un equivalente del Parque eólico y el aerogenerador de velocidad variable tanto en régimen permanente como en dinámico que utilizaremos en este estudio de pequeña señal.

Capítulo 4: Aquí se presenta una metodología para analizar la estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones, que consiste en modificar el punto de operación, mediante el tratamiento de los parámetros del sistema.

Capítulo 5: En este capítulo se describe el estabilizador de parques eólicos para amortiguar oscilaciones inspirado en los estabilizadores de potencia. Esto consiste en un nuevo lazo de control aplicado al aerogenerador de velocidad variable, para que cambie su potencia dependiendo de la variación de frecuencia en su punto de conexión. Para evaluar el desarrollo de este control se realizan eventos como fallas en diferentes elementos del sistema y pérdida de generación, utilizando una metodología de descomposición modal.

## CAPÍTULO 2

### ESTADO DEL ARTE

#### 2.1 DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD

Estabilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia, se define como la capacidad de dicho sistema para recuperar un estado de equilibrio operacional para una condición inicial de operación dada, después de estar sujeto a una perturbación física que puede ser de carácter eléctrico o mecánico; con el mayor número de variables acotadas, así que prácticamente el sistema completo permanece intacto [2, 5, 6].



Figura 2.1: Clasificación de Estabilidad

### **2.1.1 CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Un sistema eléctrico típico moderno es un conjunto de variables de gran orden, cuya respuesta dinámica es influenciada por una amplia variedad de dispositivos con diferentes características y respuestas. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas.

Dependiendo de la topología de la red, condiciones de operación del sistema y la forma de la perturbación; diferentes grupos de fuerzas opuestas podrían experimentar un desbalance que se mantiene, conduciendo a diferentes formas de inestabilidad.

#### **A. Necesidad de la clasificación**

La estabilidad es esencialmente un solo problema, sin embargo las varias formas de inestabilidad que un sistema podría experimentar son variadas; debido a la alta dimensionalidad y complejidad de los mismos.

El análisis de estabilidad incluye identificar importantes factores que contribuyen a la inestabilidad y elaborar métodos para mejorar la operación estable, esto se facilita mucho al clasificar la estabilidad dentro de categorías apropiadas. Por lo tanto, la clasificación es esencial para un análisis práctico significativo y solución de problemas.

#### **B. Categorías de Estabilidad**

La clasificación de Estabilidad se basa en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad se indica por la principal variable del sistema, en el cual la inestabilidad puede ser observada.
- El tamaño de la perturbación considerada, la cual, influye en el método de cálculo y predicción de estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y el lapso de tiempo que tiene que ser tomado en consideración para evaluar la estabilidad.

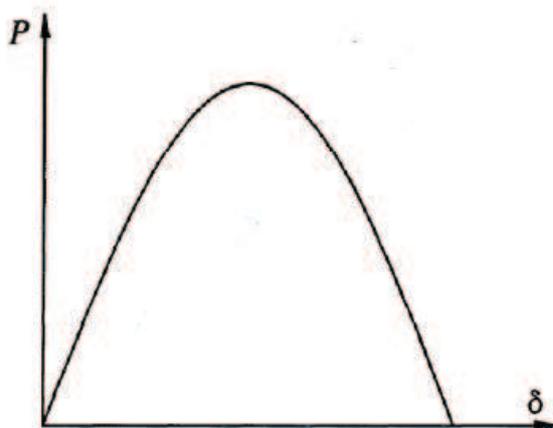
La figura 2.1 presenta la clasificación de estabilidad, identificando sus categorías y sub-categorías. Se describe a continuación las diferentes formas del fenómeno de estabilidad.

### **2.1.2 ESTABILIDAD DE ÁNGULO DE ROTOR**

Estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema interconectado de mantener sincronismo después de haber experimentado una perturbación. Esto radica en la capacidad de mantener, restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y par mecánico de cada máquina sincrónica en el sistema. Inestabilidad que podría ocurrir en la forma de incremento de oscilaciones del ángulo de algunos reguladores llevando a la pérdida de sincronismo con otros generadores.

El problema de la estabilidad de ángulo del rotor envuelve el estudio de oscilaciones electromecánicas inherentes en sistemas eléctricos. Un factor fundamental en este problema es la manera en la cual la potencia de salida de las máquinas sincrónicas varía al cambiar sus ángulos del rotor.

Bajo condiciones de régimen permanente, hay equilibrio entre el par de entrada mecánico y el par electromagnético de salida, entonces la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado, este equilibrio se pierde, resultando en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. Si un generador temporalmente arranca más rápido que otro, la posición angular de su rotor relativo de aquel de la máquina más lenta, adelantará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la rápida, dependiendo de la característica potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y de ahí la separación angular. La característica potencia-ángulo es altamente no lineal. Figura 2.2



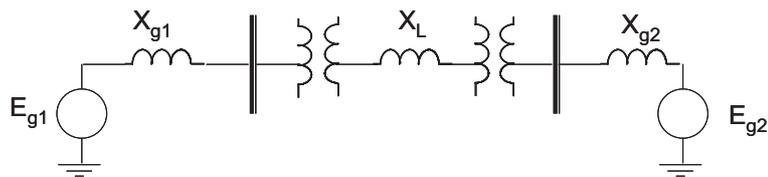
**Figura 2.2:** Curva Potencia-Ángulo

Por conveniencia en análisis y para ganar útil entendimiento en la naturaleza de los problemas de la estabilidad, es útil caracterizar la estabilidad del rotor en términos de las siguientes dos sub-categorías [7]:

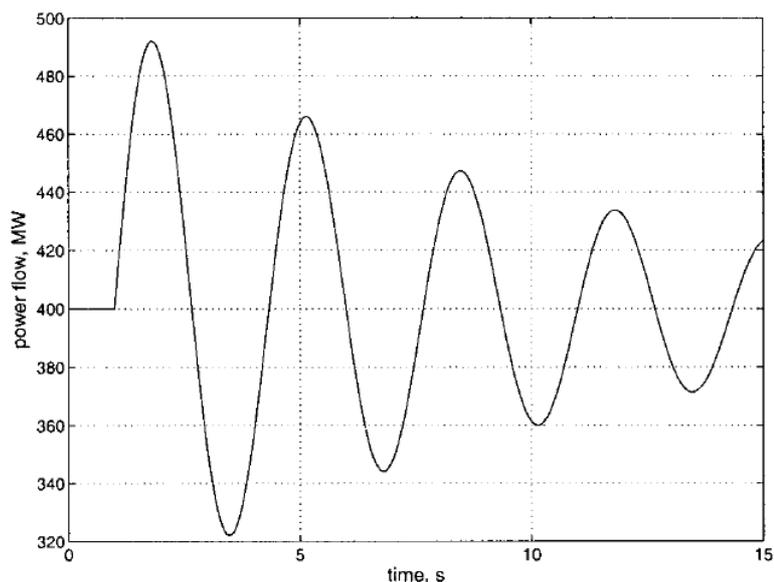
- 1) Estabilidad del Ángulo del rotor en Pequeña señal (perturbación pequeña) se refiere a la capacidad del sistema para mantener sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Las mismas pueden considerarse pequeñas tal que se permite la linealización de las ecuaciones del sistema para propósitos de análisis.

Y a su vez, en sistemas eléctricos de potencia grandes, los problemas de estabilidad de pequeña señal pueden ser de diferentes tipos a saber [8]:

- a) Modos entre áreas: Estas oscilaciones involucran a un grupo de máquinas en un área, las cuales tienen un comportamiento coherente entre ellas y que oscilan en oposición frente a un grupo de generadores en otra área del sistema. Estas áreas están interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.2 y 0.7 Hz.

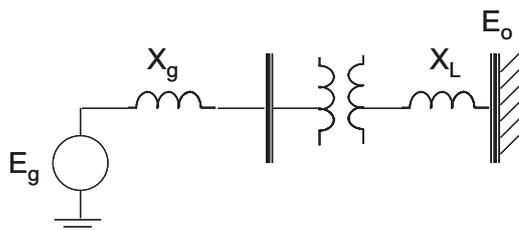


**Figura 2.3:** Esquema oscilaciones entre áreas.

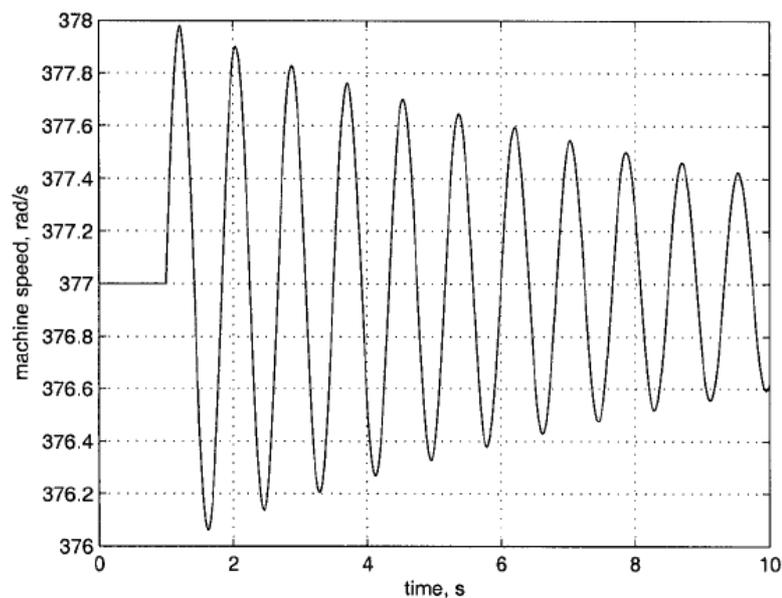


**Figura 2.4:** Oscilaciones para modos entre áreas.

- b) Modos locales: Una máquina oscilando contra las restantes de la misma área, el término local se usa porque las oscilaciones están localizadas en una central eléctrica o en una pequeña parte del sistema de potencia. Caracteriza a las oscilaciones del ángulo del rotor de un grupo de generación o una central, frente al resto del sistema. En estos problemas de oscilación del tipo local. Éstas oscilaciones se encuentran entre 0.8 y 1.8 Hz.

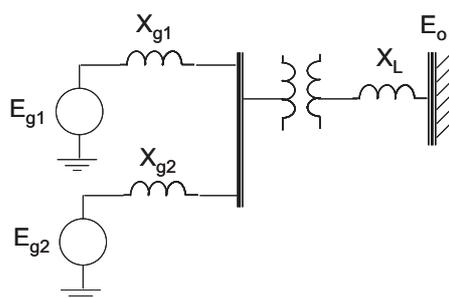


**Figura 2.5:** Esquema oscilaciones locales



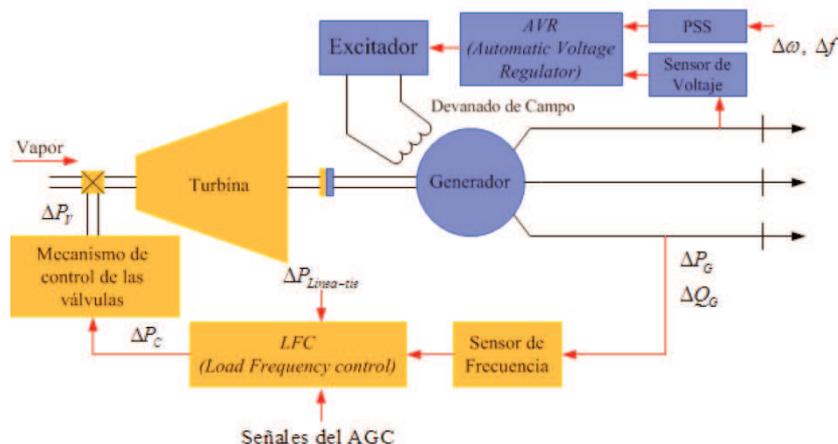
**Figura 2.6:** Oscilaciones para modos locales.

- c) Modos entre máquinas: ocurren cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencias está entre 1.5 y 3 Hz. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controles de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia. En esta clasificación también puede incluirse las oscilaciones entre centrales de generación muy cercanas.



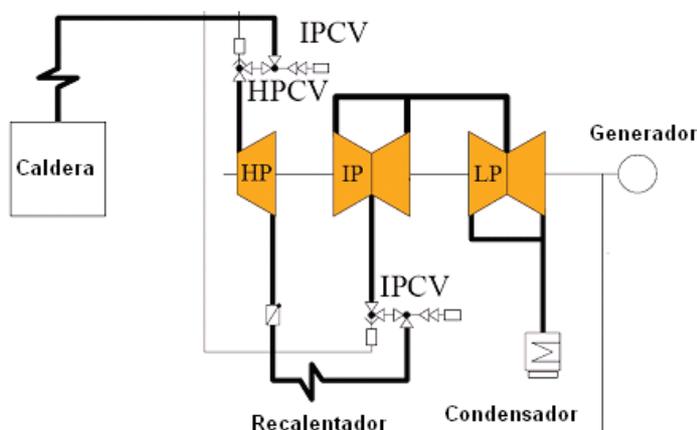
**Figura 2.7:** Esquema oscilaciones entre máquinas.

- d) Modos de control: son formas de inestabilidad generadas en los propios sistemas de control, tales como reguladores de tensión, reguladores de velocidad y control de tensión en la red. Sus frecuencias de oscilación son mayores a 4 Hz.

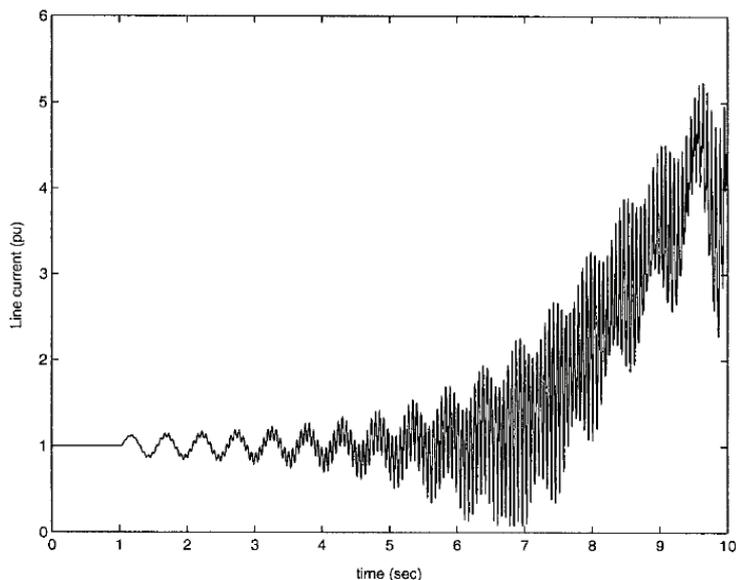


**Figura 2.8:** Modos de control. [9]

- e) Modos de torsión: son inestabilidades generadas por interacción de elementos de potencia de la red (compensadores en serie), ó elementos de control de la red (controles de sistemas HVDC) con los modos naturales mecánicos de las turbinas. Su rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz.



**Figura 2.9:** Modos de torsión. [10]



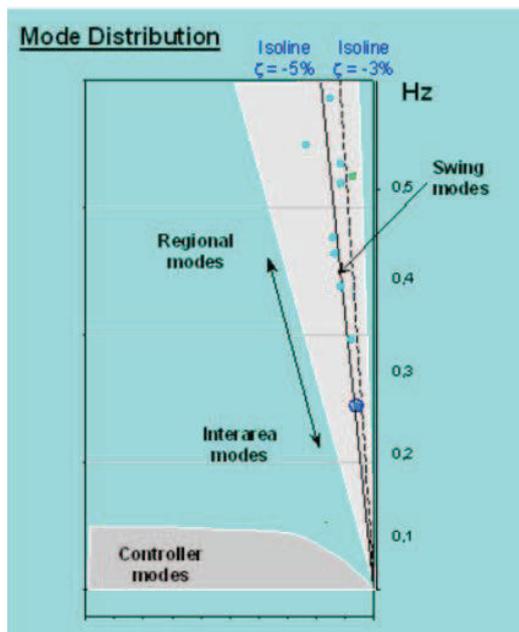
**Figura 2.10:** Oscilaciones para modos de torsión.

Los problemas del ángulo del rotor en pequeña señal podrían ser de naturaleza global o local: Problemas locales involucran una pequeña parte del sistema y son usualmente asociados con oscilaciones del ángulo del rotor de una máquina en contra del resto del sistema. Estas oscilaciones se conocen como modos locales de oscilación. El amortiguamiento (Estabilidad) de aquellas oscilaciones depende de la robustez del sistema de transmisión.

Problemas globales son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos difundidos. Ellos involucran oscilaciones de un grupo de generadores en un área oscilando en contra de un grupo de generadores en otra área. Tales oscilaciones se conocen como modos de oscilación entre áreas. Sus características son muy complejas y difieren significativamente de los modos de oscilaciones locales. Las características de la carga, en particular tiene un mayor efecto en la estabilidad de los modos entre áreas.

El marco de tiempo de interés en estudios de estabilidad en pequeña señal está en el orden de 10 a 20 segundos seguido de una perturbación.

Este trabajo jerarquiza los modos de oscilación tomando en cuenta la frecuencia de amortiguamiento de menor a mayor. Figura 2.11



**Figura 2.11:** Distribución de Modos oscilatorios

- 2) Estabilidad del Ángulo del rotor en Gran señal (perturbación grande) se conoce también como estabilidad transitoria, se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para mantener sincronismo cuando está sujeto a una severa perturbación, tal como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta resultante involucra grandes excursiones de los ángulos del rotor y es influenciado por la característica no lineal potencia-ángulo.
- a) La estabilidad transitoria depende de dos parámetros: del estado inicial de operación del sistema y de la severidad de la perturbación. Inestabilidad es usualmente en la forma de una separación angular aperiódica debido al insuficiente par sincronizante, manifestándose como primera inestabilidad oscilatoria. Sin embargo, en sistemas muy grandes, podría no siempre ocurrir con la primera inestabilidad oscilatoria asociada con un solo modo; esto podría ser un resultado de superposición de un modo de oscilación lento entre áreas, y un modo de oscilación local, causando una larga excursión del ángulo del rotor más allá de su primera oscilación. Esto podría ser también el resultado de efectos no lineales afectando un solo modo causando inestabilidad más allá de la primera oscilación.

- b) El marco de tiempo de interés en estudios de estabilidad transitoria es usualmente de 3 a 5 segundos seguido de una perturbación. Esto podría extenderse a 10-20 segundo para sistemas muy grandes con oscilaciones entre áreas dominantes.

Como se indicó en la figura 2.1 la estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal, así como estabilidad transitoria son categorizadas como fenómenos de corto plazo.

### **2.1.3 ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

Estabilidad de voltaje, se refiere a la capacidad del sistema para mantener los voltajes constantes en todas las barras del sistema, después de haber sido sujeto a una perturbación partiendo de una condición inicial de operación dada. Esto depende en la capacidad de mantener, restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema. Inestabilidad que podría ocurrir en forma de una progresiva disminución o incremento de tensión en determinadas barras o nodos eléctricos. Un posible resultado de inestabilidad de voltaje es pérdida de carga en un área, o disparo de líneas de transmisión y otros elementos por su sistema de protección llevando a salidas en cascada. Perdida de sincronismo de algunos generadores podrían resultar de aquellas salidas o de condiciones de operación que exceden los límites de la corriente de campo [11].

La principal causa para la inestabilidad de voltaje son usualmente las cargas, en respuesta a la perturbación. La potencia consumida por las cargas tienden a ser restaurada por: la acción del ajuste del deslizamiento del motor, reguladores de voltaje de distribución, transformadores con toma de cargas, etc. Las cargas restauradas incrementa el voltaje en la red de alta tensión por incrementar el consumo de potencia reactiva y causar más reducción de la tensión. Una situación fuera de control causando inestabilidad de tensión ocurre cuando cargas dinámicas intenta restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada.

Otro factor que contribuye a la inestabilidad de voltaje es la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión; esto limita la capacidad de la red de transmisión para transferir potencia y soporte de tensión. La transferencia de potencia y soporte de voltaje son más limitados cuando algunos de los generadores afectan su campo o límite de tiempo de sobrecarga de la capacidad de corriente de armadura.

La estabilidad de voltaje es amenazada cuando una perturbación incrementa la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de los recursos de potencia reactiva disponible.

Mientras que la forma más común de inestabilidad de voltaje, es la progresiva caída de tensión en las barras.

Uno de los problemas de inestabilidad de voltaje que resultan en sobre-tensiones no controlables se debe a la autoexcitación de los generadores sincrónicos. Esto puede producirse, si la carga capacitiva de la máquina sincrónica es demasiado grande.

Las sobretensiones que resultan cuando la carga del generador cambia a capacitivo son caracterizadas por un instantáneo incremento en el instante del cambio, seguido por un incremento más gradual.

Podemos clasificar a la estabilidad de voltaje en las siguientes subcategorías:

- 1) Estabilidad de voltaje en gran señal (perturbaciones grandes) se refiere a la capacidad del sistema para mantener voltajes constantes seguidas de una perturbación grande tal como faltas en el sistema, pérdida de generación o contingencias del circuito. Esta capacidad es determinada por el sistema y las características de la carga, y la interacción de los dos controles continuos y discretos y protecciones.
- 2) Estabilidad de voltaje en pequeña señal (perturbaciones pequeñas) se refiere a la capacidad del sistema para mantener el voltaje constante cuando está sujeto a una perturbación pequeña, tal como un cambio

incremental en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de las cargas, controles continuos, y discretos a un instante de tiempo dado. Este concepto es útil para determinar en cada instante, como los voltajes del sistema responderán a pequeños cambios del mismo. Con apropiadas suposiciones, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas para el análisis permitiendo el cálculo de valiosa información de sensibilidad útil en identificar factores que influyen la estabilidad.

- a) Estabilidad de voltaje a corto plazo, involucra la dinámica de componentes o cargas que actúan rápido tales como: motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores HVDC. El periodo de estudio de interés, está en el orden de muchos segundos y el análisis requiere de la solución de un apropiado sistema de ecuaciones diferenciales; esto es similar a analizar la estabilidad de ángulo del rotor, el modelo dinámico de las cargas es con frecuencia esencial.
- b) Estabilidad de voltaje a largo plazo, involucra equipo que actúa más lento tal como: cambiadores de tomas de transformadores, cargas controladas termostáticamente y generadores con limitadores de corriente, el período de interés para su estudio podría extenderse a varios o muchos minutos. Simulaciones a largo plazo son requeridas para el análisis de la evaluación de la dinámica del sistema. La inestabilidad es debido a la pérdida del equilibrio a largo plazo (cuando las cargas tratan de restaurar su potencia mas allá de la red de transmisión y generación conectada), después de una perturbación el punto de operación en régimen permanente y en pequeña señal es inestable. La perturbación podría también ser un aumento gradual de carga sostenido (incremento de carga por las mañanas). En muchos casos, el análisis estático podría ser usado para estimar márgenes de estabilidad, identificar factores que afectan la estabilidad, examinar un amplio rango de condiciones del sistema y un amplio número de escenarios.

#### 2.1.4 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante tras una severa perturbación que resulta en un significativo desequilibrio entre generación y carga.

Esto depende en la capacidad de mantener, restaurar el equilibrio entre el sistema de generación y la carga, con un mínimo de pérdida de carga involuntario. La inestabilidad que podría resultar ocurre en la forma de oscilaciones de frecuencia sostenida llevando al disparo de unidades de generación y/o cargas [11].

Perturbaciones severas en el sistema generalmente resultan en grandes variaciones de frecuencia, flujos de potencia, tensión y otras variables del sistema, de modo que necesitan de acciones de procesos, controles, y protecciones que no son modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje. Aquellos procesos podrían ser muy lentos, tal como la dinámica de un relé electromecánico, o solo accionado por extremas condiciones en el sistema, tales como protecciones de generadores que disparan por voltios/Hercios.

Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia son asociados con inadecuadas respuestas del equipo, pobre coordinación del control y equipo de protección, o no suficiente reserva de generación. En sistemas aislados, la estabilidad de frecuencia podría ser de preocupación para cualquier tipo de perturbación, causando una significativa pérdida de carga o generación.

Durante las variaciones de frecuencia las características de tiempo, de procesos y dispositivos que son activados, van de fracciones de segundos a varios minutos, correspondientes a la respuesta de los dispositivos, tales como: esquema de alivio de carga debido a bajas frecuencias, controles del generador y protecciones, correspondiente a la respuesta de dispositivos como motor primario (turbina) de los sistemas de energía y reguladores de tensión de carga.

Por lo tanto, como se identificó en la figura 2.1, estabilidad de frecuencia podría ser un fenómeno de corto plazo o largo plazo. Un ejemplo de inestabilidad de frecuencia a corto plazo es la formación de una isla donde sus variables están

fuera de límites y con pérdida de carga debido a la baja frecuencia, tal que la frecuencia decae rápidamente causando apagones de la isla dentro de algunos segundos.

Durante las variaciones de frecuencia, las magnitudes de tensión podrían cambiar significativamente, especialmente para condiciones en isla con alivio de carga, debido a bajas frecuencias que descarga el sistema. Los cambios de magnitud de la tensión, podrían ser más grande en porcentaje que los cambios de frecuencia, lo que afecta el equilibrio carga-generación. Altos voltajes podrían causar indeseables disparos de los generadores por mal diseño o pérdida coordinada de excitación de los relés de Voltios/Hercios, en un sistema sobrecargado, bajas tensiones podrían causar una operación no deseada de los relés de impedancia.

## **2.2 ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL**

Al realizar estudios de estabilidad mediante el uso de un Software computacional, se obtiene los autovalores de la matriz de estado, misma que posee la información directa de las frecuencias de oscilación, y se utilizan para estudios de estabilidad en pequeña señal en un punto de operación. Este análisis se conoce como análisis modal de un modelo linealizado del sistema, en el cual se analizan los autovalores dominantes que influyen completamente en la respuesta dinámica resultante. Si algún autovalor atraviesa el eje imaginario hacia la derecha, es decir está localizado en el lado derecho del plano complejo, los modos correspondientes son inestables, y por lo tanto el sistema es inestable. Si hay autovalores en el lado izquierdo pero muy cerca al eje imaginario el sistema es estable pero sus modos podrían ser ligeramente amortiguados. Si la parte real es cero, es una bifurcación oscilatoria (Hopf) y a partir de éste el sistema es inestable.

### 2.2.1 MODELO DE ESPACIO DE ESTADO

Para modelar el comportamiento de sistemas dinámicos, con frecuencia se utiliza un grupo de ecuaciones no lineales ordinarias de primer orden [12], este grupo comúnmente tienen la forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.1)$$

Donde  $n$  es el orden del sistema y  $r$  es el número de entradas, si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, la ecuación (2.1) podría reducirse a:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.2)$$

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (2.3)$$

Donde  $x$ ,  $u$ ,  $f$  denotan los vectores columna, y tienen la forma:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ u_n \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ f_n \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

El vector de estado  $x$  contiene las variables de estado del sistema eléctrico, el vector  $u$  contiene las entradas del sistema y  $\dot{x}$  incluye las derivadas de las variables de estado con respecto al tiempo. La ecuación que relaciona la entrada, salida y variables de estado se puede escribir como:

$$y = g(x, u) \quad (2.5)$$

$$y = Cx + Du \quad (2.6)$$

El concepto de estado se podría ilustrar al expresar la ecuación del par de oscilación de un generador en por unidad como sigue:

$$\frac{2Hd^2\delta}{\omega_s dt^2} = T_m - T_e - K_D \Delta\omega_r \quad (2.7)$$

Donde  $H$  es la constante de inercia a la velocidad sincrónica  $\omega_o$ ,  $t$  es el tiempo,  $\delta$  es el ángulo del rotor,  $T_m$  y  $T_e$  son el par mecánico y eléctrico respectivamente,  $K_D$  es el coeficiente de amortiguamiento en el rotor, y  $\Delta\omega_r$  es la desviación de la velocidad en por unidad. De esta manera, expresando la ecuación (2.7) como una ecuación diferencial de segundo orden se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta\omega_r}{dt} &= \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_D\Delta\omega_r) \\ \frac{d\delta}{dt} &= \omega_o\Delta\omega_r \end{aligned} \quad (2.8)$$

Donde  $\omega_o$  y  $\delta$  son las variables de estado.

Estabilidad en pequeña señal se define como la capacidad de un sistema eléctrico para mantener sincronismo cuando está sujeto a pequeñas perturbaciones, en este contexto una perturbación se considera pequeña, si las ecuaciones que describen la respuesta resultante del sistema puede ser linealizadas [12]. En general, la linealización de las ecuaciones de Estado (2.2) y (2.6) alrededor del punto de operación  $x_o$  y  $u_o$  produce las ecuaciones linealizadas del sistema dadas por:

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

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

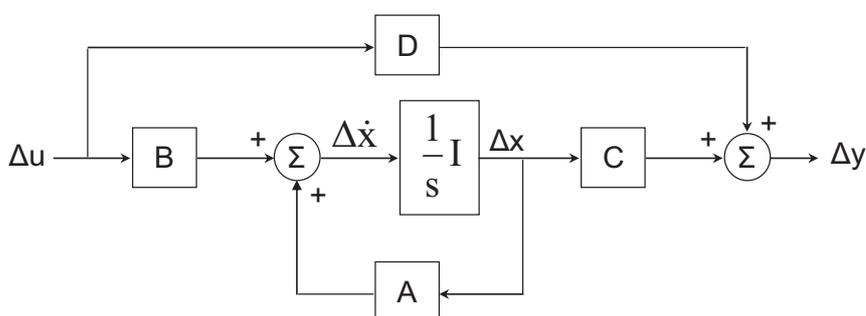
$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (2.10)$$

$$\begin{aligned} A &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdot & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdot & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} & B &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdot & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdot & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \\ C &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \cdot & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \cdot & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} & D &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \cdot & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdot & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.11)$$

Donde  $\Delta x$  es la variación del vector de estado  $n$ ,  $\Delta y$  es la variación del vector de salidas  $m$ ,  $\Delta u$  es la variación del vector de entradas  $r$ ,  $A$  es la matriz de estado  $n \times n$ ,  $B$  es la matriz de entrada  $n \times r$ ,  $C$  es la matriz de salida  $m \times n$  y  $D$  es la matriz de transmisión directa  $m \times r$ .

Además sabemos que:  $\Delta x = x - x_0$ ,  $\Delta y = y - y_0$  y  $\Delta u = u - u_0$

La figura 2.12 representa el diagrama de bloques del espacio de estado, al representar las función de transferencia del sistema la condiciones iniciales  $\Delta x = 0$ .



**Figura 2.12:** Representación del espacio de estado.

Como ejemplo, (2.8) se linealizan alrededor del punto de operación  $(\delta_0, \omega_0)$ , produciendo así:

$$\frac{d}{dt} \Delta \omega_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_s \Delta \delta - K_D \Delta \omega_r)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta \delta = \omega_0 \Delta \omega_r \quad (2.12)$$

Donde  $K_s$  es el coeficiente de par sincronizante.

### 2.2.2 ANÁLISIS DE AUTOVALORES Y ESTABILIDAD

Una vez que se ha conseguido el espacio de estado para el sistema eléctrico en forma general dada por las ecuaciones (2.10) y (2.11), la estabilidad en pequeña señal del sistema puede ser calculada y analizada [13].

Tomando la transformada de Laplace de (2.10) y (2.11), y resolviendo para  $\Delta x(s)$  y evaluando para  $\Delta y(s)$  se tiene:

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \quad (2.13)$$

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s) + D\Delta u(s)] \quad (2.14)$$

Los polos de  $\Delta x(s)$  y  $\Delta y(s)$  son las raíces:

$$\text{Det}(sI - A) = 0 \quad (2.15)$$

Los valores de (s) los cuales satisfacen la ecuación anterior son conocidos como autovalores de la matriz A, y se puede expresar como:

$$\text{Det}(A - \lambda I) = 0 \quad (2.16)$$

Las n soluciones de la ecuación (2.15) son los autovalores  $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$  de la matriz A nxn.

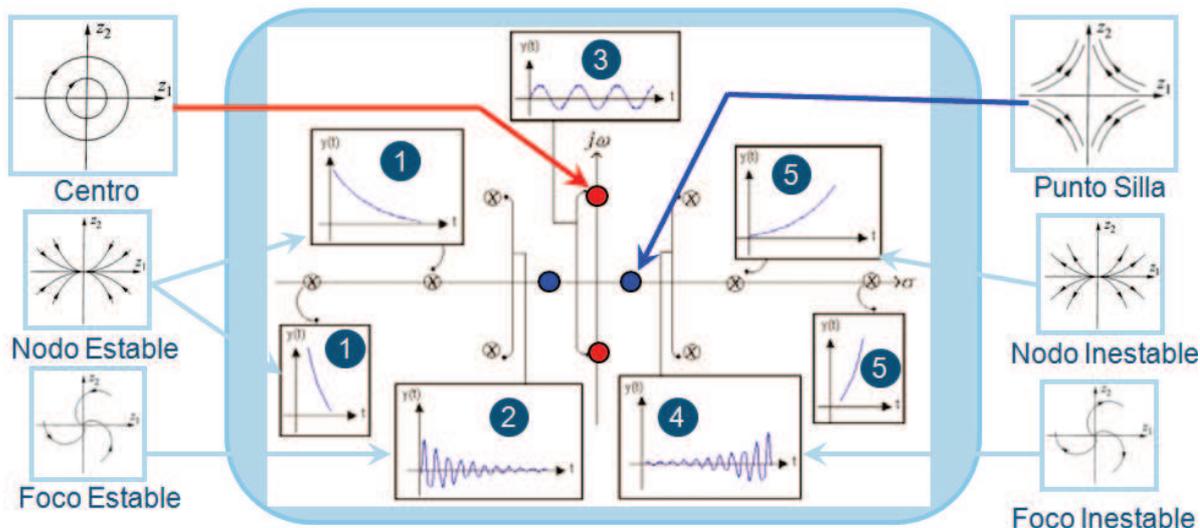
Los autovalores podrían ser reales o complejos y tienen la forma  $\lambda = \sigma \pm j\omega$ , los autovalores complejos siempre ocurren en pares conjugados es decir

$$\lambda = -\xi\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \xi^2} = \sigma \pm j\omega.$$

El punto de operación es estable si todos los autovalores están ubicados al lado izquierdo del eje imaginario del plano complejo, de otro modo es inestable.

Si cualquiera de los autovalores aparece al lado derecho del eje imaginario del plano complejo, los modos correspondientes son inestables, por lo que el sistema también es inestable [14].

A continuación, se presentan los autovalores en el plano complejo y su respuesta asociada, figura 2.3:



**Figura 2.13:** Autovalores y Respuesta Asociada

Así tenemos los casos:

- 1)  $\omega = 0, \sigma < 0$  respuesta unidireccional amortiguada
- 2)  $\omega \neq 0, \sigma < 0$  respuesta oscilatoria amortiguada
- 3)  $\omega \neq 0, \sigma = 0$  respuesta oscilación de amplitud constante
- 4)  $\omega \neq 0, \sigma > 0$  respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin limite
- 5)  $\omega = 0, \sigma > 0$  respuesta unidireccional monótonamente creciente

Dado que los autovalores complejos aparecen en pares conjugados ( $\sigma \pm j\omega$ ), a cada autovalor le corresponde un modo de oscilación, un par con  $\sigma$  positivo representa un modo oscilatorio inestable debido a que estos autovalores producen una respuesta del sistema en función del tiempo que es inestable. Por otro lado, un par con un  $\sigma$  negativo representa un modo oscilatorio estable, que es lo deseado porque el sistema también es estable.

Autovalores asociados con un modo de oscilación inestable o ligeramente amortiguado son llamados modos dominantes del sistema, porque su contribución domina el tiempo de respuesta del sistema. Es completamente obvio que el estado deseado del sistema, es que todos los autovalores del sistema se localicen a la izquierda del eje imaginario del plano complejo [15].

Otra información importante obtenida de los autovalores es la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento, la frecuencia amortiguada de la oscilación en Hz viene dada por:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.17)$$

Mientras que el amortiguamiento se calcula con la ecuación:

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.18)$$

donde  $\sigma$  y  $\omega$  son la correspondiente parte real e imaginaria del autovalor.

### 2.2.3 AUTOVECTORES Y MATRICES MODALES

Dado cualquier autovalor  $\lambda_i$ , el vector columna  $n$  de  $\Phi_i$  que satisface

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (2.19)$$

Se conoce como el autovalor derecho de  $A$ , asociado con el autovalor  $\lambda_i$ . Por conveniencia, se asume que los autovectores son normalizados, de esta manera se tiene que:

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad (2.20)$$

Para continuar con el autoanálisis de la matriz  $A$ , las siguientes matrices modales son presentadas:

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \cdot \quad \Phi_n] \quad (2.21)$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \cdot \quad \Psi_n^T]^T \quad (2.22)$$

$\Lambda$  = Matriz diagonal con autovalores como elementos diagonales

La relación entre las ecuaciones (2.18) y (2.20) pueden ser escritas en forma compacta como:

$$A\Phi = \Phi\Lambda$$

$$\Psi\Phi = 1, \text{ produciendo } \Psi = \Phi^{-1} \quad (2.23)$$

Una vez que los modos oscilatorios han sido identificados y las matrices modales construidas, se analizan aquellos modos que proveen la mayor contribución a las oscilaciones de baja frecuencia, los modos del ángulo del rotor pueden ser identificados al analizar los autovectores derecho e izquierdo conjuntamente con los factores de participación.

#### 2.2.4 FACTORES DE PARTICIPACIÓN

Es, sin duda, uno de los módulos que en gran manera aporta en este estudio de estabilidad puesto que con los resultados que aquí se muestran podemos reconocer cuáles son los generadores que están aportando de mayor manera (sobrecargados), mismos que son los más propensos a causar inestabilidad.

Para esto, accedemos al módulo Salida de Cálculos del Análisis, escogemos Autovalores, participación detallada y ejecutamos.

Dependiendo si hemos escogido un Autovalor específico, obtendremos los factores de participación de un solo modo, caso contrario se despliega en pantalla los factores de participación de todo el sistema.

Originalmente propuesto en [16], una matriz llamada la matriz de participación, denotada por  $P$ , provee una medida de contribución entre las variables de estado y los modos de oscilación, se puede definir como:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \cdot \quad p_n] \quad (2.24)$$

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \cdot \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \cdot \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

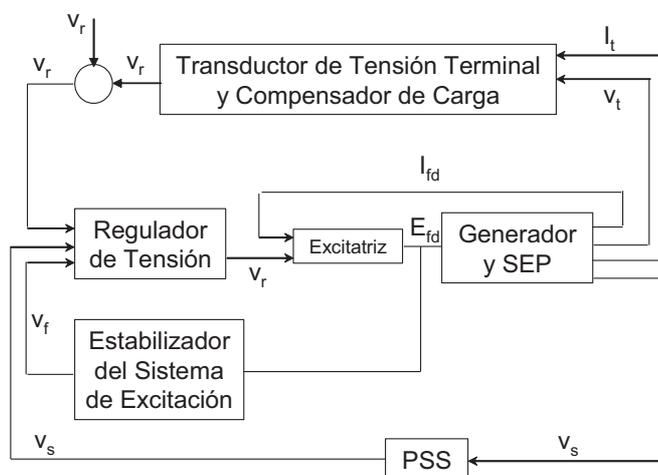
El elemento  $p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ki}$  se conoce como factor de participación, y da la medida de participación de la variable de estado  $k$ -ésima en el  $i$ -ésimo modo, y viceversa.

Una vez que se ha realizado este tipo de análisis y estudios podemos dar una solución a los modos oscilatorios resultantes mediante dispositivos que amortigüen oscilaciones electromecánicas como:

### 2.2.5 ESTABILIZADORES DE POTENCIA (PSS)

Existen diferentes formas de combatir las oscilaciones en un Sistema Eléctrico multimáquina, unas de las mas económicas es la utilización de los estabilizadores de potencia PSS (Power System Stabilizer) en generadores estratégicamente determinados. La excelente eficiencia de los PSS para vencer los indeseables fenómenos de inestabilidad, se basa en una formulación de espacio de estado y analizando los autovalores y autovectores del sistema de potencia [2].

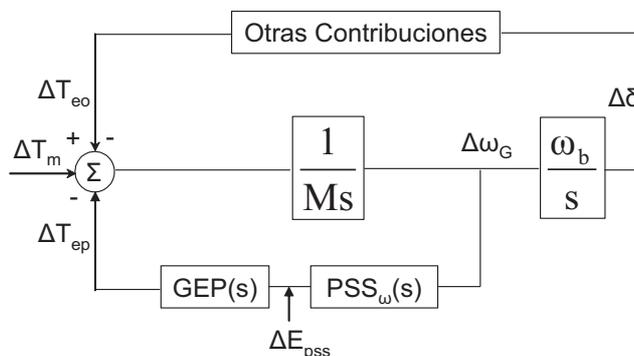
El estabilizador de potencia constituye un elemento o grupo de elementos que provee una entrada adicional al regulador de tensión para mejorar el comportamiento dinámico del sistema de potencia. La función básica del estabilizador es, extender los límites de estabilidad, modulando la excitación del generador para amortiguar las oscilaciones de los rotores de las maquinas síncronas. Así se aumenta el amortiguamiento del sistema, compensando el amortiguamiento negativo introducido por el regulador automático de tensión figura 2.14.



**Figura 2.14:** Estabilizador de Potencia

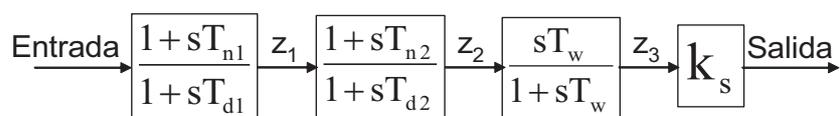
Las oscilaciones electromecánicas de interés típicamente ocurren en el rango de frecuencias de aproximadamente 0.1 a 3 Hz. y la insuficiente amortiguación de estas oscilaciones podría limitar la capacidad para transmitir potencia. Para proveer amortiguamiento, el estabilizador debe producir un componente del par eléctrico, en el rotor, en fase con las variaciones de velocidad.

La función de transferencia del estabilizador, debe definirse en función de las características de ganancia y fase del sistema de excitación, el generador y el sistema de potencia. En el diagrama de bloques de la figura 2.15 se muestra en forma simple la relación entre los pares aplicados al eje del grupo turbina-generador.



**Figura 2.15:** Estabilizador con señal de entrada de velocidad

El estabilizador convencional, usado actualmente es el de estructura y parámetros fijos. Si se le representa mediante diagrama de bloques, es común modelarlo como un controlador de dos etapas de adelanto-atraso más un bloque de despeje que hace las veces de un filtro supresor de banda. Se suele agregar filtros de alta frecuencia en los estabilizadores destinados a unidades generadoras hidráulicas con el fin de prevenir posibles oscilaciones. Figura 2.16.



**Figura 2.16:** Modelo de estabilizador para aplicación computacional

Donde:

$T_{n1}$ ,  $T_{n2}$  son las constantes de tiempo de adelanto, toman valores entre 0.1 y 0.9

$T_{d1}$ ,  $T_{d2}$  son las constantes de tiempo de atraso, alrededor de 0.05

$T_w$  es la constante de tiempo de despeje, valores típicos entre 1 y 10.

$K_s$  es la ganancia del estabilizador, puede fluctuar entre 0.1 y 100

$s$  es la variable de Laplace.

## **2.3 CONTRIBUCIÓN DEL AEROGENERADOR PARA LA ESTABILIDAD**

En cuanto a amortiguación de oscilaciones y estabilidad en sistemas eléctricos conocemos que, la propiedad que permite este fenómeno es la inercia de las máquinas, presente en los devanados ya sea de los generadores o de las máquinas rotativas. Mientras que por el lado de los aerogeneradores la forma en que estos contribuyen a la estabilidad de un sistema eléctrico, se da en otro sentido, debido a la tecnología que éstos presentan y por encontrarse desacoplados de la red.

Para aerogeneradores de velocidad variable podemos mencionar algunas características respecto a estabilidad:

Aerogeneradores Full Converter.- funcionan a velocidades variables y contribuyen al sistema tanto en Potencia Activa, como en Reactiva, pero presentan poca estabilidad, es decir no ofrecen mayor inercia al estar desacoplados de la red mediante la caja convertidora.

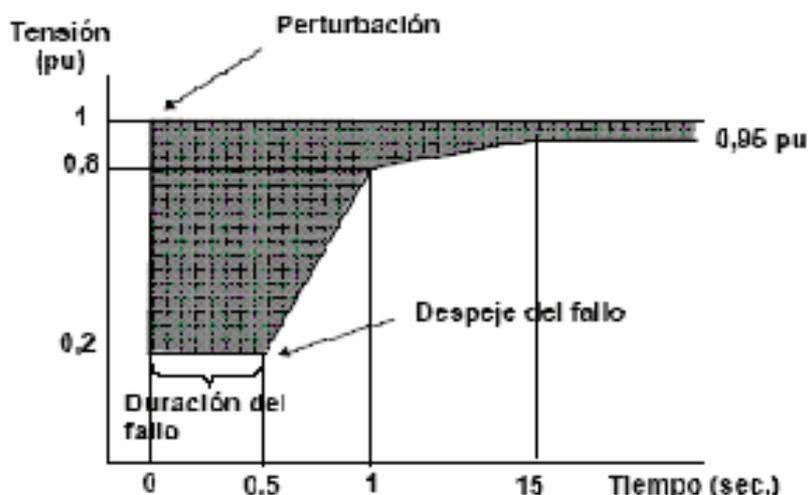
Doblemente alimentados.- es una turbina de velocidad variable con convertidor electrónico parcial y una máquina de inducción doblemente alimentada DFIG. Recibe señal tanto del aerogenerador, como de la red, presenta amortiguamiento del 60-70 % para mejora de la estabilidad, misma que se encuentra inmersa en los conversores AC/DC-DC/AC.

La diversidad de las plantas de energía eólica contribuye de muchas maneras. Por ejemplo, la interacción entre la planta de energía eólica y la red está determinada por el comportamiento colectivo de la planta de energía eólica. En contraste, una planta de energía convencional interactúa con la red como un único generador grande. Durante perturbaciones, una planta de energía convencional puede ser desconectada de la red y esto puede conducir a un efecto en cascada.

Por otro lado, una planta de energía eólica puede perder un pequeño porcentaje de la producción total, dependiendo de la ubicación de cada turbina con respecto al origen de la falla.

### 2.3.1 CAPACIDAD DE LOS AEROGENERADORES ANTE CAÍDAS DE TENSIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir fenómenos indeseados, que son producidos por diversas causas y provocan caídas bruscas en la tensión; las características típicas de esta caída de tensión se muestran en la figura 2.17.



**Figura 2.17:** Respuesta típica frente a Caída de Tensión [17]

La tensión disminuye hasta un valor determinado durante el tiempo de la falla, seguida por una rampa que aumenta hasta que en los terminales se recupera la tensión a su valor nominal; el ancho de la falla está determinado por el tiempo que está presente la misma y por el tiempo que las protecciones del sistema tardan en limpiarla; Sin embargo, la magnitud de la caída de tensión y el tiempo total hasta la recuperación del sistema están influenciados por varios factores, entre los que se encuentran: las características del sistema, la ubicación y tipo de falla y las tecnologías de protección.

El comportamiento de la turbina eólica difiere según el tipo de tecnología utilizada. Por ejemplo, en los aerogeneradores de velocidad fija, la caída en la tensión limita la capacidad del generador de inducción de suministrar potencia a la red; el resultado es la presencia de altos niveles de corriente debido al bajo valor de la tensión, los cuales pueden ser soportados por el generador durante un periodo corto de tiempo sin que la máquina tenga daños a largo plazo.

El desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica hace que el generador se acelere y es posible que cuando el sistema despeja la falla el aerogenerador no puede desacelerar y tomar la velocidad de trabajo que tenía antes de la falla, y la protección correspondiente se dispara, se desconecta la turbina eólica de la red. Esto depende de la inercia del generador, su potencia nominal y la duración de la falla [17].

Sin embargo, el generador eólico de velocidad variable tiende a ser más tolerante en su funcionamiento ante una falla, ya que puede variar la velocidad y ajustar la excitación debido al control ejercido por el convertidor. La importancia de esta variabilidad es que el rotor de la turbina trabaja como un dispositivo almacenador de energía cinética, que es proporcional a la inercia y al cuadrado de la velocidad del rotor. Cuando ocurre la falla, la corriente aumenta en los terminales del rotor y del convertidor (esta corriente puede ser eliminada utilizando una tecnología conocida como crowbar activo) por lo que la tensión en el circuito de directa aumentará o disminuirá en dependencia de la velocidad de operación de la turbina antes de la falla. En cualquiera de los casos la máquina tiende a acelerarse, por lo que la potencia aerodinámica se opondrá al torque eléctrico que permanece durante la falla y al cambio en la energía cinética desacelerando al generador y evitando el disparo de las protecciones. Si la máquina se encuentra trabajando a la velocidad nominal o si como consecuencia de la falla el generador alcanzó esta velocidad durante el proceso, el control por ángulo de paso se activaría, para limitar la velocidad del rotor. A medida que aumenta el porcentaje de generación eólica en una región determinada del sistema. Mantener la estabilidad de tensión ante la ocurrencia de una falla es un asunto de vital importancia, ya que el disparo de los aerogeneradores puede provocar perturbaciones locales que contribuyen a la amplificación de la falla, llevando al sistema al colapso por tensión.

## CAPÍTULO 3

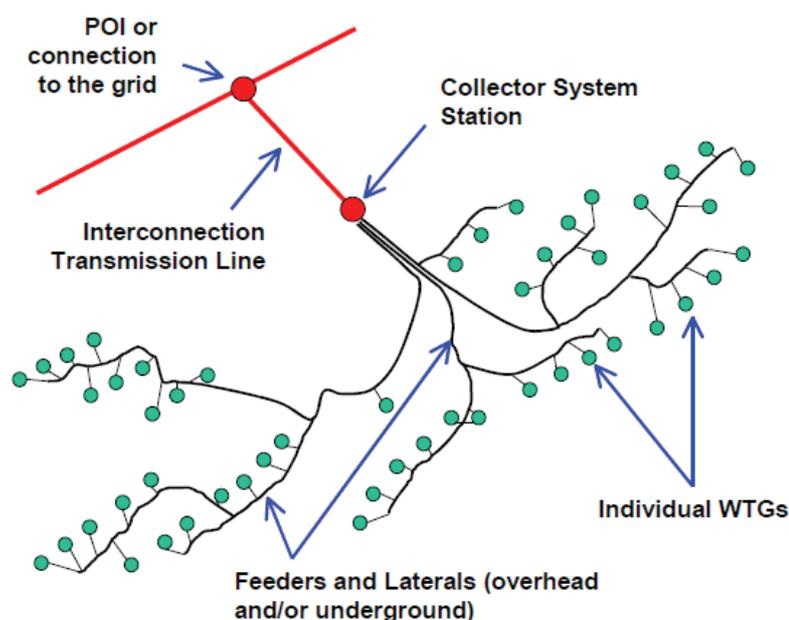
### MODELO EQUIVALENTE DEL PARQUE EÓLICO

#### 3.1 REPRESENTACIÓN DE UNA PLANTA EÓLICA

Una planta de energía eólica convencional puede constar de un solo generador de gran tamaño, o de múltiples generadores individuales de tamaños pequeños interconectados a un sistema colector de media tensión, que a su vez, se conecta al sistema de transmisión en un punto de interconexión.

