

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

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

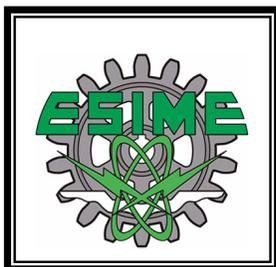
**CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA DE  
GENERADORES SÍNCRONOS EN PARALELO**

**TESIS**

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

**PRESENTA:**

**HÉCTOR MANUEL SÁNCHEZ GARCÍA**



**MÉXICO, D. F.**

**2011**





# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

## ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de MÉXICO siendo las 16:00 horas del día 02 del mes de DICIEMBRE del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la: E. S. I. M. E. ZAC. para examinar la tesis titulada:

**“CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA DE GENERADORES SÍNCRONOS EN PARALELO”**

Presentada por el alumno:

**SÁNCHEZ**

**GARCÍA**

**HÉCTOR MANUEL**

Apellido paterno

Apellido materno

Nombre(s)

Con registro: 

B	0	9	1	7	2	3
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

### LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

  
DR. DANIEL RUIZ VEGA

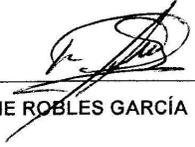
  
DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS  
Presidente

  
DR. DAVID ROMERO ROMERO  
Secretario

  
DR. HUGO AMBRIZ PÉREZ  
Segundo vocal

  
DR. GERMAN ROSAS ORTIZ  
Tercer vocal

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

  
DR. JAIME ROBLES GARCÍA



*gta*



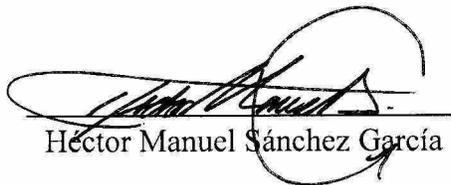


***INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL***  
***SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO***

***CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS***

En la Ciudad de México D. F., el día 02 del mes de Diciembre del año 2011 el que suscribe Héctor Manuel Sánchez García, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B091723, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Ruiz Vega y cede los derechos del trabajo intitulado Control de la Potencia Reactiva de Generadores Síncronos en Paralelo, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

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

  
Héctor Manuel Sánchez García



## RESUMEN

Los generadores síncronos se operan en paralelo para mejorar la economía en cuanto al combustible utilizado y la confiabilidad del suministro de energía. Actualmente los sistemas modernos de control de excitación permiten la conexión en paralelo de generadores con diferentes capacidades y sistemas de control en plantas de generación eléctrica. Se ha encontrado que en estas condiciones, y en conexiones de generadores en paralelo directamente al mismo nodo o mediante una impedancia muy baja, se pueden producir problemas en la coordinación de la generación de potencia reactiva de las unidades de la planta, de tal manera que cuando ocurre un cambio en la potencia reactiva demandada por la carga, la contribución de cada unidad sea muy diferente y descontrolada, llegando inclusive a producir circulación de corrientes entre los generadores.

En este trabajo se presentan las causas de los problemas de coordinación de la potencia reactiva producida por generadores síncronos conectados en paralelo, y la teoría del control de su potencia reactiva a través del compensador de reactivos de los sistemas de control de excitación.

Además de explicar el funcionamiento del compensador de reactivos en sus tres modos de operación: compensación reactiva, compensación reactiva de caída de línea y compensación diferencial reactiva, se presentan y proponen los modelos adecuados para analizar y resolver condiciones de operación con aportaciones diferentes, o corrientes circulantes entre generadores conectados en paralelo, empleando estudios de flujos de potencia y de simulación detallada en el tiempo, respectivamente. Para estos estudios de simulación se desarrollaron nuevos sistemas de prueba basados en plantas reales de la Comisión Federal de Electricidad y se encontraron los modelos más adecuados para cada tipo de estudio, y el efecto de cada tipo de compensador en la estabilidad transitoria del sistema.

La disponibilidad de un simulador experimental de laboratorio, permitió que algunos conceptos analizados por medio de simulaciones digitales se validaran experimentalmente.

Los resultados de la tesis permitieron demostrar que la selección de un buen sistema de control de distribución de la carga depende del tamaño de los generadores, sus reguladores de voltaje y sus gobernadores, y que el ingeniero de control debe considerar estos factores durante el proceso de especificación y diseño para asegurar que el sistema opere correctamente, proporcione la estabilidad transitoria, de voltaje y de frecuencia necesarias, y se tenga **una distribución de la carga adecuada entre las unidades de la planta.**



## **ABSTRACT**

**S**YNCHRONOUS generators are operated in parallel to improve fuel economy and reliability of the electric energy supply. Today, modern excitation control systems allow the parallel connection of generators having different ratings and control systems in electric power plants. It has been found that, in these conditions, and in cases where generators are connected in parallel directly, or by very small impedances, to the same bus, coordination problems in the reactive power generation of the plant units can occur, in such a way that, under a change in the reactive power demanded by the load, the reactive power contribution of each unit can be very different and uncontrolled, arriving to situations where a reactive circulating current between units can appear.

This work presents the causes of the reactive power coordination problems of synchronous generators connected in parallel, and the reactive power control theory using the reactive compensator of their excitation control systems.

Besides explaining the working principles of the reactive compensator in its three operating modes: reactive droop compensation, line drop compensation and cross current compensation, this work presents and proposes suitable models to analyze and solve operating conditions with different generator reactive power contributions or reactive current circulating problems, using power flow and time-domain simulations. For these studies, new test power systems based on actual power plants of the Mexican Electric utility were developed, and the most suitable models for each type of study and the effect of the reactive compensator in power system transient stability were determined.

Availability of an Experimental Power System Simulator allowed performing the experimental validation of many of the concepts analyzed by digital computer simulations.

Results of this thesis demonstrated that, selecting a suitable load distribution control system depends on generator power rating, its excitation control system and its frequency control system, and that the power plant engineer must consider these factors into account in order to ensure that the overall system works properly with desired transient, voltage and frequency stability levels and **an adequate load distribution between plant units.**



## DEDICATORIA

*Humildemente agradezco a Dios por los padres que me dieron la vida, por los días que permite que estén a mi lado y por cuidarlos cuando yo no esté. A mis padres que creen y confían en mí, que se han preocupado, que han visto por mí y me han dado su apoyo total.*

A mi madre *Hélio García Villegas*

*Quien tanto se ha preocupado. Quien me ha aconsejado y enseñado a seguir un buen camino en la vida. Su única riqueza....sus hijos.*

A mi padre *Héctor Sánchez Ayala*

*Quien me ha dado la mejor muestra de salir adelante pase lo que pase. Por enseñarme a tener carácter y a ganar la vida día con día a paso firme.*

A mis hermanos *Luis Michel y Mara Alejandra* por apoyarme y creer en mí.



## **AGRADECIMIENTOS**

Al Dr. *Daniel Ruiz Vega* por la disposición para dirigir este trabajo con seriedad y la atención y confianza que me brindó, por su apoyo en general para que haya sido posible culminar este trabajo.

Al M. en C. *Tomás Ignacio Asiaín Olivares* por la ayuda desinteresada en la realización de las pruebas de laboratorio.

