

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO APLICANDO EL MÉTODO DE ANÁLISIS MODAL

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

HERMÓGENES BOLÍVAR FLORES TERÁN


DIRECTOR: ING. GABRIEL ARGÜELLO RIOS

Quito, Noviembre 2004

DECLARACIÓN

Yo HERMÓGENES BOLÍVAR FLORES TERÁN, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

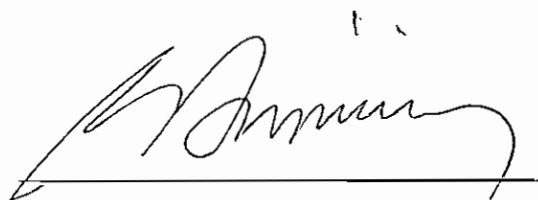
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

A handwritten signature in black ink, written over a horizontal line. The signature is stylized and appears to read 'Hermógenes Bolívar Flores Terán'.

HERMÓGENES BOLÍVAR FLORES TERÁN

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. HERMÓGENES BOLÍVAR FLORES TERÁN, bajo mi supervisión

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Gabriel Argüello Ríos', is written over a solid horizontal line.

ING. GABRIEL ARGÜELLO RÍOS.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mientras mi alma se pueda recrear en esta hermosa vida y aún cuando conozca la muerte, mi corazón tendrá el más puro de los amores transformados en agradecimiento al único Ser que estuvo, está y por siempre estará junto a mí, DIOS.

A mis padres, por sus enseñanzas, cuyos frutos se han reflejado en hacerme un buen hijo y ahora han creado un verdadero profesional, por todo su tiempo y confianza brindada, la vida no me será suficiente para entregarles mi amor. Por todo esto, "Dios les pague".

A mis hermanos, por compartir junto a mí los mejores momentos, con amor, respeto y sinceridad, puntales importantes cuya unión forman la pureza de ser una familia.

A Wendy Almeida, mi compañera y amiga sincera, por haber recorrido este arduo camino personal y estudiantil, para llegar a escalar apenas el primero de todos los sueños compartidos.

Al Ing. Gabriel Argüello Ríos, por permitirme desarrollar este proyecto de titulación junto a un selecto grupo de ingenieros que conforman una pequeña pero muy unida familia dentro de la Corporación CENACE, que es la Dirección de Planeamiento y doy las gracias a cada uno de ellos por haber aportado con un granito de arena a lo que hoy es la construcción del primero de mis más ambiciosos sueños.

Al Ing. Javier Guevara, ya que con su apoyo desinteresado y dedicación me encaminó a sacar adelante este proyecto de titulación.

Nunca se podrá llegar a mencionar a todas las personas que directa o indirectamente aportaron para crear la primera puerta de mi vida, tanto personal como profesional, por eso les doy las gracias y Dios los bendiga .

DEDICATORIA

Desde un instante muy pequeño, en el silencio mi ser cobró vida, una sonrisa, una lágrima, un sentimiento, acciones que me demuestran que existo, y con mis rodillas reclinadas te agradezco Dios mío por haberme dado el milagro de la vida, la belleza de saber progresar y el triunfo de permitirme dedicar y entregar este gran sueño hecho realidad a mis padres que a parte de ser los pilares mi vida son los dueños de mi respeto, admiración, consideración y amor.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	i
CERTIFICACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiii
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xiii
RESUMEN.....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	xv
OBJETIVOS.....	xviii

CAPITULO I

ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

1.0	GENERALIDADES.....	1
1.1	CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	2
1.2	ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	4
1.3	ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.....	5
1.4	ESTABILIDAD DE ÁNGULO.....	5
1.5	ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	8
1.6	ESTABILIDAD ANALIZADA POR PERIODOS.....	9
1.6.1	ESTABILIDAD DE MEDIO Y LARGO PLAZO.....	9
1.6.1.1	ESTABILIDAD DE MEDIO PLAZO.....	9
1.6.1.2	ESTABILIDAD DE LARGO PLAZO.....	9
1.7	ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL.....	10
1.7.1	ENFOQUE DEL PROBLEMA.....	11
1.7.2	OSCILACIONES DE POTENCIA.....	12
1.7.3	PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL.....	14

1.7.3.1	INESTABILIDAD NO OSCILATORIA.....	14
1.7.3.2	INESTABILIDAD OSCILATORIA.....	15
1.7.4	CLASIFICACIÓN DE LOS MODOS QUE SE PRESENTAN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	16
1.7.4.1	ESTABILIDAD LOCAL.....	16
1.7.4.2	ESTABILIDAD GLOBAL.....	18

CAPITULO II

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DINÁMICOS

2.0	CONCEPTO DE ESTADO.....	20
2.1	REPRESENTACIÓN DEL ESPACIO ESTADO.....	20
2.1.1	ECUACIONES DE ESTADO.....	20
2.1.2	ECUACIONES DE SALIDA.....	21
2.1.3	VECTOR DE ESTADO.....	21
2.1.4	VECTOR DE ENTRADA.....	22
2.1.5	VECTOR DE SALIDA.....	22
2.1.6	VECTOR DE PERTURBACIONES.....	22
2.2	LINEALIZACIÓN.....	25
2.2.1	PROCESO DE LINEALIZACIÓN.....	25
2.3	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL.....	29
2.4	MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL..	30
2.4.1	MÉTODO DE SIMULACIÓN EN EL DOMINIO DEL TIEMPO..	30
2.4.1.1	LIMITACIONES DEL ANÁLISIS NO LINEAL EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.....	31
2.4.2	ANÁLISIS MODAL.....	32
2.5	PROPIEDADES DE LA MATRIZ DE ESTADO.....	32
2.5.1	VALORES PROPIOS.....	32
2.5.2	ESTABILIDAD.....	33
2.5.2.1	VALORES PROPIOS REALES.....	34

2.5.2.2	VALORES PROPIOS COMPLEJOS.....	34
2.5.3	VECTORES PROPIOS.....	37
2.5.3.1	VECTORES PROPIOS DERECHOS.....	37
2.5.3.2	VECTORES PROPIOS IZQUIERDOS.....	38
2.5.4	MATRICES MODALES.....	39
2.5.5	MODO SHAPE.....	40
2.5.6	SENSIBILIDAD DE LOS VALORES PROPIOS.....	40
2.5.7	FACTOR DE PARTICIPACIÓN.....	42

CAPITULO III

MÁQUINA SINCRÓNICA

3.1	GENERALIDADES.....	44
3.2	MODELACIÓN DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA.....	45
3.3	EFFECTOS DE LOS MODELOS DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA.....	47
3.4	SISTEMA DE EXCITACIÓN DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA....	48
3.4.1	Función Básica:.....	48
3.4.2	Funciones de control:.....	48
3.4.3	Funciones de Protección:.....	48
3.5	OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	48
3.6	PARTES CONSTITUTIVAS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN.	51
3.6.1	Excitatriz:.....	51
3.6.2	Regulador:.....	51
3.6.3	Transductor de voltaje terminal y compensador de carga:.....	51
3.6.4	Estabilizador del sistema de potencia:.....	52
3.6.5	Límitadores y circuitos de protección:.....	52
3.7	MODELOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	53
3.7.1	Modelos completos de los sistemas de excitación.....	53
3.7.2	Estabilizadores del sistema de potencia:.....	55
3.7.3	Reguladores de velocidad:.....	55
3.8	MODELOS COMPLETOS DE LAS MÁQUINAS DEL SISTEMA ECUATORIANO.....	57
3.8.1	MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR LOS GENERADORES DE PAUTE FASE A-B.....	57

3.8.2	MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR LOS GENERADORES DE PAUTE FASE C.....	60
3.8.3	MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR EL GENERADOR DE ESMERALDAS.....	63
3.8.4	MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR EL GENERADOR DE AT1_ATINAJERO.....	65
3.9	EFFECTOS DE LOS MODELOS DEL REGULADOR DE VOLTAJE EN LA OSCILACIONES.....	67
3.10	COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL VELOCIDAD CARGA.....	68
3.10.1	Fuente primaria de energía:.....	68
3.10.2	Regulador de velocidad:.....	69
3.10.3	Sistema de aducción y turbina:.....	69
3.11	EFFECTO DEL MODELO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD EN LAS OSCILACIONES.....	69
3.12	MODELACIÓN DE TURBINAS HIDRÁULICAS EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD.....	70
3.13	MODELO DE SATURACIÓN DEL GENERADOR.....	70
3.14	MODELACIÓN DE CARGAS.....	71
3.14.1	Modelos Estáticos de Carga.....	72
3.14.2	Modelos Dinámicos De Carga.....	77
3.15	EFFECTO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CARGA EN LAS OSCILACIONES.....	81
3.16	EFFECTO DE LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA Y DEL FLUJO DE POTENCIA EN LAS OSCILACIONES.....	82

CAPITULO IV

INTRODUCCIÓN A LAS OSCILACIONES

4.1	COMO SE FORMA LAS OSCILACIONES.....	84
4.2	FRECUENCIA NATURAL DE OSCILACIÓN.....	86
4.2.1	EFFECTO DE LA INERCIA EN LA FRECUENCIA NATURAL.....	87
4.2.2	EFFECTO DE LOS SISTEMAS FUERTES EN LA FRECUENCIA NATURAL.....	87

4.3	EFFECTO DEL AMORTIGUAMIENTO EN LAS OSCILACIONES DE FRECUENCIA.....	87
4.3.1	CAUSA DE AMORTIGUAMIENTO.....	88
4.3.2	AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES.....	89
4.3.3	CLASIFICACIÓN DE LAS OSCILACIONES.....	90
4.3.3.1	OSCILACIONES NORMALES O POSITIVAMENTE AMORTIGUADAS.....	90
4.3.3.2	OSCILACIONES SOSTENIDAS O NO AMORTIGUADAS.....	91
4.3.3.3	OSCILACIONES AMORTIGUADAS NEGATIVAMENTE.....	91
4.3.4	SISTEMAS DE EXCITACIÓN Y ESTABILIDAD OSCILATORIA.....	91
4.3.5	CAUSAS ADICIONALES DE OSCILACIONES.....	93
4.3.5.1	CARGAS CÍCLICAS.....	93
4.3.5.2	GOBERNADOR DEL SISTEMA DE CONTROL.....	94
4.3.5.3	ESTATISMO TRANSITORIO.....	94
4.3.5.4	SISTEMAS DE HVDC.....	95
4.3.5.5	MODULACIÓN DE HVDC.....	96
4.4	DESLIZAMIENTO DE LOS POLOS DEL GENERADOR.....	96
4.4.1	PAPEL DEL OPERADOR DEL SISTEMA.....	97
4.4.2	DETECCIÓN DE OSCILACIONES.....	97
4.4.3	RESPONDIENDO A LAS OSCILACIONES.....	98
4.5	ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA PSS.....	99
4.5.1	CUALIDADES DE DISEÑO DEL PSS.....	101
4.5.2	CLASIFICACIÓN DEL PSS SEGÚN LA SEÑAL DE ENTRADA.....	103
4.5.2.1	$\Delta\omega$ Desviación de la velocidad del eje de la turbina.....	103
4.5.2.2	Δf Desviación de frecuencia.....	103
4.5.2.3	ΔPe Desviación de la potencia eléctrica.....	104
4.5.2.4	ΔPa Desviación de la potencia acelerante.....	104
4.5.3	ESTABILIZADOR DE DOBLE ENTRADA.....	105
4.5.4	SEÑAL DE POTENCIA ELÉCTRICA DEL GENERADOR.....	109
4.5.5	SEÑAL DERIVADA DE POTENCIA MECÁNICA.....	110
4.5.6	SELECCIÓN DE LA SEÑAL DE ESTABILIZACIÓN Y COMPENSACIÓN DE FASE.....	112
4.5.6.1	ESTABILIZADOR DE SALIDA.....	113
4.5.6.2	LIMITADOR DEL VOLTAJE TERMINAL.....	114
4.6	PARÁMETROS Y MODELOS DINÁMICOS DE LOS ESTABILIZADORES DE SISTEMA DE POTENCIA (PSS)	

REALES QUE SE UTILIZAN EN LAS DIFERENTES FASES DE LA CENTRAL PAUTE.....	115
4.6.1 PAUTE FASE C.....	115
4.6.2 NORMALIZACIÓN DEL MODELO SEGÚN IEEE.....	117
4.6.3 PAUTE FASE AB.....	118

CAPITULO V

ANÁLISIS DE LOS MODOS DE OSCILACIÓN ELECTROMECÁNICOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

5.1 GENERALIDADES.....	121
5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CASOS UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS MODAL DEL SNI.....	122
5.3 OBTENCIÓN DE LOS MODOS NATURALES DE OSCILACIÓN..	127
5.4 ANÁLISIS ESPECÍFICO DE RESULTADOS DE LOS MODOS NATURALES DE OSCILACIÓN.....	128
5.5 ANÁLISIS GENERAL DE RESULTADOS DE LOS MODOS NATURALES DE OSCILACIÓN.....	133
5.6 EFECTO DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN SOBRE LOS MODOS ELECTROMECÁNICOS ENTRE - ÁREAS DEL SNI.....	134
5.6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS CON EL EFECTO DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN.....	135
5.7 PROCEDIMIENTO PARA EL AJUSTE DE LOS ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS).....	139
5.7.1 PROCEDIMIENTO DE AJUSTE PARA LOS PSS.....	139

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES.....	145
6.2 RECOMENDACIONES.....	152

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

1.1	Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia.....	3
1.2	Clasificación de Sistemas Eléctricos.....	13
1.3	Sistemas Débiles formación de oscilaciones de Potencia.....	13
1.4	Respuesta natural ante una pequeña perturbación.....	15
1.5	Modo máquina – sistema.....	17
1.6	Modo entre – máquinas.....	17
1.7	Modo entre – áreas.....	19

CAPÍTULO II

2.1	Representación del espacio de estado a través de diagramas de bloques.....	28
2.2	Estabilidad según la ubicación de los valores propios en el plano.....	33
2.3	Ejemplos de amortiguamientos.....	36

CAPÍTULO III

3.1	Modelación de la máquina sincrónica.....	46
3.2	El regulador de tensión puede estar colocado en modo automático y modo manual.....	49
3.3	Configuración Típica De Un Sistema De Excitación.....	51
3.4	Modelo de pcu: IEEEG3.....	57
3.5	Modelo de vco: dsl_vco_IEET1A.....	58
3.6	Modelo de pss: dsl_pss_IEE2ST.....	59
3.7	Modelo de pcu: IEEEG3.....	60
3.8	Modelo de vco: EXPIC1.....	61
3.9	Modelo de pss: pss_PSS2A.....	62
3.10	Modelo de pcu: IEEEG1.....	63
3.11	Modelo de vco: EXST1.....	64
3.12	Modelo de pcu: GAST.....	65
3.13	Modelo de vco: IEEEET2.....	66
3.14	Sistema de Control de Velocidad-Carga.....	68
3.15	Circuito equivalente de un motor de inducción.....	78
3.16	Compuesto estático y modelo de carga dinámica.....	79

CAPÍTULO IV

4.1	Sistema de Potencia Básico.....	84
4.2	Lazo de relación de potencia eléctrica, velocidad y expansión de ángulo.....	86
4.3	Efecto de la salida de la excitatriz en las oscilaciones.....	92
4.4	Incremento del desplazamiento de ángulo.....	96
4.5	Sistema Básico Incluido PSS.....	100
4.6	Cualidades de diseño del PSS.....	103
4.7	Estabilizador de sistema de potencia de doble entrada modelo IEEE tipo PSS2A.....	107
4.8	Posición del Rotor y la relación de frecuencia compensada.....	108
4.9	Señal de Entrada de frecuencia.....	109
4.10	Señal de Potencia de entrada.....	110
4.11	Velocidad y Power Metering Señalado.....	110
4.12	Selección de señal y Compensación de la Fase.....	113
4.13	Fase del rendimiento.....	114
4.14	Diagrama de bloques del modelo del PSS -Parte Fase C-.....	116
4.15	Diagrama de bloques del modelo PSS2A.....	117
4.16	Diagrama de bloques del PSS de Parte –FaseAB-.....	118
4.17	Diagrama de bloques del modelo PSS IEE2ST.....	120

CAPÍTULO V

5.1	Interconexión Ecuador – Colombia Mapa Geográfico.....	123
5.2	Interconexión Ecuador – Colombia Mapa Eléctrico.....	124
5.3	Modelo simplificado para análisis de pequeña señal de una máquina (modelo Heffron Phillips).....	140
5.4	Modelo implementado en MATLAB para el análisis de compensación de fase.....	141
5.5	Resultados dem. Máxima, interconexión Colombia-Ecuador -PSS propuesto.....	143

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO IV

4.1	Parámetros y elementos del modelo del PSS de Paute - Fase C....	116
4.2	Equivalencia entre las constantes del Modelo PSS2A y el PSS de PAUTE -Fase C-.....	118

CAPÍTULO V

5.1	Demandas para un día laborable.....	125
5.2	Demandas para un día no laborable.....	125
5.3	Modos de oscilación para un día laborable.....	132
5.4	Modos de oscilación para un día no laborable.....	132

ÍNDICE DE ANEXOS

A.1	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	153
A.2	APLICACIÓN DEL ANÁLISIS MODAL EN EL MODELO DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA SIN SU SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	155
A.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS CON LAS MÁQUINAS DEL ECUADOR Y DE COLOMBIA SIN SUS SISTEMAS DE EXCITACIÓN	163
A.4	DIGSILENT POWER FACTORY.....	183
A.5	ESTUDIO DE MODOS DE OSCILACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ECUADOR – COLOMBIA.....	200

RESUMEN

En este trabajo de tesis, se emplea el análisis modal con el objetivo de caracterizar las oscilaciones electromecánicas que se presentan en el sistema eléctrico ecuatoriano considerando la operación interconectada entre Ecuador y Colombia. Para este análisis se utilizó el paquete computacional DlgSILENT Power Factory que cuenta con un módulo de análisis modal.

La caracterización e identificación de los modos electromecánicos esperados en la operación interconectada de los sistemas colombiano y ecuatoriano, se realiza en primera instancia considerando la respuesta natural de los dos sistemas, es decir sin tomar en cuenta los controles de los generadores. A continuación se analiza el efecto de los controles de velocidad, voltaje y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS). De esta manera se caracterizan los modos de oscilación entre áreas, separándolos de los modos de control y modos torsionales que se encuentran directamente relacionados con los controles de las unidades de generación.

Los análisis se realizan para diferentes condiciones de demanda y despacho. En todos los casos, se consideró topología normal del sistema colombiano y las condiciones más exigentes para el nexo de interconexión de los dos países. Una descripción funcional del estabilizador de sistemas de potencia (PSS) así como un análisis de los efectos de amortiguamiento que este equipo introduce en el sistema también son presentados.

En general es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos tienen un pronóstico de razón de amortiguamiento superior al 5% cuando cuenta con todos los vínculos de transmisión, y superior al 3% para el caso de la pérdida de un elemento. Para amortiguamientos inferiores se requiere

un análisis detallado y en algunos casos implica recomendaciones de ajuste.

En todos los casos de estudio realizados, se aprecia que las frecuencias de los modos de oscilación correspondientes son superiores a 0.40 Hz e inferiores a 0.59 Hz por lo que se considera a todos en un solo modo de oscilación al que se ha denominado modo entre áreas Ecuador - Colombia.

Las oscilaciones electromecánicas presentes en la interconexión Colombia - Ecuador sin considerar los sistemas de excitación de las máquinas y para las condiciones establecidas en cada uno de los casos simulados son naturalmente amortiguadas y el modo de oscilación característico de esta interconexión es del orden de 0.55 Hz, que en el caso más crítico (demanda mínima - día laborable seco), posee un amortiguamiento del 0.22%.

Cuando se consideran los modelos de excitación bajo las mismas características establecidas para cada uno de los casos simulados, se determina que dichos modos son naturalmente amortiguados y el modo de oscilación característico de esta interconexión es del orden de 0.44 Hz, que en el caso más crítico (demanda mínima - día no laborable lluvioso), posee un amortiguamiento del 2.43 %. Para todos los casos considerados se observa que las unidades que tienen un factor de participación más alto en los modos de oscilación problema son: TV2 y TV3 de Gonzalo Zevallos.

Del análisis de resultados se aprecia que los modos entre – áreas característicos de la interconexión Ecuador - Colombia son controlables ya sea por los sistemas de amortiguamiento de las máquinas o por los PSS instalados. Es necesario notar que mientras mayor sea el aumento de las transferencias de potencia por las líneas de interconexión aumenta la tendencia a oscilar del sistema.

INTRODUCCIÓN

En Sudamérica la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por líneas de transmisión largas debido a la ubicación remota de las centrales de generación con respecto a los centros de consumo, en este tipo de sistemas existe una alta probabilidad de apareamiento de oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas cuyas consecuencias implican en muchos casos la aplicación de límites a la capacidad de transmisión de energía.

Las pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los sistemas eléctricos de potencia se deben a pequeñas variaciones de carga y generación. Dichas perturbaciones originan cambios a nuevos puntos de equilibrio lo que a su vez provoca la interacción de la energía almacenada en las masas rotativas de los generadores con los campos eléctricos de los condensadores y los campos magnéticos de los inductores, lo que se refleja en forma de oscilaciones.

Las oscilaciones electromecánicas crecientes pueden ocasionar problemas que afectan directamente al sistema eléctrico provocando entre otros los siguientes efectos: pérdida de estabilidad dinámica, actuación de los sistemas de protección, aumento de la probabilidad de corte de carga, deterioro de la calidad de servicio, disminución de la confiabilidad del sistema; y en ciertos casos, incluso pueden provocar que el sistema evolucione hacia el colapso.

La combinación de la frecuencia de oscilación, amortiguamiento y diagrama de participación caracterizan a los modos de oscilación del sistema. Estos modos son estudiados por la estabilidad de pequeña señal cuyo propósito es identificar los modos de oscilación locales o entre - áreas que sean negativos o pobremente amortiguados y que por ende pueden poner en riesgo la estabilidad del sistema.

El análisis modal es un análisis dinámico lineal alrededor de un punto de operación, razón por la cual también se lo conoce como análisis de estabilidad de pequeña señal. Su objetivo es conocer la capacidad del sistema de mantener el sincronismo cuando es sometido a pequeñas perturbaciones. El análisis modal, puede ser usado para varios fines entre los que se puede citar:

- Conocer la naturaleza de las oscilaciones.
- Conocer los modos individuales de oscilación.
- Localizar los equipos o elementos del sistema de potencia que participan en las oscilaciones.
- Calcular fácilmente la respuesta de frecuencia, y determinar los polos, los ceros, y los residuos de las funciones de transferencia, toda esta información es usada para realizar el ajuste de un control existente o proyectado, que tenga la función de amortiguar las oscilaciones.

Bajo este contexto, este trabajo de Tesis presenta una visión de la problemática de las oscilaciones que se presentan en un sistema, estableciendo sus causas y posibles soluciones mediante la utilización del método de análisis modal. Adicionalmente se presenta una descripción funcional del estabilizador de sistemas de potencia (PSS) y se analiza los efectos de amortiguamiento que este equipo introduce.

OBJETIVOS

Objetivo General

Realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal en el Sistema Interconectado Ecuador – Colombia, utilizando el método de análisis modal.

Objetivos Específicos

- Identificar modos de oscilación locales o entre - áreas que sean negativos o pobremente amortiguados con respecto a la estabilidad angular que pueden poner en riesgo la estabilidad del sistema.
- Dar pautas de solución mediante una de las soluciones más económicas que es la utilización de los estabilizadores de sistemas de potencia en generadores estratégicamente determinados.



CAPITULO I

1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

1.0 GENERALIDADES [1, 4, 8]

Un sistema de potencia se dice que está funcionando en un estado "estable" si:

- Permanece funcionando en un estado operativo de régimen normal, las variables eléctricas del sistema (voltaje, corriente, etc.) se mantienen constantes al pasar el tiempo y dentro de un rango de valores aceptables, ó
- Si al ser perturbado desde un estado operativo de régimen normal es capaz de volver a dicho estado en un tiempo que garantice continuidad en el sistema.

La estabilidad requiere una continua igualdad entre la carga y la energía que proporcionan al sistema las máquinas motrices como turbinas, motores.

El sistema eléctrico en desempeño normal debe cumplir con:

- Operación segura ante cambios continuos de la demanda.
- Suministro de energía con costo mínimo y con un mínimo impacto ambiental.
- Cumplimiento de los requerimientos de calidad:
 - Forma de onda senoidal.
 - Magnitud de voltaje constante.
 - Frecuencia constante.
 - Nivel de confiabilidad.

La estabilidad va a depender de:

- La naturaleza de la perturbación.

Las perturbaciones que se pueden presentar en un sistema de potencia pueden ser:

- Grandes.- Son de naturaleza severa. Ej. 1) Cortocircuito en una línea \Rightarrow Actuación de protecciones \Rightarrow Cambio en transferencias de potencia en la red \Rightarrow Cambios en velocidad de rotores y tensiones de barra \Rightarrow Actuación de reguladores de voltaje, velocidad \Rightarrow Variación de las potencias de las cargas \Rightarrow Actuación de controles centralizados potencia-frecuencia \Rightarrow Nuevo estado de equilibrio, 2) Salida de servicio de unidades de generación.
- Pequeñas.- Se presentan como cambios de carga y ocurren continuamente.
- Condiciones iniciales de operación.

El problema de estabilidad tenía una finalidad, la cual era mantener la operación sincrónica, pero la inestabilidad puede presentarse sin involucrar una pérdida de sincronismo, como cuando se da un colapso de voltaje. Las variables que por lo general se monitorean para decidir si el estado del sistema es estable son:

- Ángulos (posición) de los rotores de las máquinas (estabilidad "de ángulo").
- Voltaje de las barras de la red (estabilidad "de voltaje").

1.1 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [1, 8, 27]

La gran dimensión de los sistemas a ser analizados sumado a la complejidad y al gran número de elementos con diferentes tipos de respuesta imposibilita que el problema de estabilidad en sistemas de potencia sea abordado en forma compacta, es por ello que se lo desglosa en diferentes unidades Figura (1.1), las cuales serán desarrolladas en sus puntos más importantes ya que nuestro tema de estudio se enfoca a una parte de la extensa temática de la estabilidad de sistemas de potencia.

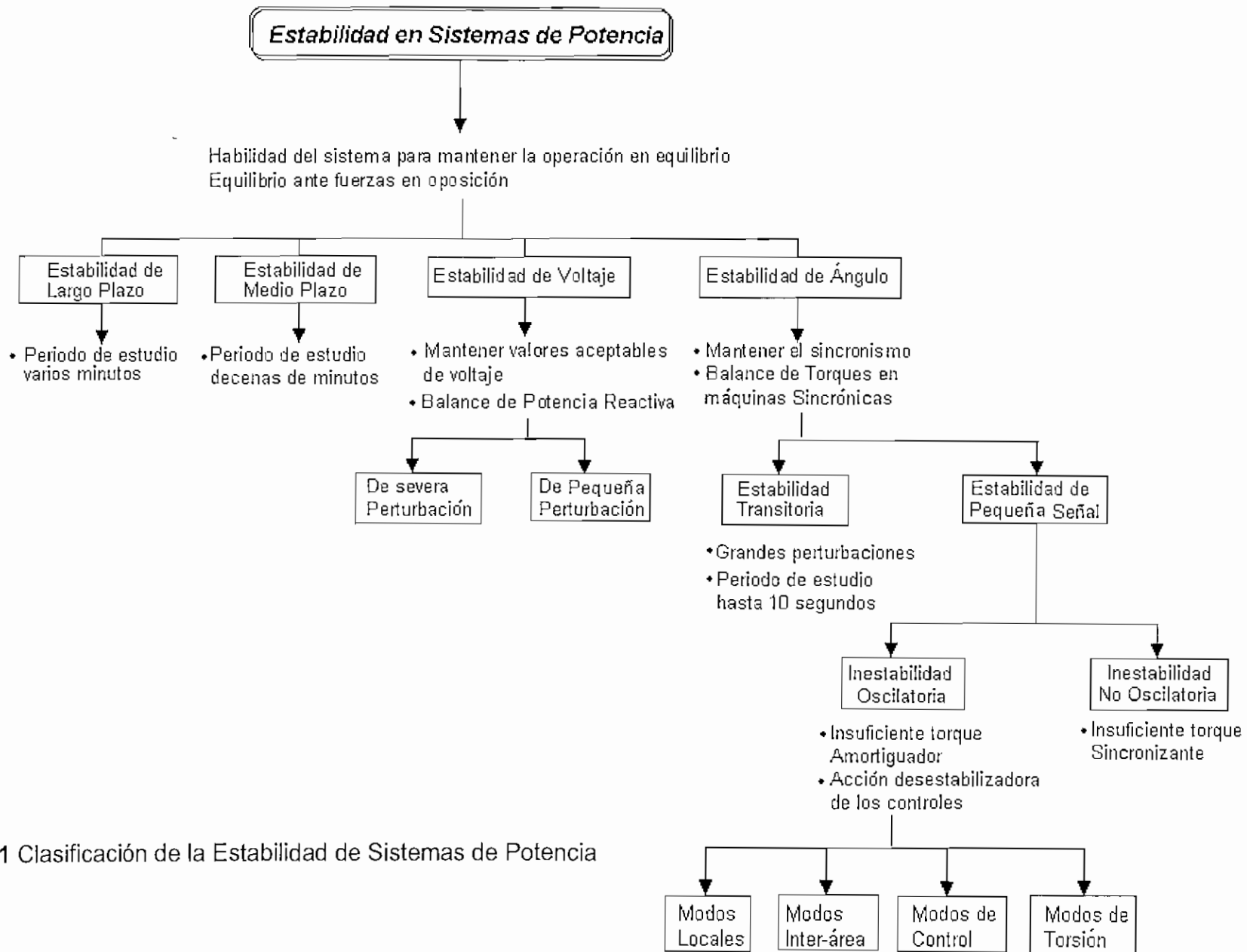


Figura 1.1 Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia

1.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE [1, 4, 8, 15, 27]

La estabilidad de voltaje es de suma importancia para los sistemas de potencia ya que su propósito fundamental es identificar áreas susceptibles de variaciones de voltaje, cuyo control queda fuera del alcance de los operadores del sistema. Dentro de este esquema, los estudios que de este fenómeno se realicen, permiten tomar medidas que minimicen riesgos desfavorables de operación. Se conoce como estabilidad de voltaje, la habilidad del sistema para mantener en régimen permanente niveles de voltaje en todas las barras del sistema bajo condiciones de operación normal y aun después de estar sujeto a una perturbación. Ya que la estabilidad de voltaje se maneja con las cargas y los medios para el control de voltaje también se la conoce como estabilidad de la carga.

El análisis de sensibilidad V-Q determina la estabilidad de voltaje del sistema, basado en el signo de la sensibilidad de la magnitud de el voltaje en la barra respecto de la inyección de potencia reactiva en la misma barra, es decir una sensibilidad V-Q positiva nos indica que tiene estabilidad de voltaje, y una sensibilidad V-Q negativa nos indica que lo contrario.

En estudios de estabilidad de voltaje se adopta dos puntos como desglose de este tema y es:

- **Estabilidad de voltaje de grandes disturbios** [1].- El tiempo de estudio puede extenderse de unos pocos segundos a diez minutos, y se considera la habilidad del sistema para controlar el voltaje después de grandes disturbios, considerándose como grandes disturbios a fallas del sistema, pérdidas de generación o contingencias del circuito.
- **Estabilidad de voltaje de pequeños disturbios** [1].- El tiempo de estudio para este caso es del orden de las décimas de segundo, y se considera la habilidad del sistema para controlar el voltaje después de pequeños disturbios, considerándose como pequeños disturbios a los continuos cambios que se presentan en el sistema, tanto de generación como en carga.

1.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA [4]

Se conoce como estabilidad de frecuencia la habilidad del sistema para mantener niveles de frecuencia dentro de un rango nominal, después de que se presente una perturbación que provoque un desbalance significativo entre la carga y la generación. Esta estabilidad depende de la habilidad para restaurar el balance entre generación y carga con las mínimas pérdidas de carga.

En pequeños sistemas aislados, a la estabilidad de frecuencia le concierne las perturbaciones que provoquen un desbalance significativo entre generación y carga; y, en grandes sistemas interconectados le puede concernir las perturbaciones muy severas que provoquen la separación del sistema en islas eléctricas.

Los problemas de estabilidad de frecuencia en mayor grado se presentan por una inadecuada respuesta del equipamiento, con una pobre coordinación de los sistemas de control y protección, o insuficiente reserva de generación.

1.4 ESTABILIDAD DE ÁNGULO [1, 4, 8]

La estabilidad de ángulo es la habilidad del conjunto de máquinas sincrónicas de mantener el sincronismo bajo condiciones normales de operación y después de haber sido sometidas a un disturbio desde una condición de operación inicial dada.

En este punto, la estabilidad de ángulo utiliza como principio para mantenerse o restaurarse, equilibrar los niveles entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina sincrónica en el sistema. El incremento del ángulo en los generadores puede llegar a producir la pérdida de sincronismo entre ellos y en casos extremos, una salida en cascada de las unidades de generación puede desencadenar el colapso total del sistema.

Los estudios de oscilaciones electromagnéticas propias del sistema se toman mucho en cuenta ya que guardan relación con los problemas de estabilidad de ángulo del rotor.

En la estabilidad de ángulo se toma como punto importante el análisis de cómo la potencia de salida varía con respecto a la posición angular de los rotores de las máquinas sincrónicas.

En estado estable, hay un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida en cada generador con velocidad constante. En caso de haber alguna perturbación, el efecto se refleja en una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes de movimiento de un cuerpo rotativo.

Si un generador temporalmente corre más rápido que otros, la posición angular de este rotor con relación a otro rotor más lento crece, pudiendo producirse los siguientes casos:

- Por efecto de esta diferencia angular se puede transferir parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida dependiendo de la relación potencia - ángulo. El aumento de carga en la máquina rápida frena a ésta, disminuyendo la diferencia de velocidad entre máquinas y por ende la separación angular.
- Y también como la relación de potencia - ángulo es altamente no lineal, puede llegar a un límite en que, a mayor separación angular se da menor transferencia de potencia, y esto incrementa la velocidad y la separación angular llevando a la pérdida de sincronismo debido a la situación de desenfreno causada por un desequilibrio sostenido de torque.

Para algunas situaciones dadas, la estabilidad de los sistemas depende de si la desviación en la posición angular de los rotores de las máquinas es suficiente en la restauración de torques.

Las pérdidas del sincronismo pueden ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre un grupo de máquinas.

Cuando una máquina sale de sincronismo se produce grandes fluctuaciones de potencia de salida, de corriente y de voltaje que provocan la actuación de protecciones que desconectan la máquina.

Los cambios en el torque eléctrico de una máquina sincrónica siguiendo una perturbación pueden ser enunciados en dos componentes:



- Coeficiente de torque sincronizante en fase con la perturbación del ángulo del rotor, y
- Coeficiente de torque amortiguador en fase con la desviación de la velocidad.

El sistema de estabilidad depende de la existencia de dos componentes de torque para cada una de las máquinas sincrónicas, si faltase alguno de los dos parámetros tenemos:

- La falta de torque sincronizante resulta en inestabilidad no periódica o no oscilatoria.
- La falta de torque amortiguador resulta en inestabilidad oscilatoria.

Descripción cualitativa de una perturbación:

Caso estable:

Aumento de velocidad de un generador \Rightarrow Aumento de ángulo \Rightarrow Aumento de potencia eléctrica transferida \Rightarrow Disminución de velocidad del generador.

Caso inestable:

Aumento de velocidad de un generador \Rightarrow Aumento de ángulo \Rightarrow Disminución de potencia eléctrica transferida \Rightarrow Aumento de velocidad del generador.

Dentro de la estabilidad de ángulo se cubre un subtema que es el punto principal del presente estudio y es la estabilidad de pequeña señal, que se lo ampliará en todo su contenido, según como se vaya avanzando en este desglose del estudio de estabilidad de sistemas de potencia.

Para adentrarnos en el tema, en este punto la estabilidad de ángulo se separa en:

- Estabilidad transitoria.
- Estabilidad de pequeña señal.

Tanto la estabilidad de pequeña señal como la estabilidad transitoria son fenómenos de corto periodo.



1.5 ESTABILIDAD TRANSITORIA [1, 4, 8]

Es la habilidad de los sistemas de potencia de mantener el sincronismo cuando están sujetos a perturbaciones transitorias severas.

La estabilidad transitoria depende de algunas características importantes del sistema y éstas son:

- El estado de operación inicial del sistema.
- Fortaleza de la red de transmisión en el estado post falla.
- Severidad de los disturbios.

Tipos de inestabilidad transitoria:

- A la primera oscilación ("first swing"): falta de torque sincronizante.
- Inestabilidad de pequeña señal post-perturbación.

Las perturbaciones tienen distinta magnitud, y distinta probabilidad de ocurrir. El sistema es, sin embargo, diseñado y operado para mantenerse estable ante un conjunto seleccionado de contingencias, por lo general contingencias de líneas de transmisión. Las contingencias usualmente consideradas son:

- Cortos circuitos: salidas de líneas y generadores.
- Operación inadecuada de protecciones.

El término transitorio significa que, en un periodo de tiempo (1 a 3 seg.), el sistema dará una respuesta afirmativa o negativa de si está en capacidad de evolucionar a otros estados de equilibrio.

En estudios de estabilidad transitoria el periodo de tiempo de interés es usualmente limitado de 3 a 5 segundos después de la perturbación, aunque éste podría extenderse hasta unos 10 segundos para sistemas muy largos que tengan predominio de la oscilación de modos entre - áreas.



1.6 ESTABILIDAD ANALIZADA POR PERIODOS [1]

1.6.1 ESTABILIDAD DE MEDIO Y LARGO PLAZO [1]

Estos términos fueron introducidos como resultado de la necesidad de tratar con problemas asociados con la respuesta dinámica de sistemas de potencia para grandes contratiempos, a continuación se detallan los alcances de cada uno de estos conceptos.

1.6.1.1 ESTABILIDAD DE MEDIO PLAZO [1]

La estabilidad de medio plazo representa la transición entre la respuesta transitoria y la respuesta de largo plazo, en estabilidad de medio plazo el enfoque está en la sincronización de las oscilaciones de potencia entre máquinas, como también en los efectos de algunos de los fenómenos lentos, y posiblemente grandes voltajes y excursión de frecuencia.

El rango de tiempo típico de la estabilidad de medio plazo, para estudios de estabilidad es:

Medio plazo: 10 segundos a algunos minutos.

1.6.1.2 ESTABILIDAD DE LARGO PLAZO [1]

La estabilidad de largo plazo se define como la habilidad de los sistemas de potencia, de alcanzar un estado aceptable de operación y equilibrio después de un severo disturbio del sistema.

El análisis de estabilidad de largo plazo asume que las oscilaciones de potencia sincronizante entre-máquinas poseen su salida amortiguada, dando como resultado una frecuencia uniforme en el sistema.

El enfoque dado a los fenómenos muy lentos y de larga duración, que acompañan a las perturbaciones de gran escala en el sistema, dan como resultado grandes diferencias sostenidas entre generación y el consumo de potencia activa y reactiva.

El rango de tiempo típico de la estabilidad de largo plazo, para estudios de estabilidad es de algunos minutos a decenas de minutos.

Generalmente los problemas de estabilidad de largo plazo son asociados con insuficiencias en respuestas de equipo, pobre coordinación de los equipos de control y protección o insuficiente reserva de potencia activa y reactiva.

La principal diferencia entre estabilidad de medio y largo plazo, es el fenómeno analizado y la representación del sistema usado, en lugar de los periodos de tiempo involucrados.

1.7 ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL [1, 4, 8, 21]

Es la habilidad de los sistemas de potencia para mantener el sincronismo durante pequeños cambios en condiciones de operación, variaciones en cargas y generación, las cuales producen pequeños cambios en el ángulo del generador, velocidad y potencia.

El propósito de estudiar estabilidad de pequeña señal es identificar modos de oscilación locales o entre – áreas, que sean negativos o pobremente amortiguados con respecto a la estabilidad angular.

La estabilidad de pequeñas perturbaciones depende del estado de operación inicial del sistema.

Se consideran pequeñas perturbaciones, si es posible linealizar el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales.

El rango de tiempo de interés en estudios de estabilidad de pequeños disturbios está en el orden de 10 a 20 segundos después de un disturbio.

1.7.1 ENFOQUE DEL PROBLEMA [1, 3, 25, 27]

La respuesta del sistema ante pequeñas variaciones de generación o carga se da en forma de oscilaciones, en un inicio los devanados amortiguadores de los generadores atenuaban estas oscilaciones y de esta forma no permitían que se activen los reguladores de voltaje (fuentes de amortiguamiento negativo). En la actualidad las únicas fuentes de amortiguamiento negativo son los controles automáticos, que poco a poco fueron instalándose en el sistema a medida del crecimiento de éste, con la finalidad de combatir problemas que se presenten en el sistema.

Razones por qué se presenta y aumenta el problema de oscilaciones:

- Cuando en los sistemas de potencia se adicionaron generadores conectados mediante líneas de gran longitud, los devanados amortiguadores ya no representaron una solución al problema, porque su efecto amortiguador, sobre las oscilaciones entre áreas, se reduce proporcionalmente al inverso de la raíz cuadrada de la suma de la impedancia externa efectiva (Impedancia del sistema que se ve desde el generador) y la impedancia del estator.
- La proliferación de controles automáticos para solucionar problemas del sistema, aumenta la probabilidad de interacción adversa entre ellos.
- Los controles automáticos son los únicos que producen amortiguamiento negativo, de por sí el amortiguamiento natural del sistema es tan bajo que las pequeñas variaciones en carga o generación causan fácilmente oscilaciones de potencia por las líneas de interconexión.
- El aumento de las transferencias de potencia por las líneas aumenta la tendencia a oscilar del sistema.

La gravedad de las oscilaciones depende directamente de la naturaleza propia de éstas y de cómo se opera el sistema de potencia.

Cuando se tienen bajas impedancias de interconexión, las variaciones en el voltaje del sistema se presentan como despreciables, por lo que los reguladores de voltaje no participan.

Para satisfacer la necesidad y crecimiento de la población, los sistemas se han incrementado por lo que los generadores ven una alta impedancia externa, esta alta impedancia reduce el efecto de los devanados de amortiguamiento frente a las oscilaciones, y al originarse variaciones de voltaje en el sistema se hace necesario el ingreso de los reguladores de voltaje. Al estar éstos activos producen amortiguamiento negativo, y se tiene que restringir la máxima potencia transferida por las líneas, o variar la ganancia de los reguladores para aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones.

Como solución al efecto no deseado de las oscilaciones, se adicionó un estabilizador de sistemas de potencia, que ayuda al amortiguamiento de las oscilaciones en el rotor de los generadores dando una componente de torque eléctrico en fase con las desviaciones de la velocidad del rotor.

1.7.2 OSCILACIONES DE POTENCIA [8]

Los sistemas eléctricos de potencia pueden presentarse como débiles o fuertes cuyas características respectivas se desglosan en la figura 1.2

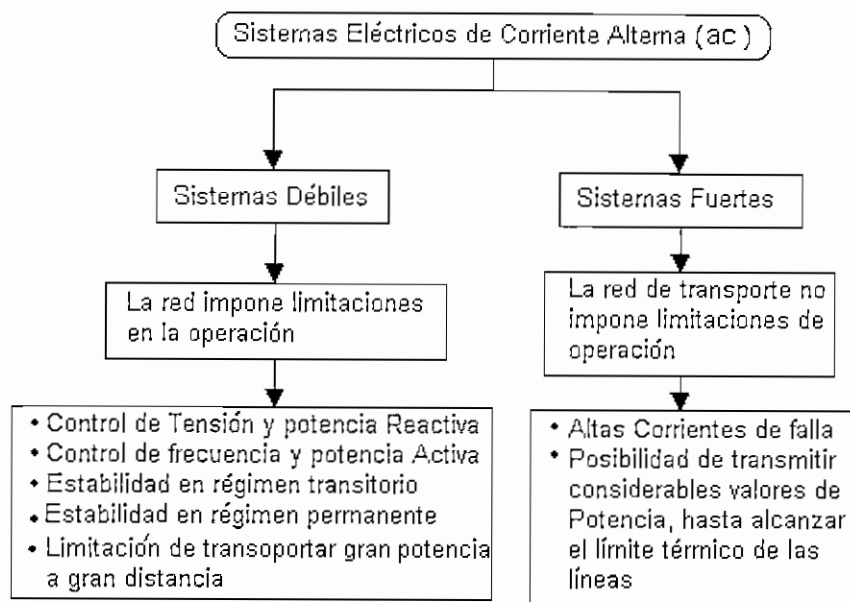


Figura 1.2 Clasificación de Sistemas Eléctricos.

SISTEMAS DÉBILES

En la figura 1.3 se puede apreciar las características específicas que un sistema débil presenta, previo a que en él, se de una oscilación de potencia.

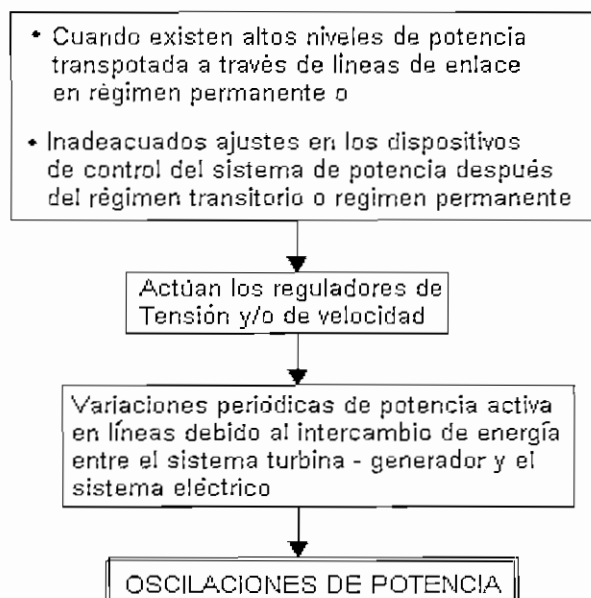


Figura 1.3 Sistemas Débiles formación de oscilaciones de Potencia.