Un aerogenerador típico posee un rango de potencia de (1 - 4 MW), con un voltaje en terminales de (480 - 600 V) en el lado de baja tensión, un transformador elevador montado en cada unidad intensifica el voltaje a media tensión (12 - 34,5 kV) voltaje al cual opera el sistema colector.

Varias turbinas están conectadas en cadena para formar un grupo, varios de estos grupos son conectados a un alimentador más grande, dichos alimentadores están conectados a la subestación donde el transformador de la subestación intensifica la tensión al nivel de transmisión deseada (69 -138 -230 kV). En la figura 3.1 se muestra un ejemplo de la disposición de una planta eólica.



**Figura 3.1:** Diagrama de una planta de energía eólica. [18]

Los parques eólicos constituyen una forma de generación distribuida por lo que se encuentran relativamente cercanos al centro de carga, sin embargo, teniendo en cuenta que dichos parques, deben ubicarse en lugares ricos en recursos eólicos a menudo éstos puede localizarse, lejos de los centros de carga.

### 3.2 TIPO DE AEROGENERADORES

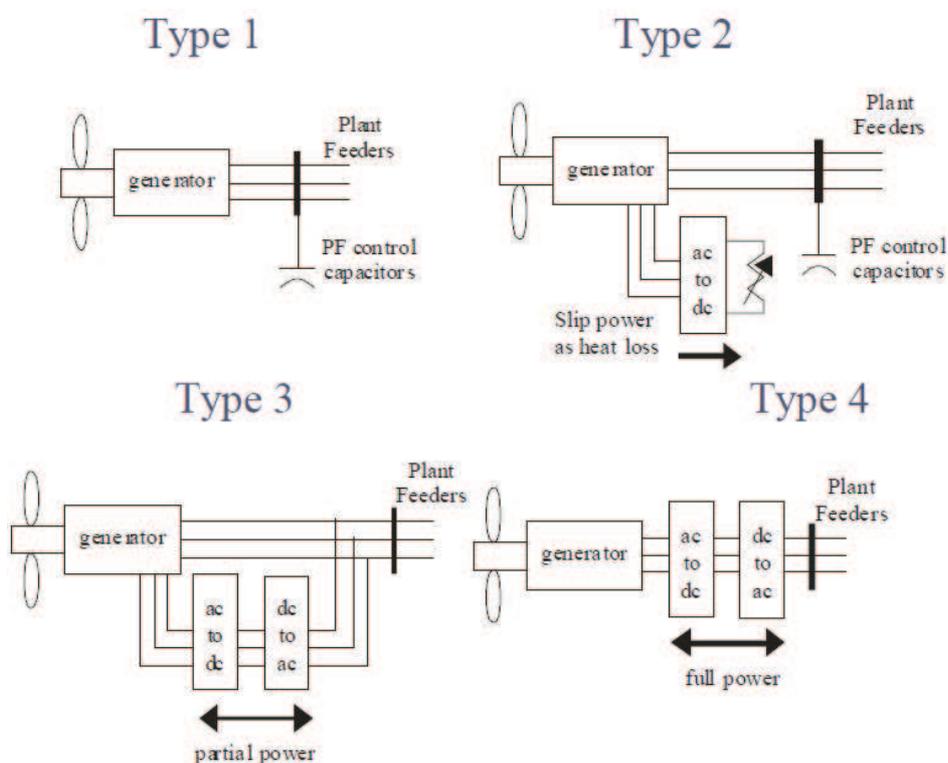
A pesar, de la aparente gran variedad de aerogeneradores existentes en el mercado, la mayoría de estos se puede clasificar en uno de los cuatro tipos básicos, basado en la topología del generador y la interfaz con la red. Las características topológicas distintivas de cada tipo se muestran en la figura 3.2 y se enumeran a continuación:

Tipo 1: Generador de inducción de velocidad fija.

Tipo 2: Generador de inducción con resistencia variable en el rotor.

Tipo 3: Generador de inducción de velocidad variable doblemente alimentado con convertidor del lado del rotor.

Tipo 4: Generador de velocidad variable con el convertidor de interface completa.



**Figura 3.2:** Modelos de Aerogeneradores. [18]

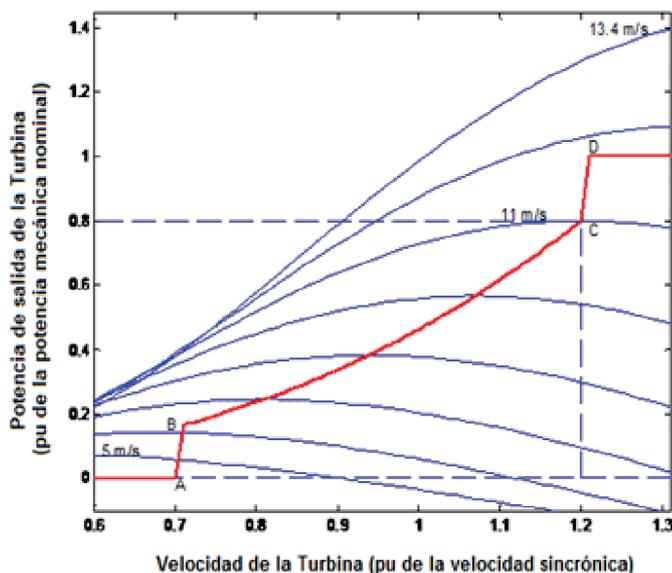
Para motivos de esta tesis se ha propuesto trabajar con los modelos de aerogeneradores de velocidad variable correspondientes a los tipos 3 y 4.

### **3.2.1 AEROGENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO**

Es un generador eólico de velocidad variable que emplea un generador de inducción de rotor bobinado, por lo general se diseñan para funcionar a + 30% de deslizamiento. Además posee un convertidor de potencia de frecuencia variable conectado al devanado del rotor, es un sistema de ac-dc-ac, de tres fases, mientras que el convertidor de potencia conectado a la línea es un convertidor de potencia a 60 Hz.

El convertidor de potencia es por lo general del tipo de modulación de ancho de pulso de corriente regulada (CRPWM). El tamaño del convertidor de potencia es menor que la capacidad del generador de inducción, ya que sólo se diseña para llevar la potencia nominal. Por lo tanto, para la operación de 30% de deslizamiento, el tamaño del convertidor de potencia es aproximadamente del 30% del generador de inducción. Un rango de deslizamiento de funcionamiento más grande es posible, sin embargo; la operación a deslizamiento grande requiere un convertidor de potencia más grande (coste añadido, reducción de la eficiencia, etc.) debajo de la velocidad síncrona, la potencia del rotor fluye desde la línea para el devanado de éste, y por encima de la velocidad síncrona, la potencia del rotor fluye desde el devanado del mismo a las líneas.

El aerogenerador se controla normalmente para generar potencia aerodinámica óptima para vientos de baja velocidad hasta la velocidad nominal. Por encima de la velocidad nominal del viento, el controlador de paso de pala ajusta el ángulo para limitar la potencia aerodinámica, por lo tanto, la velocidad del rotor es limitada. Figura 3.3.



**Figura 3.3:** Curva Potencia vs Velocidad de la Turbina [18]

### 3.2.1.1 Límites de potencia del generador estático

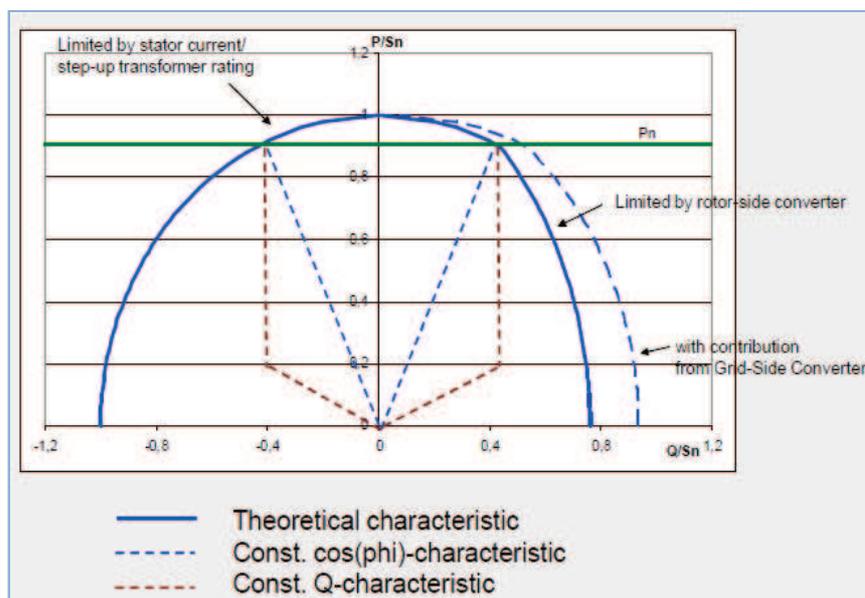
El comportamiento de un generador síncrono comprende fundamentalmente dos condiciones de operación: estado transitorio y estado estable.

La curva o diagrama de capacidad se basa en un diagrama fasorial de potencias activa y reactiva, se le llama también diagrama de límite térmico, porque permite determinar el valor al cual la máquina, sus bobinados y sus núcleos, alcanzan la temperatura de régimen de operación estable de acuerdo a sus aislamientos y manufactura.

La primera restricción proviene de la potencia que puede proporcionar la turbina, la máquina puede generar o absorber potencia reactiva. Si aumentamos la potencia activa, tenemos una menor capacidad de generar o absorber potencia reactiva. En cualquier caso la potencia aparente no puede ser mayor a la capacidad del generador, porque elevaría la temperatura de los devanados del estator por encima del nivel, para el que fueron diseñados. El límite de capacidad en la sección superior de la curva corresponde a los límites térmicos del campo y de la armadura del generador.

El campo electromagnético de excitación (CD) y el del estator (CA) girando en sincronismo forman un campo que atraviesa el entrehierro radialmente, este flujo aumenta las pérdidas en el núcleo y genera calor adicional.

Normalmente, el campo del generador es ajustado, de tal forma que se entregan potencia activa y potencia reactiva al sistema. En la región de operación normal, la curva de capacidad del generador muestra los límites de operación. Éstos son límites térmicos (rotor y estator). En el área de subexcitación, la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator, el límite de capacidad en la sección superior de la curva corresponde a los límites térmicos del campo y de la armadura del generador [18]. Figura 3.4



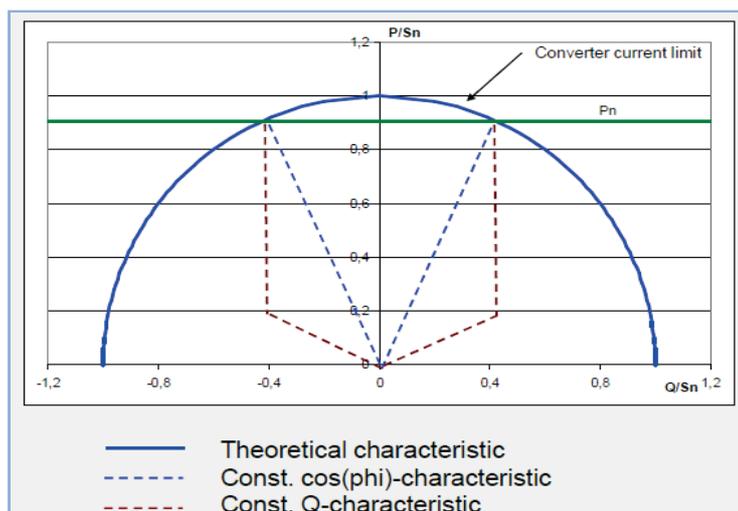
**Figura 3.4:** Curva de Capacidad del DFIG-Q

### 3.2.2 GENERADOR EÓLICO DE CONVERSIÓN TOTAL

En este tipo de aerogeneradores, la salida del generador se hace pasar a través del convertidor de potencia a la red. Por lo tanto, la señal del convertidor de potencia es la misma que la de la máquina eléctrica, misma que puede ser una máquina de inducción, rotor bobinado, o un generador síncrono de imán permanente. Además el convertidor de potencia separa completamente el generador de la red, por lo que, no se tiene señales de voltaje ni frecuencia.

El generador entrega energía a diferentes velocidades del rotor, se convierte directamente por el convertidor de potencia de una fase a tres fases a 60 Hz en

corriente alterna, siendo capaz de controlar la potencia activa y reactiva de forma independiente. Además el Full Converter se controla para optimizar el funcionamiento de la turbina mediante el control de la potencia activa, y para proporcionar un factor de potencia constante o potencia reactiva constante, o control de tensión en el lado de la línea. Figura 3.2.

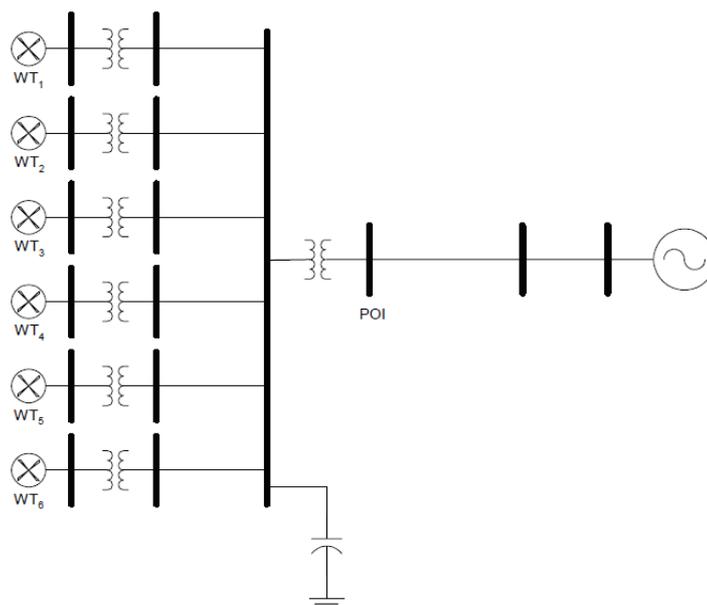


**Figura 3.5:** Curva de Capacidad del Full Converter-Q

### 3.3 EQUIVALENTE DEL PARQUE EÓLICO

Como se ha dicho anteriormente una planta eólica convencional consta de una gran cantidad de variables inmersas en su diseño, entre ellas podemos acotar: La impedancia de la línea en los alimentadores de cada aerogenerador difiere para el punto de interconexión de unos a otros por la distancia que existe, la velocidad de viento experimentado por una turbina puede ser significativamente diferente de otra turbina situada en otra parte de la planta, lo que a su vez provoca que una máquina trabaje más sobrecargada que otra, de igual manera la impedancia vista por el transformador de cada aerogenerador así como el de la subestación elevadora será relativamente diferente.

A manera de simplificar y analizar los estudios correspondientes, se trata de agrupar dichas variables dentro de un esquema más sencillo de entender conocido como “diagrama unifilar del parque eólico”, figura 3.6, para luego representar su equivalente mediante una sola máquina.

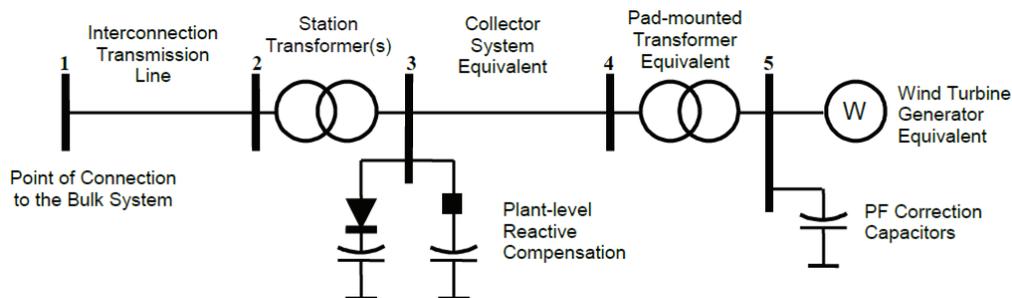


**Figura 3.6:** Diagrama unifilar del parque eólico

Basándose en la experiencia se recomienda el uso de la representación equivalente de una sola máquina mostrada en la figura 3.7 a efecto de estudios y simulaciones para estado dinámico, esta representación también se considera adecuada para simulaciones de estabilidad transitoria. Se toma un equivalente del parque eólico considerando todas las características antes mencionadas con el fin de crear un modelo más manejable y eficiente que sea de gran adaptabilidad a un Sistema Eléctrico de Potencia.

La línea de transmisión de la interconexión, la estación transformadora y la compensación de reactivos a nivel de planta deben estar representados de forma explícita, de acuerdo a prácticas de la industria establecida.

Se necesitan representaciones equivalentes para la estación del sistema colector y aerogeneradores, el generador equivalente y capacitores de corrección del factor de potencia deben representar la capacidad total de generación y compensación potencia reactiva de todos los aerogeneradores en el parque. El transformador equivalente (transformador tipo pedestal) representa el efecto acumulado de todos los transformadores posteriores a los aerogeneradores, la rama equivalente del sistema colector, representa el efecto agregado del sistema colector del parque, sumadas las pérdidas aproximadas de potencia activa y reactiva y el voltaje promedio en los terminales del aerogenerador.



**Figura 3.7:** Representación equivalente una sola máquina [18]

### 3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO EQUIVALENTE

#### 3.3.1.1 Línea de Transmisión para la Interconexión

Es la encargada de interconectar la estación transformadora del parque eólico con el sistema eléctrico. Los datos estándar incluyen voltaje de línea, longitud de la línea, y los parámetros de línea ( $R$ ,  $X$  y  $B$ ). En algunos casos, la línea de transmisión puede funcionar a un nivel de tensión más baja que la tensión del sistema en el punto de interconexión, pero más alto que el voltaje del sistema colector; esto requiere una etapa adicional de transformación y tal vez más compensación en paralelo para compensar las pérdidas de reactivos más altas.

#### 3.3.1.2 Sub-estación Transformadora

Es el punto de concentración de toda la energía generada por las turbinas del parque eólico, se ubica en la unión de todos los alimentadores del sistema colector. El transformador intensifica la tensión desde el nivel de sub-transmisión (20 - 34,5 kV) a un nivel de transmisión (69 - 230 kV).

El transformador de la sub-estación debe ser modelado explícitamente, ya que este representa la mayoría de la impedancia entre el punto de interconexión y los terminales del aerogenerador equivalente, los datos de un transformador incluye: niveles de potencia en MVA, calificaciones en auto-refrigerado (ONAN / FA / FA), porcentaje de impedancia base de MVA del transformador, y la relación  $X / R$ .

La impedancia de secuencia positiva para estos transformadores está en el rango de 7 a 10%, en la gama de 40 a 50 MW.

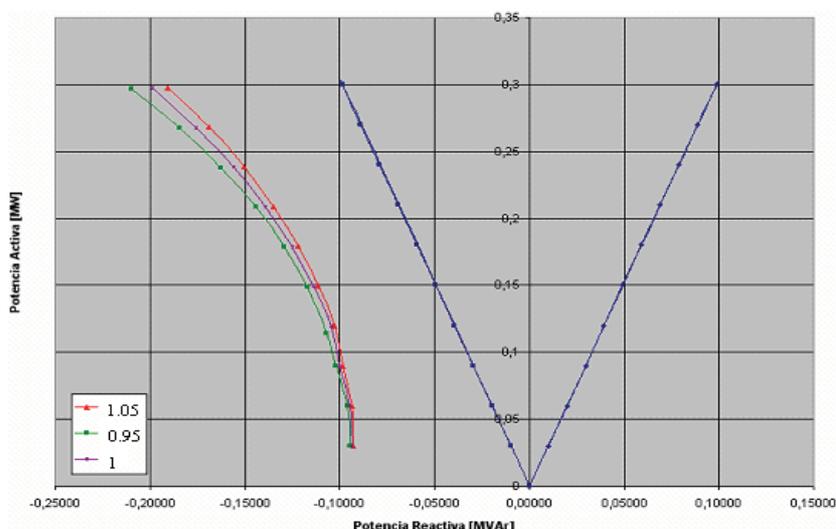
### 3.3.1.3 Compensación Reactiva

La compensación de potencia reactiva al nivel de sub-estación se suele realizar en el lado de baja tensión del transformador, dicha compensación se logra mediante un banco de capacitores, mismo que será el encargado de abastecer de reactivos al sistema. Todo esto con el propósito de mantener los niveles aceptables de tensión, permitir la transmisión de energía y controlar los factores de potencia de la planta [18].

Los criterios comúnmente exigidos en el punto de conexión al sistema son los siguientes:

- Para todo punto de operación del parque eólico y a su vez de cada aerogenerador, el operador del sistema requiere en el punto de conexión un factor de potencia mínimo de 0.95 (sobre-excitado) y 0.95 (sub-excitado) como se indica en la Figura 3.8
- La tensión dentro del parque eólico deberá estar entre +/- 5% de la tensión nominal
- El máximo cambio de tensión permitido en el punto de conexión (PCC) al operar la compensación del parque será del 2%.

Los requerimientos a) y b) determinarán el total necesario para la compensación de reactivo del parque eólico mientras que el requerimiento c) determinará la cantidad de pasos de dicha compensación fija.



**Figura 3.8:** Curvas P-Q para diferentes Niveles de Tensión [18]

En la figura se muestra además el requisito de potencia reactiva en todo el rango completo de generación. 41% equivale a un  $\cos \phi$  de 0,95 (sobre-excitado) y 33% equivale a un  $\cos \phi$  de 0,95 (sub-excitado).

### 3.3.1.4 Sistema Colector Equivalente

Los sistemas colectores consisten en alimentadores largos y laterales de media tensión, la impedancia equivalente de un sistema colector se representa como un circuito pi con la resistencia que representa las pérdidas de potencia activa y la reactancia que representa las pérdidas de potencia reactiva, la capacitancia en paralelo representa el efecto capacitivo de los conductores.

Los factores considerados en el diseño de alimentadores incluyen, pérdidas de potencia, costos y el rendimiento. Un diseño típico es mantener las pérdidas de potencia por debajo del 2%. En la salida las pérdidas de potencia pueden ser mayores, en el rango de 3 a 5%. Se usa también alimentadores subterráneos a pesar del mayor costo, por esta razón la relación X/R tiende a ser baja y la susceptancia de la línea elevada en comparación a los circuitos generales típicos. La impedancia equivalente del sistema colector tiende a ser pequeña en comparación con la impedancia del transformador de la sub-estación, pero no insignificante. A continuación se presenta una forma sencilla y muy aproximada para calcular la impedancia equivalente, figura 3.9.

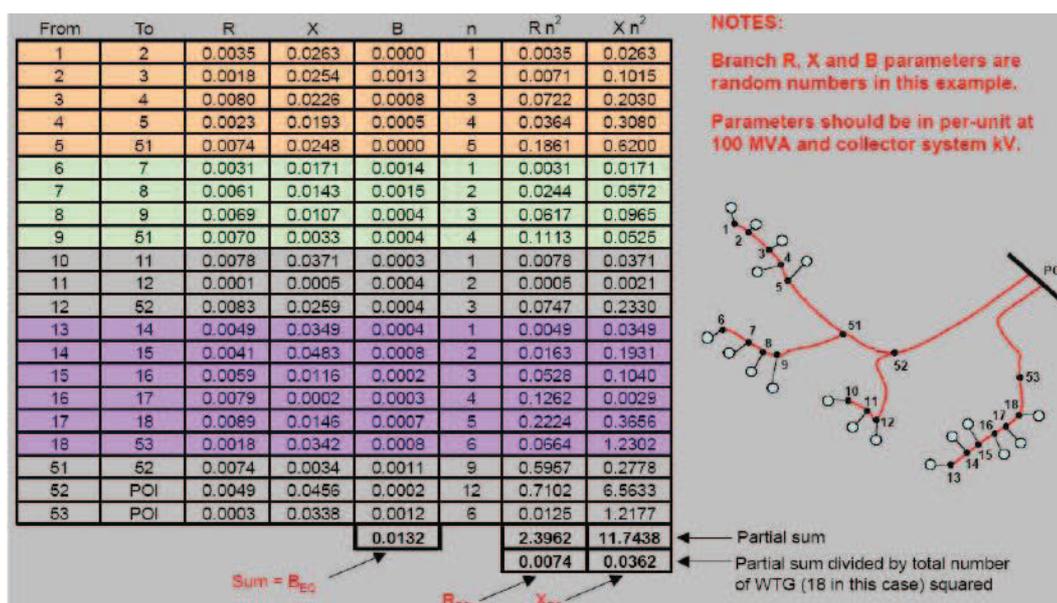


Figura 3.9: Cálculo de parámetros equivalentes del sistema colector [18]

Mientras que en la tabla 3.1 encontramos los parámetros equivalentes de plantas eólicas estándar en una base de 100 MVA.

**Tabla 3.1:** Parámetros equivalentes de sistemas colectores estándar [18]

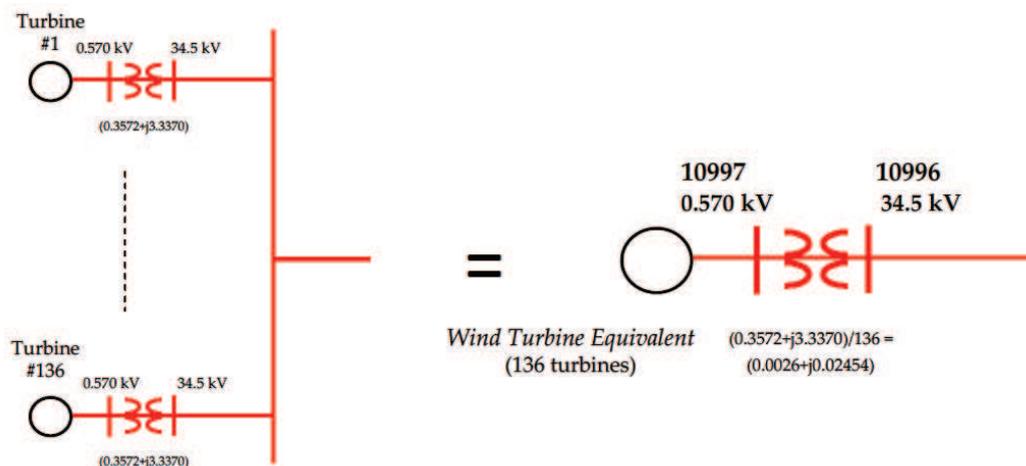
Plant size	Collector voltage	Feeder	R (pu)	X (pu)	B (pu)
100 MW	34.5 kV	All underground	0.017	0.014	0.030
100 MW	34.5 kV	33% overhead (carrying 100% of WTG)	0.018	0.079	0.030
110 MW	34.5 kV	All underground	0.012	0.011	0.036
200 MW	34.5 kV	Some overhead	0.007	0.025	0.055
200 MW	34.5 kV	25% overhead (carrying 50% of WTG)	0.010	0.039	0.099
300 MW	34.5 kV	Some overhead	0.005	0.020	0.085
300 MW	34.5 kV	Some overhead	0.006	0.026	0.150

### 3.3.1.5 Transformador Equivalente

Dentro de una planta eólica puede existir un gran número de turbinas y cada una de éstas con su propio transformador elevador a niveles de tensión adecuadas para el sistema colector.

El circuito equivalente se puede acomodar de manera que la caída de tensión resultante a través de las impedancias y las pérdidas de potencia activa y reactiva sean iguales a la suma de las pérdidas individuales de las turbinas.

La impedancia equivalente de todo el sistema puede ser calculado como la impedancia individual de un transformador dividido entre el número de aerogeneradores existentes. Figura 3.10.

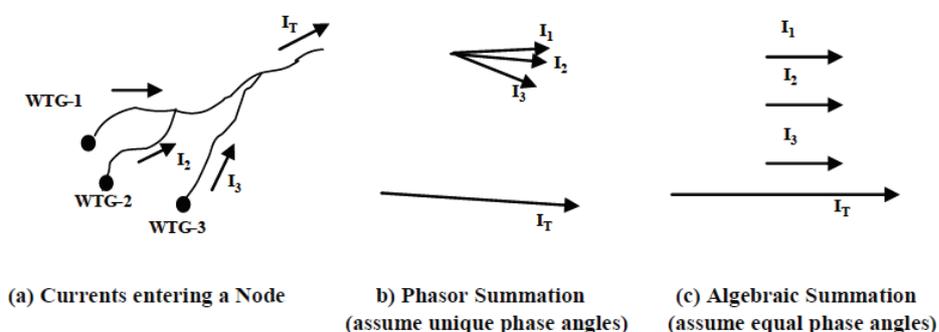


**Figura 3.10:** Transformador equivalente-aerogeneradores [18]

### 3.3.1.6 Aerogenerador Equivalente

Para simulaciones de flujos de potencia y estudios de estabilidad transitoria, se modela un solo aerogenerador que sea capaz de representar a todas las turbinas del parque, como una fuente de inyección de corriente constante con las siguientes consideraciones:

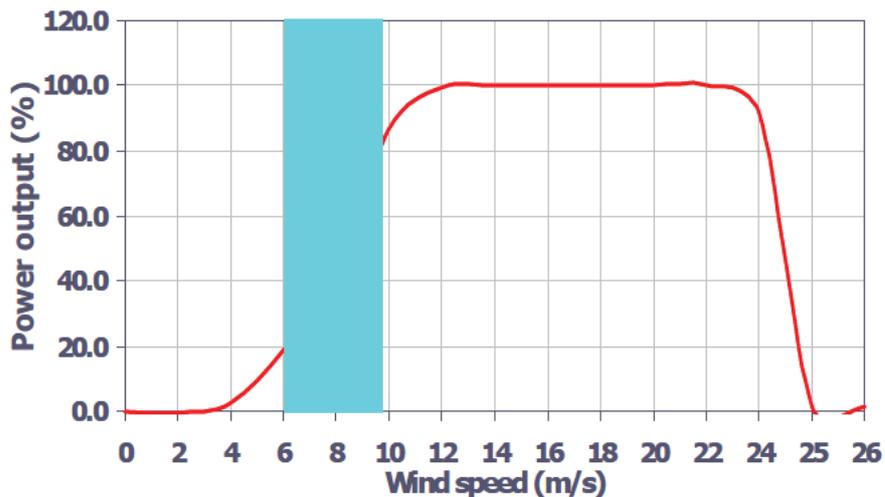
- La inyección de corriente de todas las turbinas eólicas se supone que es idéntica en magnitud y ángulo. Figura 3.11.
- La potencia reactiva generada por la capacitancia de las líneas se basa en la suposición de que el voltaje en éstas es uno por unidad.



**Figura 3.11:** Inyección de corriente de cada aerogenerador [18]

Los estudios de interconexión del generador equivalente se llevan a cabo normalmente con el parque a plena potencia.

Dada a la inclinación de las palas se indica la curva de potencia o salida en función de las características de velocidad del viento. Figura 3.12, un parque trabajando en forma aislada debe operar en un rango de bajo rendimiento (<20% de la capacidad nominal) o de alto rendimiento (> 80% de la capacidad nominal) en cualquier momento dado.



**Figura 3.12:** Curva Potencia de salida vs Velocidad del viento [18]

Finalmente se verifica el comportamiento dinámico del equivalente del parque ante cortocircuitos, a través de un estudio de estabilidad transitoria, comprobando la variación de tensión en los bornes terminales del aerogenerador, confirmando el cumplimiento de las condiciones especificadas por Red Eléctrica de España en su normativa P.O. 12.2 donde:

El parque eólico debe ser capaz de soportar sin daño ni desconexión los valores de operación en régimen permanente es decir valores nominales de voltaje y frecuencia, en un rango de variación y ocurrencia de eventos.

Con respecto a los eventos, el parque no se desconectará como consecuencia de los huecos de tensión asociados a cortocircuitos correctamente despejados según la norma P.O 12.2, ésta estipula que ante huecos de tensión en el punto de conexión común el parque no se desconectará en la zona gris tal como se indica en la figura 2.17

### 3.4 CONSIDERACIONES PARA DISEÑO DE PARQUES EÓLICOS

Como se anotó anteriormente un parque eólico debe ser construido en los lugares donde exista este recurso natural, es decir potencial eólico. Así en 3.1 Representación de una planta eólica, podemos observar que en cuanto a los aerogeneradores, no se trata de una distribución uniforme de los mismos; si no más bien, obedece a un estudio previo de micro-siting, que entre otros aspectos contempla lo siguiente:

Según la normativa española BOE 12 numeral 4 para el diseño de parques eólicos se cuenta con diferentes criterios, los mismos que permiten una óptima operación del sistema, así entre las principales tenemos:

En primer lugar se analiza la Red de transmisión y distribución como un sólo sistema en el que el parque eólico estará conectado a un determinado nodo, barra o Sub-estación. Para este apartado tenemos la siguiente consideración.

“En los generadores eólicos, para evitar las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones rápidas de la velocidad del viento, la potencia de estos generadores no será superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión”.

$$P_n = \frac{\overline{S_{CC}}}{20} \quad (3.1)$$

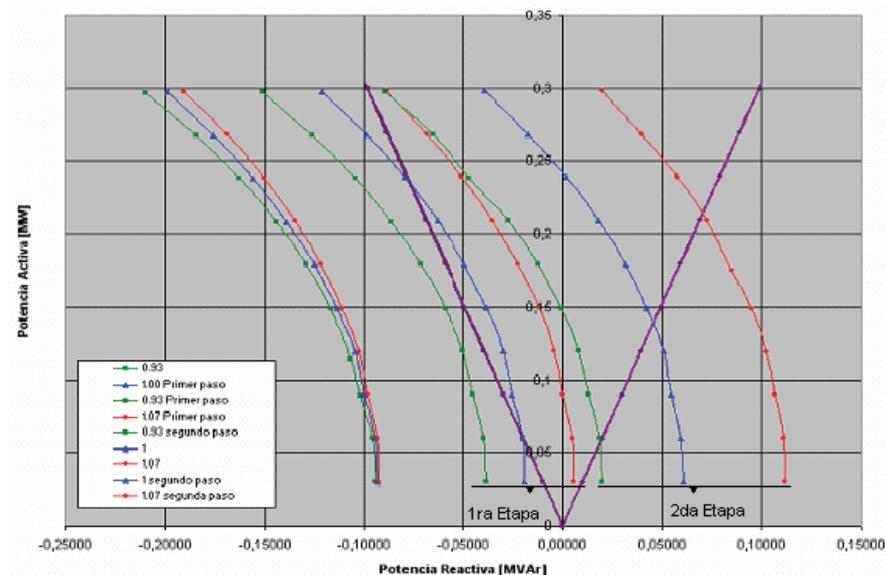
Para esta condición se debe realizar previamente un análisis de cortocircuitos en la barra o nudo en la que pretende ser instalado el parque, para luego poder realizar los cálculos respectivos y finalmente ofrecer un criterio acorde a la teoría y a las necesidades [18].

El siguiente paso consiste en el cálculo del número de aerogeneradores para lo cual utilizamos la  $P_n$  de cortocircuito del nudo o barra de conexión, dividido entre la capacidad de generación individual de cada aerogenerador.

$$n = \frac{\overline{P}_n}{\overline{P}_a} \quad (3.2)$$

En el diseño es importante tener en cuenta como recomendación que la distancia entre aerogeneradores es de 2,5 veces el diámetro de la hélice.

Luego nos ocupamos de la capacidad de regulación de potencia reactiva del parque mediante la utilización de flujos de cargas y según el método descrito en el informe UNE 206005 IN. La compensación del parque debe encontrarse en los diferentes niveles de tensión que permite la norma Española (0.95, 1 y 1.05 pu.) capacitivo e inductivo. Caso contrario se realiza el ajuste correspondiente mediante pasos de un banco capacitivo. Figura 3.13



**Figura 3.13:** Curvas P-Q (compensación) [18]

Después es de mucha importancia la estimación de las fluctuaciones de tensión producidas por el parque en los nudos vecinos, aquí se verifica la calidad de la energía producida.

La red tendrá fluctuaciones de carga que pueden causar variaciones significativas de voltaje en los términos paso de turbina eólica. Las fluctuaciones de voltaje impuestas por el aerogenerador dependerán de las características de la red.

Los límites de emisiones de Flicker de una turbina eólica instalada son especificados a continuación:  $Pst \leq Epsti \leq 0.35$   $Plt \leq Eplti \leq 0.25$

Donde: Pst representa la emisión de Flicker a corto plazo, Epsti y Eplti son los límites de las emisiones de Flicker para el punto de conexión y Plt es la emisión de Flicker a largo plazo [18].

## CAPÍTULO 4

### ANÁLISIS DEL PUNTO DE OPERACIÓN Y ESTABILIDAD EN PEQUEÑA SEÑAL

#### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El caso analizado representado en la figura 4.1, es una modificación del sistema New England, mismo que contiene 107 variables de estado y ha sido modelado en PSS/E. Los cambios introducidos respecto al sistema original son los siguientes:

1) Instalación de tres Parques Eólicos de 250 [MW] en las barras 14, 16 y 17, con el doble fin de demostrar la viabilidad de este tipo de estudios en sistemas con generación eólica y analizar la influencia del parque eólico en la estabilidad. Cada uno de estos parques podría representar una granja de parques eólicos conectados al mismo nodo de conexión. Como la producción total es 6225 MW, este resultado es un 12% de generación eólica.

La producción del generador 10, el cual representa otra área ha sido reducida para acomodar una parte de generación eólica.

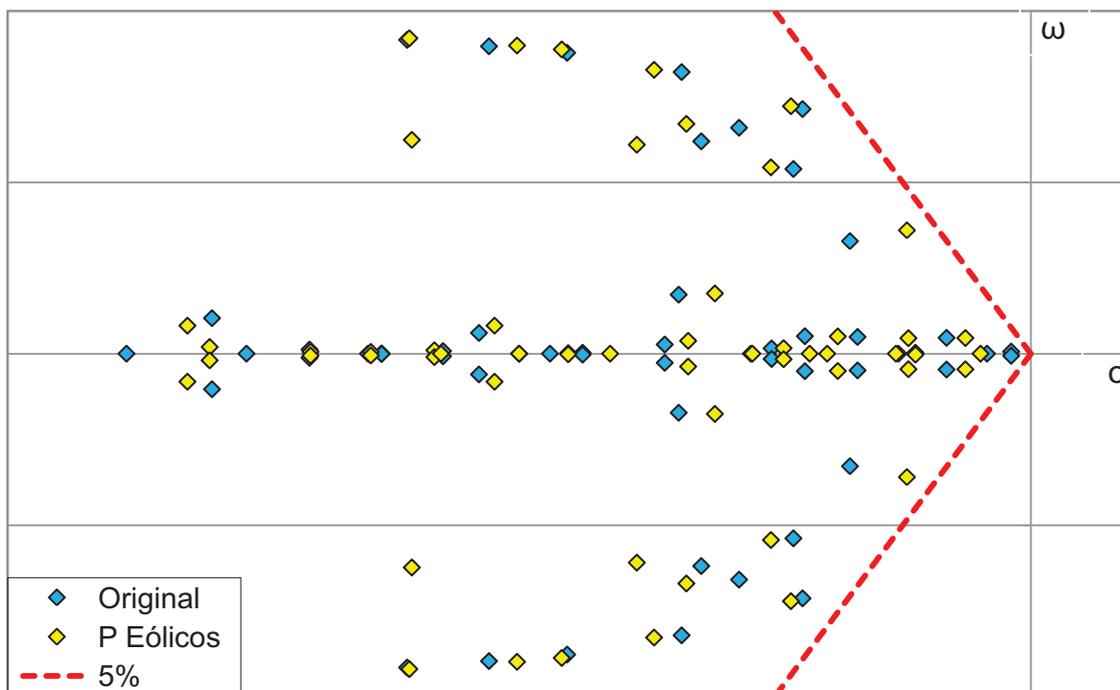
- 2) Aplicación del estabilizador eólico a todos los parques del sistema.
- 3) Redespacho de la generación con el fin de acomodar la generación eólica.
- 4) Modelo de carga, para representar una situación más realista.
- 5) Modelos de excitatrices, para utilizar los modelos de la librería de PSS/E.

El generador 10 es modelado como modelo clásico y los nueve generadores restantes se modelan como generadores de rotor cilíndrico, representados en ejes d-q. Tanto los efectos transitorios como sub-transitorios se consideran en el modelo. Las excitatrices utilizadas son del tipo 1 de la IEEE [2,9].



## 4.2. ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL

Para realizar estudios de este tipo, es necesario calcular los autovalores que el sistema presenta, el cálculo se lo realiza mediante el paquete computacional PSS/E. Como es de suponer el ingreso de cualquier tipo de energía ya sea convencional o no, será motivo de cambios en un sistema, debido a la gran cantidad de variables que el modelo contiene. Para que se pueda apreciar mejor la aplicación de esta metodología, se ha creado en Microsoft Excel una plantilla misma que contempla límites de amortiguamiento del 5%. Figura 4.2



**Figura 4.2:** Autovalores del sistema New England con Parques eólicos.

A partir de estos datos podemos observar que se trata de un sistema amortiguado que cumple con los límites requeridos de estabilidad. Es decir que su punto de operación en pequeña señal es estable.

La siguiente tarea es encontrar un punto inestable con autovalores que no cumplan con los límites de amortiguamiento, para esto se cambia tanto la generación como la carga. Además los parques eólicos trabajan a su máxima potencia. Tabla 4.1-4.2.

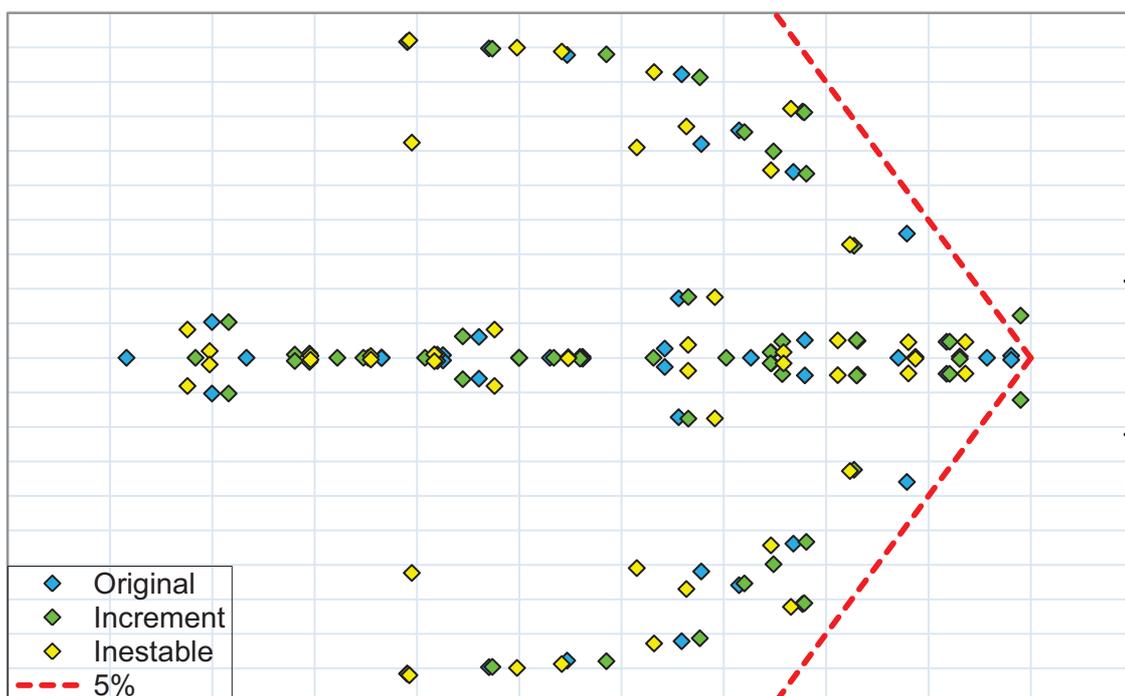
**Tabla 4.1:** Generación modificada del sistema New England.

Barra	Incial (MW)	Paso 1 (MW)	Paso 2 (MW)	Final (MW)
14-Park 1	50	100	200	250
16-Park 2	50	100	200	250
17-Park 3	50	100	200	250
30-G10	300	600	1000	1150
31-G2	130	300	450	520
32-G3	165	350	600	720
33-G4	150	300	550	700
34-G5	110	250	400	550
35-G6	175	375	600	720
36-G7	180	400	650	820
37-G8	150	300	550	600
38-G9	230	500	820	1120
39-Slack	150	350	530	380

**Tabla 4.2:** Carga modificada para el sistema New England.

Barra	Incial (MW)	Paso 1 (MW)	Paso 2 (MW)	Final (MW)
3	80	170	280	320
4	75	160	270	600
7	90	190	320	350
8	160	340	570	780
12	30	70	110	110
15	100	210	360	480
16	135	300	480	490
18	40	90	140	160
19	35	80	125	150
20	170	360	600	620
21	110	230	400	410
23	65	140	230	250
24	125	270	450	460
25	55	120	200	225
26	30	70	110	140
27	70	150	250	280
28	45	100	160	200
29	75	160	270	280
31	60	130	215	200
39	340	730	1210	1500

Una vez introducidas las modificaciones en la relación generación carga de nuestro sistema. La figura 4.3 presenta los autovalores calculados para cada condición. Se puede observar que en el caso inestable, el autovalor más crítico  $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  está situado a la derecha del eje de ordenadas. Este autovalor corresponde a un modo oscilatorio inestable con una frecuencia de 0.3478 Hz, típica de una oscilación entre áreas, que presenta un amortiguamiento de 0.1461



**Figura 4.3:** Sistema New England modificado con autovalores inestables.

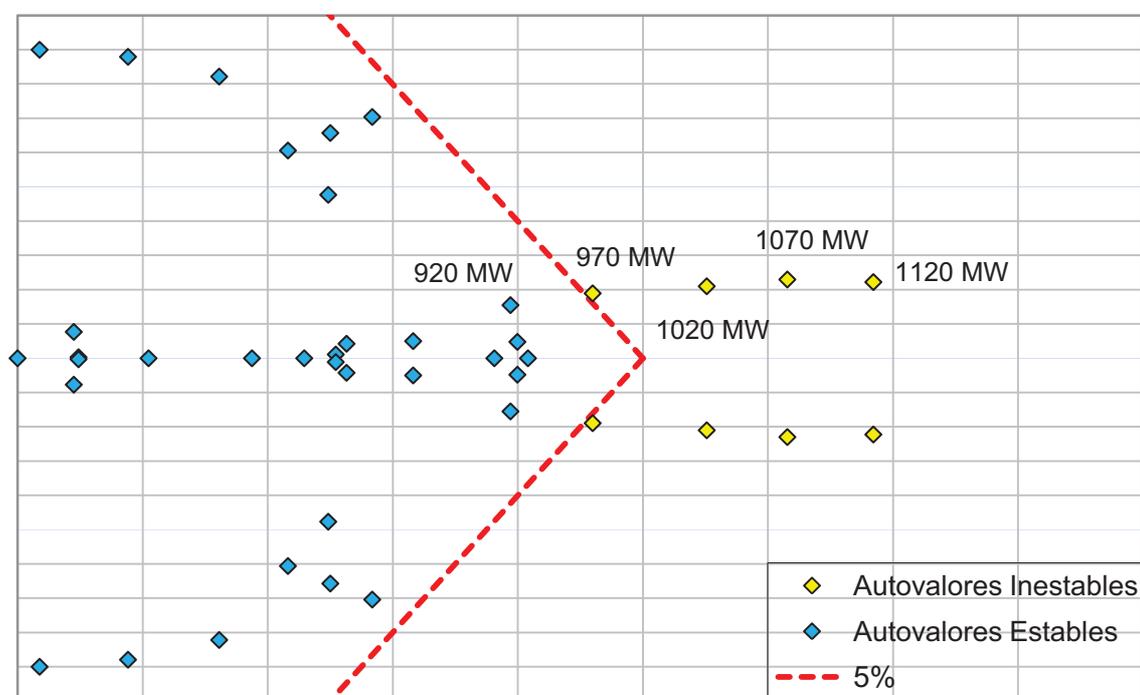
Podemos discriminar únicamente el autovalor que sea objeto de estudio, y para esto utilizaremos los factores de participación de las variables de estado velocidad y ángulo [2.2.4] de los diferentes generadores que contribuyen a este modo oscilatorio y por ende a crear inestabilidad en el sistema.

El mayor factor de participación corresponde al generador 9, seguido de los generadores 10 y 5.

## 4.3 ESTABILIDAD Y AMORTIGUAMIENTO DEL SISTEMA

### 4.3.1 VARIANDO LA POTENCIA GENERADA

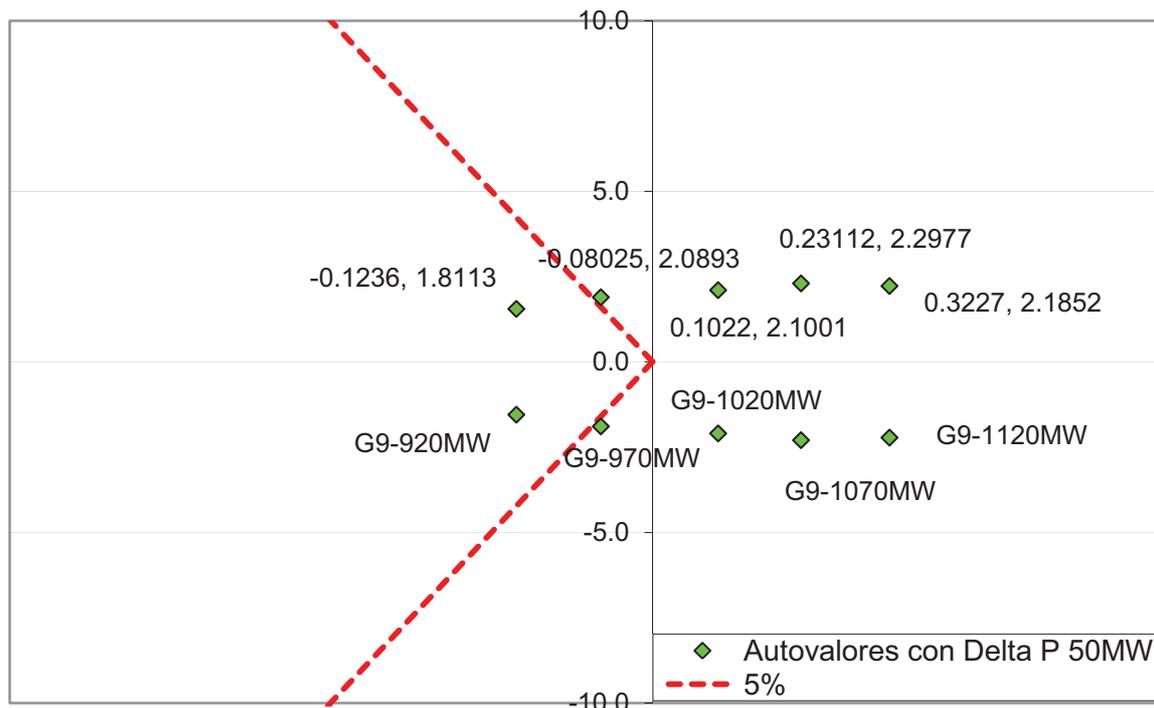
Para estudiar el efecto que tiene la generación en los autovalores, se modifica la producción en las plantas convencionales. En este caso el generador 9 tiene la más alta participación en el modo inestable y corresponde a 0.3474. Las figuras 4.4 y 4.5 presentan el efecto en los autovalores al disminuir la generación en la barra 38 desde 1120 MW hasta 920 MW en pasos de 50 MW, punto en el que se consigue estabilizar el sistema, y además se alcanzan los niveles de amortiguamiento requeridos.