A los profesores con los que tomé clases, ya que con las enseñanzas de cada uno mejoré la visión del panorama de la ingeniería eléctrica y me sirvió mucho para mi formación académica, Doctores: *Daniel Olguín Salinas* (*un buen amigo además*), *David Romero Romero*, *Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino* y al Maestro en Ciencias *Arturo Galán Martínez*.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de estudios de maestría otorgada durante dos años, y por los recursos del proyecto de investigación 83701 que hicieron posible la adquisición de los equipos de control de excitación del área de las micromáquinas del simulador experimental de sistemas de potencia, los cuales fueron empleados en las simulaciones de laboratorio del presente trabajo.

Al IPN por la beca otorgada en el programa institucional de formación de investigadores (PIFI) en los proyectos SIP 20101525, 20100895 y 20110561, y por el apoyo con la beca institucional de tesis.



# CONTENIDO

	Página
<b>RESUMEN</b> .....	<b>VII</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>IX</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>XI</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>XIII</b>
<b>CONTENIDO</b> .....	<b>XV</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>XVII</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>XXV</b>
<b>GLOSARIO</b> .....	<b>XXVII</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES .....	3
1.2.1 <i>Compensación de reactivos</i> .....	3
1.2.2 <i>Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME</i> .....	5
1.2.3 <i>Trabajos desarrollados en el simulador experimental</i> .....	5
1.3 OBJETIVO .....	8
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	8
1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES.....	9
1.6 APORTACIONES DE LA TESIS .....	9
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	11
<b>CAPÍTULO 2 COORDINACIÓN DE CONTROLES DE EXCITACIÓN DE MÁQUINAS SÍNCRONAS EN PARALELO</b> .....	<b>13</b>
2.1 INTRODUCCIÓN.....	13
2.2 CONEXIÓN EN PARALELO DE MÁQUINAS SÍNCRONAS.....	15
2.3 PROBLEMAS DE POTENCIA REACTIVA CIRCULANTE ENTRE MÁQUINAS DE LA MISMA PLANTA.....	18
2.4 COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE EL RAV Y EL COMPENSADOR DE CARGA .....	22
2.4.1 <i>Compensación reactiva</i> .....	23
2.4.2 <i>Compensación reactiva de caída de línea</i> .....	26
2.4.3 <i>Efectos opuestos de los compensadores de reactivos y compensadores de reactivos de caída de línea</i> .....	28
2.4.4 <i>Determinación del porcentaje de compensación</i> .....	29
2.4.5 <i>Conexión del compensador de reactivos</i> .....	33
2.4.6 <i>Compensación diferencial reactiva o en corriente cruzada</i> .....	37
<b>CAPÍTULO 3: MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA</b> .....	<b>41</b>
3.1 INTRODUCCIÓN.....	41
3.2 RESPUESTA DEL GENERADOR SÍNCRONO ANTE CAMBIOS DEL ESTADO DEL SISTEMA .....	43
3.3 REPRESENTACIÓN DEL MODELO DEL GENERADOR SÍNCRONO EN ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA .....	45
3.3.1 <i>Modelo con inyección de potencia reactiva variable</i> .....	45
3.4 CARACTERÍSTICA $Q-V$ DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.....	47
3.5 MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS PARA EL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA.....	50

	Página
3.5.1 Modelo del compensador que modifica el archivo de datos del programa .....	52
3.5.2 Modelo del compensador que modifica la matriz Jacobiana del estudio de flujos de potencia .....	53
3.6 APLICACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE REACTIVOS A SISTEMAS DE PRUEBA .....	54
3.6.1 Sistema de prueba Huinalá.....	55
3.6.2 Sistema de prueba Manuel Moreno Torres (Chicoasén).....	59
3.6.3 Sistema de prueba Alden & Nolan.....	64
3.7 DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	66
<b>CAPÍTULO 4: MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS PARA ESTUDIOS DE SIMULACIÓN EN EL TIEMPO.....</b>	<b>69</b>
4.1 INTRODUCCIÓN .....	69
4.2 MODELO BÁSICO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS.....	69
4.3 MODELO GENERAL DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS .....	71
4.4 MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS DE ACUERDO AL TIPO DE CONEXIÓN DE LA PLANTA GENERADORA .....	73
4.4.1 Conexión con transformador común .....	73
4.4.2 Conexión con transformador individual.....	75
4.4.3 Conexión con transformador de tres devanados .....	76
4.5 SIMULACION EN EL TIEMPO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS EN EL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ .....	78
4.5.1 Programa de simulación en el tiempo incluyendo el modelo básico y el modelo en corriente cruzada del compensador de reactivos.....	78
4.5.2 Simulación en el tiempo aplicando compensación de reactivos en el sistema de prueba Huinalá .....	80
<b>CAPÍTULO 5 SIMULACIONES EXPERIMENTALES DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS .....</b>	<b>99</b>
5.1 INTRODUCCIÓN .....	99
5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS EMPLEADAS.....	100
5.2.1 Máquina educacional de 5 kVA.....	100
5.2.2 Micromáquinas síncronas .....	101
5.3 AJUSTE DEL REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE DE LA MÁQUINA EDUCACIONAL.....	103
5.3.1 Datos del modelo matemático del RAV del DECS 125-15 de la máquina educacional .....	103
5.3.2 Circuito de prueba para la máquina educacional.....	106
5.3.3 Equipo empleado en las pruebas experimentales.....	106
5.3.4 Validación experimental de los ajustes del RAV de la máquina educacional .....	108
5.4 AJUSTE DEL REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE DE LA MICRO MÁQUINA DE POLOS SALIENTES.....	110
5.4.1 Sintonización del RAV Basler DECS 200 de la micromáquina síncrona de polos salientes .....	110
5.4.2 Circuito de prueba para la micromáquina síncrona de polos salientes .....	117
5.4.3 Validación experimental de los ajustes del RAV de la micromáquina síncrona de polos salientes ..	118
5.5 RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA APLICACIÓN DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS .....	119
5.6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	126
<b>CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES .....</b>	<b>129</b>
6.1 CONCLUSIONES .....	129
6.2 APORTACIONES .....	131
6.3 RECOMENDACIONES.....	132
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>133</b>
<b>APÉNDICE A: MÉTODOS DE SINCRONIZACIÓN .....</b>	<b>139</b>
A.1 INTRODUCCIÓN.....	139
A.2 MÉTODOS DE SINCRONIZACIÓN .....	139
<b>APÉNDICE B: DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ .....</b>	<b>145</b>
B.1 DIAGRAMA UNIFILAR Y DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ .....	145