1.7.3 PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL [8, 23, 25, 27]

Las oscilaciones iniciadas por las pequeñas perturbaciones ocurren constantemente, ya que en todo momento se están haciendo ajustes en la generación, en la demanda, en los controles, etc. Dichas oscilaciones son de baja frecuencia y se pueden dividir según los elementos involucrados, en los siguientes tipos de oscilaciones:

- Oscilaciones electromecánicas.
- Oscilaciones asociadas con los controles.
- Oscilaciones subsincrónicas (resonancia subsíncrona).

Estas oscilaciones están relacionadas directamente con los modos que se presentan al estudiar estabilidad de pequeña señal.

MODO.- Es una resonancia del sistema (frecuencia de oscilación natural del sistema), que es identificada por una combinación de su frecuencia de oscilación, amortiguamiento y diagrama de participaciones. Según el desglose en el diagrama unifilar FIGURA 1.1, para la parte de estabilidad de pequeña señal se ramifica en dos partes:

- Inestabilidad oscilatoria.
- Inestabilidad no oscilatoria.

1.7.3.1 INESTABILIDAD NO OSCILATORIA [1, 8]

Se presenta en un generador con ausencia de reguladores automáticos de voltaje (voltaje de campo constante), la inestabilidad se presenta con un incremento no periódico del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante. Los problemas de inestabilidad no oscilatoria han sido en gran parte eliminados por el uso de reguladores de Voltaje, este problema puede todavía ocurrir cuando los generadores operan con excitación constante debido a la acción de limitadores de reguladores automáticos de voltaje.

1.7.3.2 INESTABILIDAD OSCILATORIA [1, 8]

Se despliega en un generador que tiene activo el regulador de voltaje, la inestabilidad se presenta con oscilaciones del rotor de amplitud creciente, debido a la falta de suficiente amortiguamiento del sistema.

Las condiciones de inestabilidad se producen normalmente por el insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones del sistema. La figura 1.4 representa la respuesta natural de los disturbios: Inestabilidad oscilatoria e inestabilidad no oscilatoria.

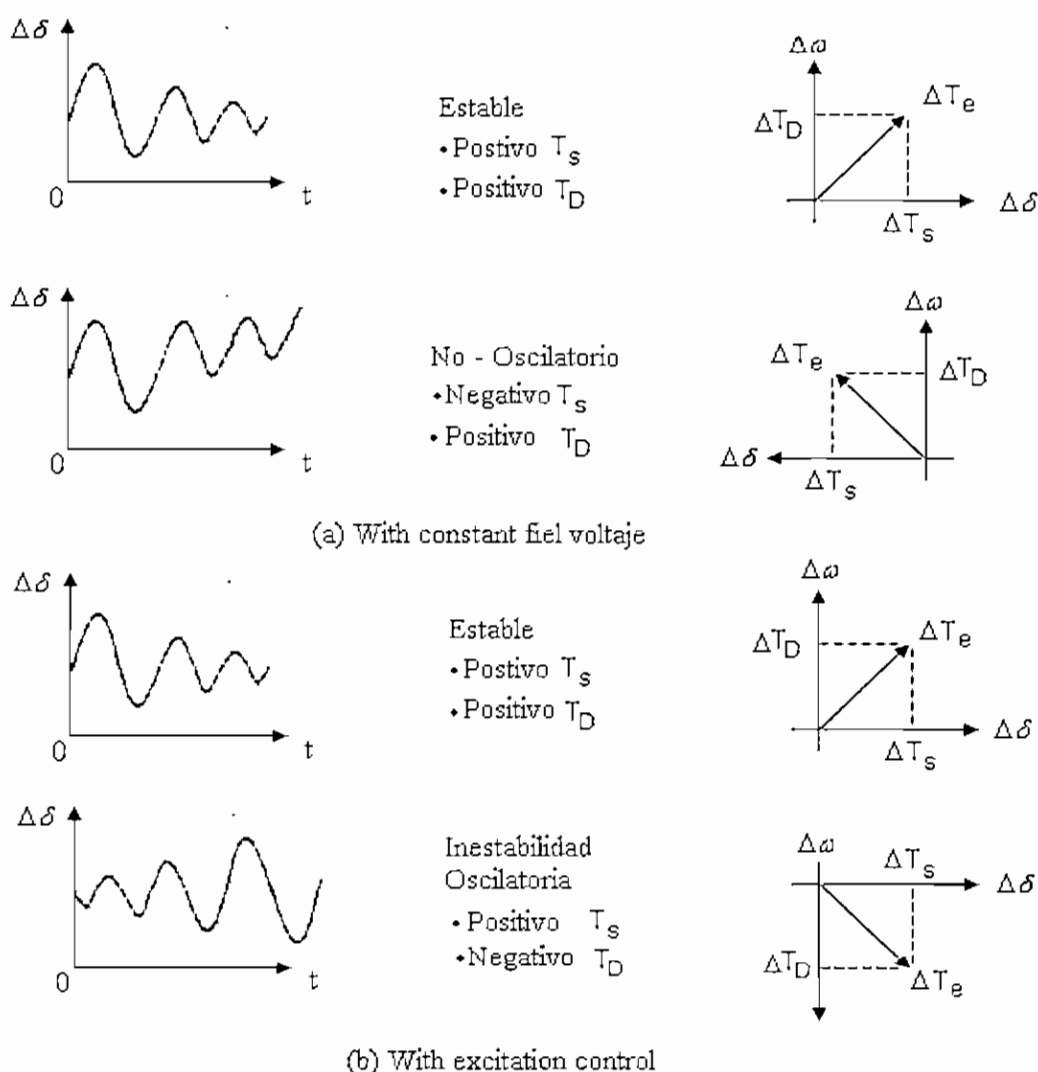


Figura 1.4 Respuesta natural ante una pequeña perturbación.

1.7.4 CLASIFICACIÓN DE LOS MODOS QUE SE PRESENTAN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA [1, 3, 8, 23, 27, 25]

Los problemas de estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia, se clasifican tanto en:

- Problemas locales que involucran parte del sistema.
- Problemas globales que abarcan completamente a las oscilaciones entre-áreas.

Los generadores al tratar de encontrar nuevos estados de operación estable cuando se realizan variaciones de carga o de la misma generación, se presentan oscilaciones que pueden afectar al sistema, y en estas condiciones las máquinas intercambian energía cinética en forma de potencia eléctrica de donde tenemos los distintos modos que se presentan y son:

- Modos locales (una máquina oscilando contra las restantes).
- Modos entre área (grupos de máquinas oscilando entre sí).
- Modos de control (reguladores de voltaje y velocidad, control de voltaje en la red)
- Modos torsionales (influencia de las frecuencias naturales Mecánicas compensación serie, sistemas HVDC, etc.)

1.7.4.1 ESTABILIDAD LOCAL [1, 8, 27, 23, 25]

Los problemas de estabilidad local agrupan, de los modos anteriormente planteados a:

- Modos de oscilación de ángulo del rotor que está en el rango de frecuencia de (0.7Hz – 2Hz).

Modo local de oscilación o modo máquina-sistema, en este modo es la oscilación de una máquina contra todo el sistema, Esta forma de oscilación es la más común, y se presenta debido a generadores que están conectados al sistema por medio de interconexiones

largas y radiales, es decir conexiones débiles, cuyos reguladores automáticos de voltaje de sistemas de excitación operan con altas ganancias, este tipo de modo se lo amortigua con resultados efectivos mediante los estabilizadores de sistemas de potencia PSS. En la figura 1.5 se representa gráficamente el modo en mención.

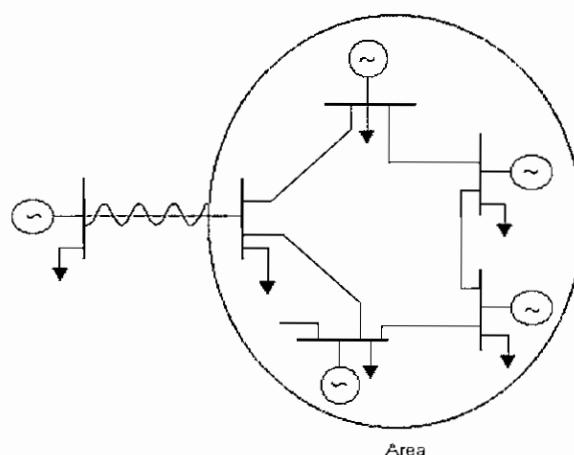


Figura 1.5 Modo máquina - sistema.

Modo de oscilación entre máquinas, en este modo se produce oscilaciones entre los rotores de generadores cercanos en un área. En la figura 1.6 se representa gráficamente el modo en mención.

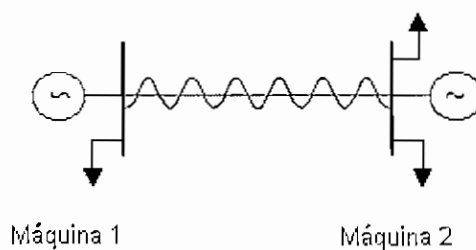


Figura 1.6 Modo entre - máquinas.

- Modos de control.- Son asociadas con unidades de generación y otros controles. Excitaciones mal sintonizadas, gobernadores de velocidad,

HVDC convertidores y compensadores estáticos son la causa usual de inestabilidad de estos modos.

- Modos torsionales.- estos modos se presentan cuando los controles de excitación, gobernador de velocidad, controles HVDC, y los compensadores capacitivos serie en las líneas, que son los sistemas de control interactúan con la dinámica del sistema eje-turbina-generator.

El término local es utilizado porque las oscilaciones son localizadas en una estación o en una pequeña parte de los sistemas de potencia.

1.7.4.2 ESTABILIDAD GLOBAL [1, 8, 27, 23, 25]

Los problemas de estabilidad global son causados por la interacción entre grandes grupos de generadores, y tienen efectos generales. Las oscilaciones implican un grupo de generadores en un área en contra de otro grupo de generadores de otra área por lo que estas oscilaciones son llamadas modos de oscilaciones entre áreas.

En grandes sistemas interconectados se presentan dos distintas formas de oscilaciones entre áreas y son:

- Modos de muy baja frecuencia cuyo rango está entre (0.1Hz a 0.3Hz), implican a todo el sistema dividido en dos partes involucrando a todos los generadores del mismo, en el cual los generadores de una parte oscilan en contra de los generadores de la otra parte.
- Modo de frecuencia mayor cuyo rango está entre (0.4Hz a 0.7Hz), implica subgrupos de generadores oscilando uno en contra del otro.

En la figura 1.7 se representa gráficamente el modo en mención.

En la estabilidad de pequeña señal dentro de estabilidad oscilatoria

- Los modos de oscilación entre áreas son los que tienen mayor afección en el sistema ya que se presentan con bajo amortiguamiento y baja



CAPITULO II

2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DINÁMICOS

2.0 CONCEPTO DE ESTADO [1,4]

El estado de un sistema es la mínima cantidad de información que en un instante de tiempo t_0 es necesaria para que los futuros comportamientos puedan ser determinados sin referencia a la entrada antes de t_0 , o también el estado del sistema se refiere a las condiciones pasadas, presentes y futuras del sistema.

Es conveniente definir un conjunto de variables de estado y ecuaciones de estado para modelar sistemas dinámicos. Un sistema de potencia es un sistema dinámico y las n ecuaciones de estado existentes describen el comportamiento del mismo.

Las ecuaciones de estado de un sistema dinámico se describen de la siguiente forma:

2.1 REPRESENTACION DEL ESPACIO ESTADO [1,4]

El comportamiento del sistema dinámico, como un sistema de potencia, podría ser descrito por un conjunto de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden de la siguiente manera:

2.1.1 ECUACIONES DE ESTADO [1,4]

$$\frac{\partial x_i(t)}{\partial t} = \dot{x}_i(t) = f_i(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t), u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t), w_1(t), w_2(t), \dots, w_y(t)) \quad (2.1)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

$n =$ orden de los sistemas = variables de estado.

$r =$ Número de entradas.

$v =$ Número de entradas de perturbación.

Si la derivada de x no es función explícita del tiempo el sistema es llamado AUTÓNOMO.

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

2.1.2 ECUACIONES DE SALIDA [1,4]

Las variables de salida son funciones de las variables de estado y de las variables de entrada, las ecuaciones de salida se pueden expresar como:

$$y_j(t) = g_j(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t), u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t), w_1(t), w_2(t), \dots, w_v(t)) \quad (2.3)$$

$j = 1, 2, \dots, m.$

$m =$ Número de salidas.

El conjunto de las n ecuaciones de estado y las m ecuaciones de salida forman las ecuaciones dinámicas.

Para expresar y manipular con facilidad el sistema de ecuaciones resultante, es mejor expresar las ecuaciones dinámicas en forma matricial, y se expresa:

2.1.3 VECTOR DE ESTADO

$$x(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n(t) \end{bmatrix} \quad (n \times 1) \quad (2.4)$$

2.1.4 VECTOR DE ENTRADA

$$u(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ u_r(t) \end{bmatrix} \quad (r \times 1) \quad (2.5)$$

2.1.5 VECTOR DE SALIDA

$$y(t) = \begin{bmatrix} y_1(t) \\ y_2(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ y_m(t) \end{bmatrix} \quad (m \times 1) \quad (2.6)$$

2.1.6 VECTOR DE PERTURBACIONES

$$w(t) = \begin{bmatrix} w_1(t) \\ w_2(t) \\ \cdot \\ \cdot \\ w_v(t) \end{bmatrix} \quad (v \times 1) \quad (2.7)$$

Mediante estos vectores, las n ecuaciones de estado se pueden escribir así:

$$\frac{\partial x(t)}{\partial t} = \dot{x}(t) = f(x(t), u(t), w(t)) \quad (2.8)$$



f = matriz columna de $n \times 1$ con las funciones f_1, f_2, \dots, f_n como elementos

Es una gran ventaja representar los sistemas no lineales mediante ecuaciones de estado, ya que distingue el enfoque de las variables de estado sobre la función de transferencia definida solo para sistemas lineales.

De igual manera las m ecuaciones de salida se presentan así:

$$y(t) = g(x(t), u(t), w(t)) \quad (2.9)$$

g = matriz columna de $m \times 1$ con las funciones g_1, g_2, \dots, g_m como elementos.

De lo que se tiene:

Ecuación de estado

$$\frac{\partial x(t)}{\partial t} = \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) + Ew(t) \quad (2.10)$$

Ecuación de salida

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) + Hw(t) \quad (2.11)$$

Donde:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & \cdot & \cdot \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdot & \cdot & \cdot & a_{nn} \end{bmatrix} \quad (n \times n) \quad (2.12)$$

$$B = \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & b_{1r} \\ b_{21} & b_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & b_{2r} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ b_{n1} & b_{n2} & \cdot & \cdot & \cdot & b_{nr} \end{bmatrix} \quad (n \times r) \quad (2.13)$$

$$C = \begin{bmatrix} c_{11} & c_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & c_{1n} \\ c_{21} & c_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & c_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ c_{m1} & c_{m2} & \cdot & \cdot & \cdot & c_{mn} \end{bmatrix} \quad (m \times n) \quad (2.14)$$

$$D = \begin{bmatrix} d_{11} & d_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & d_{1r} \\ d_{21} & d_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & d_{2r} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ d_{m1} & d_{m2} & \cdot & \cdot & \cdot & d_{mr} \end{bmatrix} \quad (m \times r) \quad (2.15)$$

$$E = \begin{bmatrix} e_{11} & e_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & e_{1v} \\ e_{21} & e_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & e_{2v} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ e_{n1} & e_{n2} & \cdot & \cdot & \cdot & e_{nv} \end{bmatrix} \quad (n \times v) \quad (2.16)$$

$$H = \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & h_{1v} \\ h_{21} & h_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & h_{2v} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ h_{m1} & h_{m2} & \cdot & \cdot & \cdot & h_{mv} \end{bmatrix} \quad (m \times v) \quad (2.17)$$



2.2 LINEALIZACIÓN [18]

La mayoría de los componentes que se encuentran en los sistemas físicos tienen características no lineales, difíciles de analizar y de diseñar, por lo que es importante realizar una linealización.

Los dispositivos que tienen no linealidades moderadas o son no lineales sólo en cierta zona de operación, pueden ser modelados dentro de sistemas lineales, obteniéndose resultados muy exactos en una amplia zona de operación, pero si a los dispositivos físicos fuertemente no lineales se los representa en un modelo lineal, éste será válido en una zona muy estrecha de operación.

La linealización permite concentrarse en un sólo punto de operación singular del sistema, y estudiar cual es el comportamiento del sistema al ser sometido a pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en las variables de estado ($\Delta \mathbf{x}$) y en las entradas del sistema ($\Delta \mathbf{u}$).

2.2.1 PROCESO DE LINEALIZACIÓN [18]

Se realizará el proceso de linealización en base a la expansión en series de Taylor alrededor de un punto o trayectoria de operación nominal, donde los términos de orden superior a uno se descartan.

Para un sistema no lineal representado en espacio de estado se tiene:

$$\frac{\partial x(t)}{\partial t} = \dot{x}(t) = f(x(t), u(t)) \quad (2.18)$$

Para el estado inicial x_0 y u_0 corresponden al punto de equilibrio donde se realiza la pequeña señal:

x_0 = Vector de estado inicial.

u_0 = Vector de entrada.



Y tenemos:

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (2.19)$$

Si se aplica una pequeña perturbación al sistema se obtiene:

$$x = x_0 + \Delta x \quad u = u_0 + \Delta u \quad (2.20)$$

Δ = pequeña desviación

Y el nuevo estado al que se llega cumple con:

$$\dot{x} = \dot{x}_0 + \Delta \dot{x} = f[(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \quad (2.21)$$

Aplicando la expansión de series de Taylor y despreciando los términos de orden superior.

$$\dot{x}_i = \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i[(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \quad (2.22)$$

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (2.23)$$

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (2.24)$$

Llegando a la forma linealizada:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (2.25)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (2.26)$$

Δx = vector de estado de dimensiones n.

Δy = vector de salida de dimensiones m.

Δu = vector de entrada de dimensiones r.

Donde:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (n \times n) \quad (2.27)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (n \times r) \quad (2.28)$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (m \times n) \quad (2.29)$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (m \times r) \quad (2.30)$$

A = Matriz de estado o planta.

B = Matriz de entrada o control.

C = Matriz de salida.

D = Matriz que define la proporción de entrada que aparece directamente en la salida.

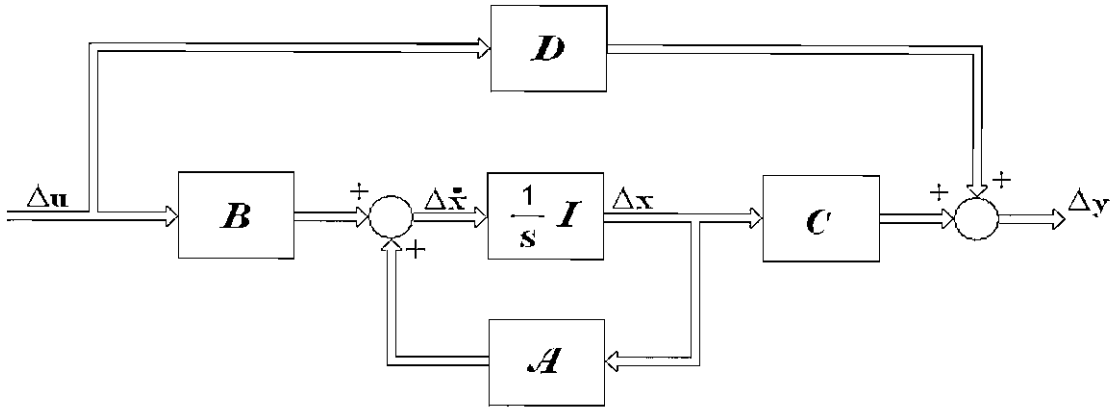


Figura 2.1: Representación del espacio de estado a través de diagramas de bloques

Aplicando Laplace a:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (2.31)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (2.32)$$

Se obtienen las ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia de la siguiente manera:

$$s \Delta x(s) - \Delta x(0) = A \Delta x(s) + B \Delta u(s) \quad (2.33)$$

$$\Delta y(s) = C \Delta x(s) + D \Delta u(s) \quad (2.34)$$

Realizando las operaciones matemáticas necesarias se obtiene:

$$(sI - A) \Delta x(s) = \Delta x(0) + B \Delta u(s) \quad (2.35)$$

$$\Delta x(s) = (sI - A)^{-1} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] \quad (2.36)$$

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] \quad (2.37)$$

Y reemplazando en la ecuación de salida se obtiene:

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] + D \Delta u(s) \quad (2.38)$$

Los polos de $\Delta x(s)$ y $\Delta y(s)$ son raíces de la ecuación característica de la matriz A.

$$\det(sI - A) = 0 \quad \text{Ecuación Característica} \quad (2.39)$$

2.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL [1, 4]

El resumen de los pasos para realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal de un sistema no lineal se presenta a continuación:

- a) Linealizar la ecuación dinámica de un sistema.
- b) Obtener la ecuación característica y sacar sus raíces.
- c) La estabilidad de pequeña señal está dado por dichas raíces, que son valores propios de la matriz de estado A.

A = Es la matriz jacobiana cuyos elementos a_{ij} son dados por la derivada parcial $\frac{\partial f_i}{\partial x_j}$ evaluada en el punto de equilibrio, en los cuales los pequeños disturbios están siendo analizados. Se llama también matriz de estado o matriz de planta.

- d) La participación de cada uno de los generadores está dada por los vectores propios, y con dicha participación se sabe si es un modo local o entre áreas.

El análisis de estabilidad de pequeña señal se basa principalmente en el primer método de Liapunov, el cual establece lo siguiente:

- o Si la parte real de los valores propios son negativos, el sistema original es asintóticamente estable.

- Si la parte real de al menos un valor propio es positiva, el sistema original es inestable.

Si la parte real de los valores propios son cero, no es posible asegurar la estabilidad, en base a la primera aproximación, se necesita aplicar otros métodos como:

- Teoría de bifurcación.
- Teoría de la forma normal de campos del vector.
- Simulación no lineal en el dominio del tiempo.

2.4 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL [1, 3, 4]

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal se pueden utilizar los siguientes métodos:

- Método de simulación en el dominio del tiempo.
- Análisis Modal.

2.4.1 MÉTODO DE SIMULACIÓN EN EL DOMINIO DEL TIEMPO [1, 3, 4, 11, 13]

Para este método, se parte de la respuesta desglosando todo el modelo mediante una técnica de análisis espectral como es el análisis prony. El análisis prony es una metodología que extiende el análisis de Fourier, por la directa estimación de la frecuencia, amortiguamiento, amplitud, y la fase relativa de las componentes modales presentes en una señal determinada, el método descompone la señal dentro de los modos dominantes de oscilación. Por extraer toda esta información partiendo desde los resultados de una simulación de estabilidad transitoria, del registro oscilográfico de una perturbación, o bien de un ensayo en campo se le considera al análisis prony como una técnica valiosa para evaluar el desempeño dinámico de un sistema eléctrico de potencia.

Una herramienta de cálculo basada en el análisis prony realiza una estimación directa de los parámetros de la descomposición exponencial de la señal original $y(t)$ ajustándola a una función como la siguiente:

$$y'(t) = \sum_{i=1}^P A_i e^{\sigma_i t} + \sum_{j=1}^Q B_j e^{\sigma_j t} \cos(\omega_j t + \varphi_j) \quad (2.40)$$

Donde:

σ_i = Es la parte real del modo i , relacionado con la razón de amortiguamiento

ω_i = Es la parte imaginaria del modo i , determina la frecuencia de oscilación.

φ_i = Es la fase del modo i , determina los desplazamientos de fase entre los componentes cuando se excita cada modo.

A_i = Es la amplitud del modo i en la señal, permite establecer la participación de cada componente en la señal.

El análisis no lineal en el dominio del tiempo es una herramienta importante para verificar los resultados del análisis modal.

2.4.1.1 LIMITACIONES DEL ANÁLISIS NO LINEAL EN EL DOMINIO DEL TIEMPO [1, 4, 11, 13]

- Los resultados pueden ser engañosos.
- Los modos críticos pueden no ser suficientemente excitados por la perturbación elegida.
- Los modos pobremente amortiguados podrían no ser dominantes en las respuestas observadas.
- El esfuerzo computacional es elevado.
- Gran cantidad de datos a analizar.
- Dificultad para identificar la fuente del problema.
- No indica claramente medidas de corrección.
- No se puede obtener con claridad la forma de los modos.



2.4.2 ANÁLISIS MODAL [1, 3, 4]

El análisis modal es el camino más práctico para analizar problemas de estabilidad de pequeña señal, este análisis modal se lo realiza utilizando los valores propios. El método de análisis modal, se puede usar para varios fines:

- Conocer la naturaleza de las oscilaciones.
- Conocer los modos individuales de oscilación.
- Localizar los equipos o elementos del sistema de potencia que participan en las oscilaciones.
- Calcular fácilmente la respuesta de frecuencia, los polos, los ceros, y los residuos pueden ser calculados, toda esta información es usada para proporcionar la información necesaria para el ajuste de un control existente o proyectado, que tenga la función de amortiguar las oscilaciones.

En el **anexo 2** se detalla la Aplicación del Análisis Modal en un ejercicio en el cual se representa solo el modelo de la máquina sin su sistema de excitación para aplicar los conceptos totales de valores y vectores propios, factores de participación, etc.

2.5 PROPIEDADES DE LA MATRIZ DE ESTADO [1, 3, 4, 8, 9, 18, 25]

2.5.1 VALORES PROPIOS [1, 3, 4, 9, 18, 25]

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2.41)$$

Las n soluciones λ que satisfacen la ecuación característica, son llamadas valores propios de la matriz A .

- El número de valores propios es igual al número de estados del sistema.

- Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema físico y caracterizan su respuesta temporal ante una pequeña perturbación.
- Para un sistema estable todos los valores propios tienen parte real negativa.
- Los valores propios pueden ser reales o complejos.
- Matrices iguales tienen idénticos valores propios.
- Una matriz y su transpuesta tienen los mismos valores propios.

2.5.2 ESTABILIDAD [8]

La estabilidad se la clasifica según como los valores propios vayan apareciendo, pueden ser reales o complejos, de lo que se tiene:

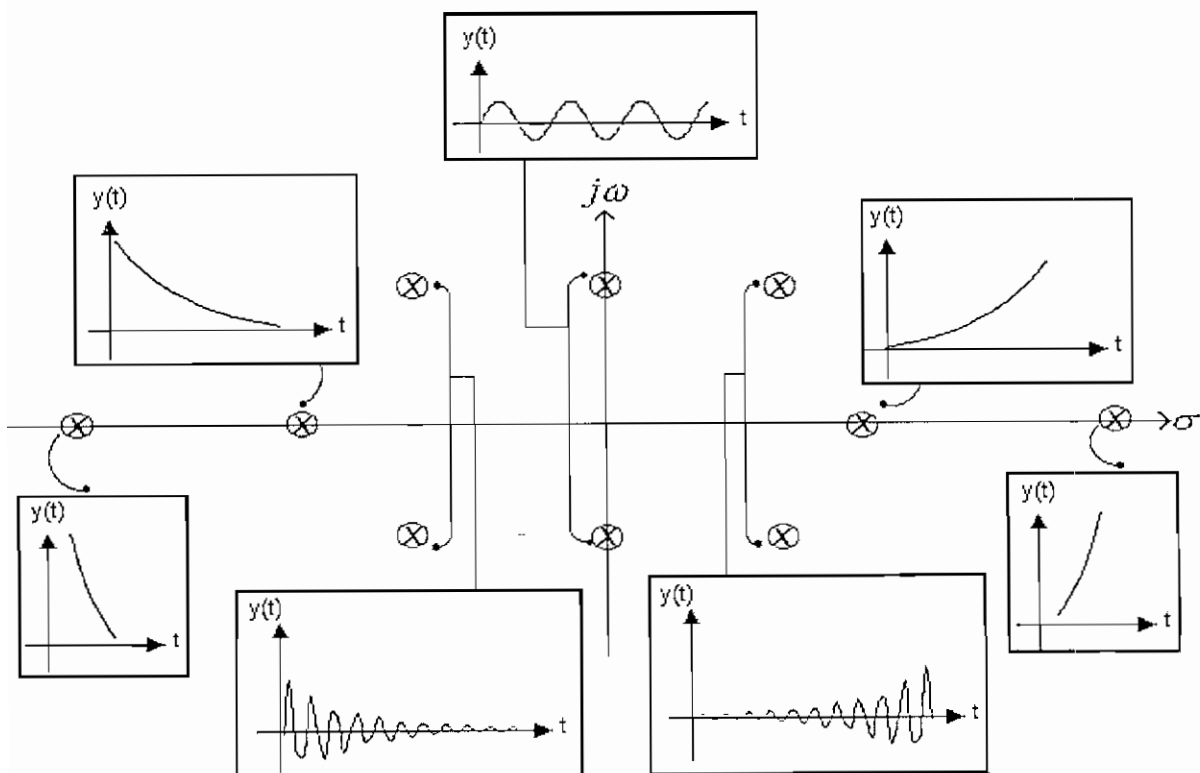


Figura 2.2: Estabilidad según la ubicación de los valores propios en el plano

Los valores propios en el semiplano izquierdo dan una respuesta estable. Las respuestas asociadas en el semi plano derecho son inestables.

- Para $\omega = 0, \sigma < 0$ respuesta unidireccional amortiguada.
- Para $\omega \neq 0, \sigma < 0$ respuesta oscilatoria amortiguada.
- Para $\omega \neq 0, \sigma = 0$ respuesta oscilación de amplitud constante.
- Para $\omega \neq 0, \sigma > 0$ respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite.
- Para $\omega = 0, \sigma > 0$ respuesta unidireccional monótonamente creciente.

2.5.2.1 VALORES PROPIOS REALES [1, 3, 4, 18, 25]

- Un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio.
 - Un valor propio real negativo representa un decaimiento del modo, mientras más grande es la magnitud del modo mas rápido decae.
 - Un valor propio real positivo representa una inestabilidad aperiódica.

2.5.2.2 VALORES PROPIOS COMPLEJOS [1, 3, 4, 18, 25]

Un valor propio complejo ocurre en pares conjugados, y cada par corresponde a un modo de oscilación.

$$(a + jb)e^{(\sigma - j\omega)t} + (a - jb)e^{(\sigma + j\omega)t} \quad (2.42)$$

que tiene la forma:

$$e^{\sigma t} \text{sen}(\omega t + \theta) \quad (2.43)$$

Cada modo de oscilación se representa por un número complejo (λ) denominado valor propio, donde:

- La parte real de los valores propios (σ) será una medida del amortiguamiento del modo.
 - Una parte real negativa representa oscilación de amortiguamiento.
 - Una parte real positivo representa las oscilaciones de incremento de amplitud.
- La parte imaginaria (ω) da una medida de la velocidad angular de la oscilación que el modo representa.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta \omega_n \pm j \omega_n \sqrt{1-\zeta^2} \quad (2.44)$$

ω_n = Frecuencia natural de oscilación.

ζ = Representa el porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo

La frecuencia de oscilación en Hz se puede calcular como:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.45)$$

Para un modo de oscilación representado por un valor propio complejo $\sigma \pm j\omega$, la razón de amortiguamiento está dada por:

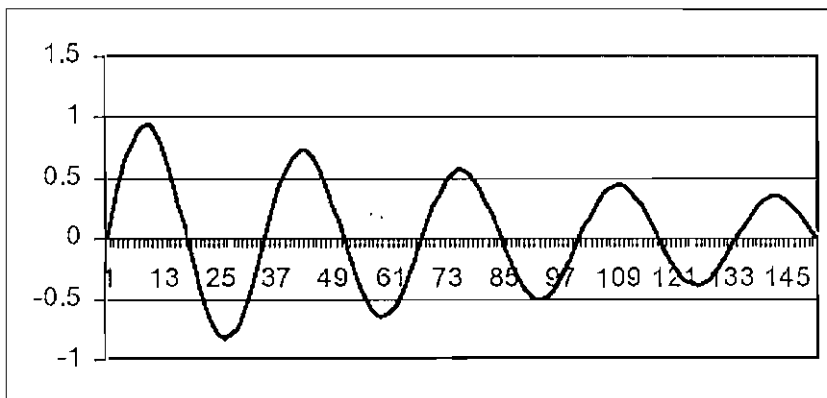
$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.46)$$

ζ = Representa el porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo

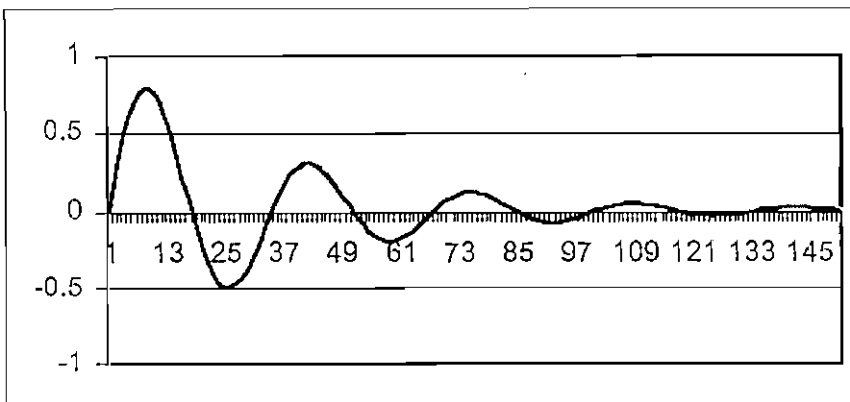
Para $\sigma < 0$

La disminución de la amplitud de la constante de tiempo es $\frac{1}{|\sigma|}$, en otras palabras, la amplitud disminuye a $1/e$ o 37 % de la amplitud inicial en $\frac{1}{|\sigma|}$ segundos o $\frac{1}{(2\pi\zeta)}$ ciclos de oscilación.

Es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos tienen un porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación o amortiguamiento superior al 5% cuando cuenta con todos los vínculos de transmisión, y superior al 3% para el caso de la pérdida de un elemento.



$f=3$ Hz
 $\xi=4\%$



$f=3$ Hz
 $\xi=15\%$

Figura 2.3: Ejemplos de amortiguamientos

Si no cumple con estos valores el sistema presenta un problema oscilatorio severo, debiendo localizar causas y dar posibles soluciones. Las posibles soluciones pueden ser:

- Operativas = limitar la transferencia de potencia por determinados vínculos.
- Control = instalación o recalibración de estabilizadores de sistemas de potencia.

En adición al valor de la razón de amortiguamiento la sensibilidad para variaciones en condiciones de operación y parámetros del sistema es importante.

Continuamente en el sistema se superponen los modos (en su mayoría locales y entre - áreas), debido a los continuos cambios de la demanda, la generación, las ganancias de controles, etc. Estos modos (de diferentes frecuencias y amortiguamientos) se superponen, lo que explica las variaciones de potencia por las líneas de interconexión.

2.5.3 VECTORES PROPIOS [1, 3, 4, 9, 18]

Cualquier vector p_i diferente de cero que satisface la ecuación matricial.

$$(\lambda_i I - A) p_i = 0 \quad (2.47)$$

Se conoce como vector propio o vector característico de A , asociado con el valor propio λ_i .

Por cada valor propio se tiene un vector propio.

2.5.3.1 VECTORES PROPIOS DERECHOS [1, 3, 4, 18]

Para cualquier λ_i , el vector columna ϕ_i que satisface la ecuación:

$$A \phi_i = \lambda_i \phi_i \quad (2.48)$$

$$i= 1,2,\dots, n$$

Es llamado vector propio derecho de A, asociado con el valor propio λ_i .

Los vectores propios derechos tienen la forma:

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

- El k - ésimo elemento de ϕ_i mide la actividad de la variable de estado X_k en el i - ésimo modo.
- El vector propio derecho describe la magnitud y el ángulo de fase de un modo particular en el estado del sistema, y de este modo la observabilidad de éstas en el correspondiente generador.
- Si $\phi_{ji} = 0$ el modo j es inobservable en X_i .
- Si ϕ_{ji} es grande el modo j aparecerá fuertemente en X_i .
- La magnitud de los elementos de ϕ_i da la actividad de las n variables de estado en el modo i, y los ángulos de los elementos da el desplazamiento de fase de las variables de estado respecto al modo.

El signo de los elementos del vector propio derecho puede ser utilizado para determinar la dirección de la oscilación en las variables de estado asociadas.

2.5.3.2 VECTORES PROPIOS IZQUIERDOS [1, 3, 4, 18]

Para cualquier λ_i , el vector fila ψ_i que satisface la ecuación:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad (2.50)$$

$$i= 1,2,\dots,n$$

Es llamado vector propio izquierdo de A, asociado con el valor propio λ_i .

- El k - ésimo elemento de ψ_i da una medida de la contribución de la variable de estado X_k en el modo i-ésimo.
- El vector propio izquierdo, identifica cual combinación de las variables de estado muestra el modo i-ésimo.
- El vector propio izquierdo mide la eficiencia de una real acción de control en diferentes oscilaciones, por lo tanto los vectores propios izquierdos pueden ser utilizados para la determinación del sitio de control.

Los vectores propios izquierdos y derechos que pertenecen a diferentes valores propios son ortogonales, así:

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (2.51)$$

Los vectores propios izquierdos y derechos que pertenecen al mismo valor propio cumple con:

$$\psi_i \phi_i = C_i \quad (2.52)$$

C = constante diferente de cero.

Normalizando los vectores tenemos:

$$\psi_i \phi_i = 1 \quad (2.53)$$

2.5.4 MATRICES MODALES [1, 4]

Para expresar satisfactoriamente las características propias de A es conveniente introducir las siguientes matrices.

$$\Phi = [\phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_n] \quad (2.54)$$

$$\Psi = \left[\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \dots \quad \Psi_n^T \right] \quad (2.55)$$

Λ = matriz diagonal, con valores propios $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ como elementos de la diagonal.

RELACIONES:

$$\Psi\Phi = I \quad \Psi = \Phi^{-1} \quad A\Phi = \Phi\Lambda \quad (2.56)$$

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (2.57)$$

I = Matriz identidad.

Λ = matriz diagonal

2.5.5 MODO SHAPE [1,4]

Es la actividad relativa de las variables de estado cuando un modo es excitado. El grado de actividad de la variable X_k en el i - ésimo modo está dado por el elemento ϕ_{ki} del vector propio derecho ϕ_i .

2.5.6 SENSIBILIDAD DE LOS VALORES PROPIOS [1,4]

Se considera la ecuación que define los valores y vectores propios que es:

$$A \phi_i = \lambda_i \phi_i \quad (2.58)$$

derivando con respecto a a_{kj} (elemento de A de la k_{th} fila y j_{th} columna) y es:

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \phi_i + A \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \phi_i + \lambda_i \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} \quad (2.59)$$

Multiplicando a esta ecuación por el vector propio izquierdo ψ_i se tiene:

$$\psi_i \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \phi_i + \psi_i A \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \psi_i \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \phi_i + \psi_i \lambda_i \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} \quad (2.60)$$

$$\psi_i \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \phi_i + \psi_i (A - \lambda_i I) \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \psi_i \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \phi_i \quad (2.61)$$

Y tomando en cuenta que $\psi_i (A - \lambda_i I) = 0$ y $\psi_i \phi_i = 1$, se obtiene:

$$\psi_i \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \phi_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \quad (2.62)$$

Se debe tomar en cuenta que si se aplica $\frac{\partial A}{\partial a_{kj}}$ a todos los elementos da cero

excepto el elemento kj que da como respuesta uno, así:

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial}{\partial a_{kj}} \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & a_{kj} & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdot & \cdot & \cdot & a_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial a_{11}}{\partial a_{kj}} & \frac{\partial a_{12}}{\partial a_{kj}} & \cdots & a_{1n} \\ \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} & \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} & \cdots & a_{1n} \\ \frac{\partial a_{21}}{\partial a_{kj}} & \frac{\partial a_{22}}{\partial a_{kj}} & \cdots & \frac{\partial a_{2n}}{\partial a_{kj}} \\ \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} & \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} & \cdots & \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} \\ \vdots & \vdots & \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} & \vdots \\ \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} & \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} & \cdots & \frac{\partial a_{kj}}{\partial a_{kj}} \\ \frac{\partial a_{n1}}{\partial a_{kj}} & \frac{\partial a_{n2}}{\partial a_{kj}} & \cdots & \frac{\partial a_{nn}}{\partial a_{kj}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & 1 & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

Y reemplazando este resultado se tiene:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \psi_{ik} \phi_{ji} \quad (2.64)$$

De lo que se observa que la sensibilidad del valor propio λ_i para el elemento a_{kj} de la matriz de estado es igual al producto del elemento del vector propio izquierdo ψ_{ik} por el elemento del vector propio derecho ϕ_{ji} .

2.5.7 FACTOR DE PARTICIPACIÓN [1, 3, 4, 18]

El elemento $p_{ki} = \psi_{ki} \phi_{ik}$ es llamado factor de participación, y determina la participación relativa de la k_{th} variable de estado en el i_{th} modo, y viceversa.

Cuando se utilizan los vectores propios para identificar la relación entre las variables de estado y los modos de oscilación, presentan un problema, y es que los elementos de los vectores propios son dependientes de las unidades y escalamientos asociadas con las variables de estado, entonces como solución se crea una matriz de participación para corregir este problema.

Esta matriz combina vectores propios izquierdos y derechos, dando una medida de la asociación entre las variables de estado y los modos de oscilación y se presenta como:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n] \quad (2.65) \quad ;$$

Desplegando la matriz de participación se tiene:

$$P = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \cdot \\ \cdot \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \psi_{ni} \phi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.66)$$

ϕ_{ki} = elemento de la k_{th} fila e i_{th} columna de la matriz modal Φ

ψ_{ik} = elemento de la i_{th} fila y de la k_{th} columna de la matriz modal Ψ

- Sabiendo que el factor de participación es $p_{ki} = \psi_{ki} \phi_{ik}$ cada parámetro representa:
 - El k-ésimo elemento de ϕ_i mide la actividad de la variable de estado X_k en el i-ésimo modo.
 - El k-ésimo elemento de ψ_i pesa la contribución de esta actividad de la variable de estado X_k , en el modo i-ésimo.
 - Y p_{ki} mide la contribución conjunta.
- La suma de los factores de participación asociados con algún modo o con alguna variable de estado es igual a 1.

Si se relaciona el factor de participación p_{ki} con la sensibilidad, éste es igual a la sensibilidad del valor propio λ_i respecto a los elementos de la diagonal a_{kk} de la matriz de estado **A**.

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \quad (2.67)$$

El número total de modos de un sistema eléctrico de potencia depende del número de variables de estado utilizadas en la representación del sistema, pero el número de modos electromecánicos es igual a $n-1$, donde n es el número de máquinas del sistema.



CAPITULO III

3. MÁQUINA SINCRÓNICA

3.1 GENERALIDADES [1, 4, 10, 12, 17, 19]

Partiendo de la construcción física de la máquina sincrónica, ésta se compone de dos conjuntos de arrollamientos:

- Arrollamiento de campo en el rotor de la máquina, que produce un campo magnético que induce voltaje alterno en los arrollamientos de la armadura, la naturaleza alterna del voltaje inducido se debe a que dicho bobinado gira con el rotor.
- Arrollamiento trifásico de la armadura distribuido a 120° en el estator de la máquina, y con una rotación uniforme del campo magnético se inducen voltajes desplazados 120° .

Los arrollamientos de armadura operan a voltajes mayores al de campo, están sujetos a altas corrientes transitorias, y a flujos magnéticos transitorios.

Físicamente se utilizan dos tipos de estructuras de rotor dependiendo de la velocidad de rotación:

- Rotor de polos salientes.- este tipo de rotor es utilizado para unidades hidráulicas, operan a baja velocidad, tienen mayor cantidad de polos en los cuales se concentran los arrollamientos de campo, además este tipo de rotores suele tener arrollamientos o barras amortiguadoras de las oscilaciones de velocidad.
- Rotor cilíndrico.- este tipo de rotor es utilizado para unidades térmicas a vapor o a gas, operan a altas velocidades, sus arrollamientos de campo se distribuyen en ranuras, además se resalta que este rotor da caminos para

corrientes parásitas que es equivalente a las corrientes de amortiguamiento.

Cuando el campo del rotor adelanta al del estator, el torque actúa en oposición a la rotación y la máquina se comporta como generador, este adelanto se debe al torque forzante en el eje producido por la turbina.

Cuando el campo del rotor atrasa al del estator el torque actúa en la dirección de la rotación y la máquina se comporta como motor, este atraso se debe al torque retardante de la carga en el eje.

Cuando un disturbio ocurre en el sistema, éste requiere un cambio en la potencia eléctrica de salida de los generadores, inicialmente es encontrado por un cambio de compensación en la energía cinética rotacional de los generadores de acuerdo con la ecuación de movimiento del generador. Tal disturbio incrementa las oscilaciones de los modos electromagnéticos, provocando que el rotor del generador individual o del grupo de generadores oscilen y se muevan uno en contra del otro. Cuando se presentan las oscilaciones, son las masas rodantes las que oscilan entre si intercambiando energía cinética. Juntamente con la inercia del generador, la reactancia y la constante de tiempo de los devanados eléctricos del generador y el sistema de control asociado influyen sobre el amortiguamiento y frecuencia de estas oscilaciones.