**Figura 4.4:** Redespacho de potencia activa G9, efecto en los autovalores

En el paso final, un autovalor  $\lambda = -0.1236 + j1.8113$  está localizado al lado izquierdo del eje imaginario. Este modo oscila a una frecuencia de 0.2883 Hz, y presenta un amortiguamiento de 0.0681. Cumpliendo así con los límites requeridos.

Como era previsible, reducir la producción en el generador 9 es más efectivo para estabilizar el sistema que reducir la producción en los otros generadores del sistema, debido a que su factor de participación en el modo inestable es mayor.



**Figura 4.5:** Movimiento del autovalor inestable.

#### 4.3.2 VARIANDO LA TENSIÓN EN LAS BARRAS

La tensión en el generador se podría modificar al cambiar la tensión de referencia, y la tensión en la carga se podría cambiar usando dispositivos como: compensadores estáticos de potencia Reactiva (SVC), compensadores sincrónicos y o estáticos (SSC).

En las barras es posible modificar la tensión a través de la actuación del regulador de tensión de los generadores. Esta sección muestra el efecto sobre los autovalores al variar la tensión en las barras de generación.

- a) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 1 de la barra 39, produce un movimiento en los autovalores de:

$\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3186 + j2.2090$  lo que no representa un buen incremento en la amortiguación. Esto lo podemos comprobar mediante (2.17),(2.18)

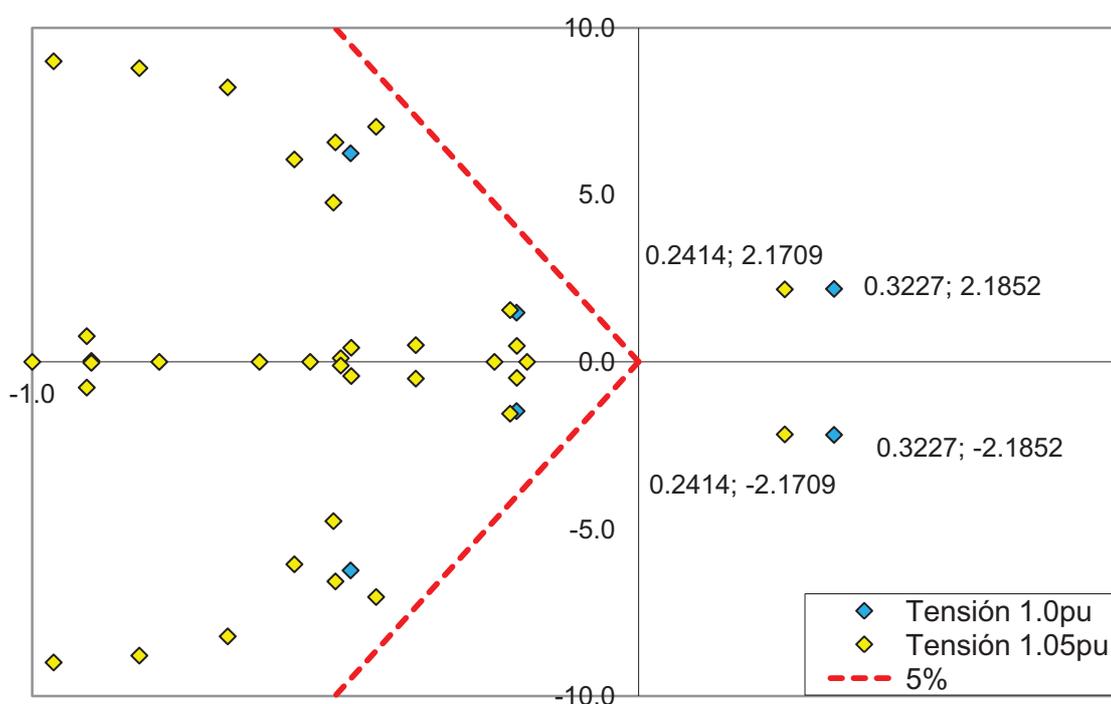
- b) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 2 de la barra 31, produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3296 + j2.2115$  lo que representa una pésima opción pues no existe incremento significativo en la amortiguación.
- c) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 3 de la barra 32, produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3128 + j2.1932$  lo que tampoco representa un buen incremento en la amortiguación del sistema.
- d) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 4 de la barra 33, produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3225 + j2.2025$  lo que representa una mala opción pues no existe incremento significativo en la amortiguación.
- e) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 5 de la barra 34, produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3402 + j2.1632$  lo que representa una pésima opción pues no existe incremento en la amortiguación del sistema.
- f) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 6 de la barra 35, produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3211 + j2.1955$  lo que representa una mejor opción pues existe incremento en la amortiguación aunque no sea significativo.
- g) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 7 de la barra 36, produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3320 + j2.1692$  lo que representa una opción deficiente pues no existe incremento en la amortiguación.
- h) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 8 de la barra 37, produce un movimiento en los autovalores de:

$\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3209 + j2.1925$  lo que representa una mejor opción pues existe incremento en la amortiguación del sistema.

i) El efecto de variar la tensión entre 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 10 de la barra 30, produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.3287 + j2.1892$  lo que representa una opción no muy eficiente pues no existe incremento en la amortiguación.

j) Finalmente al regular la tensión a 0.95 y 1.05 por unidad en el generador 9 de la barra 38 se produce un movimiento en los autovalores de:  
 $\lambda = 0.3227 + j2.1852$  a un  $\lambda = 0.2414 + j2.1709$ .

La figura 4.6 muestra la mejor opción para aplicar esta estrategia, los autovalores obtenidos en el sistema original y al incrementar la tensión en las barras y generadores. Se ejerce un efecto estabilizador, salvo en el caso de los generadores 4 y 5 donde el efecto es ligeramente desestabilizador.



**Figura 4.6:** Variación de la tensión en la barra 38, generador 9.

### 4.3.3 CAMBIANDO SIMULTÁNEAMENTE VARIOS PARÁMETROS

Reducir la generación de la barra 38, e incrementar la tensión en esta barra, son las acciones más efectivas para estabilizar y amortiguar este modo inestable, ya que los autovalores inestables se mueven hacia la izquierda del plano complejo. Se analiza el efecto de variar los dos parámetros simultáneamente, y se puede observar que es mucho mejor, ya que los autovalores inestables se desplazan más rápidamente a la izquierda con menor reducción de generación en la barra; por lo tanto al incrementar en 0.05 pu. la tensión en la barra, el generador 9 es capaz de entregar 50 MW adicionalmente sin que esto afecte a la estabilidad del sistema. La figura 4.7 muestra los autovalores resultantes.

En el paso final, un autovalor  $\lambda = -0.1238 + j1.9803$  está localizado al lado izquierdo del eje imaginario, este modo oscilatorio también tiene un autovalor complejo conjugado  $\bar{\lambda} = -0.1238 - j1.9803$ , este modo ahora estable presenta una frecuencia de oscilación de 0.3152 Hz, y tiene un amortiguamiento de 0.0624, lo que nos indica que se encuentra dentro de los límites requeridos del 5%.

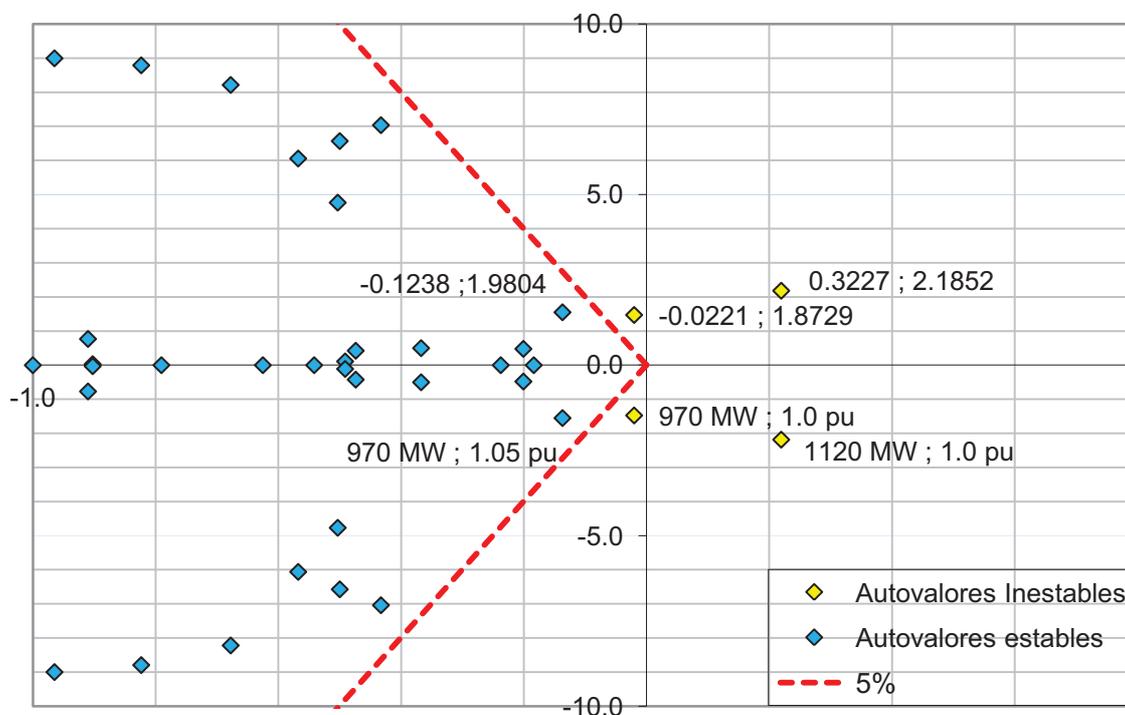


Figura 4.7: Redespacho de potencia activa G9 e incremento de tensión B38

## CAPÍTULO 5

### APLICACIÓN DE ESTABILIZADORES EÓLICOS PARA ESTABILIDAD Y AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES

#### 5.1 DESCRIPCIÓN DEL ESTABILIZADOR DE PARQUES EÓLICOS

A partir de un modelo previamente programado en PSS/E utilizado en la tesis doctoral “Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica” del Dr. Carlos Gallardo, se incluye la propuesta del estabilizador eólico. Anexo 1

Sobre este esquema general, se propone añadir una señal de control suplementaria que ayude a atenuar las oscilaciones de potencia del sistema eléctrico. Esta señal es proporcional a la desviación de frecuencia en la barra donde se conecta el parque eólico y de signo opuesto a ésta, de manera que actúa como un par amortiguador similar a un estabilizador de potencia [2]. Este dispositivo estabilizador de potencia se instalará en aerogeneradores de velocidad variable, el modelo se presenta en la figura 5.1.

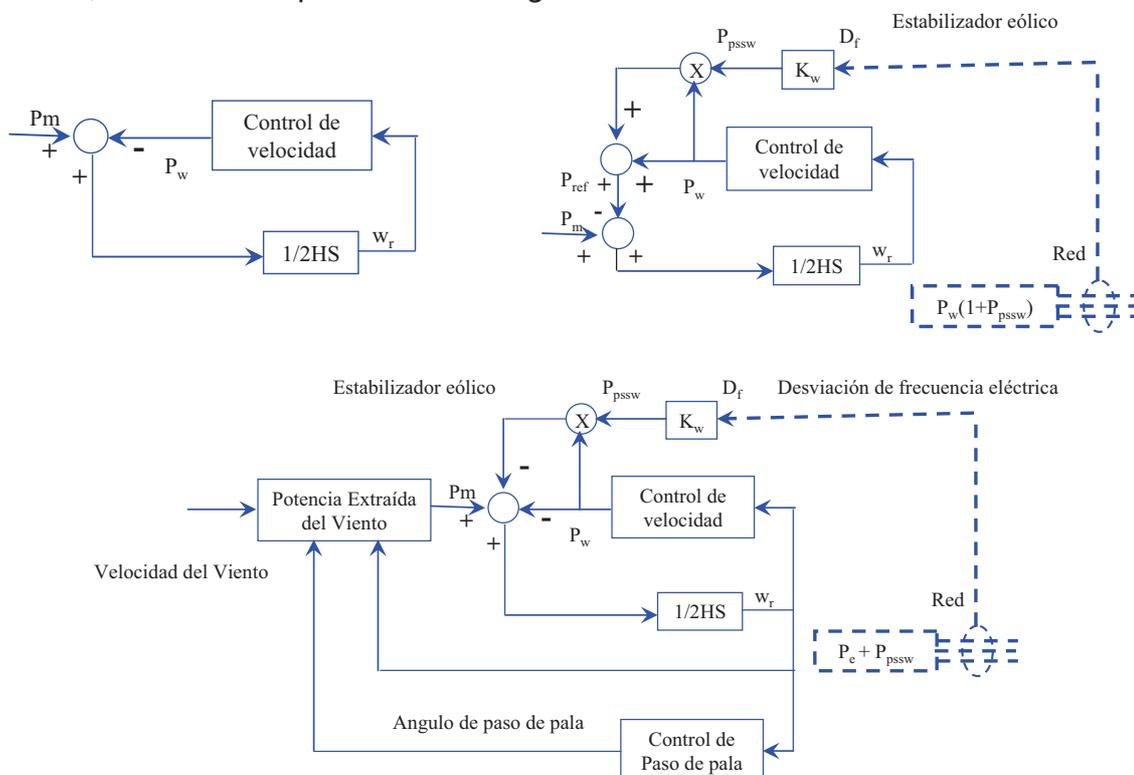


Figura 5.1: Modelo de control del aerogenerador

El esquema es similar al de un estabilizador de potencia en un generador síncrono, con algunas diferencias importantes:

- La señal de entrada al estabilizador eólico es la frecuencia eléctrica no la mecánica.
- La consigna suplementaria de potencia se obtiene inmediatamente, con un retraso de unos pocos milisegundos, despreciable para estudios de oscilaciones electromecánicas.
- Como consecuencia del punto anterior, no es necesario ajustar el control para ninguna frecuencia específica.

El esquema de control propuesto está inspirado en los estabilizadores de potencia PSS de los generadores síncronos convencionales. El objetivo de estos estabilizadores es añadir al par electromecánico del generador síncrono un componente en fase con la desviación de frecuencia y de sentido opuesta a ella. Este componente del par contribuye a atenuar las oscilaciones electromecánicas del sistema. Dadas las características constructivas de los generadores síncronos y en particular de su sistema de excitación; entre la consigna de tensión en el devanado de campo y la tensión real aplicada existen funciones de transferencia relativamente complejas, con constantes de tiempo que entran en el margen de actuación de los fenómenos electromecánicos, lo que complica el diseño del estabilizador de potencia y obliga a la sintonización del mismo a determinadas frecuencias a las que se producen las oscilaciones que más interesa amortiguar.

En el caso de aerogeneradores de velocidad variable, es posible modificar a voluntad el par electromecánico en un margen de tiempo rápido, en comparación con la escala temporal de los fenómenos electromecánicos. Esto se debe a las técnicas de modulación del ancho de pulso (PWM) empleadas en los convertidores, que se realizan con frecuencias de conmutación del orden de miles de Herzios. La consigna de par electromecánico en un aerogenerador de velocidad variable puede modificarse típicamente en menos de un ciclo (20 ms). Esto es válido tanto para aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados, donde el par electromecánico se controla a través de la componente  $i_{qr}$  de la

corriente rotórica, impuesta por el convertidor del lado del rotor, como en generadores síncronos conectados a la red mediante convertidores en el estator.

Esta posibilidad de control de potencia en las turbinas de velocidad variable permite aplicar el concepto del estabilizador de potencia de una forma más directa. El control propuesto se basa en la virtud del aerogenerador de velocidad variable para realizar el control de potencia activa, el cual es desacoplado del control de potencia reactiva y de la velocidad mecánica del rotor. Usualmente, la referencia de la potencia activa es provista por un lazo de control tomando la velocidad del aerogenerador y se utiliza para seguir el punto de operación, al cual se obtiene la máxima potencia del viento, o para limitar la velocidad de las palas durante altos vientos.

Para amortiguar las oscilaciones de potencia, se incluye una señal de control proporcional a la desviación de la frecuencia, la cual se añade a la potencia activa de referencia, y esto se representa en las siguientes ecuaciones:

$$P_{wpss} = -D_f k_w P_w \quad (5.1)$$

$$P_{ref} = P_w (1 - D_f k_w) \quad (5.2)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} [P_m - P_{ref}] \quad (5.3)$$

Donde  $P_w$  es el control de referencia de Potencia Activa utilizado con mucha frecuencia en diferentes estudios, en los que el par electromecánico se emplea para regular la velocidad de giro de la turbina,  $P_{ref}$  es la nueva potencia activa de referencia,  $P_{wpss}$  es la señal de control propuesta y se construye multiplicando la desviación de frecuencia  $D_f$  en la red por una constante, la variable  $D_f$  se calcula en valores unitarios y  $K_w$  es la ganancia del estabilizador eólico. Este factor es de gran importancia debido a que el amortiguamiento provisto por el estabilizador eólico se incrementa en proporción a la ganancia, alcanzando un cierto valor crítico.

Este control se instalará en aerogeneradores que soporten huecos de tensión, figura 2.17, y actuará solo durante oscilaciones transitorias.

Durante operación normal, cuando la desviación de frecuencia es cero, la señal de control  $P_{wPSS}$  será también cero. La referencia de potencia reactiva  $Q_{ref}$  se supone también cero, esto significa que el aerogenerador está operando a factor de potencia unitario. Aunque se podrían utilizar diferentes estrategias de control, tal como imposición de un factor de potencia distinto de 1, o control de tensión en la barra de conexión; no hay motivo para suponer que tendrían efectos significativos en los resultados de este estudio.

Debe notarse que esta estrategia de control utiliza solo variables locales, así que no envuelve ningún problema de comunicación. La ventaja de este esquema es que cada aerogenerador y cada parque, participan en el control de potencia proporcionalmente a su producción. De esta forma, si la producción de un parque es baja porque recibe poco viento, también será menor su contribución al control de potencia.

El aerogenerador ha sido modelado en PSS/E como un elemento que impone una inyección de potencia determinada, independiente de la tensión. La potencia activa se calcula según el esquema anteriormente citado. En caso de caída significativa de la tensión, por ejemplo durante un cortocircuito, la corriente de salida es limitada a un valor máximo, fijado en el 110% de la corriente nominal. Sería relativamente sencillo modificar el modelo para variar este comportamiento, por ejemplo haciendo que el generador aporte corriente reactiva durante un hueco de tensión [17].

Los transitorios electromagnéticos en los generadores han sido despreciados, como es habitual en simulaciones de estabilidad transitoria. Los lazos de control de la potencia activa y reactiva han sido también despreciados, porque su escala de tiempo es muy pequeña comparado con la escala de oscilaciones electromecánicas.

Cada aerogenerador o parque, con el sistema de control descrito, está asociado a una protección mínima de tensión con retardo de acuerdo con el procedimiento de operación. Es decir, cada uno de los parques cumple con la curva tensión-tiempo de dicho procedimiento, y se desconecta si la tensión está por debajo de dicha curva. Figura 2.17

### **5.1.1 EJECUCIÓN PRÁCTICA Y VIABILIDAD**

En condiciones normales, los aerogeneradores operan en un punto de funcionamiento que maximiza su producción de energía en función del viento incidente. El sistema de control propuesto exige que, ante desviaciones de la frecuencia, los aerogeneradores operen de forma transitoria, por encima o por debajo de este punto de funcionamiento óptimo. La regulación de la producción hacia abajo es sencilla, pero la regulación hacia arriba es más complicada porque el viento incidente impone un límite de producción.

La tecnología disponible en la actualidad permite realizar esta regulación mediante dos esquemas alternativos:

- 1.- Manteniendo una reserva de potencia, ya sea en cada aerogenerador, o bien en algún o algunos generadores del parque.
- 2.- El uso de un sistema de almacenamiento de energía tal como pilas de combustible, o la propia inercia del aerogenerador.

En cualquier caso, a efectos de la atenuación de las oscilaciones electromecánicas en el sistema eléctrico, el requerimiento de energía de reserva para realizar el control sería a subir o bajar.

Por tanto, durante el semi-ciclo en el que se reduce la producción del aerogenerador, la energía sobrante se almacenaría en forma de energía cinética en el rotor, incrementando ligeramente la velocidad de las palas. Durante el semi-ciclo en el que es necesario aumentar la producción del aerogenerador, la energía volvería a extraerse de la energía cinética del rotor, o de un dispositivo que almacene energía.

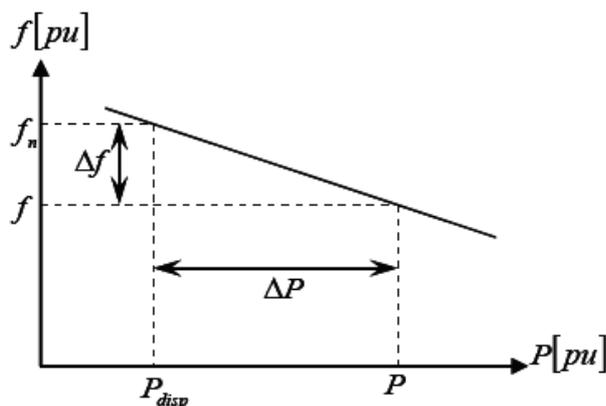
### **5.1.2 CONTRIBUCIÓN A LA REGULACIÓN PRIMARIA**

Dado que el sistema propuesto varía su producción en función de la frecuencia, en caso de ejecutarlo, un aerogenerador participaría en la regulación primaria del sistema. Si bien el objetivo del proyecto es la aplicación en el caso de las oscilaciones electromecánicas después de una perturbación, la repercusión sobre la regulación primaria debe ser tomada en cuenta.

Considerando la ecuación (5.1) de la potencia activa de salida, puede deducirse que el control opera con un estatismo  $R=1/K$ . Así, si el incremento de frecuencia fuese  $1/K$  pu, el aerogenerador reduciría su producción hasta cero. El margen de ganancias estudiado en el proyecto varía de 0 a 35.

- Con una ganancia  $K = 10$  correspondiente a una reducción leve de las oscilaciones, el estatismo es  $R = 10\%$ . Es decir, la contribución a la regulación primaria es muy pequeña.
- Con una ganancia  $K = 35$ , correspondiente a un control más energético el estatismo es  $2,8 \%$ . Es decir, la contribución a la regulación primaria es grande, similar a las centrales convencionales.

Poco después de una perturbación, los gobernadores de las unidades que participan en el control primario de frecuencia aumentará o disminuirá su potencia en la turbina y tratará de impulsar la frecuencia a un valor cercano a lo nominal. El cambio en la energía del generador es proporcional a la desviación de frecuencia y se comparte entre las unidades participantes de acuerdo con la ganancia de sus controladores primarios, esto se representa en la figura 5.2.



**Figura 5.2:** Control de la frecuencia primaria [18]

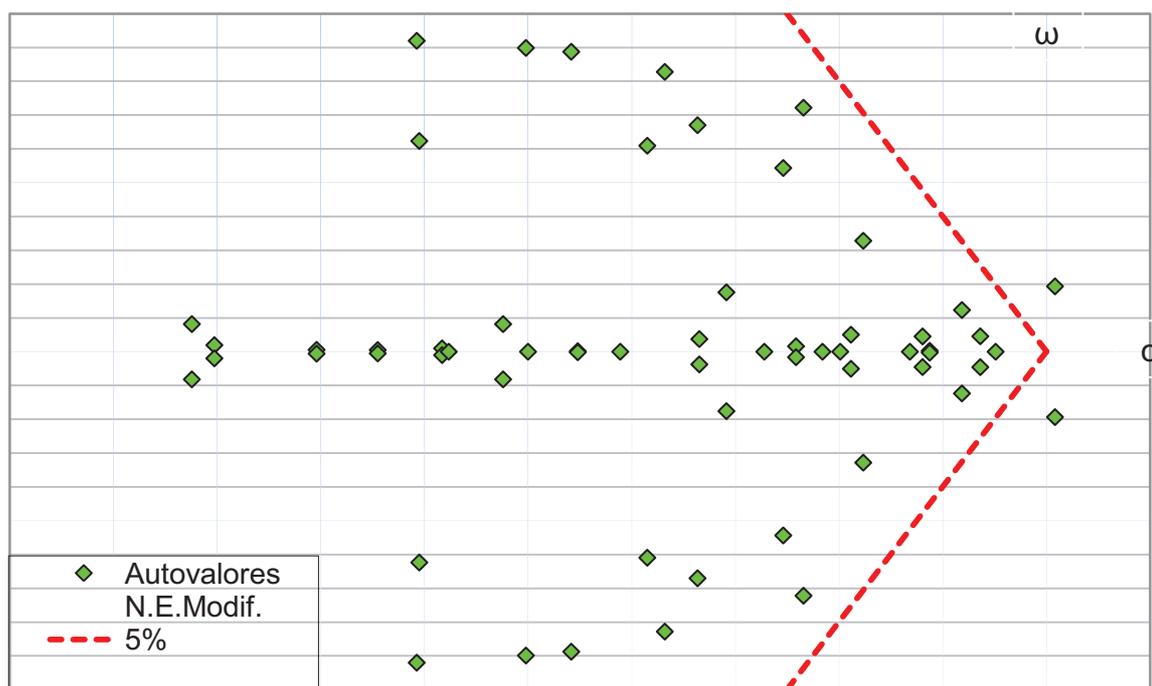
Para que el sistema de control propuesto asegure una contribución efectiva a la regulación primaria de frecuencia, sería necesario proveer a los parques con una reserva suficiente. En caso de descenso de frecuencia los parques deberían sostener un incremento de potencia durante el tiempo suficiente para que actuase la regulación secundaria.

## 5.2 APLICACIÓN AL SISTEMA NEW ENGLAND

El efecto del estabilizador eólico ha sido analizado mediante un estudio de pequeña señal (estabilidad oscilatoria) y otro de gran señal (estabilidad transitoria). El estudio de pequeña señal analiza el efecto sobre los autovalores del sistema, mientras el estudio de estabilidad transitoria analiza el efecto sobre la estabilidad del sistema ante varias perturbaciones severas.

### 5.2.1 ESTUDIO DE PEQUEÑA SEÑAL

Para el estudio de estabilidad de pequeña señal en el sistema New England modificado con parques eólicos, se aplica el método de análisis modal, partiendo de un caso base, poco amortiguado. La figura 5.3 muestra los autovalores del sistema sin la presencia del estabilizador eólico, para una condición inestable.



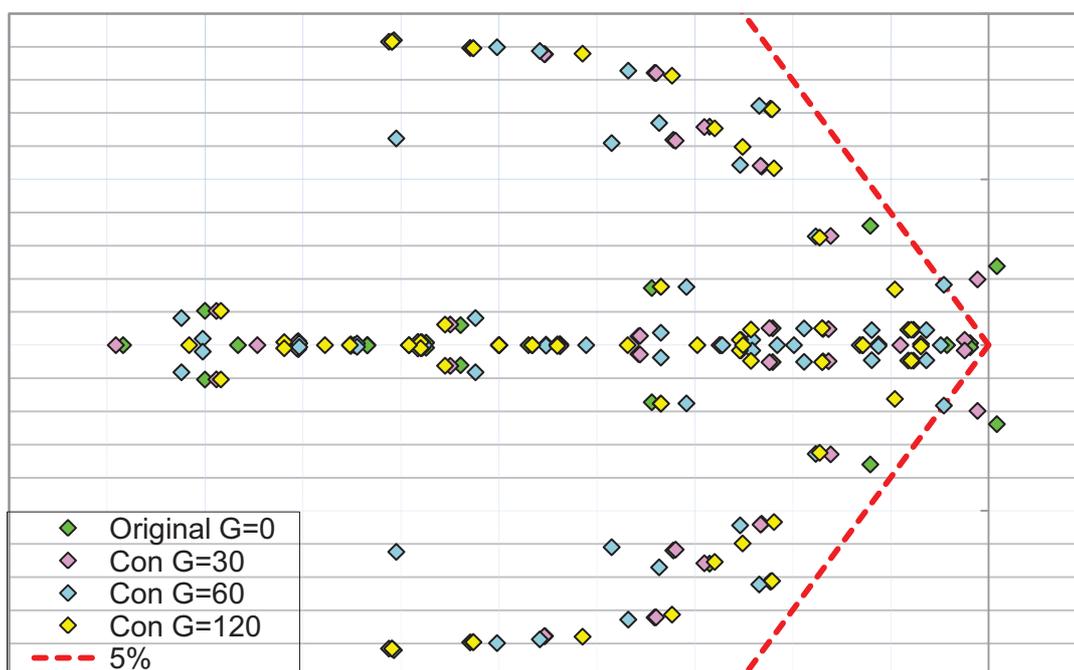
**Figura 5.3:** Sistema New England modificado, sin estabilizadores eólicos

### 5.2.1.1 Efecto de la ganancia en los autovalores

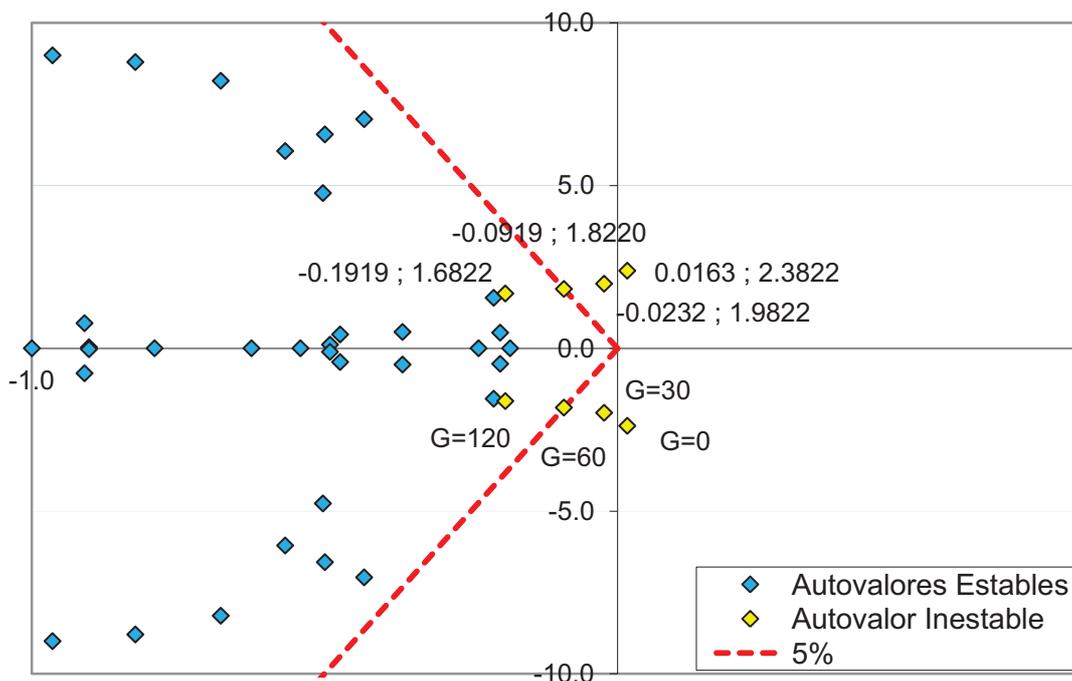
Siguiendo la metodología en pequeña señal del capítulo 4, se parte de un sistema con un punto de operación inestable, figura 5.3. Entonces se analiza el efecto de ingresar el estabilizador eólico, se observa que la ganancia tiene mayor efecto en algunos autovalores del sistema, sin embargo en pequeña señal el punto de operación se vuelve en general más estable debido a la presencia del estabilizador.

La figura 5.4 presenta el efecto en los autovalores al aplicar el estabilizador eólico con distintas ganancias. Como puede observarse, el estabilizador provoca de nuevo un movimiento de los autovalores hacia posiciones más amortiguadas.

Mientras la figura 5.5 presenta la trayectoria de un autovalor inestable pero próximo al eje de ordenadas conforme se aumenta la ganancia del estabilizador eólico dicho autovalor ingresa en la zona de amortiguamiento.



**Figura 5.4:** Efecto de la ganancia del estabilizador eólico en los autovalores



**Figura 5.5:** Trayectoria del autovalor inestable al variar la ganancia.

La tabla 5.1 presenta como varía la frecuencia de oscilación y el amortiguamiento de ciertos autovalores comprendidos entre 0.1 y 1 Hz, es decir solamente se estudian oscilaciones entre áreas y el efecto de incrementar la ganancia.

**Tabla 5.1:** Oscilaciones entre áreas, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Autovalor	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
11	-0.5342	6.0228	0.9586	0.0883
13	-0.4607	5.4101	0.8610	0.0848
15	0.0163	2.3822	0.3791	-0.0068
21	-0.6459	1.8322	0.2916	0.3325
Ganancia 30				
11	-0.5449	6.1466	0.9783	0.0883
13	-0.47	5.4042	0.8601	0.0866
15	-0.0232	1.9822	0.3155	0.0117
21	-0.6034	1.7853	0.2841	0.3202
Ganancia 60				
11	-0.5526	6.1071	0.9720	0.0901
13	-0.4766	5.4185	0.8624	0.0876
15	-0.0919	1.822	0.2900	0.0504
21	-0.6012	1.7800	0.2833	0.3200
Ganancia 120				
11	-0.5672	6.0778	0.9673	0.0929
13	-0.4801	5.4319	0.8645	0.0880
15	-0.1919	1.6822	0.2677	0.1133
21	-0.5993	1.7789	0.2831	0.3193

### 5.2.2 ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

El sistema de control propuesto se aplica al sistema de prueba New England de 39 barras. La efectividad del control propuesto se evalúa en tres diferentes casos:

- 1) Falla en la barra 4 con una duración de 150 ms
- 2) Pérdida de generación en la barra 32, generador 3 con pérdida de 50 MW y una duración de 100 ms.
- 3) Falla en el barra 1 con duración de 150 ms

Para obtener una evaluación de la eficiencia del control, el análisis modal ha sido desarrollado en un flujo de potencia activa entre barras del sistema, las líneas de interés son 39-9, 26-29, 1-39, 17-16, 16-19, 4-14 y 14-13, los resultados obtenidos se han conseguido utilizando el método de aproximación de mínimos cuadrados provisto por el software PSS/E.

Para cada ganancia e intervalo de tiempo utilizado en el análisis modal, se presenta también el porcentaje de error; que es un indicador de la precisión del análisis y además los principales componentes entre áreas son presentados.

El amortiguamiento se calcula mediante la ecuación (2.18)

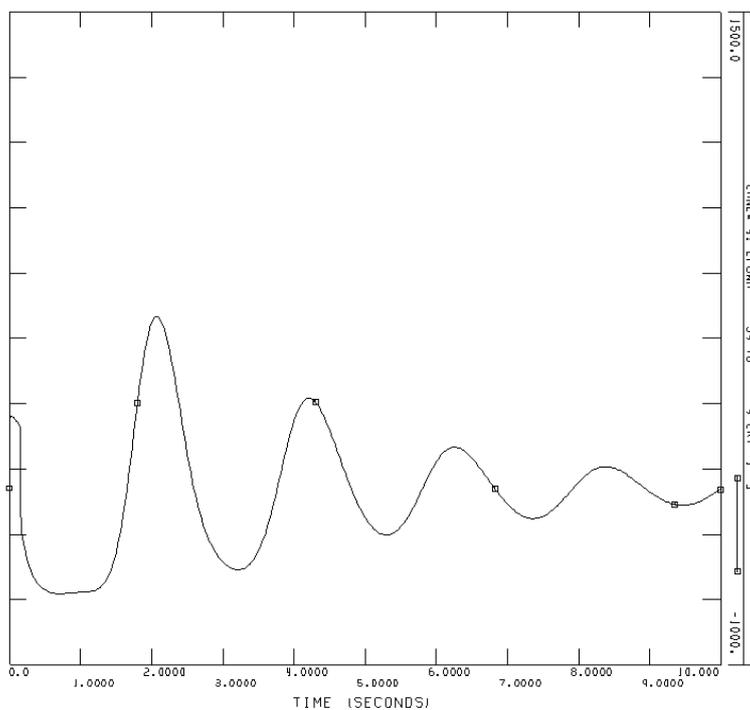
En la tabla 5.2, se muestran los 13 componentes obtenidos de la descomposición modal del flujo de potencia en la línea 39-9, como se puede observar, solo existen dos componentes que tienen frecuencias de oscilación entre 0.1 y 1 Hz.

**Tabla 5.2:** Descomposición modal, flujo de potencia línea 39-9.

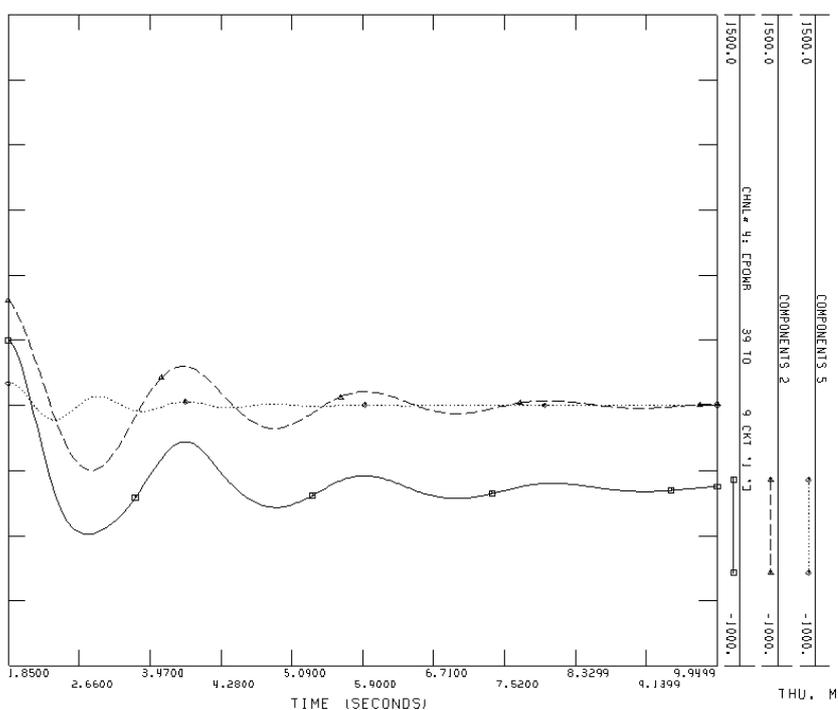
DESCOMPOSICION MODAL			
Componente Número	Autovalor		
	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]
1	-0,0272	-----	36,770 SC.
2	-0,4976	3,0133	0,4800
3	-0,7041	0,0000	1,420 SC.
4	-8,1302	31,5390	5,0200
5	-0,8853	6,2713	0,9980
6	-3,6673	13,8059	2,1970
7	-3,1860	22,3376	3,5550
8	-0,9325	9,5041	1,5130
9	-2,0599	40,5727	6,4570
10	-2,0830	43,5990	6,9390
11	-1,5480	30,1533	4,7990
12	-1,9537	56,1010	8,9290
13	-1,3962	52,5508	8,3640

La figura 5.6a muestra la onda en la cual se realizara la descomposición modal, la figura 5.6b muestra los componentes modales que tienen oscilaciones entre 0.1 y 1 Hz. conocidos como oscilaciones entre áreas.

a)



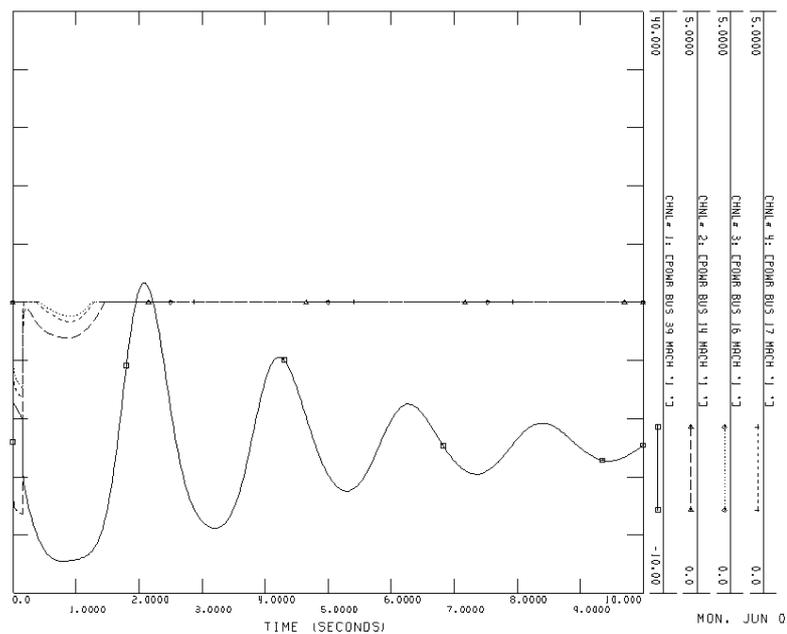
b)



**Figura 5.6a y 5.6b:** Flujo en línea 39-9, y componentes modales entre áreas 2 y 5

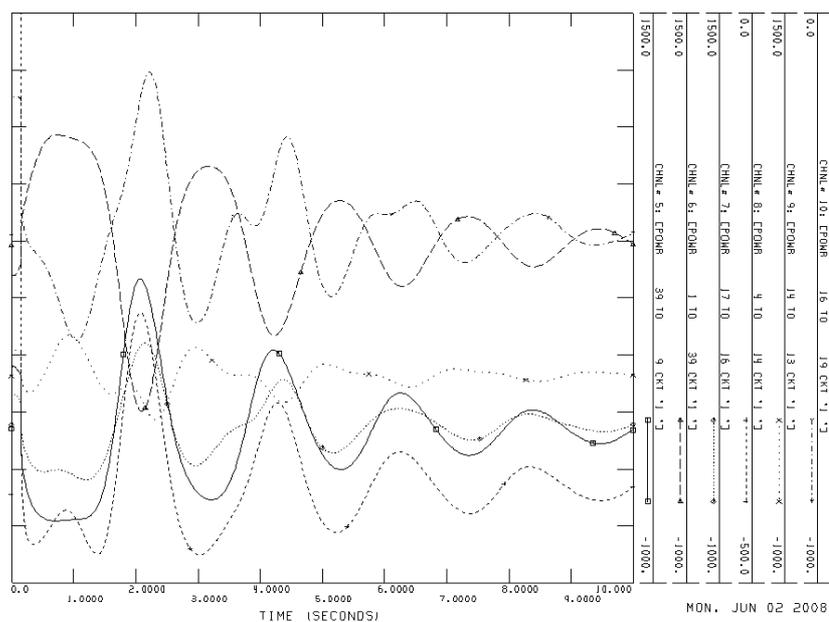






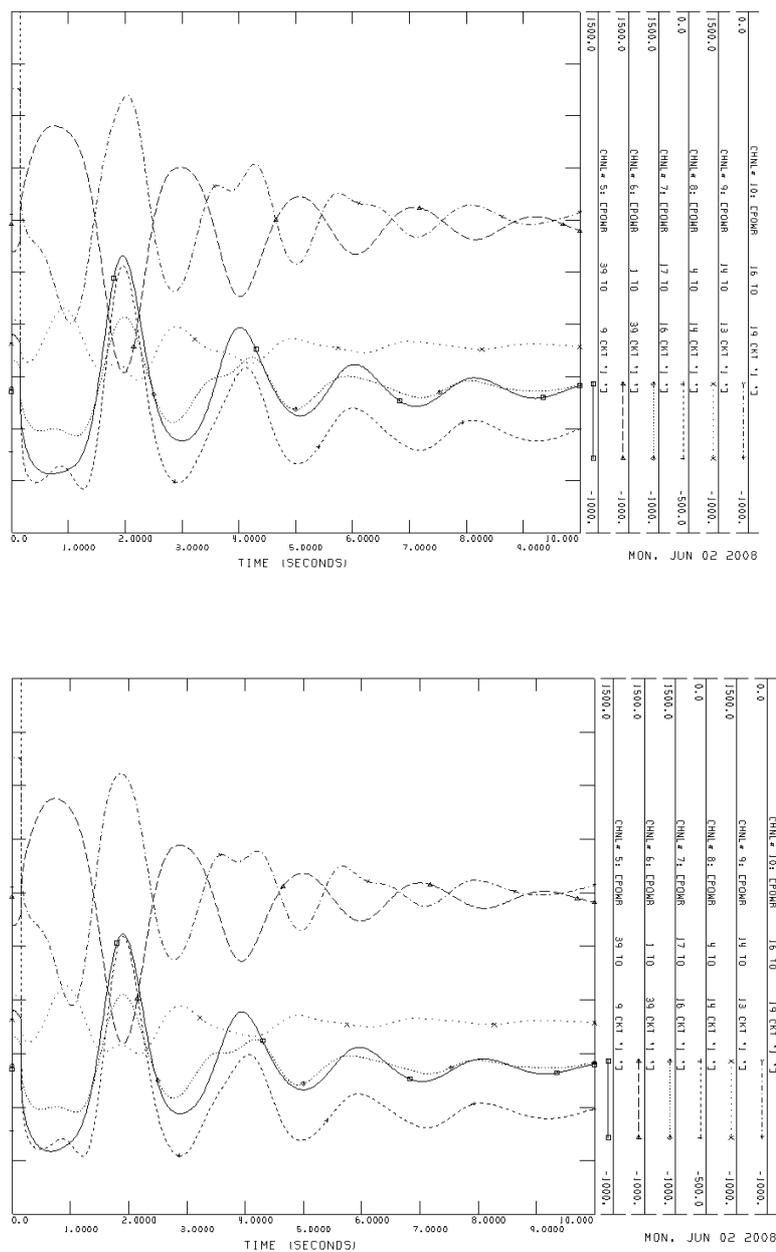
**Figura 5.9:** Potencia de salida en los parques eólicos y Generador 1 con ganancia 0

La figura 5.10 presenta el flujo de potencia activa entre las barras 39-9, 39-1, 17-16, 4-14, 14-13, 16-19. El flujo de potencia activa en la línea 39-9 es el flujo entre el sistema New England y el área representada por el generador 10.

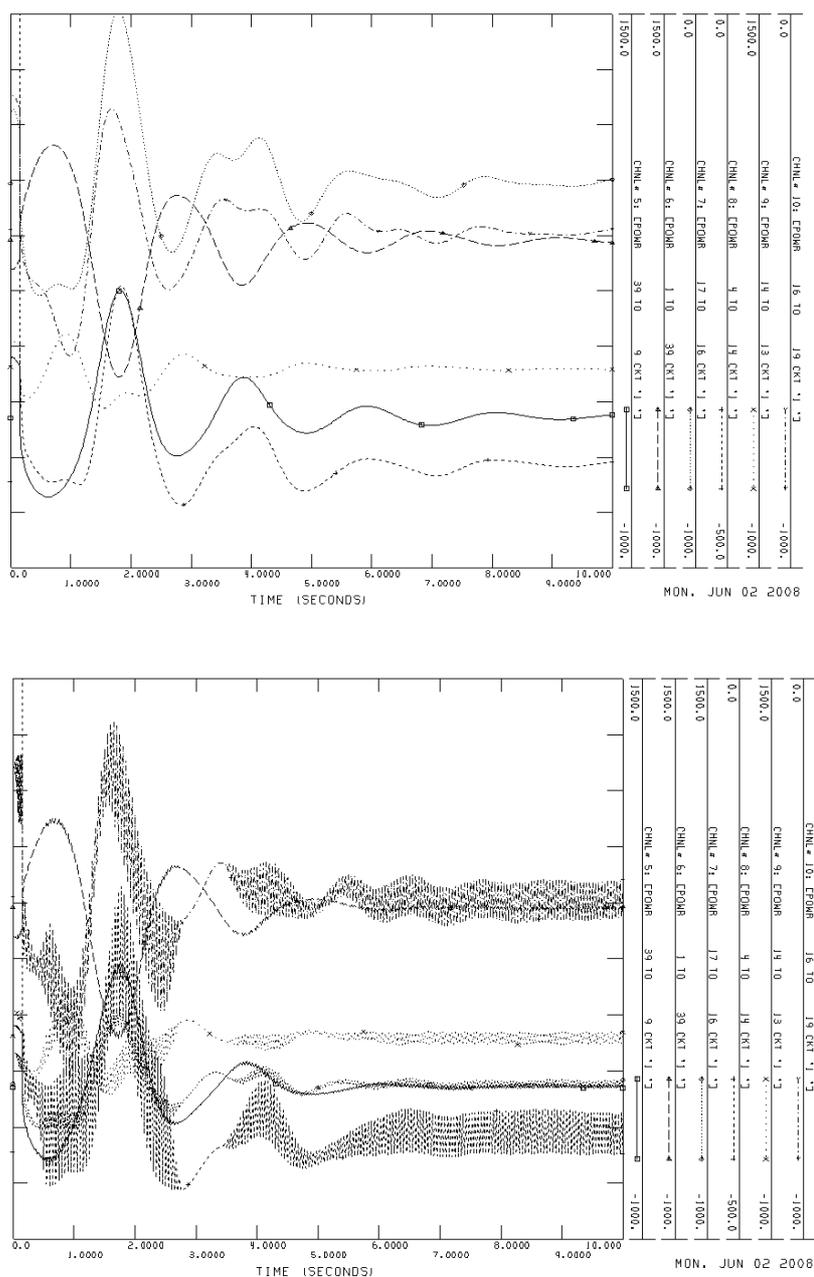


**Figura 5.10:** Flujo de potencia en las líneas 39-9,39-1,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancia 0.

Las figuras 5.11 y 5.12 presentan los flujos de potencia entre líneas utilizando diferentes ganancias de control, la ganancia de control Kw es 35, 60, 120 y 240 respectivamente. Se puede observar que las oscilaciones son amortiguadas por el control propuesto, por ejemplo las oscilaciones del flujo de potencia en la línea 39-9 son amortiguadas al incrementar la ganancia de los estabilizadores eólicos.