# LISTA DE FIGURAS

	Página
FIGURA. 1.1: IDEA GENERAL DEL SIMULADOR A ESCALA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA [ADAPTADO DE RUIZ ET AL., 2007]. .....	5
FIGURA. 1.2: LOCALIZACIÓN FÍSICA DE LAS DIFERENTES ÁREAS DEL SIMULADOR EXPERIMENTAL [ADAPTADO DE RUIZ ET AL., 2007]. .....	6
FIGURA 2.1 FORMAS DE CONECTAR LOS GENERADORES AL SISTEMA DE POTENCIA (ADAPTADO DE [MOZINA, 1995]). .....	16
FIGURA 2.2 FORMAS DE CONECTAR LOS GENERADORES AL SISTEMA DE POTENCIA (ADAPTADO DE [RUBENSTEIN AND WALKLEY, 1957]). .....	16
FIGURA 2.3 SISTEMA DE DOS GENERADORES DE LA MISMA CAPACIDAD NOMINAL CONECTADOS EN PARALELO SUMINISTRANDO A UNA CARGA EN COMÚN (ADAPTADO DE [NEUENSWANDER, 1971]). .....	19
FIGURA 2.4 GRÁFICA VT CONTRA Q PARA DOS GENERADORES EN PARALELO. ....	20
FIGURA 2.5 MODIFICACIÓN DE LA PENDIENTE DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL GENERADOR 2 AL INCREMENTAR SU EXCITACIÓN. ....	21
FIGURA 2.6 APARICIÓN DE UNA CORRIENTE REACTIVA CIRCULANTE ENTRE MÁQUINAS SÍNCRONAS EN PARALELO. ....	21
FIGURA 2.7 PENDIENTES DE COMPENSACIÓN REACTIVA. ....	25
FIGURA 2.8 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN INCLUYENDO EL COMPENSADOR. ....	25
FIGURA 2.9 PENDIENTES DE COMPENSACIÓN DE CAÍDA DE LÍNEA. ....	27
FIGURA 2.10 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN INCLUYENDO EL COMPENSADOR. ....	27
FIGURA 2.11 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN GENERADOR SÍNCRONO (ADAPTADO DE [ELGERD, 1982]). .....	29
FIGURA 2.12 DIAGRAMA FASORIAL PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE DE LA FIGURA 2.11. ....	29
FIGURA 2.13 FASORES DE VOLTAJE EN TERMINALES DEL GENERADOR SÍNCRONO EN FACTOR DE POTENCIA UNITARIO. ....	33
FIGURA 2.14 FASORES DE VOLTAJE Y CORRIENTE DE LÍNEA DEL GENERADOR SÍNCRONO EN FACTOR DE POTENCIA UNITARIO. ....	33
FIGURA 2.15 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE CONEXIÓN DEL PRINCIPIO DE APLICACIÓN DE UNA COMPENSACIÓN REACTIVA. ....	34
FIGURA 2.16 CORRECCIÓN DE LOS VOLTAJES TRIFÁSICOS PARA UNA SEÑAL PROMEDIO DE SENSADO DEL RAV. ....	34

	Página
FIGURA 2.17 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE CONEXIÓN PARA APLICAR UNA COMPENSACIÓN DE REACTIVOS DE CAÍDA DE LÍNEA. ....	36
FIGURA 2.18 CORRECCIÓN DE LOS VOLTAJES TRIFÁSICOS EN UN COMPENSADOR DE REACTIVOS DE CAÍDA DE LÍNEA PARA UNA SEÑAL PROMEDIO DE SENSADO DEL RAV. ....	36
FIGURA 2.19 CONEXIÓN DE LOS COMPENSADORES DE REACTIVOS EN CORRIENTE CRUZADA. ....	38
FIGURA 3.1 MODELO CON INYECCIÓN DE POTENCIA REACTIVA VARIABLE. ....	46
FIGURA 3.2 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN Q-V DEL GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO EN EL NODO 1. ....	48
FIGURA 3.3 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN Q-V DEL GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO EN EL NODO 2. ....	48
FIGURA 3.4 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN Q-V DEL GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO EN EL NODO 3. ....	48
FIGURA 3.5 CORRECCIÓN DEL VOLTAJE EN TERMINALES DE ACUERDO A LA PENDIENTE CARACTERÍSTICA DE COMPENSACIÓN. ....	50
FIGURA 3.6 MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS IMPLEMENTADO CON UN NODO PV INTERNO AUXILIAR CONECTADO A UN NODO PQ TERMINAL A TRAVÉS DE LA REACTANCIA DE COMPENSACIÓN Y CARACTERÍSTICA OBTENIDA DE PENDIENTE NEGATIVA. ....	52
FIGURA 3.7 REPRESENTACIÓN DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS CON UN MODELO DE NODO PV QUE MODIFICA LA MATRIZ JACOBIANA. ....	53
FIGURA 3.8 FLUJOS DE POTENCIA DEL CASO BASE DEL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ. ....	55
FIGURA 3.9 CASO 2: DISTRIBUCIÓN DESIGUAL DE POTENCIA REACTIVA CON DIFERENTES REACTANCIAS DE COMPENSACIÓN. ....	56
FIGURA 3.10 CASO 2: CARACTERÍSTICAS Q-Vt CON DIFERENTES PENDIENTES DE COMPENSACIÓN Y MISMO VOLTAJE DE REFERENCIA. DISTRIBUCIÓN DESIGUAL DE POTENCIA REACTIVA. ....	56
FIGURA 3.11 CASO 3: DISTRIBUCIÓN DESIGUAL DE POTENCIA REACTIVA (POTENCIA CIRCULANTE DE G3 A G2) CAUSADA POR EL USO DE DIFERENTES VOLTAJES DE REFERENCIA. ....	57
FIGURA 3.12 CASO 3: CARACTERÍSTICAS Q-Vt CON LA MISMA PENDIENTE DE COMPENSACIÓN Y DIFERENTE VOLTAJE DE REFERENCIA. CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE G3 A G2. ....	57
FIGURA 3.13 CASO 4: ELIMINACIÓN DE LAS CORRIENTES CIRCULANTES DEL CASO 3, ASIGNANDO UNA COMPENSACIÓN REACTIVA MAYOR Y DESIGUAL PARA LOS GENERADORES. ....	58
FIGURA 3.14 CASO 4: PENDIENTES DE COMPENSACIÓN DESIGUALES PARA ELIMINAR LA CIRCULACIÓN DE CORRIENTE ENTRE LOS GENERADORES. ....	59
FIGURA 3.15 CASO BASE DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE PRUEBA MMT. ....	60
FIGURA 3.16 COMPENSACIÓN DE REACTIVOS IGUAL EN LOS GENERADORES DE LOS NODOS 2 Y 3. ....	61
FIGURA 3.17 COMPENSACIÓN DE REACTIVOS DIFERENTE EN LOS GENERADORES DE LOS NODOS 2 Y 3. ....	61