3.2 MODELACIÓN DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA [1, 3, 4, 10, 12, 17, 20]

En la máquina sincrónica los circuitos del estator consisten en tres arrollamientos con corriente alterna, los circuitos del rotor incluye el arrollamiento de campo, conectado a una fuente de corriente continua (e_{fd}), y el arrollamiento amortiguador.

Los circuitos magnéticos y todos los arrollamientos del rotor son simétricos con respecto a los ejes:

- Directo (eje d), ubicado en el centro del polo norte del rotor.
- En cuadratura (eje q), a 90 del eje d.

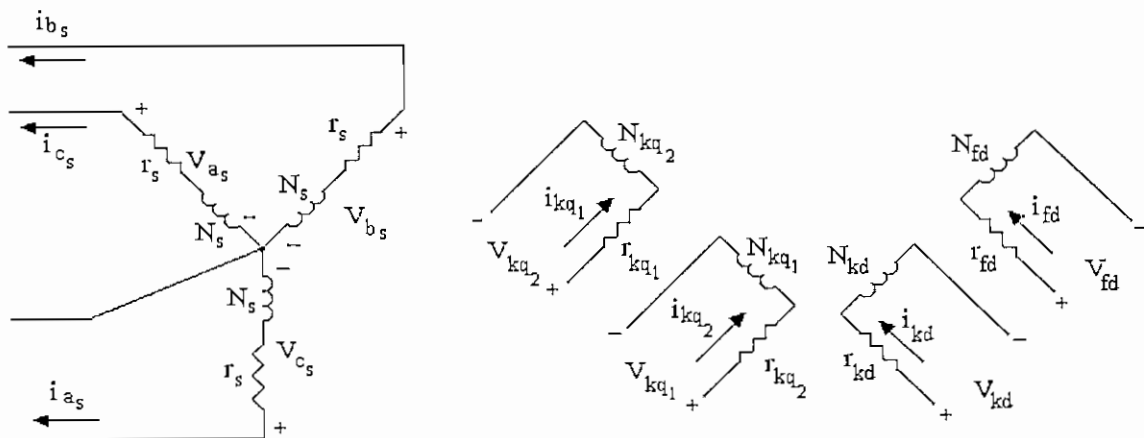
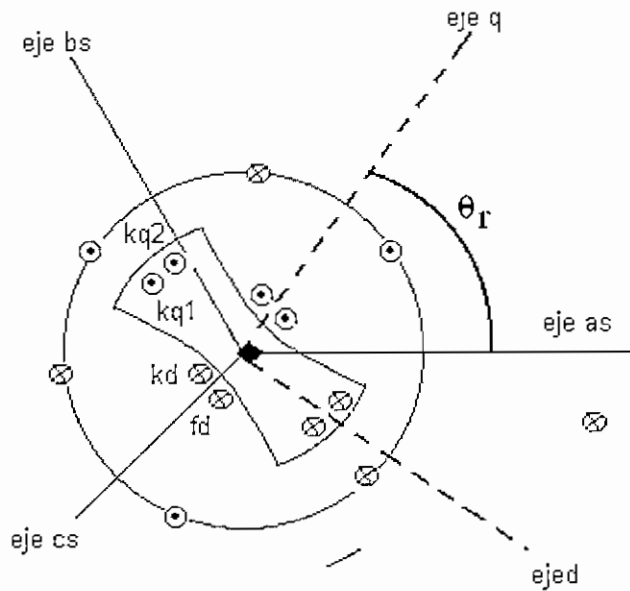


FIGURA 3.1: Modelación de la máquina sincrónica



Para el análisis se asume que las corrientes inducidas en los circuitos amortiguadores del rotor circulan en dos conjuntos de circuitos cerrados uno en cada eje (d y q).

La posición del rotor con relación al estator se mide con el ángulo θ entre el eje d y el eje magnético de la fase a. θ crece con la velocidad angular del rotor.

En las modelaciones es necesario definir las inductancias propias y mutuas entre los devanados del estator y del rotor, desde el estator las inductancias del rotor varían con el tiempo debido al cambio de la reluctancia magnética en la circunferencia de giro.

El análisis de la máquina se desglosa en forma más sencilla mediante la utilización de la transformación qd0 o transformación de Park, la misma que transforma cantidades desde una referencia estacionaria (abc) a una referencia (qd0) que rota junto al rotor.

Se adiciona en el modelo del generador, devanados en corto circuito para representar los devanados amortiguadores.

3.3 EFECTOS DE LOS MODELOS DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA [8].

- Los modelos clásicos de la máquina síncrona, dan aproximaciones razonables del modo de oscilación entre áreas, aun cuando tengan reguladores de voltaje lentos o manuales. Esto es así ya que los modelos clásicos no toman en cuenta el efecto de la saliencia del rotor.
- Con modelos clásicos y detallados de la máquina síncrona que tienen sistemas de excitación del tipo manual o de acción lenta, las máquinas en ambas áreas oscilan casi en fase.

3.4 SISTEMA DE EXCITACIÓN DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA [7,20]

3.4.1 Función Básica:

Proveer corriente continua al arrollamiento de campo de la máquina sincrónica (generador).

Realizar las funciones de control y protección para una operación satisfactoria del sistema de potencia.

3.4.2 Funciones de control:

Control de voltaje en terminales del generador.

Control del flujo de potencia reactiva.

Mejora la estabilidad del sistema de potencia.

3.4.3 Funciones de Protección:

Control de límites de capacidad de la máquina sincrónica, del sistema de excitación y de otros equipamientos.

3.5 OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN [20,23]

Los sistemas de excitación se encuentran conformados de dos componentes principales:

- Regulador de voltaje.
- Excitatriz.

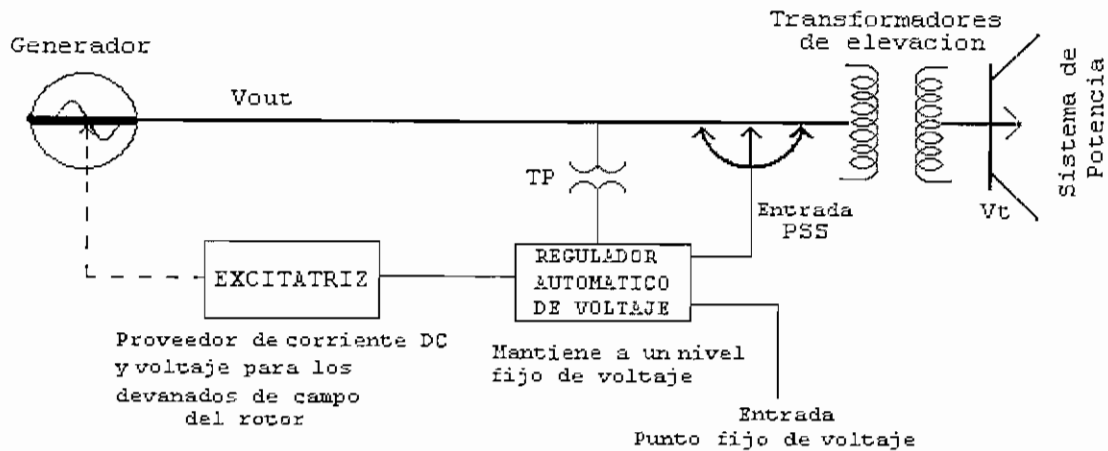


FIGURA 3.2: El regulador de voltaje puede estar colocado en modo automático y modo manual.

Cuando el regulador de voltaje se encuentra en modo manual mantiene el nivel de corriente de excitación prefijado.

Cuando el regulador de voltaje se encuentra en modo automático intenta mantener el nivel de voltaje en terminales del generador.

Un regulador de voltaje monitorea el voltaje en la salida de los generadores y lo compara con un valor fijo, si dicho voltaje de salida actual es bajo con respecto a una referencia, el regulador automático enviará una señal de corrección a la excitatriz para incrementar la excitación del generador, éste aumenta el voltaje de salida y en terminales del generador.

Si el voltaje medido por el regulador automático de voltaje es alto, el regulador envía una señal de corrección a la excitatriz para bajar el nivel de voltaje a la salida y en terminales del generador.

La excitatriz es la fuente DC usada para girar al rotor del generador en un electro magneto. La excitatriz recibe indicaciones del regulador respecto de la cantidad de corriente DC que deben recibir los devanados de campo del rotor.

La combinación de la excitatriz y el regulador automático de voltaje mantienen el voltaje en terminales constante y permite a los operadores del generador escoger los niveles al cual el generador opera.

Los modernos sistemas de excitación ayudan a mejorar algunas áreas de operación del sistema, incluyendo la extensión de los límites de estabilidad en estado estable y de estabilidad transitoria.

- Extienden los límites de estabilidad de estado estable, la transferencia de potencia entre dos puntos es parcialmente dependiente de los voltajes en terminales de recepción y envío. Los rápidos y poderosos sistemas de excitación pueden incrementar estos niveles de voltaje y aseguran que estén altos cuando se necesita.
- Extienden los límites de estabilidad transitoria, la estabilidad transitoria está determinada dentro de los primeros pocos movimientos de la expansión del ángulo. Los sistemas de excitación rápidos pueden cambiar los voltajes de campo del generador durante estos pocos movimientos, esta acción rápida ayuda a reducir la expansión del ángulo y mantener la estabilidad transitoria.

Los sistemas de excitación rápidos y poderosos al mismo tiempo que ayudan a los sistemas de potencia a extender tanto los límites de estado estable como de estabilidad transitoria podrían también causar problemas de oscilaciones en el sistema.

3.6 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN [20, 22, 25].

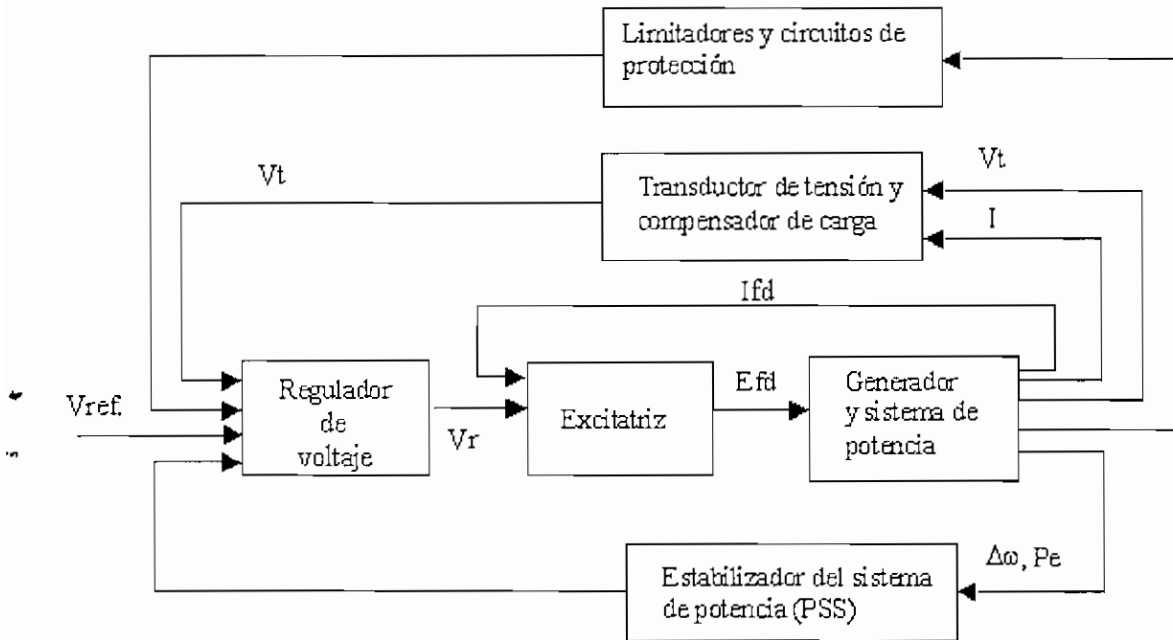


FIGURA 3.3: Configuración Típica De Un Sistema De Excitación

3.6.1 Excitatriz:

Proporciona la potencia al devanado de campo de la máquina síncrona, constituyendo la etapa de potencia del sistema de excitación.

3.6.2 Regulador:

Procesa y amplifica las señales de entrada de control, a un nivel y forma apropiada para controlar la excitatriz. Esto incluye tanto las funciones de regulación como de estabilización del sistema de excitación.

3.6.3 Transductor de voltaje terminal y compensador de carga:

Censa el voltaje terminal, lo rectifica y filtra a cantidades de corriente continua, y lo compara con una referencia que representa el voltaje terminal deseado.



Además, podría disponer de compensación de carga, si se deseara mantener constante el voltaje en algún punto remoto desde el terminal del generador.

3.6.4 Estabilizador del sistema de potencia:

Proporciona una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia.

Utiliza señales estabilizantes auxiliares (tales como velocidad en el eje, frecuencia, potencia) para modular el voltaje de campo del generador con la finalidad de amortiguar las oscilaciones del sistema.

Algunas de las señales de entrada comúnmente usadas son: el desvío de la velocidad del rotor, la potencia acelerante, la potencia eléctrica y la variación de la frecuencia.

Mejora el desempeño dinámico del sistema de potencia y la estabilidad de pequeña señal.

3.6.5 Limitadores y circuitos de protección:

Estos incluyen un amplio arreglo de funciones de protección y control, que aseguran que los límites de capacidad de la excitatriz y el generador sincrónico no sean excedidos. Algunas de las funciones comúnmente usadas son el limitador de la corriente de campo o limitador de máxima excitación, limitador de máximo voltaje terminal, regulador y protección Volt - Hertz, y limitador de subexcitación. Estos son circuitos normalmente independientes, y sus señales de salida podrían ser aplicadas al sistema de excitación en diferentes lugares de la cadena de control, como una entrada en el punto de suma o una entrada en una compuerta.

3.7 MODELOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN [6,20].

La IEEE ha estandarizado ciertos modelos estructurados en diagramas de bloques para representar la amplia variedad de sistemas de excitación actualmente en uso.

El grado de detalle del modelo depende de los propósitos del estudio:

- Las funciones de control y protección que tienen impacto en los estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal son el regulador de voltaje, el PSS y el estabilizador.
- Los limitadores y los circuitos de protección normalmente son considerados en estudios de estabilidad de frecuencia y de voltaje.

3.7.1 Modelos completos de los sistemas de excitación [6,20].

Los modelos tienen una relación directa entre los parámetros del modelo y los parámetros físicos.

Los modelos tienen características comunes de las que se pueden señalar las siguientes:

- La entrada principal a estos sistemas es la salida V_c del transductor de voltaje. En el primer punto de suma la señal V_c es restada de la señal de referencia del regulador de voltaje.
- También utilizan como entradas el voltaje en terminales del generador E_t .
- V_s , la señal estabilizante proveniente del PSS, es sumada para producir la señal de un error de voltaje.
- El error resultante es amplificado para proveer el voltaje de campo de la excitatriz y subsecuentemente el voltaje en terminales deseada.

- Señales adicionales tales como la salida del limitador de subexcitación (VUEL) tiene actuación solo en condiciones extremas o inusuales.
- En estado estacionario la señal estabilizante es nula $V_s = 0$.
- El voltaje equivalente de referencia del regulador V_{REF} es calculada para satisfacer las condiciones iniciales de operación.

A continuación se menciona los modelos de sistemas de excitación, reguladores de velocidad y estabilizadores de sistemas e potencia normalizados por el IEEE.

Sistemas de excitación:

- EXDC2: 1981 IEEE type DC2 excitation system model.
- EXAC1: 1981 IEEE type AC1 excitation system model.
- EXAC2: 1981 IEEE type AC2 excitation system model.
- EXAC3: 1981 IEEE type AC3 excitation system model.
- EXAC4: 1981 IEEE type AC4 excitation system model.
- EXST1: 1981 IEEE type ST1 excitation system model.
- EXST2: 1981 IEEE type ST2 excitation system model.
- EXST3: 1981 IEEE type ST3 excitation system model.
- ESAC1A: 1992 IEEE type AC1A excitation system model.
- ESAC2A: 1992 IEEE type AC2A excitation system model.
- ESAC3A: 1992 IEEE type AC3A excitation system model.
- ESAC4A: 1992 IEEE type AC4A excitation system model.
- ESAC5A: 1992 IEEE type AC5A excitation system model.
- ESAC6A: 1992 IEEE type AC6A excitation system model.
- EX2000: IEEE type AC7B excitation system model.
- ESDC1A: 1992 IEEE type DC1A excitation system model.
- ESDC2A: 1992 IEEE type DC2A excitation system model.
- ESST1A: 1992 IEEE type ST1A excitation system model.
- ESST2A: 1992 IEEE type ST2A excitation system model.
- ESST3A: 1992 IEEE type ST3A excitation system model.

- ESST4B: IEEE type ST4B potential or compound source-controlled rectifier excitation system model.
- URST5B: Proposed IEEE type ST5B excitation system model.
- IEEET1: 1968 IEEE type 1 excitation system model.
- IEEET2: 1968 IEEE type 2 excitation system model.
- IEEET3: 1981 IEEE type 3 excitation system model.
- IEEET4: 1981 IEEE type 4 excitation system model.
- IEEEEX1: 1979 IEEE type 1 excitation system model and 1981 IEEE type DC1 model.
- IEEEEX2: 1979 IEEE type 2 excitation system model.
- IEEEEX3: 1979 IEEE type 3 excitation system model.
- IEEEEX4: 1979 IEEE type 4 excitation system model, 1981 IEEE type DC3 model and 1992 IEEE type DC3A model.
- IEEX2A: 1979 IEEE type 2A excitation system model.

3.7.2 Estabilizadores del sistema de potencia:

- IEEEEST: 1981 IEEE power system stabilizer model.
- PSS2A: 1992 IEEE dual-input signal stabilizer model.

3.7.3 Reguladores de velocidad:

- IEESGO: 1973 IEEE standard turbine-governor model.
- IEEEEG1: 1981 IEEE type 1 turbine-governor model.
- IEEEEG2: 1981 IEEE type 2 turbine-governor model.
- IEEEEG3: 1981 IEEE type 3 turbine-governor model.

La calidad de la información y representación del sistema eléctrico nace de la disponibilidad de modelos confiables y representativos de los sistemas de regulación y control de las unidades generadoras para su utilización en estudios de sistemas de potencia.

De los modelos estandarizados por el IEEE, para el sistema ecuatoriano se ha adaptado a los siguientes:

FIGURA 3.5: Modelo de vco: dsl_vco_IEET1A

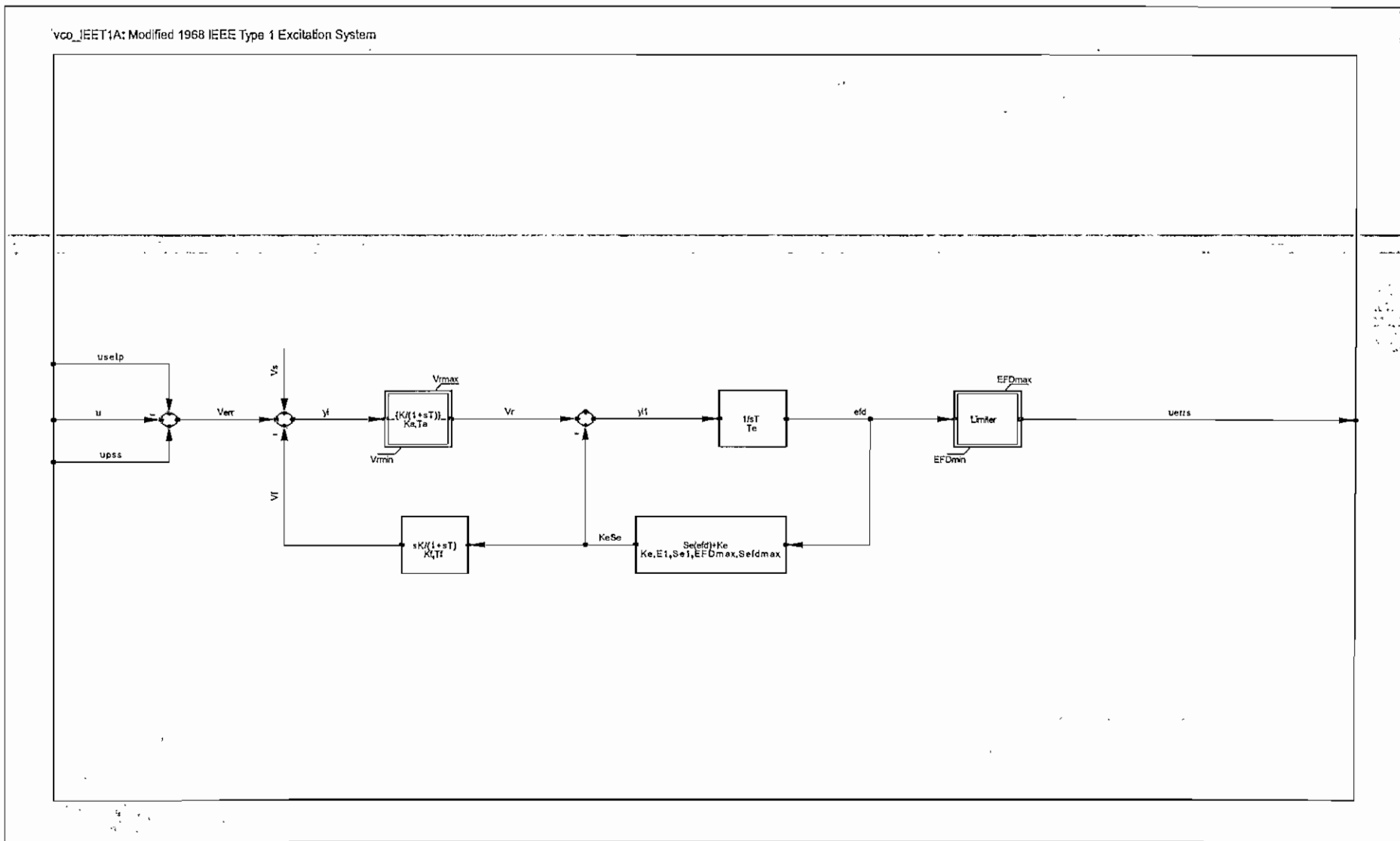
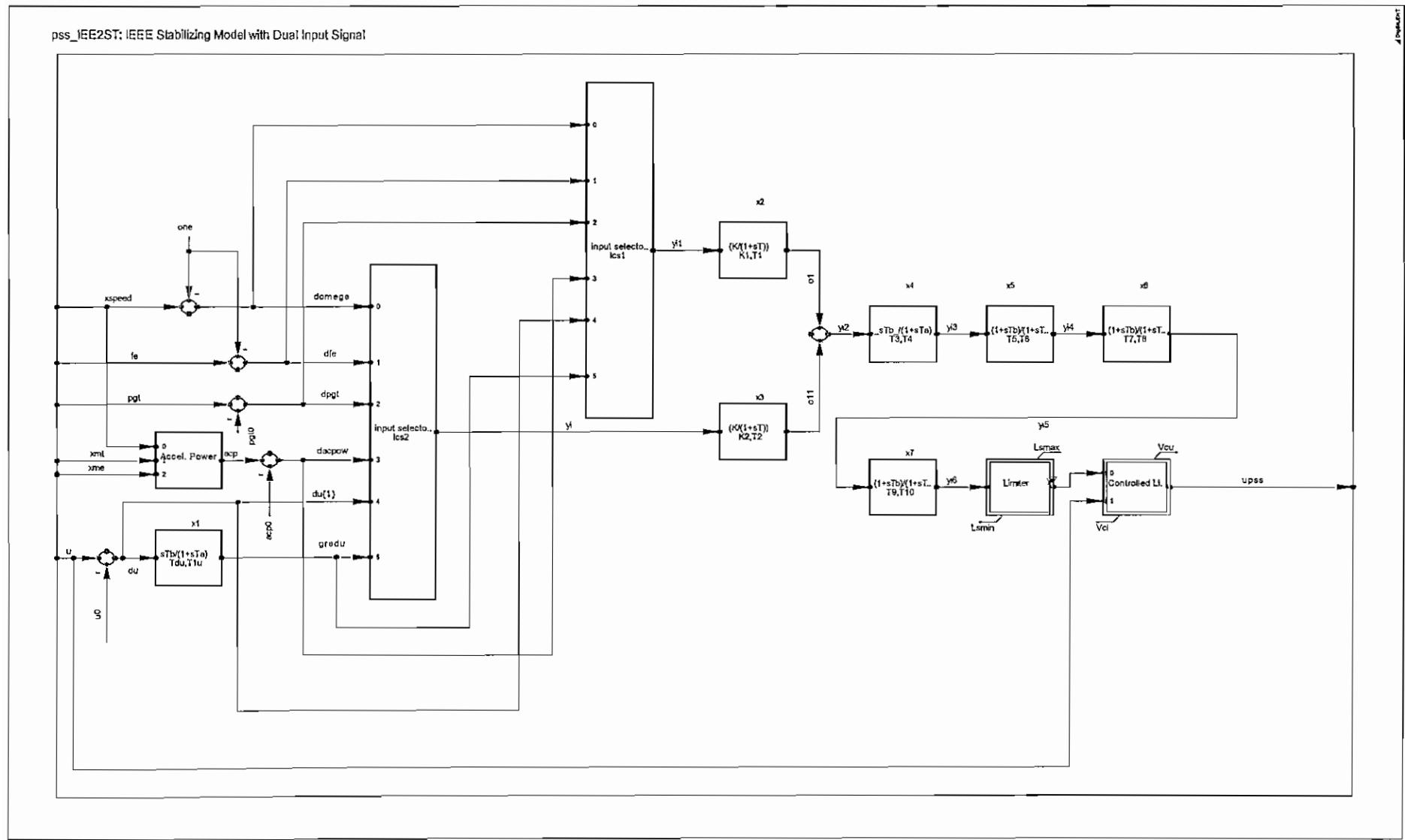


FIGURA 3.6: Modelo de pss: dsl_pss_IEE2ST



3.8.2 MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR LOS GENERADORES DE PAUTE FASE C

FIGURA 3.7: Modelo de pcu: IEEE3

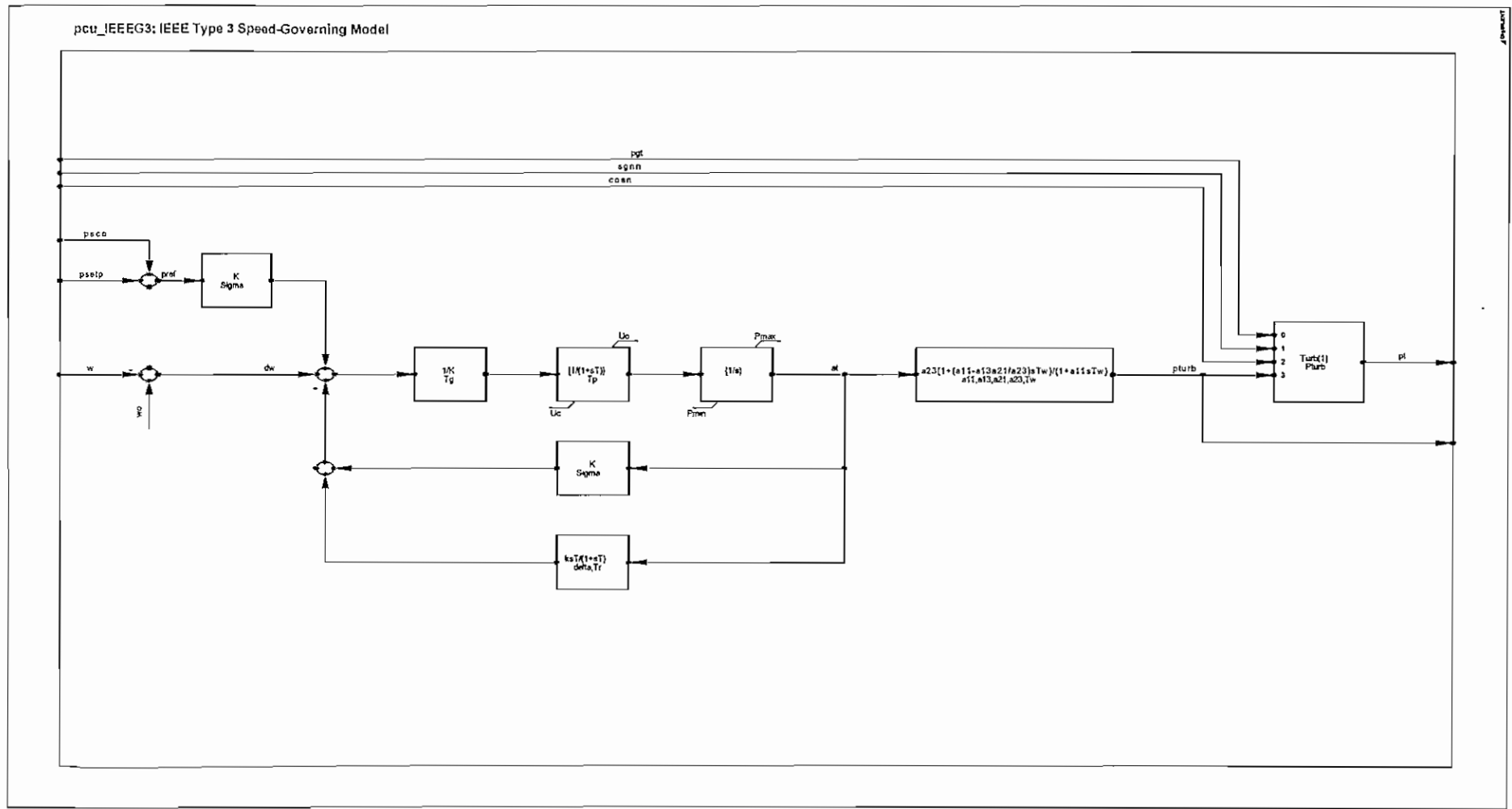
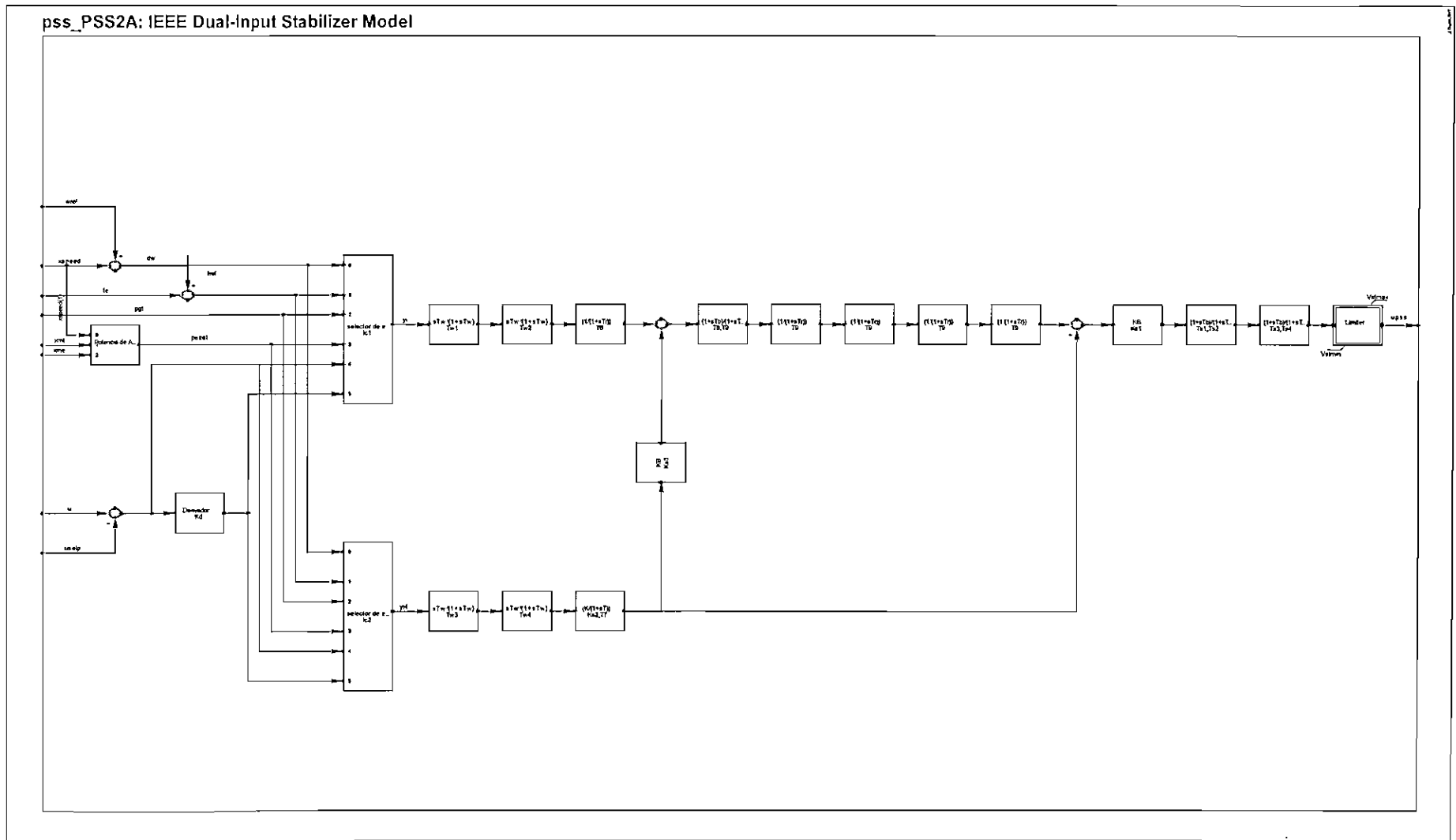


FIGURA 3.9: Modelo de pss: pss_PSS2A



3.8.3 MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR EL GENERADOR DE ESMERALDAS

FIGURA 3.10: Modelo de pcu: IEEEG1

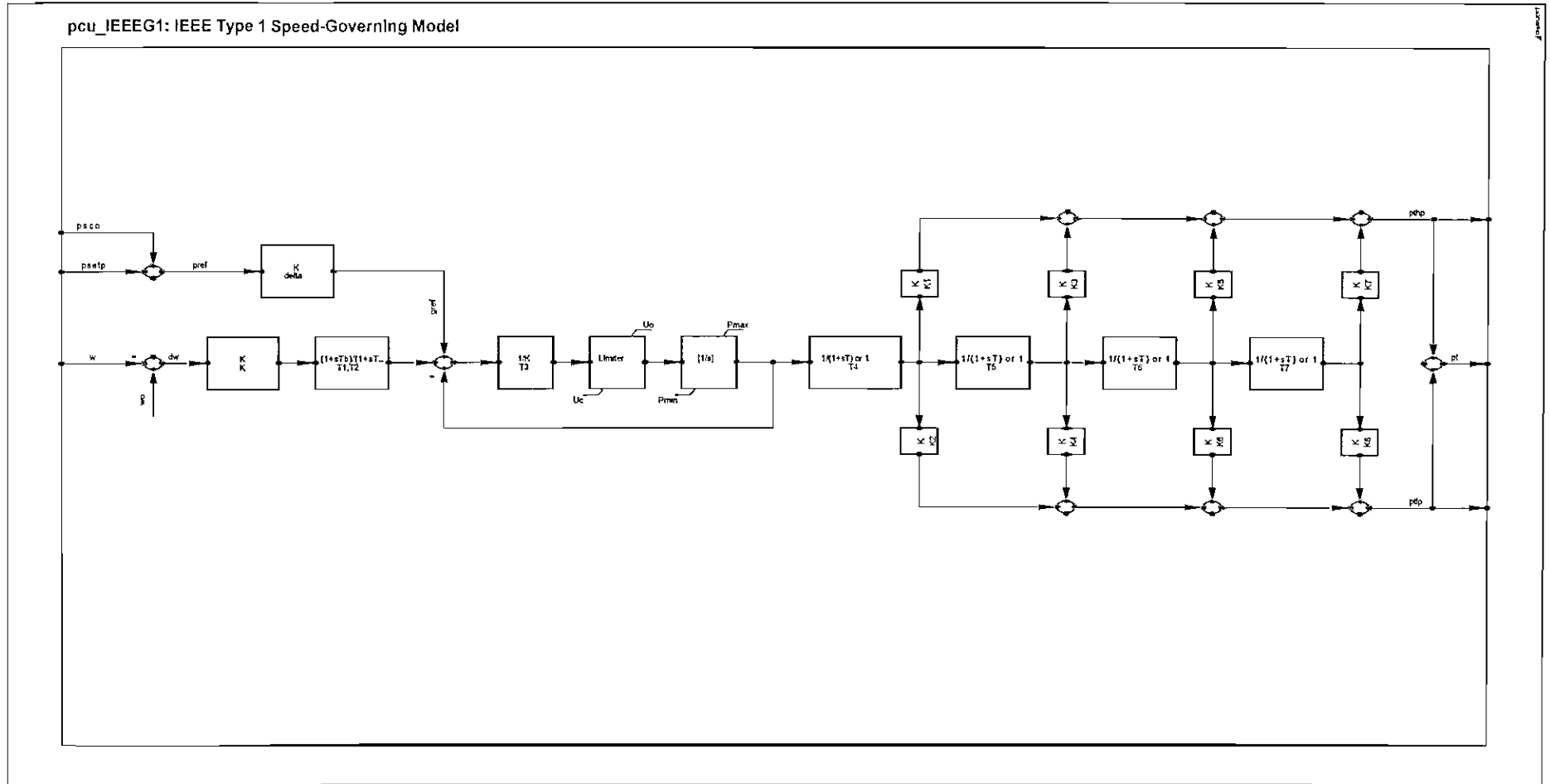
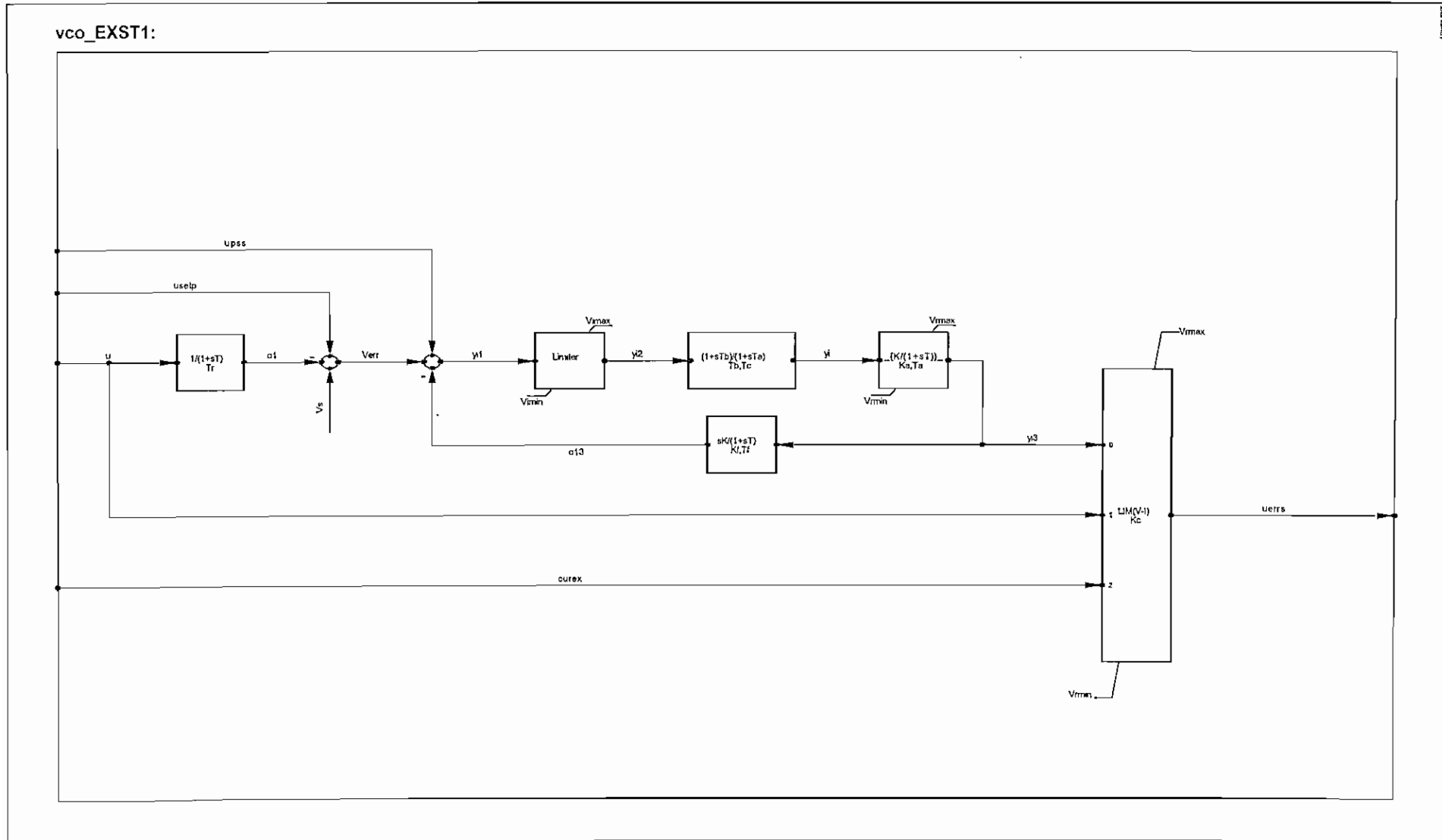


FIGURA 3.11: Modelo de vco: EXST1



3.8.4 MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR EL GENERADOR DE AT1_ATINAJERO

FIGURA 3.12: Modelo de pcu: GAST

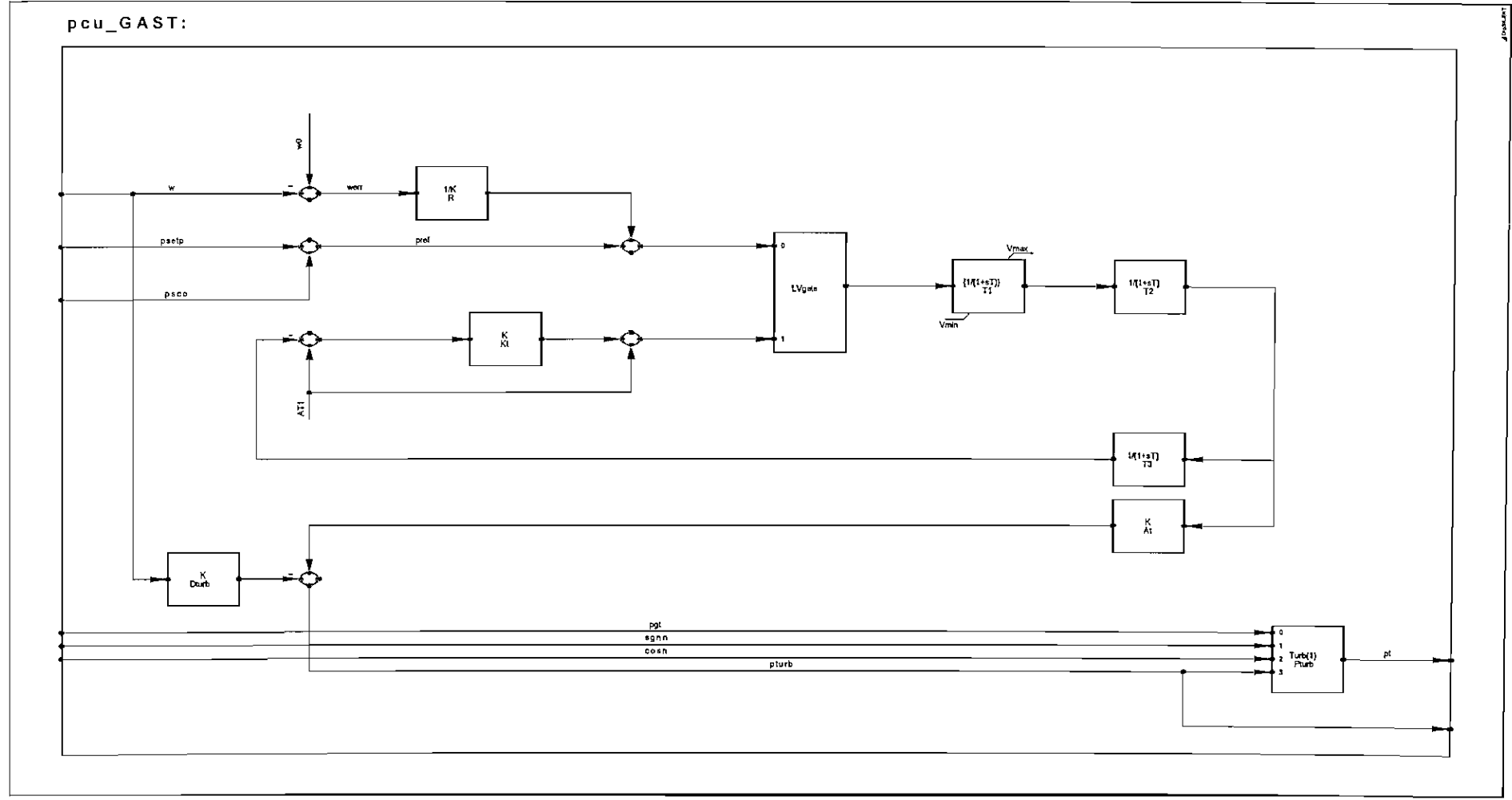
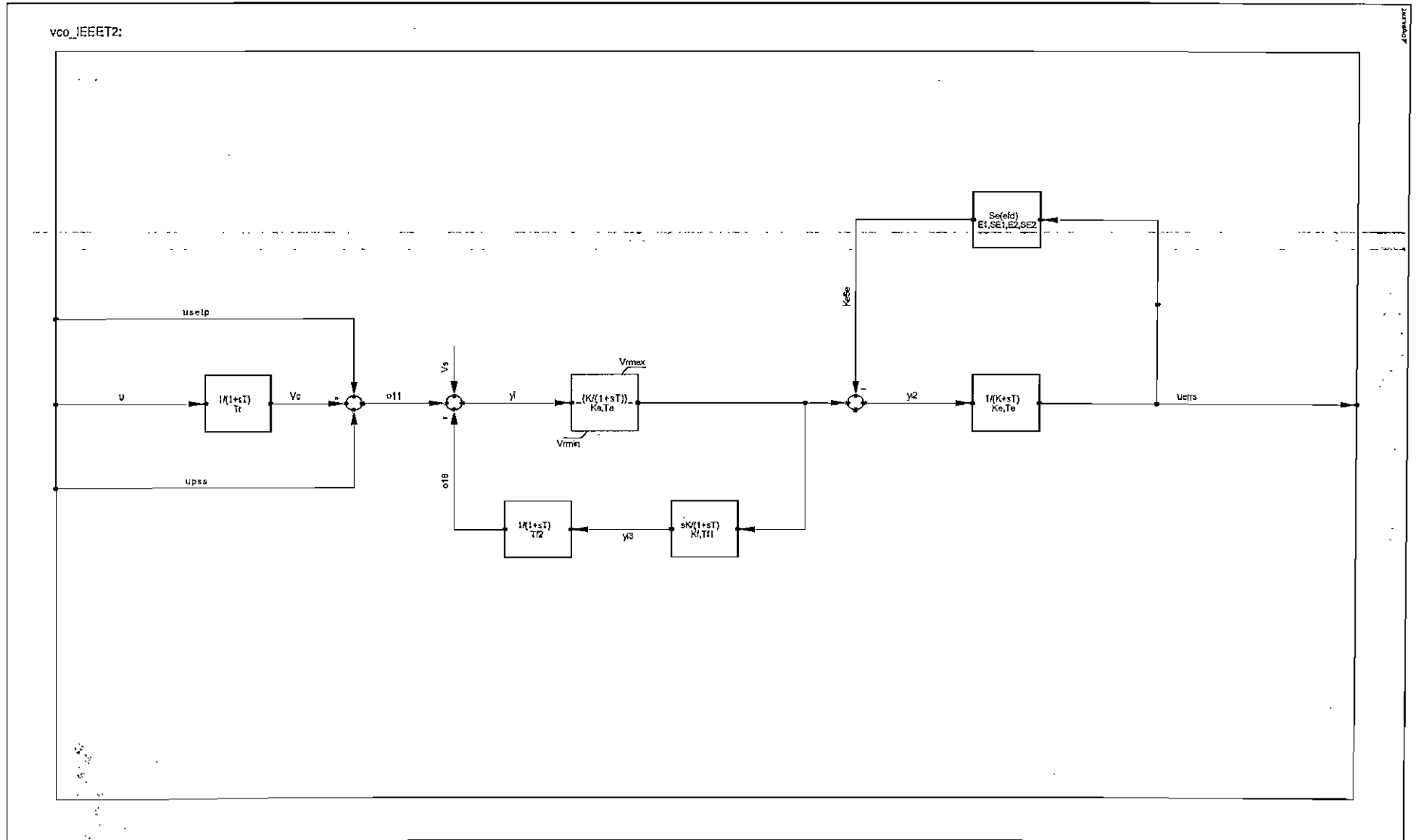


FIGURA 3.13: Modelo de vco: IEET2


3.9 EFECTOS DE LOS MODELOS DEL REGULADOR DE VOLTAJE EN LAS OSCILACIONES [8].

- El efecto de un único sistema de control de excitación rápido sobre el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas, depende de su localización en el sistema y del tipo de control de excitación de los otros generadores.