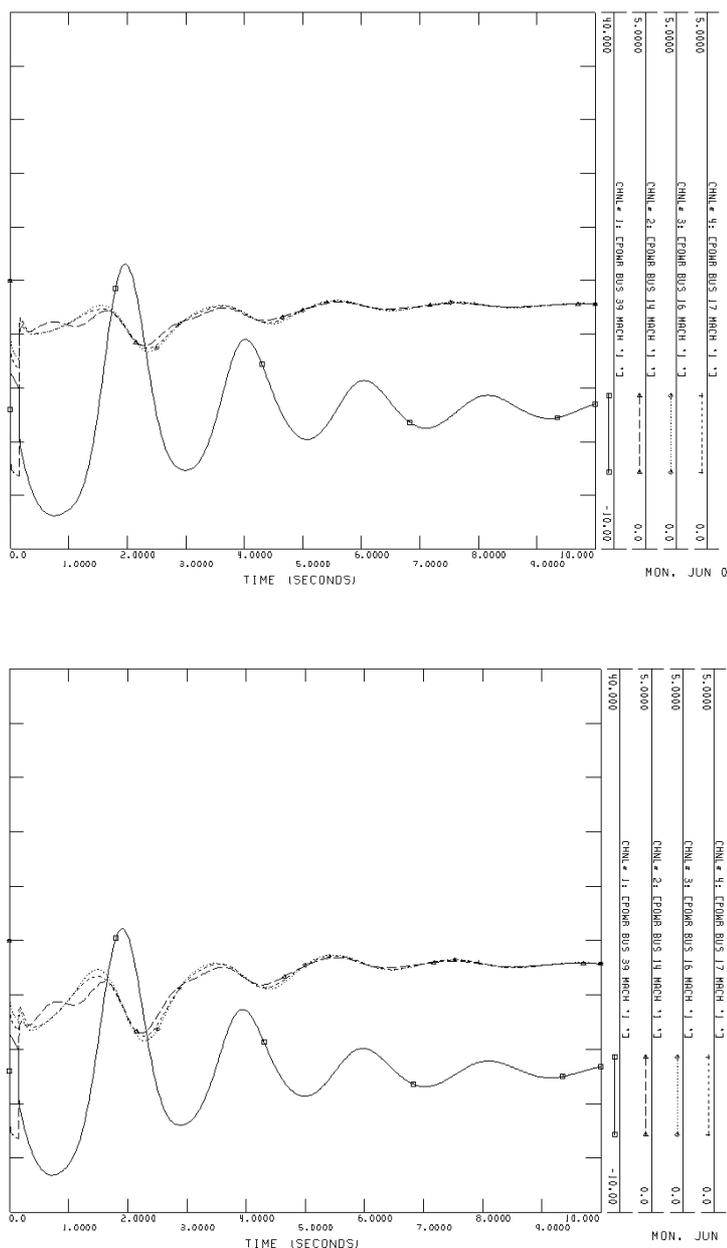


**Figura 5.11:** Flujo de potencia en las líneas 39-9,39-1,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 35 y 60



**Figura 5.12:** Flujo de potencia en las líneas 39-9,39-1,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 120 y 240.

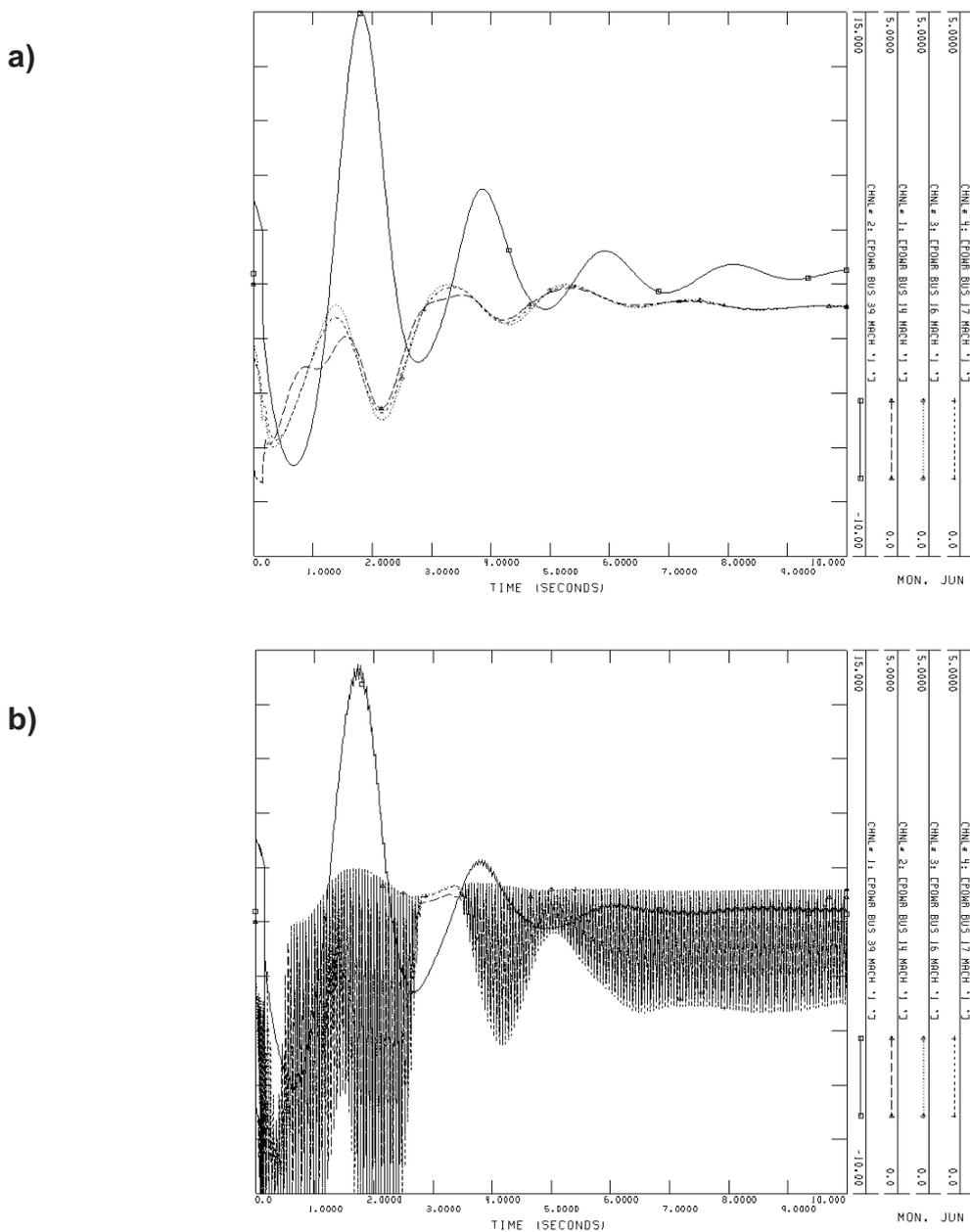
La figura 5.13 presenta la producción de potencia activa de los tres parques eólicos, y la generación en la barra 39, generador 1, se puede observar como la producción de energía eólica es modificada después de la falla para amortiguar las oscilaciones, y corresponden a ganancias de 35 y 60. La variación en la producción de potencia no es muy grande comparada con la producción total, y podría ser desarrollada por los nuevos aerogeneradores modernos.



**Figura 5.13:** Potencia de salida en los parques eólicos y Generador 1 con ganancias 35 y 60.

La figura 5.14a, la cual corresponde a una ganancia de 120, presenta mayores oscilaciones en la producción eólica, lo cual representa un adicional esfuerzo al control del aerogenerador, sin embargo puede verse que inmediatamente después de la falla, la producción de energía eólica decrece y oscila hasta estabilizarse, lo cual resultara en un ligero incremento en la velocidad del rotor y, consecuentemente, en la energía almacenada en el rotor y las palas. De esta manera, el aerogenerador será capaz de usar esta energía cinética para

desarrollar el requerido control de potencia activa. La figura 5. 14b presenta las oscilaciones de potencia con una ganancia de 240, la amortiguación de las oscilaciones electromecánicas son muy enérgicas, pero al precio de grandes excursiones de potencia activa en los parques eólicos. En este caso, la energía eólica decae a cero durante unos instantes.



**Figura 5.14a y 5.14b:** Potencia de Salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 120 y 240.

### 5.2.2.2 Descomposición Modal

La descomposición modal permite comparar el amortiguamiento antes y después de la acción del dispositivo, para lo cual se descompone la señal en sus modos dominantes de oscilación.

El análisis modal ayuda a la interpretación de resultados dinámicos, especialmente en casos poco amortiguados. En la práctica el tiempo de la simulación utilizado está entre 10 y 30 segundos, de esta manera los modos bien amortiguados desaparecen y los modos poco amortiguados permanecen y se caracterizan a través de su frecuencia y amortiguamiento.

La principal idea detrás de la descomposición modal es que cualquier respuesta del sistema puede ser dividida en términos exponenciales y sinusoidales amortiguados. Por ejemplo, para una señal  $\mu(t)$  función del tiempo, la señal satisface la siguiente ecuación diferencial:

$$\sum_{k=1}^{p+1} \xi_k D^{k-1} \mu(t) = 0 \quad (5.4)$$

Donde  $D$  es un operador diferencial y  $\xi_k$  son los coeficientes desconocidos.

Una solución típica a la ecuación (5.4) es representarla como una suma de funciones exponenciales.

$$\mu(t) = \sum_{j=1}^{p/2} \alpha_j e^{\beta_j t} \quad (5.5)$$

Donde  $\beta_j$  son constantes de proporción usualmente negativas y  $\alpha_j$  son amplitudes. Esta solución es apropiada para un sistema transitorio que se estabiliza en el tiempo. Una segunda solución a la ecuación (5.4) es:

$$\mu(t) = \sum_{j=1}^{p/2} \alpha_j \text{sen}(\beta_j t + \phi_j) \quad (5.6)$$

Esta solución continua y periódica, es apropiada para sistemas eléctricos que son conducidos por fuerzas oscilatorias continuas.

Una tercera solución a la ecuación (5.4) tiene la forma de sinusoides amortiguadas.

$$\mu(t) = \sum_{j=1}^q \alpha_j e^{\beta_j t} \text{sen}(\omega_j t) \quad (5.7)$$

La ecuación (5.7) combina el comportamiento transitorio y periódico.

Cada componente exponencial es asociado con un autovalor real  $\sigma_i$ . Similarmente, cada termino sinusoidal es asociado con dos términos de autovalores complejos conjugados, de parte real e imaginaria  $\sigma_i$  y  $\pm \omega_j$ , respectivamente.

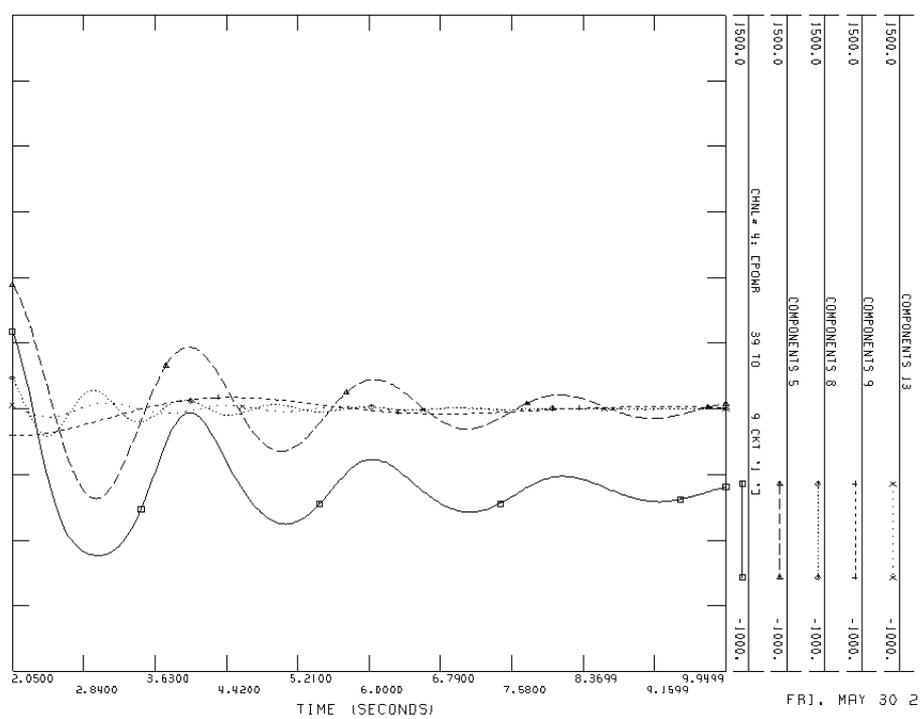
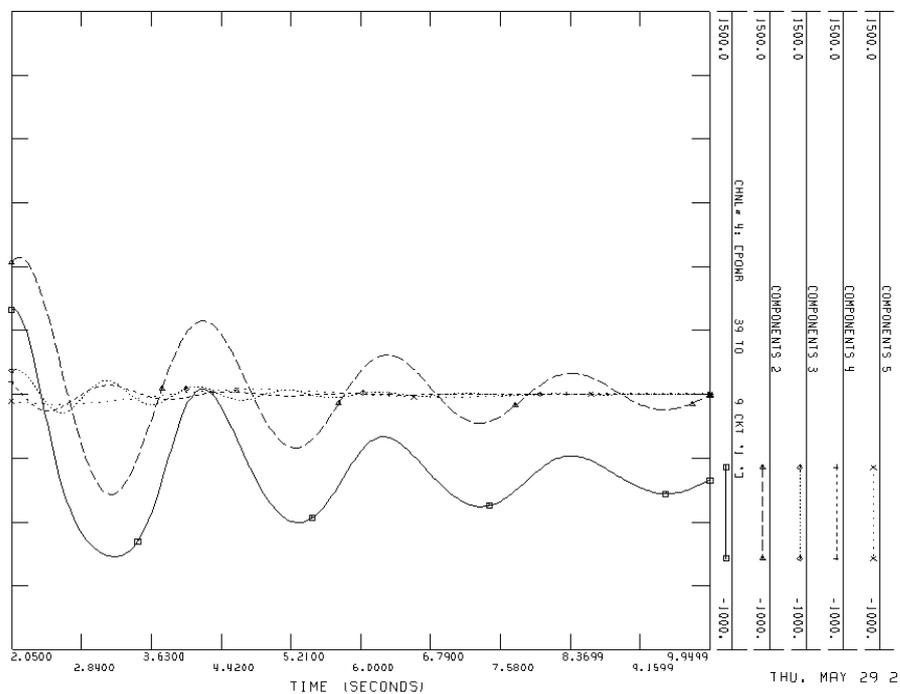
**a) Línea 39-9:** El intervalo de tiempo utilizado para la descomposición modal es [2.060, 9.939] segundos. La descomposición modal del flujo de potencia 39-9 se realiza para diferentes ganancias, los resultados se observan en la tabla 5.3.

**Tabla 5.3:** Descomposición modal flujo de potencia línea 39-9, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

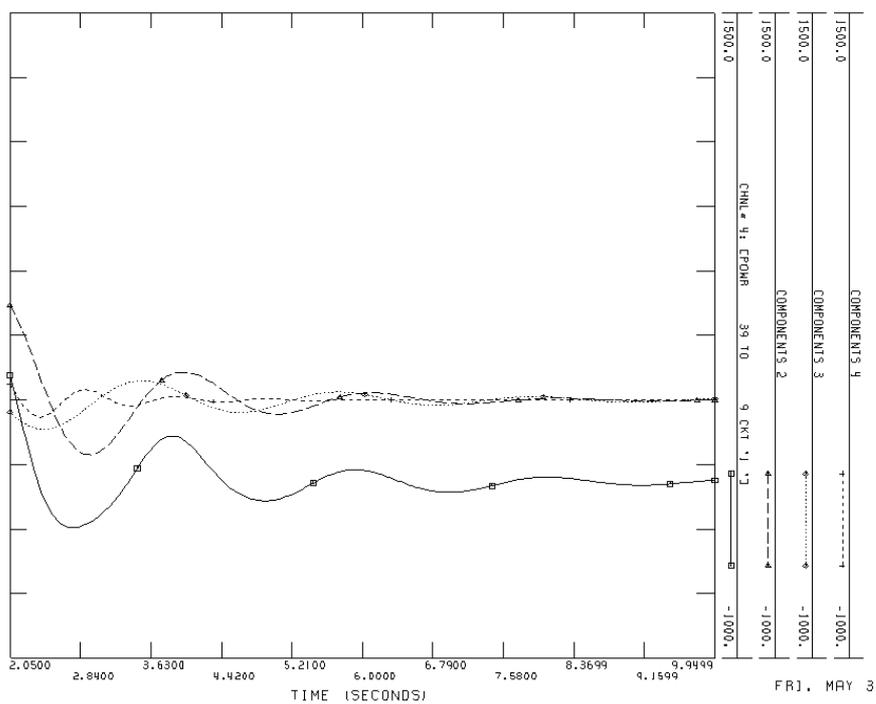
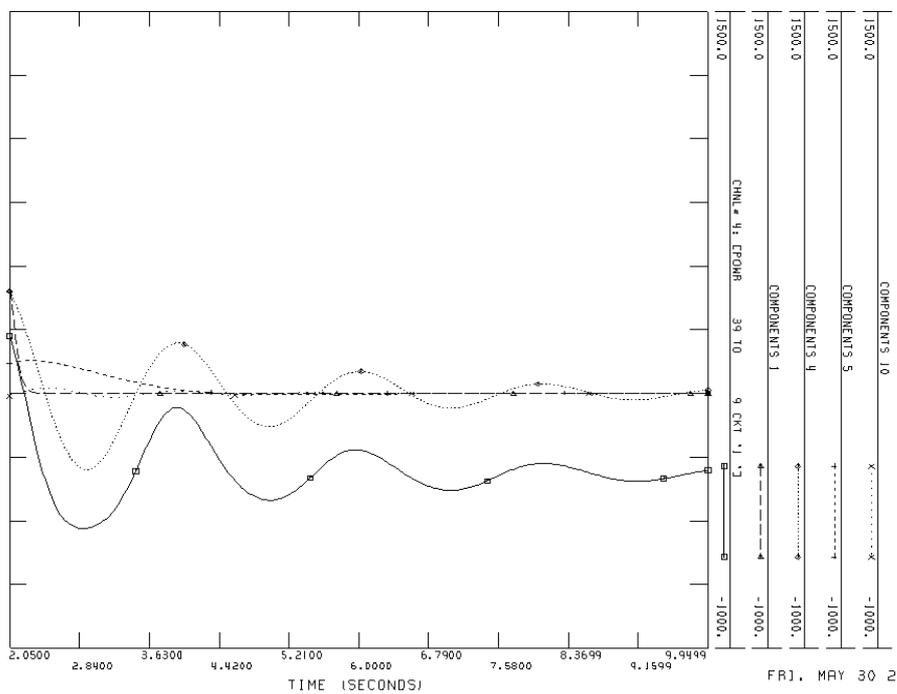
Ganancia 0					
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento	
2	-0,2992	3,0134	0,4800	0,0988	
3	-0,5747	6,1681	0,9820	0,0928	
4	-0,8832	4,6421	0,7390	0,1869	
5	-0,2991	1,4216	0,2260	0,2059	
Ganancia 35					
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento	
5	-0,3632	3,0604	0,4870	0,1179	
8	-0,7341	6,2457	0,9940	0,1167	
9	-0,3579	1,3326	0,2120	0,2594	
13	-0,4163	4,7919	0,7630	0,0866	
Ganancia 60					
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento	
1	-22,6301	5,8427	0,9300	0,9682	
4	-0,4016	3,0494	0,4850	0,1306	
5	-1,1364	1,0909	0,1740	0,7214	
10	-0,5839	4,2489	0,6760	0,1361	
Ganancia 120					
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento	
2	-0,6415	2,9785	0,4740	0,2105	
3	-0,3910	2,8561	0,4550	0,1356	
4	-1,0159	6,2111	0,9890	0,1614	

El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 5 obtenido de la ganancia 35, el componente 4 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.15 y 5.16 los errores obtenidos son 3.536 %, 11.61%, 8.878% y 6.14% para ganancias 0, 35,

60 y 120 respectivamente, que están dentro del margen de error de la metodología utilizada.

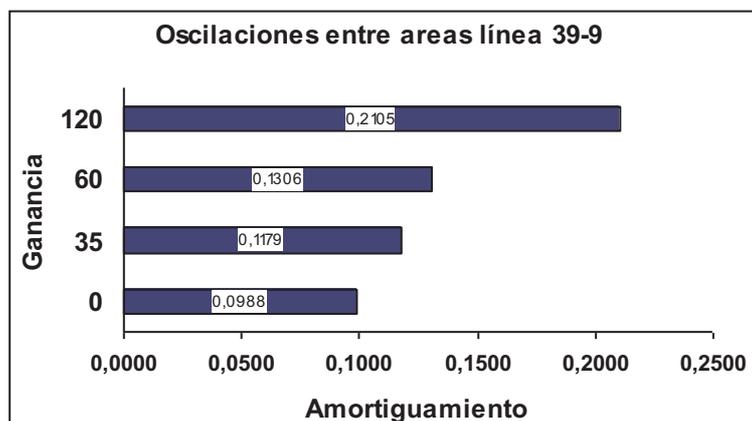


**Figura 5.15:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 39-9 con ganancias 0 y 35.



**Figura 5.16:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 39-9 con ganancias 60 y 120

La figura 5.17 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 5, 4, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.

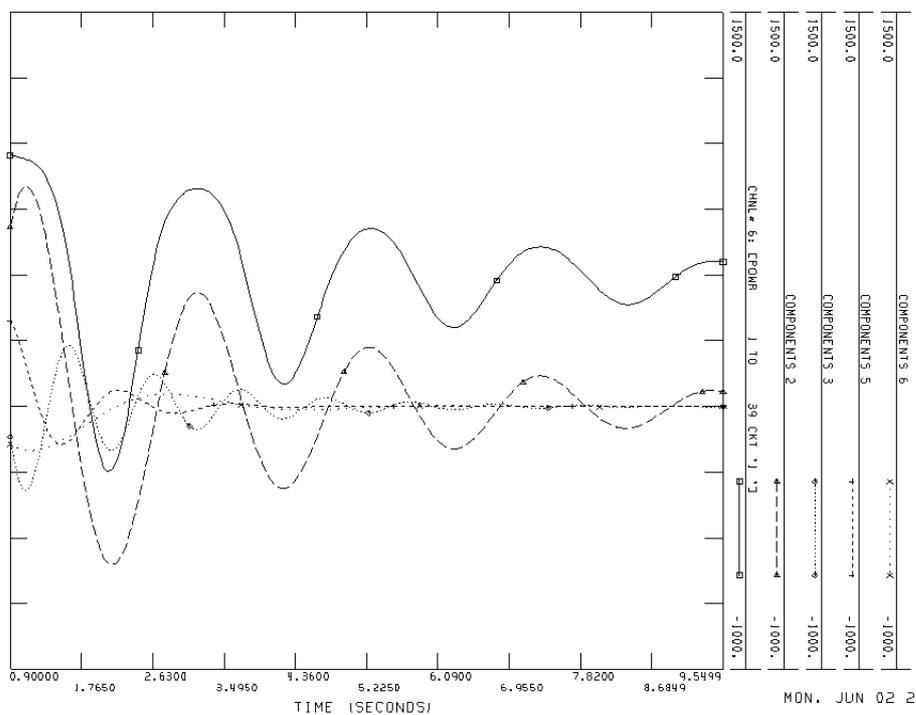


**Figura 5.17:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 5, 4, y 2

**b) Línea 1-39:** El intervalo de tiempo utilizado para la descomposición modal es [0.892, 9.539] segundos. La descomposición modal del flujo de potencia 1-39 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.4. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 5 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 5 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.18 y 5.19 los errores obtenidos son 8.192 %, 10.61%, 11.93% y 11.03% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.4:** Descomposición modal flujo de potencia línea 1-39, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3164	3,0255	0,4820	0,1040
3	-0,6174	6,0525	0,9630	0,1015
5	-1,2526	4,5783	0,7290	0,2639
6	-0,7624	1,8958	0,3020	0,3731
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
4	-1,7181	3,3566	0,5340	0,4556
5	-0,3510	3,0662	0,4880	0,1137
6	-0,6616	6,1017	0,9710	0,1078
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4276	3,0612	0,4870	0,1384
5	-1,0426	2,3322	0,3710	0,4081
9	-0,6616	6,1083	0,9720	0,1077
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
4	-1,6852	2,6056	0,4150	0,5431
5	-0,5408	3,0414	0,4840	0,1750
7	-0,7485	6,0416	0,9620	0,1230



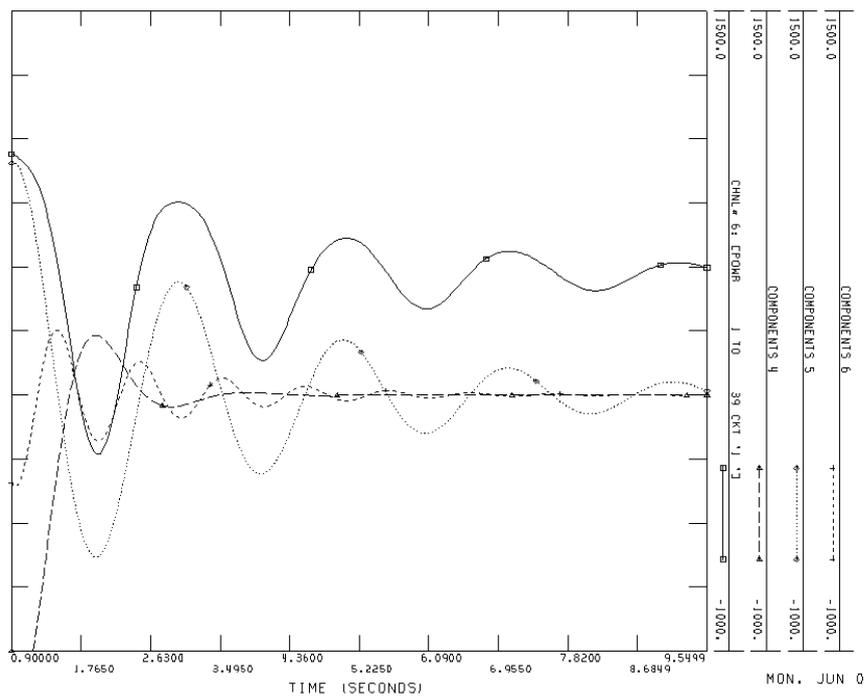
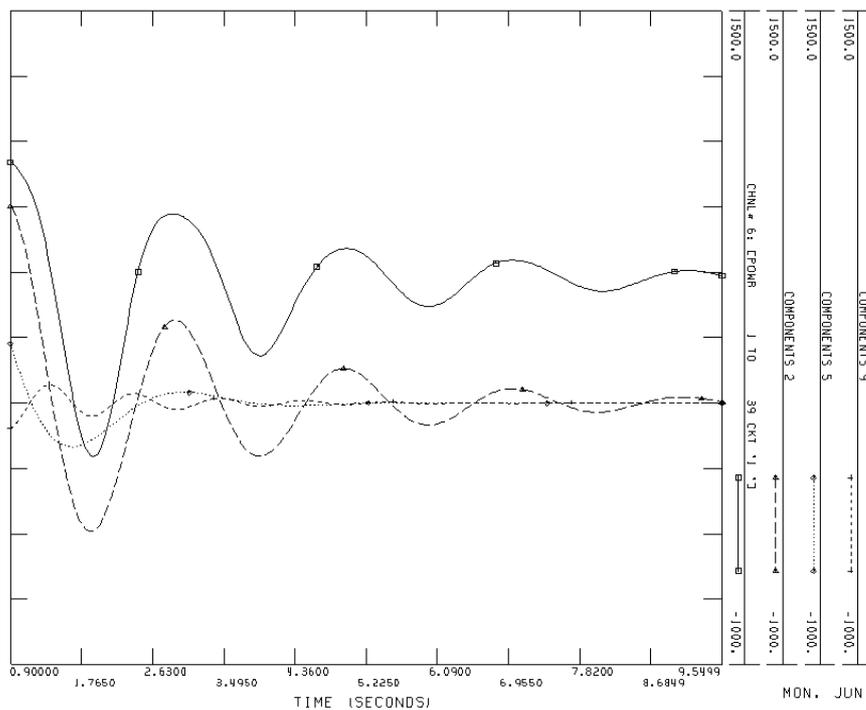
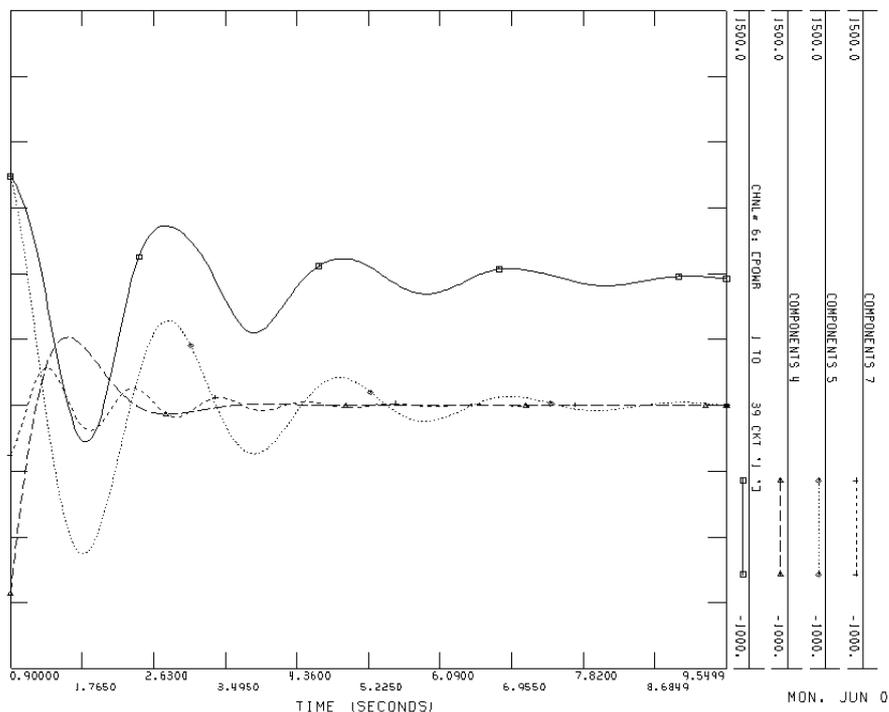


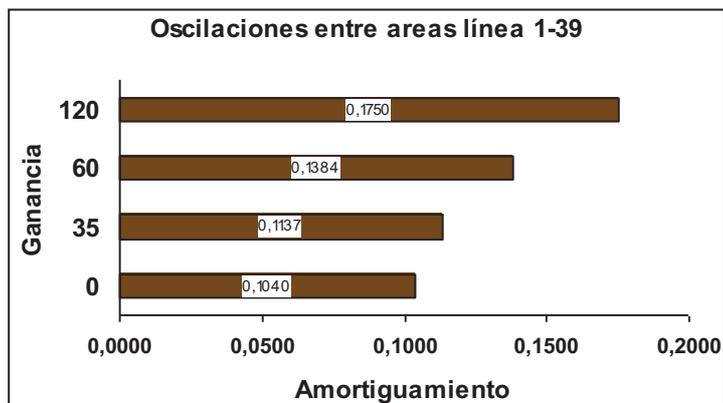
Figura 5.18: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 1-39 con ganancias 0 y 35





**Figura 5.19:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 1-39 con ganancias 60 y 120

La figura 5.20 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 5, 2, 5 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



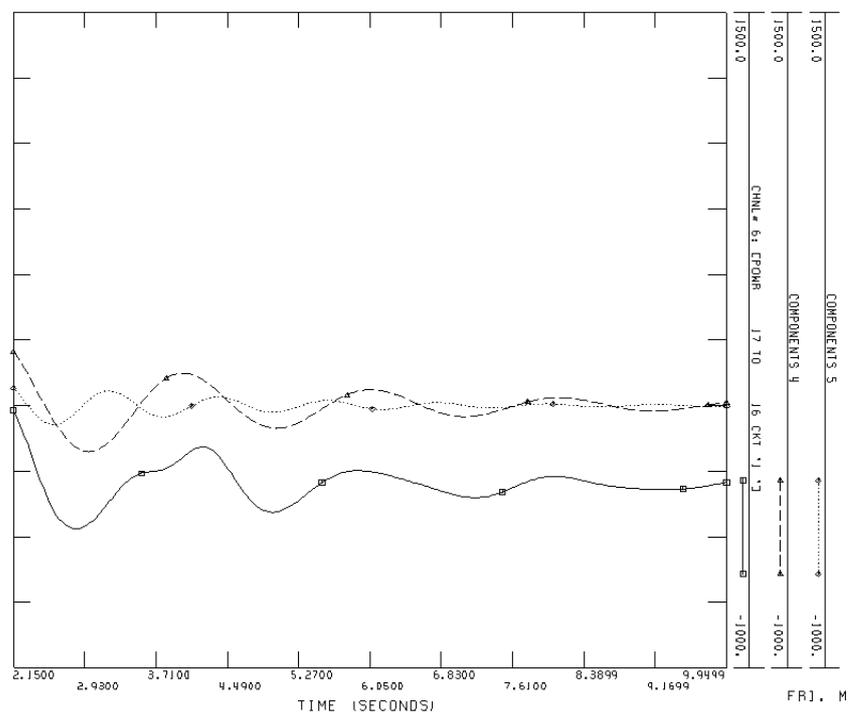
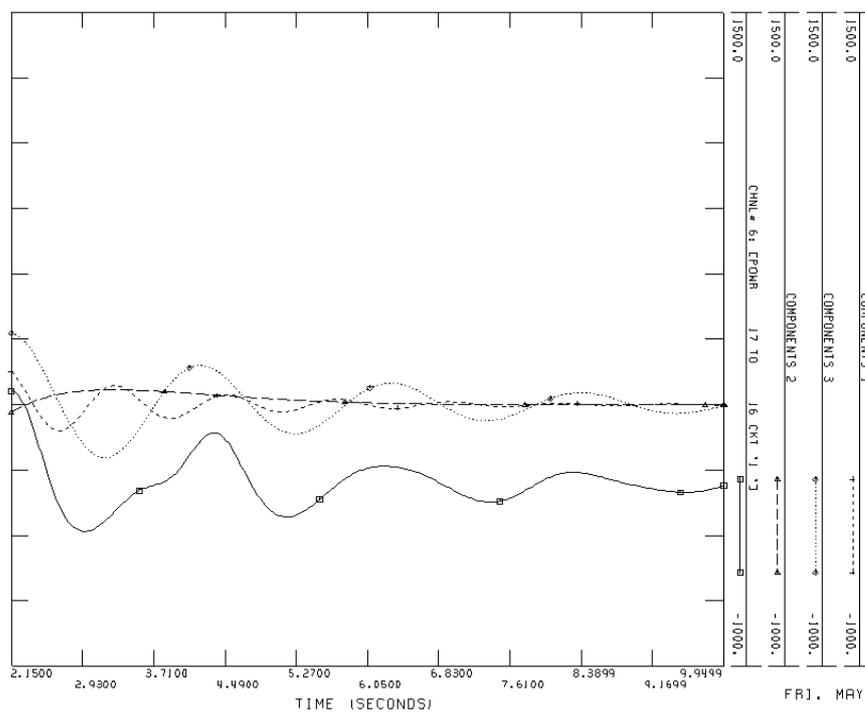
**Figura 5.20:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 5, 2, y 5

c) **Línea 17-16:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [2.161, 9.939] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 17-16 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.5. El componente 3 obtenido de la ganancia 0, el componente 4 obtenido de la ganancia 35, el componente 4 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.21 y 5.22 los errores obtenidos son 6.254 %, 2.247%, 10.02% y 10.69% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.5:** Descomposición modal flujo de potencia línea 17-16, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,9403	0,5605	0,0890	0,8590
3	-0,2853	3,0114	0,4790	0,0943
4	-0,5196	5,1595	0,8210	0,1002
6	-0,7624	1,8958	0,3020	0,3731
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
4	-0,3444	3,0547	0,4860	0,1120
5	-0,4436	5,2469	0,8350	0,0842
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
4	-0,3833	3,0489	0,4850	0,1247
5	-0,4430	5,2906	0,8420	0,0834
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4735	3,0137	0,4800	0,1552
3	-2,1112	1,5589	0,2480	0,8045
4	-0,4713	5,3661	0,8540	0,0875



**Figura 5.21:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 0 y 35

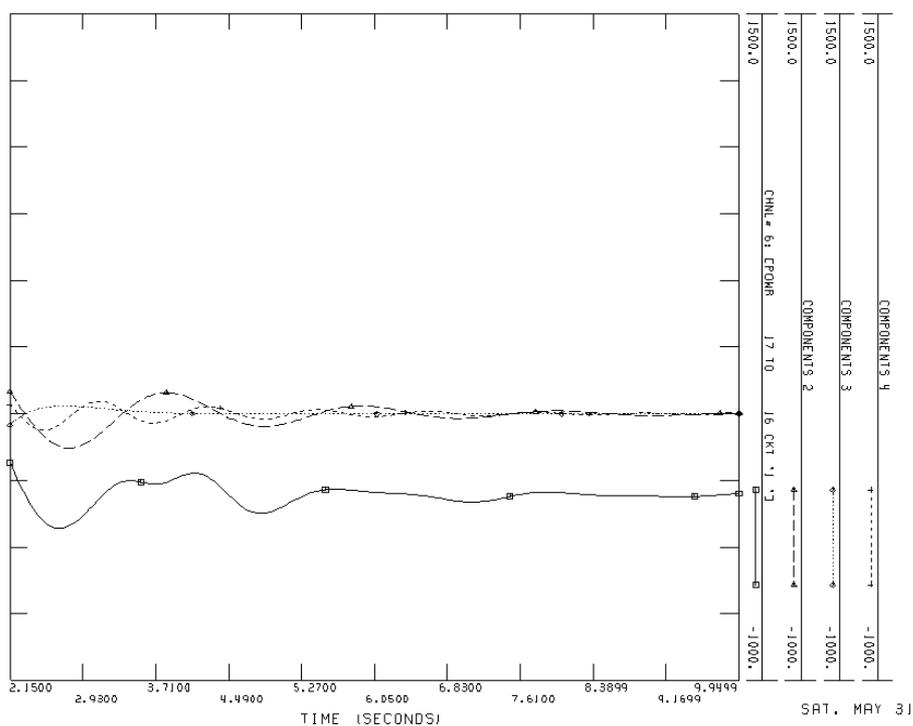
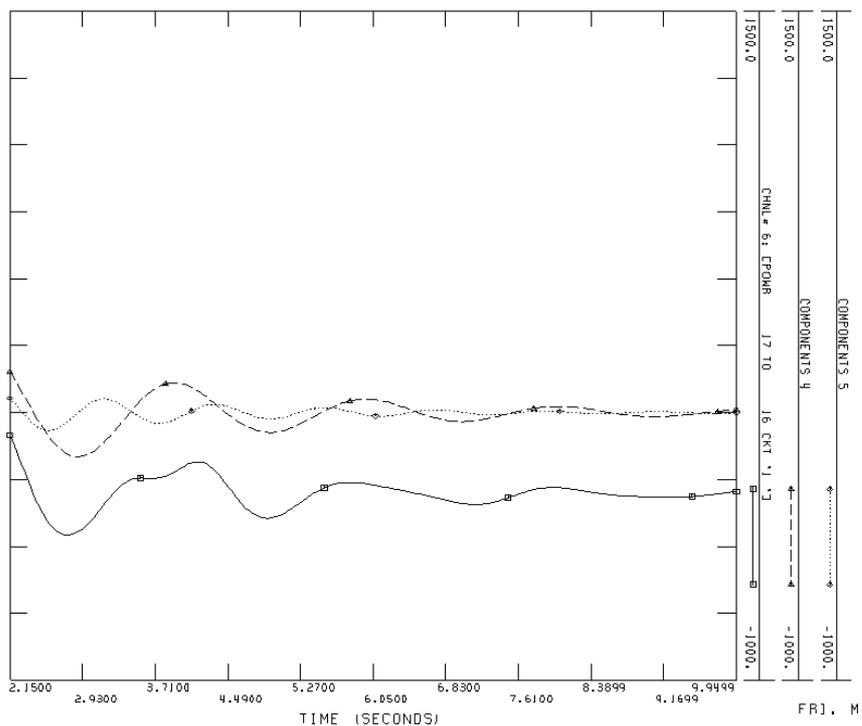
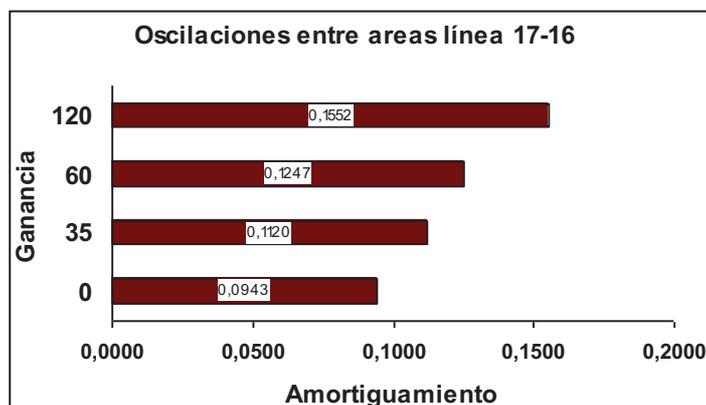


Figura 5.22: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 60 y 120

La figura 5.23 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 3, 4, 4, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



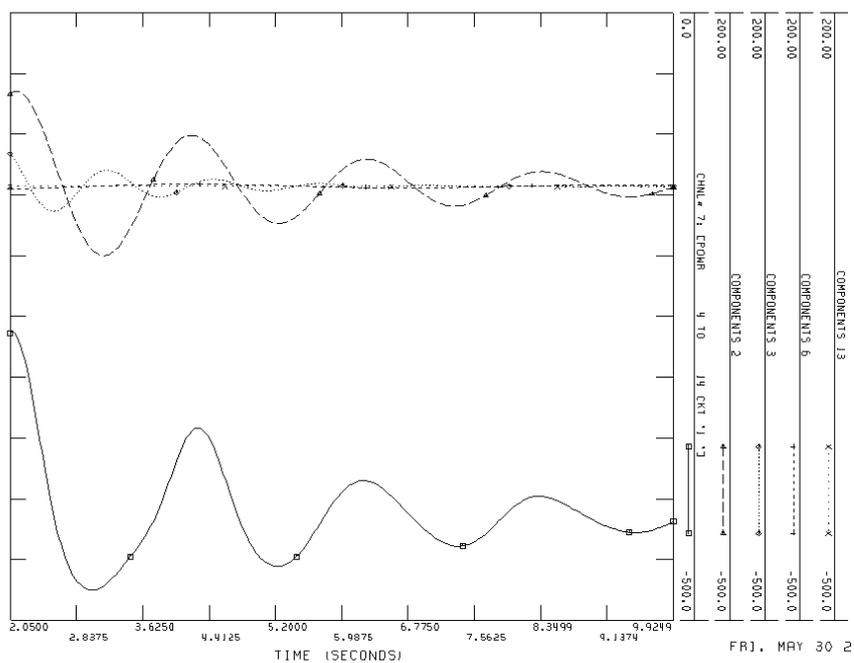
**Figura 5.23:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 4, 4, y 2

**d) Línea 4-14:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [2.060, 9.922] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 4-14 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.6. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 2 obtenido de la ganancia 35, el componente 3 obtenido de la ganancia 60, y el componente 3 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figura 5.24 y 5.25 los errores obtenidos son 0.09748 %, 0.3635%, 3.578% y 0.1382% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.6:** Descomposición modal flujo de potencia línea 4-14, autovalores entre 0.1 y 1 Hz

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3002	3,0181	0,4800	0,0990
3	-0,6900	4,9763	0,7920	0,1373
6	-0,1021	1,2602	0,2010	0,0808
13	0,8989	5,8529	0,9320	-0,1518
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3701	3,0505	0,4850	0,1205
3	-0,5822	5,0828	0,8090	0,1138
9	0,3523	1,8624	0,2960	-0,1859
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,3993	3,0170	0,4800	0,1312
4	-0,6743	5,0314	0,8010	0,1328
5	-0,3667	1,8009	0,2870	0,1995
14	0,2070	5,7009	0,9070	-0,0363
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,4688	2,9917	0,4760	0,1548
5	-0,5386	5,2030	0,8280	0,1030
6	-0,3506	1,1676	0,1860	0,2876
15	0,4151	4,7310	0,7530	-0,0874



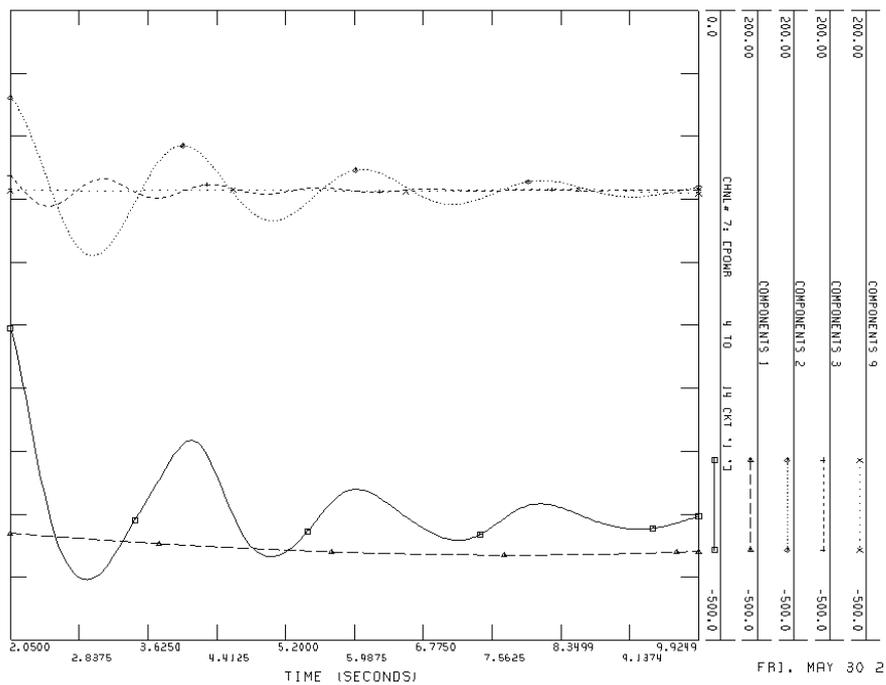
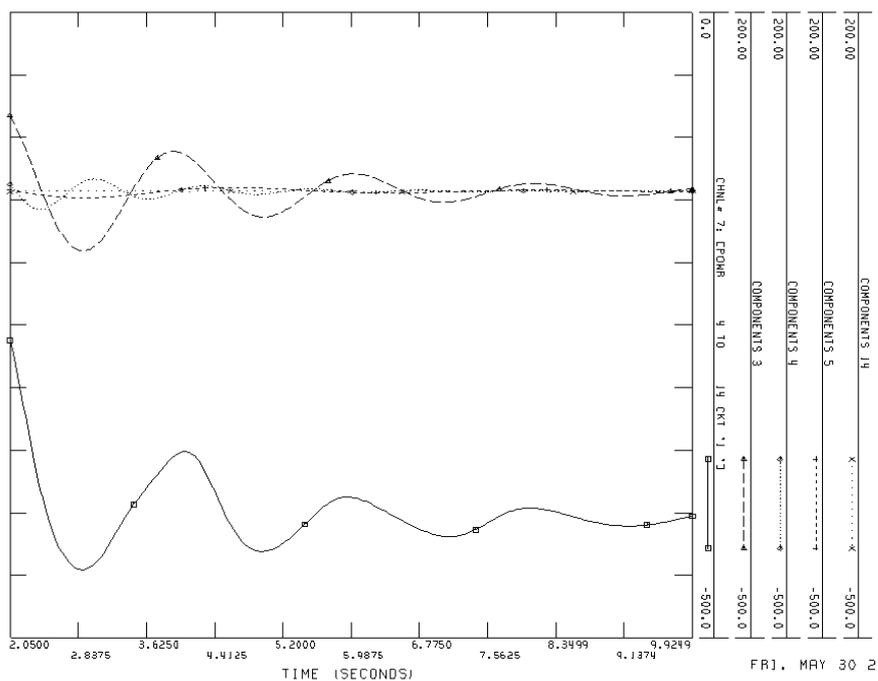
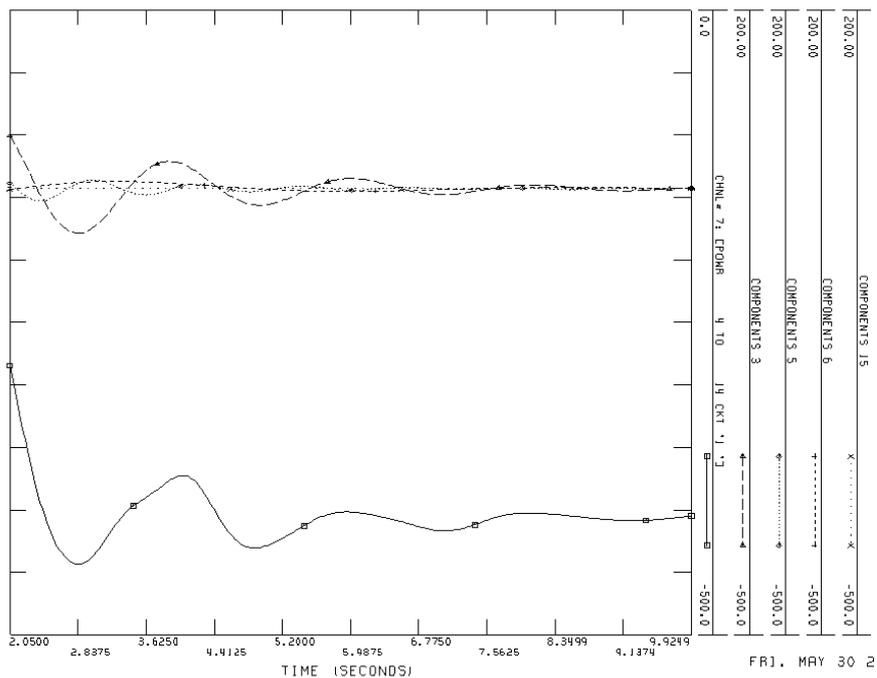


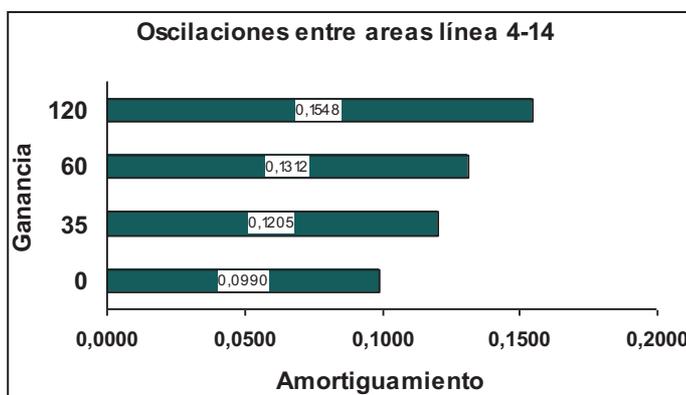
Figura 5.24: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 0 y 35.