	Página
FIGURA 3.18 GENERADORES DEL SISTEMA DE PRUEBA MMT CON DIFERENTE COMPENSACIÓN REACTIVA. ....	62
FIGURA 3.19 PORCENTAJES DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LOS GENERADORES G2, G3 Y G4. ....	62
FIGURA 3.20 FLUJOS DE POTENCIA DEL CASO BASE DEL SISTEMA DE PRUEBA ALDEN & NOLAN. ....	65
FIGURA 3.21 FLUJOS DE POTENCIA CON LOS GENERADORES COMPENSADOS CON 25% DE COMPENSACIÓN REACTIVA DE CAÍDA DE LÍNEA DEL SISTEMA DE PRUEBA ALDEN & NOLAN. ....	66
FIGURA 3.22 ASIGNACIÓN DE 25% DE COMPENSACIÓN REACTIVA DE CAÍDA DE LÍNEA EN LOS TRES GENERADORES DEL SISTEMA DE PRUEBA ALDEN & NOLAN. ....	66
FIGURA 4.1 COMPENSADOR DE CARGA Y TRANSDUCTOR DE VOLTAJE (ADAPTADO DE [IEEE, 1981]). ....	70
FIGURA 4.2 CONEXIÓN CON TRANSFORMADOR COMÚN CON MEDICIÓN DE CORRIENTE EN CADA MÁQUINA. ....	73
FIGURA 4.3 VOLTAJES COMPENSADOS CON EL MODELO BÁSICO. ....	73
FIGURA 4.4 VOLTAJES COMPENSADOS CON COMPENSACIÓN DIFERENCIAL REACTIVA. ....	74
FIGURA 4.5 CONEXIÓN CON TRANSFORMADOR COMÚN CON MEDICIÓN DE CORRIENTE TOTAL DE LAS MÁQUINAS PARA EL CÁLCULO DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA DE CAÍDA DE LÍNEA. ....	74
FIGURA 4.6 CONEXIÓN CON TRANSFORMADOR INDIVIDUAL ....	75
FIGURA 4.7 DISEÑO DE UNA COMBINACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA Y COMPENSACIÓN REACTIVA DE CAÍDA DE LÍNEA (ADAPTADA DE [KOSTEREV, 2001]). ....	76
FIGURA 4.8 DIAGRAMA EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS (ADAPTADA DE [RUBENSTEIN AND WALKLEY, 1957]). ....	76
FIGURA 4.9 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN EN EL TIEMPO [TRANSTAB, 1996]. ....	79
FIGURA 4.10 CASO1: DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA REACTIVA DESIGUAL ANTE UN ESCALÓN DE CARGA REACTIVA DE 0.4 PU EN EL NODO 5. REACTANCIAS DE COMPENSACIÓN DE 3% PARA GEN. 2 Y 6% PARA GEN. 3. ....	81
FIGURA 4.11 COMPORTAMIENTO DE LOS VOLTAJES GENERADOS Y VOLTAJE EN EL NODO TERMINAL COMÚN PARA EL CASO 1. ....	82
FIGURA 4.12 CASO1: DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA REACTIVA DESIGUAL ANTE UN ESCALÓN DE CARGA REACTIVA DE 0.4 PU EN EL NODO 5. REACTANCIAS DE COMPENSACIÓN DE 3% PARA GEN. 2 Y 6% PARA GEN. 3 CONSIDERADAS EN EL SISTEMA DE EXCITACIÓN. ....	83
FIGURA 4.13 COMPORTAMIENTO DE LOS ÁNGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES PARA EL CASO 1. ....	84
FIGURA 4.14 COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA ACTIVA DE LOS GENERADORES PARA EL CASO 1. ....	84
FIGURA 4.15 CASO 2: CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DEL GENERADOR 3 AL GENERADOR 2. COMPENSACIÓN DE 6% EN AMBOS GENERADORES. ....	85

FIGURA 4.16 COMPORTAMIENTO DE LOS VOLTAJES GENERADOS Y VOLTAJE EN EL NODO DE CONEXIÓN EN PARALELO PARA EL CASO2. COMPENSACIÓN DE 6% EN AMBOS GENERADORES. CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA. ....	86
FIGURA 4.17 CASO 3: CORRECCIÓN DEL PROBLEMA DE CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA, INCREMENTANDO LA COMPENSACIÓN REACTIVA A 12% EN EL GENERADOR 2 Y 20% EN EL GENERADOR 3. ....	87
FIGURA 4.18 CASO 3: CORRECCIÓN DEL PROBLEMA DE CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA. VOLTAJES GENERADOS Y DEL NODO DE CONEXIÓN EN PARALELO, INCREMENTANDO LA COMPENSACIÓN REACTIVA A 12% EN EL GENERADOR 2 Y 20% EN EL GENERADOR 3. ....	88
FIGURA 4.19 CASO 5: APLICACIÓN DE COMPENSACIÓN DIFERENCIAL REACTIVA DE 6% EN AMBOS GENERADORES QUE PARTEN DE UNA CONDICIÓN DE APORTACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DESIGUAL. ....	91
FIGURA 4.20 COMPORTAMIENTO IGUAL SIN DIFERENCIAS DE VOLTAJE ENTRE LOS GENERADORES AL APLICAR LA COMPENSACIÓN DIFERENCIAL REACTIVA DEL CASO 5. ....	91
FIGURA 4.21 COMPORTAMIENTO DE LOS ÁNGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES ANTE LA FALLA APLICADA EN 2S Y LIBERADA 684MS DESPUÉS. ....	93
FIGURA 4.22 COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE EN TERMINALES DE LOS GENERADORES ANTE LA FALLA APLICADA EN 2S Y LIBERADA 684MS DESPUÉS. ....	93
FIGURA 4.23 COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES ANTE LA FALLA APLICADA EN 2S Y LIBERADA 684MS DESPUÉS. ....	94
FIGURA 4.24 COMPORTAMIENTO DE LOS ÁNGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES ANTE LA FALLA APLICADA EN 2S Y LIBERADA 400MS DESPUÉS. ....	95
FIGURA 4.25 COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE EN TERMINALES DE LOS GENERADORES ANTE LA FALLA APLICADA EN 2S Y LIBERADA 400MS DESPUÉS. ....	96
FIGURA 4.26 COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES ANTE LA FALLA APLICADA EN 2S Y LIBERADA 400MS DESPUÉS. ....	96
FIGURA 5.1. MÁQUINA EDUCACIONAL DE 5 KVA.....	100
FIGURA 5.2 ÁREA DE LA MICRORRED DEL SIMULADOR EXPERIMENTAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. A: MICROMÁQUINA SÍNCRONA DE POLOS SALIENTES. B: TABLERO DE CARGAS, CONEXIONES Y ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN. C: MICROMÁQUINA SÍNCRONA DE POLOS LISOS. ....	101
FIGURA 5.3 DIMENSIONES Y ASPECTO DE LAS MICROMÁQUINAS SÍNCRONAS (ADAPTADO DE [MEJÍA Y TRINIDAD, 1997]).....	102
FIGURA 5.4 CONEXIONES ELÉCTRICAS DE LAS TERMINALES (ADAPTADO DE [MEJÍA Y TRINIDAD, 1997]). ....	102
FIGURA 5.5 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN BASLER DECS 125-15 (ADAPTADO DE [BASLER, 1995]). ....	103
FIGURA 5.6 CIRCUITO DE PRUEBA PARA EL ARRANQUE Y PARO DEL MOTOR DE INDUCCIÓN EN LA MÁQUINA EDUCACIONAL.....	106