Se tienen varios casos que se pueden citar como ejemplo así:

- Con un control de excitación manual en las otras unidades, el amortiguamiento del modo entre áreas es aumentado si el excitador rápido está localizado en el extremo receptor, y disminuye si el excitador rápido está localizado en el extremo emisor.
 - Con un control de excitación lento en las otras unidades, un único excitador rápido reduce el amortiguamiento del modo entre áreas.
 - La reducción en el amortiguamiento es pobre cuando el excitador está localizado en el extremo receptor.
- El efecto de un único sistema de control de excitación rápido sobre la frecuencia de los modos de oscilación entre áreas, depende de la localización del excitador. Un excitador rápido en el extremo emisor aumenta la frecuencia, mientras que uno en el extremo receptor la reduce.
 - En general, el efecto de un excitador rápido en el modo de oscilación entre áreas, no es fácilmente predecible como en el caso del efecto sobre un modo local, donde un rápido excitador normalmente aumenta la frecuencia del modo de oscilación y reduce su amortiguamiento.

Las respuestas de los reguladores de velocidad carga son muy bajas y no afectan significativamente a los modos del sistema.

El grado con el cual la turbina de vapor afecta a los modos de oscilación de baja frecuencia depende de:

- El tiempo de respuesta del gobernador.
- El tamaño de la unidad.
- La influencia de la turbina de velocidad en el gobernador.
- El uso y tamaño de bandas muertas para reducir la acción del gobernador para pequeñas desviaciones de velocidad.
- La actuación de válvulas de control.
- El punto de operación inicial de la turbina.

3.10 COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL VELOCIDAD-CARGA [20].

En la Figura 3.14 se muestra un diagrama de bloques con los principales componentes de un sistema de control de velocidad-carga.

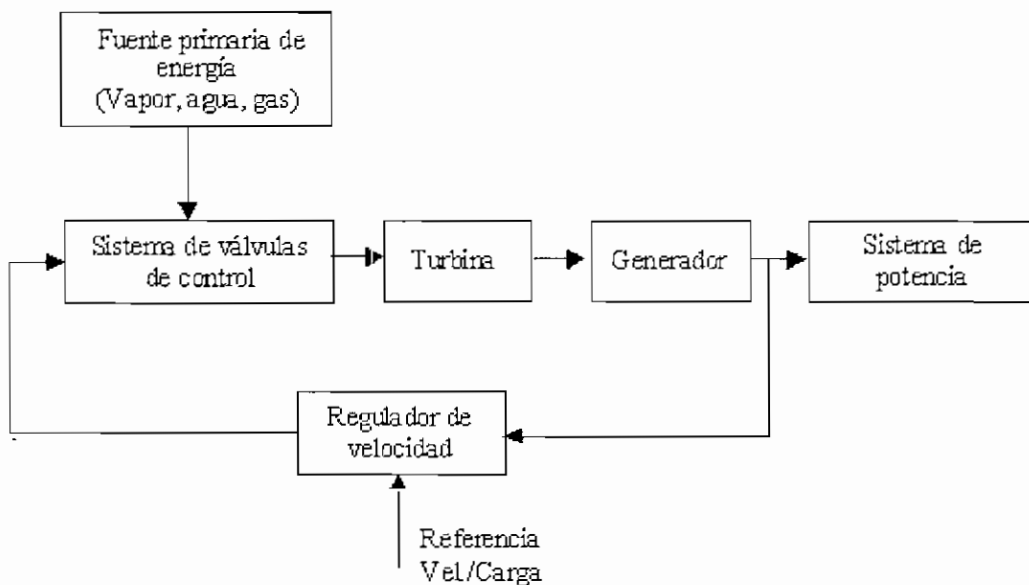


FIGURA 3.14: Sistema de Control de Velocidad-Carga.

3.10.1 Fuente primaria de energía:

Es la que proporciona la energía primaria al fluido que evoluciona en un sistema, la cual será convertida en una turbina en energía cinética de rotación en el eje del



generador. La energía puede ser hidráulica, térmica y eólica, y el fluido será correspondientemente agua, vapor o gas, y aire, respectivamente.

3.10.2 Regulador de velocidad:

Es el equipo que amplifica y procesa la señal de error respecto de una referencia, y determina la consigna de la potencia de salida de la unidad.

Sistema de válvulas de control: Esta etapa procesa y/o amplifica la señal de control proveniente del regulador de velocidad, convirtiéndola en desplazamientos mecánicos para modificar la admisión de la energía primaria que mueve a la turbina.

3.10.3 Sistema de aducción y turbina:

Representa los elementos en donde se canaliza y convierte la energía de la fuente primaria, en energía mecánica de rotación en el eje del generador.

3.11 EFECTO DEL MODELO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD EN LAS OSCILACIONES [8]

El efecto del gobernador sobre las oscilaciones del sistema generalmente incrementa a medida que la frecuencia de oscilación del modo disminuye y entra en el ancho de banda del gobernador, la sensibilidad del gobernador es reducida en sistemas grandes con la finalidad de no tener interacciones adversas con las frecuencias de oscilación del sistema. En sistemas pequeños o aislados los gobernadores son requeridos frecuentemente para responder rápidamente a las desviaciones de frecuencia del sistema, para de esta manera tener un ancho de banda amplio y más potencial para amortiguar las oscilaciones de modos de baja frecuencia.



3.12 MODELACIÓN DE TURBINAS HIDRÁULICAS EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD [8]

El grado de detalle requerido a un modelo para un estudio dado depende del alcance del estudio y de las características del sistema.

Para estudios de estabilidad transitoria: los reguladores de velocidad de turbinas hidráulicas tienen una respuesta muy lenta para los periodos analizados.

Para estudios de estabilidad de pequeña señal: los reguladores de velocidad tienen un efecto despreciable en los modos locales de oscilación de frecuencias del orden de 1 Hz.

Sin embargo el efecto en modos de oscilación entre áreas de frecuencias del orden de 0.5 Hz puede ser significativos

3.13 MODELO DE SATURACION DEL GENERADOR [3,27]

No hay un método aceptado generalmente para la saturación del generador en estudios de estabilidad de pequeña señal, en el desarrollo de este modelo se debe considerar:

1. El modelo necesita ser simple para minimizar el elevado tope computacional y el requerimiento de datos.
2. Usualmente los datos disponibles de saturación para una máquina es la característica de circuito abierto. Es común asumir que la característica de saturación del eje directo del generador cargado es la misma que la característica de circuito abierto.

En algunos modelos el flujo del entrehierro es usado, mientras que en otros el voltaje en terminales de la reactancia sub-transitoria es usado.

3. Para máquinas de rotor cilíndrico se asume que la saturación de los ejes d y q son las mismas. Algunas investigaciones han revelado que la saturación del eje q en una máquina de rotor cilíndrico es mucho mayor

que la saturación del eje d, idealmente el modelo de saturación de un generador debería permitir características diferentes de saturación del eje d y q.

4. Muchos de los modelos de máquinas de polos salientes no permiten asignar características de saturación al eje de cuadratura, lo que en ocasiones no es válido.
5. Algunas funciones pueden ser usadas para representar las características de saturación, incluyendo segmentos lineales, exponenciales, no lineales y cuadráticos. Las funciones escogidas tienen poco efecto en la exactitud del modelo
6. Las pérdidas de las reactancias son independientes de la saturación, y las pérdidas de flujo no contribuyen a la saturación, esto se asume en la representación del circuito acoplado, por lo que solo se van a saturar las reactancias de magnetización X_{ad} y X_{aq} , y la saturación de estas reactancias son determinadas por las concatenaciones de flujo del entrehierro.

3.14 MODELACIÓN DE CARGAS [1,3].

La modelación de cargas es complicada porque una carga típica representada en estudios de estabilidad esta compuesta de un gran número de equipos como lámparas fluorescentes y lámparas incandescentes, refrigeradores, calentadores, compresores, motores, hornos, equipos electrónicos etc. También, los cambios de composición dependen de algunos factores como la hora, condiciones del clima, y estados de la economía.

Si se conociera la composición de la carga en forma total, seria poco práctico representar cada componente individual, ya que hay millones de componentes en la carga total suministrada por un sistema de potencia. Por lo tanto, la representación de las cargas en el estudio de un sistema se basa en una considerable cantidad de simplificaciones.

Los niveles de voltaje dentro de una red en la cual las cargas son representadas es una consideración importante y con frecuencia impacta en la complejidad de la representación de carga. En bajos niveles de voltaje, la representación podría ser componente por componente, mientras que en altos niveles de voltaje, las agregaciones son necesarias. Los métodos de agregación, los cuales incluyen las cargas y componentes de red, han sido desarrollados para determinar cargas compuestas.

Generalmente las entradas de los modelos de cargas son los voltajes y las frecuencias de la barra a la cual la carga esta conectada, mientras que las salidas de los modelos son las demandas de potencia activa y reactiva. Los modelos de carga son tradicionalmente clasificados en dos amplias categorías:

- ⇒ Modelos Estáticos
- ⇒ Modelos Dinámicos

3.14.1 Modelos Estáticos de Carga [1,3].

Estos modelos expresan la característica de la carga en algún instante de tiempo como funciones algebraicas de la magnitud de voltaje y frecuencia en la barra de conexión para ese instante.

Modelos simples de carga, los cuales ignoran el efecto de la frecuencia y representan a la carga únicamente en dependencia del voltaje para un índice simple son comúnmente usados en el análisis de sistemas de potencia.

Un modelo simple que representa la dependencia del voltaje a la carga es el modelo exponencial y se lo expresa como:

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^a \quad (3.1)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^b \quad (3.2)$$

P = Potencia activa de carga.

Q = Potencia reactiva de carga.

V = Magnitud del voltaje de barra.

El subíndice o, denota el valor de la respectiva variable en condiciones de operación inicial.

a, b = Parámetros del modelo de carga.

Los parámetros del modelo de carga a, b, con exponentes iguales a:

0 = para representar potencia constante.

1 = para representar corriente constante.

2 = para representa impedancia constante.

Para modelos completos, estos valores dependen de la característica agregada de las componentes de carga.

Los exponentes a o b se aproximan a la pendiente dP/dV o dQ/dV cuando $V = V_o$.

Para sistemas compuestos de carga, los exponentes se encuentran en ciertos rangos así:

a = adopta valores entre 0.5 y 1.8.

b = adopta valores entre 1.5 y 6.

Una característica importante del exponente b es que varía como una función no lineal del voltaje, esto es causado por la saturación magnética de transformadores de distribución y motores.

En ausencia de información específica, el modelo más común de carga estática representa la potencia activa con corriente constante, y la potencia reactiva con impedancia constante.

Un modelo alternativo para representar la dependencia de la carga con respecto del voltaje es el modelo polinomial y se lo expresa como:

$$P = P_o \left[p_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + p_3 \right] \quad (3.3)$$

$$Q = Q_o \left[q_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + q_3 \right] \quad (3.4)$$

Este modelo se lo conoce como el modelo ZIP, y se encuentra compuesto de impedancia constante, corriente constante, y potencia constante.

Los parámetros de este modelo son los coeficientes p_1 a p_3 y q_1 a q_3 , los cuales definen la porción de cada componente.

La dependencia de la frecuencia de la característica de la carga es usualmente representada por la multiplicación del modelo exponencial o modelo polinomial por un factor, es así que se obtiene:

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^a (1 + K_{pf} \Delta_f) \quad (3.5)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^b (1 + K_{qf} \Delta_f) \quad (3.6)$$

o

$$P = P_o \left[p1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + p2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + p3 \right] (1 + K_{pf} \Delta_f) \quad (3.7)$$

$$Q = Q_o \left[q1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + q2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + q3 \right] (1 + K_{qf} \Delta_f) \quad (3.8)$$

donde:

Δ_f = desviación de frecuencia de barra.

K_{pf} = rango de 0 a 3.

K_{qf} = rango de -2 a 0.

La frecuencia de barra no es usualmente una variable de estado en el modelo del sistema usado para análisis de estabilidad.

Un modelo estático que ofrece la flexibilidad de alojar algunas formas de representación de carga es:

$$P = P_o [P_{ZIP} + P_{EX1} + P_{EX2}] \quad (3.9)$$

Donde:

$$P_{ZIP} = p1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + p2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + p3 \quad (3.10)$$

$$P_{EX1} = P_4 \left(\frac{V}{V_o} \right)^{a1} (1 + K_{pf1} \Delta_f) \quad (3.11)$$

$$P_{EX2} = P_5 \left(\frac{V}{V_o} \right)^{a2} (1 + K_{pf2} \Delta_f) \quad (3.12)$$

$$Q_{ZIP} = q1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + q2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + q3 \quad (3.13)$$

$$Q_{EX1} = Q_4 \left(\frac{V}{V_o} \right)^{a1} (1 + K_{qf1} \Delta_f) \quad (3.14)$$

$$Q_{EX2} = Q_5 \left(\frac{V}{V_o} \right)^{a2} (1 + K_{qf2} \Delta_f) \quad (3.15)$$

La compensación de potencia reactiva asociada a la carga esta representada separadamente.

Los modelos estáticos presentados anteriormente son generalmente solo validos en un rango específico de voltaje. Estos modelos no son realistas en bajos voltajes, y si son usados en simulaciones de salidas de grandes voltajes pueden ser introducidos errores significativos con un resultado de comportamiento no lineal de la carga.

En análisis de estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia, los modelos de carga pueden ser linealizados encima de los puntos de operación del sistema. El modelo descrito para linealizar al modelo exponencial se lo expresa así:

$$P = a P_o \frac{V}{V_o} \quad (3.16)$$

$$Q = b Q_o \frac{V}{V_o} \quad (3.17)$$

3.14.2 Modelos Dinámicos De Carga [1, 3].

Las mediciones han exhibido características dinámicas las cuales no son capturadas por los modelos estáticos, por ejemplo cargas físicas podrían incluir motores que tienen dinámica mecánica e incluyen efectos de inercia.

En estudios de oscilaciones ínter área y de estabilidad de voltaje, las grandes concentraciones de motores también requieren representaciones de cargas dinámicas, típicamente los motores consumen del 60 al 70% del total de la energía abastecida por un sistema de potencia, por lo tanto la dinámica atribuida a motores es usualmente el aspecto mas significativo de las características dinámicas de las cargas del sistema.

Para exponer lo anteriormente expresado el equivalente de un motor de inducción es desarrollado de la siguiente manera:

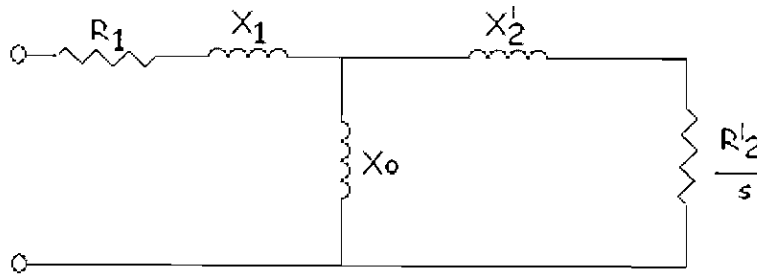


FIGURA 3.15: Circuito equivalente de un motor de inducción

Este circuito equivalente junto con las ecuaciones de movimiento del rotor representara el efecto dinámico de la carga.

R_1 y X_1 = Representan la resistencia y reactancia del estator respectivamente.

X_2' = Representa la reactancia del rotor referida al estator.

R_2' / s = Representa la resistencia del rotor referida al estator y el equivalente eléctrico de la carga mecánica.

X_0 = Es la reactancia de magnetización.

s = Representa el deslizamiento.

El efecto dinámico de la carga es con frecuencia representado por la inclusión de un modelo compuesto de carga, el cual explícitamente representa una parte de la carga por un modelo de motor de inducción y el resto con un modelo de carga estática.

Un modelo de carga compuesto, el cual permite la representación del gran rango de características exhibidas por los diversos componentes de las cargas, se desarrolla así:

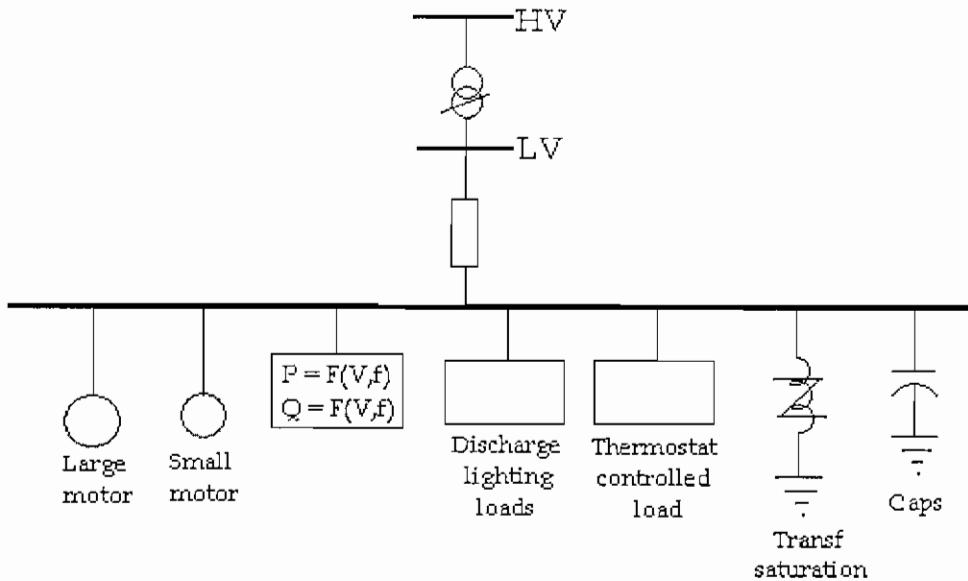


FIGURA 3.16: Compuesto estático y modelo de carga dinámica

Representación matemática de los modelos de carga dinámica:

$$\dot{x} = f(x, P, Q, V, f) \quad (3.18)$$

$$P = g1(x, P, Q, V, f) \quad (3.19)$$

$$Q = g2(x, P, Q, V, f) \quad (3.20)$$

donde:

x = Vector de las variables de estado

$g1$ = Función que describe la potencia activa.

$g2$ = Función que describe la potencia reactiva.

Linealización:

$$\Delta P(s) = G_{pv}(s) \Delta V(s) + G_{pf}(s) \Delta F(s) \quad (3.21)$$

$$\Delta Q(s) = G_{qv}(s) \Delta V(s) + G_{qf}(s) \Delta F(s) \quad (3.22)$$

Con:

s = Operador Laplace.

En barras de alto voltaje es impráctica y quizá imposible para modelos con precisión el modelamiento del comportamiento dinámico de las cargas individuales, por lo cual generalmente se debería usar el modelo genérico de carga agregado que se lo puede expresar en forma de potencia real como:

$$T_p \dot{x}_p = P_s(V) - P_d \quad (3.23)$$

$$P_d = x_p + P_t(V) \quad (3.24)$$

Donde:

P_d = Potencia activa demandada por la carga dinámica.

$P_t(V)$ = Respuesta de paso inicial.

Y se la puede representar tanto para potencia activa como reactiva así:

$$P_s(V) = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{Nps} \quad (3.25)$$

$$Q_s(V) = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{Nqs} \quad (3.26)$$

Con:

$P_s(V)$ = Valor final de potencia demandada.

Y finalmente se puede representar así:

$$P_t(V) = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{Npt} \quad (3.27)$$

$$Q_t(V) = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{N_{qt}} \quad (3.28)$$

N_{ps} , N_{pt} = Índices de estado estable y voltaje transitorio.

Los rangos en los que se encuentran estos índices son:

N_{ps} = de 0 a 3.

N_{qs} = de 0 a 7.

N_{pt} = de 0.5 a 2.5.

N_{qt} = de 4 a 7.

3.15 EFECTO DE LAS CARACTERISTICAS DE CARGA EN LAS OSCILACIONES [8]

- Las cargas no lineales, estáticas o dinámicas, tienen mayor impacto sobre el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas cuando existe una potencia transmitida a través de un enlace ac con sistemas de control de excitación lentos, que en el caso donde no hay potencia transmitida a través del vínculo ac con sistemas de control de excitación rápidos.
- Si el sistema tiene cargas no lineales en el área receptora, éstas tienen un efecto adverso sobre el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas. En el caso de cargas no lineales en el área emisora, éstas tienen un ligero efecto benéfico, excepto en el caso en que la carga es un motor de inducción.
- Las cargas dependientes de la frecuencia son importantes para el amortiguamiento. Cuando la frecuencia aumenta en algunas partes del sistema debido a las oscilaciones, la carga generalmente aumenta y por tanto también la salida de los generadores. Los generadores son frenados y esto resulta en un aumento del amortiguamiento.

- No es posible dar comentarios generales de cómo las cargas dependientes del voltaje influyen en el amortiguamiento. La contribución puede ser positiva o negativa dependiendo de cómo el generador actúe con el regulador de voltaje.

3.16 EFECTO DE LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA Y DEL FLUJO DE POTENCIA EN LAS OSCILACIONES [8]

a) Efecto de líneas de enlace "ac".

- En el caso de líneas de larga distancia en diferentes partes de un sistema interconectado que tienen las características de los enlaces débiles y que transmiten grandes valores de potencia, el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas puede ser despreciable o aun negativo.
- En un sistema de áreas interconectadas en el cual cada área satisface su demanda, al no existir potencia transferida entre las áreas, las máquinas de un área oscilan exactamente 180° fuera de fase con respecto a las máquinas de la segunda área. Ambas oscilaciones tienen la misma amplitud.
- En un sistema de áreas interconectadas en el cual cada área no satisface plenamente su demanda, existe transferencia de potencia entre áreas, por lo que la diferencia de fase entre las oscilaciones de las máquinas es ligeramente menor que 180° . Las máquinas en el área receptora oscilan con amplitudes mayores que las máquinas del área emisora.

b) Efectos de líneas de enlace "ac/dc" en paralelo.

- Si se tiene un vínculo ac/dc (en paralelo) entre dos áreas, y no hay potencia transportada a través del enlace dc, la frecuencia del modo de oscilación entre áreas disminuye cuando se incrementa la potencia de intercambio mediante el vínculo ac.

- Si en la topología ac/dc, la línea dc participa en el transporte de potencia, ésta tiene un pequeño impacto sobre el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas.
- Los efectos de añadir un enlace dc (en paralelo a la línea ac) sobre el modo de oscilación entre áreas, son básicamente los mismos con sistemas de excitación rápidos y lentos.
- El modo de excitación entre áreas no existe en un sistema en el cual, las dos áreas estén unidas solamente por un enlace dc, esto es debido a la naturaleza asincrónica del vínculo dc.

CAPITULO IV

4.0 INTRODUCCIÓN A LAS OSCILACIONES

4.1 COMO SE FORMA LAS OSCILACIONES [23]

Para ilustrar de una manera más sencilla como se forman las oscilaciones se va a representar un sistema simple de un generador conectado mediante dos líneas a un gran sistema de potencia así:

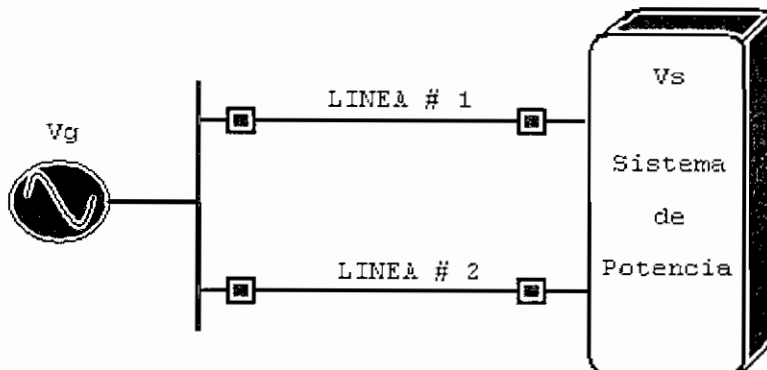


FIGURA 4.1: Sistema de Potencia Básico

Asumiendo que la línea #2 repentinamente se abre, y el sistema recibe una perturbación, de repente el generador pierde la mitad del camino de transmisión. Antes de la apertura de la línea el generador estuvo rotando a una velocidad constante de 3600 RPM o la llamada velocidad sincrónica. Las grandes masas rotativas de la turbina/rotor del generador intentarán mantener esta velocidad, sin embargo la pérdida de la línea #2 del sistema fuerza a una reducción inmediata en la potencia eléctrica de salida del generador. Ahora el generador está conectado a un sistema de transmisión muy débil y la potencia eléctrica que el generador no puede transmitir al sistema debería ser absorbida por las masas rotantes del generador.

Recordando la ecuación de transferencia de potencia activa:

$$P_{G-S} = \frac{V_G * V_S}{X} \sin \delta_{G-S} \quad (4.1)$$

La pérdida de la línea #2 inmediatamente incrementa la reactancia (X) del sistema, y de la ecuación 4.1 se tiene que un incremento de la reactancia establece un nuevo límite para la potencia eléctrica que puede ser transmitida.

El incremento de la impedancia del nexo de transmisión disminuye la potencia eléctrica a la que debe responder el generador, lo que provoca un desbalance entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida del generador. Este desbalance produce un cambio de la potencia de aceleración, la cual se almacena en la masa rodante (rotor y turbina) y el incremento de la energía almacenada causa que la velocidad aumente sobre la velocidad sincrónica (60 Hz).

Esta nueva velocidad en la que se ubica el generador por encima de la velocidad sincrónica hace que el ángulo entre el generador y el sistema se incremente.

Este incremento de ángulo causa un incremento de la potencia eléctrica de salida del generador, iniciando nuevamente un ciclo en el que el aumento de potencia eléctrica reduce la potencia de aceleración, esto fuerza otro cambio en el ángulo con lo que una oscilación ha empezado.

La relación de potencia eléctrica, velocidad e incremento de ángulo, que son los parámetros que interactúan en la formación de oscilaciones se los presenta en el lazo de retroalimentación de la figura 4.2

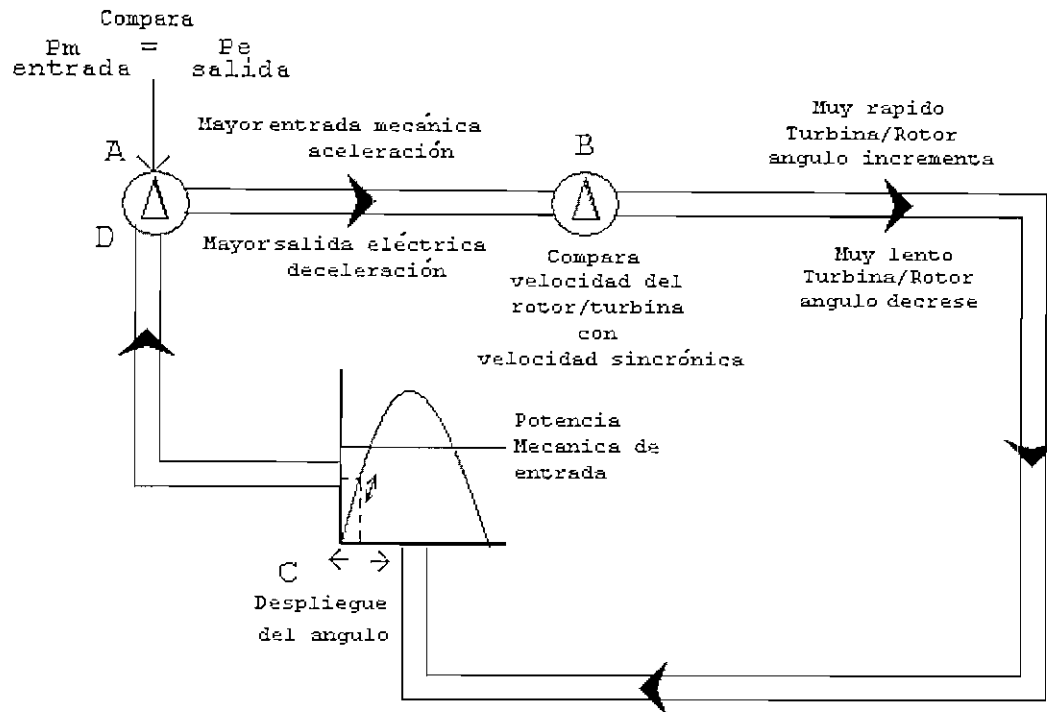


FIGURA 4.2: Lazo de relación de potencia eléctrica, velocidad y expansión de ángulo

4.2 FRECUENCIA NATURAL DE OSCILACIÓN [23].

Cada generador en los sistemas de potencia tiene una frecuencia natural de oscilación, esta frecuencia depende de la inercia del generador, la fortaleza de los sistemas de potencia a los cuales los generadores están adjuntos, y el nivel de potencia de salida del generador.

La inercia del generador es constante, pero la capacidad del sistema de transmisión y el nivel de salida del generador son variables. La frecuencia natural de oscilación del generador variará con los cambios de la capacidad de los sistemas de transmisión, y el cambio de la cargabilidad de los generadores. Un rango típico de la frecuencia natural de las oscilaciones de los generadores es de 0.75 a 3 Hz.

4.2.1 EFECTO DE LA INERCIA EN LA FRECUENCIA NATURAL [23].

La inercia de los generadores es dependiente del tamaño de los generadores así:

- Un generador con un gran diámetro, una gran masa de ensamblaje de turbina/rotor tendrá una gran inercia.
- Un generador con un pequeño diámetro, una pequeña masa de ensamblaje de turbina/rotor tendrá una inercia baja.

La inercia de las unidades hidráulicas es mayor que de las unidades térmicas, mientras mayor es la inercia de los generadores menor es la frecuencia de oscilación natural.

4.2.2 EFECTO DE LOS SISTEMAS FUERTES EN LA FRECUENCIA NATURAL [23].

La fortaleza de un sistema de transmisión está en función del número y tamaño de las líneas en el sistema y la cargabilidad de las mismas. Si un sistema está compuesto de algunas líneas de alto voltaje que son ligeramente cargadas éste es un sistema de transmisión fuerte. Si por el contrario un sistema está compuesto de pocas líneas de bajo voltaje que son fuertemente cargadas éste es un sistema de transmisión débil. Cuando un generador está en problemas, oscilará en frecuencias altas si está conectado a un sistema fuerte y en frecuencias bajas al estar conectado a un sistema de transmisión débil.

4.3 EFECTO DEL AMORTIGUAMIENTO EN LAS OSCILACIONES DE FRECUENCIA [23]

Los sistemas de potencia naturalmente intentan reducir la amplitud de las oscilaciones del sistema, lo que se logra removiendo la energía de las oscilaciones en los flujos de potencia mediante las pérdidas $I^2 R$.

Las altas frecuencias (mayores a 1 Hz) serán amortiguadas o reducidas en amplitud mas rápidamente que las bajas frecuencias (menores a 1 Hz).

Los sistemas de potencia pueden naturalmente amortiguar altas frecuencias de oscilación. Las oscilaciones de baja frecuencia podrían existir por un largo periodo, se podrían transformar en oscilaciones sostenidas o peor aún crecer en tamaño (amortiguamiento negativo) hasta que los operadores del sistema o un relé de protección sea forzado a responder con la salida de los elementos, de allí que las oscilaciones de bajas frecuencias son mas dañinas que las oscilaciones de altas frecuencias.

4.3.1 CAUSA DE AMORTIGUAMIENTO [25,7]

En la máquina sincrónica los principales colaboradores de amortiguamiento son los devanados de campo y los devanados de amortiguamiento, estos devanados del rotor dan el amortiguamiento interno del generador. Dicho amortiguamiento se determina por fase y amplitud del torque de oscilación causado por la corriente inducida tanto en los devanados de excitación como en los devanados de amortiguamiento, adicionalmente algunas cargas contribuyen con el amortiguamiento positivo.

Como punto importante se puede mencionar que cuando baja la frecuencia de las oscilaciones, el amortiguamiento interno del generador también baja.

Un amortiguamiento bajo o negativo en sistemas de potencia puede dirigir a un espontáneo apareamiento de grandes oscilaciones de potencia. Esta inestabilidad es llamada inestabilidad de pequeña señal o inestabilidad causada por bajo amortiguamiento.

Una de las razones usuales para bajo amortiguamiento es el uso de controladores de voltaje con alta ganancia. Es así que la obtención de valores propios con parte real positiva, ocurre cuando grandes cantidades de potencia son transmitidas y controladores de voltaje con alta ganancia son usados.

Para controlar el problema es común operar el generador con control manual de voltaje, o reducir la ganancia de los controladores automáticos de voltaje.

4.3.2 AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES [7, 23, 25]

El amortiguamiento puede ser positivo o negativo, se puede acotar que cuando se tiene amortiguamiento positivo la amplitud de las oscilaciones se reduce, por el contrario cuando se tiene amortiguamiento negativo la amplitud de las oscilaciones aumenta.

Las principales fuentes de amortiguamiento son:

- La relación entre carga - frecuencia normalmente provee de amortiguamiento positivo. Con el aumento de la frecuencia, la magnitud de carga aumenta con tendencia a oponerse al aumento de la frecuencia, y esto provee amortiguamiento positivo.
- Las pérdidas de energía en el sistema proveen amortiguamiento positivo como flujo de corriente a través de la resistencia del sistema. Si existe resistencia las pérdidas I^2R ocurrirán, estas pérdidas tienden a remover energía de las oscilaciones y amortiguan la amplitud.
- Las pérdidas por fricción dentro de la máquina rotatoria (motor y generador) proveen amortiguamiento según como la velocidad de la máquina varia con las oscilaciones de potencia. Las pérdidas de fricción reducen la amplitud de las oscilaciones.
- Los generadores son con frecuencia equipados con un conjunto extra de devanados llamados devanados de amortiguamiento, estos son conductores de VAR que están enraizados en los polos magnéticos del rotor del generador. Cuando un generador experimenta oscilaciones se inducen corrientes en los devanados de amortiguamiento las mismas que provocan un torque electromagnético sincronizante que reduce la amplitud de las oscilaciones.

Incluso si un generador no tiene devanados de amortiguamiento éste podría exhibir un efecto de amortiguamiento debido a que las oscilaciones inducen corriente en el hierro del rotor que da origen a torques que se oponen a las oscilaciones.

4.3.3 CLASIFICACIÓN DE LAS OSCILACIONES [23]

Las oscilaciones se las puede clasificar en tres categorías:

- Normal o positivamente amortiguadas.
- Sostenidas o no amortiguadas.
- Negativamente amortiguadas.

4.3.3.1 OSCILACIONES NORMALES O POSITIVAMENTE AMORTIGUADAS [23]

Las oscilaciones podrían ocurrir debido a eventos de rutina en los sistemas de potencia, así por ejemplo: cambios de carga, salida de generadores, y acción de cambio o aperturas que pueden causar oscilaciones en el flujo de potencia, voltaje, corriente y frecuencia.

Cuando se abre una línea en un mantenimiento, la potencia que estuvo pasando por la línea se redistribuirá en otras líneas del sistema, esta redistribución de flujos de potencia causará oscilaciones temporales en los flujos de potencia desde los generadores y en líneas de transmisión próximas.

Estas oscilaciones están siempre ocurriendo en el sistema, los sistemas de potencia proveen de suficiente amortiguamiento positivo y no tienen problemas para reducir la amplitud de este tipo de oscilaciones, por lo que son catalogadas como oscilaciones normales del sistema.



4.3.3.2 OSCILACIONES SOSTENIDAS O NO AMORTIGUADAS [23]

Este tipo de oscilaciones son sostenidas por si mismas, la causa de las oscilaciones normales y sostenidas podrían ser las mismas, la diferencia radica en que las oscilaciones normales en un instante desaparecerán, mientras las oscilaciones sostenidas no desaparecerán sin una acción correctiva. Las oscilaciones sostenidas no son crecientes pero tampoco tienden a reducirse.

Este tipo de oscilaciones son dañinas en el sistema si tienen una amplitud suficientemente grande, incluso las oscilaciones sostenidas pequeñas pueden ser peligrosas en ciertas circunstancias. Por ejemplo cuando aparecen oscilaciones individuales con causas separadas al mismo tiempo, individualmente no dañarán al sistema pero colectivamente pueden causar gran daño.

4.3.3.3 OSCILACIONES AMORTIGUADAS NEGATIVAMENTE [23]

Las oscilaciones amortiguadas negativamente son las más dañinas, si una oscilación aparece y crece gradualmente en magnitud, ésta es amortiguada negativamente, una oscilación amortiguada negativamente puede aparecer en un inicio como oscilación normal o sostenida y con el paso del tiempo este tipo de oscilación puede crecer en tamaño y alcanzar una amplitud que los sistemas de potencia no pueden resistir por mucho tiempo.

4.3.4 SISTEMAS DE EXCITACIÓN Y ESTABILIDAD OSCILATORIA [23]

Los sistemas de excitación rápidos y poderosos al mismo tiempo que ayudan a los sistemas de potencia a extender tanto los límites de estado estable como de estabilidad transitoria podrían también causar problemas de oscilaciones en el sistema.

Cambios de carga normal causan variaciones en los niveles de potencia de salida del generador y se producen a la vez bajas oscilaciones de potencia en el mismo. Sistemas de excitación rápidos podrían intentar realizar correcciones de voltaje



durante estas oscilaciones de potencia, teniéndose que si el sistema de excitación hizo modificaciones de voltaje en tiempos erróneos, el sistema de excitación podría incrementar como también disminuir la amplitud de las oscilaciones. Los sistemas de excitación rápidos pueden contribuir a la amplitud de las oscilaciones y posiblemente causar inestabilidad oscilatoria.

La figura 4.3 ilustra como los sistemas de excitación rápidos pueden incrementar o reducir la amplitud de las oscilaciones.

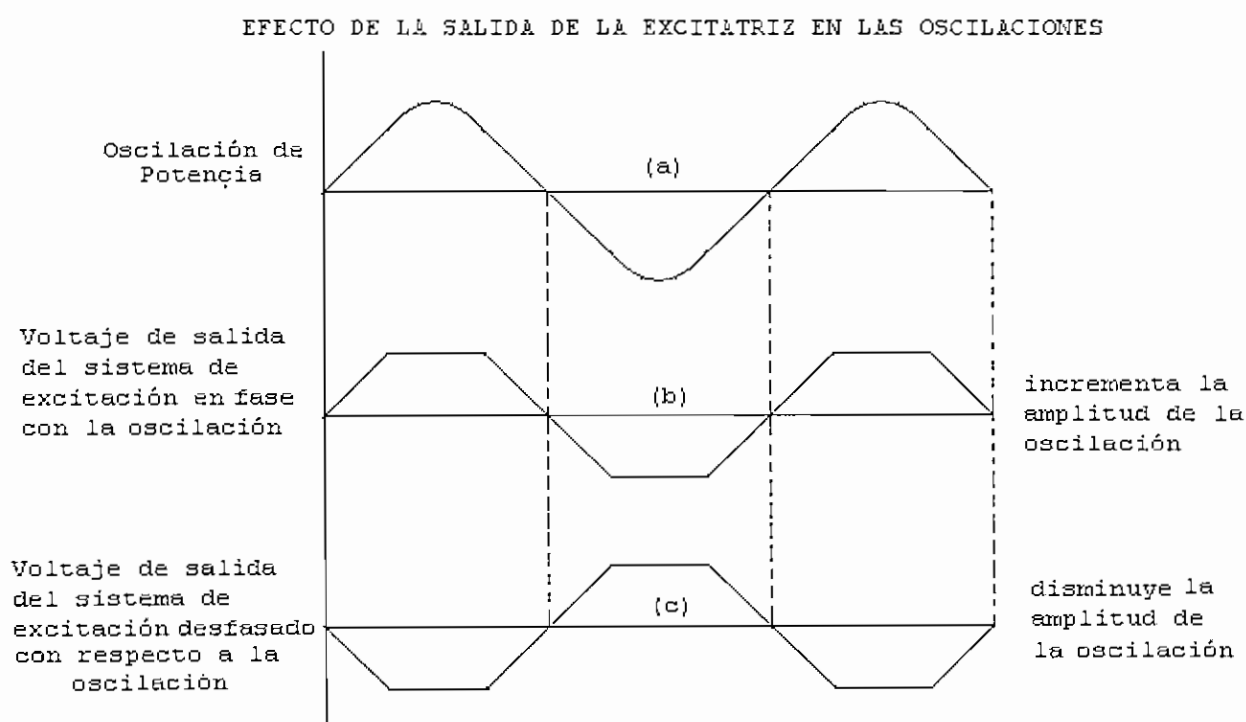


FIGURA 4.3: Efecto de la salida de la excitatriz en las oscilaciones.

La figura 4.3 - (a) representa la oscilación de potencia, la figura 4.3 - (b) es el voltaje de salida del sistema de excitación en respuesta a la oscilación de potencia presentada, si el sistema de potencia fuerza aumentar el voltaje de salida cuando la oscilación de potencia es también alta, el efecto combinado es el incremento de la amplitud de oscilación.

La figura 4.3 - (c) es el método deseado para la eliminación de oscilaciones de potencia con sistemas de excitación rápidos. La salida de voltaje del sistema de excitación se encuentra en contra fase con la oscilación de potencia y el sistema de excitación ayuda a reducir la magnitud de la oscilación de potencia.

4.3.5 CAUSAS ADICIONALES DE OSCILACIONES [23]

Las oscilaciones de sistemas de potencia se forman principalmente cuando se presentan cambios, estos pueden ser la pérdida de un elemento o un ajuste de carga que con frecuencia se realizan en los sistemas de potencia. En adición ciertas características o equipamientos en los sistemas pueden también ser la causa de oscilaciones.

Estos equipamientos pueden ser:

- Cargas Cíclicas.
- Gobernador del sistema de control.
- Sistemas HVDC.
- Deslizamiento de los polos del generador.

4.3.5.1 CARGAS CICLICAS [23]

Las cargas del sistema de potencia cambian constantemente y en la mayor parte del tiempo los cambios son pequeños en comparación con la carga total del sistema. Desde la perspectiva de los sistemas de potencia las cargas cíclicas son similares a las oscilaciones de potencia, grandes cargas cíclicas son peligrosas si se las conecta a un sistema de transmisión débil.