**Figura 5.25:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.26 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 2, 3, 3 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



**Figura 5.26:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 3, y 3.

e) **Línea 14-13:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [0.942, 9.922] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 14-13 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.7. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 4 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.27 y 5.28 los errores obtenidos son 4.690 %, 6.03%, 8.597% y 2.813% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.7:** Descomposición modal flujo de potencia línea 14-13, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,2572	3,0044	0,4780	0,0853
4	-0,4469	5,9144	0,9410	0,0754
6	-0,6233	2,2568	0,3590	0,2662
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
1	-4,9621	4,5750	0,7280	0,7352
2	-3,5188	3,3473	0,5330	0,7245
4	-0,3808	3,0694	0,4890	0,1231
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3946	3,0793	0,4900	0,1271
5	-0,7922	2,3998	0,3820	0,3135
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,5286	2,9886	0,4760	0,1742
4	-2,4616	2,2487	0,3580	0,7383

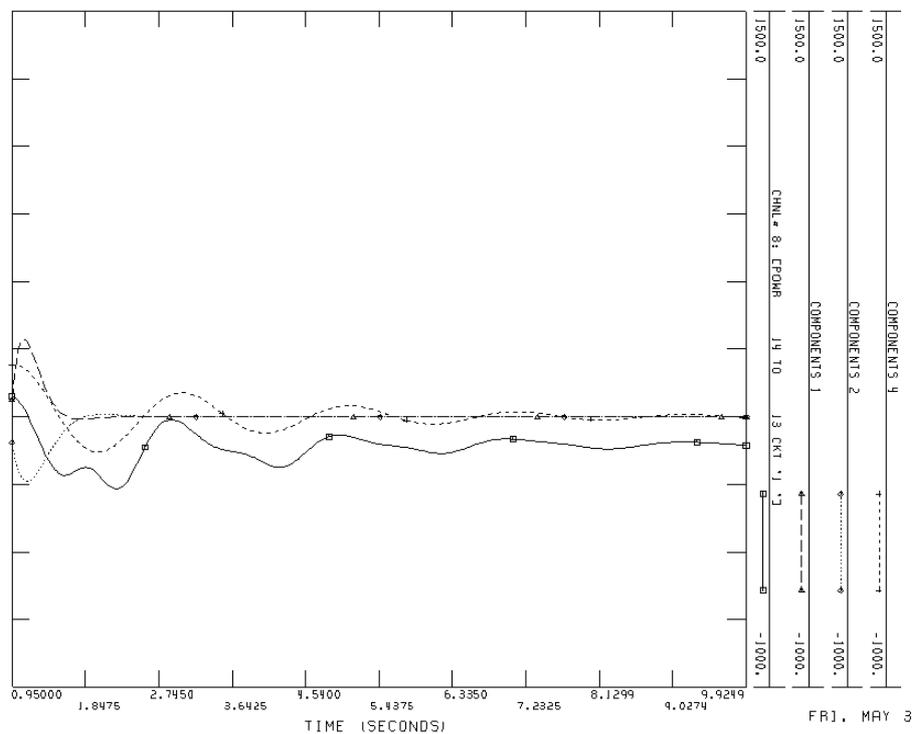
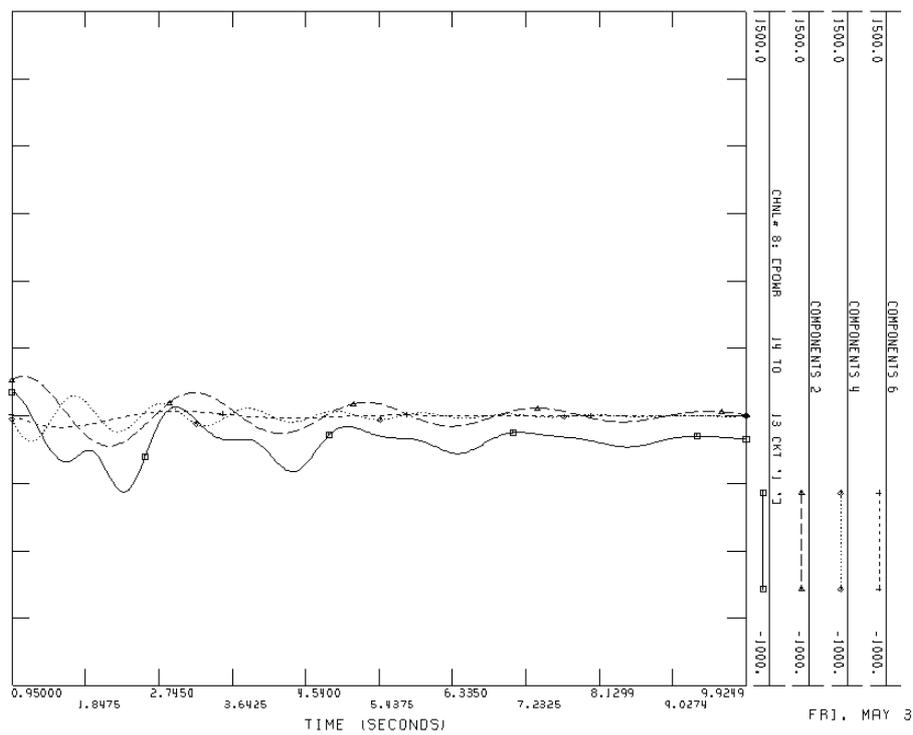
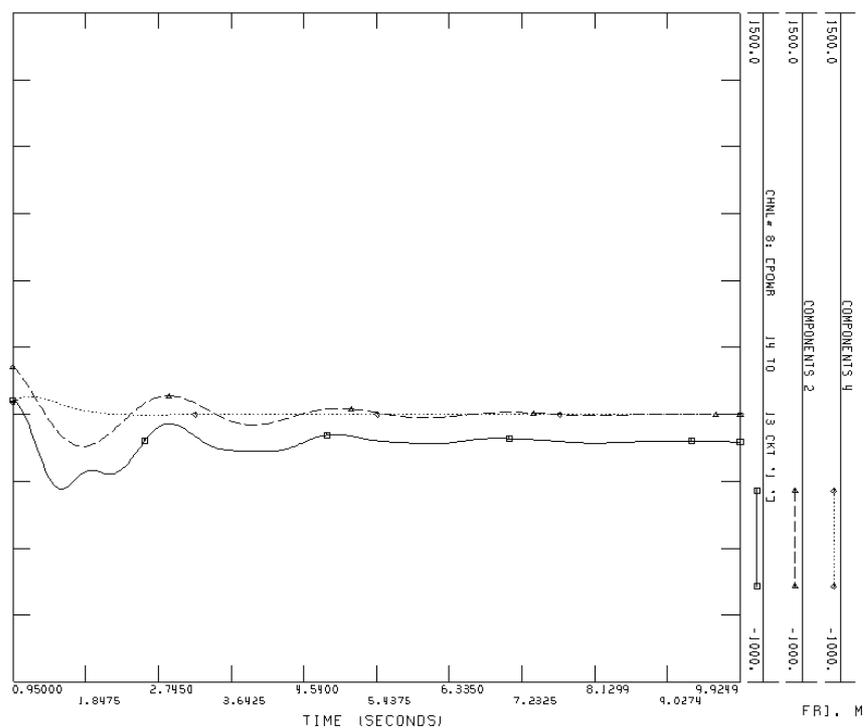
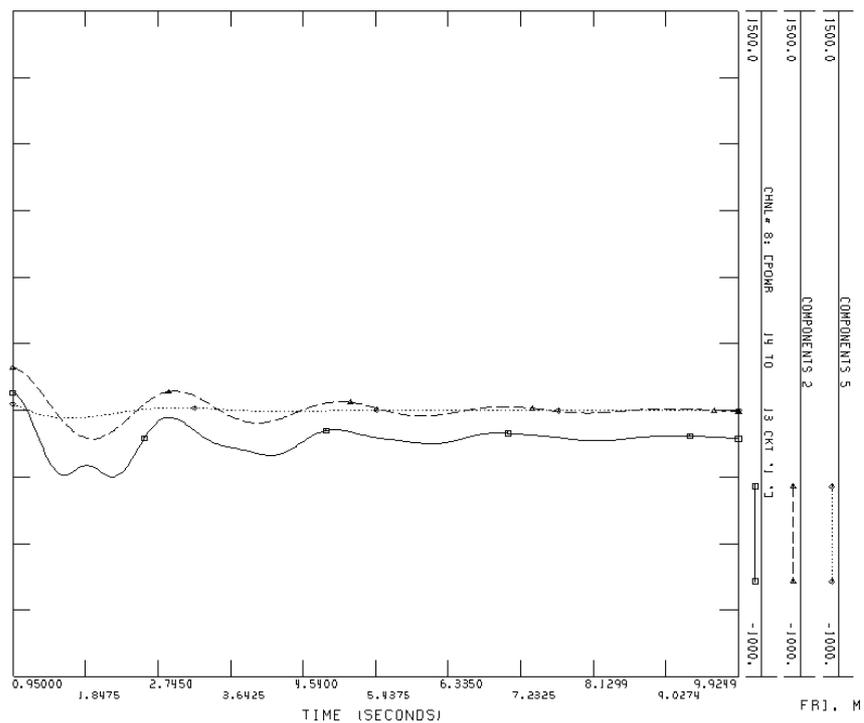
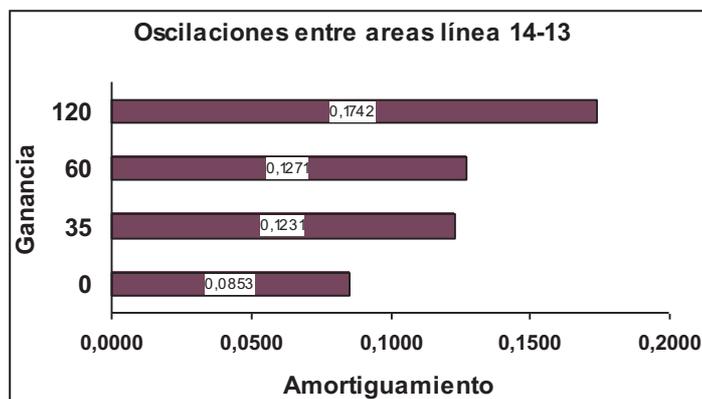


Figura 5.27: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 0 y 35.



**Figura 5.28:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.29 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 4, 2, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



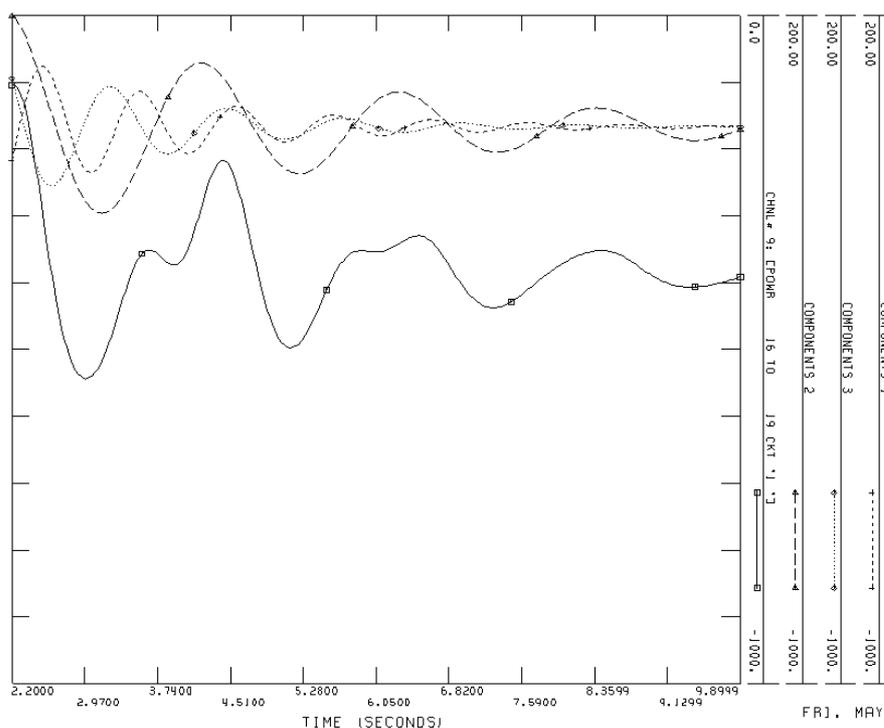
**Figura 5.29:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 4, 2, y 2

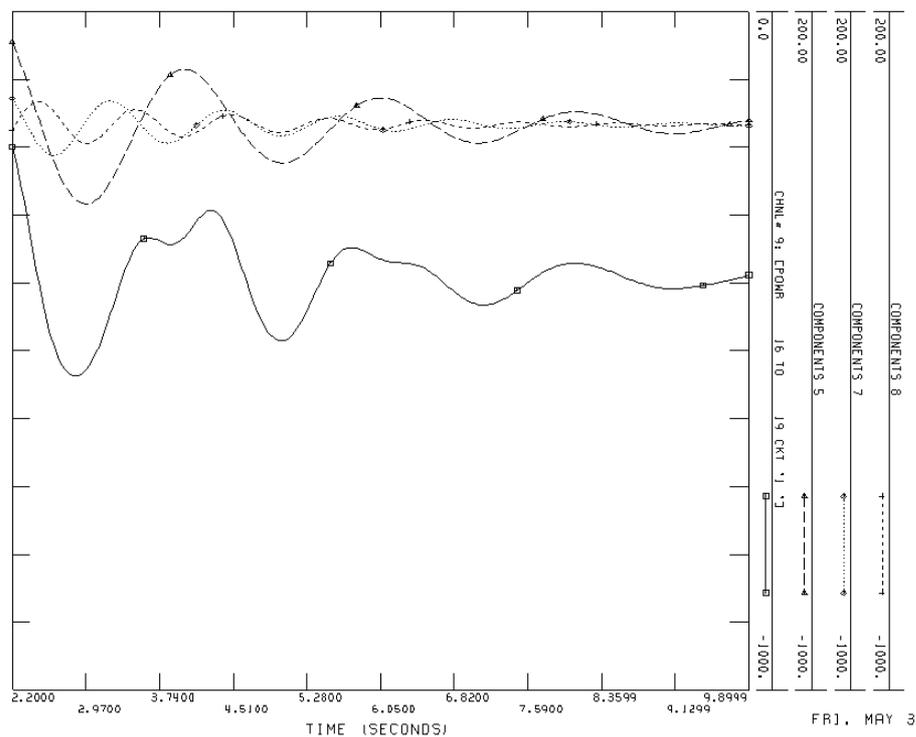
**f) Línea 16-19:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [2.211, 9.906] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 39-9 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.8. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 5 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.30 y 5.31 los errores obtenidos son 3.986 %, 5.895%, 3.854% y 2.868% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

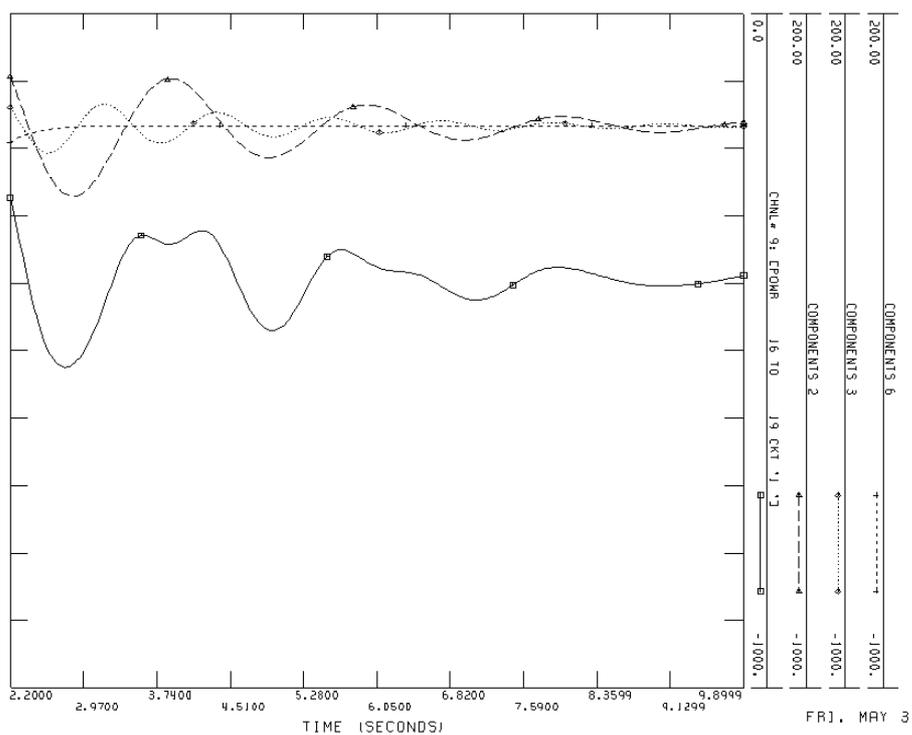
**Tabla 5.8:** Descomposición modal flujo de potencia línea 16-19, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

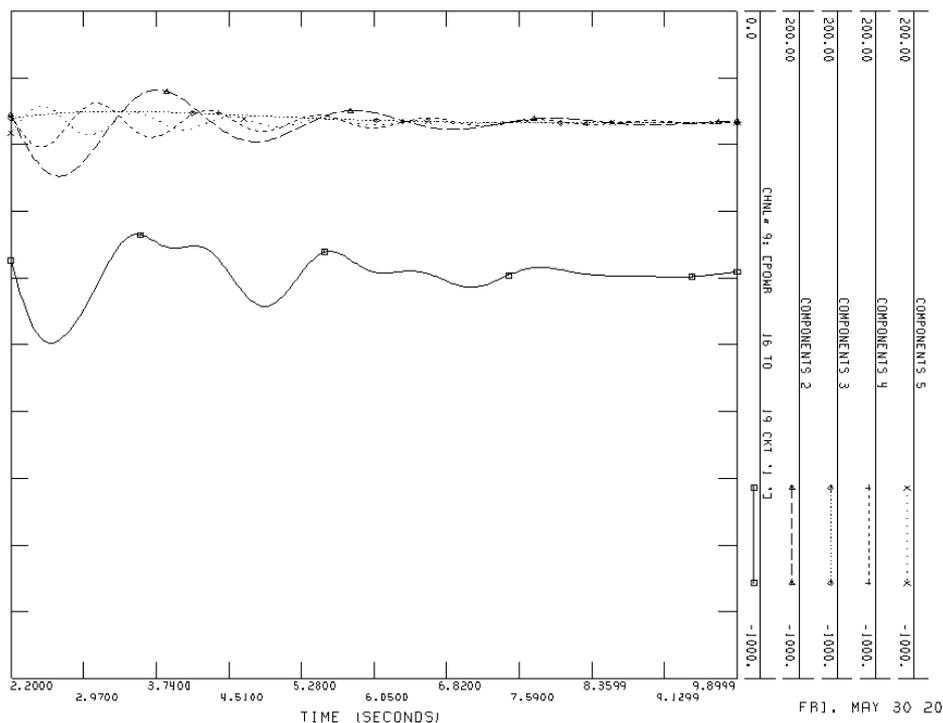
Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,2920	3,0065	0,4790	0,0967
3	-0,6277	5,0964	0,8110	0,1222
4	-0,5256	6,1298	0,9760	0,0854
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
5	-0,3560	3,0634	0,4880	0,1154
7	-0,4294	5,2882	0,8420	0,0809
8	-0,4267	6,2380	0,9930	0,0683
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3914	3,0601	0,4870	0,1269
3	-0,3940	5,3291	0,8480	0,0737
6	-3,7721	1,2497	0,1990	0,9493
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4864	3,0098	0,4790	0,1595
4	-0,4243	5,3587	0,8530	0,0789
5	-0,5451	6,2776	0,9990	0,0865





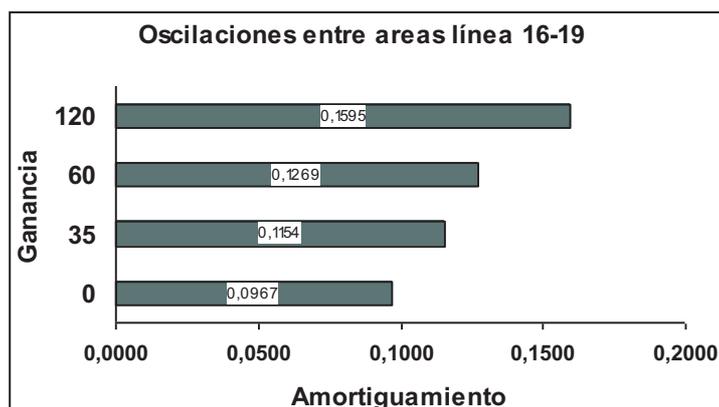
**Figura 5.30:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 0 y 35.





**Figura 5.31:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 60 y 120.

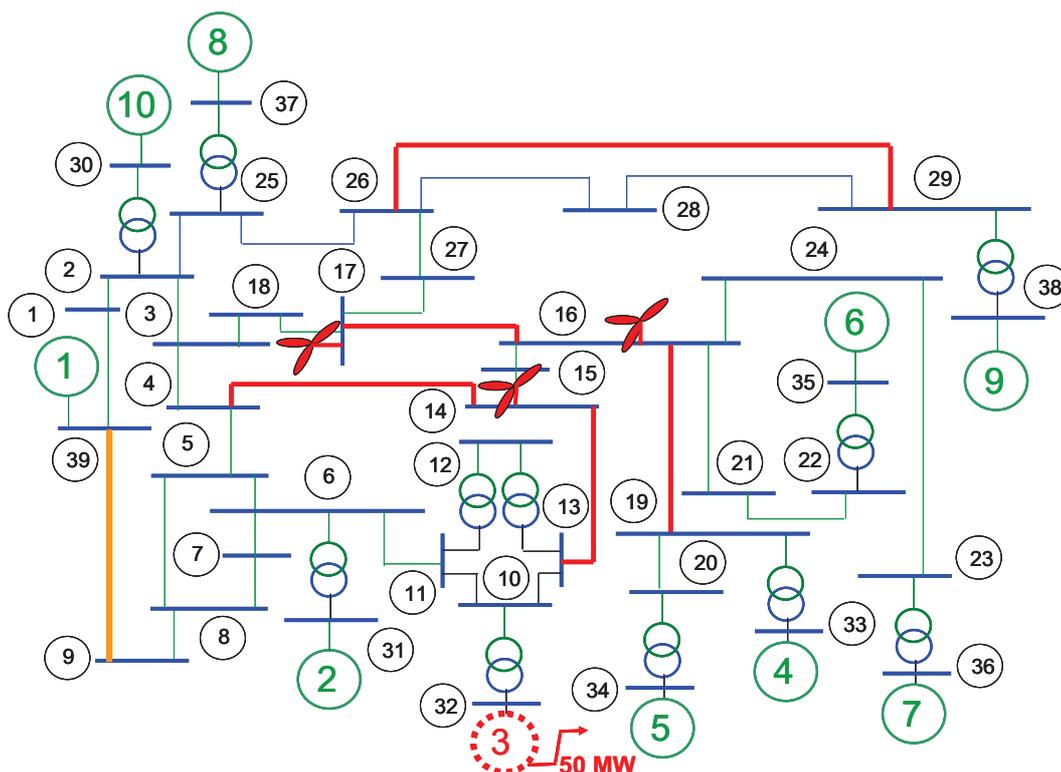
La figura 5.32 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 5, 2, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



**Figura 5.32:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 5, 2, y 2.

### 5.2.2.3 Pérdida de generación en la barra 32

Se presenta el caso de pérdida de generación en la barra 32 (generador 3), figura 5.33, con una duración de 100 ms. La topología de la red antes y después de la falla permanece igual.



**Figura 5.33:** Sistema de New England, Pérdida de generación barra 32, generador 3.

El flujo de potencia en las líneas 39-9 (color naranja), los flujos de potencia en las líneas 26-29, 17-16, 4-14, 14-13, 16-19 (color rojo), y la producción de los tres parques ubicados en las barras 14, 16 y 17 son analizados. La figura 5.34 presenta la producción de potencia activa de los tres parques eólicos, al producirse una pérdida de 50 MW en la barra 32 con una duración de 100 ms, esta producción permanece básicamente constante, porque la potencia activa de referencia en los parques eólicos es independiente de las condiciones de la red.

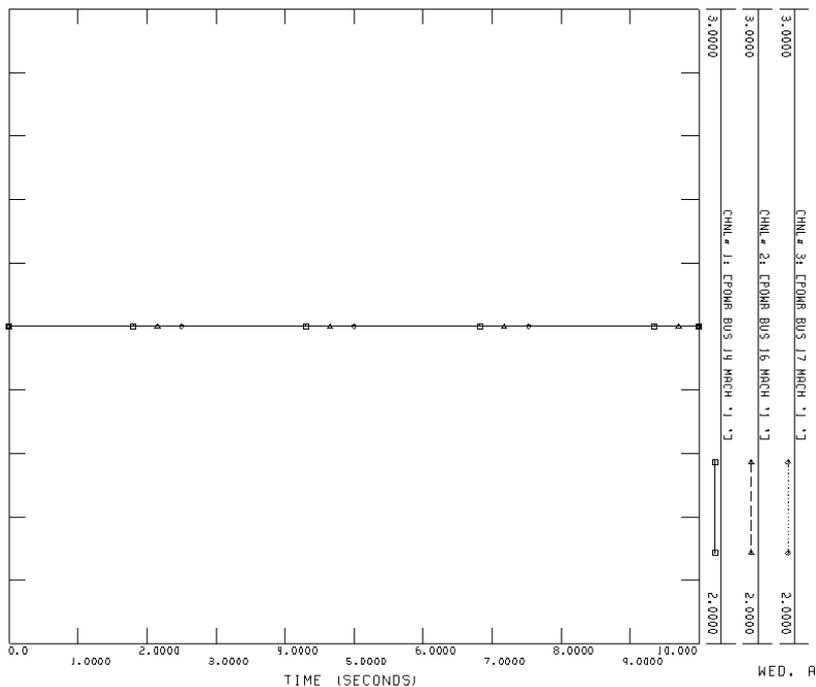


Figura 5.34: Potencia de Salida en los parques eólicos con ganancia 0.

La figura 5.35 presenta el flujo de potencia activa entre las barras: 39-9, 26-29, 17-16, 4-14, 14-13, 16-19. El flujo de potencia activa en la línea 39-9 es un flujo entre el sistema New England y el área representada por el generador 10.

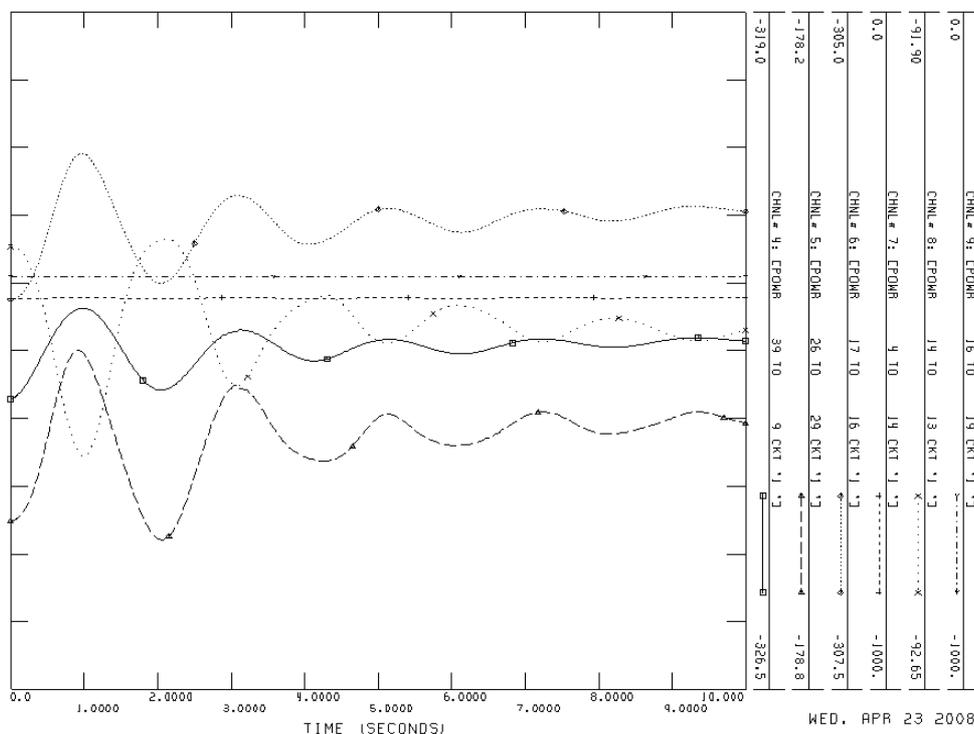


Figura 5.35: Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancia 0.

Las figuras 5.36 y 5.37 presentan los flujos de potencia entre líneas, utilizando diferentes ganancias de control, la ganancia de control Kw es 35, 60, 120 y 240 respectivamente. Esto puede verse como oscilaciones entre áreas amortiguadas por el control propuesto.

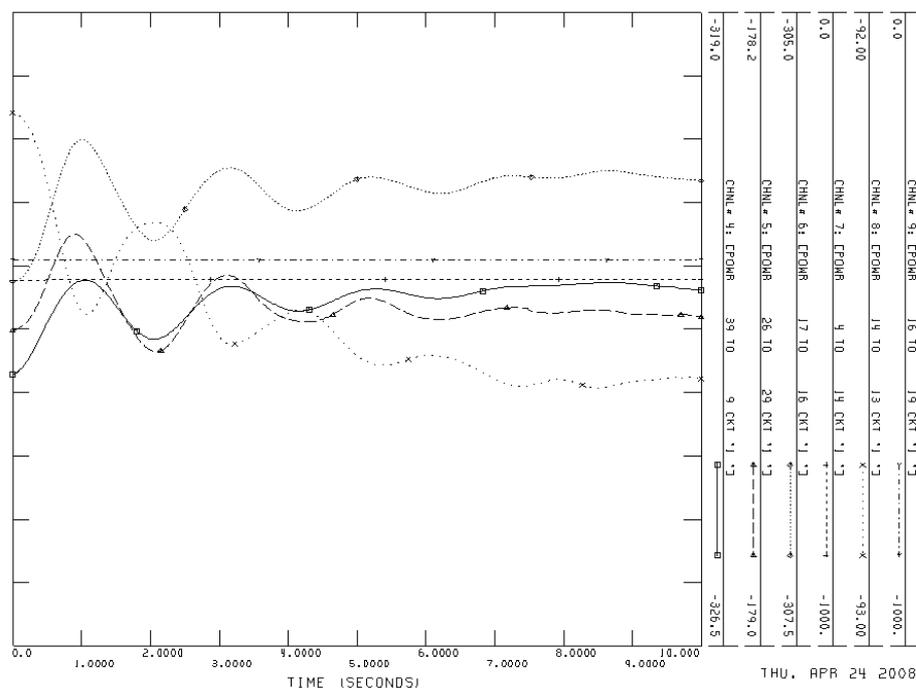
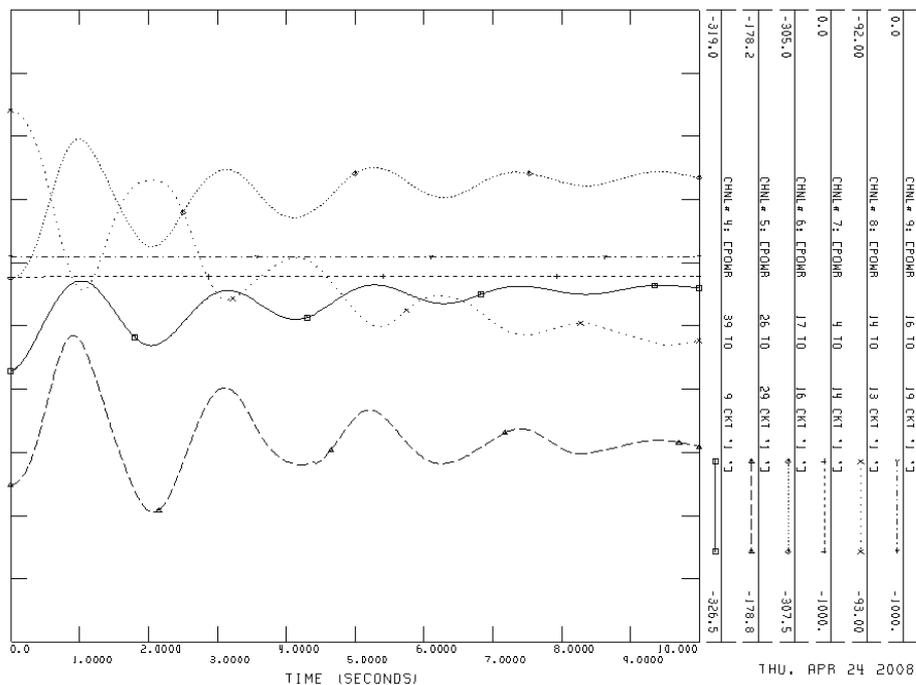
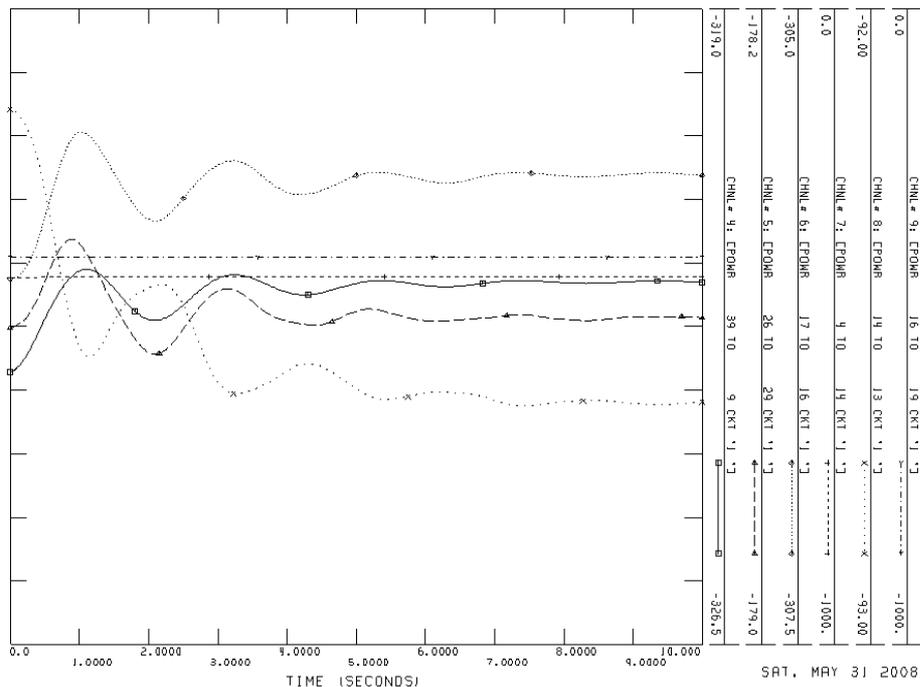
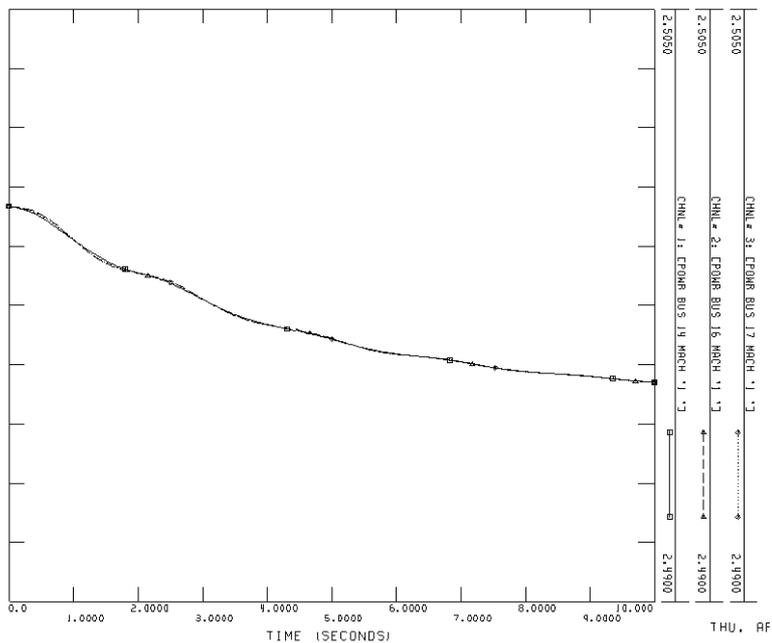


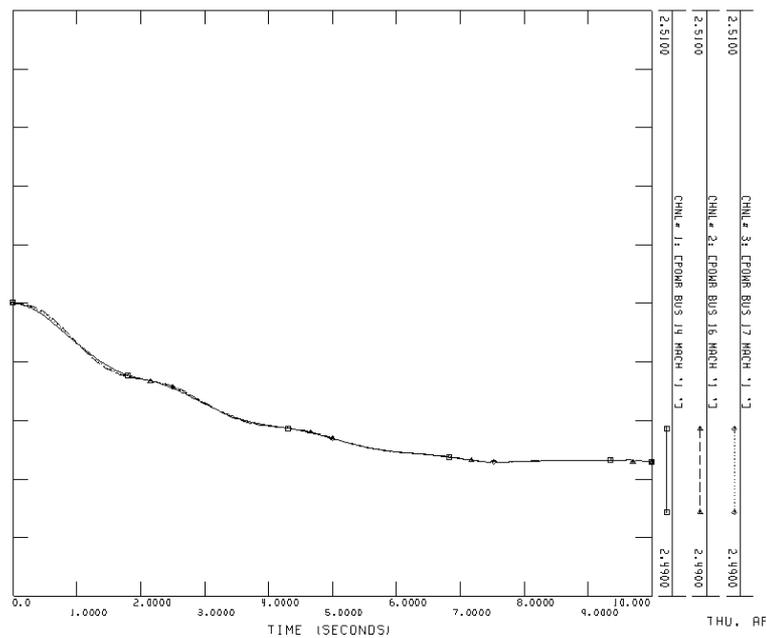
Figura 5.36: Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 35 y 60.



**Figura 5.37:** Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 120.

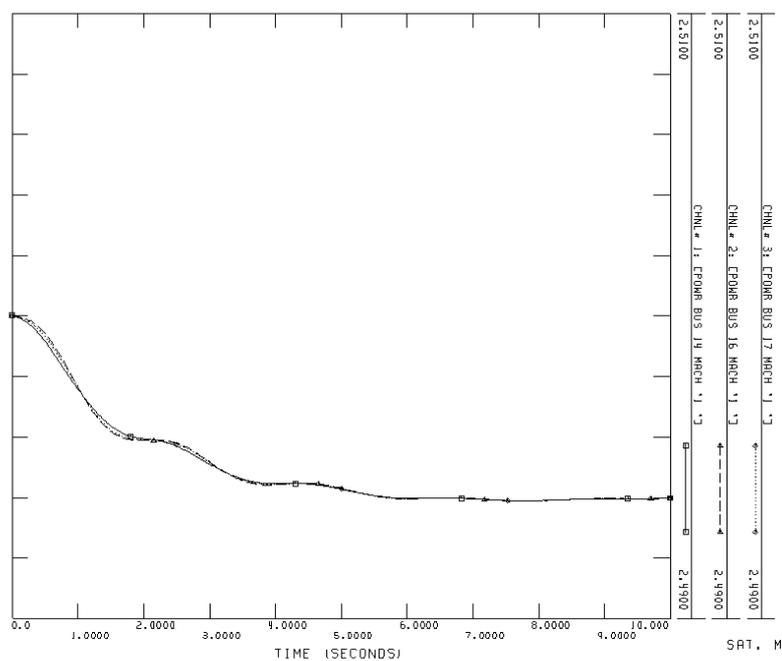
Las figura 5.38 presenta la producción de potencia activa de los tres parques eólicos bajo las mismas circunstancias y con ganancias de 35 y 60, se puede ver como la producción de energía eólica es modificada ligeramente debido a la perdida de generación del sistema, y esta variación en la producción de potencia de los parques es similar a la producción total.





**Figura 5.38:** Potencia de salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 35 y 60.

La figura 5.39, la cual corresponde a una ganancia de 120, presenta una mayor disminución de energía eólica, debido a la ganancia que es grande, pero se modifica en un valor muy cercano a la producción total.



**Figura 5.39:** Potencia de salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 120.

### 5.2.2.4 Descomposición Modal

a) **Línea 39-9:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [0.992, 9.355] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 39-9 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.9. El componente 3 obtenido de la ganancia 0, el componente 2 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 3 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.40 y 5.41.

Los errores obtenidos son 2.014 %, 7.331%, 4.247% y 0.6329% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.9:** Descomposición modal flujo de potencia 39-9, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,7084	2,9370	0,4670	0,2345
3	-0,2069	2,9945	0,4770	0,0689
4	-0,6713	1,5377	0,2450	0,4001
6	-0,5298	6,1475	0,9780	0,0859
7	-0,3372	5,5362	0,8810	0,0608
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,2798	2,9573	0,4710	0,0942
3	-0,1082	1,2803	0,2040	0,0842
7	-0,3794	5,8689	0,9340	0,0645
10	-0,1537	4,1406	0,6590	0,0371
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3850	2,9943	0,4770	0,1275
3	-0,3581	1,2098	0,1930	0,2838
5	-0,6026	6,2315	0,9920	0,0963
8	0,6894	6,0283	0,9590	-0,1136
9	0,9178	3,3558	0,5340	-0,2638
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,3742	2,9727	0,4730	0,1249
4	-0,4717	2,4531	0,3900	0,1888
5	-1,0360	5,9173	0,9420	0,1725
6	-0,1723	5,1960	0,8270	0,0331

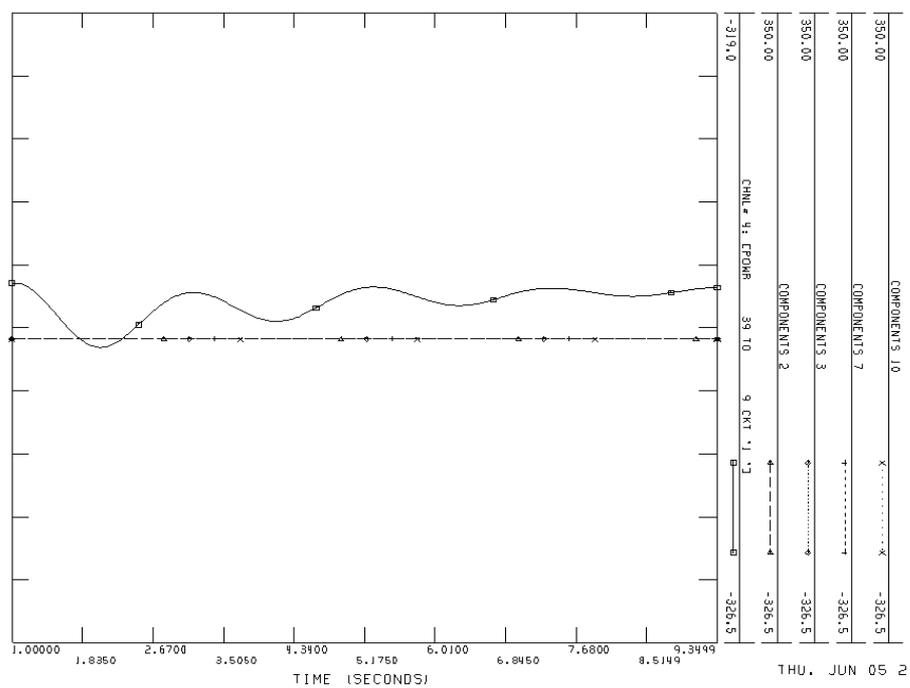
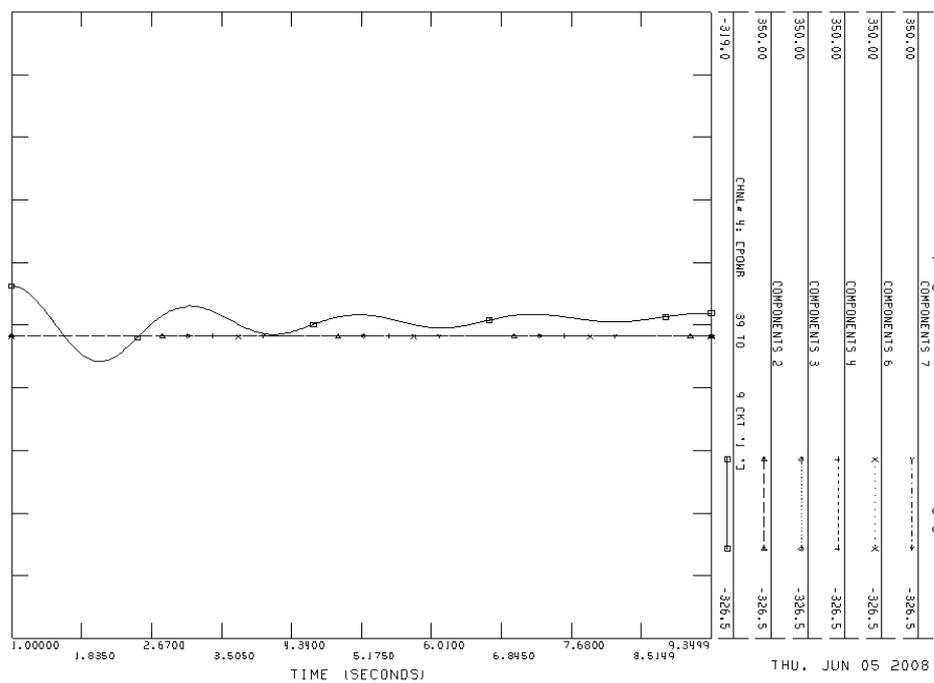


Figura 5.40: Componentes modales del flujo de potencia 39-9 con ganancias 0 y

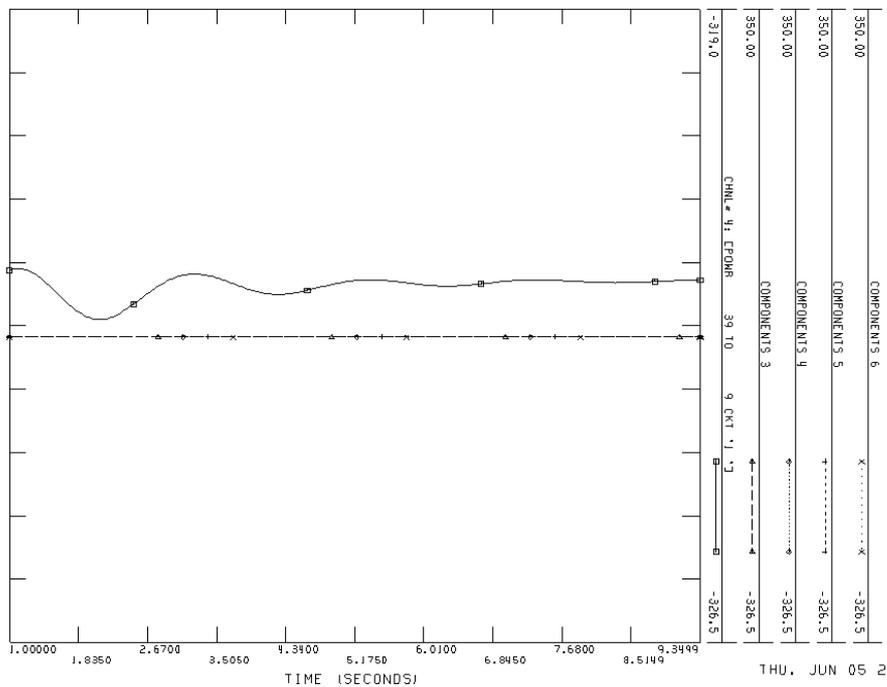
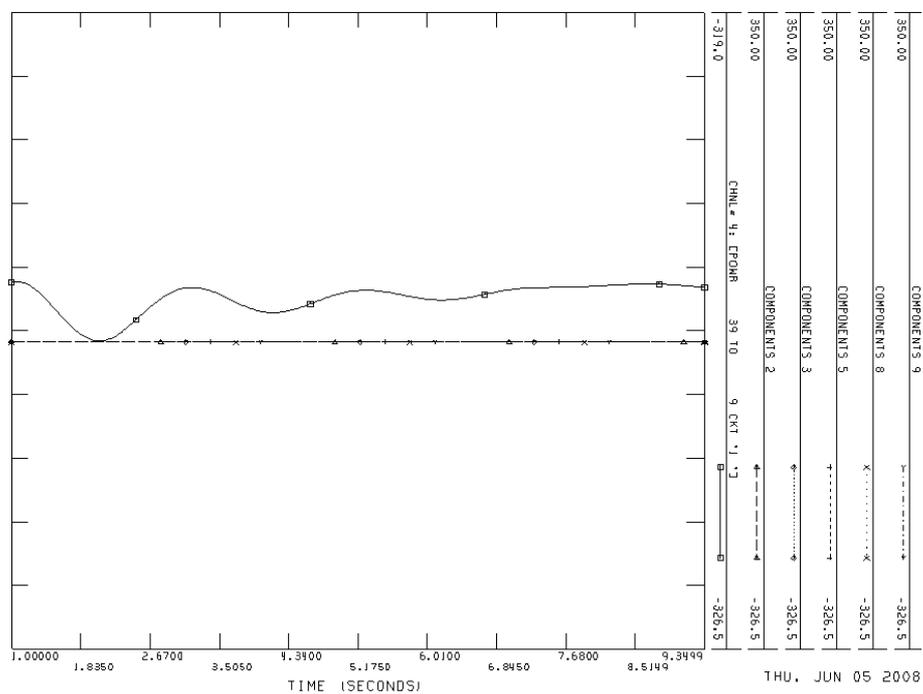
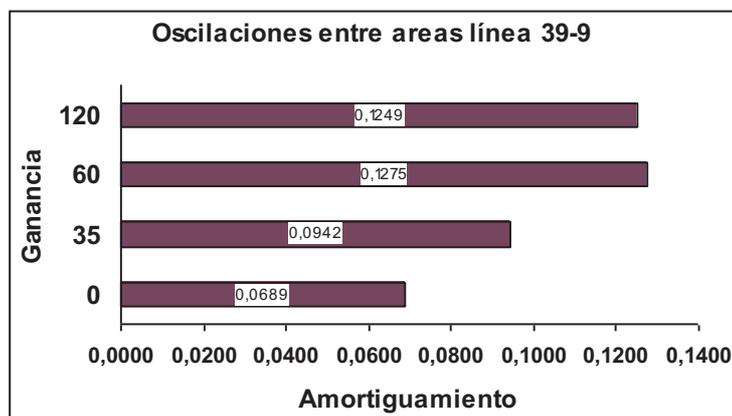


Figura 5.41: Componentes modales del flujo línea 39-9 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.42 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 3, 2, 2, 3 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



**Figura 5.42:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 2, 2, y 3.

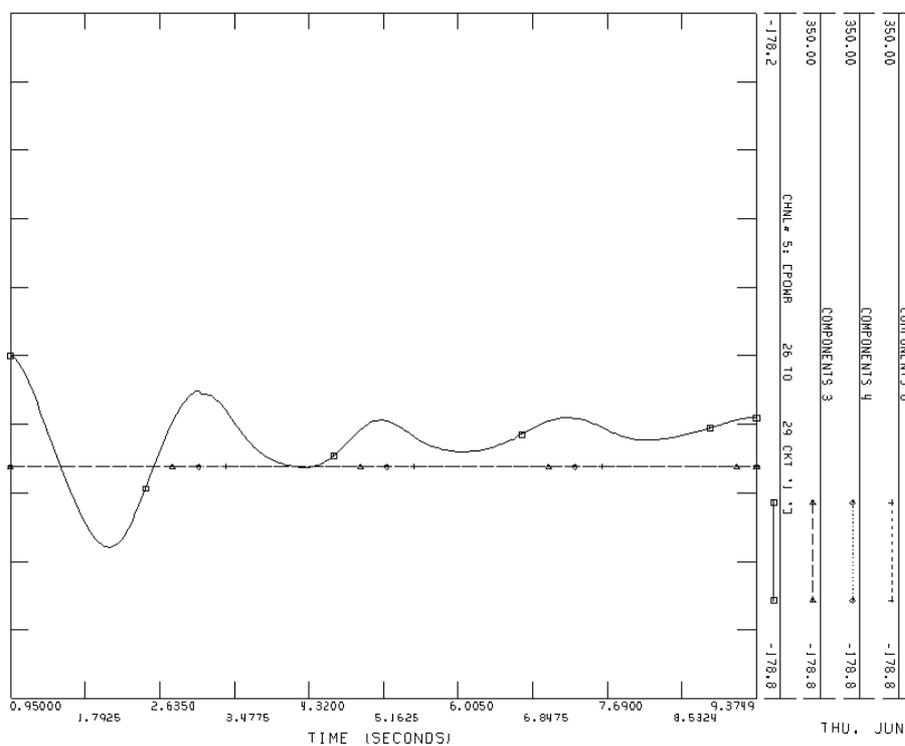
**b) Línea 26-29:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [0.942, 9.372] segundos.