	Página
FIGURA 5.7 OSCILOSCOPIO DIGITAL TEKTRONIX.....	106
FIGURA 5.8 MOTOR DE INDUCCIÓN TRIFÁSICO IEM.....	107
FIGURA 5.9 MOTOR DE INDUCCIÓN TRIFÁSICO BALDOR INDUSTRIAL.....	107
FIGURA 5.10 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	107
FIGURA 5.11 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE E INTERRUPTOR TRIFÁSICO.....	107
FIGURA 5.12 RESPUESTA DEL RAV DE LA MÁQUINA EDUCACIONAL ANTE UN ESCALÓN EN LA REFERENCIA Y CIRCUITO DE PRUEBA DE LA VALIDACIÓN UTILIZANDO EL ARRANQUE DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN EN VACÍO.....	108
FIGURA 5.13 DIAGRAMA DE SIMULACIÓN HECHO EN SIMULINK DE MATLAB® PARA OBTENER LA RESPUESTA DE CAMBIO DE ESCALÓN.....	108
FIGURA 5.14 DIAGRAMA DE SIMULACIÓN HECHO EN SIMULINK DE MATLAB® PARA EL CÁLCULO DEL VALOR RMS.....	109
FIGURA 5.15 REGISTRO DEL ARRANQUE Y PARO DEL MOTOR DE INDUCCIÓN TOMADO POR EL OSCILOSCOPIO Y SU VALOR RMS CALCULADO.....	109
FIGURA 5.16 DIAGRAMA DE BLOQUES EN POR UNIDAD DEL SISTEMA DE CONTROL EXCITACIÓN BASLER DECS-200 (ADAPTADO DE [BASLER, 2001]).....	111
FIGURA 5.17 PULSOS PWM APLICADOS AL VOLTAJE DE CAMPO CON LA MÁQUINA EN VACÍO.....	112
FIGURA 5.18 LÍMITES DE SATURACIÓN DEL BLOQUE INTEGRAL DEL RAV BASLER DECS 200.....	113
FIGURA 5.19 LÍMITES DE SATURACIÓN EN EL CÁLCULO DEL VOLTAJE REGULADO CON UNA CONSTANTE TA ASIGNADA.....	114
FIGURA 5.20 LÍMITES DE SATURACIÓN (TIPO WINDUP) EN EL CÁLCULO DEL VOLTAJE REGULADO CON UNA CONSTANTE TA IGUAL A CERO.....	114
FIGURA 5.21 SIMPLIFICACIÓN DEL DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LAS CONSTANTES PI.....	114
FIGURA 5.22 DIAGRAMA DE BODE DE LA FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA (5.16).....	116
FIGURA 5.23 CIRCUITO DE PRUEBA PARA EL ARRANQUE Y PARO DEL MOTOR DE INDUCCIÓN.....	117
FIGURA 5.24 COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE EN TERMINALES ANTE UN INCREMENTO DE ESCALÓN DE 10%.....	118
FIGURA 5.25 REGISTRO DEL ARRANQUE Y PARO DEL MOTOR DE INDUCCIÓN Y SU VALOR RMS.....	118
FIGURA 5.26 CIRCUITO ELABORADO EN SIMULINK DE MATLAB® PARA CALCULAR Y FILTRAR EL VALOR RMS DEL REGISTRO TOMADO CON EL OSCILOSCOPIO.....	118
FIGURA 5.27 DIAGRAMA DE SIMULACIÓN HECHO EN SIMULIK DE MATLAB®.....	119

FIGURA 5.28 SISTEMA DE PRUEBA PARA LAS SIMULACIONES EXPERIMENTALES DE LOS COMPENSADOR DE REACTIVOS. A) MICROMÁQUINA SÍNCRONA DE POLOS SALIENTES. B) MOTOR DE INDUCCIÓN IEM. C) CONTROL DE VELOCIDAD DE LA MICROMÁQUINA. D) MEDIDORES DE POTENCIA. E) CIRCUITO DE SINCRONIZACIÓN. F) CONTROL DE EXCITACIÓN BASLER 200. G) COMPUTADORA DIGITAL. LA MÁQUINA EDUCACIONAL SE ENCUENTRA EN UNA SALA DIFERENTE Y SE SINCRONIZÓ CON LA MICROMÁQUINA POR MEDIO DE UN CABLE TRIFÁSICO DE 40 M (VER LA FIG. 5.29).....	119
FIGURA 5.29 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA INTERCONEXIÓN DE LA MAQUINA EDUCACIONAL CON LA MICROMÁQUINA DE POLOS SALIENTES. ....	120
FIGURA 5.30 CIRCUITO DE SINCRONIZACIÓN DE LAS MÁQUINAS.....	121
FIGURA 5.31 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE PRUEBA EXPERIMENTAL PARA LOS CASOS EN VACÍO Y CON CARGA.....	122
FIGURA 5.32 CASO 1 DE LA INTERCONEXIÓN EN VACÍO. ....	123
FIGURA 5.33 CASO 2 DE LA INTERCONEXIÓN EN VACÍO. ....	123
FIGURA 5.34 CASO 3 DE LA INTERCONEXIÓN EN VACÍO. ....	124
FIGURA 5.35 CASO 1 DE LA INTERCONEXIÓN CON CARGA.....	125
FIGURA 5.36 CASO 2 DE LA INTERCONEXIÓN CON CARGA.....	125
FIGURA 5.37 CASO 3 DE LA INTERCONEXIÓN CON CARGA.....	125
FIGURA 5.38 MEDICIÓN DE VOLTAJE Y CORRIENTE EN LA MÁQUINA EDUCACIONAL EN EL CASO 2 DE LA INTERCONEXIÓN EN VACÍO. ....	126
FIGURA 5.39 MEDICIÓN DE VOLTAJE Y CORRIENTE EN LA MÁQUINA EDUCACIONAL EN EL CASO 1 DE LA INTERCONEXIÓN CON CARGA. ....	126
FIGURA A.1 SINCRONOSCOPIO.....	140
FIGURA A.2 SINCRONIZACIÓN CON DOS LÁMPARAS AL APAGADO. ....	140
FIGURA A.3 CONDICIONES FASORIALES CON MISMO ÁNGULO DE FASE Y DIFERENTES MAGNITUDES DE VOLTAJE. ....	140
FIGURA A.4 SINCRONIZACIÓN CON TRES LÁMPARAS. ....	141
FIGURA A.5 DIAGRAMA FASORIAL PARA UNA SINCRONIZACIÓN CON UNA LÁMPARA AL APAGADO Y DOS AL ENCENDIDO. ....	142
FIGURA A.6 SINCRONIZACIÓN MANUAL CON UN DISPOSITIVO DE VERIFICACIÓN (ADAPTADO DE [BASLER, 2010]). ....	142
FIGURA A.7 SINCRONIZACIÓN MEDIANTE UN MODULO DE SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA (ADAPTADO DE [BASLER, 2010]). ....	143
FIGURA B.1 CASO BASE DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN LA PLANTA HUINALÁ. ....	145

	Página
FIGURA B.2 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN IEEE TIPO 1 (ADAPTADO DE [IEEE, 1968]).....	146



# LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 2.1 CONCEPTOS SOBRE LA DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE GENERADORES EN PARALELO DE LA MISMA PLANTA [NEUENSWANDER, 1971].	22
TABLA 3.1 VALORES DE LAS REACTANCIAS DE COMPENSACIÓN PARA LOS CASOS ANALIZADOS.	55
TABLA 3.2 DATOS DE LOS ELEMENTOS DE LA RED DEL SISTEMA DE PRUEBA MMT.	59
TABLA 3.3 VALORES DE IMPEDANCIA DE LOS TRANSFORMADORES PARA LOS CASOS PROPUESTOS.	63
TABLA 3.4 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA PARA LOS CASOS PROPUESTOS.	64
TABLA 3.5 DATOS DE LOS ELEMENTOS DE LA RED DEL SISTEMA DE PRUEBA ALDEN & NOLAN.	65
TABLA 4.1 COMPARACIÓN DEL VALOR FINAL DE POTENCIA REACTIVA DESPUÉS DEL ESCALÓN REACTIVO.	89
TABLA 4.2 COMPARACIÓN DEL VALOR FINAL DE VOLTAJE EN EL NODO DE CONEXIÓN EN PARALELO DESPUÉS DEL ESCALÓN REACTIVO.	89
TABLA 4.3 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PARA EL TIEMPO DE LIBERACIÓN DE FALLA.	92
TABLA 4.4 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA PARA EL TIEMPO DE LIBERACIÓN DE FALLA CON LOS GENERADORES OPERANDO CON SU POTENCIA ACTIVA NOMINAL.	95
TABLA 5.1 DATOS DE PLACA DE LA MÁQUINA EDUCACIONAL [SÁNCHEZ, 2010].	101
TABLA 5.2 DATOS DE PLACA DEL PRIMO MOTOR [SÁNCHEZ, 2010].	101
TABLA 5.3 DATOS DE PLACA DE LAS MICROMÁQUINAS SÍNCRONAS [SÁNCHEZ, 2010].	103
TABLA 5.4 PARÁMETROS DE LA MÁQUINA EDUCACIONAL EN P.U.	105
TABLA 5.5 ALIMENTACIÓN DEL DECS-200 DE ACUERDO A LA SALIDA REQUERIDA.	112
TABLA 5.6 PARÁMETROS DE LA MÁQUINA A TENSIÓN REDUCIDA CON EL CRITERIO IEC [JUÁREZ ET AL., 2009].	116
TABLA 5.7 CASOS DE SIMULACIÓN EXPERIMENTAL CON LA INTERCONEXIÓN EN VACÍO.	122
TABLA 5.8 CASOS DE SIMULACIÓN EXPERIMENTAL CON LA INTERCONEXIÓN CON CARGA.	122
TABLA B.1 DATOS DE LOS ELEMENTOS DE LA RED DEL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ.	145
TABLA B.2 DATOS DINÁMICOS DE LOS GENERADORES DEL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ.	145
TABLA B.3 PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ.	146



# GLOSARIO

## Parámetros

PV	Nodo con potencia activa y magnitud de voltaje conocidos
PQ	Nodo con potencia activa y reactiva conocidas
$V_T, V_t$	Voltaje en terminales
$E_a$	Voltaje interno en el generador síncrono
$X_d$	Reactancia síncrona en eje $d$
$\delta$	Ángulo de carga de la máquina síncrona
$X_q$	Reactancia síncrona en eje $q$
$X_S$	Reactancia síncrona
$P_L$	Potencia activa de carga
$Q_L$	Potencia reactiva de carga
$I_a$	Corriente de armadura
$V_C$	Voltaje de salida del compensador de carga
$Z_C$	Impedancia de compensación
$R_C$	Resistencia de compensación
$X_C$	Reactancia de compensación
$j$	Unidad imaginaria
$Z_s$	Impedancia síncrona
$\overline{V_T}$	Vector de voltaje en terminales
$\overline{I_T}$	Vector de corriente en terminales
$V_{REF}$	Voltaje de referencia
$T_R$	Constante de tiempo del transductor de voltaje terminal
$E_{FD}$	Voltaje de salida de la excitatriz
$E_{fd\_base}$	Voltaje de campo nominal sin carga
$\phi$	Ángulo del factor de potencia
$\Delta V_R$	Cambio de voltaje por carga resistiva
$\Delta V_X$	Cambio de voltaje por carga reactiva
$S_{nom}$	Potencia aparente nominal
$P_{nom}$	Potencia activa nominal
$Q_{nom}$	Potencia reactiva nominal
$fp$	Factor de potencia
$\Delta P$	Cambio de la potencia activa
$\Delta Q$	Cambio de la potencia reactiva
$I_P$	Componente activa de corriente
$I_Q$	Componente reactiva de corriente
$X_{mP}$	Reactancia equivalente que representa la característica $P-V$ del generador
$X_{mQ}$	Reactancia equivalente que representa la característica $Q-V$ del generador
$\Delta V$	Cambio en el voltaje en terminales
$\Delta\delta$	Cambio en el ángulo de rotor
$P$	Potencia activa
$Q$	Potencia reactiva
$K_P$	Ganancia proporcional
$K_I$	Ganancia integral
$K_D$	Ganancia derivativa

$T_D$	Constante de tiempo de la acción derivativa
$V_P$	Alimentación de voltaje del sistema de control de excitación [pu]
$V_{P\_VOL}$	Alimentación de voltaje del sistema de control de excitación [volts]
$V_{RLMT}$	Limite forzado de saturación en el sistema de excitación DECS 200
$V_{R\_MAX}$	Limite forzado máximo de saturación en el sistema de excitación IEEE tipo 1
$V_{R\_MIN}$	Limite forzado mínimo de saturación en el sistema de excitación IEEE tipo 1
$K_A$	Ganancia del regulador de voltaje
$T_A$	Constante de tiempo del regulador de voltaje
$T'_{do}$	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en eje $d$
$V_S$	Señal proveniente del estabilizador del sistema de potencia
$X'_d$	Reactancia transitoria en eje $d$
$T'_d$	Constante de tiempo transitoria de corto circuito en eje $d$
$X'_q$	Reactancia transitoria en eje $q$
$T'_{qo}$	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en eje $q$
$X''_d$	Reactancia subtransitoria en eje $d$
$T''_{do}$	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto en eje $d$
$X''_q$	Reactancia subtransitoria en eje $q$
$T''_{qo}$	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto en eje $q$
$H$	Constante de inercia
$D$	Coefficiente de amortiguamiento
$K_E$	Constante de la excitatriz relacionada al campo auto-excitado
$T_E$	Constante de tiempo de la excitatriz
$K_F$	Ganancia del circuito de estabilización del regulador de voltaje
$T_F$	Constante de tiempo del circuito de estabilización del regulador

### Abreviaciones

CFE	Comisión Federal de Electricidad
CR	Compensación reactiva
CDR	Compensación diferencial reactiva
DECS	Sistema de control de excitación digital ( <i>Digital Excitation Control System</i> )
HP	Caballo de potencia ( <i>Horse Power = 746 Watts</i> )
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PWM	Modulación de ancho de pulso ( <i>Pulse Width Modulation</i> )
pu	Sistema en <i>por unidad</i>
RAV	Regulador Automático de Voltaje
RPM	Revoluciones por minuto
TC	Transformador de Corriente
TCR	Tipo de compensador de reactivos
TP	Transformador de Potencial
TR	Transformador

# CAPÍTULO 1:

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Históricamente, el reparto de cargas en generadores en paralelo no fue un gran problema, debido a que típicamente los generadores eran de la misma capacidad, con el mismo gobernador, las mismas características de operación y unidades casi idénticas. Conforme los sistemas de control se fueron convirtiendo en controles electrónicos y se volvieron más sofisticados, se volvió posible la repartición de carga con generadores de diferentes capacidades, en algunos casos, con componentes de control diferentes. Para 1984, había disponibles sistemas de control que permitían que la capacidad de los generadores variara y que estuvieran ubicados remotamente uno del otro para conectarse en paralelo a un nodo común [Lovorn and Divine, 2010].