Ejemplos de cargas cíclicas son hornos de arco y las líneas de arrastre en las minas de carbón. Las líneas de arrastre en las minas de carbón son sistemas de excavado que usan palas mecánicas extremadamente grandes y cambian desde la absorción de MW durante la excavación de carbón y el periodo de elevación, a un modo de generación durante la descarga de carbón de su ciclo de carga.

Desde una perspectiva del sistema las líneas de arrastre son una carga cíclica con una muy baja frecuencia (quizá 0.02 Hz).

En general, el impacto de una gran carga cíclica puede ser minimizado proporcionándole alimentadores especializados del sistema de la transmisión principal.

4.3.5.2 GOVERNADOR DEL SISTEMA DE CONTROL [23]

El gobernador del sistema de control del generador detiene desviaciones de frecuencia. Dependiendo del tamaño del cambio de frecuencia detectado, el gobernador ajusta el combustible (vapor, agua, etc.) a la entrada de la turbina de la unidad.

El gobernador tiene estatismo seteado que permiten al generador responder a los cambios de carga en proporción a su tamaño.

Si los estatismos son incorrectamente fijados, los generadores podrían competir por los cambios de carga. El resultado será oscilaciones de potencia, como los generadores del sistema luchan unos contra otros para crear cambios de carga. Por ejemplo asuma que un sistema aislado con varios generadores desactivados todos seteados el estatismo. Cuando ocurren cambios de carga, cada generador podría intentar responder. El resultado sería una sobreoferta de generación. Luego, cada generador cortaría generación. Las oscilaciones de potencia y frecuencia resultarían repetidamente como los generadores del sistema repentinamente aumenten y disminuyan los niveles de generación.

4.3.5.3 ESTATISMO TRANSITORIO [23]

La característica del estatismo transitorio podría ser usada en algunos tipos de unidades que son susceptibles a oscilaciones inducidas por el gobernador.

Las unidades hidráulicas están con frecuencia equipadas con dos tipos de funciones de estatismo:

- Estatismo permanente.
- Estatismo transitorio.

El estatismo transitorio es a menudo implementado en unidades hidráulicas. El estatismo transitorio es en corto periodo (unos pocos segundos) la función de estatismo es usada para prevenir daños en la válvula de admisión de agua, en las estructuras y para evitar oscilaciones de potencia en el generador. El estatismo transitorio es usado para limitar intencionalmente, por un periodo corto de tiempo, la respuesta de una unidad a las desviaciones de frecuencia.

Las unidades hidráulicas son típicamente las unidades de mejor respuesta en operación. La respuesta inicial de una unidad hidráulica, sin embargo, debe superar un retraso de tiempo natural debido a la inercia del suministro de agua de consumo (es difícil de cambiar rápidamente el flujo de una gran masa de agua). Por ejemplo, asuma que el gobernador de una unidad hidráulica requiere un aumento en MW, hay un retraso de tiempo antes de que los MW realmente puedan entregarse. Mientras tanto el gobernador requiere mas MW eventualmente todos los MW son entregados, lo cual es más de lo esperado por el gobernador debido al tiempo de retardo de la respuesta inicial. El gobernador ahora requiere una disminución de MW, una oscilación puede desarrollar al intentar la unidad seguir estos comandos cíclicos del gobernador.

4.3.5.4 SISTEMAS DE HVDC [23]

Los sistemas de alto voltaje de corriente continua (HVDC) pueden causar oscilaciones de frecuencia y potencia. Los convertidores de potencia en las terminales de los HVDC en las líneas de transmisión convierten potencia entre AC y DC. La operación del sistema de control de los HVDC debe ser coordinada con los niveles de generación del sistema AC para estar seguro que el HVDC no cause disturbios de frecuencia en sistemas AC.

4.3.5.5 MODULACIÓN DE HVDC [23]

Los sistemas HVDC pueden también ser usados para amortiguar oscilaciones de potencia del sistema AC. La potencia que fluye en un sistema HVDC es llevada de un sistema AC al final del rectificador del HVDC. Los sistemas de modulación del HVDC quitan energía del sistema AC de igual manera como se amortiguan las oscilaciones del sistema AC.

4.4 DESLIZAMIENTO DE LOS POLOS DEL GENERADOR [23]

La transferencia de potencia del generador es dependiente del ángulo entre el generador y el sistema.

La figura 4.4 constituye un boceto del estator y rotor de un generador en el que se ilustran cambios en la variación del ángulo.

Cuando el ángulo es 0° la potencia de salida del generador es cero.

Cuando la variación del ángulo es 90° la potencia de salida del generador es máxima. Si la variación del ángulo va más allá de 90° el generador perderá el control de su ángulo de torque y entrará en una condición inestable.

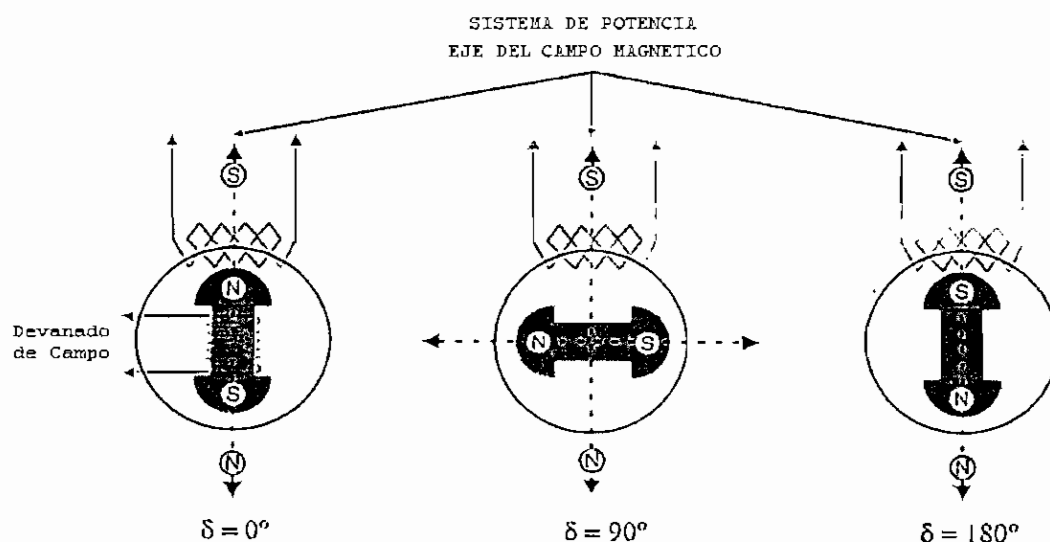


FIGURA 4.4: Incremento del desplazamiento de ángulo

Si la potencia eléctrica de salida de un generador es menor que la potencia mecánica de entrada y el ángulo del torque es mayor que 90° , hay muy poca energía en el vínculo magnético que abraza el rotor en el paso con el estator. El ángulo del torque subirá por encima de 90° hacia 180° . En un ángulo del torque de 180° los voltajes del sistema son muy bajos y la salida reactiva del generador muy alta. El rotor girará fuera de control con los polos del rotor deslizándose previo a los bobinados del estator.

Cuando un generador desliza sus polos éste alternadamente enviará potencia activa y reactiva fuera del sistema y lo absorberá del sistema. Esto creará grandes oscilaciones de potencia.

4.4.1 PAPEL DEL OPERADOR DEL SISTEMA [23]

El operador del sistema puede descubrir ocasionalmente oscilaciones en el sistema de potencia. La mayoría de las oscilaciones serán amortiguadas por el sistema sin necesidad de la intervención del operador. Sin embargo, algunas oscilaciones pueden sostenerse o pueden crecer en magnitud hasta una respuesta del operador del sistema.

4.4.2 DETECCIÓN DE OSCILACIONES [23]

Durante el trabajo de monitoreo normal de un operador del sistema oscilaciones podrían ser detectadas. Por ejemplo, un registrador de tira o indicación de SCADA pueden señalar la presencia de oscilaciones. La mayoría de las oscilaciones es difícil de supervisarlas en el equipo de un centro de control típico, debido a que es lenta (algunos segundos) la tasa de muestreo usada para recoger datos.

Algunos centros de control tienen especialmente designado equipamiento de monitoreo que es lo suficientemente rápido y exacto para grabar las oscilaciones reales.

Para iniciar una oscilación, es necesario que exista un evento, sin embargo, éste puede no ser notado. El evento puede ser tan pequeño, como un cambio de carga menor o una acción del sistema de control, que va completamente inadvertido. Estos tipos de oscilaciones son las más difíciles de detectar.

En cambio, de existir una perturbación severa, es seguro que aparezca un grado de oscilación considerable hasta que el sistema alcance el nuevo punto de operación.

4.4.3 RESPONDIENDO A LAS OSCILACIONES [23]

El caso típico es que un operador del sistema no se da cuenta de oscilaciones a menos que una perturbación severa ocurra o que las oscilaciones alcancen amplitudes suficientemente grandes de tal forma que se registren en el tira-mapa. Una vez que un operador del sistema determina que las oscilaciones están presentes, las pautas siguientes se muestran:

- La herramienta más eficaz para prevenir y controlar oscilaciones es mantener la transferencia de potencia dentro de los límites establecidos. Un sistema de potencia débil (transferencia excesiva o elementos fuera de servicio hacen que los sistemas sean débiles) es más susceptible a las oscilaciones que un sistema de potencia fuerte. Una manera probada de amortiguar las oscilaciones es fortalecer el sistema de potencia.

El operador puede fortalecer su sistema de potencia por medio de una de las dos formas: 1) volviendo los elementos a su etapa de servicio o 2) reduciendo la transferencia de potencia. Si las líneas están fuera de servicio, el operador del sistema debería regresar las líneas a la etapa de servicio lo más pronto posible. Si los condensadores en serie están fuera de servicio el operador del sistema debe considerar regresar los condensadores a su etapa de servicio. Ajustar modelos de generación del sistema puede ser una opción (aunque posiblemente costosa) para reducir transferencia de potencia. El deslastre de carga es una opción que todos los operadores del sistema deberían ser autorizados a realizar, con la

precaución de adoptarla únicamente después de que las opciones menos drásticas se intenten.

- Mantener los voltajes del sistema altos también fortalece el sistema. El regulador de voltaje del generador debería estar en modo automático para asegurar el soporte de reactivos cuando se necesite.
- El operador de sistema debería asegurar que todos los PSS disponibles estén en servicio intencionalmente. Los PSS son diseñados para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia.
- Si las oscilaciones son más fuertes en el área de un generador particular se debe considerar reducir carga en ese generador. Si las oscilaciones persisten y podrían guiar a serios problemas se debe considerar el disparo del generador. El operador del sistema debe confiar a menudo en operadores de planta de potencia para la detección temprana de oscilaciones del generador. El personal en la planta es a menudo el primero en saber si su planta está oscilando.
- Si las oscilaciones son más fuertes en el área de una carga particular, la carga puede ser el problema. ¿Esta es una carga cíclica? ¿Son grandes motores de carga las causantes de las oscilaciones en áreas de sistemas de potencia? El operador del sistema puede tener que disparar una carga para liberar al sistema de estos tipos de oscilaciones.

4.5 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA PSS [1, 5, 12, 13, 14, 22, 24, 25].

Los problemas de inestabilidad oscilatoria pueden superarse mediante la aplicación de estabilizadores de potencia en ciertos generadores del sistema, dadas sus características de buena eficiencia y bajo costo. El concepto de estabilizadores de potencia fue introducido por De Mello y Concordia, quienes

introdujeron medios para una solución más sistemática de los problemas de inestabilidad oscilatoria electromagnética permanente.

El estabilizador de potencia constituye un elemento o grupo de elementos que para incrementar el amortiguamiento, ingresa una señal que es sumada a la referencia de voltaje del controlador de voltaje del generador, la fase de esta señal debe ser tal que el resultado sea una contribución positiva al amortiguamiento, así el mismo mecanismo físico en el sistema del generador y del controlador de voltaje que antes resultaba en amortiguamiento negativo es usado para obtener amortiguamiento positivo.

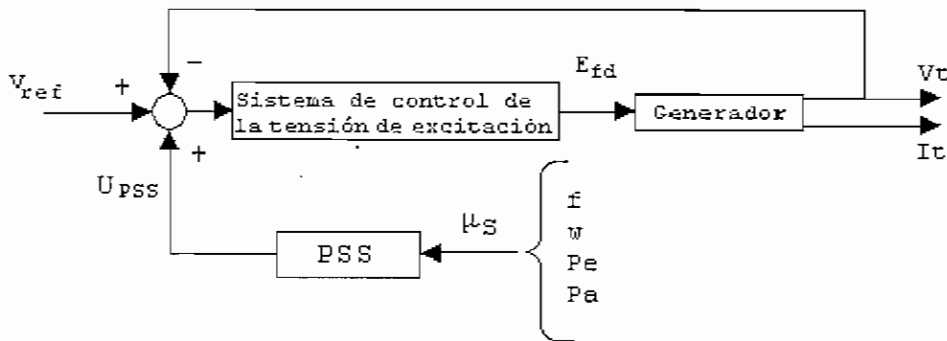


FIGURA 4.5: Sistema Básico Incluido PSS

La función básica de un PSS es extender los límites de estabilidad angular modulando la excitación del generador con señales estabilizantes adicionales a través del control de excitación del generador, proveyendo amortiguamiento adicional a las oscilaciones del rotor de las máquinas sincrónicas.

Así se aumenta el amortiguamiento del sistema compensando el amortiguamiento negativo introducido por el regulador automático de voltaje. Las oscilaciones electromagnéticas 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 suplir el amortiguamiento



natural de las unidades, el estabilizador debe producir una componente de torque eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor.

Si las funciones de transferencia de la excitatriz $G_{ex}(s)$ y la función de transferencia del generador $\Delta T_e(s) / \Delta E_{fd}(s)$ fueran ganancias puras, la realimentación directa de $\Delta \omega_r$ resultaría en una componente de torque de amortiguamiento

En algunas circunstancias, la inestabilidad del sistema puede ser afectada en mayor grado debido a los efectos de amortiguamiento negativo del PSS en el rotor, la razón de esto se debe a que los PSS son sintonizados alrededor de un punto de operación de estado estable, estos efectos de amortiguamiento son solo válidos para pequeñas salidas alrededor de este punto de operación.

Durante severos disturbios un PSS podría causar la pérdida de sincronismo del generador en el intento de controlar el campo de excitación.

4.5.1 CUALIDADES DE DISEÑO DEL PSS [8, 22].

Los dispositivos PSS utilizados para amortiguar oscilaciones de potencia deben tener fundamentalmente las siguientes cualidades de diseño:

- UN BLOQUE DE COMPENSACIÓN DE FASE consistente de uno o varios componentes para proveer una apropiada característica de adelanto de fase que es necesaria para compensar el atraso de fase entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador. La característica de fase a ser compensada varía con las condiciones del sistema, por tanto, debe existir un compromiso en la característica de fase aceptable entre el rango deseado de frecuencia (0.1 a 2.5 Hz) y diferentes condiciones de operación del sistema.

- UN FILTRO ESTABILIZANTE WASHOUT es el dispositivo que determina la frecuencia mínima a partir de la cual el PSS comenzará a aportar amortiguamiento. El valor de la constante de tiempo asociada τ_w no es crítica y puede estar en el ámbito de 1 a 20 segundos, debe ser lo suficientemente grande para permitir señales estabilizantes en la frecuencia de interés (0.1 a 2.5 Hz), pero no tan grande para evitar que conduzca a variaciones indeseables en el voltaje terminal como resultado de la acción del PSS durante condiciones de operación del sistema en islas.

Para el modo de oscilación local, una constante de tiempo τ_w de 1 a 2 segundos es satisfactoria. Desde el punto de vista del modo de oscilación entre áreas, una constante de tiempo τ_w de 10 segundos o mayor debe ser requerida de manera que reduzca el adelanto de fase en bajas frecuencias.

- EL ESTABILIZADOR DE GANANCIA determina la cantidad de amortiguamiento introducida por el PSS y debe ser ajustado a un valor que aporte el máximo amortiguamiento.
- BLOQUE LIMITADOR DE SEÑAL ESTABILIZANTE restringen el nivel de las variaciones de voltaje de salida del generador durante condiciones transitorias. El efecto de los dos límites es permitir la máxima capacidad del dispositivo PSS mientras se mantiene el voltaje terminal dentro de los límites deseados. En algunos sistemas la salida del PSS es desconectada cuando el voltaje en bornes se aparta de una banda determinada mientras que en otros modelos los límites de la señal estabilizante son función de V_t .

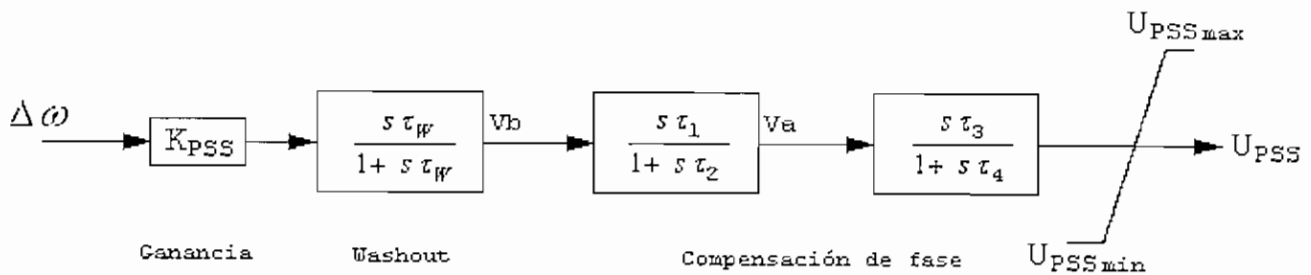


FIGURA 4.6: Cualidades de diseño del PSS.

4.5.2 CLASIFICACIÓN DEL PSS SEGÚN LA SEÑAL DE ENTRADA [8, 14, 22, 24].

Los PSS se clasifican según el tipo de señal de entrada, siendo ésta por lo general la desviación de la velocidad del eje de la turbina $\Delta\omega$ y señales que contienen la misma información como la Δf , ΔP_e , ΔP_a , ΔT_e .

4.5.2.1 $\Delta\omega$ DESVIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL EJE DE LA TURBINA

Esta señal de entrada en altas frecuencias causa problemas en turbina térmica puesto que, mientras las oscilaciones de potencia son amortiguadas, las oscilaciones torsionales se superponen en el rango de 10Hz a 15 Hz, y deben usarse filtros pasa bajos para evitar estas frecuencias.

4.5.2.2 Δf DESVIACIÓN DE FRECUENCIA

La frecuencia Δf activa en mucha menor medida a las oscilaciones torsionales si se las compara con la señal $\Delta\omega$, esta señal de frecuencia influye más en los modos de oscilación entre áreas que en los modos de oscilación local.

4.5.2.3 ΔP_e DESVIACIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

La ventaja de usar a ΔP_e es que la potencia eléctrica es provista en una forma más sencilla (cantidad eléctrica) y está menos sujeta a problemas de ruido.

La desventaja principal es la suposición de que la turbina entrega una potencia mecánica constante.

La suposición de que $\Delta T_m \neq 0$ no se cumple en la realidad, y por lo tanto la señal de entrada al estabilizador no es únicamente ΔP_e , con la cual ha sido diseñado. Por consiguiente, el PSS no funciona adecuadamente frente a los siguientes casos:

- Amplificación de las oscilaciones de potencia, originadas por variaciones de presión en el caudal de agua, debido a vértices que se generan en la tubería de succión en las Turbinas Francis.
- Cambios rápidos de generación debido a una acción del operador o al control automático de generación.
- Acción de los reguladores de velocidad existentes y válvulas de accionamiento rápido.
- Otro inconveniente operativo de la señal de potencia eléctrica, es que la señal de salida del PSS actúa sobre el regulador de voltaje y puede provocar desviaciones sostenidas de voltaje terminal, así como variaciones en la potencia reactiva.

4.5.2.4 ΔP_a DESVIACIÓN DE LA POTENCIA ACELERANTE

Proporciona un buen rendimiento durante toma rápida de carga, y con la ayuda de un filtro pasa bajo, esta señal influye muy poco en las oscilaciones torsionales.

4.5.3 ESTABILIZADOR DE DOBLE ENTRADA [5, 22]

A pesar de que los estabilizadores basados en velocidad han sido probados para ser extremadamente efectivos, es frecuentemente difícil producir una señal de velocidad libre de ruido, es decir que no contenga otras componentes de corrimiento de banda como es el desborde de banda lateral (unidades hidroeléctricas) o las oscilaciones torsionales (turbogeneradores impulsados a vapor).

La presencia de estas componentes en la entrada de un estabilizador basado en velocidad puede resultar en excesiva modulación de la excitación del generador y para el caso de componentes torsionales, en la producción de una potencialmente perjudicial variación de torque eléctrico.

La ecuación simplificada de movimiento puede ser rescrita para mostrar el principio de operación de los primeros estabilizadores basados en potencia.

$$\Delta\omega = \frac{1}{2H} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (4.2)$$

Basados en la ecuación 4.2, está claro que una desviación de la señal de velocidad puede ser derivada de la potencia de aceleración neta actuantes en el rotor, es decir la diferencia entre potencia mecánica aplicada y potencia eléctrica generada.

La primera tentativa al construir estabilizadores basados en potencia usó la relación anterior para sustituir las señales mecánicas y eléctricas de potencia por la velocidad entrante. La señal de potencia eléctrica fue medida directamente usando un transductor instantáneo de Vatios. La potencia mecánica no pudo ser medida directamente, y en lugar de ello, se estima basándose en las posiciones de la compuerta. La relación entre estas medidas físicas y la potencia mecánica

actual varía de acuerdo al diseño de la turbina y otros factores, dando lugar a un alto grado de adaptación y complejidad.

Este enfoque fue abandonado a favor de un método indirecto que emplea las dos señales disponibles, potencia eléctrica y velocidad.

El objetivo fue eliminar las componentes no deseadas de la señal de velocidad mientras se evitaba una dependencia en la dificultad para medir la señal de potencia mecánica. Para verificar esto, la relación de la ecuación 4.2 fue rescrita para obtener una señal integral de potencia mecánica derivada de la potencia eléctrica y la velocidad.

$$\int \Delta P_m = 2H \Delta \omega + \int \Delta P_e \quad (4.3)$$

Desde que la potencia mecánica cambia suavemente en relación a las frecuencias de oscilación electromagnéticas, la señal de potencia mecánica derivada puede ser limitada en banda usando un filtro pasa bajos, designado $G(s)$. El filtro pasa bajos atenúa las componentes de alta frecuencia (ejemplo componente torsional, ruido de la medida) desde la señal de velocidad entrante mientras se mantiene una razonable representación de los cambios de potencia mecánica. El resultado de la derivada de la señal de límite de banda es entonces usada en lugar de la potencia mecánica real en la ecuación 4.3 para derivar un cambio en la señal de velocidad con propiedades especiales:

$$\Delta \omega' = \frac{1}{2H} \left[G(s) \left(2H \Delta \omega + \frac{1}{s} \Delta P_e \right) - \frac{1}{s} \Delta P_e \right] \quad (4.4)$$

$$\Delta\omega' = G(s) \Delta\omega + \frac{[G(s)-1]}{2H} \frac{1}{s} \Delta P_e \quad (4.5)$$

La ecuación 4.4 ha sido escrita en el dominio de la frecuencia usando los operadores de Laplace "s", para representar la frecuencia compleja. La señal derivada de velocidad final se obtiene de: la señal de velocidad medida, limitada a una banda por medio de la función $G(s)$, y la señal de la integral de potencia eléctrica, filtrada a través de un filtro pasa altos $(G(s)-1)$. A bajas frecuencias la señal de velocidad medida domina esta expresión, mientras que a altas frecuencias la salida es determinada primordialmente por la potencia eléctrica de entrada.

El arreglo integral de la potencia de aceleración descrita en la ecuación 4.4, se ilustra en el diagrama del bloque de la Figura 4.7. La estructura de esta figura pertenece al modelo de estabilizador de sistema de potencia de doble entrada IEEE tipo PSS2A.

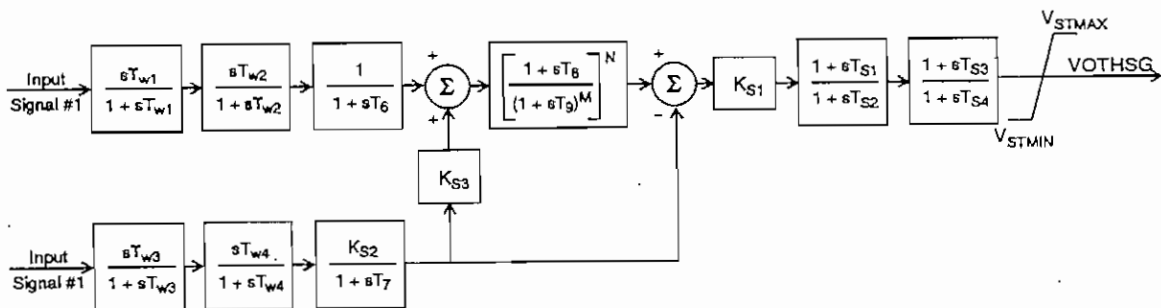


FIGURA 4.7: Estabilizador de sistema de potencia de doble entrada modelo IEEE tipo PSS2A.

Señal de velocidad

La obtención de la velocidad del eje a partir de la frecuencia de un fasor de voltaje es descrito gráficamente en la Figura 4.8.

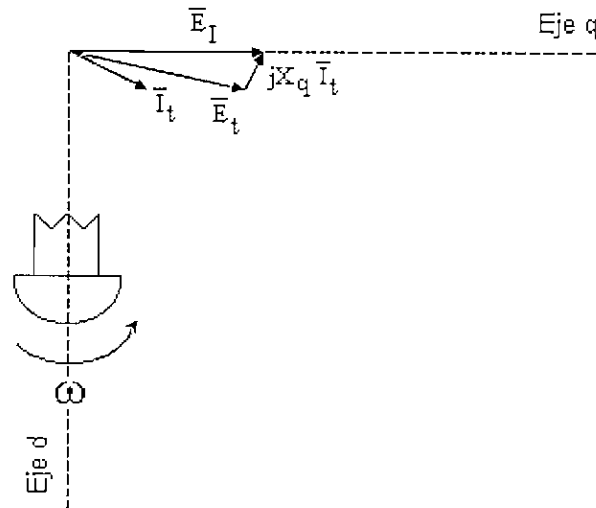


FIGURA 4.8: Posición del Rotor y la relación de frecuencia compensada.

El fasor interno de voltaje es obtenido de añadir la pérdida de voltaje asociada con una impedancia del eje q (nota: para las máquinas de polos salientes la impedancia sincrónica proporciona la compensación requerida) al fasor de voltaje en terminales del generador. La magnitud del fasor interno es proporcional al campo de excitación y su posición está atada al eje de cuadratura. Por lo tanto, cambios en la posición del fasor interno de voltaje corresponde con cambios en la posición del rotor del generador. La frecuencia derivada del fasor compensado corresponde a la velocidad del eje, y puede ser usada en lugar de una medida física. En máquinas de rotor cilíndrico, la selección de la correcta impedancia de compensación es algo más complicada; simulaciones y pruebas de campo son normalmente utilizadas para comprobar este seteo. En cualquier caso, la señal resultante debe ser convertida a un nivel constante y proporcional a la velocidad (frecuencia).

Dos etapas de filtros pasa altos son aplicados a la señal resultante para remover los niveles de velocidad promedio, produciendo una señal de desviación de velocidad; esto asegura que el estabilizador reaccione solo cuando cambia la velocidad y no altere permanentemente el voltaje de referencia del terminal generador. Cada filtro pasa altos es implementado con la siguiente función de transferencia:

$$G_{HP}(s) = \frac{T_W s}{1 + T_W s} \quad (4.6)$$

Donde el rango de ajuste de la constante de tiempo es:

$$1.0 s \leq T_W \leq 20.0 s$$

La figura 4.9 muestra la función de transferencia en bloques de los filtros pasa altos en bloques en el dominio de la frecuencia (la letra S es usada para representar frecuencias complejas del operador de Laplace).

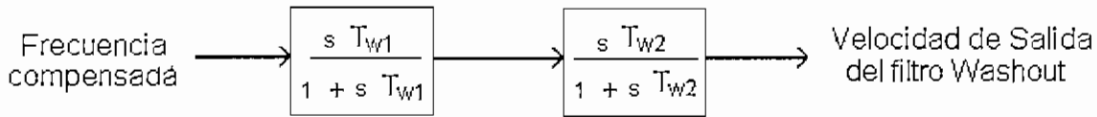


FIGURA 4.9: Señal de Entrada de frecuencia

4.5.4 SEÑAL DE POTENCIA ELECTRICA DEL GENERADOR [5]

La potencia eléctrica de salida del generador es derivada de las medidas de los voltajes y corrientes en los secundarios de los transformadores (TC's y TP's) del generador. La potencia de salida es filtrada por un filtro pasa altos para producir la requerida señal de desviación de potencia, esta señal luego es integrada y

escalada, usando la constante de inercia del generador ($2H$) para la combinación con la señal de velocidad. La Figura 4.10 describe las operaciones realizadas en la señal de potencia de entrada para producir la señal de desviación de la integral de potencia eléctrica.

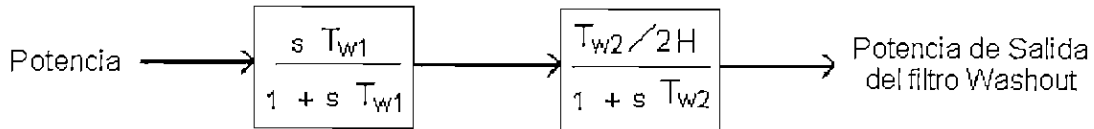


FIGURA 4.10: Señal de Potencia de entrada

4.5.5 SEÑAL DERIVADA DE POTENCIA MECÁNICA [5]

Como fue descrito antes, la desviación de velocidad y la señal de desviación de la integral de potencia eléctrica son combinados para producir una señal derivada de la integral de la potencia mecánica. Esta señal es entonces filtrada en un filtro pasa bajos, como se describe en el diagrama de bloques de la figura 4.11

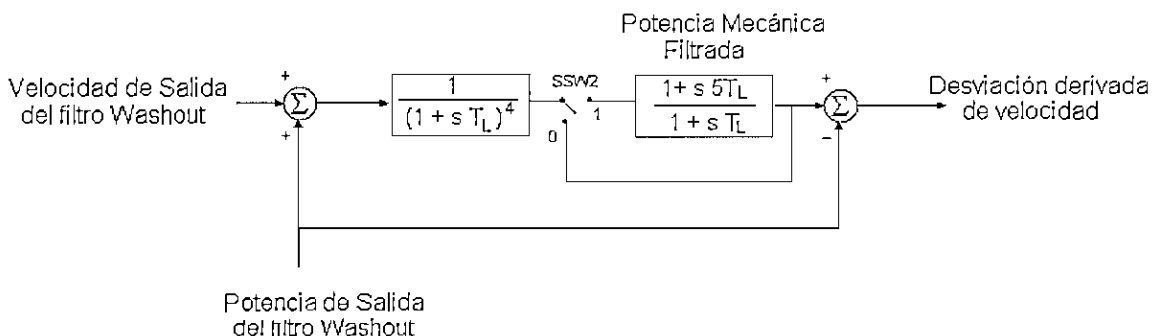


FIGURA 4.11: Velocidad y Power Metering Señalado

El filtro pasa bajos, $G(s)$ está en del dominio de S , puede ser configurado usando un interruptor selector de software $SSW2$ para cambiar a una de las dos siguientes funciones de transferencia.

$$G_1(s) = \frac{1}{(1 + T_L s)} \quad (4.7)$$

$$G_2(s) = \frac{(1 + 5T_L s)}{(1 + T_L s)^5} \quad (4.8)$$

El primer filtro, es un simple filtro pasa bajos de cuatro polos, fue el filtro original utilizado para provocar atenuación de componentes torsionales aparecidas en la dirección de entrada de velocidad. Para las unidades térmicas, la constante de tiempo, T_L , es seleccionada para proveer 40 dB de atenuación a la más baja frecuencia de torsión del grupo turbogenerador.

Desafortunadamente, este requerimiento de diseño puede dar conflicto con la producción de una razonable señal de potencia mecánica derivada, la cual puede perseguir cambios en la actual salida de la turbina. Esto es problemático principalmente en unidades hidroeléctricas donde las tasas de potencia mecánica cambian fácilmente excediendo el 10% por segundo. El excesivo limitante de banda de la señal de potencia mecánica puede provocar excesivas variaciones de la señal estabilizadora de salida durante la carga y descarga de la unidad.

La segunda configuración de filtro pasa bajos, $G_2(s)$, trata con el problema descrito anteriormente. Este filtro, referido como filtro "rastreador de rampa", produce un error de cero de estado estable hacia un cambio rampa en la señal integral de potencia eléctrica de entrada. Esto limita la variación de salida del estabilizador a niveles muy bajos para las tasas de cambio de potencia mecánica las cuales son normalmente encontradas durante la operación de generadores dentro de un sistema eléctrico.

El rango de ajuste de la constante de tiempo del filtro es:

$$0.05s \leq T_L \leq 0.2s$$

4.5.6 SELECCIÓN DE LA SEÑAL DE ESTABILIZACIÓN Y COMPENSACIÓN DE FASE [5]

Como se representa en el diagrama de bloques simplificado de la Figura 4.12, la señal derivada de velocidad es modificada antes de ser aplicada a la entrada de regulador de voltaje. La señal es filtrada para proveer un adelanto de fase a las frecuencias electromecánicas de interés, 0.1 Hz a 5.0 Hz. El adelanto de fase requerido es específico a un lugar, y es requerido para compensar el retardo de fase introducido por el lazo cerrado del regulador de voltaje.

El diagrama de la Figura 4.12 describe la parte de compensación de fase a lo largo del estabilizador digital con los interruptores SSW3 y SSW4 en posición cerrada y la desviación derivada de velocidad es usada como la señal de estabilización. Estos interruptores por software permiten al usuario seleccionar una configuración alternada basada sobre las señales de entrada disponibles. Los primeros dos bloques de adelanto-retraso son normalmente adecuados para ajustar los requerimientos de compensación de fase de una unidad, sin embargo una etapa adicional puede ser agregada abriendo el interruptor SSW5 por software.

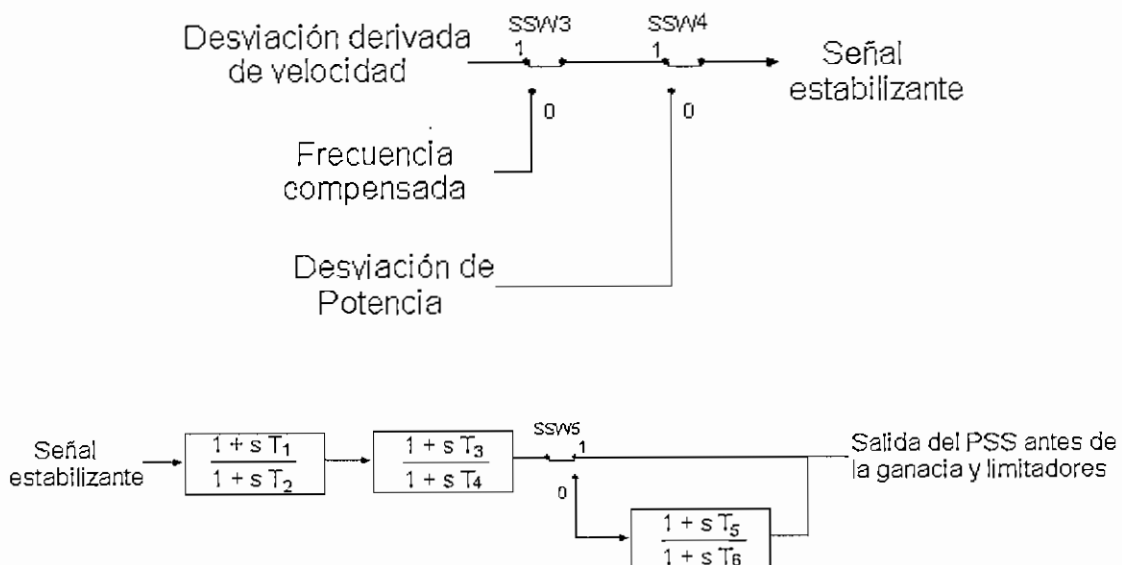


FIGURA 4.12: Selección de señal y Compensación de la Fase

La función de transferencia de cada etapa de compensación de fase es una simple combinación de polos-ceros:

$$G_p(s) = \frac{1 + T_{LD} s}{1 + T_{LG} s} \quad (4.9)$$

Donde las constantes de adelanto y retraso de tiempo son ajustables dentro del rango:

$$0.01s \leq T_{LB} \leq 6.0s$$

$$0.01s \leq T_{LG} \leq 6.0s$$

4.5.6.1 ESTABILIZADOR DE SALIDA [5]

Antes de conectar la señal del estabilizador de salida a la entrada del regulador de voltaje, la ganancia ajustable y limitadores son aplicados como se presenta en la Figura 4.13. La salida del estabilizador se conecta a la entrada del regulador de voltaje cuando el interruptor del software S7 es cerrado.

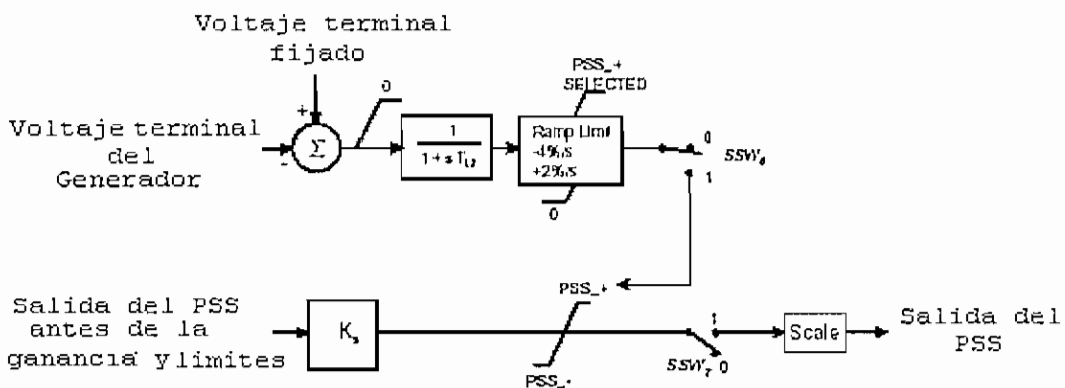


FIGURA 4.13: Fase del rendimiento

Los rangos del ajuste de ganancia y limitadores son:

$$\frac{0.0 \text{ pu } E_{t-ref}}{\text{p.u } \Delta\omega} \leq K_s \leq \frac{50.0 \text{ pu } E_{t-ref}}{\text{p.u } \Delta\omega} \quad (4.10)$$

$$0.0 \text{ pu } E_{t-ref} \leq PSS_{+SELECTED} \leq 0.5 \text{ pu } E_{t-ref}$$

$$-0.25 \text{ pu } E_{t-ref} \leq PSS_{-} \leq 0.0 \text{ pu } E_{t-ref}$$

4.5.6.2 LIMITADOR DEL VOLTAJE TERMINAL [5]

Desde que el Sistema Estabilizador de Potencia opera modulando la excitación, éste puede contrarrestar las tentativas del regulador de voltaje de mantener el voltaje terminal dentro de una banda de tolerancia. Para evitar producir una condición de sobre voltaje, los PSS son equipados con un limitador de voltaje terminal que reduce las altas salidas a cero cuando el voltaje terminal del generador excede su punto de seteo.

El límite de punto de seteo puede ser ajustado dentro del rango:

$$0.9 \text{ pu } E_t \leq \text{Punto de referencia del voltaje terminal} \leq 1.25 \text{ pu } E_t$$

Este nivel es normalmente seleccionado para que el limitador elimine cualquier contribución de los PSS antes del sobre voltaje temporizado del generador o la protección de V/Hz. El Limitador reducirá el límite superior del estabilizador, PSS₊, a una razón arreglada hasta que el cero sea alcanzado, o la sobrevoltaje no esté presente en gran magnitud. El limitador no reduce la referencia de AVR bajo su nivel normal; de esta manera no interferirá con el sistema de control de voltaje del sistema durante las condiciones de perturbación.

La señal de error (voltaje terminal menos punto límite de inicio) es procesada a través de un filtro pasa bajos convencional para reducir el efecto de ruido de la medición.

$$G_T(s) = \frac{1}{1 + T_{L2} s} \quad (4.11)$$

El rango de la constante de tiempo ajustada es como sigue:

$$0.0 s \leq T_{L2} \leq 5.0 s$$

4.6 PARÁMETROS Y MODELOS DINÁMICOS DE LOS ESTABILIZADORES DE SISTEMA DE POTENCIA (PSS) REALES QUE SE UTILIZAN EN LAS DIFERENTES FASES DE LA CENTRAL PAUTE [5, 20, 22]

4.6.1 PAUTE FASE C [5, 20, 22]

En la Figura 4.14 se presenta el diagrama de bloques del estabilizador referido. El equipo consta de dos lazos de control o estabilización, uno cuya entrada es el desvío de la frecuencia y el otro alimentado por la potencia eléctrica del generador. Estos canales o lazos de control están formados esencialmente por una ganancia y un filtro "washout", este último se utiliza para evitar la actuación del PSS ante valores de estado (offset) estacionario de las variables de entrada distintos de cero. La señal de salida actúa sobre la referencia del regulador automático de voltaje.

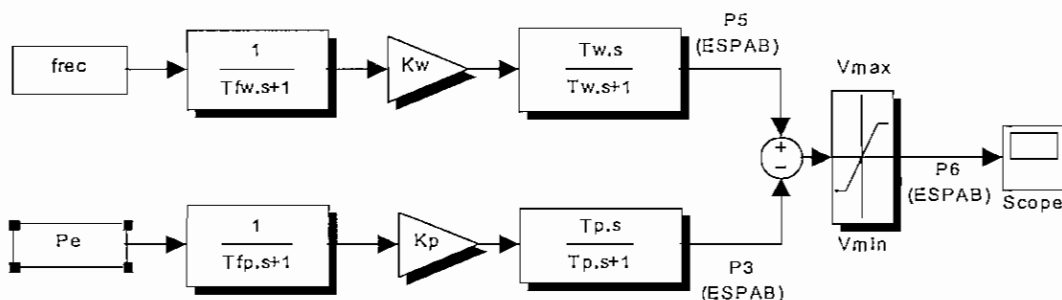


FIGURA 4.14: Diagrama de bloques del modelo del PSS -Paute Fase C-

En la Tabla 4.1 se resumen los parámetros del modelo presentado, indicando el valor con el cual se encuentra seteado cada uno de ellos como resultado del proceso de ajuste.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
KW	1.9	p.u.	Ganancia del lazo de frecuencia
Tw	6.8	s.	Constante del reset del lazo de frecuencia
Tfw	0.04	s.	Constante del retardo del lazo de frecuencia
Kp	1.05	s	Ganancia del lazo de potencia
Tp	3.0	s	Constante del reset del lazo de potencia
Tfp	0.04	p.u.	Constante del retardo del lazo de potencia
Rmax	0.05	p.u.	Límite máximo de la salida del regulador
Rmin	-0.05	p.u.	Límite mínimo de la salida del regulador

Tabla 4.1: Parámetros y elementos del modelo del PSS de Paute - Fase C -

4.6.2 NORMALIZACIÓN DEL MODELO SEGÚN IEEE [5, 6, 20, 22]

El modelo estándar IEEE seleccionado para este caso es el *IEEE Dual-Input Stabilizer Model*. Este modelo se adapta directamente a las necesidades del caso, ya que permite la entrada de dos señales independientes y contiene los bloques necesarios para representar correctamente la dinámica del estabilizador en estudio.

Este estabilizador puede representarse convenientemente con el modelo PSS2A. En la Figura 4.15 se muestra el diagrama de bloques de este modelo.

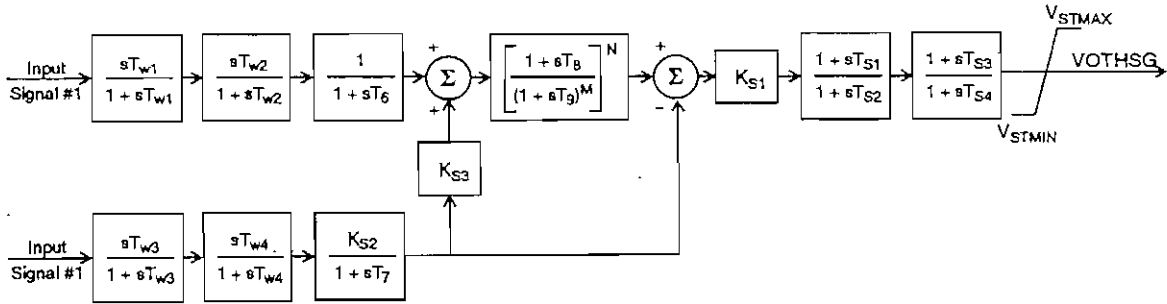


FIGURA 4.15: Diagrama de bloques del modelo PSS2A

En la rama 1 debe ingresar solo la variación de la frecuencia, y en la rama 2 debe ingresar solo la señal de Potencia Eléctrica.

Hay que anular los segundos filtros "washout" de cada rama, haciendo cero las constantes T_{w2} y T_{w4} , anular el bloque rastreador de rampas haciendo $T_8 = 0$, $T_9 = 1$. Para evitar el ingreso de la señal de potencia eléctrica en la rama de la frecuencia, debe hacerse $K_{S3}=0$. Los dos bloques en cadena de adelanto-atraso deben anularse, poniendo en cero las constantes de tiempo T_1 a T_4 .