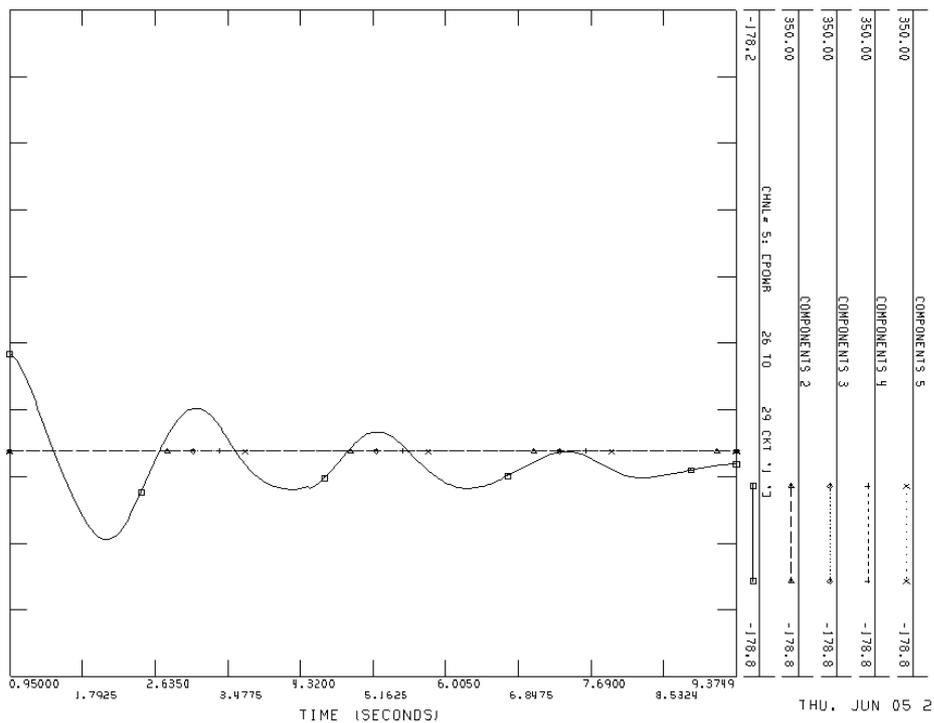
La descomposición modal del flujo de potencia 26-29 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.10. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 5 obtenido de la ganancia 35, el componente 4 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.43 y 5.44.

Los errores obtenidos son 3.547 %, 2.663%, 5.094% y 2.523% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

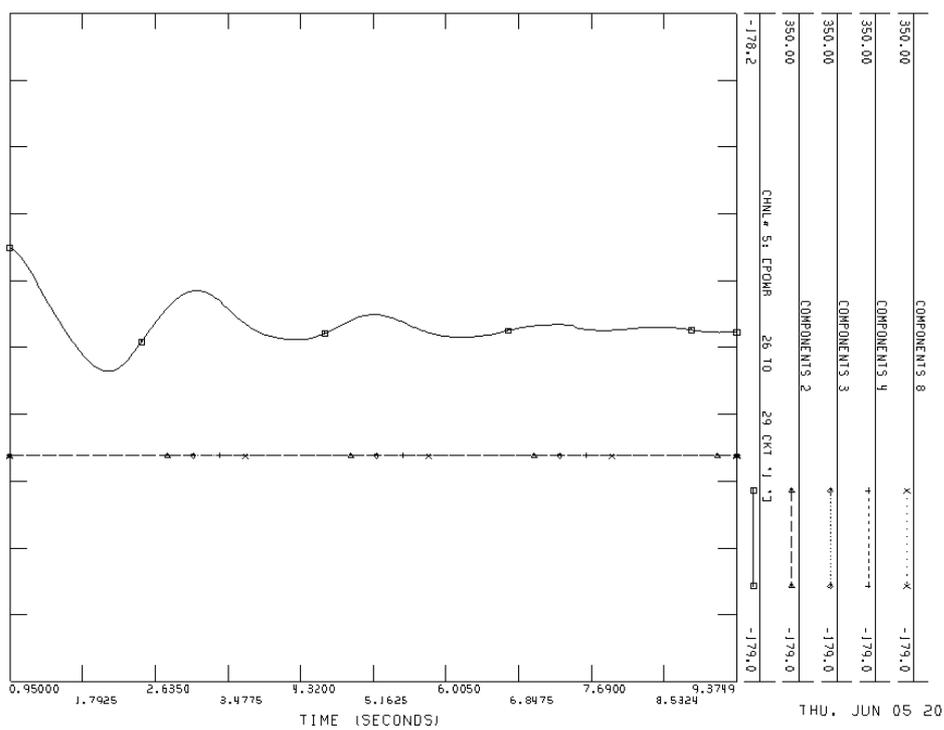
**Tabla 5.10:** Descomposición modal flujo de potencia línea 26-29, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

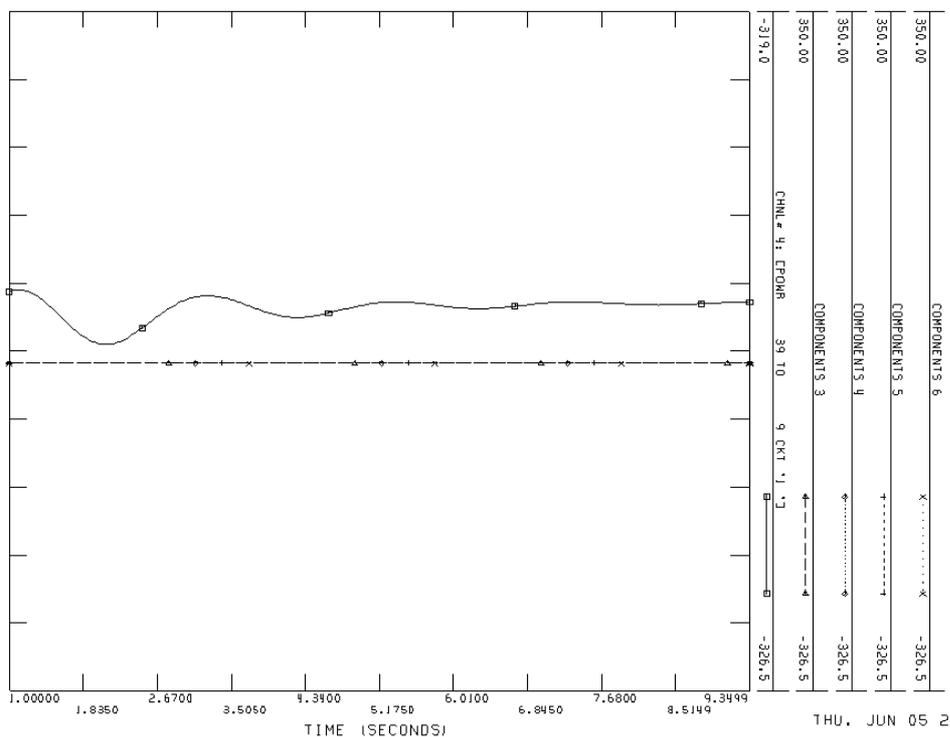
Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,3086	2,9970	0,4770	0,1024
4	-0,4631	2,0661	0,3290	0,2187
6	-0,2982	5,7882	0,9210	0,0515
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3143	2,9693	0,4730	0,1052
3	-0,2511	5,5614	0,8850	0,0451
4	-0,2161	1,4728	0,2340	0,1452
5	-0,4158	3,7785	0,6010	0,1094
Ganancia 100				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4539	3,0099	0,4790	0,1491
3	-0,2619	1,1326	0,1800	0,2253
4	-0,2617	5,7994	0,9230	0,0451
8	0,3495	4,1014	0,6530	-0,0849
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,4564	3,0104	0,4790	0,1499
4	-0,6591	2,0265	0,3230	0,3093
5	-0,1621	5,6095	0,8930	0,0289
11	0,7723	5,9306	0,9440	-0,1291





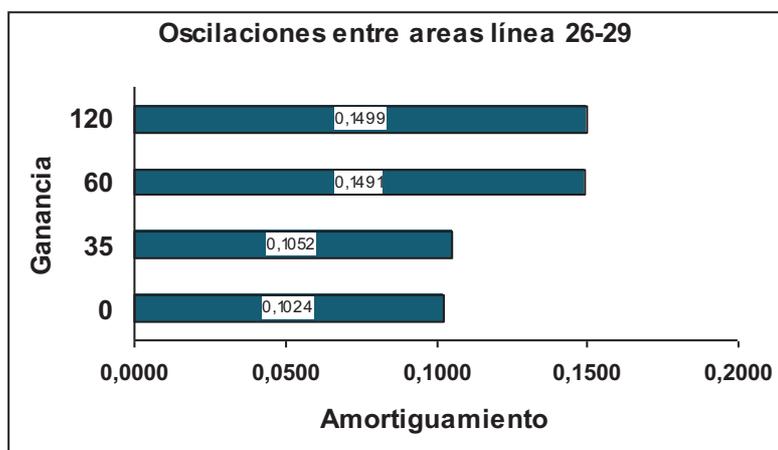
**Figura 5.43:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancia 0 y 35.





**Figura 5.44:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.45 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 3, 2, 2, 3 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



**Figura 5.45:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 2, 2, y 3.

c) **Línea 17-16:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [0.976, 9.422] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 17-16 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.11. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 2 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.46 y 5.47 los errores obtenidos son 1.086 %, 5.064%, 7.465% y 1.084% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.11:** Descomposición modal flujo de potencia en línea 17-16, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3203	3,0267	0,4820	0,1052
3	-0,5649	2,0776	0,3310	0,2624
4	-0,3778	4,6239	0,7360	0,0814
8	0,2643	5,8587	0,9320	-0,0451
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,2713	2,9421	0,4680	0,0918
3	-0,2433	1,2172	0,1940	0,1960
7	0,3660	4,3731	0,6960	-0,0834
11	0,8475	5,3143	0,8460	-0,1575
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3712	2,9827	0,4750	0,1235
5	0,0233	5,1766	0,8240	-0,0045
6	0,4086	1,1733	0,1870	-0,3289
9	0,6041	3,2406	0,5160	-0,1833
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4149	2,9608	0,4710	0,1388
4	0,0154	2,1034	0,3350	-0,0073
6	-0,0264	5,3260	0,8480	0,0050
11	1,2483	2,4757	0,3940	-0,4502

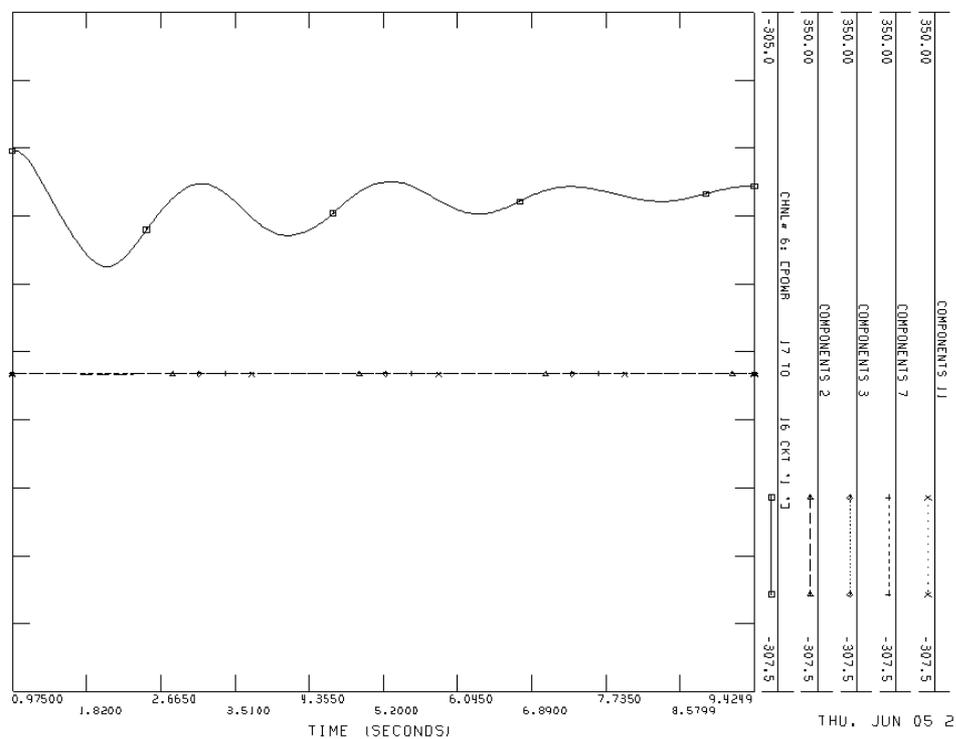
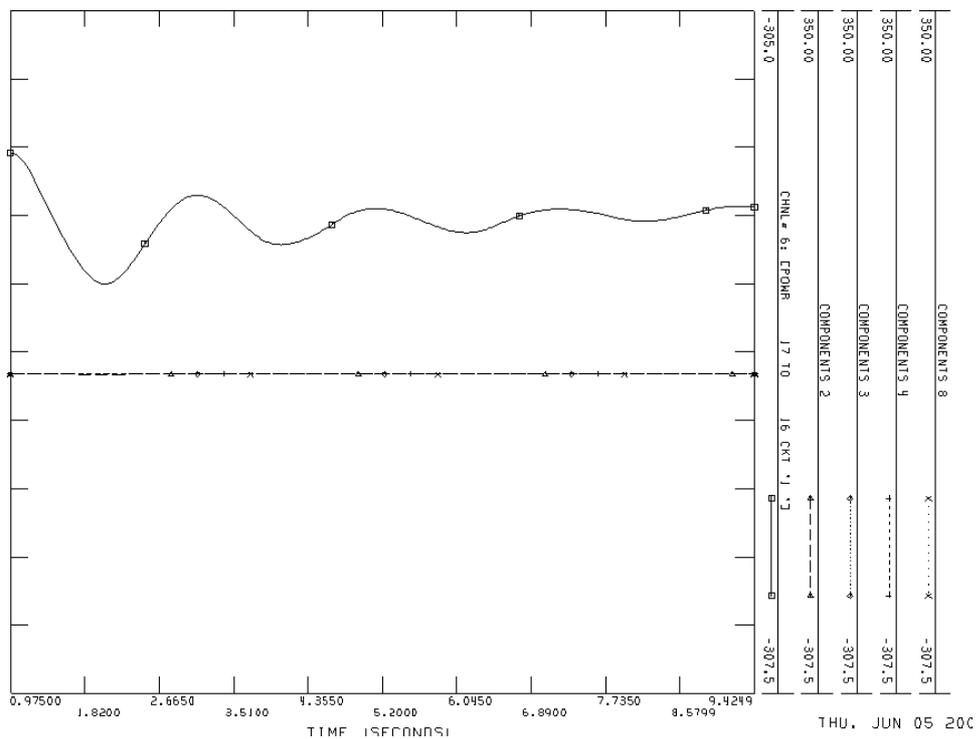


Figura 5.46: Componentes modales del flujo en línea 17-16 con ganancias 0 y 35.

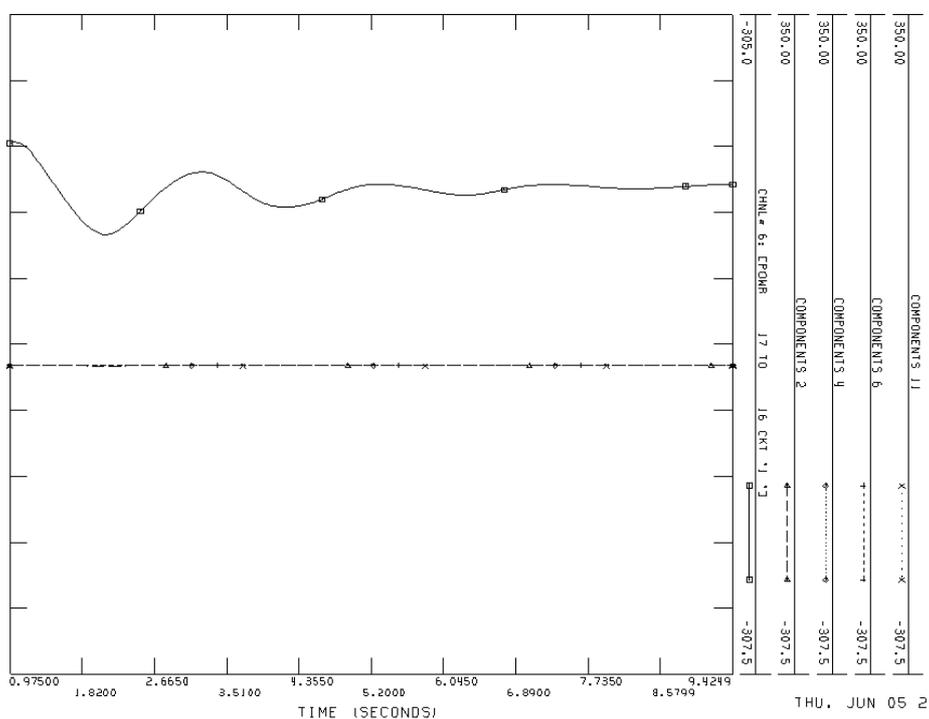
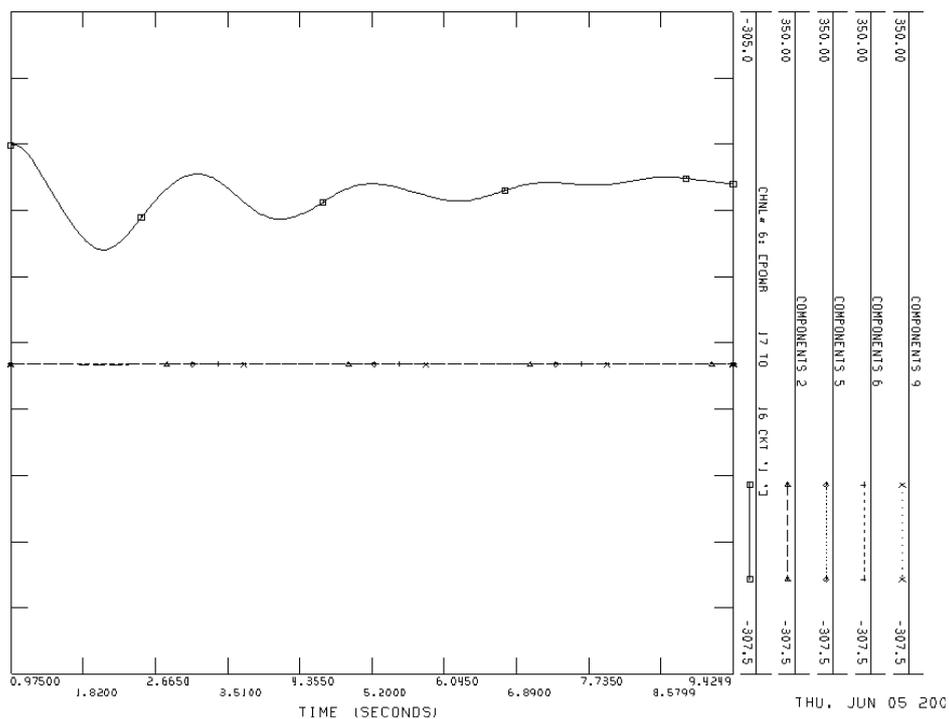
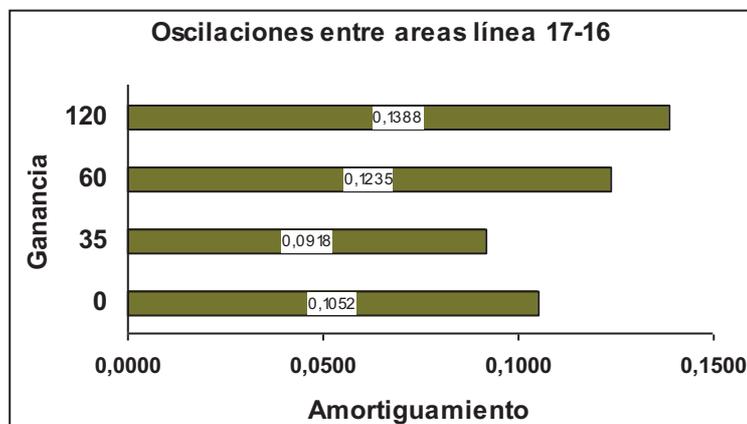


Figura 5.47: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 60 y 120

La figura 5.48 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 2, 2, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



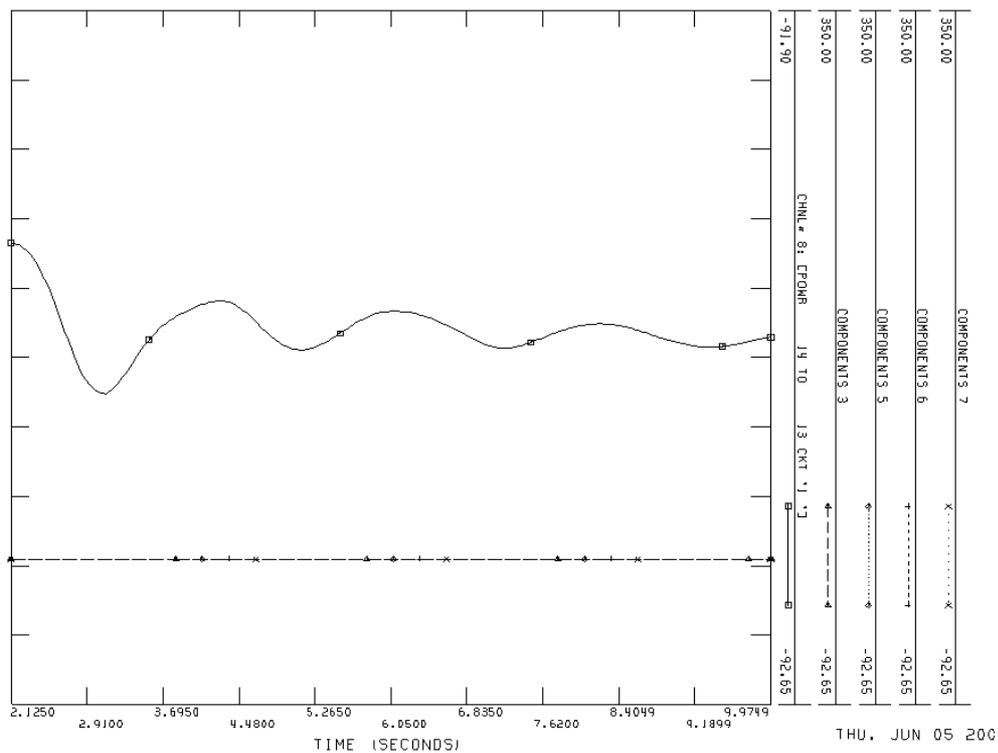
**Figura 5.48:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 2, y 2.

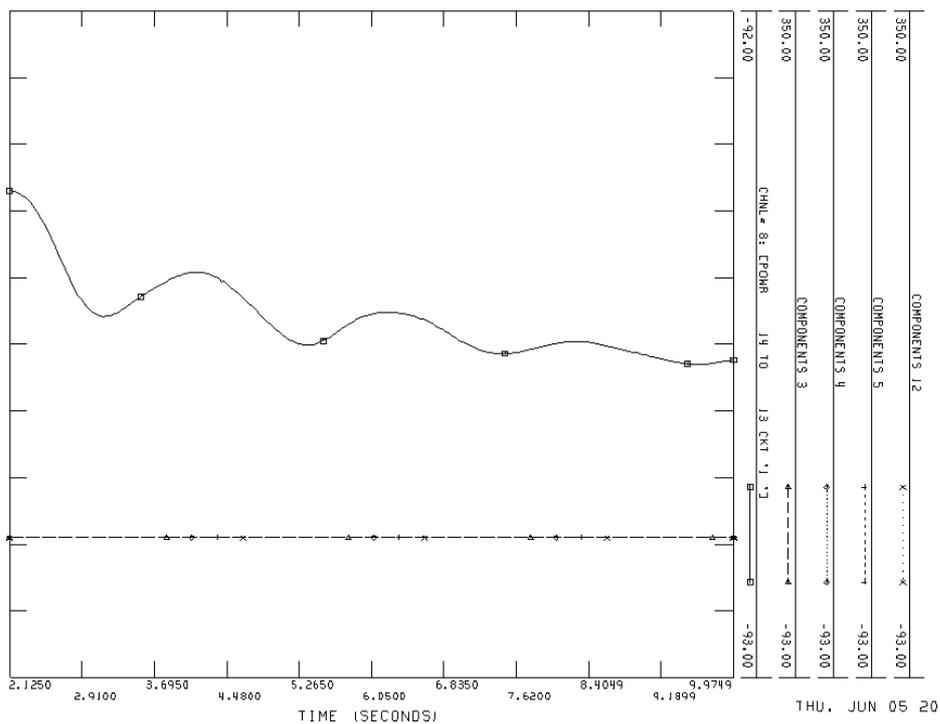
**d) Línea 14-13:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [2.127, 9.972] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 14-13 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.12. El componente 5 obtenido de la ganancia 0, el componente 3 obtenido de la ganancia 35, el componente 3 obtenido de la ganancia 60, y el componente 4 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.49 y 5.50 los errores obtenidos son 4.562 %, 7.401%, 0.4258% y 2.118% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

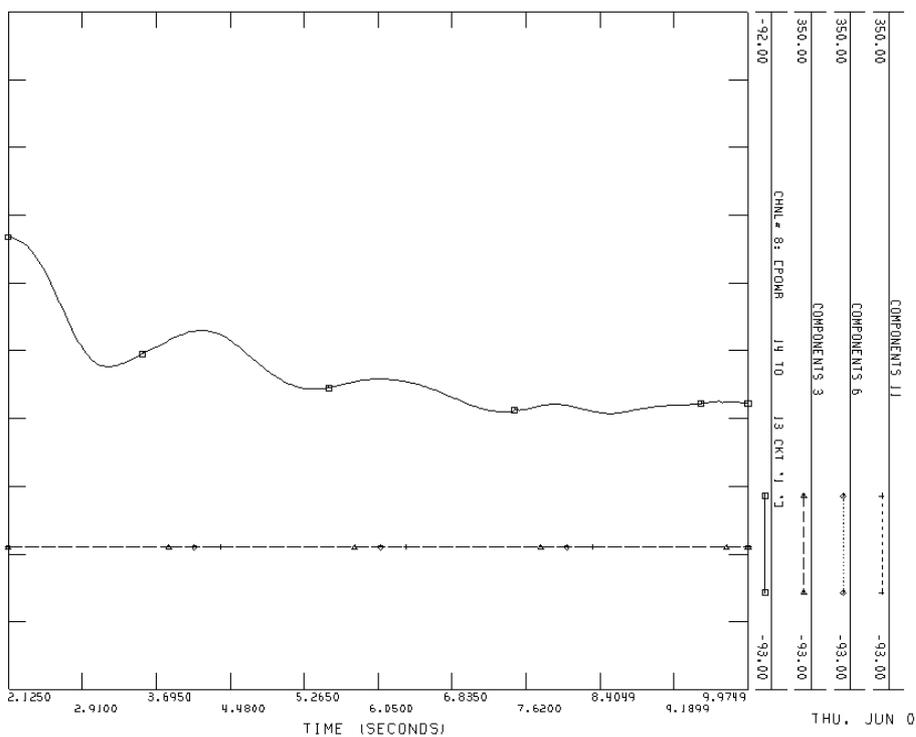
**Tabla 5.12:** Descomposición modal flujo de potencia línea 14-13, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

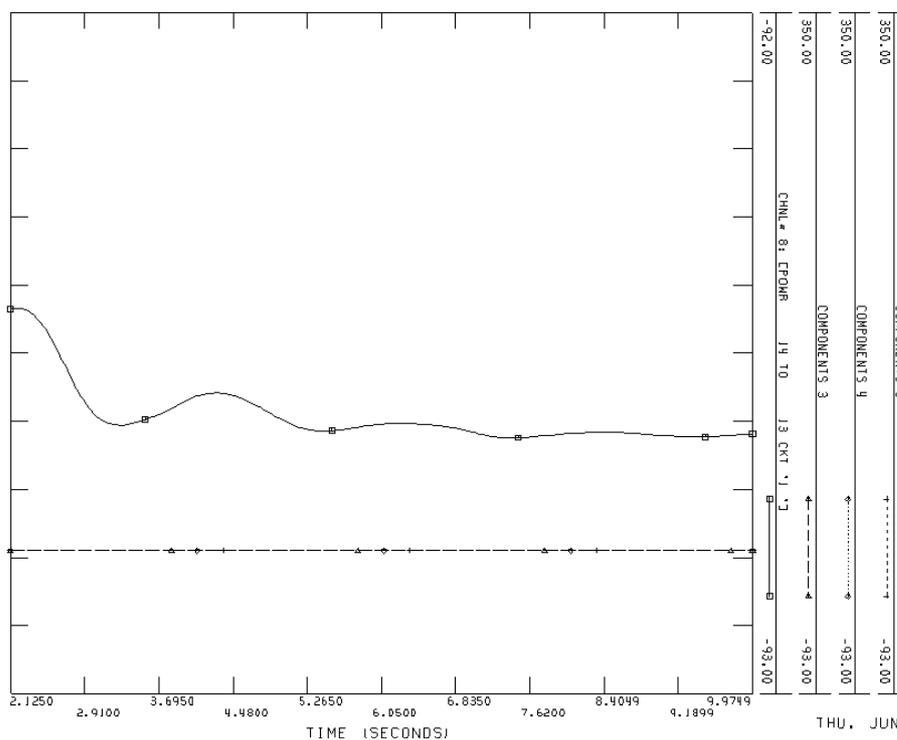
Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-1,1815	1,9594	0,3120	0,5164
5	-0,2485	3,0128	0,4800	0,0822
6	-0,5739	5,7996	0,9230	0,0985
7	-1,7569	5,7138	0,9090	0,2939
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,1711	3,0395	0,4848	0,0562
4	-0,5370	5,3234	0,8470	0,1004
5	0,0257	2,5784	0,4100	-0,0100
12	0,3012	5,6997	0,9070	-0,0528
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,4213	3,0551	0,4860	0,1366
6	0,1825	6,2255	0,9910	-0,0293
11	0,7859	4,1429	0,6590	-0,1864
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,7427	2,8518	0,4540	0,2520
4	-0,2007	3,0185	0,4800	0,0663
5	-0,4336	5,7004	0,9070	0,0759





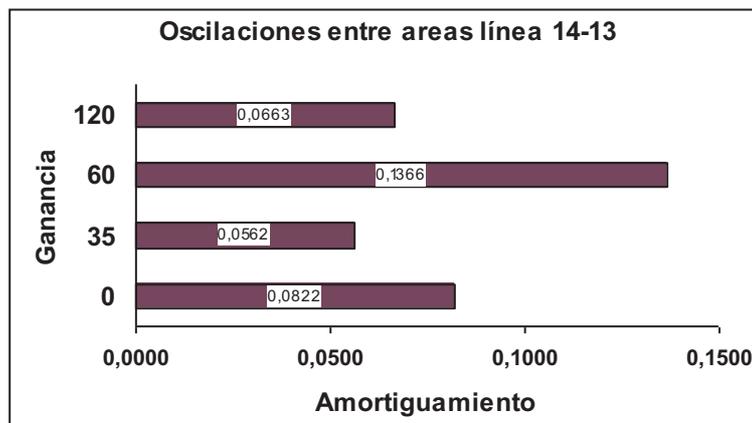
**Figura 5.49:** Componentes modales del flujo de potencia en la línea 14-13 con ganancias 0 y 35.





**Figura 5.50:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 60 y 120.

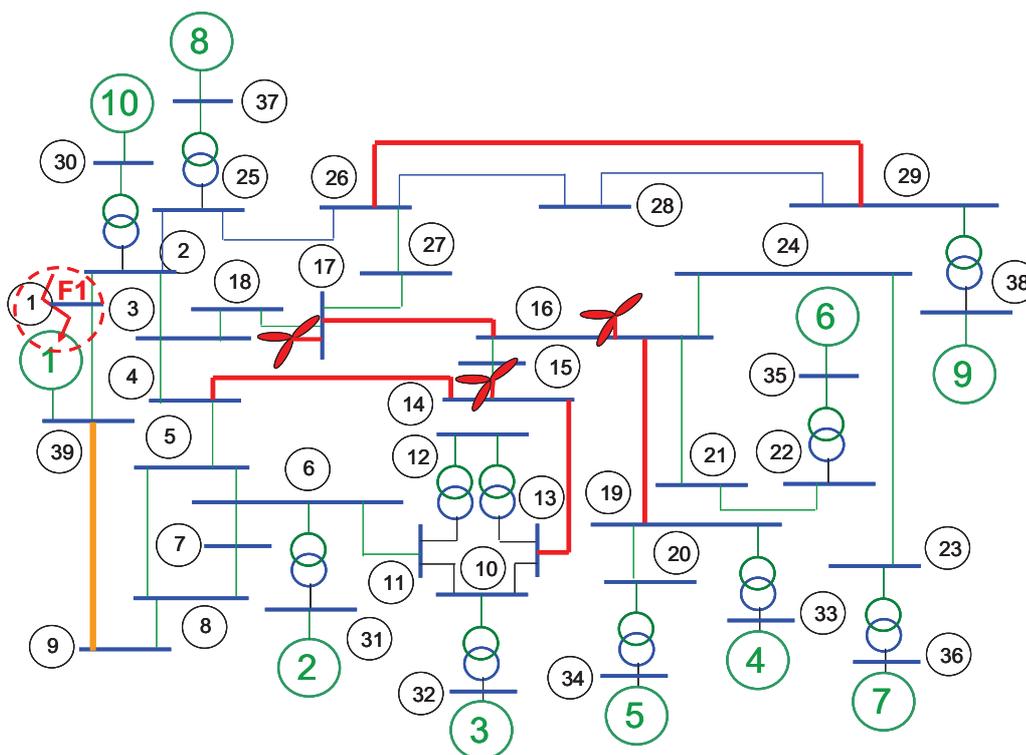
La figura 5.51 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 5, 3, 3, 4 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



**Figura 5.51:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 5, 3, 3, y 4.

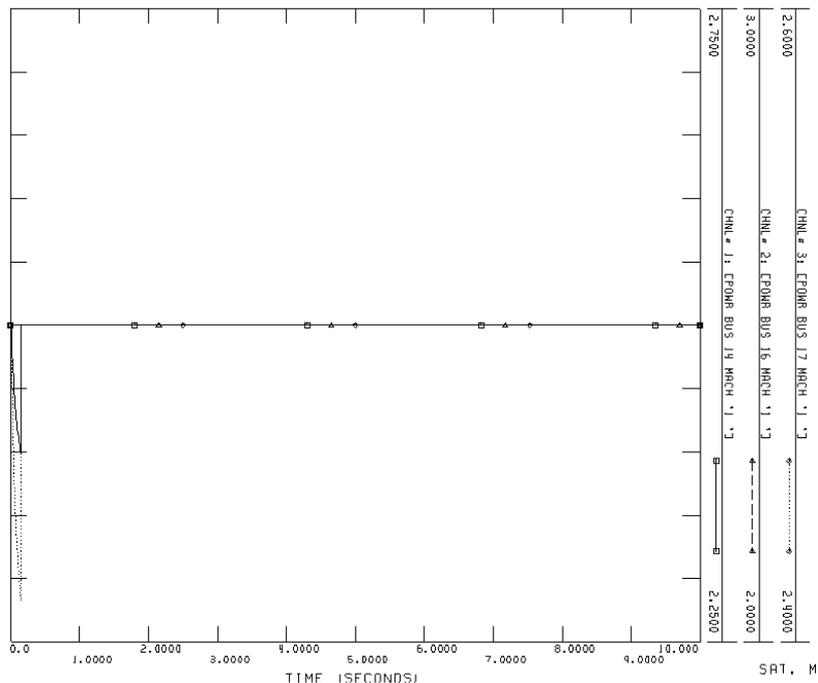
### 5.2.2.5 Cortocircuito trifásico en la barra 1

Un cortocircuito trifásico en la barra 1 ha sido simulado figura 5.52, con una duración de 150 ms. La topología de la red antes y después de la falla son las mismas.



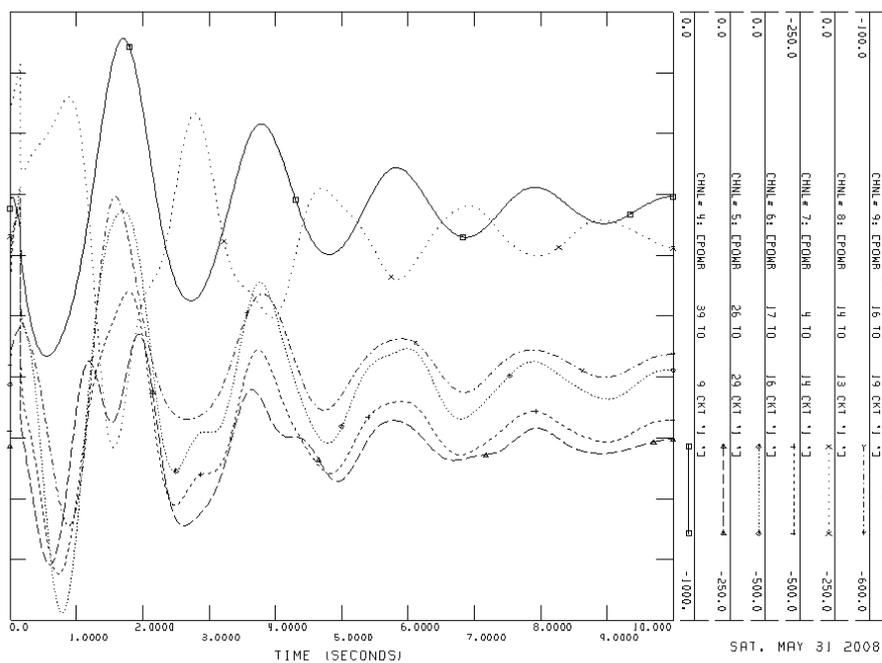
**Figura 5.52:** Sistema de New England, falla en la barra 1

El flujo de potencia en las líneas 39-9 (color naranja), flujos de potencia en las líneas 26-29, 17-16, 4-14, 14-13, 16-19 (color rojo), y la producción de los tres parques ubicados en las barras 14, 16 y 17 son analizados. La figura 5.53 presenta la producción de potencia activa de los tres parques eólicos, al producirse una falla en la barra 1 con una duración de 150 ms, esta producción permanece básicamente constante, porque la potencia activa de referencia en los parques eólicos es independiente de las condiciones de la red. Solo durante, he inmediatamente después de la falta, la potencia activa decrece como un resultado de la disminución de la tensión, debido a la limitación de corriente en los convertidores electrónicos.



**Figura 5.53:** Potencia de Salida en los parques eólicos con ganancia 0.

La figura 5.54 presenta el flujo de potencia activa entre los nudos 39-9, 26-29, 17-16, 4-14, 14-13, 16-19. El flujo de potencia activa en la línea 39-9 es un flujo entre el sistema New England y el área representada por el generador 10.



**Figura 5.54:** Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancia 0

Las figura 5.55 y 5.56 presentan los flujos de potencia entre líneas, utilizando diferentes ganancias de control, la ganancia de control Kw es 35, 60, 120 y 240 respectivamente. Esto puede verse como oscilaciones entre áreas amortiguadas por el control propuesto.

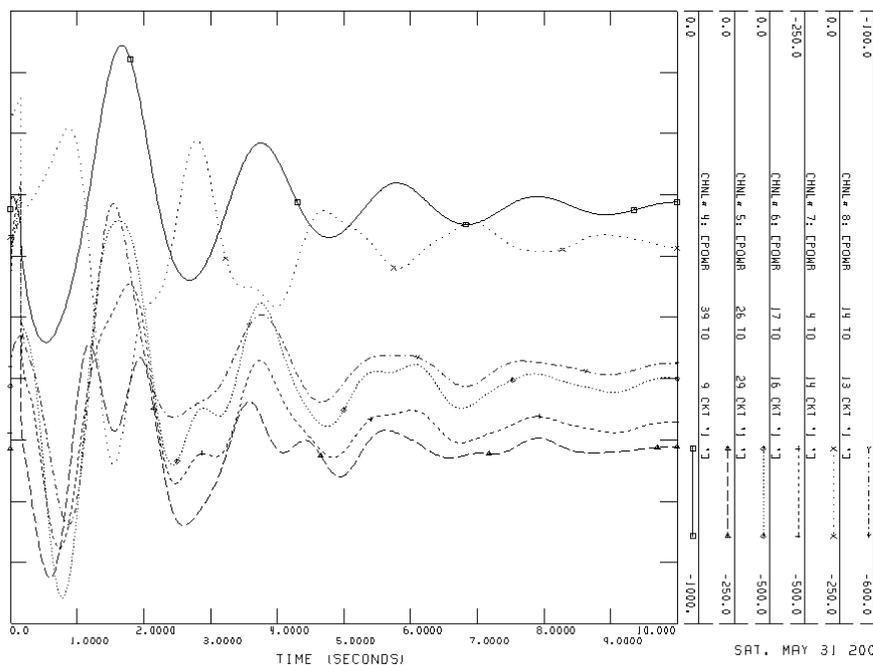
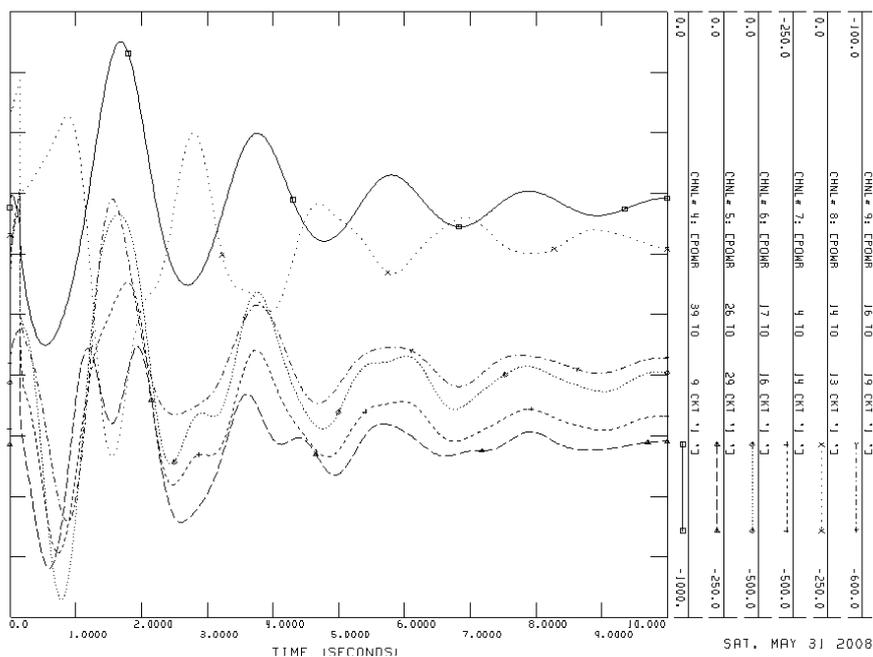
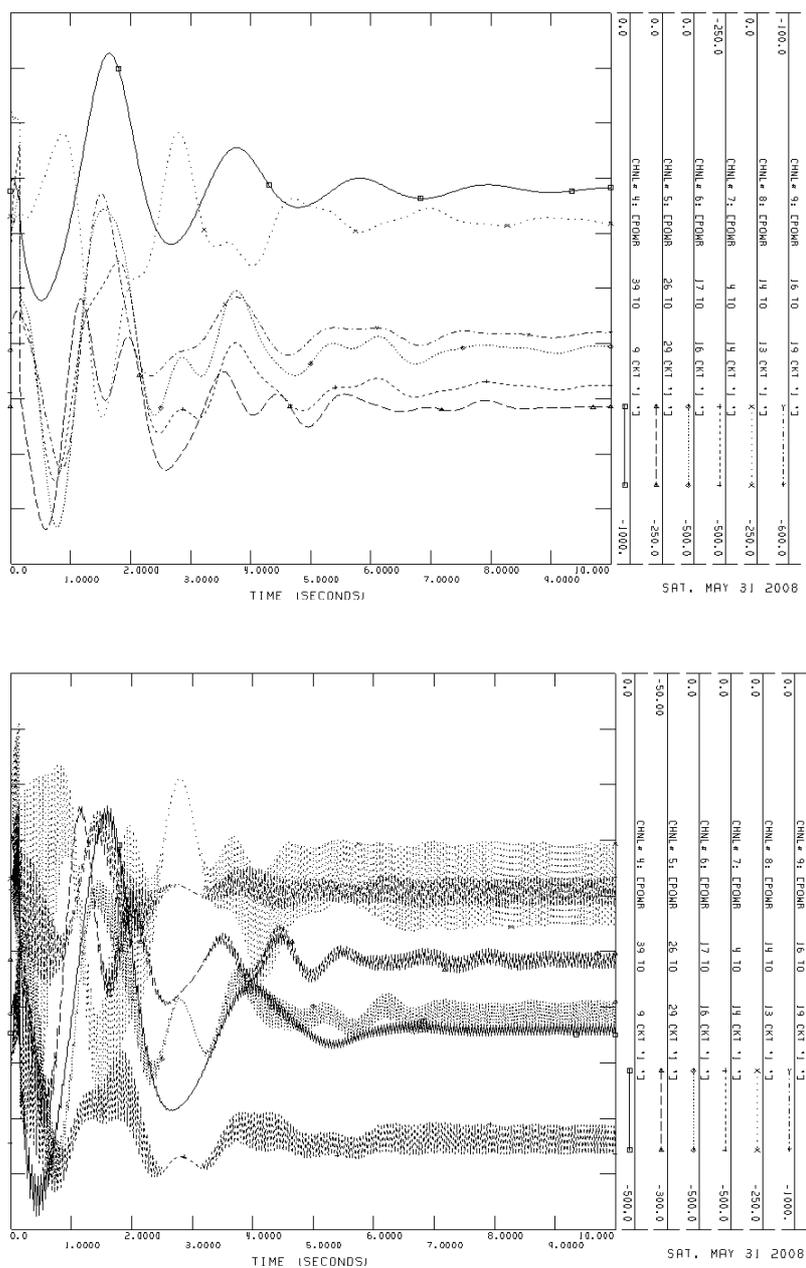
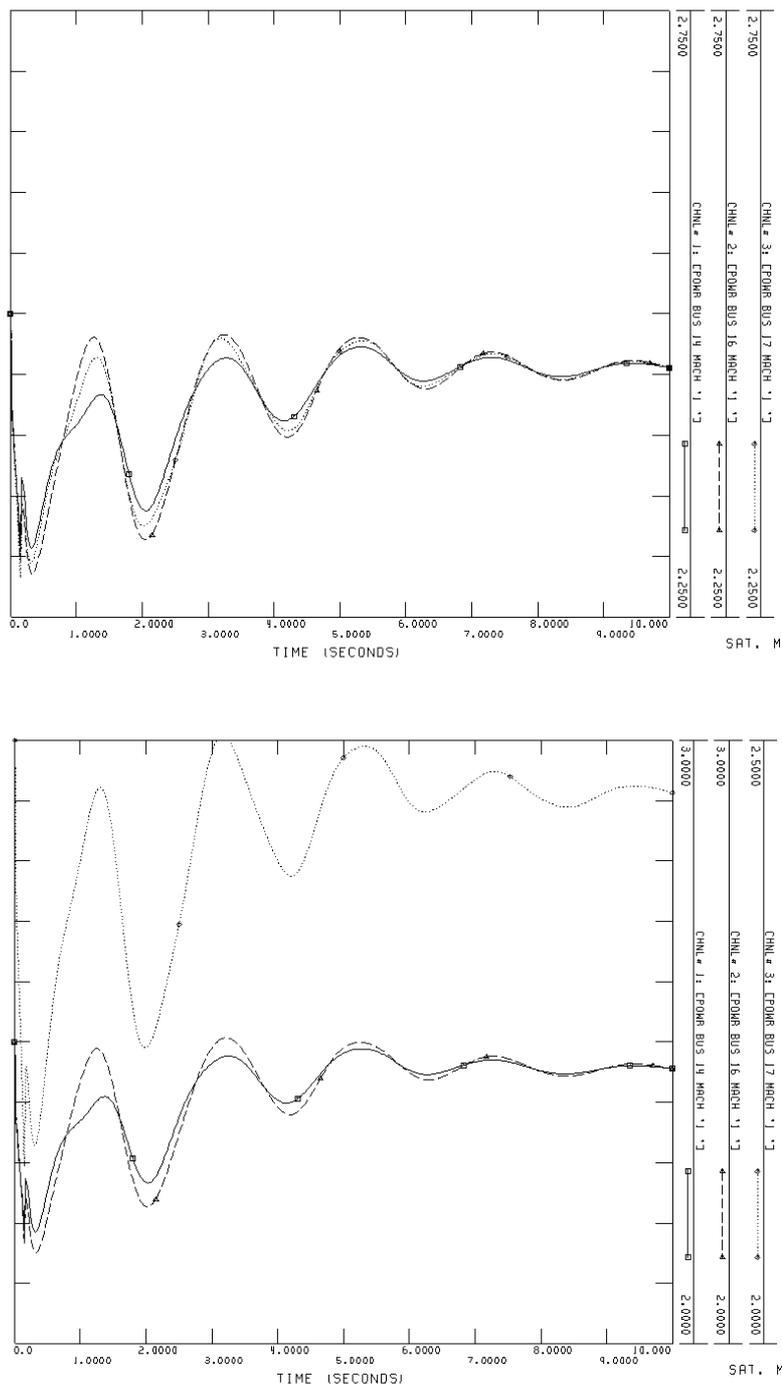


Figura 5.55: Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 35 y 60



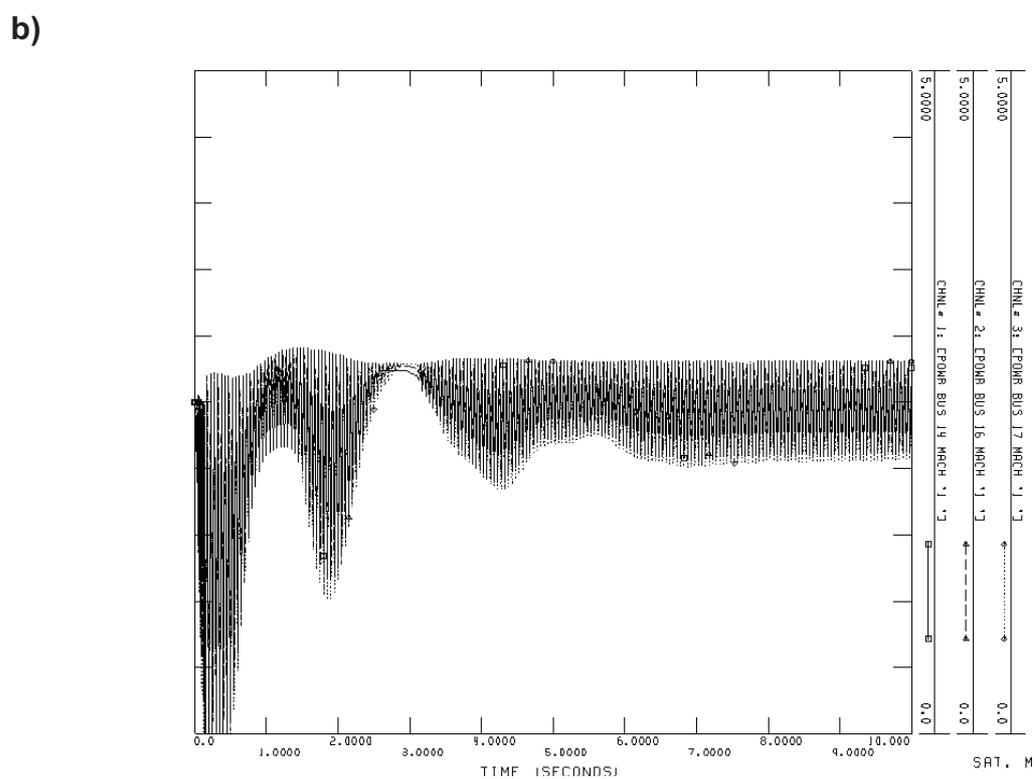
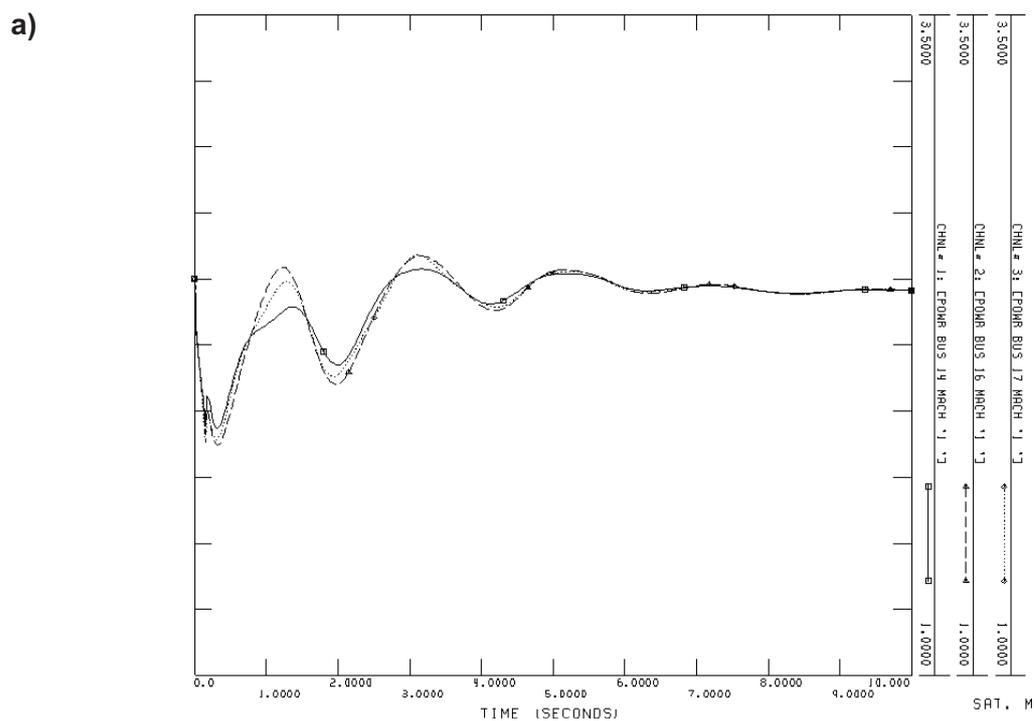
**Figura 5.56:** Flujo de potencia en las líneas 39-9,26-29,17-16,4-14,14-13, y 16-19 con ganancias 120 y 240.