Con la entrada de los sistemas de control microprocesados, los esquemas de control de regulación de voltaje y frecuencia pueden proporcionar una distribución adecuada de la carga. El sistema más conocido y usado es el estatismo (*"droop control system"*), en el cual la frecuencia (estatismo) y/o voltaje (estatismo de reactivos) caen conforme la carga se incrementa. Con este sistema no se tiene la necesidad de que los componentes del primo motor o generador sean del mismo tipo, de manera que la conexión de generadores en paralelo de diferentes capacidades y fabricantes es posible [Lovorn and Divine, 2010].

El problema de la aplicación de generadores en paralelo surge cuando se tiene un generador grande (de velocidad lenta, como por ejemplo de 900 ó 1200 RPM, de 2 MW) conectado en paralelo con un generador mucho mas pequeño (de velocidad rápida, de 1800 RPM, 400 kW). Si las dos unidades se sincronizan a un nodo común, se repartirán la carga proporcionalmente. Al ocurrir un escalón grande de carga, el generador más pequeño será más sensible que el generador grande a este cambio, e incrementará o disminuirá su suministro de combustible y en consecuencia, su velocidad relativa, más rápido que la unidad más grande. Si por ejemplo, el escalón de carga es un aumento de carga, el suministro incrementado de combustible tenderá a incrementar la velocidad rotacional del generador más pequeño y, bajo condiciones

de un caso crítico, causará una inestabilidad de frecuencia en la sincronización de las dos unidades. Debido a este cambio en la frecuencia, y consecuentemente en el voltaje, la unidad más grande podría ver un flujo de potencia inverso conforme el voltaje de la unidad más pequeña se incrementa en respuesta al incremento de la carga. Como resultado se pueden tener tres consecuencias [Lovorn and Divine, 2010]:

- El sensor de sobre frecuencia del generador más pequeño podría abrir el contactor del equipo de conexión en paralelo, quedando esta unidad fuera de línea.
- Si el relevador de frecuencia del generador más pequeño determina que el cambio en la frecuencia es grande, podría disparar el interruptor del generador más pequeño, requiriendo que el interruptor se restaure manualmente antes de que el generador vuelva a entrar en línea.
- El relevador de potencia inversa del generador más grande podría determinar que hubo un flujo de potencia anormal y disparar el interruptor para dejar este generador fuera de línea, también requiriendo que el interruptor sea manualmente restaurado antes de reconectar el generador al nodo.

Los sistemas de control por estatismo de reactivos se pueden diseñar para mitigar el problema inherente a la distribución de potencia reactiva en generadores conectados en paralelo, a través del uso de sistemas de control de distribución de carga reactiva. Este problema puede surgir cuando se usan sistemas de excitación individuales en generadores conectados en paralelo en sus terminales, o conectados al mismo nodo a través de impedancias pequeñas. En estas condiciones, cambios pequeños en el ajuste de voltaje de uno de los reguladores de voltaje con respecto a los otros, pueden resultar en cambios de la distribución de la corriente reactiva entre los generadores. Esos pequeños cambios pueden ser causados por cambios manuales del ajuste de voltaje de uno de los reguladores o pequeñas diferencias en las características de los reguladores. Esas diferencias se pueden deber también al calentamiento, tolerancias de fabricación o acciones diferentes de control del regulador con respecto a cambios de la carga sobre los generadores. La aplicación de diferentes tipos de reguladores, diferencias en la excitatriz y diferencias en los parámetros de las máquinas también contribuyen a las diferencias del voltaje que mantienen los reguladores de voltaje [Rubenstein and Walkley, 1957].

Para mejorar la regulación de voltaje del sistema de generación, el sistema de control de distribución de carga reactiva se puede modificar a un sistema de control referido como *compensación en corriente cruzada* o *compensación diferencial reactiva*. Con esta compensación, los cambios en la carga no afectan a la magnitud de voltaje en estado estacionario, de manera que la regulación de voltaje se mejora bastante [Lovorn and Divine, 2010].

En conclusión, la selección de un buen sistema de control de distribución de la carga depende del tamaño de los generadores, sus reguladores de voltaje y sus gobernadores, la sensibilidad de las cargas al voltaje y la frecuencia, y de la confiabilidad deseada del sistema. El ingeniero debe considerar estos factores durante el proceso de especificación y diseño. Esto asegurará que el sistema opere correctamente, proporcione la estabilidad de voltaje y frecuencia necesaria, y se tenga **una distribución de la carga proporcional al tamaño de los generadores** [Lovorn and Divine, 2010].

En este trabajo se describen los métodos de compensación de potencia reactiva mediante el compensador de reactivos que forma parte del sistema de excitación del generador, se hacen simulaciones digitales de la aplicación de los compensadores de reactivos en sistemas de prueba basados en la plantas Huinalá y Manuel Moreno Torres (Chicoasén) del la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en el sistema de prueba industrial presentado en [Alden and Nolan, 1976] y simulaciones experimentales en un sistema de prueba físico en el que se interconectan dos máquinas síncronas de polos salientes de laboratorio de diferente capacidad.

## **1.2 ANTECEDENTES**

### **1.2.1 Compensación de reactivos**

Históricamente, una práctica frecuente fue emplear excitación para grupos de generadores síncronos en una planta a partir de un nodo común de excitación para varias excitatrices operando en paralelo. El nivel de voltaje deseado se mantenía a través de un solo regulador controlando el nodo de excitación. La distribución apropiada de la corriente reactiva entre los generadores se llevaba a cabo mediante un reóstato de campo asociado con cada generador. Ese reóstato de campo era ajustado para proporcionar la salida de corriente reactiva entre los generadores en paralelo de la planta. Las desventajas de emplear un nodo de excitación común eran: la carencia de una confiabilidad adecuada de la planta, ajustes frecuentes y un dimensionamiento antieconómico de los reóstatos de campo. Estos factores aceleraron la adopción del método de unidades de excitación en donde los sistemas de excitación eran usados en forma individual para cada generador. Los reóstatos de campo fueron eliminados como elementos para la repartición de la corriente reactiva [Rubenstein and Walkley, 1957].

La práctica usual en plantas grandes de generación de energía eléctrica es emplear en cada generador una excitatriz y un regulador de voltaje [Rubenstein and Walkley, 1957]. El incremento en el uso de sistemas de excitación individuales llevó a desarrollar un dispositivo de compensación el cual sensa cambios en la corriente reactiva y ajusta el voltaje regulado del regulador de voltaje para mantener un balance de corriente reactiva apropiado entre los generadores, este dispositivo se

conoce con diferentes nombres, como reactor regularizador ("*equalizing reactor*"), compensador de corriente reactiva, compensador de reactivos o algunas veces llamado simplemente dispositivo de compensación en paralelo [Rubenstein and Walkley, 1957]. También se desarrolló un dispositivo de compensación el cual sensa la corriente reactiva y ajusta el voltaje regulado para mantener el voltaje en un punto remoto a las terminales del generador, el cual es llamado compensador de reactivos de caída de línea [Rubenstein and Walkley, 1957].