El resto de los elementos deben asumir los valores que fueron determinados en los ensayos para la identificación de los parámetros del estabilizador. La única consideración especial es que la ganancia de la rama de frecuencia está dada por la constante K_{S1} , pero la ganancia de la rama de potencia resulta del producto $K_{S1} \cdot K_{S2}$. Las constantes del modelo se dan en la Tabla 4.2.

PSS2A	PSS PAUTE Fase C	Valor
T_{w1}	T_w	6.8 s
T_{w3}	T_p	3.0 s
K_{S1}	K_w	1.9 pu
K_{S2}	K_p/K_w	0.5526 pu
T_6	T_{FW}	0.040 s
T_7	T_{FP}	0.040 s

V_{STMAX}	MAX	0.05 pu
V_{STMIN}	MIN	-0.05

Tabla 4.2: Equivalencia entre las constantes del Modelo PSS2A y el PSS de PAUTE -Fase C-

4.6.3 PAUTE FASE AB [5, 20, 22]

En este caso el PSS es de potencia eléctrica, en la Figura 4.16 se presenta el diagrama de bloques asociado a este control

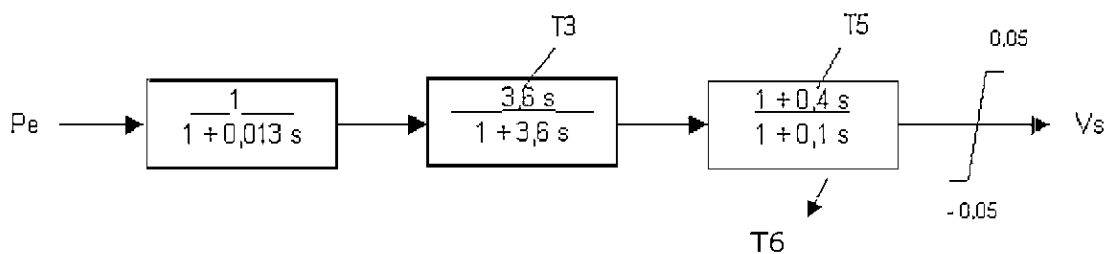


FIGURA 4.16: Diagrama de bloques del PSS de Paute –Fase AB-

Según la información obtenida, las variables T3, T5 y T6 se pueden ajustar en los siguientes rangos:

T3 : De 0.4 a 16

T5: De 0 a 0.47

T6: De 0.1 a 1

Para representar este PSS de potencia eléctrica, se asumió un modelo simple de PSS, tipo IEE2ST como el que fue presentado en la Figura 4.16, el diagrama de bloques del tipo IEE2ST que está representado en el programa DigSILENT se lo presenta en la Figura 4.17.

Para adecuar este modelo al real de Paute, sólo ingresa la señal de potencia al selector de entrada lcs1, anulando la salida del selector lcs2 al hacer $K2=0$. El primer bloque (x2) corresponde a la ganancia del PSS y la constante de tiempo del filtro de la señal, el segundo bloque (x4) es un Washout y los tres bloques siguientes (x5, x6 y x7) corresponden a la compensación de fase del controlador, de los cuales sólo se considera uno en caso de representar el PSS actual y dos para el ajuste del PSS propuesto como resultado de las simulaciones en Matlab y en DigSilent.

CAPITULO V

ANÁLISIS DE LOS MODOS DE OSCILACIÓN ELECTROMECÁNICOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)

CAPITULO V

5.0 ANÁLISIS DE LOS MODOS DE OSCILACIÓN ELECTROMECAÑICOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

5.1 GENERALIDADES

Las pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los sistemas eléctricos de potencia se deben a pequeñas variaciones en cargas y generación, estos cambios a nuevos puntos de equilibrio hacen que la energía almacenada tanto en las masas rotativas de los generadores, los campos eléctricos de los capacitores y los campos magnéticos de los inductores interactúen, y esto se refleja en forma de oscilaciones.

El propósito de analizar la estabilidad de pequeña señal, es identificar modos de oscilación locales o entre - áreas que sean negativos o pobremente amortiguados con respecto a la estabilidad angular.

El análisis modal es un análisis dinámico lineal alrededor de un punto de operación, razón por la cual también se lo conoce como estabilidad de pequeña señal. Su objetivo es conocer la capacidad del sistema de mantener el sincronismo cuando es sometido a pequeñas perturbaciones.

El método de análisis modal, se puede usar para varios fines:

- Conocer la naturaleza de las oscilaciones.
- Conocer los modos individuales de oscilación.
- Localizar los equipos o elementos del sistema de potencia que participan en las oscilaciones.

Calcular fácilmente la respuesta de frecuencia, y determinar los polos, los ceros, y los residuos de las funciones de transferencia, toda esta información es usada para realizar el ajuste de un control existente o proyectado, que tenga la función de amortiguar las oscilaciones.

En este capítulo, se emplea el análisis modal con el objetivo de conocer las oscilaciones electromecánicas que se presentan en el sistema eléctrico ecuatoriano, y debido a la Interconexión Ecuador Colombia.

5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CASOS UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS MODAL DEL SNI

Como valores mínimos de referencia, el amortiguamiento es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos tienen un pronóstico de razón de amortiguamiento superior al 5% cuando se cuenta con todos los vínculos de transmisión, y superior al 3% para el caso de la pérdida de un elemento.

Dicho análisis se realiza para diferentes condiciones de demanda y despacho, en todos los casos se considera una topología normal del SNI ecuatoriano y las condiciones asumidas para la interconexión Colombia-Ecuador son las más exigentes.

Se debe resaltar como punto importante que desde que Ecuador se interconectó con Colombia ya no se autoabastece debido a que Colombia es un país con una considerable disponibilidad de potencia activa y menores costos variables de producción que en el caso ecuatoriano. Por esta razón la importación de energía es siempre considerada en el despacho diario, y por tanto tomada en cuenta en el análisis aquí presentada.

En la realización de este análisis se aplicaron las siguientes consideraciones:

- Se consideró a Colombia con un caso típico para un día entre semana y un día en fin de semana.
- Se tomaron dos períodos estacionales (lluvioso y seco) para Ecuador.
- Se analizó un día entre semana y uno de fin de semana en los dos períodos estacionales considerando para cada uno de ellos tres períodos de demanda (Demanda Base, Demanda Media, Demanda Punta).

Para poder llegar a obtener los modos de oscilación del sistema, se inició recreando cada caso bajo las siguientes características:

- Se realizó un despacho energético tanto para período seco como para período lluvioso.

REPRESENTACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO Y COLOMBIANO INTERCONECTADOS

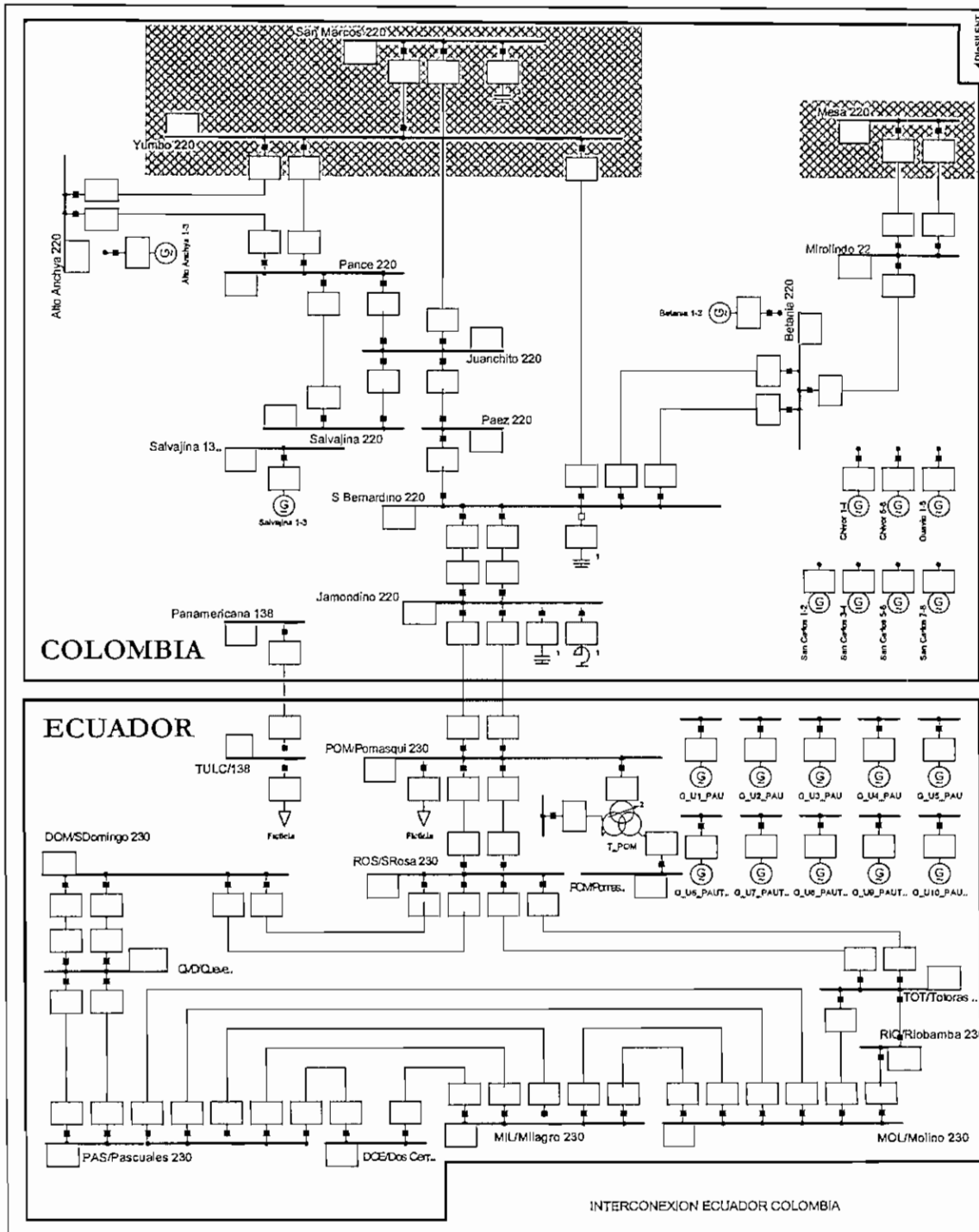


FIGURA 5.2: Interconexión Ecuador – Colombia Mapa Eléctrico

Para cada uno de los casos se tiene las siguientes características principales:

TABLA 5.1: Demandas para un día laborable

DIA LABORABLE	BANDAS HORARIAS	CARGA MW
	DEMANDA BASE	1124
	DEMANDA MEDIA	1585
	DEMANDA PUNTA	2147

TABLA 5.2: Demandas para un día no laborable

DIA NO LABORABLE	BANDAS HORARIAS	CARGA MW
	DEMANDA BASE	1104
	DEMANDA MEDIA	1311
	DEMANDA PUNTA	1937

En el **anexo 4** se presenta una breve descripción del programa DlgSILENT de su funcionamiento y propiedades.

Después de obtener los casos anteriormente explicados se procede a simular Análisis Modal en el programa DlgSILENT. Del análisis modal se obtienen los valores y vectores propios del sistema, que en el caso de los modos electromecánicos tendrán un amortiguamiento (σ) y una frecuencia de oscilación ($f = \omega/2\pi$). Adicionalmente, se obtienen los factores de participación normalizados de las unidades de generación en cada uno de los modos.

La parte real del valor propio será una medida del amortiguamiento del modo y la parte imaginaria una medida de la velocidad angular de la oscilación que el modo representa de acuerdo con la siguiente relación:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta \omega_n \pm j \omega_n \sqrt{1-\zeta^2} \quad (5.1)$$

ω_n = Frecuencia natural de oscilación.

ζ = Representa el porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo

El programa DigSILENT reporta los valores de Amortiguamiento = σ y Periodo = t ($\omega = 2\pi / t$) para cada valor propio así como los factores de participación de las máquinas en dicho modo. Los modos que darán origen a oscilaciones tendrán parte real igual pero con la parte imaginaria de signo contrario. Para los cálculos normalizados de ζ se utiliza la siguiente ecuación.

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (5.2)$$

Para propósitos de planeamiento, normalmente se considera un amortiguamiento aceptable aquel que sea superior al 5%, ya que mediante estabilizadores de potencia puede mejorarse la calidad. La identificación de los modos provee las herramientas para conocer si éstos representan problemas de inestabilidad para la operación sincronizada de los sistemas y las medidas a tomar para amortiguarlo. De estas últimas se pueden mencionar: el ajuste de estabilizadores de potencia (PSS) de las unidades involucradas en dicho modo, o algún tipo de medida de compensación utilizando elementos de electrónica de potencia (SVC, TCSC, entre otros) con función de amortiguamiento en ajuste.

5.3 OBTENCIÓN DE LOS MODOS NATURALES DE OSCILACIÓN

Para disgregar los modos electromecánicos de los modos de control se partió de un caso base en el cual se considera la respuesta natural del sistema ecuatoriano y colombiano, es decir, sin tomar en cuenta en las simulaciones los controles de los generadores.

En el análisis de todos los modos que se presentan, en cada caso se encuentran modos locales y modos globales pero para enfocar mejor el objetivo que es el de localizar los modos no amortiguados o pobremente amortiguados se clasificó todos aquellos modos cuyos amortiguamientos son menores al 5%.

De esta clasificación se presentan modos poco o no amortiguados por parte de Colombia que para este análisis no han sido considerados debido a que solamente se dispone de un conocimiento básico del sistema eléctrico Colombiano y no de manera detallada. Los únicos modos que presentan problemas por parte de Ecuador al sistema son los modos entre áreas, los cuales para cada caso de estudio se los presenta de la siguiente manera:

Modos entre-áreas

Los modos entre áreas son causados por la interacción entre grandes grupos de generadores, y tienen efectos generales. Las oscilaciones implican un grupo de generadores en un área en contra de otro grupo de generadores de otra área.

Los modos de oscilación entre áreas son los que tienen mayor afectación en el sistema ya que se presentan con bajo amortiguamiento y baja frecuencia, causando fluctuaciones de voltaje que se notan en el sistema, alterando las protecciones de los equipos con las variaciones de potencia.

5.4 ANÁLISIS ESPECÍFICO DE RESULTADOS DE LOS MODOS NATURALES DE OSCILACIÓN

Caso #1

Modo Ecuador – Colombia

Características del caso:

- Colombia con un caso típico para un día laborable
- Ecuador con un caso de un día laborable en período lluvioso

DEMANDA BASE

No se presentan problemas con los modos.

DEMANDA MEDIA

- La frecuencia de este modo es 0.44 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 4.87 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Guavio 1-5 en Colombia.

DEMANDA PUNTA

- La frecuencia de este modo es 0.42 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 2.89 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son los generadores de Paute fase C, además las unidades TV2 y TV3 de la central Gonzalo Cevallos en Ecuador y Guavio 1-5 en Colombia.

Caso #2

Modo Ecuador – Colombia

Características del caso:

- Colombia con un caso típico para un día laborable
- Ecuador con un caso de un día laborable en período seco

DEMANDA BASE

- La frecuencia de este modo es 0.56 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 0.23 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son las unidades de TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Guavio 1-5 en Colombia.

DEMANDA MEDIA

- La frecuencia de este modo es 0.50 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 1.54 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son las unidades de TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Guavio 1-5 en Colombia.

DEMANDA PUNTA

La frecuencia de este modo es 0.47 Hz.

El amortiguamiento de este modo es 1.78 %.

En este modo las plantas que más participan en cada área son las unidades de TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Guavio 1-5 en Colombia.

Caso #3

Modo Ecuador – Colombia

Características del caso:

- Colombia con un caso típico para un día no laborable
- Ecuador con un caso de un día no laborable en período lluvioso

DEMANDA BASE

No se presentan problemas con los modos.

DEMANDA MEDIA

No se presentan problemas con los modos.

DEMANDA PUNTA

- La frecuencia de este modo es 0.45 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 2.78 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son los generadores de Paute fase C, las unidades TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Tebsa Gas 220 seguido por Guavio 1-5 en Colombia.

Caso #4

Modo Ecuador – Colombia

Características del caso:

- Colombia con un caso típico para un día no laborable
- Ecuador con un caso de un día no laborable en período seco

DEMANDA BASE

- La frecuencia de este modo es 0.59 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 0.99 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son las unidades TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Tebsa Gas 220 en Colombia.

DEMANDA MEDIA

- La frecuencia de este modo es 0.54 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 1.11 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son las unidades TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Tebsa Gas 220 en Colombia.

DEMANDA PUNTA

- La frecuencia de este modo es 0.48 Hz.
- El amortiguamiento de este modo es 2.00 %.
- En este modo las plantas que más participan en cada área son las unidades TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador y Tebsa Gas 220 en Colombia.

En la tabla 5.3 y 5.4 se resumen los modos de oscilación para un día laborable y para un día no laborable respectivamente, en los cuales podemos apreciar la frecuencia y el amortiguamiento de los modos en cada período de demanda y con su respectivo período estacional.

Modo Entre-áreas		Día laborable	Período estacional	Demanda	f (Hz)	ζ (%)
Ecuador	Colombia	Jueves	Lluvioso	P03 Base	0.40273862	9.98742835
				P12 Media	0.44072279	4.86937152
				P19 Punta	0.41841004	2.88968315
			Seco	P03 Base	0.55959709	0.22752732
				P12 Media	0.49603175	1.53992793
				P19 Punta	0.46533271	1.77824344

TABLA 5.3 Modos de oscilación para un día laborable

Modo Entre-áreas		Día no laborable	Período estacional	Demanda	f (Hz)	ζ (%)
Ecuador	Colombia	Sábado	Lluvioso	P03 Base	0.40849673	9.23313887
				P12 Media	0.4415011	7.04795417
				P19 Punta	0.44662796	2.77844069
			Seco	P03 Base	0.59417706	0.99102508
				P12 Media	0.5425936	1.11455649
				P19 Punta	0.48355899	2.00730326

TABLA 5.4 Modos de oscilación para un día no laborable

5.5 ANÁLISIS GENERAL DE RESULTADOS DE LOS MODOS NATURALES DE OSCILACIÓN

- Reuniendo todos los casos de estudio analizados se aprecia que los modos tienen aproximadamente la misma frecuencia de oscilación, razón por la cual se considera un solo modo de oscilación denominado Modo Ecuador - Colombia y presenta un amortiguamiento inferior al 5%.
- Las unidades TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos y las unidades de la central Paute son las que tienen factor de participación del 100 % en este modo por parte de Ecuador, es decir son las que más participan, y las unidades de Guavio 1-5, Tebsa Gas 220 son las que más participan por la parte del sistema colombiano, con un factor de participación del 100%.
- En el caso de demanda media de un día laborable en período lluvioso, se observa que se tiene el mayor amortiguamiento de todos los casos analizados, el cual es 4.9 % sin embargo es menor al 5% por lo que este modo debe ser motivo de análisis y estudio.
- Para el período lluvioso en el sistema ecuatoriano, en el caso en que el Ecuador exporta energía a través de las líneas de interconexión Jamondino – Pomasqui hacia el sistema colombiano, se observa que conforme las transferencias por las líneas de interconexión disminuyen, las oscilaciones son más amortiguadas con lo cual el modo de oscilación adopta un amortiguamiento mayor al 5%.
- Para todas las condiciones de demanda se aprecia que mientras más descargadas se encuentran las líneas de interconexión independientemente de la dirección del flujo de potencia, los modos problema desaparecen, es decir su amortiguamiento se incrementa.

Lo anterior se verifica por cuanto, la mayor tendencia a oscilar entre los sistemas se presenta cuando el Ecuador importa energía desde el sistema colombiano, y desaparece cuando el Ecuador exporta energía hacia Colombia. Esto se debe a que la importación de Colombia a Ecuador es de 250 MW que es mayor que el monto de exportación de Ecuador a Colombia, el cual es 160 MW.

- Para los casos de períodos de estiaje en el sistema ecuatoriano en los cuales se cuenta con alta generación térmica en el sistema se presenta un amortiguamiento natural muy bajo, menor al 2%.
- En los casos de período lluvioso en el sistema ecuatoriano se observa un amortiguamiento mayor al 2 %. Incluso el amortiguamiento entre los sistemas es mayor al 5% cuando se exporta energía de Ecuador a Colombia.
- Cuando se tiene mayor número de unidades hidráulicas, el amortiguamiento del modo mejora, y el caso del peor amortiguamiento se presenta en demanda base de un día laborable en período seco, y este modo tiene mejor amortiguamiento en demanda media y de punta ya que se debe ingresar generadoras hidráulicas para suplir la demanda.

En el **Anexo 3** se presentan los valores detallados de los resultados obtenidos de las simulaciones con el programa DigSilent para este modo de oscilación natural, es decir sin contar con el aporte de los sistemas de excitación.

5.6 EFECTO DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN SOBRE LOS MODOS ELECTROMECAÑICOS ENTRE - ÁREAS DEL SNI

En el caso anterior se representó al Sistema Nacional Interconectado sin la conexión de los sistemas de excitación de las unidades de generación, de manera de determinar el modo natural de oscilación entre Ecuador y Colombia. Para tener una noción de la afectación de los sistemas de excitación de cada máquina y en forma general de todas las máquinas conjuntas en el modo se realiza el siguiente estudio:

Se conectan los sistemas de excitación de las máquinas, según los factores de participación presentados por cada una de ellas en el modo iniciando desde la máquina que presenta la mayor participación hasta las máquinas que tengan una participación no menor al 10%. Las máquinas que aportan al modo con un factor de participación menor al 10%, no se las considera en el análisis, puesto que su aportación al modo es marginal el mismo que puede ser despreciable.

Los sistemas de excitación afectan a las oscilaciones entre áreas dependiendo de los tipos y localizaciones de la excitatriz, y de la característica de la carga.

En el **anexo 3** se expone numérica y gráficamente la influencia de los sistemas de excitación de las máquinas individualmente y en conjunto en este modo.

5.6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS CON EL EFECTO DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN

- Para todas las condiciones de demanda, las unidades TV2 y TV3 de la central Gonzalo Zevallos en Ecuador son las que presentan mayor participación en el modo. El efecto de un sistema de excitación sobre el modo, aumenta su amortiguamiento principalmente en los períodos de estiaje, en los cuales operan con su potencia efectiva, y su efecto no es representativo en el período lluvioso cuando están despachadas a mínima carga, en este período hidrológico la influencia de los sistemas de excitación sobre el modo disminuye el amortiguamiento.
- Todas las unidades de la Central Paute - Fase C influyen en el modo con un factor de participación igual. Los sistemas de excitación de estas máquinas disminuyen el amortiguamiento en forma representativa.
- Todas las unidades de Paute - Fases A y B influyen en el modo con un factor de participación igual. Los sistemas de excitación de estas máquinas no influyen de manera considerable en el amortiguamiento del modo.

La Central Térmica Esmeraldas es una de las unidades que más influyen en el modo natural. Es notable el efecto de su sistema de excitación sobre el modo, puesto que aumenta su amortiguamiento en valores apreciables.

- Cuando se tiene en cuenta los controles de la planta Guavio de Colombia que es la que más participa (factor de participación del 100%) en días laborables tanto para período lluvioso como seco y para los tres estados de demanda, disminuye el amortiguamiento. Se presenta un caso especial para la demanda base de un día laborable en período seco ya que la influencia de los controles de esta máquina en el modo es con amortiguamiento negativo de -0.425% , que se presenta como problema de cuidado para análisis.
- Para los escenarios analizados, la unidad de Tebsa 220 de Colombia es la que más participa con un 100% en días no laborables en el modo natural. El efecto del sistema de excitación no varía el amortiguamiento del modo de oscilación.
- Cuando se tiene en cuenta los controles de las unidades de Agoyán y Daule Peripa, éstos permiten incrementar el amortiguamiento del modo.
- Cuando se tienen presentes todos los sistemas de excitación de las plantas de Ecuador que participan con un factor de participación mayor al 20% se presenta lo siguiente:
 - Para las tres condiciones de demanda, tanto para el período lluvioso como de estiaje, se observa que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas aumenta el amortiguamiento, respecto al modo natural de oscilación. En demanda base y media el amortiguamiento es superior al 5%.
 - Para los casos de exportación de energía de Ecuador a Colombia, el amortiguamiento es mayor al 5% debido a que las líneas de interconexión están más descargadas en relación al caso de importación.
- Cuando se tienen presentes todos los sistemas de excitación de las plantas solamente del sistema de Colombia que participan con un factor de participación mayor al 20% se tiene:
 - Para las tres condiciones de demanda, tanto para el período lluvioso como de estiaje, se observa que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas disminuye el amortiguamiento,

llegando a casos extremos como el que se presenta de un día laborable en período seco y demanda base en el cual se presenta un amortiguamiento de -0.4237% , muy perjudicial para el sistema.

- En el caso de un día no laborable en período lluvioso se observa en demanda punta que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas disminuye el amortiguamiento en valores pequeños, para el caso de un día no laborable en período seco se observa que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas aumenta el amortiguamiento en valores pequeños.
- Para los caso de exportación de energía de Ecuador a Colombia el amortiguamiento es muy favorable esto se debe a que las líneas de interconexión se encuentran descargadas.

Cuando se tienen presentes todos los sistemas de excitación de las plantas tanto de Colombia como de Ecuador que participan con un factor de participación mayor al 20% se tiene:

- En el caso de un día laborable en período seco y para un día no laborable tanto para el período lluvioso como de estiaje se observa en sus tres estados de demanda que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas aumenta el amortiguamiento, llegando en casos como demanda base y media a valores muy beneficiosos superiores al 5%, lo que beneficia la eliminación del modo.
- En el caso de un día laborable, período lluvioso en demanda media, se observa que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas disminuye el amortiguamiento en un 65 %.
- Para los casos de exportación de energía de Ecuador a Colombia, el amortiguamiento es mayor al 5% debido a que las líneas de interconexión se encuentran descargadas.

- Cuando se tienen presentes todos los sistemas de excitación de las plantas tanto de Colombia como de Ecuador tal como se presenta en la realidad se tiene que:
 - Desaparece el amortiguamiento negativo creado por las plantas de Colombia.
 - En el caso de un día laborable y para un día no laborable en período seco se observa en sus tres estados de demanda que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas aumenta el amortiguamiento, llegando en casos como demanda base y media a valores muy beneficiosos superiores al 5%, lo que beneficia la eliminación del modo.
 - En el caso de un día laborable y para un día no laborable en período lluvioso se observa que la influencia de los sistemas de excitación de todas estas plantas disminuye el amortiguamiento.
 - Para los casos de exportación de Ecuador a Colombia, el amortiguamiento es mayor al 5%, esto se debe a que las líneas de interconexión se encuentran descargadas.
- Para el caso puntual de un día laborable en período seco se observa en demanda base que la influencia de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Colombia son muy perjudiciales ya que entregan valores de amortiguamiento negativos, pero estos valores se contraponen con la influencia de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y se tiene un efecto beneficioso, llegando a valores de alto amortiguamiento cuando se une Colombia y Ecuador con sus sistemas de excitación obteniéndose valores de amortiguamiento superiores al 5%, lo que beneficia en eliminar por completo el modo.

En el **anexo 5** se expone un estudio realizado en la Dirección de Planeamiento del CENACE para la operación el tiempo real del Sistema Nacional ecuatoriano actuando de forma interconectada con el sistema Colombiano.

5.7 PROCEDIMIENTO PARA EL AJUSTE DE LOS ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS).

5.7.1 PROCEDIMIENTO DE AJUSTE PARA LOS PSS [17, 26].

- Se analiza la respuesta de los PSS actualmente instalados en las unidades y se presenta una propuesta de ajuste teórico para estos equipos en el caso de que estos elementos causen afectación en los modos que se dan al presentarse pequeñas variaciones en cargas y generación.
- Como punto de partida se requiere la información básica de los modelos del generador, sistema de excitación y PSS de la unidad.
- Esta información puede obtenerse de un levantamiento de la información de los parámetros de los controles de la planta registrada en los manuales o por ensayos realizados sobre el sistema de excitación y PSS.
- Se procede a normalizar los modelos para su utilización en estudios dinámicos en formatos estándares como IEEE o de librerías para programas computacionales específicos. Si al tratar de ingresar la información en un programa apropiado para realizar estudios eléctricos (como DlgSILENT) no se encuentra un modelo normalizado que tenga relación con el encontrado en campo, puede utilizarse un modelo con otro tipo de estructura de control y ajustar sus parámetros en forma adecuada para reproducir de una forma suficientemente aproximada la respuesta del modelo objetivo, que permita validar su utilización en estudios dinámicos del sistema de potencia.
- Se caracterizan los Modos Electromecánicos mediante varios métodos pero el más directo y el utilizado en este desarrollo de tesis es el análisis modal. Con el análisis modal identificamos los modos de oscilación locales o entre-áreas que sean negativos o pobremente amortiguados con respecto a la estabilidad angular.

- Se realizan análisis de cortocircuito, para determinar la impedancia equivalente del sistema en el punto de conexión de la unidad de generación. Para los cálculos, se debería considerar el escenario más exigente del sistema, (líneas más cargadas, centros de generación alejados entre sí, etc.) y ya con toda la información anteriormente descrita procedemos a realizar el análisis de pequeña señal.
- Partiendo de que es posible estudiar el comportamiento de una máquina mediante un modelo sencillo, para los análisis simplificados de pequeña señal se podría utilizar el Modelo Equivalente Simplificado llamado Heffron-Phillips, como el mostrado en la Figura 5.4.

En este modelo, la dinámica del sistema externo es caracterizada mediante las llamadas constantes K.

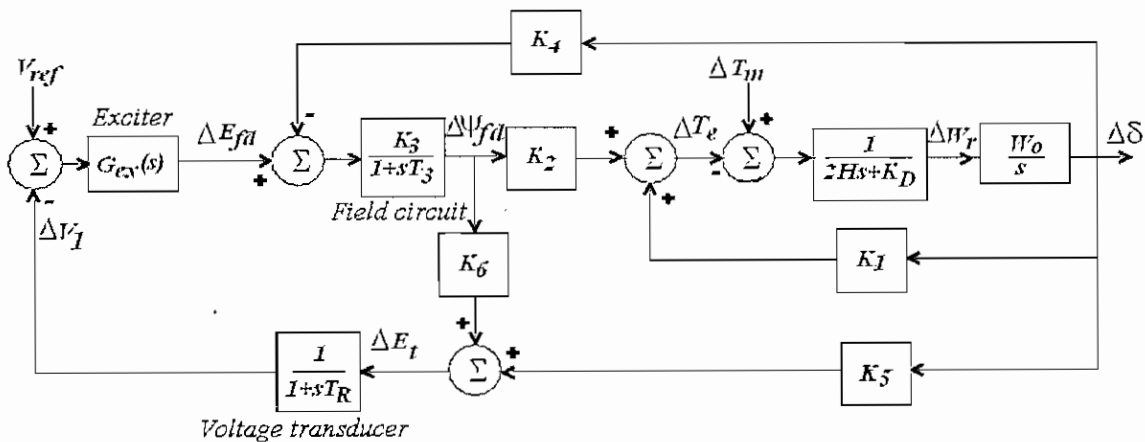


FIGURA 5.3:

Modelo simplificado para análisis de pequeña señal de una máquina (Modelo Heffron Phillips)

El procedimiento a seguir consiste en calcular las seis (6) constantes k y a partir de estos valores obtener la frecuencia natural de oscilación según el modelo máquina-barra infinita, de acuerdo con la fórmula simplificada:

Mediante ensayo y error, se deben determinar las combinaciones de las constantes adelanto/atraso para ajustar los PSS.

Posteriormente, es necesario validar los nuevos ajustes del PSS mediante simulaciones en el tiempo. Como ejemplo se presenta en la figura 5.6, el comportamiento del flujo de potencia en la línea de interconexión antes y después de realizar un proceso de ajuste de los PSS de la central Paute

- Validación del ajuste del PSS mediante simulaciones en el tiempo.

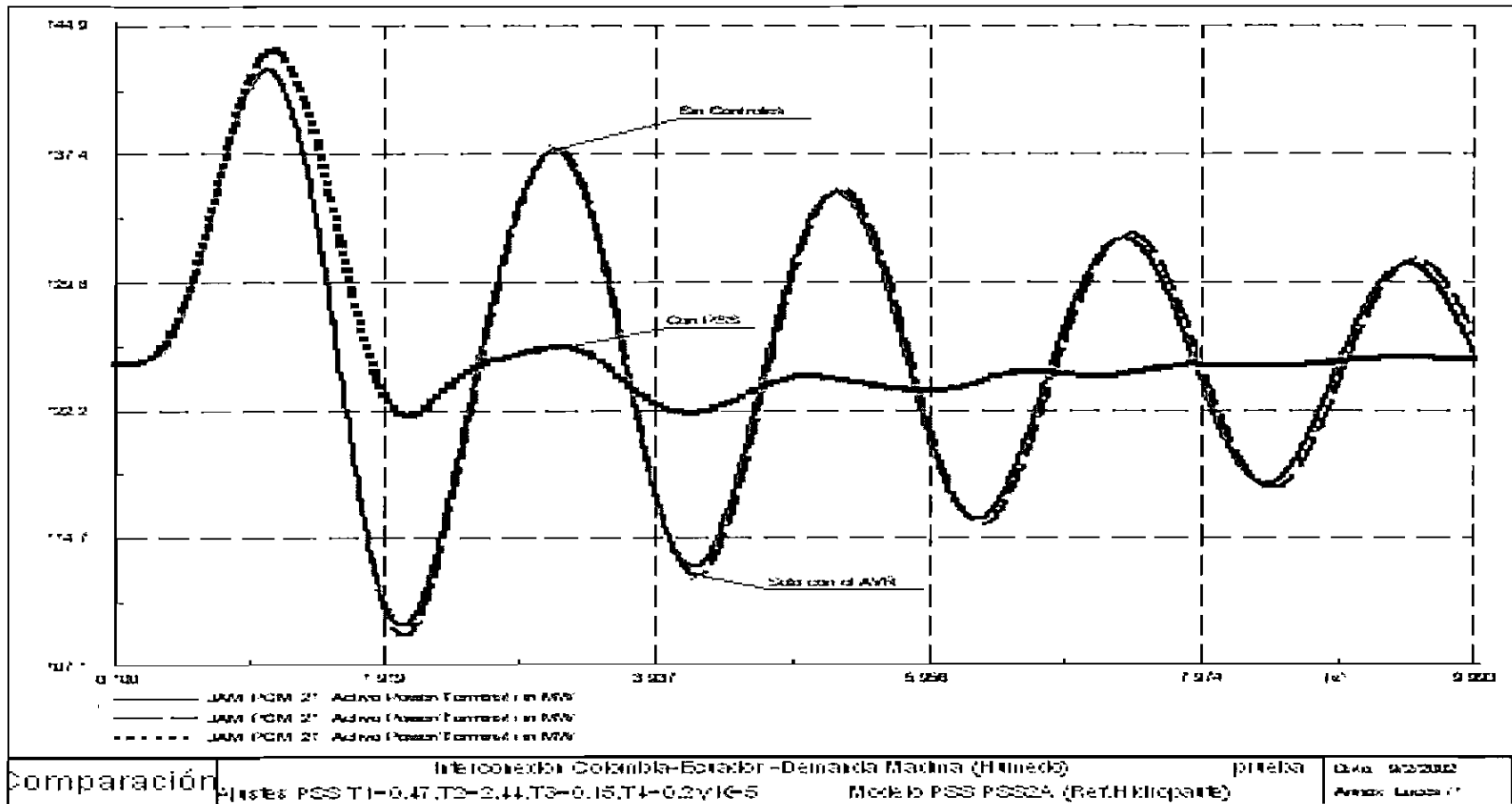


FIGURA 5.5: Resultados Dem. Máxima, Interconexión Colombia-Ecuador -PSS Propuesto

CAPITULO VI

6.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La respuesta del sistema ante pequeñas variaciones de generación o carga se da en forma de oscilaciones, por lo que el problema de oscilaciones se presenta dentro de la estabilidad de pequeña señal de los sistemas de potencia multimáquina. Las oscilaciones iniciadas por las pequeñas perturbaciones ocurren constantemente, ya que en todo momento se están haciendo ajustes en la generación, en la demanda, en los controles, etc, y se caracterizan por ser de baja frecuencia.
- Los problemas de oscilación se presentan muy a menudo en sistemas eléctricos de potencia fuertemente cargados, es así que el aumento de las transferencias de potencia por las líneas aumenta la tendencia a oscilar del sistema. En el caso de sistemas de potencia que cuentan con líneas de larga distancia en diferentes partes de su estructura con enlaces de características débiles y que transmiten grandes bloques de energía, el amortiguamiento del modo de oscilación entre áreas puede ser despreciable o aún negativo.
- El amortiguamiento puede ser positivo o negativo, se puede acotar que cuando se tiene amortiguamiento positivo la amplitud de las oscilaciones se reduce, por el contrario cuando se tiene amortiguamiento negativo la amplitud de las oscilaciones aumenta.

- El crecimiento de los sistemas de potencia en muchos casos ha implicado la adición de generadores conectados mediante líneas de gran longitud, esto ha provocado que el efecto amortiguador de los devanados ubicados con este propósito en el rotor de los generadores ya no represente una solución al problema debido a que su efecto amortiguador sobre las oscilaciones entre áreas se reduce proporcionalmente al inverso de la raíz cuadrada de la suma de la impedancia externa efectiva (Impedancia del sistema que se ve desde el generador) y la impedancia del estator.
- Los controles automáticos son los únicos que producen amortiguamiento negativo, de por sí el amortiguamiento natural del sistema es tan bajo que las pequeñas variaciones en carga o generación causan fácilmente oscilaciones de potencia por las líneas de interconexión.
- Los reguladores de voltaje producen amortiguamiento negativo y cuando esto ocurre se tiene que restringir la máxima potencia transferida por las líneas, o variar la ganancia de los reguladores para aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones.
- Los reguladores de voltaje eliminan el problema de la inestabilidad oscilatoria (la inestabilidad se presenta con un incremento no periódico del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante), pero producen estabilidad no oscilatoria (la inestabilidad se presenta con oscilaciones del rotor de amplitud creciente debida a la falta de suficiente amortiguamiento del sistema).
- Los modos locales se presentan debido a los reguladores automáticos de voltaje y a generadores que operan con altas salidas conectados al sistema por medio de interconexiones largas y radiales, es decir conexiones débiles, este tipo de modo se lo amortigua con resultados efectivos mediante los estabilizadores de sistemas de potencia PSS.



- El estabilizador de potencia (PSS) constituye un elemento que contribuye positivamente al amortiguamiento.
- Los modos de control se presentan debido a excitaciones mal sintonizadas, gobernadores de velocidad, convertidores en sistemas HVDC y compensadores estáticos.
- Los modos torsionales se presentan cuando los controles de excitación, gobernador de velocidad, controles HVDC, y los compensadores capacitivos serie en las líneas, que son los sistemas de control interactúan con la dinámica del sistema eje-turbina-generator.
- Los modos de oscilación entre áreas son los que tienen mayor afectación en el sistema ya que se presentan con bajo amortiguamiento y baja frecuencia, causando fluctuaciones de voltaje que se notan en el sistema y alteran las protecciones de los equipos por causa de las variaciones de potencia.
- Los sistemas de excitación afectan a las oscilaciones entre áreas dependiendo de los tipos y localizaciones de la excitatriz, y de las características de las cargas.
- Los modos entre área y los modos locales se presentan por problemas electromecánicos, los modos de control se presentan por problemas de inestabilidad de voltaje, y los modos torsionales se presentan por problemas de resonancia sub sincrónica.
- El análisis no lineal en el dominio del tiempo es una herramienta importante para verificar los resultados del análisis modal, ya que extrae toda la información partiendo desde los resultados de una simulación.

- Los valores propios de la matriz A son las n soluciones λ que satisfacen la ecuación característica, se puede tener valores propios reales y complejos, para un sistema estable todos los valores propios tienen parte real negativa.
- Como valores mínimos de referencia, el amortiguamiento es considerado adecuado si todos los modos electromecánicos tienen un pronóstico de razón de amortiguamiento superior al 5% cuando cuenta con todos los vínculos de transmisión, y superior al 3% para el caso de la pérdida de un elemento.
- Si no se cumple con los parámetros de amortiguamiento anteriormente mencionados el sistema presenta un problema oscilatorio severo, debiendo localizarse las causas y dar posibles soluciones. Las posibles soluciones pueden ser:
 - Operativas = limitar la transferencia de potencia por determinados vínculos.
 - Control = instalación o recalibración de estabilizadores de sistemas de potencia.
- La inercia de las unidades hidráulicas es mayor que de las unidades térmicas, mientras mayor es la inercia de los generadores menor es la frecuencia de oscilación natural.
- Cuando un generador está en problemas éste oscilará en frecuencias altas si está conectado a un sistema fuerte, por el contrario oscilará en frecuencias bajas al estar conectado a un sistema de transmisión débil.
- La reducción de la amplitud de las oscilaciones del sistema se logra removiendo la energía de las oscilaciones. Cuando existe transmisión de flujos de potencia, las pérdidas causadas por la resistencia de los

elementos de transmisión ($I^2 R$) ayudan a reducir la amplitud de las oscilaciones, amortiguándolas.

- Las altas frecuencias (mayores a 1 Hz) serán amortiguadas o reducidas en amplitud mas rápidamente que las bajas frecuencias (menores a 1 Hz), las oscilaciones de baja frecuencia podrían existir por un largo periodo, pudiéndose transformar en oscilaciones sostenidas o peor todavía crecer en tamaño (amortiguamiento negativo) hasta que los operadores del sistema o un relé de protección sea forzado a responder con la salida de los elementos.
- La relación carga-frecuencia, las pérdidas de energía natural en el sistema, las pérdidas por fricción dentro de la máquina rotatoria, y los devanados de amortiguamiento en el rotor de los generadores, son los principales proveedores de amortiguamiento positivo en el sistema.
- En todos los casos de estudio realizados, se aprecia que las frecuencias de los modos de oscilación correspondientes son superiores a 0.40 Hz e inferiores a 0.59 Hz por lo que se considera a todos en un solo modo de oscilación que es el modo entre área Ecuador - Colombia cuyo amortiguamiento es inferior al 5%.
- Las oscilaciones electromecánicas presentes en la interconexión Colombia - Ecuador sin considerar los sistemas de excitación de las máquinas y para las condiciones establecidas en cada uno de los casos simulados son naturalmente amortiguadas y el modo de oscilación característico de esta interconexión es del orden de 0.55 Hz, que en el caso más crítico (demanda mínima día laborable seco), posee un amortiguamiento del 0.22% y en todos los casos se observa que las unidades que más participan de estos modos son: TV2 y TV3 de Gonzalo Zevallos.

- Las oscilaciones electromecánicas presentes en la interconexión Colombia - Ecuador considerando los modelos de excitación y para las condiciones establecidas en cada uno de los casos simulados son naturalmente amortiguadas y el modo de oscilación característico de esta interconexión es del orden de 0.44 Hz, que en el caso más crítico (demanda mínima - día no laborable lluvioso), posee un amortiguamiento del 2.43 %. En todos los casos se observa que las unidades que más participan de estos modos son: TV2 y TV3 de Gonzalo Zevallos.
- Como conclusión principal se puede mencionar que en la interconexión Ecuador Colombia no existen modos entre – áreas que no puedan ser controlados ya sea por los sistemas de amortiguamiento de las máquinas o por los PSS instalados en el sistema, aclarando que mientras mayor sea el aumento de las transferencias de potencia por las líneas de interconexión aumenta la tendencia a oscilar del sistema.
- La mayoría de los modos entre - áreas que se presentan en las diferentes demandas son amortiguadas debido al ingreso de los sistemas de excitación de dichas máquinas, con esto se llegan a valores de amortiguamiento mayores al 5%.
- Al realizar los estudios de análisis modal podemos apreciar que la central hidroeléctrica Paute es una de las central que más actúa con un alto grado de participación ante la presencia de un modo entre áreas, pero los PSS activados de esta central solo pertenece a las unidades de la fase C, con la conexión de los PSS de los generadores de la fase A-B tendríamos mayor amortiguamiento de los modos a presentarse siempre y cuando la calibración de estos elementos sea bajo estudios pertinentes para no afectar negativamente a las oscilaciones a presentarse.

- Para el período lluvioso en el sistema ecuatoriano, en el caso en que el Ecuador exporta energía a través de las líneas de interconexión Jamondino –Pomasqui hacia el sistema colombiano, se observa que conforme las transferencias por las líneas de interconexión disminuyen, las oscilaciones son más amortiguadas con lo cual el modo de oscilación adopta un amortiguamiento mayor al 5%.
- Para todas las condiciones de demanda se aprecia que mientras más descargadas se encuentran las líneas de interconexión independientemente de la dirección del flujo de potencia, los modos problema desaparecen, es decir su amortiguamiento se incrementa.
- Lo anterior se verifica por cuanto, la mayor tendencia a oscilar entre los sistemas se presenta cuando el Ecuador importa energía desde el sistema colombiano, y desaparece cuando el Ecuador exporta energía hacia Colombia. Esto se debe a que la importación de Colombia a Ecuador es de 250 MW que es mayor que el monto de exportación de Ecuador a Colombia, el cual es 160 MW.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda ajustar y poner en servicio los estabilizadores de sistemas de potencia – PSS- de Paute fase A - B para que las oscilaciones presentes en la operación interconectada de los sistemas Colombia y Ecuador, tengan un mayor grado de amortiguamiento tanto en el momento de la sincronización de estos países, como ante disturbios de pequeña o gran magnitud.
- Se recomienda como trabajo complementario a esta tesis el cálculo de los parámetros de los PSS de las unidades de generación del Sistema Nacional Interconectado utilizando como base el “PROCEDIMIENTO PARA EL AJUSTE TEÓRICO PARA LOS ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)” que se presenta en el capítulo 5 numeral 5.8.