Las figura 5.57 presenta la producción de potencia activa de los tres parques eólicos bajo las mismas circunstancias y con ganancias de 35 y 60, se puede ver como la producción de energía eólica es modificada después de la falla para amortiguar oscilaciones de potencia. La variación en la producción de potencia no es muy grande comparada con la producción total, y podría ser desarrollada por los nuevos aerogeneradores modernos.



**Figura 5.57:** Potencia de Salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 35 y 60.

La figura 5.58a, la cual corresponde a una ganancia de 120, presenta mayores oscilaciones en la producción eólica, lo cual representa un adicional esfuerzo al control del aerogenerador, y la figura 5.58b presenta las oscilaciones de potencia con una ganancia de 240.



**Figura 5.58a y 5.58b:** Potencia de Salida en los parques eólicos y generador 1 con ganancias 120 y 240.

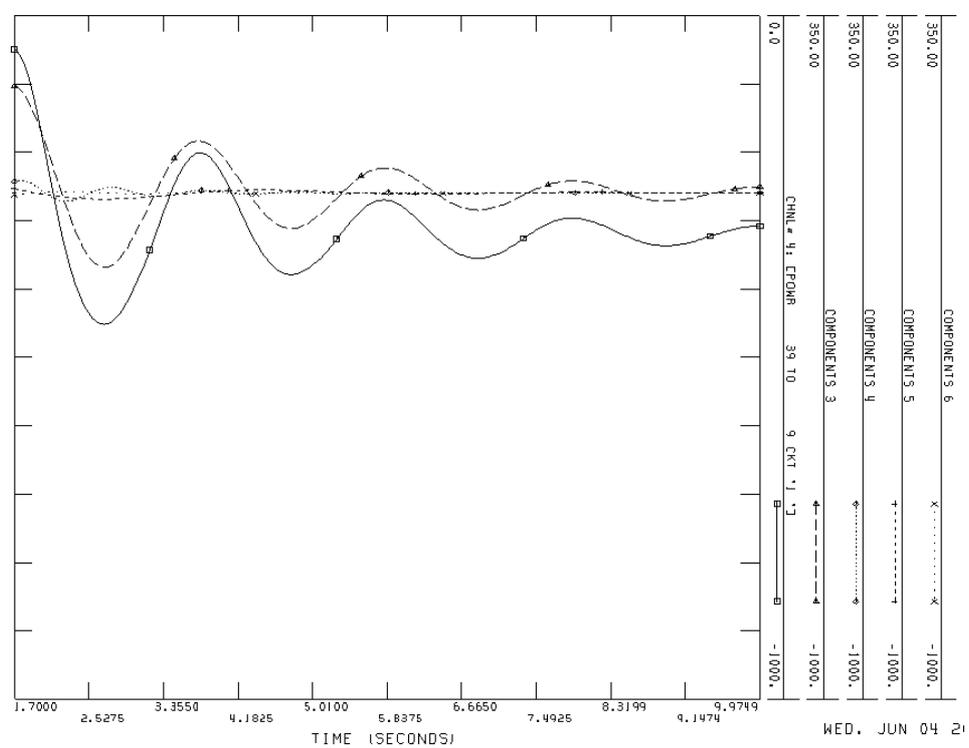
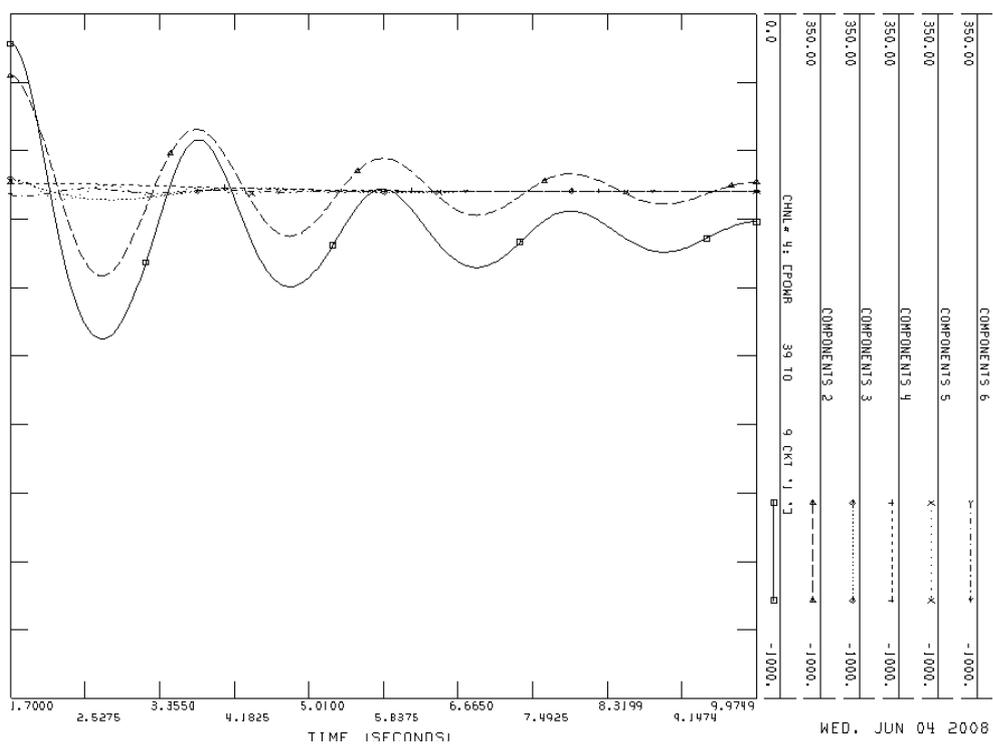
### 5.2.2.6 Descomposición Modal

a) **Línea 39-9:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [1.710, 9.972] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 39-9 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.13. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 3 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.59 y 5.60; los errores obtenidos son 1.122 %, 0.1217%, 0.056% y 1.342% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.13:** Descomposición modal flujo de potencia línea 39-9, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3044	3,0273	0,4820	0,1000
3	-0,5901	1,9409	0,3090	0,2909
5	-0,6727	6,1951	0,9860	0,1080
6	-0,6609	4,3047	0,6850	0,1518
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,3539	3,0310	0,4820	0,1160
4	-0,7816	6,1729	0,9820	0,1256
5	-0,4411	1,7607	0,2800	0,2430
6	-0,4652	4,1291	0,6570	0,1120
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3908	3,0231	0,4810	0,1282
4	-0,8209	6,1276	0,9750	0,1328
5	-0,4437	1,7665	0,2810	0,2436
6	-0,3919	4,0936	0,6520	0,0953
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4917	2,9924	0,4760	0,1621
4	-0,8542	6,0614	0,9650	0,1395
5	-0,4240	1,7854	0,2840	0,2310
14	-0,0551	4,1483	0,6600	0,0133



**Figura 5.59:** Componentes modales del flujo de potencia en la línea 39-9 con ganancias 0 y 35.

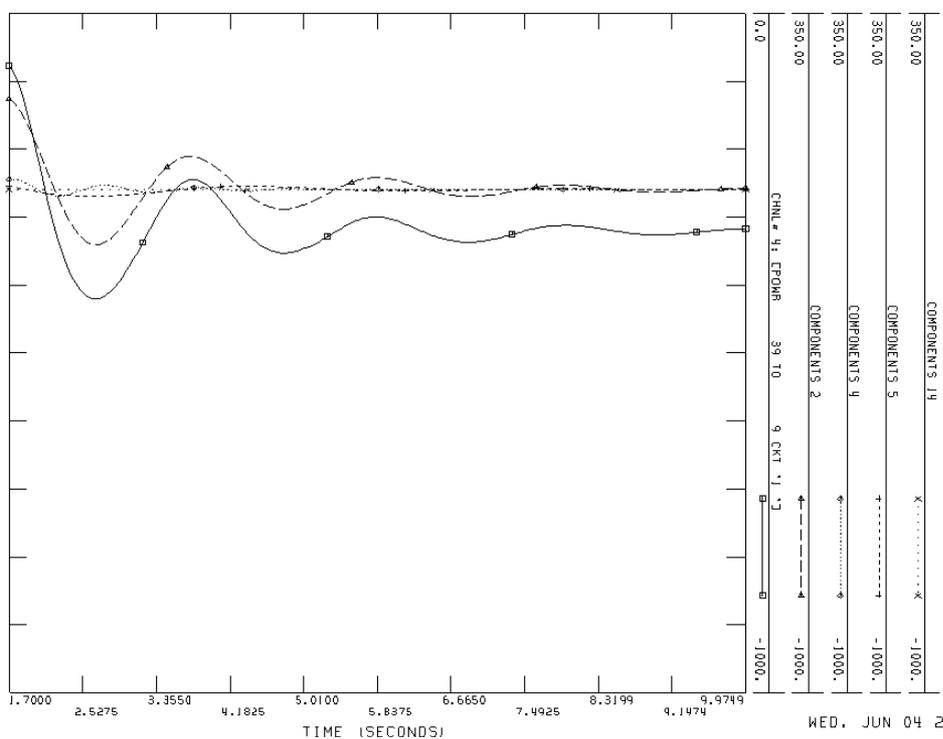
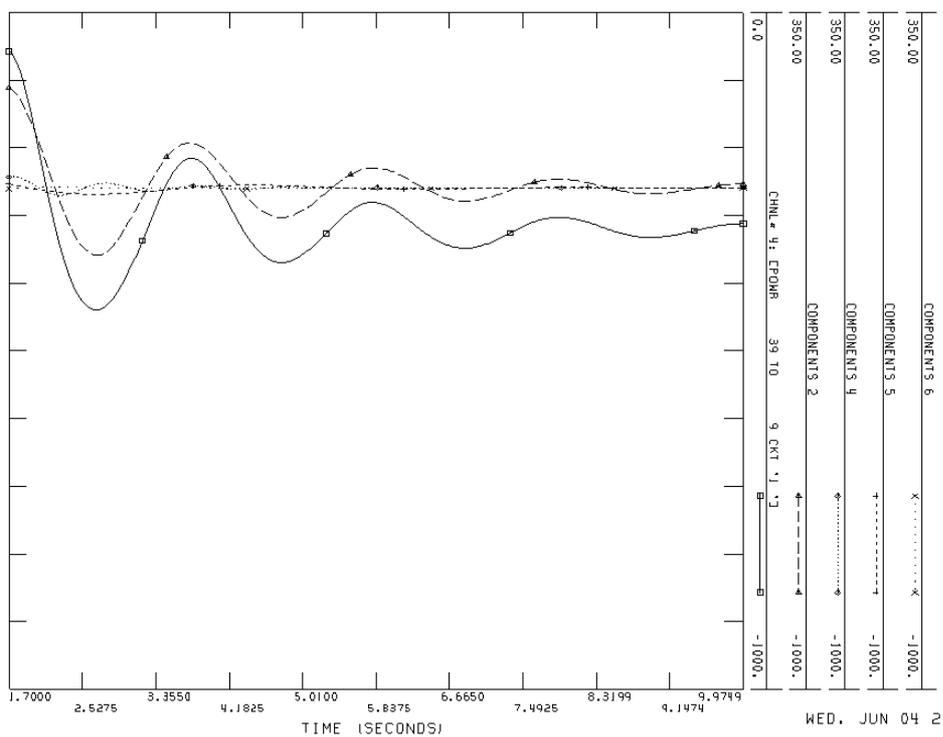
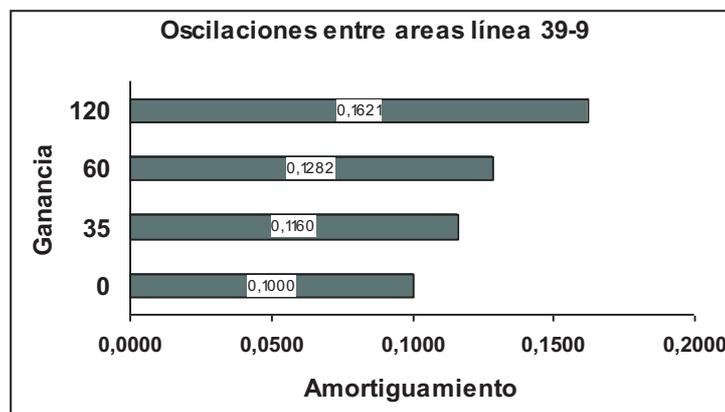


Figura 5.60: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 39-9 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.61 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 3, 2, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



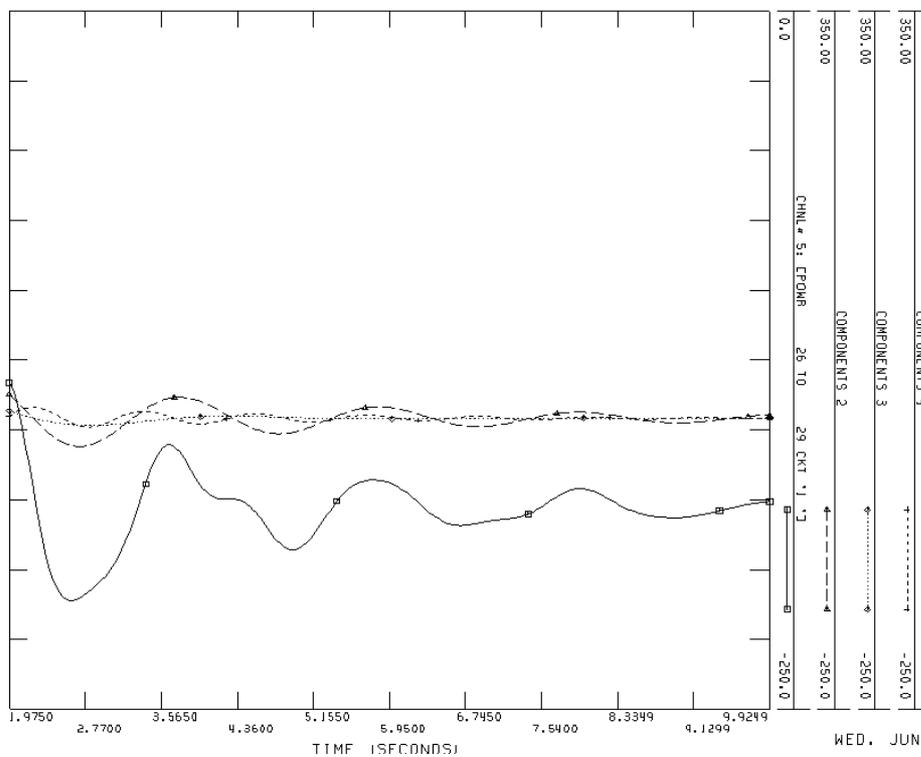
**Figura 5.61:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 3, 2, y 2.

**b) Línea 26-29:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [1.977, 9.922] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 26-29 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.14. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 2 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.62 y 5.63; los errores obtenidos son 2.560 %, 3.649%, 10.57% y 1.319% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.14:** Descomposición modal flujo de potencia línea 26-29, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,2907	3,0176	0,4800	0,0959
3	-0,7736	2,1205	0,3370	0,3427
4	-0,3613	5,4083	0,8610	0,0667
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3492	3,0151	0,4800	0,1150
3	-0,4223	5,4304	0,8640	0,0775
4	-0,7529	2,0074	13,1910	0,3512
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3817	3,0075	0,4790	0,1259
3	-0,8493	1,9897	0,3170	0,3926
4	-0,4451	5,4401	0,8660	0,0815
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4774	2,9883	0,4760	0,1578
3	-0,4844	5,4536	0,8680	0,0885
5	-0,8033	1,8573	0,2960	0,3970



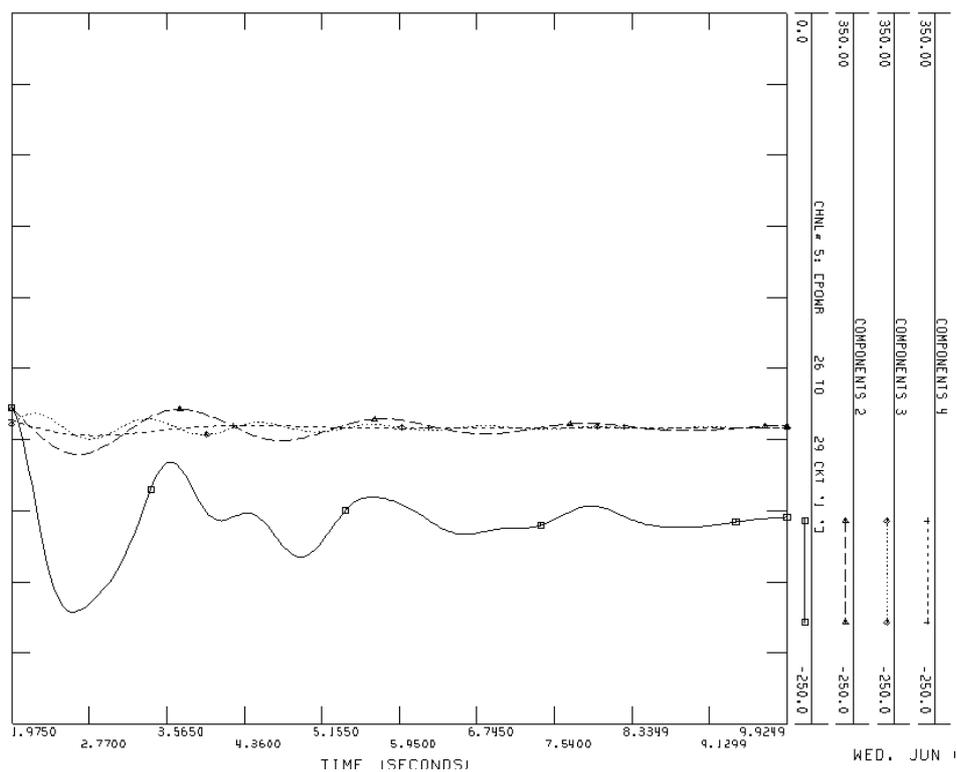
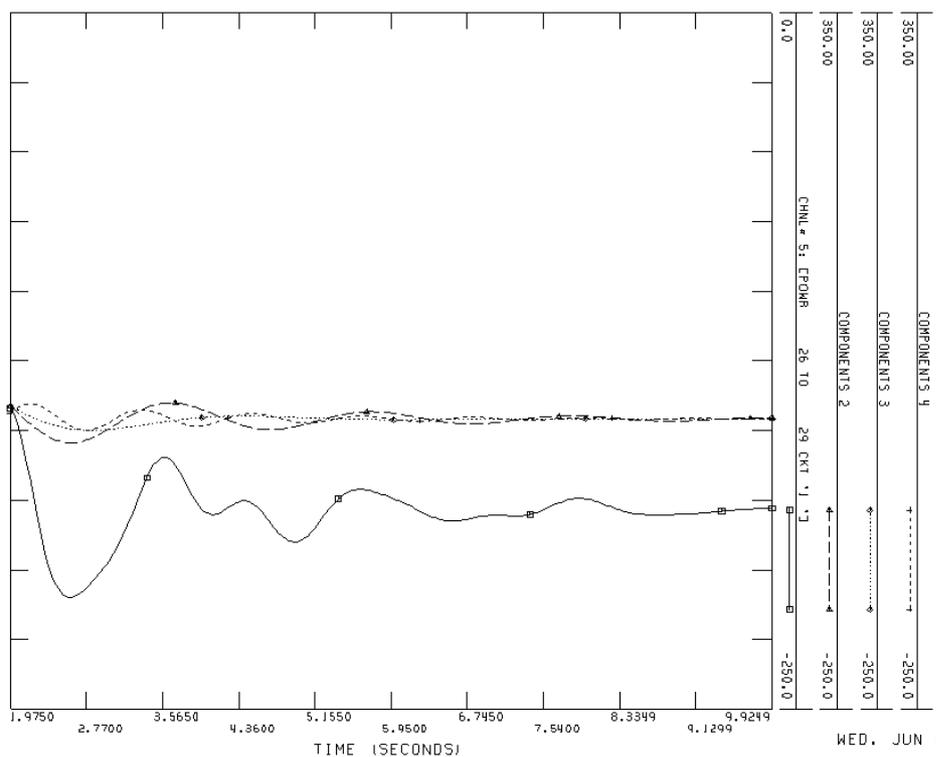
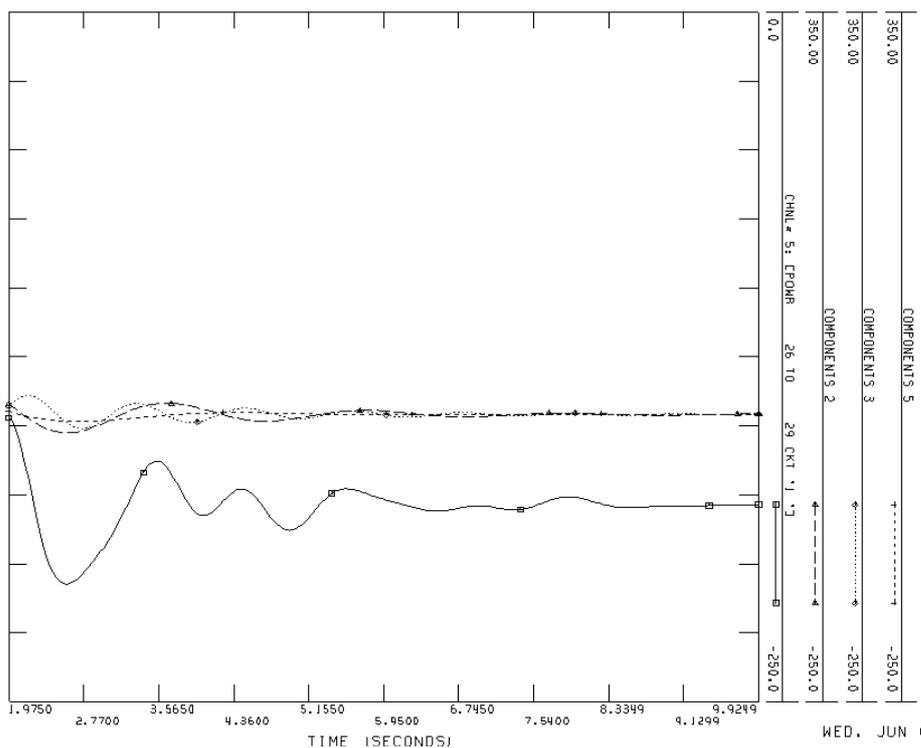


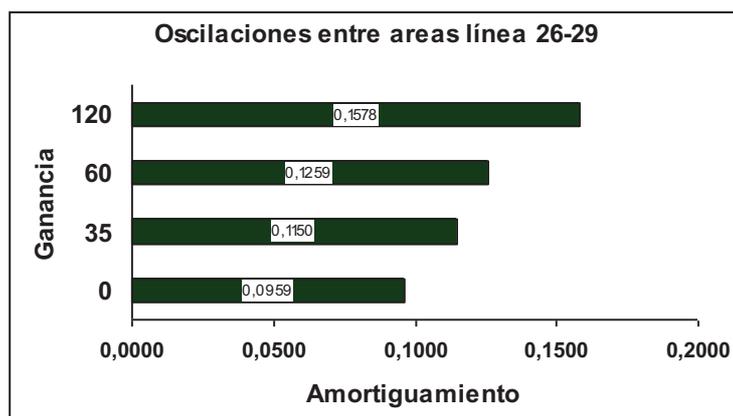
Figura 5.62: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancias 0 y 35.





**Figura 5.63:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 26-29 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.64 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 2, 2, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



**Figura 5.64:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 2, y 2.

c) **Línea 17-16:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [1.727, 9.939] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 17-16 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.15. El componente 5 obtenido de la ganancia 0, el componente 2 obtenido de la ganancia 35, el componente 3 obtenido de la ganancia 60, y el componente 3 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.65 y 5.66; los errores obtenidos son 10.47 %, 8.077%, 6.955% y 6.604% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.15:** Descomposición modal flujo de potencia línea 17-16, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
5	-0,3056	3,0488	0,4850	0,0997
8	-0,5342	5,4143	0,8620	0,0982
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3407	3,0396	0,4840	0,1114
4	-0,5573	5,3553	0,8520	0,1035
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,4211	3,0393	0,4840	0,1372
6	-0,5461	5,3598	0,8530	0,1014
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,4794	3,0383	0,4840	0,1558
5	-0,5520	5,3837	0,8570	0,1020

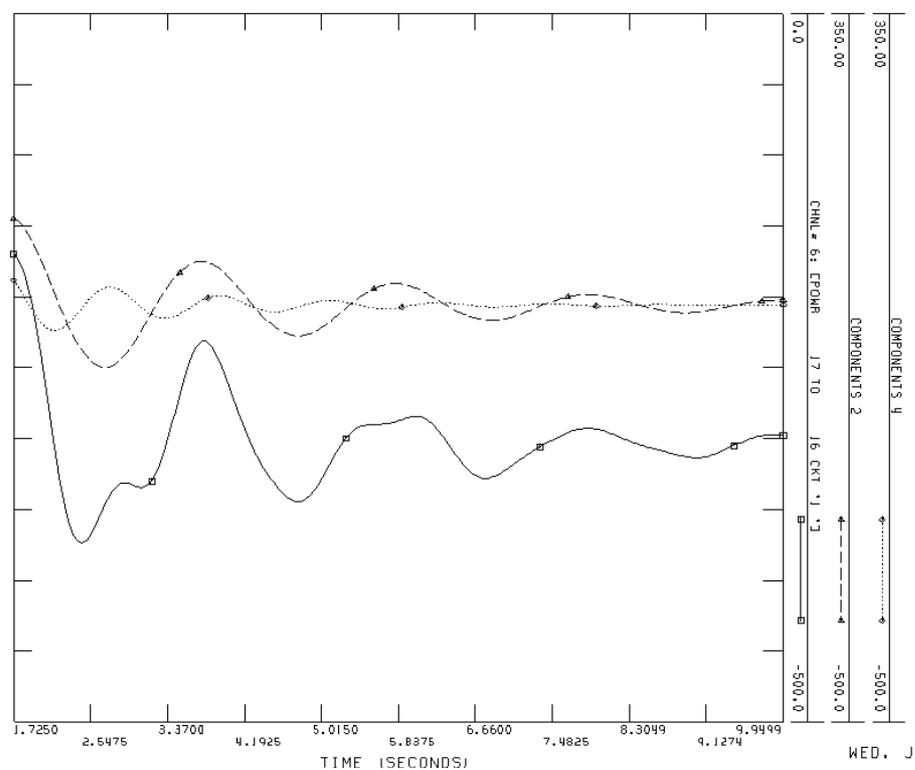
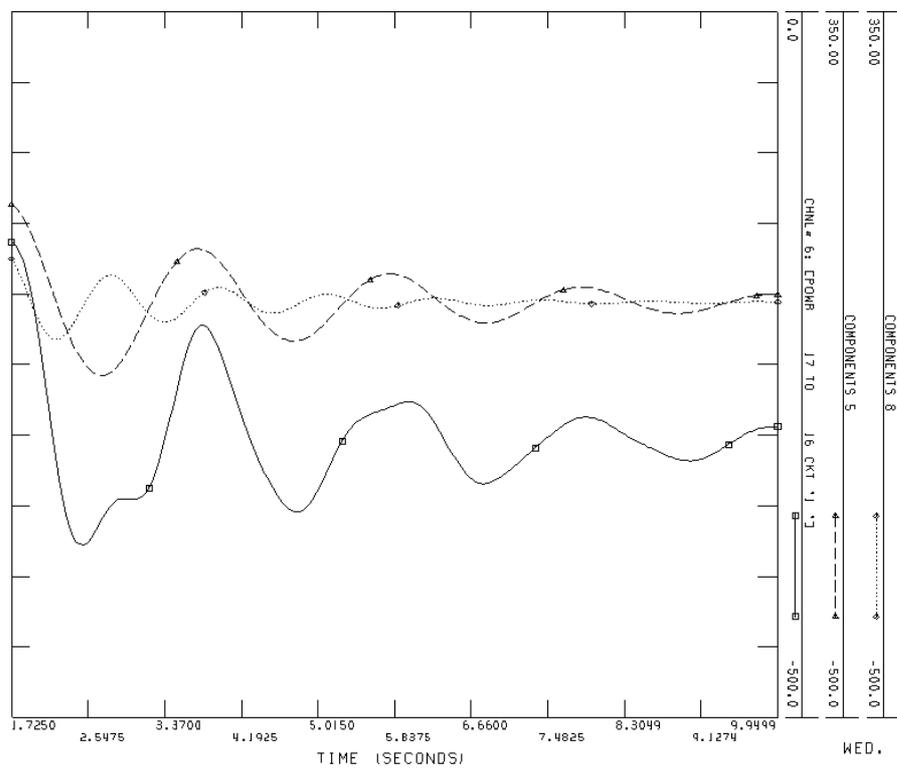
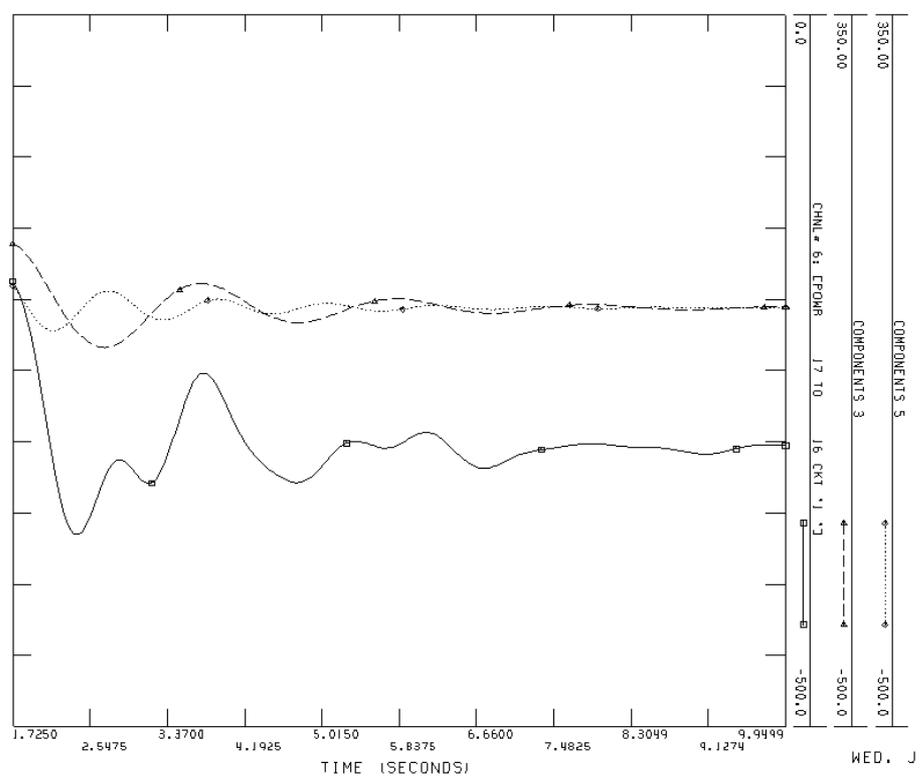
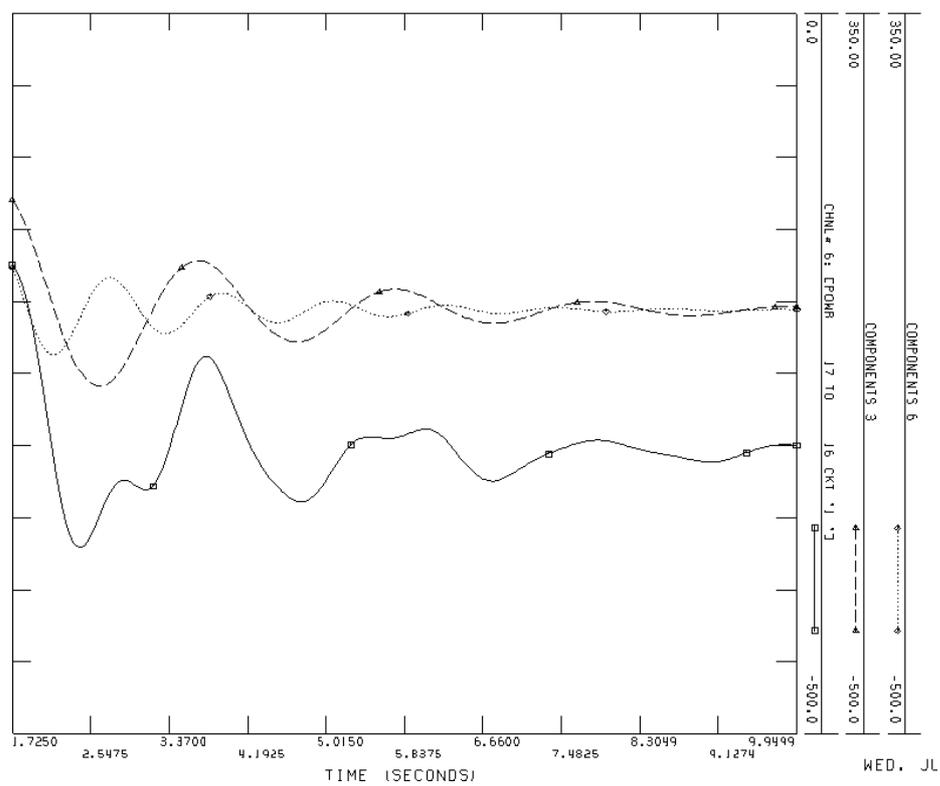
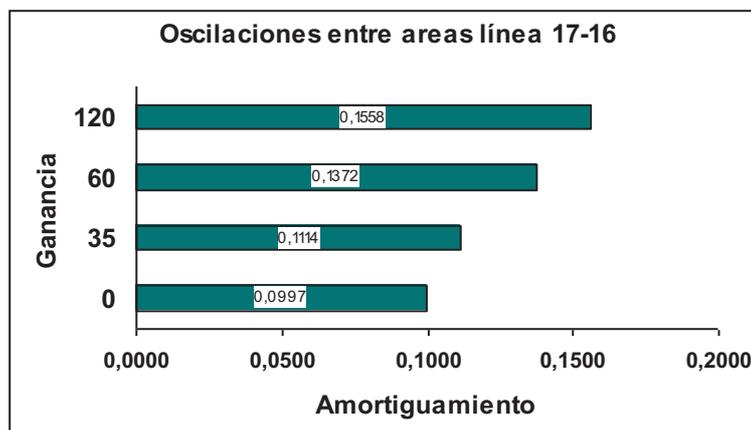


Figura 5.65: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancia 0 y 35.



**Figura 5.66:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 17-16 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.67 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 5, 2, 3, 3 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



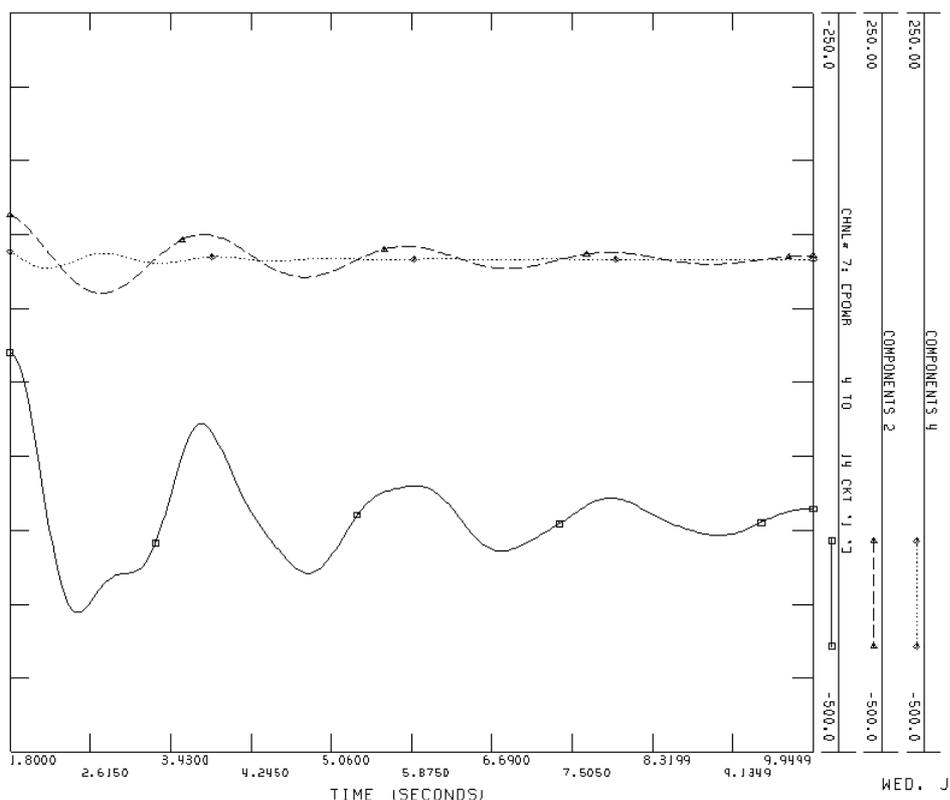
**Figura 5.67:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 5, 2, 3, y 3.

**d) Línea 4-14:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [1.810, 9.956] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 4-14 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.16. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 3 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 2 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.68 y 5.69; los errores obtenidos son 0.482 %, 10.74%, 2.697% y 10.15% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5.16:** Descomposición modal flujo de potencia línea 4-14, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3230	3,0425	0,4840	0,1056
4	-0,7354	5,4599	0,8690	0,1335
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,3790	3,0376	0,4830	0,1238
5	-0,8028	5,4289	0,8640	0,1463
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,4890	3,0744	0,4820	0,1571
3	-0,6186	5,4621	0,8690	0,1125
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,5943	3,0862	0,4910	0,1891
4	-1,1352	5,0185	0,7990	0,2206



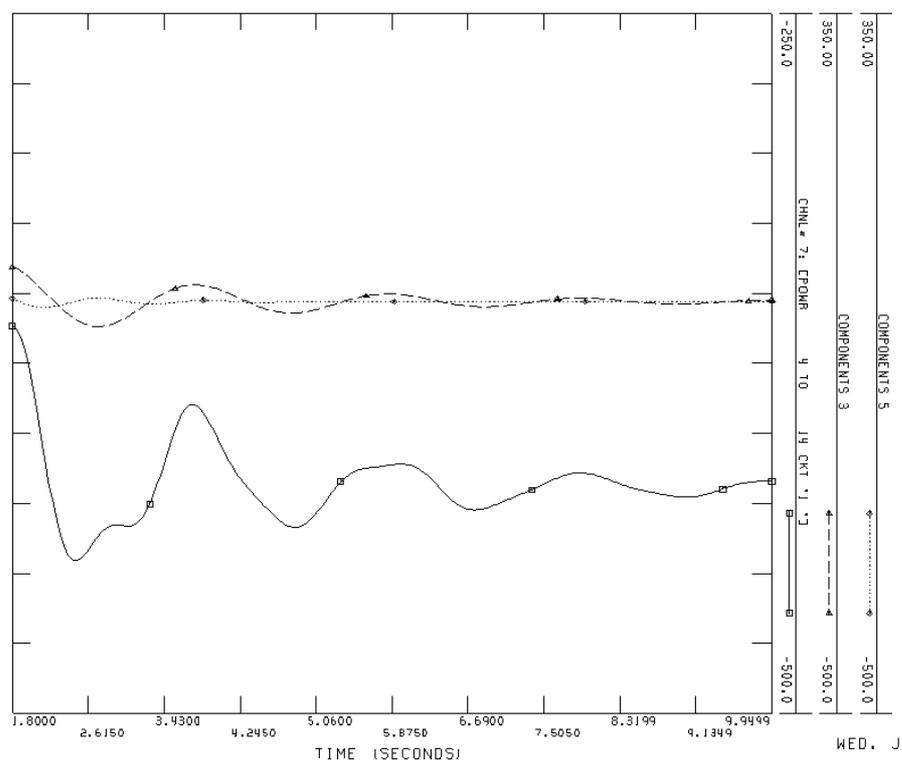
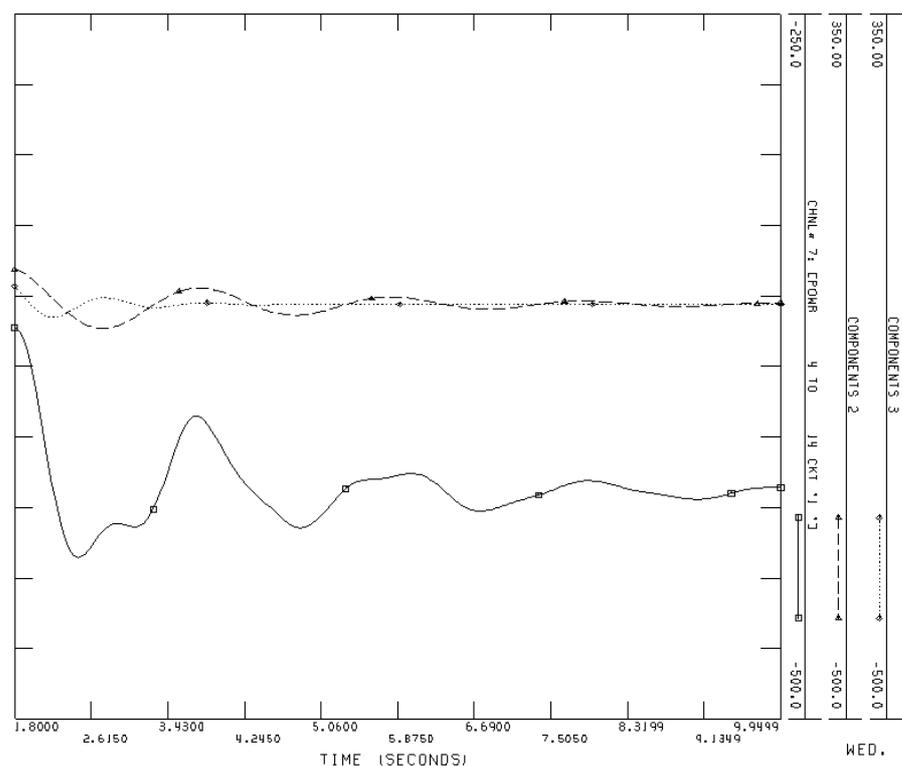
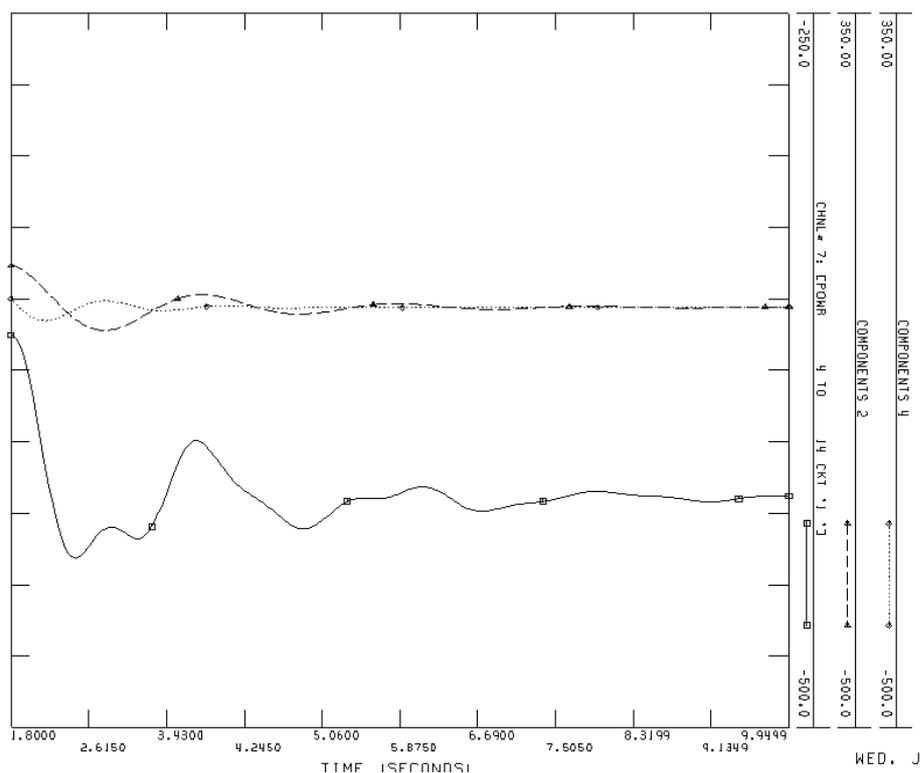


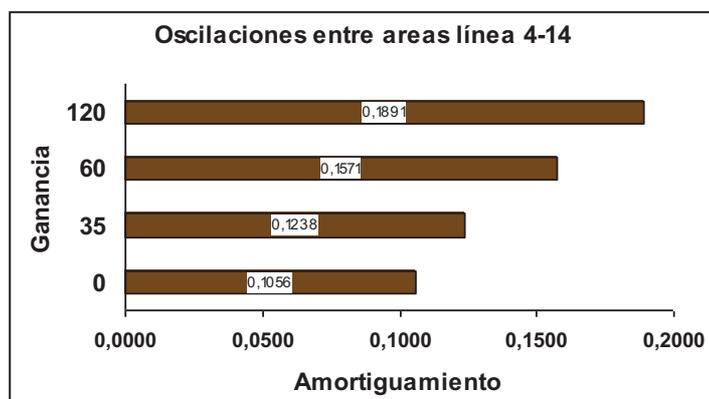
Figura 5.68: Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 0 y 35.