ANEXO 1

GLOSARIO DE TÉRMINOS [20]

A1.1 Definiciones relativas a los sistemas de excitación:

A1.1.1 Relativas a la estructura constructiva y modo de operación:

- **Sistema de excitación de corriente continua:** Sistema cuya excitatriz es un generador de corriente continua con escobillas y colector.
- **Sistema de excitación de corriente alterna:** Sistema cuya excitatriz es un generador de corriente alterna y que utiliza un rectificador, ya sea estacionario o rotativo, para producir la corriente continua que alimenta el campo.
- **Sistema de excitación estático:** Sistema que utiliza una alimentación externa para producir la corriente continua de campo.

A1.1.2 Relativas al desempeño dinámico del regulador y sistema de excitación:

- **Tensión de techo:** Máxima tensión continua que el sistema de excitación puede suministrar bajo condiciones especificadas.
- **Corriente de techo:** Máxima corriente continua que el sistema de excitación puede suministrar bajo condiciones especificadas.
- **Respuesta temporal del sistema de excitación:** Tensión de salida del sistema de excitación expresado como una función del tiempo.
- **Desempeño ante grandes perturbaciones:** Respuesta del sistema de excitación a estímulos suficientemente grandes como para que el efecto de las a-linealidades en la respuesta sea significativo.
- **Desempeño ante pequeñas perturbaciones:** Respuesta del sistema de excitación a estímulos suficientemente pequeños como para que el efecto de las a-linealidades no sea significativo.

A1.1.3 Relativas a la compensación de la cadena de control del sistema de excitación:

- **Estabilizador del sistema de excitación:** Lazo de compensación en realimentación del regulador automático de tensión, utilizado para incrementar la zona de operación estable del mismo.
- **Reducción transitoria de ganancia:** Lazo de compensación serie del regulador automático de tensión, utilizado para incrementar la zona de operación estable del mismo.

A1.2 Definiciones relativas a los sistemas de regulación de velocidad

- **Estatismo permanente:** Valor de reducción de la frecuencia cuando la potencia entregada por la turbina (carga) pasa de cero a su valor máximo.
- **Estatismo transitorio:** Relación que existe entre la variación de frecuencia y su correspondiente variación de potencia, expresados ambos en por unidad, durante el desarrollo del proceso transitorio. El estatismo transitorio no es una constante, sino que varía su valor a medida que la frecuencia evoluciona a un nuevo estado estable. El estatismo transitorio es utilizado en unidades hidráulicas para reducir la ganancia transitoria del lazo de control de velocidad y así compensar el efecto de fase no mínima de la turbina.
- **Control electro-hidráulico:** Sistemas de control modernos que involucran componentes electrónicos (analógicos o digitales), servomecanismos y fluidos. Los servomecanismos son comandados por señales eléctricas generadas por los dispositivos electrónicos de control.
- **Control mecánico-hidráulico:** Sistemas de control que involucran componentes mecánicos, servomecanismos y fluidos. Los dispositivos mecánicos de control comandan los servomecanismos por medio de magnitudes mecánicas, tales como: desplazamientos, rotaciones, etc.

ANEXO 2

APLICACIÓN DEL ANÁLISIS MODAL EN EL MODELO DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA SIN SU SISTEMA DE EXCITACIÓN [1]

A2-1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

La figura A2-1 representa a un sistema con generación térmica constituido por cuatro máquinas de 555MVA, 24kV, 60Hz.

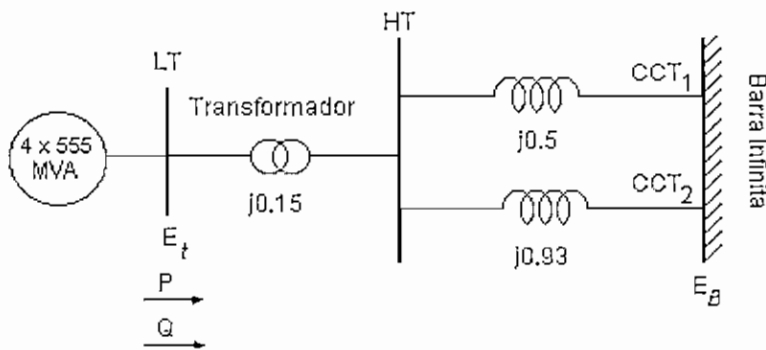


FIGURA A2-1

Las reactancias indicadas en la figura A2-1 están en por unidad en una base de 2220 MVA, 24 kV, referidas a la barra LT, además se asume resistencias despreciables.

El objetivo de este ejemplo es analizar la característica de estabilidad de pequeña señal del sistema en estado estable seguido por la pérdida del circuito No. 2.

Las condiciones post – falla del sistema en por unidad y referidas a una base de 2220 MVA, 24 kV son las siguientes.

$$P = 0.9 \quad Q = 0.3 \text{ sobreexcitado} \quad E_t = 1.0 \angle 36^\circ \quad E_B = 0.995 \angle 0^\circ$$

Los generadores fueron modelados como un generador equivalente representado por el modelo clásico con sus parámetros en por unidad referidos a las bases anteriormente mencionadas.

$$X'_d = 0.3$$

$$H = 3.5 \text{ MW.s/MVA}$$

- a) Escribir las ecuaciones de estado linealizadas del sistema, determinar los valores propios, la frecuencia de amortiguamiento de las oscilaciones en Hz, el radio de amortiguamiento y no amortiguamiento la frecuencia natural para cada uno de los siguientes valores del coeficiente de amortiguamiento (en p.u. torque/ p.u. velocidad).

(i) $K_D = 0$

(ii) $K_D = -10.0$

(iii) $K_D = 10.0$

- b) Para el caso con $K_D = 10.0$, encontrar los vectores propios derecho e izquierdo, y la matriz de participación. Determinar el tiempo de respuesta si al $t = 0$, $\Delta\delta = 5^\circ$ y $\Delta\omega = 0$.

A2-2 SOLUCIÓN

- a) La figura A2-2 constituye la representación del modelo del circuito en la condición de operación de estado estable post – falla, todos los parámetros se encuentran en por unidad en base de 2220MVA.

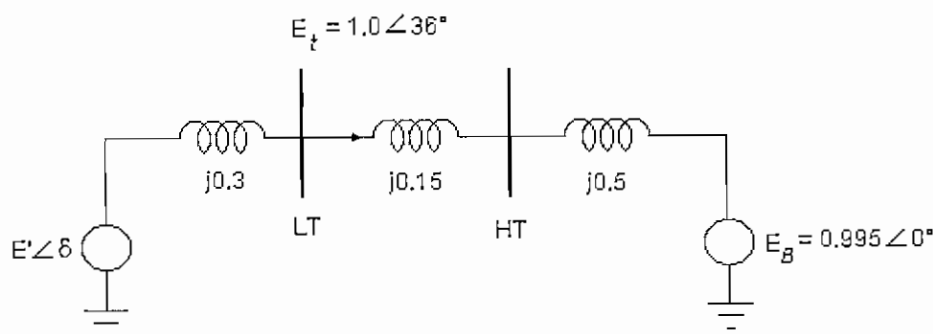


FIGURA A2-2

Con E_t como fasor de referencia, la corriente del estator del generador está dada por:

$$\begin{aligned}\bar{I}_t &= \frac{(P+Q)^*}{\bar{E}_t^*} = \frac{0.9-j0.3}{1.0} \\ &= 0.9-j0.3 \text{ p.u.}\end{aligned}$$

El voltaje en la reactancia transitoria es:

$$\begin{aligned}\bar{E} &= \bar{E}_t + jX'_d \bar{I}_t \\ &= 1.0 + j0.27 = 1.123 \angle 13.92^\circ \text{ p.u.}\end{aligned}$$

El ángulo entre E' y E_B es:

$$\delta_0 = 13.92^\circ + 36^\circ = 49.92^\circ$$

La reactancia total del sistema es:

$$X_T = 0.3+0.15+0.5 = 0.95 \text{ p.u.}$$

El correspondiente coeficiente de torque sincronizante es:

$$\begin{aligned}K_s &= \frac{E' E_B}{X_T} \cos \delta_0 \\ &= \frac{1.123 \times 0.995}{0.95} \cos 49.92^\circ \\ &= 0.757 \text{ p.u. torque/rad.}\end{aligned}$$

Las ecuaciones linealizadas del sistema son:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \dot{\Delta \omega_r} \\ \dot{\Delta \delta} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -\frac{K_D}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \\ &= \begin{bmatrix} -0.143K_D & -0.108 \\ 377.0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.143 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \end{aligned}$$

Los eigenvalores de la matriz de estado están dados por:

$$\begin{vmatrix} -0.143K_D - \lambda & -0.108 \\ 377.0 & -\lambda \end{vmatrix} = 0$$

o:

$$\lambda^2 + 0.143K_D \lambda + 40.79 = 0$$

O mediante la siguiente forma:

$$\lambda^2 + 2\zeta \omega_n \lambda + \omega_n^2 = 0$$

En donde:

$$\omega_n = \sqrt{40.79} = 6.387 \text{ rad/s} = 1.065 \text{ Hz}$$

$$\zeta = 0.143K_D / (2 \times 6.387) = 0.0112K_D$$

Los valores propios son:

$$\lambda_1, \lambda_2 = -\zeta \omega_n \pm \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}$$

La frecuencia de amortiguamiento es:

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}$$

A continuación se encuentran los resultados obtenidos para diferentes valores de K_D .

K_D	0	10	-10
Valores propios λ	$0 \pm j 6.39$	$-0.714 \pm j 6.35$	$0.714 \pm j 6.36$
Frecuencia de Amortiguamiento ω_d	1.0165 Hz	1.0101 Hz	1.0101 Hz
Razón de Amortiguamiento	0	0.112	-0.112
Frecuencia natural de no amortiguamiento ω_n	1.0165 Hz	1.0165 Hz	1.0165 Hz

b) Los valores propios derechos están dados por.

$$(A - \lambda I) \Phi = 0$$

Para el sistema dado con $K_D = 10$, la ecuación precedente se transforma en:

$$\begin{bmatrix} -1.43K_D - \lambda_i & -0.108 \\ 377.0 & -\lambda_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \\ \Phi_{2i} \end{bmatrix} = 0$$

Para $\lambda = -0.714 + j6.35$ las ecuaciones correspondientes son:

$$\begin{aligned} (0.714 + j6.35)\Phi_{11} + 0.108\Phi_{21} &= 0 \\ 377.0\Phi_{11} + (0.714 - j6.35)\Phi_{21} &= 0 \end{aligned}$$

Las ecuaciones precedentes no son linealmente independientes.

Uno de los vectores propios correspondientes a un valor propio debería ser tomado arbitrariamente, por consiguiente si:

$$\Phi_{21} = 1.0$$

Luego:

$$\Phi_{11} = -0.0019 - j0.0168$$

De forma similar los vectores propios correspondientes a $\lambda_2 = -0.714 - j 6.35$ son:

$$\Phi_{22} = 1.0 \qquad \Phi_{12} = -0.0019 - j0.0168$$

La matriz modal de los vectores propios derechos es:

$$\Phi = \begin{bmatrix} -0.0019 + j0.0168 & -0.0019 - j0.0168 \\ 1.0 & 1.0 \end{bmatrix}$$

Los vectores propios izquierdos normalizados de manera que $\psi_i \phi_i = 1.0$ están dados por:

$$\Psi = \Phi^{-1} = \frac{adj(\Phi)}{|\Phi|}$$

$$\Psi = \frac{\begin{bmatrix} 1.0 & -1.0 \\ 0.0019 + j0.0168 & -0.0019 + j0.0168 \end{bmatrix}^T}{(-0.0019 + j0.0168 + 0.0019 + j0.0168)}$$

$$\Psi = \begin{bmatrix} -j29.76 & 0.5 - j0.056 \\ j29.76 & 0.5 + j0.056 \end{bmatrix}$$

La matriz de participación es:

$$P = \begin{bmatrix} \Phi_{11} \Psi_{11} & \Phi_{12} \Psi_{21} \\ \Phi_{21} \Psi_{12} & \Phi_{22} \Psi_{22} \end{bmatrix}$$

$$P = \begin{bmatrix} 0.5 + j0.056 & 0.5 - j0.056 \\ 0.5 - j0.056 & 0.5 + j0.056 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.503 \angle 6.4^\circ & 0.503 \angle -6.4^\circ \\ 0.503 \angle -6.4^\circ & 0.503 \angle 6.4^\circ \end{bmatrix}$$

El tiempo de Respuesta está dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta\omega_r(t) \\ \Delta\delta(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{11} & \Phi_{12} \\ \Phi_{21} & \Phi_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 e^{\lambda_1 t} \\ c_2 e^{\lambda_2 t} \end{bmatrix}$$

Con $\Delta\delta = 5^\circ = 0.0873$ rad y $\Delta\omega_r=0$ y $t=0$, se tiene:

$$\begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Psi_{11} & \Psi_{12} \\ \Psi_{21} & \Psi_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r(0) \\ \Delta\delta(0) \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -j29.76 & 0.5 - j0.056 \\ j29.76 & 0.5 - j0.056 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0.0873 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 0.0436 - j0.0049 \\ 0.0436 + j0.0049 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

El tiempo de respuesta de desviación de la velocidad es:

$$\begin{aligned} \Delta\omega_r(t) &= \Phi_{11} c_1 e^{\lambda_1 t} + \Phi_{12} c_2 e^{\lambda_2 t} \\ &= (-0.0019 + j0.0168)(0.0436 - j0.0049) e^{(-0.714 + j6.35)t} + \\ &\quad (-0.0019 - j0.0168)(0.0436 + j0.0049) e^{(-0.714 - j6.35)t} \\ &= -0.0015 e^{-0.714t} \sin(6.35t) \quad p.u. \end{aligned}$$

Similarmente el tiempo de respuesta de la desviación del ángulo del rotor es:

$$\Delta\delta(t) = 0.088 e^{-0.714t} \cos(6.35t - 0.112) \quad rad.$$

Este es un sistema de segundo orden con un modo oscilatorio de respuesta que posee una frecuencia de amortiguamiento de 6.35 rad/s o 1.0101 Hz. La

oscilación decae con un tiempo constante de $1/0.714$ s. Este corresponde a un radio de amortiguamiento ζ de 0.112. Como este es un modo del ángulo del rotor, $\Delta\omega_r$ y $\Delta\delta$ participan en forma equitativa.

ANEXO 3

ANALISIS DE RESULTADOS CON

LAS MÁQUINAS DEL ECUADOR

Y

DE COLOMBIA

SIN SUS SISTEMAS DE EXITACION

Casos de estudio	Juevcs lluvioso			Jueves Seco			Sábado lluvioso			Sábado Seco		
Periodos	P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19
f (Hz)	0.402738623	0.440722279	0.41841004	0.55959709	0.49603175	0.46533271	0.40849673	0.4415011	0.44662796	0.59417706	0.5425936	0.48355899
ζ (%)	9.987428346	4.86937152	2.88968315	0.22752732	1.53992793	1.77824344	9.23313887	7.04795417	2.77844069	0.99102508	1.11455649	2.00730326
G AT1 ATINAJERO											0.147	-0.112
G TV2 GZEV	-0.301	-0.293	-0.336	-0.418	-0.465	-0.498	-0.735		-0.535	-0.949	1	-0.717
G TV3 GZEV	-0.3	-0.293	-0.337	-0.415	-0.466	-0.498	-0.734		-0.532	-0.949	1	-0.717
G U10 PAUTE	-0.283	-0.268	-0.346				-0.697		-0.533			
G U6 PAUTE	-0.283	-0.268	-0.346	-0.309	-0.327	-0.364	-0.689		-0.533	-0.681	0.715	-0.546
G U7 PAUTE	-0.283	-0.268	-0.346				-0.697		-0.533			-0.546
G U8 PAUTE	-0.283	-0.268	-0.346				-0.697		-0.533			
G U9 PAUTE	-0.283	-0.268	-0.346				-0.697		-0.533			
G U1 PAU	-0.252	-0.242	-0.312	-0.273	-0.287	-0.321	-0.623		-0.479	-0.602	0.629	-0.483
G U2 PAU	-0.255	-0.242	-0.312				-0.63		-0.479			-0.486
G U3 PAU	-0.255	-0.242	-0.312				-0.63		-0.479			
G U4 PAU	-0.255	-0.242	-0.312				-0.63		-0.479			
G U5 PAU	-0.255		-0.312				-0.63		-0.479			
G U1 AGO	-0.144	-0.147	-0.192	-0.178	-0.186	-0.22	-0.367		-0.294	-0.39	0.414	-0.326
G U2 AGO	-0.144	-0.147	-0.192				-0.367		-0.294			-0.326
G GHERNANDEZ RO				-0.101					-0.112	-0.219	0.234	-0.148
G G1 CTESM	-0.144	-0.146	-0.194	-0.199	-0.218	-0.236	-0.355		-0.279	-0.432	0.463	-0.341
G U1 EQUIL												-0.128
G U2 EQUIL										-0.151	0.166	-0.122
G U3 EQUIL											0.168	-0.124
G U4 EQUIL											0.17	-0.126
G U1 DPER	-0.123	-0.122			-0.198	-0.206	-0.301		-0.238		0.416	-0.291



Jueves lluvioso			Jueves Seco			Sábado lluvioso			Sábado Seco		
-----------------	--	--	-------------	--	--	-----------------	--	--	-------------	--	--

P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

f (Hz)	0.402738623	0.44072279	0.41841004	0.55959709	0.49603175	0.46533271	0.40849673	0.4415011	0.44662796	0.59417706	0.5425936	0.48355899
ζ (%)	9.987428346	4.86937152	2.88968315	0.22752732	1.53992793	1.77824344	9.23313887	7.04795417	2.77844069	0.99102508	1.11455649	2.00730326

G_U2_DPER			-0.157		-0.198	-0.206			-0.238		0.416	-0.291
G_U3_DPER			-0.156		-0.198	-0.206						-0.291
G_TG1_ROS		-0.109	-0.139	-0.161	-0.158	-0.144	-0.243		-0.216	-0.364	0.388	-0.258
G_TG2_ROS		-0.109	-0.139	-0.161	-0.158	-0.144	-0.243		-0.216	-0.364	0.388	-0.258
G_TG3_ROS		-0.109	-0.132			-0.144	-0.231					
G_TV1_VASAN							-0.14		-0.1	-0.172	0.184	-0.135
G_U1_TRI		-0.096	-0.116	-0.129	-0.154	-0.167	-0.231		-0.174	-0.285	0.312	-0.224
G_U1_PUC									-0.122			-0.135
G_U2_PUC									-0.128			-0.142
G_NAYON_VIC											0.148	-0.107
G_CUMBAYA_VIC									-0.123		0.201	-0.144
G_VICTORIA_TRI					-0.192	-0.212						
G_TG3_GASAN						-0.194						-0.284
G_TG5_GASAN						-0.194						
G_UA_MPP			-0.101	-0.116	-0.127	-0.134			-0.16	-0.256	0.272	-0.196
G_UB_MPP				-0.116	-0.127	-0.134				-0.256	0.272	-0.196
G_TPARGEI										-0.137	0.15	-0.102
Betania 1-3			-0.191	-0.118	-0.117				-0.27	-0.517	0.48	-0.387
Guatape 3							0.108					
Guatape 4							0.108					
Guatape 5							0.1					
Guatape 6							0.1					



Jueves lluvioso			Jueves Seco			Sábado lluvioso			Sábado Seco		
P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19

f (Hz)	0.402738623	0.444072279	0.41841004	0.55959709	0.49603175	0.46533271	0.40849673	0.4415011	0.44662796	0.59417706	0.5425936	0.48355899
ζ (%)	9.987428346	4.86937152	2.88968315	0.22752732	1.53992793	1.77824344	9.23313887	7.04795417	2.77844069	0.99102508	1.11455649	2.00730326

Guatape 7							0.1					
Guatape 8							0.1					
La Tasajera 1-3	0.115		0.126			0.151	0.39		0.232	0.216	-0.271	0.21
Jaguas 1-2							0.19		0.11	0.107	-0.132	0.1
Tasajero							0.233		0.115	0.155	-0.167	0.112
Playas 1-3						0.103	0.173		0.152		-0.186	0.138
San Carlos 1-2			0.143		0.106	0.145			0.218		-0.256	0.197
San Carlos 3-4			0.143			0.145			0.218		-0.26	0.197
San Carlos 5-6			0.143		0.107	0.146			0.219		-0.254	0.198
San Carlos 7-8			0.143			0.146			0.219		-0.129	0.198
Flores 1 Vapor							0.126			0.121	-0.111	
Tebsa Vapor 1-2	0.143	0.117	0.369		0.128	0.402	0.5		0.673	0.474	-0.441	0.667
Centro Vapor									0.13		-0.173	0.121
Paraíso 1-3		0.117	0.165		0.113	0.169	0.432		0.198	0.218	-0.252	0.183
Porce 1-3						0.334			0.518			0.473
Flores 3	0.155	0.123	0.196		0.136	0.216	0.542		0.362	0.542	-0.491	0.362
Sierra Vapor	0.177	0.124	0.173		0.129		0.486			0.294		
Paipa 4	0.142	0.142	0.15	0.121	0.145	0.148	0.34		0.173	0.204	-0.238	0.169
Guajira 1-2							0.192			0.193	-0.17	
La Miel 1-3		0.169	0.213		0.173	0.219	0.286		0.46	0.165	-0.585	0.42
Urta 1-4	0.278	0.204	0.3	0.16	0.174		1		0.616	0.734	-0.66	0.502
Flores 1 Gas						0.103	0.269		0.174	0.257	-0.236	0.174

Jueves lluvioso			Jueves Seco			Sábado lluvioso			Sábado Seco		
P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19	P03	P12	P19

f (Hz)	0.402738623	0.44072279	0.41841004	0.55959709	0.49603175	0.46533271	0.40849673	0.4415011	0.44662796	0.59417706	0.5425936	0.48355899
ζ (%)	9.987428346	4.86937152	2.88968315	0.22752732	1.53992793	1.77824344	9.23313887	7.04795417	2.77844069	0.99102508	1.11455649	2.00730326

Centro Gas 1-2		0.199	0.255		0.21				0.372		-0.489	0.348
Tebsa Gas 110			0.176			0.195			0.325			0.326
Tebsa Gas 220	0.282	0.237	0.544	0.186	0.264	0.6	0.992		1	1	-0.911	1
Sierra Gas 1-2	0.314	0.262	0.356	0.161	0.276		0.946			0.605		
Merilectrica						0.21						
Guaca 1-3						0.203	0.554		0.243	0.28	-0.316	0.225
Guadalpe III 1-									0.211		-0.24	0.191
Chivor 1-4	0.41	0.4	0.417	0.398	0.405	0.404	0.427		0.21	0.256	-0.566	0.323
Chivor 5-8	0.422	0.413	0.431	0.418	0.419	0.316	0.648		0.323	0.402	-0.437	0.327
Guavio 1-5	1	1	1	1	1	1			0.82			0.809

AFECTACION DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN DE LAS MÁQUINAS DEL SNI ECUATORIANO Y DEL SNI COLOMBIA.

JUEVES LLUVIOSO

P03

No se presenta modos pobremente amortiguados debido a que la transferencia entre Ecuador y Colombia disminuye y las líneas no se encuentran sobrecargadas.

P12

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	4.86937152	0.440722785
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	4.76153826	0.444049734
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4 y 5-8	4.7826336	0.442086649
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guavio 1-5	4.59510086	0.442869796
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Sierra Gas 1-2	4.90319777	0.440917108
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	4.90535447	0.440722785
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Urra 1-4	4.86937152	0.440722785
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	3.48687301	0.442477876
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute Fase AB	4.86937152	0.440722785
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute Fase C	4.0105311	0.440140845
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	4.30655336	0.443066017
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	1.70105652	0.449034576
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	

P19

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	2.889683149	0.41841004
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	1.899966996	0.41876047
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Centro Gas 1-2	2.851692128	0.41841004
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4 y 5-8	2.698587086	0.41858518
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guavío 1-5	2.505521573	0.41911148
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Miel 1-3	2.36263206	0.41753653
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Sierra Gas 1-2	2.927672917	0.41841004
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	2.927672917	0.41841004
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Tebsa Vapor 1-2	2.889683149	0.41841004
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Urra 1-4	2.889683149	0.41841004
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	3.253123183	0.42052145
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Esmeraldas, Agoyán U1 y U2, Betania	4.164810343	0.4199916
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute Fase C	2.052761623	0.41858518
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute Fase AB	2.927672917	0.41841004
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	3.037820119	0.4189359
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	2.307084694	0.42069836
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	2.353631403	0.42589438

JUEVES SECO

P03

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	0.22752732	0.55959709
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	-0.42374623	0.56338028
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4 y 5-8	-0.11350923	0.5608525
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guavio 1-5	-0.42517859	0.56148231
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	4.92257613	0.57803468
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas	1.59281157	0.56947608
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U6 y U1	0.0285524	0.5574136
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	2.97715308	0.57175529
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	3.98887444	0.58207218
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	

P12

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	1.53992793	0.496031746
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	1.11958485	0.497512438
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4 y 5-8	1.34680612	0.496277916
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guavio 1-5	1.18531866	0.496770989

Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Sierra Gas 1-2	1.53992793	0.496031746
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	1.53992793	0.496031746
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	3.26373781	0.502008032
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U6 y U1	1.31800675	0.495049505
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas	2.73097111	0.501002004
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	2.26055239	0.499750125
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	2.81342963	0.503271263
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	3.41013826	0.513083633

P19

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	1.778243438	0.46533271
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	1.536777784	0.46598322
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Guavío 1-5	1.538209671	0.46554935
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Miel 1-3 y Flores 3	1.650657473	0.46274873
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Merieléctrica	1.744056952	0.46533271
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 5-8	1.744056952	0.46533271
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	1.8124293	0.46533271
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Tebsa Vapor 1-2 y Chivor 1-4	1.641493874	0.46533271
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	4.93177352	0.47058824



Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas	3.056733183	0.46838407
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas Daule Peripa U1, U2 y U3	2.362600255	0.46468401
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Agoyán U1 y U2	2.256783302	0.46533271
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U1 y U2	1.676461689	0.46511628
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U6	1.677241219	0.46490005
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gas Aníbal Santos TG3 y TG5	2.38680315	0.46663556
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	2.412977425	0.46816479
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Victoria II	2.343946886	0.46838407
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	4.64799321	0.46860356
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	

SÁBADO LLUVIOSO**P19**

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	2.778440695	0.44662796
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	2.664294384	0.44189129
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Flores 3	3.026217826	0.44682752
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Guaca 1-3	2.707251527	0.44662796
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Guavio 1-5	2.847082255	0.44702727
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Miel 1-3	2.743498431	0.44072279
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Tasajera 1-3	2.778440695	0.44662796
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Tebsa Gas 110 y Chivor 5-8	2.777200723	0.44682752



Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Tebsa Vapor 1-2	2.742846633	0.44662796
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Urra 1-4	2.742846633	0.44662796
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	2.812777869	0.44682752
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Betania 1-3	2.811522036	0.44702727
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	3.445265421	0.44782803
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas Daule Peripa U1 y U2	3.101503384	0.44622936
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Santa Rosa TG1 y TG2	3.313694961	0.44642857
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas	3.550099082	0.44802867
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U1 y U5	2.778440695	0.44662796
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Agoyán U1 y U2	3.030270695	0.44622936
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	3.52277577	0.44247788
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	2.437592876	0.44385264

SÁBADO SECO

P03

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	0.99102508	0.59417706
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	1.41360027	0.59665871
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Betania 1-3	1.12493145	0.59417706
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4	1.01720211	0.59453032
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 5-8	1.01720211	0.59453032
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Flores 1 Gas	0.937461	0.59417706
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Flores 3	1.36270132	0.59559261



Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guaca 1-3	0.96424314	0.59417706
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Paraíso 1-3 y La Tasajera 1-3	0.96424314	0.59417706
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Sierra Gas 1-2	0.99043629	0.59453032
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	0.9898475	0.594884
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Tebsa Vapor 1-2	0.99102508	0.59417706
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Urra 1-4	0.96367026	0.59453032
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Agoyán U1	1.36432425	0.594884
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Machala Power UA y UB	1.80706841	0.5988024
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas	1.79516942	0.60277275
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Gualberto Hernández	1.14829086	0.59594756
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U1	0.85762262	0.59382423
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U6	0.85762262	0.59382423
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Santa Rosa TG1 y TG2	1.65555744	0.59594756
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Trinitaria	1.58593868	0.60204696
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	2.19599951	0.60864273
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	

P12

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	1.11455649	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	1.61810742	0.531067446
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Betania 1-3	1.14264198	0.543183053
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Centro Gas 1-2	1.14388314	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4	1.14326256	0.542888165
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 5-8	1.11455649	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Flores 3	1.31840453	0.543183053
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guadalupe III, Paipa y Flores Gas 1	1.05590235	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guaca 1-3	1.05590235	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de san Carlos 1-2, 3-4, 5-6 y Paraíso 1-3	1.91052913	0.533049041
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de La Miel 1-3	1.67714577	0.540832883
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Tasajera 1-3	1.11455649	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	1.11395182	0.542888165
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Tebsa Vapor 1-2	1.08522956	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Urra 1-4	1.08522956	0.542593597
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Gualberto Hernández	1.25776568	0.544069641
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Machala Power UA y UB	1.83258418	0.547045952
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U1	0.99778816	0.542299349
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U6	0.96896938	0.54200542
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Santa Rosa TG1 y TG2	1.66717094	0.544069641



Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Trinitaria	1.59468888	0.54884742
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	2.24762295	0.552181115
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Agoyán U1	1.40704504	0.542888165
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas	1.97148284	0.54884742
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas Daule Peripa U1 y U2	1.58288405	0.542888165
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	

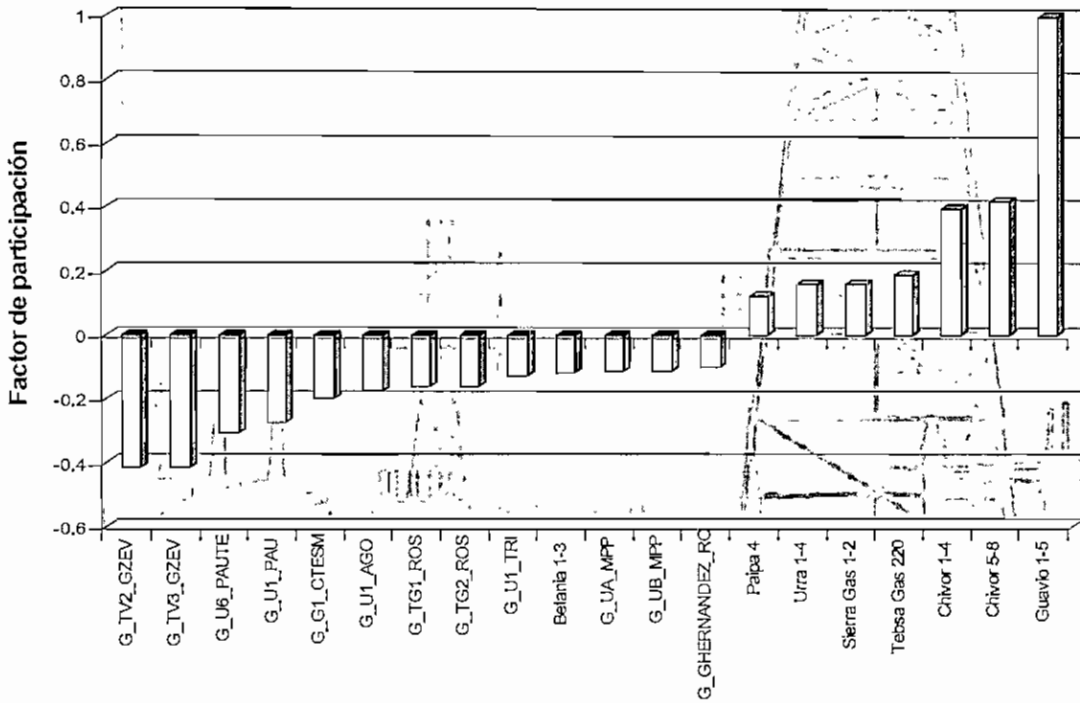
P19

	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación	2.007303256	0.48355899
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	2.484437331	0.4803074
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Urra 1-4	2.007303256	0.48355899
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Tebsa Vapor 1-2	2.006332997	0.48379294
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Tebsa Gas 220	2.039210135	0.48379294
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Tasajera 1-3	2.007303256	0.48355899
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de La Miel 1-3	2.419385753	0.48007681
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guavio 1-5	2.039210135	0.48379294
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Guaca 1-3	1.97440958	0.48355899
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Flores 3	2.236458698	0.48379294
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquinas de Chivor 5-8 y Tebsa Gas 110	2.072086612	0.48379294



Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4	2.04019628	0.48355899
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Centro Gas 1-2	2.236458698	0.48379294
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Betania 1-3	2.104962416	0.48379294
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador que tienen un factor de Participación mayor al 20%	4.365687323	0.48804295
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3	2.64957224	0.48638132
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Trinitaria	2.518814333	0.48638132
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Gas Aníbal Santos TG3	2.333944254	0.48402711
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas Daule Peripa U1, U2 y U3	2.503041092	0.48309179
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas	3.007622114	0.486618
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Agoyán U1 y U2	2.370233276	0.48332528
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Santa Rosa TG1 y TG2	2.630875185	0.48379294
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U6 y U7	1.712065229	0.48332528
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U1 y U2	1.909542909	0.48332528
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Machala Power UA y UB	2.614340145	0.48685492
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia que tienen un factor de Participación mayor al 20%	Los modos inter- área que se presentan tienen un amortiguamiento mayor al 5% sin presentar problemas al sistema en este periodo de demanda	
Participación de los sistemas de excitación de todas las máquinas de Ecuador y Colombia que se encuentran despachadas para este estudio	4.285126893	0.48239267

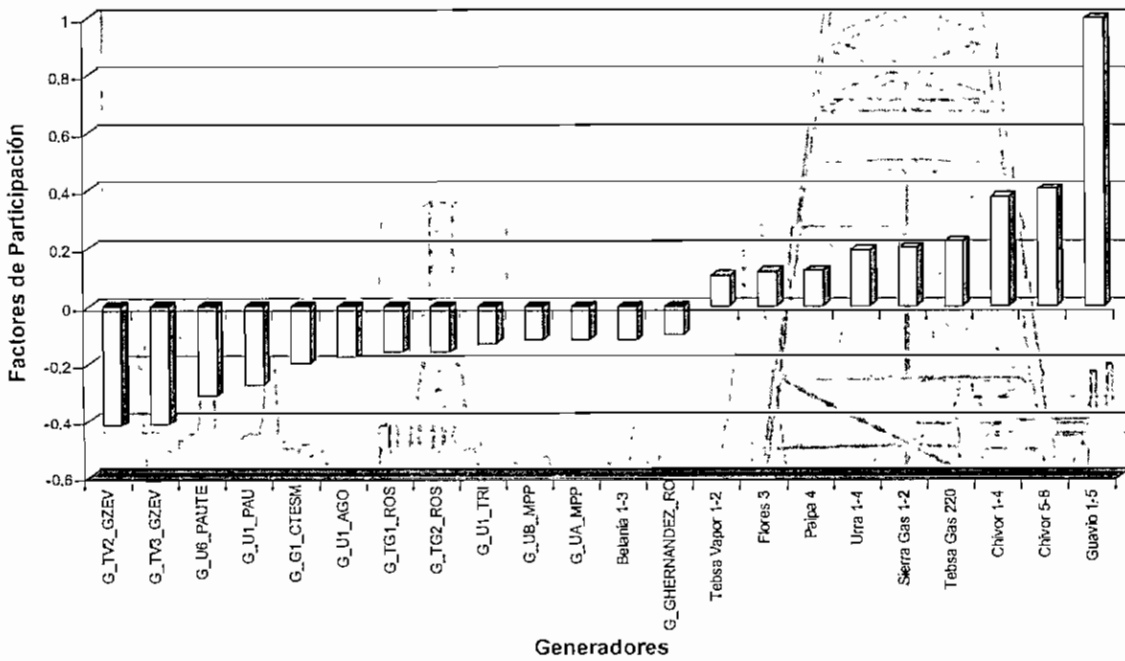
REPRESENTACION DE LA INFLUENCIA DE LOS SISTEMAS DE EXCITACION PARA UN DIA LABORABLE DEMANDA BASE EN PERIODO SECO MODO 149



Generadoras

Participación de las máquinas de Ecuador y Colombia sin sus sistemas de excitación

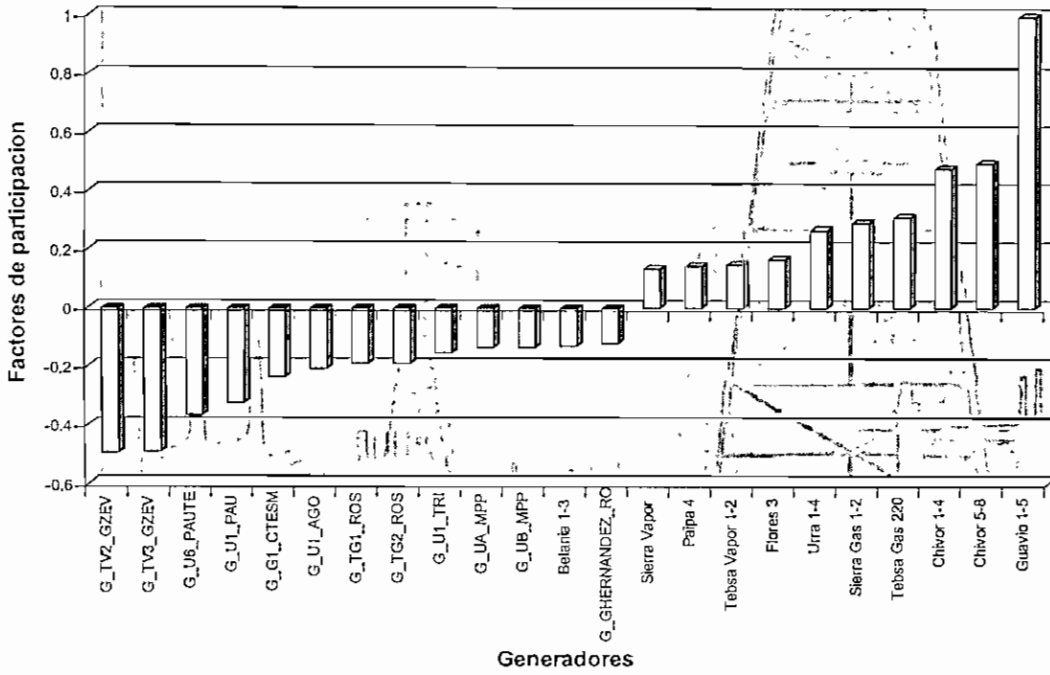
MODO 248



Generadores

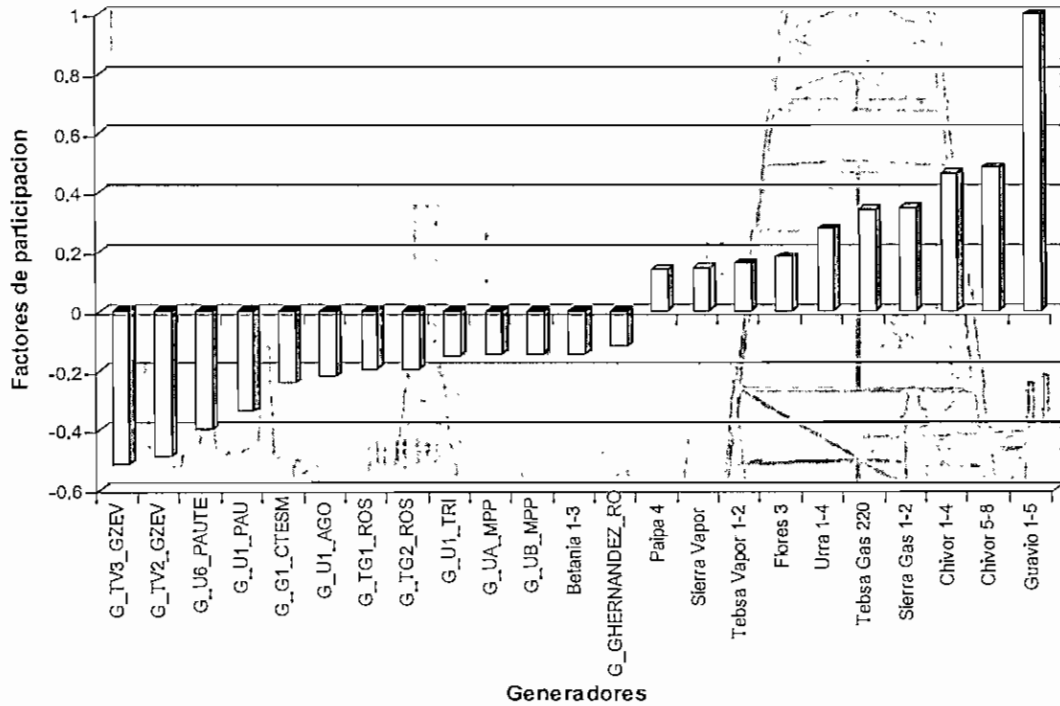
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Chivor 1-4 y 5-8

MODO 252



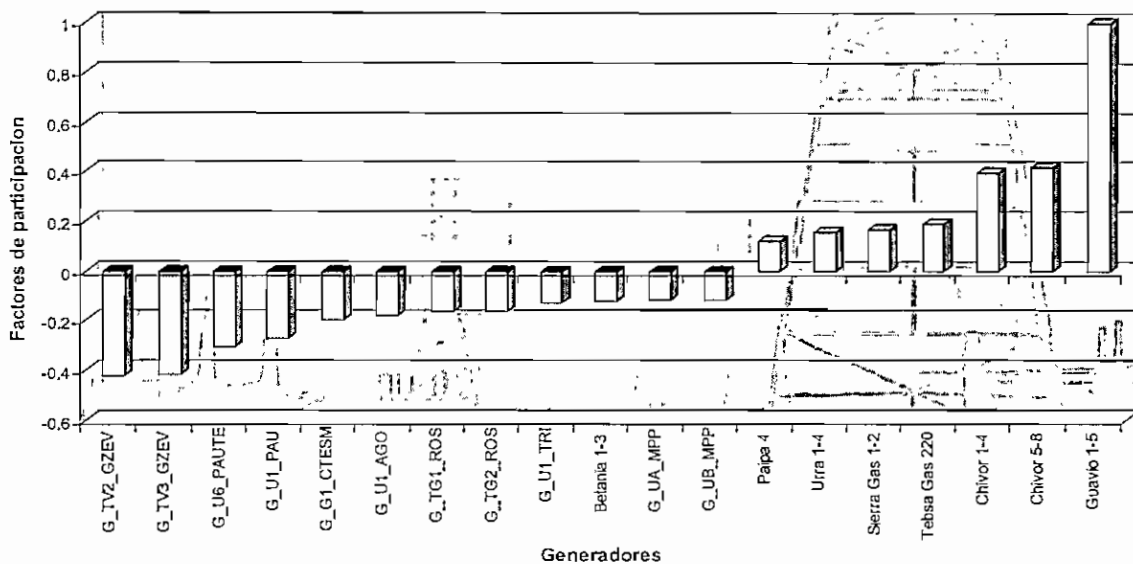
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Colombia

MODO 285



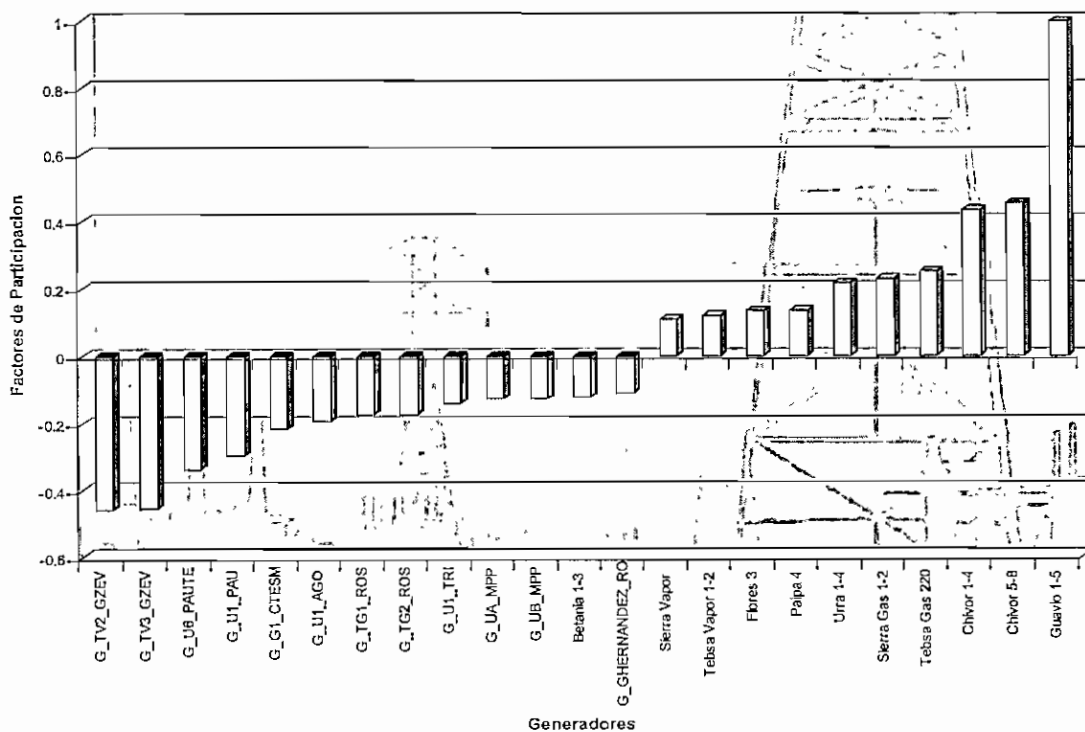
Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador y Colombia

MODO 155



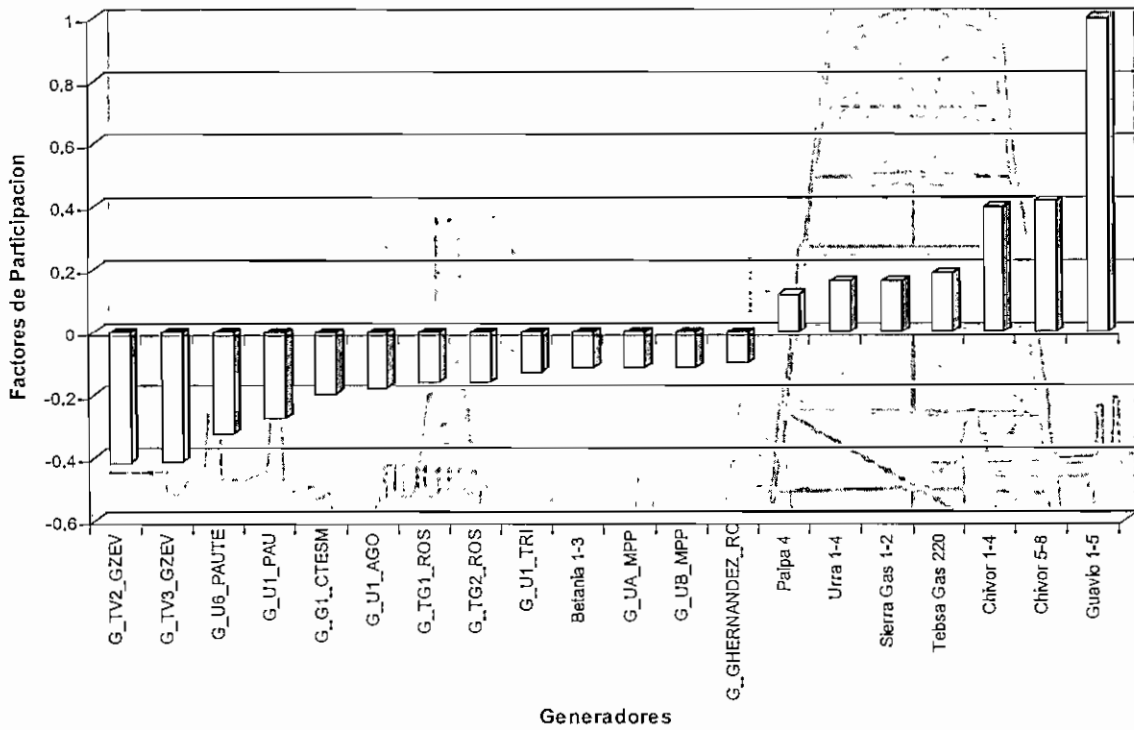
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de la Central Térmica Esmeraldas

MODO 155



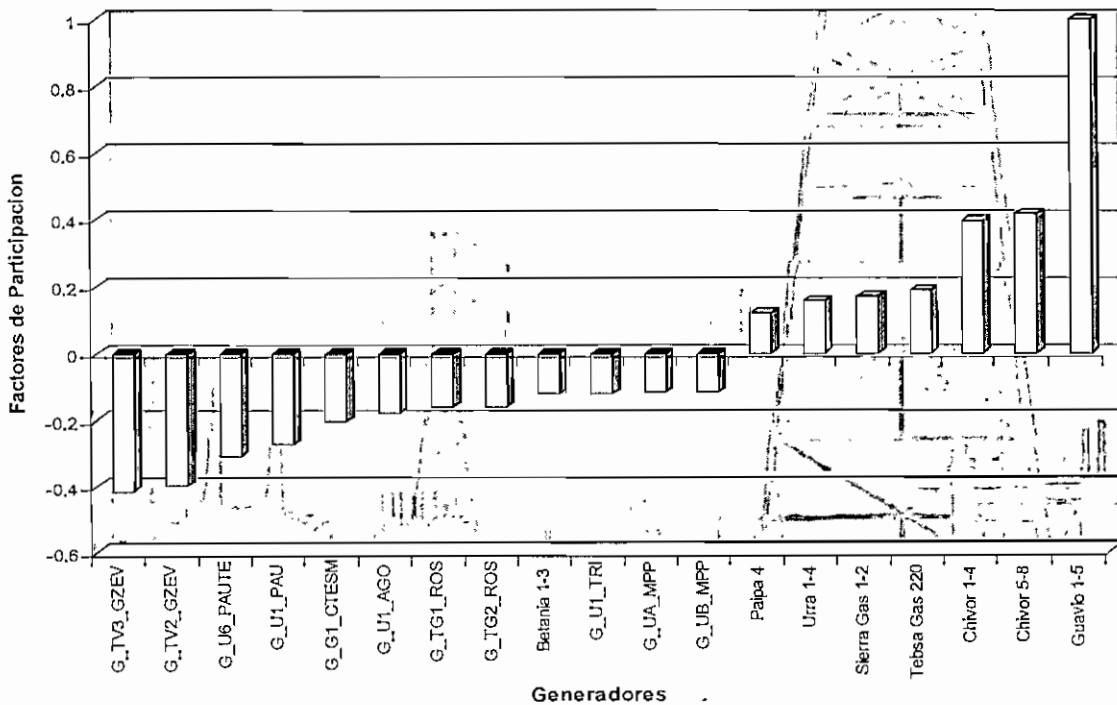
Participación de los sistemas de excitación únicamente de la máquina de Guavio 1-5

MODO 168



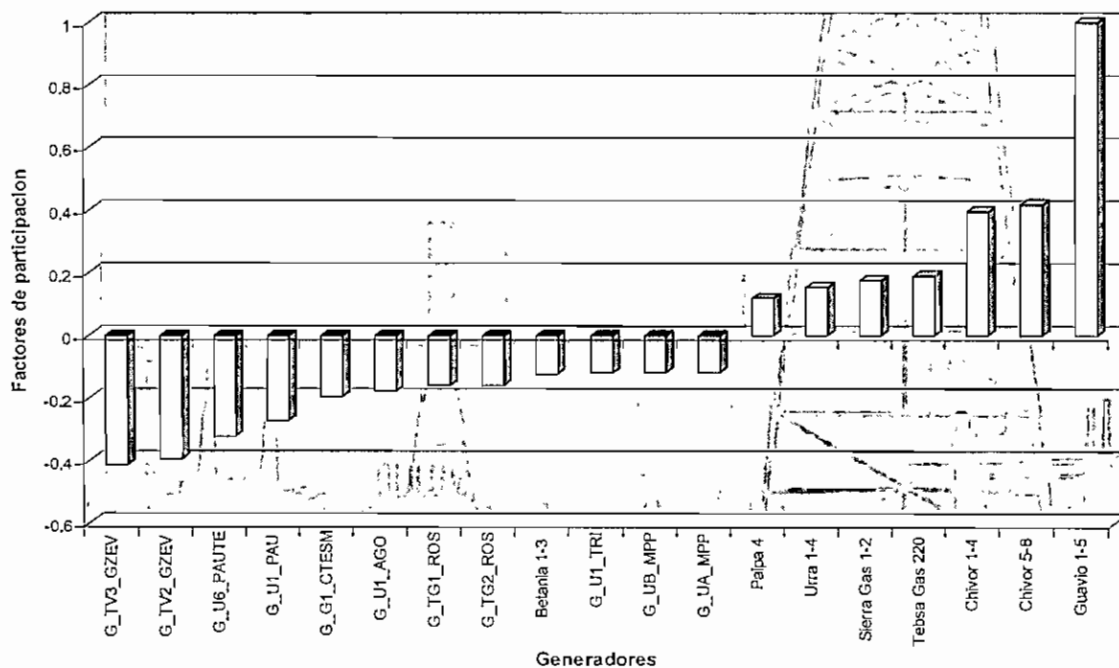
Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Paute U6 y U1

MODO 167



Participación de los sistemas de excitación únicamente de las máquinas de Gonzalo Zevallos TV2 y TV3

MODO 193



Participación de los sistemas de excitación de las máquinas de Ecuador

ANEXO 4

DIGSILENT Power Factory [2, 6]

3. CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA

El DIGSILENT Power Factory es una herramienta integrada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia caracterizando técnicas confiables y flexibles de modelado y algoritmos. Ha sido desarrollado con la nueva tecnología de programación orientada a objetos y lenguaje de programación C++. Logra el mejor compromiso entre flexibilidad ilimitada y requerimientos de fácil manejo, siendo completamente compatible con Windows 95/98/NT y 2000.

4. FUNCIONES PRINCIPALES Y ESPACIO DE TRABAJO

4.1 FUNCIONES:

- Flujo de potencia AC/DC
- Análisis de Corto Circuito VDE/IEC
- Fallas generales/Análisis de Eventos
- Simulación dinámica (RMS)
- Simulación de Transitorios Electromagnéticos EMT
- Análisis de Eigenvalores
- Reducción de redes
- Coordinación de Relés de protección
- Chequeo de la respuesta de unidades de Protección
- Análisis Armónico
- Cálculo de Confiabilidad
- Despacho Económico
- Interfases SCADA / GIS
- Lenguajes DSL ++ y DPL

- Diagramas unifilares del sistema modelado
- Diagrama de configuración de subestaciones
- Instrumentos virtuales para visualizar resultados
- Interface A/D Medinas 2000 A/D

Todas estas funciones tienen acceso a una base de datos relacional rápida y común, con un sistema integrado de manejo de casos de estudio y escenarios de sistemas. Algunas características adicionales incluidas son:

- Capas múltiples integradas, ventanas múltiples para ver simultáneamente diagramas unifilares y diagramas de subestaciones.
- Generación automática de configuración de subestaciones acorde al manual de la ABB con 5 configuraciones básicas, que pueden ser editadas de acuerdo a las especificaciones requeridas por el usuario.
- El sistema más moderno de ventanas con un administrador de datos integrado (Data Manager).
- Un administrador del sistema, con filosofía de manejo no redundante para la definición de casos de estudio y escenarios del sistema.
- Cálculo de parámetros (OHLs, cables, máquinas, etc.).

4.2 ESPACIO DE TRABAJO

El programa utiliza un ambiente de trabajo muy similar al que se utiliza en Windows, las ventanas más importantes se muestran en la Figura 1.

- Ventana principal (1)
- Ventana del administrador de datos (Data Manager) (2)
- Ventana gráfica (3)
- Ventana de salida (4)

También podemos observar la barra de título, la barra del menú principal y la barra de estado.

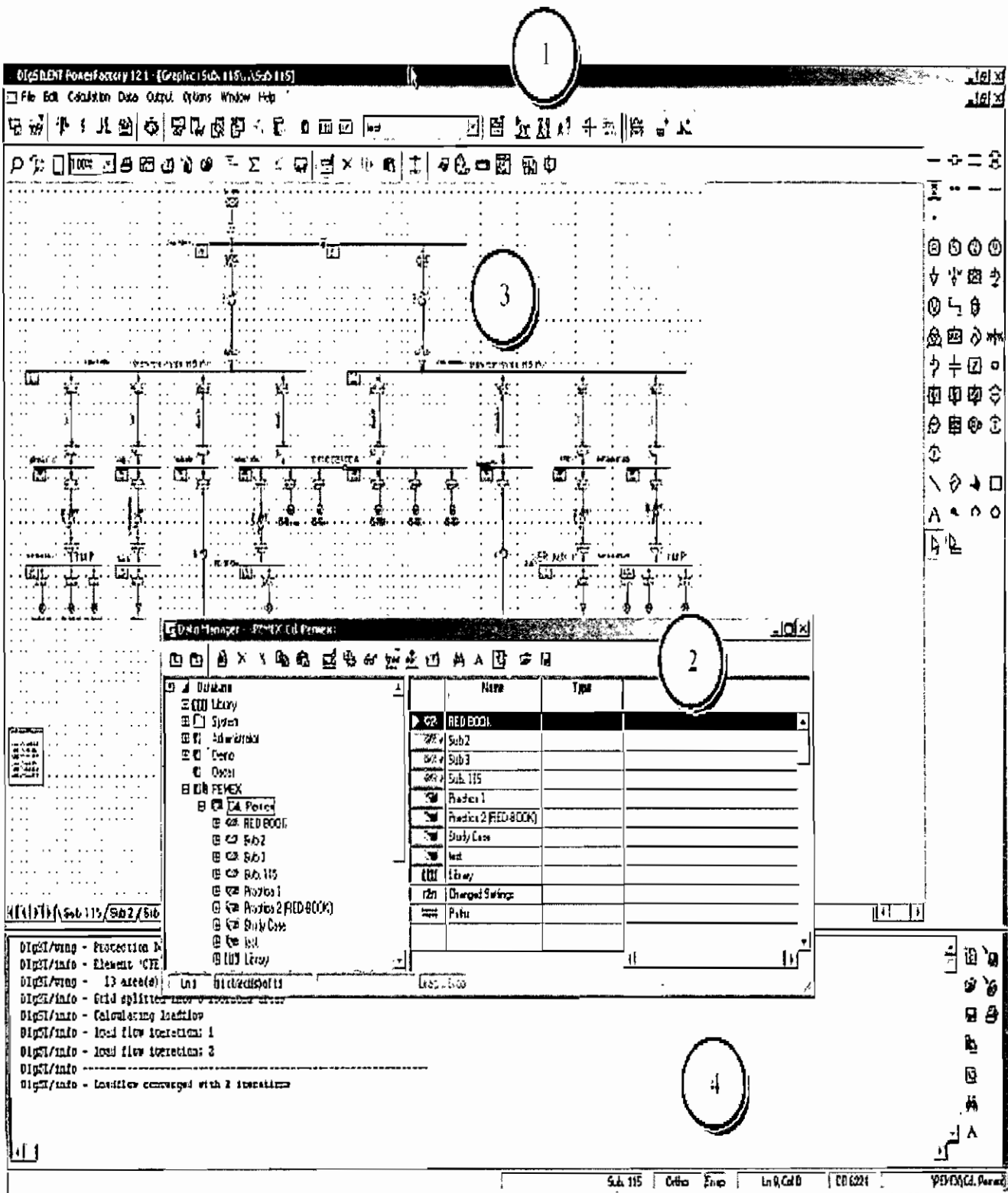


Figura 1. Espacio de trabajo

5. *Flujo de carga*

Como es sabido, el problema de flujos de carga comprende el cálculo de los flujos de potencia y los voltajes en un sistema bajo condiciones normales de operación. La mayor parte de los sistemas de transmisión están bien balanceados y una representación monofásica de la red puede ser usada en este caso.

En sistemas de distribución, sin embargo, el sistema no es balanceado, lo cual requiere de una representación completa (trifásica) de la red. El módulo de flujo de carga del DIgSILENT ofrece ambos cálculos.

La solución del flujo de cargas es esencial para las continuas evaluaciones de los sistemas de potencia durante los periodos de planeación y operación. Las alternativas y escenarios son analizados usando numerosos flujos de carga en condiciones normales y de contingencia. Toda la interacción de los elementos del sistema de potencia (tales como límites de capacidad de los generadores, límites en los cambiadores de taps de los transformadores, límites térmicos en las líneas de transmisión, etc.) puede ser usada en cada caso.

El DIgSILENT utiliza un método sofisticado combinado con el método de Newton Raphson para garantizar que el flujo de cargas siempre converja. En una configuración de un sistema de potencia donde no exista solución, por ejemplo, donde la capacidad de transporte de la línea sea sobrepasada por la carga demandada, el algoritmo de flujo de carga trata de adaptar las características de los modelos de tal manera que la solución, la cual todavía mantiene la ley de corrientes de Kirchhoff pueda ser encontrada.

Esta adaptación es hecha usando los modelos de niveles predefinidos:

- El nivel 1 y 2: Todas las cargas se hacen dependientes de la tensión.
- Nivel Lineal: Todas las cargas son impedancias constantes, todas las máquinas son fuentes de tensión (es decir, se linealizan todos los modelos).

Para el análisis de sistemas eléctricos de potencia se necesita un modelo matemático aproximado el cual da una idea de como se distribuyen los flujos de potencia dentro de la red y como se ve afectada ésta por las infinitas variaciones

que puede tener. Efectivamente al modelo matemático que permite hacer este análisis se le denomina Flujo de carga.

Para un análisis de flujo de carga se deben hacer muchos supuestos, uno de los principales es catalogar las barras del sistema en barras PV, PQ, SL etc. A continuación se definen algunas:

- *Barras de carga (PQ)*. Para el análisis de flujo de carga se realiza una primera consideración, las barras en las cuales se conoce la potencia activa y reactiva (P y Q) y son constantes se consideran barras tipo PQ.
- *Barras de generación (PV)*. Las barras en las cuales se conoce la potencia activa y el voltaje (P y V) y son constantes se consideran barras tipo PV. Normalmente los generadores son considerados de este tipo pues se conoce su generación P y los valores entre los cuales se mueve su excitación y por consiguiente su voltaje en terminales. En ocasiones se considera el generador del tipo PQ, principalmente cuando son pequeños y no influyen mucho en el resultado de flujo de carga o cuando se necesita que no exceda la generación de reactivos Q.
- *Barras slack (SL)*. Para el análisis de flujo de carga es necesario tener una barra que sirva para equilibrar ecuaciones, es decir, esta barra actúa como comodín y si el flujo necesita 10 MW para encontrar la solución se los asigna a ésta, igual pasa si la situación es de déficit. Para el Digsilent solo se necesita un SLACK por área.

La solución de la ecuación de flujo de carga en la cual ya están clasificadas las barras, se hace por medio de procedimientos iterativos no lineales. Existen muchos procedimientos para resolver el problema, entre ellos tenemos los siguientes:

- ZBUS método Gauss-Seidel.
- YBUS método Gauss-Seidel.
- YBUS método Newton-Raphson no desacoplado.
- YBUS método Newton-Raphson desacoplado.
- YBUS método Newton-Raphson desacoplado rápido.

6. Estabilidad

A4.4.1 Introducción

Un sistema de potencia está en una condición de operación de estado estable si todas las cantidades físicas que se miden (o se calculan) y que describen la condición de operación del sistema, se pueden considerar constantes para propósitos de análisis. Si cuando se está en una condición de estado estable, ocurre un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más parámetros del sistema, o en una o más de sus cantidades de operación, se dice que el sistema experimenta un disturbio de su condición de operación de estado estable. Los disturbios pueden ser grandes o pequeños de acuerdo con su origen.

Un disturbio grande es uno para el cual las ecuaciones no lineales que describen la dinámica del sistema de potencia no se pueden linealizar de forma válida para los propósitos de análisis. Las fallas en los sistemas de transmisión, los cambios repentinos de carga, las pérdidas de unidades generadoras y las maniobras en líneas son ejemplos de disturbios grandes. Si el sistema de potencia está operando en una condición de estado estable y experimenta un cambio que se pueda analizar de manera apropiada a través de versiones linealizadas de sus ecuaciones dinámicas algebraicas, se dice que ha ocurrido un disturbio pequeño.

Un ejemplo de un disturbio pequeño puede ser el cambio en la ganancia de un regulador automático de voltaje en el sistema de excitación de una gran unidad generadora. El sistema de potencia es estable en su estado estable para una condición de operación particular de estado estable si, después de que ocurre un disturbio pequeño, regresa esencialmente a la misma condición de operación de estado estable. Sin embargo, si después de un disturbio grande, se alcanza una condición de operación significativamente diferente, pero de estado estable aceptable, se dice que el sistema es transitoriamente estable.



En todos los estudios de estabilidad, el objetivo es determinar si los rotores de las máquinas que están siendo perturbadas regresan a una operación con velocidad constante.

El DigSILENT posee otro módulo diferente al de flujo de carga el cual sirve para analizar todos estos fenómenos. Para hacer un análisis de estabilidad se requiere como insumo un flujo de carga que cumpla con diversas condiciones y límites operativos.

En general para hacer análisis eléctricos adecuados es necesario utilizar las herramientas de flujo de carga y estabilidad del programa DigSILENT.

7. METODOLOGÍA DE MODELACIÓN.

A4.5.1 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.

Existen varias posibilidades para obtener la información de un sistema, una de ellas son los modelos que entrega los fabricantes de equipos. Otra fuente son los grupos de investigación, entre los cuales se destaca la IEEE, en especial en el campo de los dispositivos de control.

A4.5.2 MODELACIÓN.

El punto de partida para realizar el modelo es la información recolectada (ecuaciones diferenciales o funciones de transferencia). Para el caso de modelación en lenguaje DSL se parte siempre de los diagramas de bloques (o ecuaciones de transferencia en términos de Laplace), que es la forma más común de encontrar información acerca de dispositivos de control.

Como se mencionó anteriormente, existen dos formas de desarrollo de modelos con el programa DigSILENT:

- Desarrollo a través del código del lenguaje de simulación DSL.

- Desarrollo gráfico empleando bloques predefinidos en el programa.

La diferencia básica entre los dos métodos, es que en el segundo caso no se tiene contacto directo con el lenguaje de simulación DSL, puesto que las ecuaciones y el lenguaje están inmersos en los bloques predefinidos en la librería del programa.

A4.5.3 PROCESO DE PRUEBAS Y DOCUMENTACIÓN.

Este proceso consiste en realizar una verificación del funcionamiento del modelo desarrollado, buscando:

- _ Comprobar la adecuada conectividad (flujo de señales), interfaz o comunicación entre los elementos del sistema y los modelos desarrollados.
- _ Verificar el adecuado funcionamiento del dispositivo modelado (velocidad de respuesta, forma de onda, no linealidades, etc.).
- _ Generar documentación que permita dar soporte a los posteriores usuarios para el uso adecuado del modelo.

A4.5.4 PROCESO DE LA MODELACIÓN

A4.5.4.1 PROBLEMA DE LA MODELACIÓN

Es importante identificar la incidencia que tiene la adecuada modelación de un sistema eléctrico de potencia en el análisis de estabilidad. En la medida en que los modelos empleados reflejen adecuadamente el fenómeno que se quiere analizar, se tendrá una garantía en los resultados obtenidos.

La estructura que se propone para la modelación de un sistema y los parámetros empleados se pueden evaluar de acuerdo a los siguientes criterios:

_ *Tamaño del sistema:* Esta es una cualidad importante debido a que grandes y pequeños sistemas tienen diferentes parámetros claves de influencia directa; así por ejemplo, para un sistema de potencia pequeño, la dependencia de las cargas con la frecuencia no es tan relevante, como sí lo es para sistemas grandes.

_ *Tamaño de la unidad:* La importancia del tamaño de una unidad de generación radica en que tanto para los análisis de estado estable como transitorios las unidades grandes representan para el sistema una mayor influencia en la respuesta final.

_ *Estructura del sistema:* Para el análisis de una red en particular, independientemente del tamaño del sistema y de las unidades, su estructura puede ser de mayor relevancia sobre cualquier otro factor como es el caso de los sistemas radiales.

_ *Fallas en el sistema:* Lo más importante para las condiciones de modelación del sistema son las fallas aplicadas y las consecuencias asociadas con este fenómeno. Por ejemplo, para el caso de análisis de sintonización de un estabilizador de potencia, no sería relevante la modelación de controles lentos de reactivos o de las calderas de las unidades térmicas.

_ *Tipo de estudio.* En sistemas que están en etapa de planeación, se pueden emplear modelos y parámetros típicos, mientras no exista información adicional disponible. Sin embargo, para ampliaciones de sistemas existentes puede ser necesaria una representación más detallada. En casos de análisis de problemas operacionales y de optimización de la operación es indispensable contar con modelos detallados de los componentes más importantes.



Algunos de los objetivos buscados con la modelación de un sistema son:

- _ Análisis de problemas o de mal funcionamiento de los controladores, especialmente bajo condiciones de perturbación.
- _ Modelación de sistemas no convencionales y de esquemas de control implementados en la red de potencia.
- _ Ejecuciones de estudio durante las fases de diseño y especificación de componentes y redes.

Independientemente del sistema analizado, si a la representación del sistema no se le puede aplicar un modelo de la IEEE o cualquier otro tipo de modelo estándar, se debe recurrir a la utilización de un método flexible para la realización de modelos individuales que se adapten a las necesidades del sistema. En este punto el uso del lenguaje de simulación ofrecido por el programa cubre todas estas expectativas.

A4.5.4.2 CARACTERÍSTICAS DEL LENGUAJE DE SIMULACIÓN

La filosofía de funcionamiento del lenguaje es proveer la posibilidad de interactuar con el programa fuente durante una simulación, a través de elementos modelados y codificados por el usuario, los cuales buscan reflejar un comportamiento determinado del sistema.

El lenguaje DSL se usa para programar modelos de control eléctricos y otros componentes usados en sistemas eléctricos de potencia. Como cualquier otro lenguaje de simulación o programación, emplea una sintaxis especial para la formulación de éstos modelos.

Las principales características de la relación entre la plataforma DigSILENT con el lenguaje de simulación DSL son:



_ Acceso a variables del sistema: voltajes, corrientes, ángulos, potencias., impedancias, variables lógicas, variables de posición (cambia-tomas) variables de tipo mecánico (torques) y otros.

_ Control de la ejecución de la simulación desde los modelos, vía comandos de interrupción o salida (Fault - Output).

_ Posibilidad de comunicación directa entre los modelos.

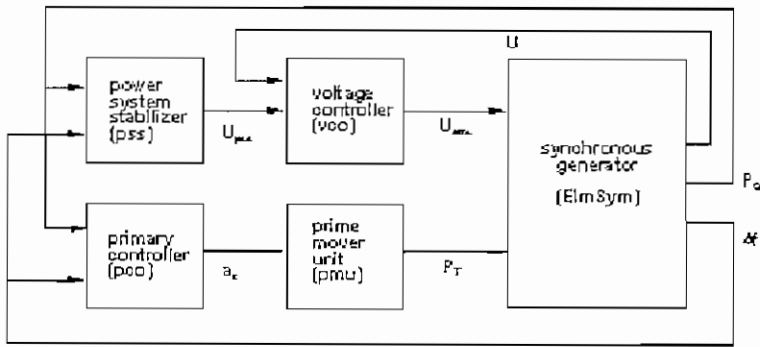
_ Reevaluación continua de las matrices del sistema: ante el uso de modelos que modifiquen la estructura del sistema de potencia (como por ejemplo, inductancias variables, fuentes de corriente, etc.).

_ Salida y monitoreo: La falla en los datos asignados al caso para el cálculo del flujo de carga, el cálculo de las condiciones iniciales o condiciones inadecuadas para el arranque de la simulación ofrecen al usuario un soporte a través de diferentes mensajes que presentan la información sobre el elemento y el tipo de falla en la simulación. Otro error frecuente en los datos de entrada es la asignación de valores a los parámetros de los modelos que estén por fuera del rango permitido. Toda esta información se presenta en la ventana de salida.

A4.5.4.3 ELEMENTOS BÁSICOS

A4.5.4.3.1 MODELO COMPUESTO (COMPOSITE MODEL)

Un modelo compuesto es una máscara que se usa para "administrar los modelos asociados a una máquina o un sistema", en la cual se seleccionan todos los modelos y elementos que se quieren relacionar.

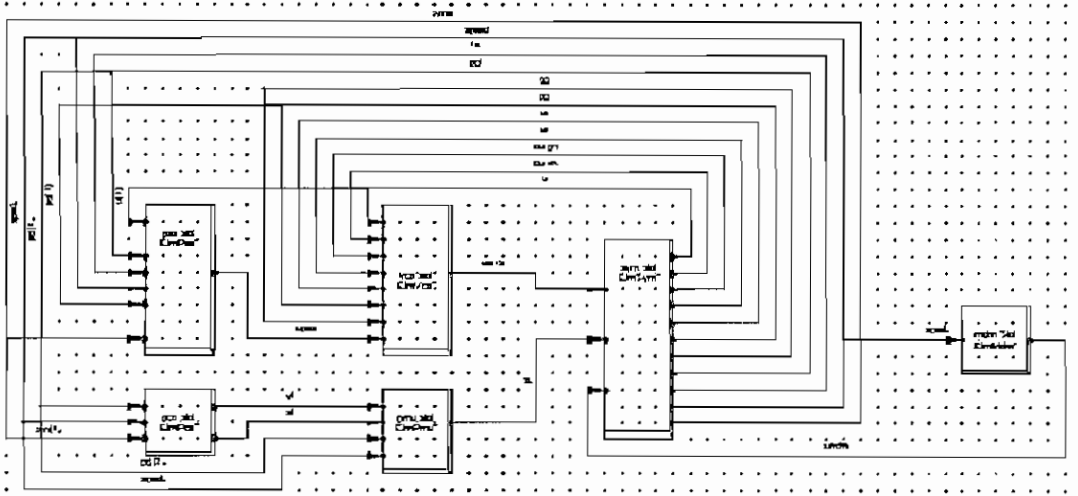


La gráfica anterior muestra un modelo compuesto que se usa para describir los elementos asociadas a una máquina síncrona (controles). En él se pueden identificar los siguientes elementos constitutivos:

- _ Máquina síncrona (sym)
- _ Regulador de tensión (VCO)
- _ Regulador de Velocidad (PCO)
- _ Unidad primo motriz (PMU)
- _ Estabilizador del sistema de potencia (PSS)
- _ Conexión con la red de potencia global (Grid)

A4.5.4.3.2 COMPOSITE FRAME (MARCO COMPUESTO)

Un Frame es una plantilla o estructura en la cual se definen las interfaces o vías de comunicación de las distintas señales entre los bloques o modelos que van a definirse dentro de un Composite Model.



La figura anterior muestra el Frame que emplea el DgSILENT para unidades sincrónicas. En ella se pueden observar las señales que se conectan entre todos los modelos que componen el Frame.

A4.5.4.3 BLOQUES (BLOCKS)

Un composite block diagram es una representación gráfica de una función matemática que produce una o más señales de salida como función de una o más señales de entrada. Un block diagram también puede tener límites (valores mínimos y máximos) como señales de entrada.

Los block diagrams constan básicamente de los elementos siguientes:

- _ Puntos de suma: que producen una sola señal de salida: $y=(u_0+u_1+...)$
- _ Multiplicadores: que producen una sola señal de salida: $y=(u_0*u_1 *...)$
- _ Divisores: que producen una sola señal de salida: $y=(u_0/u_1 /...)$
- _ Selectores: que producen una sola señal de salida: $y=u_0$ o $y=u_1$
- _ Líneas de señal: producen una o más señales de salida a partir de una entrada: $y_0=y_1=... =u$
- _ Bloques de Referencia: que se usan para incluir otras definiciones de bloques.

A4.5.4.3.4 PROCESO DE MODELAMIENTO

El proceso de modelamiento en Power Factory se puede resumir de la siguiente forma:

- _ Recolectar la información: básicamente es la consecución del diagrama de bloques del modelo y de los valores de los parámetros de ajuste.
- _ Generar una nueva hoja de diagrama de bloques.
- _ Dibujar los bloques y los operadores
- _ Asignar las macros a los bloques.
- _ Hacer la conexión de todas las señales.
- _ Definir las condiciones iniciales del modelo.
- _ Hacer la comprobación y compilación.

Hasta este punto ya se ha completado el proceso de creación del modelo. Una vez creado el modelo en la librería, lo siguiente que debe hacerse es implementar su uso de la siguiente forma:

- _ Generación del objeto Composite Model.
- _ Generación del objeto Common Model.
- _ Selección del Frame, los modelos y el objeto sobre el cual van a operar.
- _ Pruebas de funcionamiento y documentación.

A4.6 ANÁLISIS MODAL

El análisis modal es un análisis dinámico lineal alrededor de un punto de operación, razón por la cual también se le conoce como estabilidad de pequeña señal. Su objetivo es conocer la capacidad del sistema de mantener el sincronismo cuando es sometido a pequeñas perturbaciones. La inestabilidad en este caso puede surgir de dos formas:

- _ Incremento permanente de los ángulos del rotor de las unidades de generación debido a la carencia de torque sincronizante;

__ Oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la carencia de torque de amortiguación.

Del análisis modal se obtienen los valores y vectores propios del sistema, que en el caso de los modos electromecánicos tendrán un amortiguamiento (σ) y una frecuencia de oscilación ($f=\omega/2\pi$). Adicionalmente, se obtienen los factores de participación normalizados de las unidades de generación que actúan en cada uno de los modos.

La parte real del valor propio será una medida del amortiguamiento del modo y la parte imaginaria una medida de la velocidad angular de la oscilación que el modo representa de acuerdo con la siguiente relación:

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

Donde:

ω_n = Frecuencia natural de oscilación.

ζ = Representa el porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo

El DIGSILENT reporta los valores de Damping = σ y Period = t ($\omega=2\pi / t$) para cada valor propio así como los factores de participación de las máquinas en dicho modo. Los modos que darán origen a oscilaciones tendrán parte real igual pero con la parte imaginaria de signo contrario. Para los cálculos normalizados se utiliza la siguiente ecuación

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

Para propósitos de planeamiento, normalmente se considera un amortiguamiento aceptable aquel que sea superior al 5%, ya que mediante estabilizadores de potencia puede mejorarse la calidad. La identificación de los modos provee las

herramientas para conocer si éstos representan problemas de inestabilidad para la operación sincronizada de los sistemas y las medidas a tomar para amortiguarlo, generalmente mediante el ajuste de estabilizadores de potencia (PSS) de las unidades involucradas en dicho modo, o algún tipo de medida de compensación utilizando elementos de electrónica de potencia (SVC, TCSC, entre otros) con función de amortiguamiento en ajuste.

A4.6.1 EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS MODAL

El análisis modal calcula los valores y vectores propios de un sistema dinámico multi-máquina incluyendo todos los modelos de control.

El botón de ejecución del análisis modal se localiza en la barra de Estabilidad.

Un análisis modal puede iniciarse cuando se alcanza una condición de estado estable equilibrada en un cálculo dinámico. Normalmente, tal estado es logrado en un cálculo del flujo de carga equilibrado, seguido por un cálculo de condiciones iniciales. Sin embargo, también es posible realizar una simulación RMS equilibrada y empezar un análisis modal después de esto.

El análisis modal construye una matriz del sistema a partir del flujo de carga y de los datos dinámicos. Los valores y vectores propios son calculados directamente de esa matriz. Puesto que los cálculos de valores propios requieren modelos linealizados, DlgSILENT realiza automáticamente la linealización de todos los elementos relevantes del sistema.

El cálculo de valores y vectores propios es la herramienta más potente para los estudios de estabilidad oscilatoria. Para su aplicación se recomienda calcular primero los modos de oscilación natural del sistema. Éstos son modos de oscilación sin considerar la acción de los modelos de planta y de control, es decir, con las turbinas con potencia constante, con voltajes de excitación constantes, etc. De esta forma, podrá verse posteriormente el efecto de los controles sobre los modos de oscilación del sistema.

A4.6.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS MODAL

Los resultados del análisis modal están separados en dos partes:

- _ Los valores y vectores propios del sistema
- _ Los factores de participación relativos de los generadores

Una vez que un análisis modal se ha ejecutado, para ver los resultados:

- 1) Se presiona el botón "*Output Calculation Analysis*"
- 2) En *LoadFlow/Simulation* se selecciona *Eigenvalues* para activar las opciones del *Output of Eigenvalues*.
- 3) En las opciones *Output of Eigenvalues* se puede seleccionar si se quiere el reporte de los valores propios o de los factores de participación. Si se selecciona la opción de factores de participación, se habilita la opción de selección de las variables de estado, los valores propios y el filtro para los modos del sistema. El filtro para los valores propios se usa para mostrar los factores de participación sólo para modos específicos del sistema, y para ello debe estar seleccionada la opción *Filtered* en *Select Eigenvalue(s)*.

ANEXO 5

ESTUDIO DE MODOS DE OSCILACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ECUADOR – COLOMBIA

Este anexo expone un estudio realizado en la Dirección de Planeamiento del CENACE para la operación el tiempo real del Sistema Nacional ecuatoriano actuando de forma interconectada con el sistema Colombiano.

EXPORTACIÓN POR LA INTERCONECCIÓN ECUADOR – COLOMBIA DEBIDO A OSCILACIONES ENTRE-AREAS

1. ANTECEDENTES

Los días 19 y 29 de julio de 2004, en el sistema interconectado Ecuador-Colombia se presentan oscilaciones de potencia durante la exportación de energía eléctrica a Colombia.

2. OBJETIVO

Establecer los límites para la exportación de Ecuador a Colombia, bajo condiciones de déficit de recursos de generación en la zona norte del Ecuador.

3. ALCANCE

El presente estudio es realizado bajo las condiciones actuales de disponibilidad de generación en Ecuador, es decir, considerando la indisponibilidad de tres grandes unidades de vapor (TV3 de Gonzalo Zevallos, Esmeraldas y Trinitaria). Las fechas de terminación de los mantenimientos programados en las unidades de Gonzalo Zevallos y Esmeraldas son el 15 de Agosto de 2004 y el 30 de Agosto de 2004, respectivamente.

Se realizará un seguimiento continuo de la operación del S.N.I. bajo estas condiciones, y se actualizarán los estudios dinámicos correspondientes, con la finalidad de revisar los límites de exportación, en función del ingreso de unidades de los sistemas de Ecuador y Colombia u otras condiciones de los sistemas que incidan sobre dicho límite.

4. CONSIDERACIONES

Se realiza el análisis modal en el sistema interconectado Ecuador-Colombia en demanda base considerando las condiciones actuales del SNI.

5. RESULTADOS

En las tablas 1 a 4 se presentan los resultados del análisis modal para las diferentes condiciones de exportación.

TABLA 1. Resultados del modo con amortiguamiento negativo entre-área Ecuador – Colombia (exportación desde Ecuador: 170 MW)

CON UNA EXPORTACION DE 170 MW						
Modo	Damping	Periodo	Velocidad angular	Amortiguamiento Epsilon (p.u)	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
544	-0,037	2,288	2,74614742	-0,013472198	-1,347219809	0,43706294

TABLA 2. Resultados del modo con amortiguamiento negativo entre-área Ecuador – Colombia (exportación desde Ecuador: 100 MW)

CON UNA EXPORTACION DE 100 MW						
Modo	Damping	Periodo	Velocidad angular	Amortiguamiento Epsilon (p.u)	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
541	-0,008	2,118	2,9665653	-0,002696712	-0,269671155	0,47214353

TABLA 3. Resultados del modo con amortiguamiento negativo entre-área Ecuador – Colombia (exportación desde Ecuador: 80 MW)

CON UNA EXPORTACION DE 80 MW						
Modo	Damping	Periodo	Velocidad angular	Amortiguamiento Epsilon (p.u)	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
540	-0,003	2,088	3,00918837	-0,000996946	-0,099694607	0,4789272

TABLA 4. Resultados del modo con amortiguamiento negativo entre-área Ecuador – Colombia (exportación desde Ecuador: 50 MW)

CON UNA EXPORTACION DE 50 MW						
Modo	Damping	Periodo	Velocidad angular	Amortiguamiento Epsilon (p.u)	Amortiguamiento Epsilon (%)	Frecuencia
538	0,02	2,041	3,07848374	0,006496568	0,649656768	0,4899559

6. CONCLUSIONES

- Para todos los casos analizados se observa que existen modos de oscilación de bajo amortiguamiento y, en particular, en todos los casos se presenta un modo entre-áreas con amortiguamiento negativo, cuando la exportación es mayor o igual a 80 MW.
- La simulación sin los sistemas de excitación evidencia que el modo existente entre Ecuador y Colombia muestra amortiguamientos que no presentan problemas; por el contrario, al ingresar todos los modelos se presenta un modo con amortiguamiento negativo, situación que infiere que uno o varios sistemas de control requieren una revisión de ajustes de sus parámetros.
- De acuerdo con la práctica general se ha establecido como aceptables amortiguamientos de modos de oscilación mayores al 5 % en condiciones normales de funcionamiento, y superiores al 3 % para condiciones de indisponibilidad de algún elemento del sistema.
- Según los resultados obtenidos se aprecia que el amortiguamiento del modo de oscilación problema para cada caso siempre es menor al 3 %. Sin embargo, considerando la imprecisión de los modelos dinámicos de los generadores y sistemas de control que forman parte de la base de datos del programa DigSilent, y que para niveles de flujo de potencia menores o iguales a 80 MW el amortiguamiento de modos de oscilación es muy cercanos a cero, se establece como límite para la exportación, bajo estas condiciones de operación, un flujo de 100 MW, con la precaución de hacer un seguimiento constante de la presencia de posibles oscilaciones.
- Las oscilaciones presentadas en las primeras horas de los días 19 y 29 de julio de 2004 se debieron fundamentalmente a las actuales

condiciones de generación térmica de base que se dispone en el S.N.I.,

- El límite de exportación para demandas base y media es de 100 MW, y para demanda punta es de 0 MW. Estos límites serán revisados continuamente en función del ingreso de generación o cambio de otras condiciones en los sistemas de Ecuador y/o Colombia con incidencia sobre dichos límites.

APEL-HBFT

04.09.31

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) KUNDUR, P. "*Power System Stability and Control*". Mc-Graw-Hill, 1994.
- (2) DlgSILENT. Power factory, "Guia básica de Uso".
- (3) CIGRÉ. "*Analysis and Control of Power System Oscillations*". Task Force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38, December 1996.
- (4) Ing D G Colomé, "Control de Sistemas Eléctricos", Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina.
- (5) Basler Electric Co, "INSTRUCTION MANUAL for PSS-100 POWER SYSTEM STABILIZER", septiembre 1999.
- (6) DlgSILENT. *DlgSILENT Online Manual*. Archivo de ayuda del programa DlgSILENT versión 12.1b187, [anonline.hlp](#).
- (7) ANDERSSON, Göran. "Dynamics and Control of Electric Power Systems". Power Systems Laboratory, March 2003.
- (8) ARRAYA, P. "Estabilidad y Control de Oscilaciones de Potencia". INGHER S.A, Ecuador, Noviembre 2002.
- (9) Chapter 6, "EIGENVALUES AND EIGENVECTORS". <http://ceee.rice.edu/Books/LA/eigen/>
- (10) CESAR AUGUSTO FERNÁNDEZ RAMÍREZ, "CAPACITACIÓN EN MANEJO DE DlgSILENT POWER FACTORY" DIRECCIÓN DESARROLLO DEL STE, Quito, Octubre de 2002.
- (11) Mercados Energéticos, Buenos Aires – Madrid – Montevideo "TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE ENSAYOS DE VALIDACIÓN DE MODELOS PARA ESTUDIOS DINÁMICOS", 27 de Junio de 2002.

- (12) "TEORÍA Y MODELADO DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA" Prf. Dr Ing. Washington Peralta, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad de San Juan, Argentina. Seminario de Estabilidad. CENACE 2004.
- (13) H. Breulmann, E. Grebe*, M. Lösing, RWE Energie, Germany; W. Winter, R. Witzmann, Siemens, Germany; P. Dupuis, M.P. Houry, T. Margotin, EDF, France; J. Zerenyi, MVM Rt, Hungary; J. Dudzik, PSE S.A., J. Machowski, Warsaw University of Technology, Poland; L. Martín, J. M. Rodríguez, E. Urretavizcaya, RED ELÉCTRICA, Spain. "Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System"
- (14) "POWER SYSTEM STABILIZERS"
http://www.pge.com/docs/pdfs/biz/transmission_services/contracts_tariffs/wi_handbook/app_h.pdf
- (15) "ESTABILIDAD DE TENSIÓN" Prf. Dr Ing. Washington Peralta, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad de San Juan, Argentina. Seminario de Estabilidad. CENACE 2004.
- (16) G.R. Bérubé, L.M. Hajagos, "Testing & Modeling of Generator Controls", Kestrel Power Engineering, Toronto, Ontario, Canadá,
- (17) Olof Samuelsson, "Small Signal Angle Stability I ", Power System Stability, Summer 2000, Information en <http://www.iea.lth.se/~ielolof/stability/>.
- (18) Vikas Singhvi, "SMALL SIGNAL STABILITY OF AN UNREGULATED POWER SYSTEM", Mississippi State, Mississippi, December 2002.
- (19) "MÁQUINAS SINCRÓNICAS". CAPÍTULO 6, Juan A. Tapia. Referencia Internet: http://www.die.udec.cl/~convem/Cap_6_MS.pdf
- (20) Mercados Energéticos, Buenos Aires – Madrid – Montevideo "TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE ENSAYOS DE VALIDACIÓN DE MODELOS PARA ESTUDIOS DINÁMICOS", 10 de Mayo de 2002.

- (21) Les Hajagos, "Power System Stability Concepts", Kestrel Power Engineering Ltd. www.kestrelpower.com
- (22) IEEE Standards Board "IEEE Reccomended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", Marzo 19, 1992.
- (23) Bucciero J, Terbrueggen M, "Interconnected Power System Dynamic Tutorial", Enero 1998
- (24) G.R. Bérubé, L.M. Hajagos, Roger Beaulieu, "Practical Utility Experience with Application of Power System Stabilizers".
- (25) CASAS, L.; RUDNICK, H. "El amortiguador de potencia en el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos multimáquinas".
- (26) Documento ISA UENCND 159-02, "Propuesta de ajuste teórico del PSS de Paute", DIRECCIÓN PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN, Medellín, Octubre 11 de 2002
- (27) JORGE ALBERTO SÁNCHEZ RAMÍREZ, CARLOS ANDRÉS CANO ISAZA, "ESTUDIO DE MODOS DE OSCILACIÓN ELECTROMECÁNICOS EN SISTEMAS DE POTENCIA" UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, FACULTAD DE MINAS, MEDELLÍN, Marzo 2000.