**Figura 5.69:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 4-14 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.70 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 3, 2, 2 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



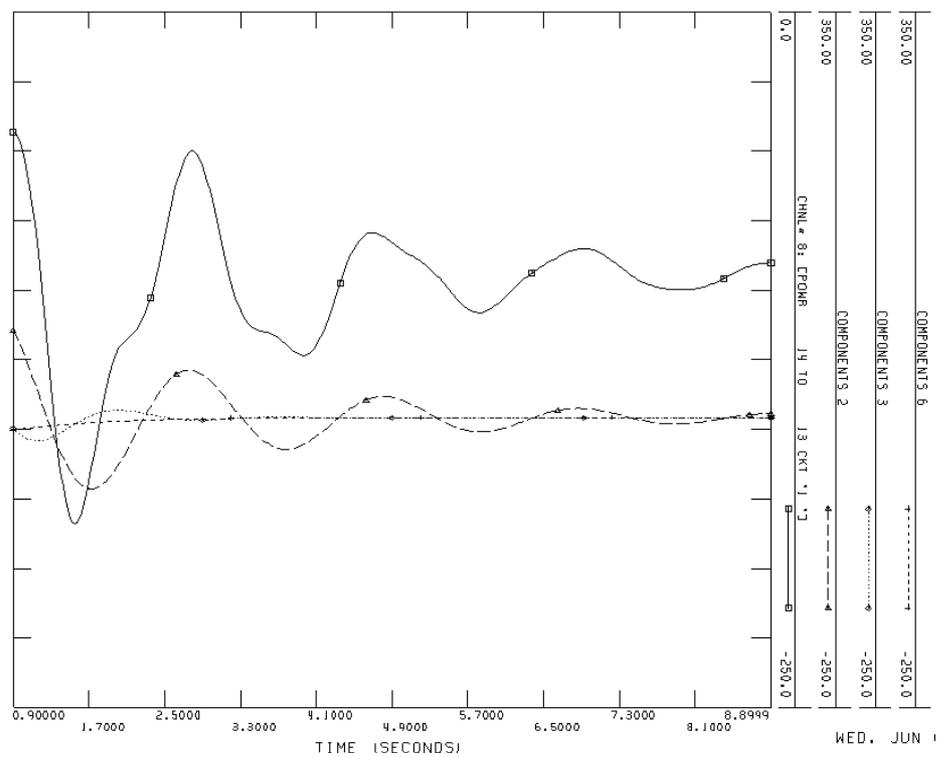
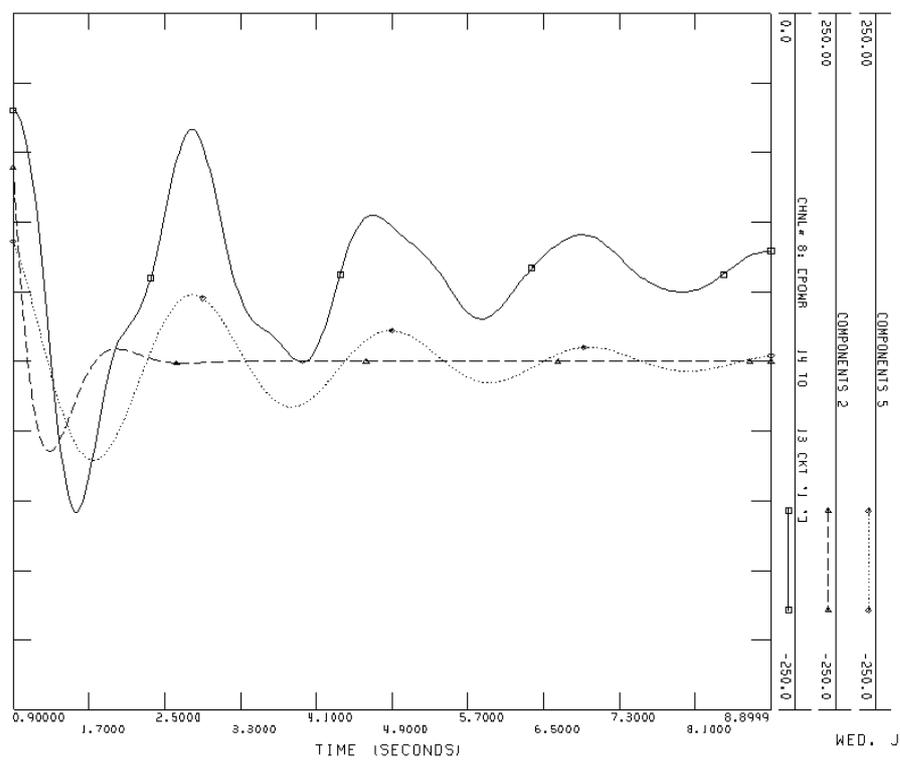
**Figura 5.70:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 3, 2, y 2.

e) **Línea 14-13:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [0.892, 8.904] segundos.

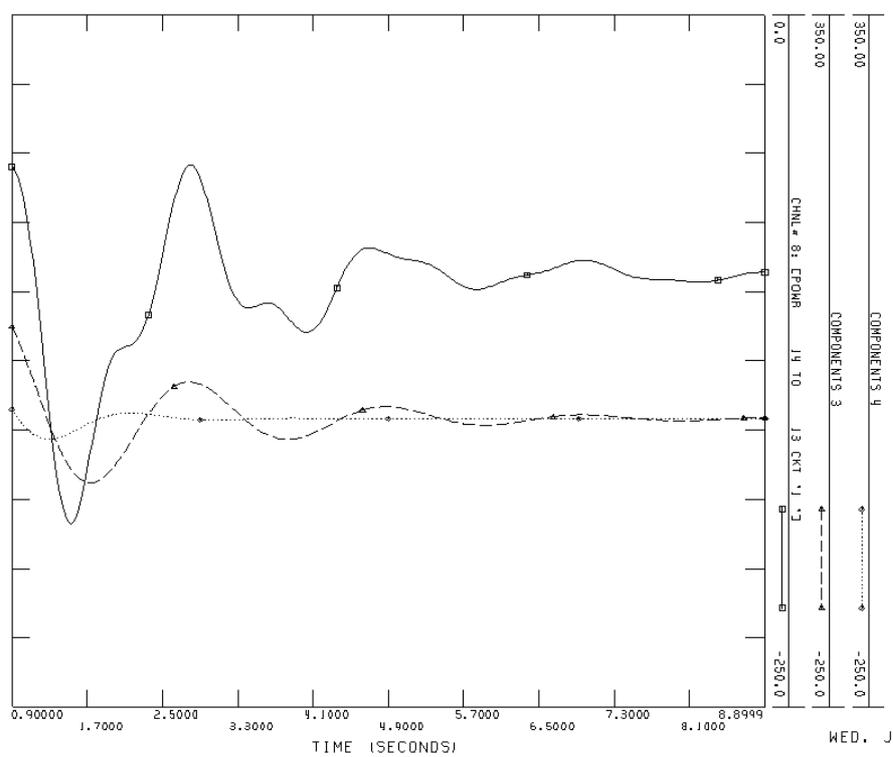
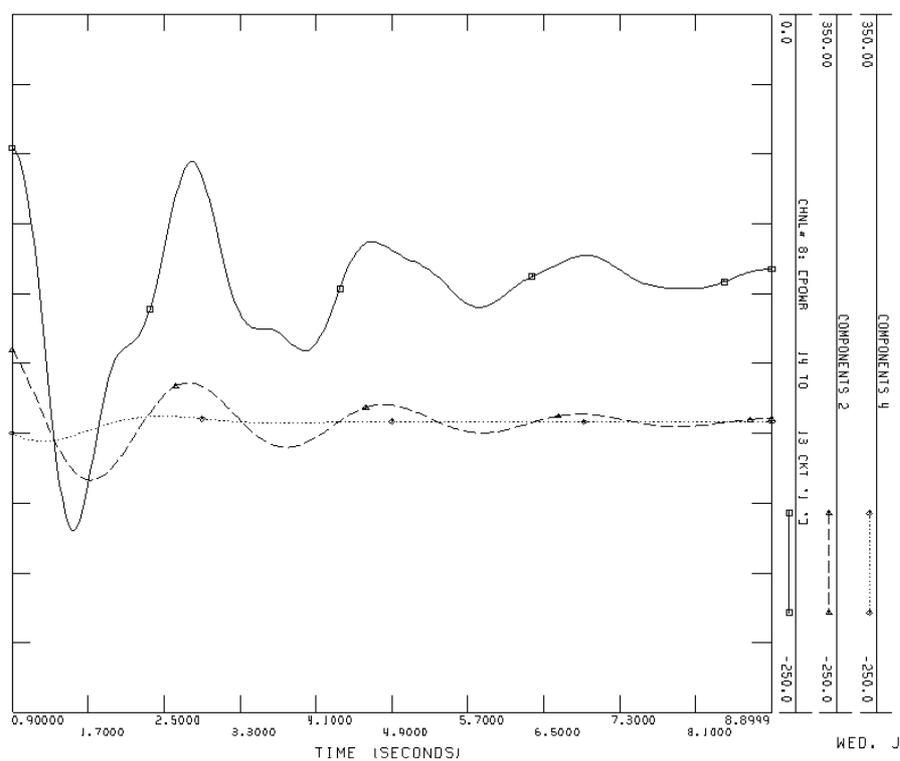
La descomposición modal del flujo de potencia 14-13 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.17. El componente 2 obtenido de la ganancia 0, el componente 2 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 3 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.71 y 5.72; los errores obtenidos son 2.486 %, 4.454%, 3.899% y 3.712% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

**Tabla 5. 17:** Descomposición modal flujo de potencia línea 14-13, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3067	3,0295	0,4820	0,1007
5	-0,7255	5,2911	0,8420	0,1358
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3926	3,0588	0,4870	0,1273
3	-1,3089	3,6610	0,5830	0,3367
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3983	3,0485	0,4850	0,1295
4	-1,0162	2,4768	0,3940	0,3796
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,5386	3,0055	0,4780	0,1764
4	-1,4849	3,6246	0,5770	0,3791

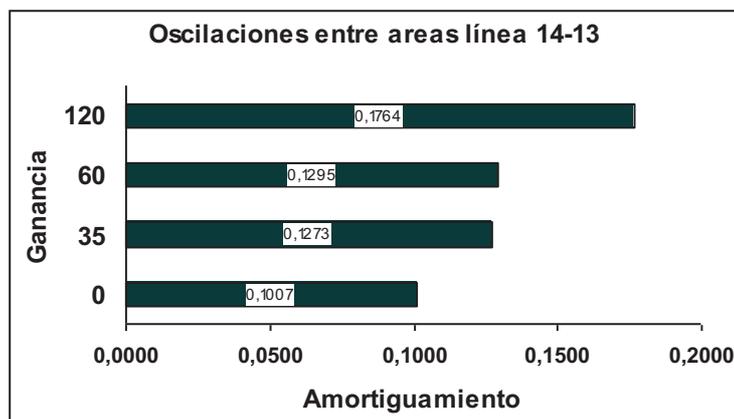


**Figura 5. 71:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 0 y 35.



**Figura 5.72:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 14-13 con ganancias 60 y 120.

La figura 5.73 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 2, 2, 2, 3 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



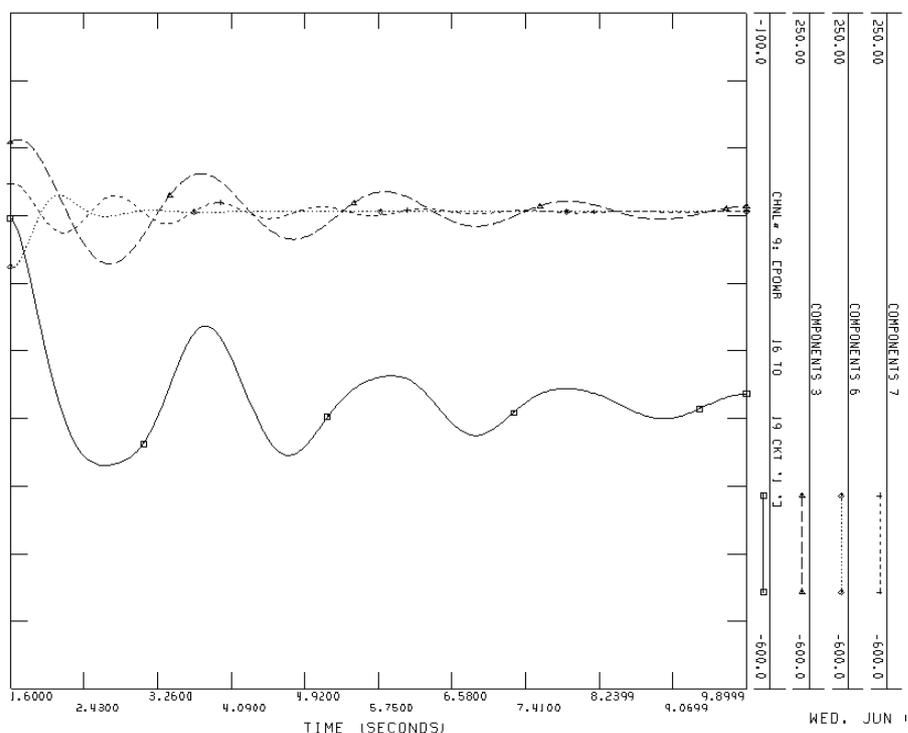
**Figura 5.73:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 2, 2, 2, y 3.

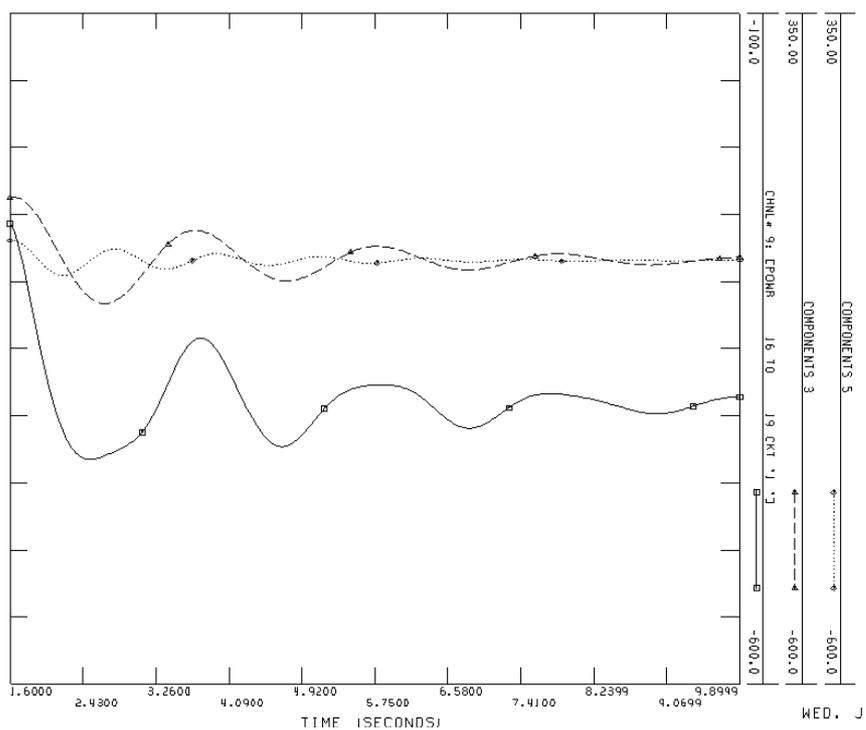
**f) Línea 16-19:** Intervalo de tiempo para la descomposición modal entre [1.610, 9.906] segundos.

La descomposición modal del flujo de potencia 16-19 ha sido desarrollada para diferentes ganancias, los resultados se pueden observar en la tabla 5.18. El componente 3 obtenido de la ganancia 0, el componente 3 obtenido de la ganancia 35, el componente 2 obtenido de la ganancia 60, y el componente 5 obtenido de la ganancia 120, son los componentes de interés, ya que los componentes restantes de la descomposición modal para las distintas ganancias se extinguen rápidamente como se puede ver en las figuras 5.74 y 5.75; los errores obtenidos son 9.181 %, 3.289%, 6.55% y 0.092% para ganancias 0, 35, 60 y 120 respectivamente, que están en el margen de error de la metodología utilizada.

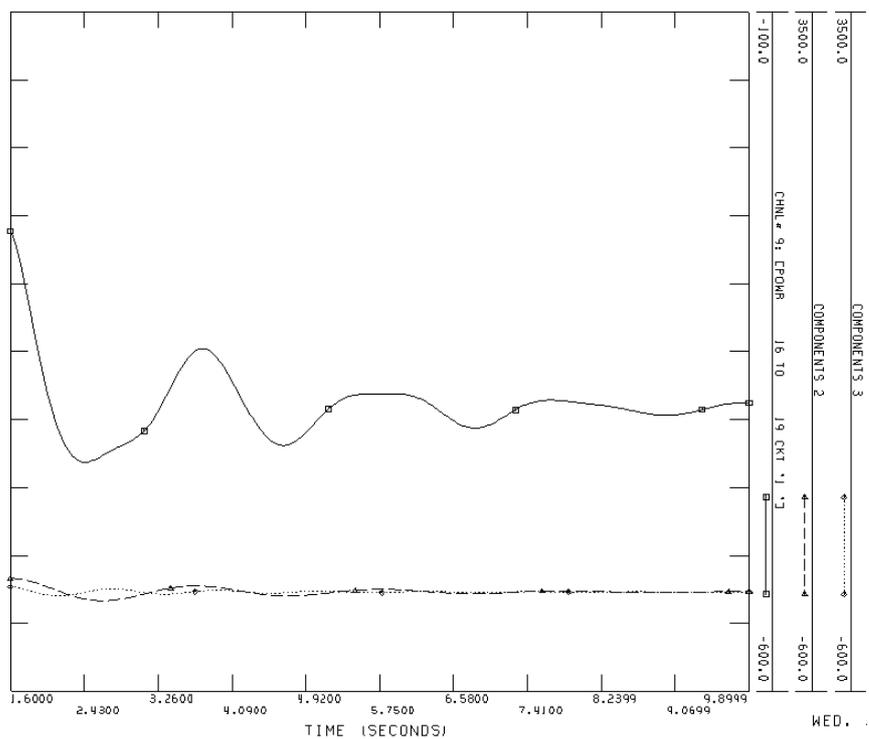
**Tabla 5.18:** Descomposición modal flujo de potencia línea 16-19, autovalores entre 0.1 y 1 Hz.

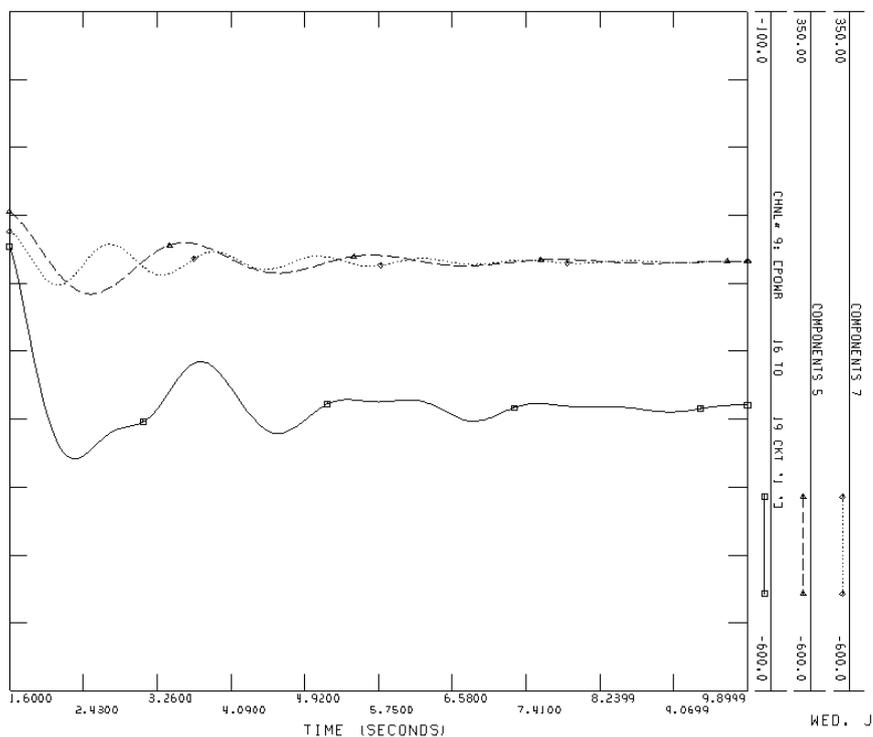
Ganancia 0				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,3109	3,0404	0,4840	0,1017
6	-2,3513	5,9940	0,9540	0,3652
7	-0,5002	5,4118	0,8610	0,0920
Ganancia 35				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
3	-0,3622	3,0408	0,4840	0,1183
5	-0,4702	5,3898	0,8580	0,0869
Ganancia 60				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
2	-0,3927	3,0244	0,4810	0,1288
3	-0,4835	5,3304	0,8480	0,0903
Ganancia 120				
Componente	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia [Hz]	Amortiguamiento
5	-0,4991	2,9902	0,4760	0,1646
7	-0,4813	5,3697	0,8550	0,0893





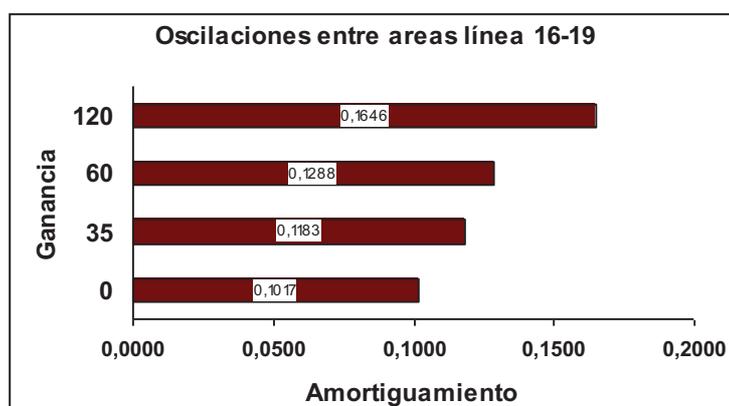
**Figura 5.74:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 0 y 35.





**Figura 5.75:** Componentes modales del flujo de Potencia en la línea 16-19 con ganancias 60 y 120

La figura 5.76 presenta el incremento del amortiguamiento como una consecuencia del incremento de la ganancia para el modo de interés, componentes 3, 3, 2, 5 para ganancias 0, 35, 60, 120 respectivamente.



**Figura 5.76:** Amortiguamiento para ganancias 0, 35, 60 y 120, componentes 3, 3, 2, y 5.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

##### 6.1.1 SOBRE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON PRESENCIA EÓLICA

- Al realizar estudios de pequeña señal es necesario conocer los autovalores que un sistema presenta. Así para el caso de estudio New England, a partir de sus autovalores podemos advertir que se trata de un sistema estable y amortiguado.
- Al ingresar los parques eólicos al sistema se producen leves variaciones, movimientos en los autovalores, que puede entenderse como un efecto del parque, o como una consecuencia del redespacho de generación. También se incrementa el número de autovalores de todo el sistema, por lo que éste se vuelve más inestable, en parte por la creación de nuevas variables y por un posible exceso en la generación. Debemos recalcar que dicho superávit será asumido por la barra oscilante.
- Para motivos de esta tesis se modifica el sistema New England variando parámetros de generación y carga. Además del ingreso de energía eólica, con lo que el nuevo sistema se vuelve estable pero poco amortiguado con la presencia de un modo oscilatorio inestable, mismo que es objeto de análisis.
- Mediante el análisis de los autovalores inestables y su correspondiente factor de participación podemos centrar nuestra atención en un elemento específico (generador). Una vez identificado éste procedemos a variar diferentes parámetros de: generación, carga y tensión en las barras con el fin de lograr que dicho autovalor inestable, ingrese en la zona de

amortiguamiento correspondiente al 5%, con lo que se consigue que nuestro sistema modificado se vuelva estable y amortiguado.

- A través de un estudio de pequeña señal y su correspondiente análisis de autovalores, factores de participación y frecuencias de amortiguamiento, se pueden realizar acciones de control para prevenir oscilaciones y consecuentes pérdidas de sincronismo en ciertos generadores, ya que con el cálculo de los autovalores se puede distinguir que tipo de oscilaciones presenta un SEP.

### **6.1.2 SOBRE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON ESTABILIZADORES EÓLICOS**

- Se presenta como los parques eólicos pueden amortiguar oscilaciones de potencia entre áreas, con la adición de un simple lazo de control, mismo que presenta las siguientes ventajas:
  - Es más simple que los estabilizadores de potencia PSS
  - Puede ser implementado en aerogeneradores modernos a muy bajo costo
  - Utiliza solo variables locales (frecuencia de red)
- Se propone una técnica de regulación para aerogeneradores, compatible con la tecnología actual, cuyo fin es atenuar las oscilaciones electromecánicas actuando en una parte del sistema eléctrico y no en determinados elementos (generadores convencionales).
- Las simulaciones muestran que el sistema contribuye sensiblemente a la atenuación de las oscilaciones de potencia entre área 1 (Generador 1) y área 2 (Sistema New England). A medida que se incrementa la ganancia del lazo de control, mayor es el amortiguamiento de las oscilaciones, y mayores también las variaciones de potencia requeridas de los parques eólicos respecto a su punto de funcionamiento inicial.

- El sistema propuesto repercute sobre la regulación primaria, al establecer una relación entre la frecuencia y la potencia generada por los parques. Esta relación es lineal, y corresponde a un estatismo  $R=1/K$ , donde  $K$  es la ganancia del lazo de control.
  
- Respecto a la estabilidad de un sistema eléctrico, debemos decir que al reemplazar generación eólica por convencional la estabilidad del sistema disminuye. Debido a la falta de inercia de generadores eólicos al estar desacoplados de la red eléctrica por medio de los convertidores, no cuentan con devanados amortiguantes, como si es el caso de generadores convencionales, los mismos que están directamente acoplados a la red eléctrica.
  
- En cuanto a la estabilidad de frecuencia un aerogenerador es capaz de aportar en sobre frecuencia, ya que es fácil disminuir la generación mediante un sistema de frenado. Mientras que cuando se trata de bajas frecuencias el aerogenerador no será capaz de aportar con más de su límite establecido de generación ya que no es posible subir la velocidad del viento para extraer mayor potencia.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Utilizar un modelo de aerogenerador doblemente alimentado DFIG, sobre los Full Converter. Ya que en el DFIG podemos tener las señales necesarias de voltaje y frecuencia de la red directamente del generador. Mientras que al utilizar un Full Converter se debe colocar adicionalmente medidores para las señales deseadas, lo que sugiere un incremento de costos.
- Se recomienda analizar el efecto del estabilizador eólico en cada aerogenerador del parque, para poder observar su contribución real.
- Proponer una técnica para una ubicación óptima de estabilizadores eólicos, estabilizadores de potencia, FACTS, utilizando factores de participación, respuesta de frecuencia y vectores propios.
- Proponer una técnica para sintonización de estabilizadores de Parques eólicos y estabilizadores de potencia y FACTS.
- Se debe tener en cuenta que características como la demanda, topología de la red inciden de forma directa en el comportamiento de un sistema de potencia ante la presencia de una perturbación. Por lo que los modos de oscilación serán distintos bajo diferentes escenarios.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Heier, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. Chichester, U.K.: Wiley, 1998.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGraw- Hill, 1994.
- [3] O. Wasynczuk, D. T. Man, and J. P. Sullivan, "Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. 100, pp. 2837–2845, June 1981.
- [4] [https://docs.google.com/viewer?avq=cache:hXQ3yXjrrz4J:www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920CAP5.pdf+plan+maestro+de+electrificaci%C3%B3n&hl=es-419&gl=ec&pid=bl&srcid=ADGEESg6FHF\\_LD6f4LnzbUI2hUiGr6wQDSydQLDuUc3z8diRuGitd-pYDVzttuPsX0dHUqtvjznGHjyx5](https://docs.google.com/viewer?avq=cache:hXQ3yXjrrz4J:www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920CAP5.pdf+plan+maestro+de+electrificaci%C3%B3n&hl=es-419&gl=ec&pid=bl&srcid=ADGEESg6FHF_LD6f4LnzbUI2hUiGr6wQDSydQLDuUc3z8diRuGitd-pYDVzttuPsX0dHUqtvjznGHjyx5)
- [5] P.M. Anderson, A.A. Fouad, Power System Control and Stability, Iowa State University Press, Ames Iowa, 1977.
- [6] IEEE/CIGRE Report, "Definition and Classification of Power System Stability" , IEEE/ CIGRE Join Task Force on Stability Terms and Definitions, May 2004.
- [7] F.P. DeMello and T.F. Laskoswski, "Concepts of Power System Dynamic Stability," IEEE Trans., Vol. PAS-94, pp. 827-833, May/June 1975.
- [8] Bikash Pal, Balarko Chaudhuri, Robust control in power systems. New York; Springer, 2005 Power Electronics and Power systems series.
- [9] [http://128.113.2.9/~vanfrl/pdfs/AVRPSS\\_LV\\_2007.pdf](http://128.113.2.9/~vanfrl/pdfs/AVRPSS_LV_2007.pdf) (Sistemas de Control de Excitación y Estabilizadores de Sistemas de Potencia).
- [10] Thomas C. Elliot, Kao Chen, Robert C. Swanekamp. Standard Hand Book of Powerplant Engineering. New York: McGraw- Hill, 1997.
- [11] J. Paserba (ed.), Analysis and Control of Power System Oscillations, Paris: CIGRE technical brochure, July, 1996.

- [12] E.H. Abed, P.P.Varaiya, Nonlinear oscillations in power systems, International Journal of Electric Energy and Power Systems, vol. 6, no. 1, Jan. A984, pp. 37-43
- [13] IEEE Power Engineering Society System Oscillations working group, inter-area Oscillations in Power Systems, IEEE Publication 95 TP 101, October 1994.
- [14] I.J. Perez-Arriaga, G.C Verghese and F.C. Schweppe, Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part I and II, IEEE transactions on power Apparatus and Systems, vol. PAS 101, no 9, 1982, pp. 3117-3134.
- [15] IEEE Power System engineering committees Eigenanalysis and frequency domain methods for system dynamic performance, IEEE Publication 90TH0292-3-PWR, 1989.
- [16] K. Kim, H. Schattler, V. Venkatasubramanian, J. Zaborsky, P. Hirsch, Methods for calculating Oscillations in large power systems, IEEE Transactions on power systems, vol 12, no4, November 1997, pp. 1639-1648.
- [17] [http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012012000200007&script=sci\\_arttext#fig2](http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012012000200007&script=sci_arttext#fig2)
- [18] NREL, Final Project Report, WECC Wind Generator Development, Wind Power Plant Equivalencing, Appendix III

## **ANEXOS**

## A1. Modelo de Parque Eólico y Estabilizador Eólico en PSS/E

```

SUBROUTINE USRAVV(MC,ISLOT)

C  BUSID "USRMDL" IM "USRAVV" IC IT NI NC NS NV data list
C  BUSID "USRMDL" IM "USRAVV" 1 1 0 5 3 4 ... /
C  data list: VIENTO H IMAX KVOLT VDESC
C  EJEMPLO
C  2 'USRMDL' 1 'USRAVV' 1 1 0 5 3 4 15.0 4.0 1.1 1.0 0.75 /

INCLUDE 'COMONFOR.INS'

INTEGER MC, ISLOT

INTRINSIC ABS, AIMAG, CONJG, REAL

INTEGER IB, IBO, IBUS, I, J, K, L

character*2 MAQID

REAL VM, MYFREQ, DANGLE

COMPLEX jimag, ibarra, IWMILL

C  CONSTANTES INTERNAS DEL MODELO

REAL RADIO, DENS, REND, VELNOM, TSROPT, CPMAX

C  CONSTANTES PROPIAS DE CADA AEROGENERADOR (CON, ICON)

REAL VIENTO, H, IMAX, KVOLT, VDESC

C  VARIABLES DE ESTADO (STATE)

REAL VELOC, DVELOC, QREF, DQREF, PITCHREF, PITCH, DPITCH

C  VARIABLES INTERNAS QUE SE ALMACENAN (VAR); VAR(L+3) ES EL VIENTO

REAL PREF, VOLREF, CONEX

C  VARIABLES AUXILIARES QUE NO SE ALMACENAN

REAL CP, TSR, TSRI, P_PU, Q_PU, BVOLT, SMAX

REAL PINF, PSUP

C  VARIABLES AUXILIARES PARA APLICAR NEWTON-RAPHSON EN LA INICIALIZACION

REAL P, ITERA, ITEMAX, ERR

REAL DTSDV, DCPDV, DEDV, INCV

c  REAL DCPDTI, DTIDTS, DTSDV, DCPDV, DEDV, INCV

REAL DCPDT, DEDVEL, INCVEL

REAL DCPDP, DEDP, INCPIT

C  RADIO DE LA PALA EN METROS

RADIO = 75.0/2.0

C  DENSIDAD DEL AIRE EN KG/M**3

```

```

DENS = 1.22

C  RENDIMIENTO DEL AEROGENERADOR

REND = 0.87

C  VELOCIDAD NOMINAL DEL ROTOR EN RAD/S

VELNOM = 17.5*2.0*3.141592/60.0

C  TIP SPEED RATIO OPTIMO

TSROPT = 6.908

C  COEFICIENTE DE POTENCIA MAXIMO

CPMAX = 0.4411993792

C  NUMERO COMPLEJO I

jimag = (0.,1.)

IB0 = NUMTRM(MC)

IB=ABS(IB0)

IBUS = NUMBUS(IB)

MAQID = MACHID(MC)

J = STRTIN(1,ISLOT)

K = STRTIN(2,ISLOT)

L = STRTIN(3,ISLOT)

I = STRTIN(4,ISLOT)

H = CON(J+1)

IMAX = CON(J+2)

KVOLT = CON(J+3)

VDESC = CON(J+4)

C  PARA LA CURVA VELOCIDAD (P.U.)/POTENCIA (P.U.)

PINF = .5*DENS*REND*3.14159265*(RADIO**5.0)/(TSROPT**3.0)

&  *((0.55*VELNOM)**3.0)*CPMAX/2000000.0

PSUP = .5*DENS*REND*3.14159265*(RADIO**5.0)/(TSROPT**3.0)

&  *((0.9*VELNOM)**3.0)*CPMAX/2000000.0

if(MODE.GT.4)return

GOTO (100, 200, 300, 400) MODE

C  MODE = 1 INICIALIZACION

100 CONTINUE

write(lpdev,*) 'USRAVV: Aerogenerador ', MAQID, ' en bus ', IB

C  LA POTENCIA ACTIVA SE INICIALIZA EN MODE = 4

P_PU = VAR(L+0)

```

```

if (P_PU.GT.1.0) then
  write(lpdev,*) ' PRECAUCION: La potencia generada no puede ser
& superior a la potencia instalada.'
endif

if (P_PU.LT.0.0) then
  write(lpdev,*) ' PRECAUCION: El parque consume potencia activa.'
endif

if (P_PU.LT.PINF) then
  VELOC = (0.5 + 0.05*P_PU/PINF)*VELNOM
elseif (P_PU.LT.PSUP) then
  VELOC = (P_PU/0.5/DENS/REND/3.14159265/RADIO**5.0*TSROPT**3.0
&      /CPMAX*2000000.0)**(1.0/3.0)
elseif (P_PU.LT.0.99) then
  VELOC = (0.9 + (P_PU-PSUP)*0.1/(1.0-PSUP))*VELNOM
else
  VELOC = VELNOM
endif

if(P_PU.LT.0.99)then
  PITCH = 0.0
C  CALCULO ITERATIVO DEL VIENTO
  VIENTO = 5.0 + 8.0*P_PU
  TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
  TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
  CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 -13.2)
&      *EXP(-18.4/TSRI)
  P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
  ERR = P - P_PU
  ITERA = 1
  MAXITER = 20
  do while((ABS(ERR).GT.0.000001).AND.(ITERA.LT.MAXITER))
    DTSDV = -VELOC*RADIO/VIENTO**2.0;
    DCPDT = 0.73*EXP(-18.4*(1.0/TSR-0.003))*(-151.0/TSR**2.0+
&      (151.0*(1.0/TSR-0.003)-13.2)*18.4/TSR**2.0);
    DCPDV = DCPDT*DTSDV;
    DEDV = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*(DCPDV*VIENTO**3.0

```

```

&      + 3.0*CP*VIENTO**2.0)/2000000.0

      INCV = -ERR/DEDV

      VIENTO = VIENTO + INCV

      TSR = RADIO*VELOC/VIENTO

      TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))

      CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14-13.2)

&      *EXP(-18.4/TSRI)

      P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0

      ERR = P - P_PU

      ITERA = ITERA + 1

end do

write(lpdev,*) ' VIENTO (CALCULADO EN ',ITERA,
&      ' ITERACIONES) = ',VIENTO, ' M/S'

else

C  CALCULO ITERATIVO DE LA VELOCIDAD

C  NO ES NECESARIO PERO QUEDA ESCRITO EL ALGORITMO

C  TOMAMOS EL VIENTO ASIGNADO EN CON(J)

C  write(lpdev,*) ' VIENTO (ASIGNADO) = ', VIENTO, ' M/S'

C  PITCH = 0.0

C  TSR = RADIO*VELOC/VIENTO

C  TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))

C  CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 - 13.2)

C  &      *EXP(-18.4/TSRI)

C  P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0

C  ERR = P - P_PU

C  ITERA = 1

C  MAXITER = 20

C  do while((ABS(ERR).GT.0.000001).AND.(ITERA.LT.MAXITER))

C      DCPDT = 0.73*EXP(-18.4*(1.0/TSR-0.003))

C  &      *(-151.0/TSR**2.0+(151.0*(1.0/TSR-0.003)-13.2)*18.4/TSR**2.0)

C      DEDVEL = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**3.0*DCPDT*VIENTO**2.0/2000000.0

C      INCVEL = -ERR/DEDVEL

C      VELOC = VELOC + INCVEL

C      TSR = RADIO*VELOC/VIENTO

C      TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))

```

```

C      CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 -13.2)
C &      *EXP(-18.4/TSRI)
C      P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
C      ERR = P - P_PU
C      ITERA = ITERA + 1
C      end do
CC      write(lpdev,*) ' VELOCIDAD (CALCULADA EN ',ITERA,
CC &      ' ITERACIONES) = ',VELOC/VELNOM, ' P.U.'
C      if (VELOC/VELNOM.GT.1.2) then VELOC = 1.2*VELNOM
      if ((CON(J).LT.14.0).AND.(CON(J).NE.0.0)) then
          write(lpdev,*) ' El viento mínimo a plena potencia es 14 m/s'
          CON(J)=14.0
      endif
      if (CON(J).GT.20.0) then
          write(lpdev,*) ' El viento máximo es 20 m/s'
          CON(J)=20.0
      endif
      VIENTO = CON(J)
      if (CON(J).EQ.0.0) VIENTO = 14.0
C      CALCULO ITERATIVO DEL ANGULO DE LAS PALAS (PITCH)
      VELOC = VELNOM
      PITCH = 0.0
      TSR = RADIO*VELOC/VIENTO
      TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
      CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 - 13.2)
&      *EXP(-18.4/TSRI)
      P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
      ERR = P - P_PU
      ITERA = 1
      MAXITER = 20
      do while((ABS(ERR).GT.0.00001).AND.(ITERA.LT.MAXITER))
          DCPDP = 0.73*(151.0*(0.02/(TSR-0.02*PITCH)**2.0
&      +0.009*PITCH**2.0/(PITCH**3.0+1.0)**2.0)
&      -0.58-0.00428*PITCH**1.14)*EXP(-18.4/TSRI)
&      + 0.73*(151.0/TSRI-0.58*PITCH-0.002*PITCH**2.14-13.2)

```

```

&      *(-18.4)*(0.02/(TSR-0.02*PITCH)**2.0+0.009*PITCH**2.0
&      /(PITCH**3.0+1.0)**2.0)*EXP(-18.4/TSRI);
      DEDP = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*DCPDP*VIENTO**3.0
&      /2000000.0
      INCPIT = -ERR/DEDP
      PITCH = PITCH + INCPIT
      TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))
      CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14-13.2)
&      *EXP(-18.4/TSRI)
      P = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0
      ERR = P - P_PU
      ITERA = ITERA + 1
    end do
    write(lpdev,*) ' ANGULO PITCH (CALCULADO EN ',ITERA,
&      ' ITERACIONES) = ',PITCH
  endif

C  ASIGNACION DE VARIABLES INTERNAS
      STATE(K+0) = VELOC/VELNOM
C  STATE(K+1) SE ASIGNA EN MODE = 4
      STATE(K+2) = PITCH

C  ASIGNACION DE VARIABLES DE ESTADO
      VOLREF = ABS(VOLT(IB))
      VAR(L+1) = VOLREF
      CONEX = 1.0
      VAR(L+2) = CONEX
      VAR(L+3) = VIENTO
      write(lpdev,*) ' VARs ',L,' a ',L+3,
&      ' son PREF, VOLREF, CONEX y VIENTO'
      write(lpdev,*) ' STATEs ',K,' a ',K+2,
&      ' son VELOC, QREF y PITCH'
    return
C  MODE = 2 DERIVADAS
200 CONTINUE

```

```

VOLREF = VAR(L+1)

CONEX = VAR(L+2)

VIENTO = VAR(L+3)

VELOC = STATE(K+0)*VELNOM

PITCH = STATE(K+2)

C CONTROL DE VELOCIDAD MEDIANTE EL ANGULO DE LAS PALAS (PITCH)

c DPITCH = 100.0*(VELOC/VELNOM-1.0)

PITCHREF = 100.0*(VELOC/VELNOM-1.0)

if (ABS(VELOC/VELNOM-1.0).GT.0.01) then

    DPITCH = PITCHREF - PITCH

else

    DPITCH = 0.0

endif

C SI ESTA DESCONECTADA PITCH CRECE PARA DETENER LA MAQUINA

if (CONEX.EQ.0) DPITCH = 3.0

C LIMITACION DE VELOCIDAD

if (DPITCH.GT.3.0) DPITCH = 3.0

if (DPITCH.LT.-3.0) DPITCH = -3.0

C PITCH NO PUEDE SER MENOR QUE CERO

C (SI PITCH FUESE NEGATIVO EL MODELO CAERIA EN UNA INESTABILIDAD NUMERICA)

if ((DPITCH.LT.0.0).AND.(PITCH.LE.0.0)) DPITCH = 0.0

if (PITCH.LT.0.0) then

    PITCH = 0.0

    STATE(K+2) = PITCH

endif

C POTENCIA MECANICA

TSR = RADIO*VELOC/VIENTO

TSRI = 1.0/(1.0/(TSR-0.02*PITCH)-0.003/(PITCH**3.0+1.0))

CP = 0.73*(151.0/TSRI - 0.58*PITCH - 0.002*PITCH**2.14 -13.2)

& *EXP(-18.4/TSRI)

PMECH(MC) = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**2.0*CP*VIENTO**3.0/2000000.0

C CONTROL DE VELOCIDAD MEDIANTE EL PAR

if (VELOC/VELNOM.LT.0.5) then

    PREF = 0.0

elseif ((VELOC/VELNOM.GE.0.5).AND.(VELOC/VELNOM.LT.0.55)) then

```

```

    PREF = (VELOC/VELNOM-0.5)*PINF/0.05

elseif ((VELOC/VELNOM.GE.0.55).AND.(VELOC/VELNOM.LT.0.9)) then

    PREF = 0.5*DENS*REND*3.14159265*RADIO**5.0/TSROPT**3.0*VELOC**3.0
&      *CPMAX/2000000.0

elseif ((VELOC/VELNOM.GE.0.9).AND.(VELOC/VELNOM.LT.1)) then

    PREF = PSUP + (VELOC/VELNOM-0.9)*(1.0-PSUP)/0.1

else

    PREF = 1.0

endif

C  ASIGNACION DE LA POTENCIA DE SALIDA DE REFERENCIA

VAR(L+0) = PREF

C  CONTROL DE TENSION

BVOLT = ABS(VOLT(IB))

if (BVOLT.GE.0.8) then

C  EN CONDICIONES NORMALES SE REALIZA EL CONTROL DE TENSION

    DQREF = KVOLT*(VOLREF-BVOLT)

else

C  EN CONDICIONES DE FALLO EL CONTROL DE TENSION SE SUSPENDE

    DQREF = 0.0

endif

C  ECUACION MECANICA

DSTATE(K+0) = (PMECH(MC) - PELEC(MC)*SBASE/MBASE(MC))/STATE(K+0)/2.0/H

C  ASIGNACION DE DERIVADAS

DSTATE(K+1) = DQREF

DSTATE(K+2) = DPITCH

return

C  MODE = 3 CALCULO DE SALIDAS

C  DESCONEXION POR MINIMA TENSION

300 CONEX = VAR(L+2)

BVOLT = ABS(VOLT(IB))

VDESC = CON(J+4)

if (CONEX.EQ.1.0.AND.BVOLT.LT.VDESC) then

    CALL GENTRP(IB,MAQID)

    CONEX = 0.0

    VAR(L+2) = CONEX

```

```

write(Ipdev,*) 'USRAVV: Aerogenerador ',MAQID,' en bus ',IB,
&          ' DISPARADO POR MINIMA TENSION'
endif
C  SI CON(J) ES CERO, LA VELOCIDAD SE LIMITA A LA VELOCIDAD NOMINAL
if ((CON(J).EQ.0.0).AND.(STATE(K+0).GT.1.001)) then
STATE(K+0) = 1.001
endif
SPEED(MC) = STATE(K+0)
ETERM(MC) = BVOLT
C
return
C  MODE = 4 ASIGNACION NINTEG
400 NINTEG = MAX(NINTEG,K+2)
C
C  ESTOS VALORES INICIALES SE CALCULAN AQUI PORQUE SON UTILIZADOS
C  EN "ENTRY TSRAVV" PARA CALCULAR LA INYECCION DE CORRIENTE
C
C  SI NO SE CALCULASEN AQUI NO SERIA POSIBLE OBTENER LA PRIMERA
C  SOLUCION DE LA RED
C
ibarra = ISORCE(MC)*SBASE/MBASE(MC) - VOLT(IB)/ZSORCE(MC)
P_PU = real(VOLT(IB)*conjg(ibarra))
Q_PU = aimag(VOLT(IB)*conjg(ibarra))
VAR(L+0) = P_PU
STATE(K+1) = Q_PU
return
ENTRY TSRAVV(MC,ISLOT)

C  NUMERO COMPLEJO I
jimag = (0.,1.)
IB0 = NUMTRM(MC)
IB=ABS(IB0)
IBUS = NUMBUS(IB)
MAQID = MACHID(MC)
J = STRTIN(1,ISLOT)

```

```

K = STRTIN(2,ISLOT)

L = STRTIN(3,ISLOT)

I = STRTIN(4,ISLOT)

VM=ABS(VOLT(IB))

CONEX = VAR(L+2)

DANGLE=ATAN2(AIMAG(VOLT(IB)),REAL(VOLT(IB)))-VAR(L+1)

C  DANGLE=VAR(L+1)-VAR(L+2)

if (DANGLE.GT.(2.0*3.14159265)) DANGLE = DANGLE - 2.0*3.14159265

if (DANGLE.LT.-(2.0*3.14159265)) DANGLE = DANGLE + 2.0*3.14159265

MYFREQ=(DANGLE)/0.01/(100.0*3.14159265)

C  PREF = VAR(L+0)*(1 - BSFREQ(IB)*10.0)

PREF = VAR(L+0)*(1 - MYFREQ*10.0)

C  PREF = VAR(L+0)

QREF = 0.0

C  LIMITADOR DE CORRIENTE

IMAX = CON(J+2)

if (ABS(PREF+jimag*QREF).LE.(VM*IMAX)) then

C  CORRIENTE APORTADA POR EL AEROGENERADOR EN P.U. REFERIDA A MBASE(MC)

IWMILL = CONJG((PREF+jimag*QREF)/VOLT(IB))

elseif (PREF.LE.(VM*IMAX)) then

C  LA CORRIENTE SE LIMITA PRESERVANDO AL MAXIMO LA POTENCIA ACTIVA

IWMILL = CONJG((PREF+jimag*SQRT((VM*IMAX)**2-PREF**2)

&      *QREF/ABS(QREF))/VOLT(IB))

else

C  UNICAMENTE SE PRODUCE POTENCIA ACTIVA

IWMILL = VOLT(IB)/VM*IMAX

endif

if (ABS(IWMILL).GT.IMAX) IWMILL = IWMILL*IMAX/ABS(IWMILL)

PELEC(MC) = REAL(VOLT(IB)*CONJG(IWMILL))*MBASE(MC)/SBASE

QELEC(MC) = AIMAG(VOLT(IB)*CONJG(IWMILL))*MBASE(MC)/SBASE

ISORCE(MC) = IWMILL*MBASE(MC)/SBASE

return

END

```