En [IEEE, 1996a] se hace una revisión de los factores que afectan la elección y aplicación de los esquemas de control y protección, para ayudar a los ingenieros de protección al hacer su contribución al diseño de sistemas de potencia confiables. Se mencionan las fuentes dinámicas de potencia reactiva, y en particular que una de las fuentes principales es la máquina síncrona, la cual es capaz de suministrar potencia reactiva dentro de sus límites de capacidad para regular el voltaje del sistema. El generador es muy importante en la estabilidad de voltaje, y por lo tanto su control de voltaje también lo es, por lo que se mencionan las acciones principales del control de excitación, entre las cuales se tiene la compensación de reactivos.

En [Kosterev, 2001] se describe una experiencia de la aplicación combinada de una compensación de reactivos y compensación de reactivos de caída de línea en la planta de generación John Day ubicada sobre el río Columbia en Estados Unidos de América. Esta planta consta de 16 generadores de 142 MVA cada uno, conectados en pares a los devanados primarios de los transformadores elevadores de tres devanados para la conexión al sistema de potencia. Además de la generación de energía eléctrica, la planta John Day proporciona soporte reactivo a la interconexión en corriente alterna California-Oregon ("*California-Oregon Intertie*", COI), a la interconexión en HVDC del Pacífico ("*Pacific DC Intertie*", PDCI) y al área metropolitana de Portland. La experiencia reporta que después de haber realizado la compensación en 10 unidades, estos generadores aportaron un 60-70% más de la respuesta reactiva que las unidades sin compensación, tras el disparo de 1258 MW de la unidad 2 de la planta Palo Verde el 18 de junio de 1999.

En [CIGRE, 2007] se proporciona una visión general de los métodos de análisis actuales y prácticos en el control coordinado de voltaje de la red de transmisión. Se describen varias líneas de investigación y proyectos de ingeniería, los cuales han sido totalmente comisionados para mejorar el control coordinado de voltaje, junto con software relacionado para: sistemas de potencia y equipo de monitoreo, sistemas de soporte de decisión del operador, aspectos de implementación y control a nivel terciario. Se presentan y se debaten varios métodos de control del voltaje de transmisión, con énfasis en el control de voltaje en las plantas de generación. En particular este documento proporciona material sobre la coordinación de controles de voltaje, las prácticas actuales en diferentes países, los problemas tecnológicos involucrados, así como los métodos existentes de análisis y herramientas de software.

En [Shuangping et. al, 2010] se hace un enfoque para mejorar la estabilidad de voltaje a través de la aplicación de esquemas de compensación de reactivos y compensación de reactivos de caída de línea. Se estudia un método basado en la combinación de ambos esquemas de compensación para mitigar depresiones de voltaje del sistema. Se hace un análisis dinámico sobre el sistema de prueba Nórdico del CIGRE y se prueba con simulaciones digitales que la estabilidad de voltaje del sistema de potencia se mejora con los esquemas de compensación.

### 1.2.2 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME

En la tesis [Jiménez, 2010], se analizó el problema de la compensación reactiva empleando simulaciones de flujos de potencia en un sistema de prueba académico basado en una modificación del sistema de 3 generadores y 9 nodos del IEEE. También se describieron algunas implementaciones del compensador de reactivos en sistemas de control de excitación comerciales.

### 1.2.3 Trabajos desarrollados en el simulador experimental

El grupo de Investigación de Fenómenos Dinámicos en Redes Interconectadas y Máquinas Eléctricas de la SEPI-ESIME, conformado desde mediados de la década de 1980, está desarrollando un simulador de sistemas eléctricos de potencia multimáquinas con 4 áreas de control. La figura 1.1 muestra en forma esquemática la idea general del simulador que se está construyendo [Ruiz et al., 2007].

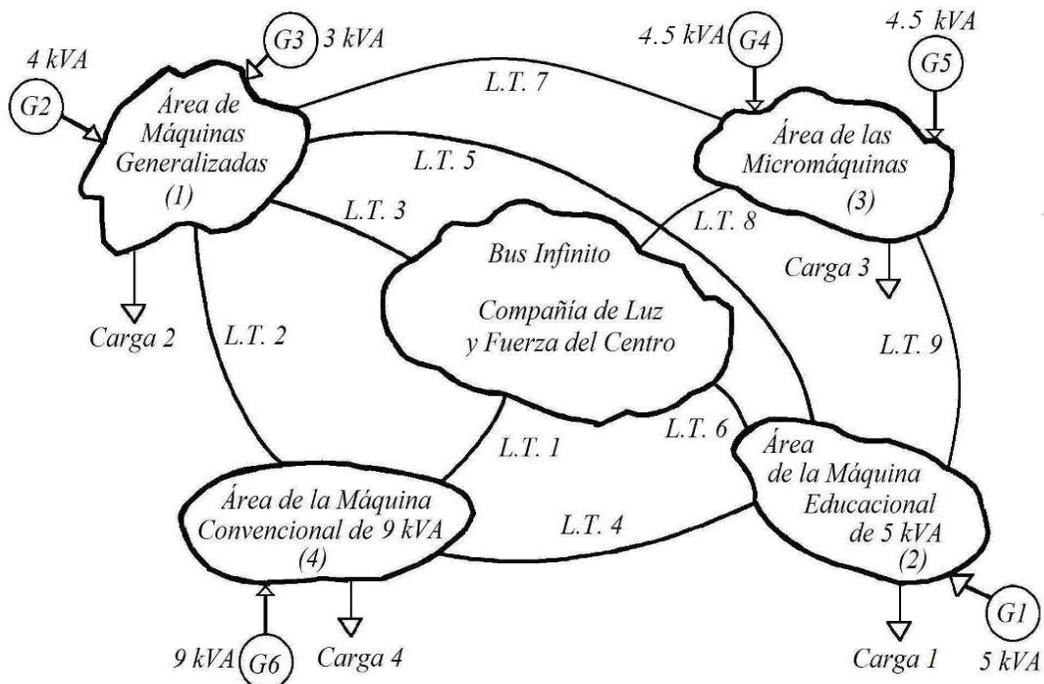


Figura. 1.1: Idea general del simulador a escala de un sistema eléctrico de potencia [Adaptado de Ruiz et al., 2007].

Los aspectos fundamentales de diseño y construcción del simulador de sistemas eléctricos de potencia (SEP) concebido como un sistema multimáquinas conformado por grupos de máquinas motor de C.C. - alternador síncrono de diferente capacidad, así como de elementos como transformadores, líneas, interruptores, cargas dinámicas y estáticas entre otros, está fundamentado en trabajos que abordan aspectos del diseño y construcción de simuladores de SEP.

Las áreas de control que componen el simulador experimental de sistemas de potencia se encuentran desplazadas geográficamente dentro del área de la nave del edificio de Laboratorios Pesados II de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica Unidad Zacatenco, como se muestra en la figura 1.2, para mejorar la representación de un sistema interconectado.

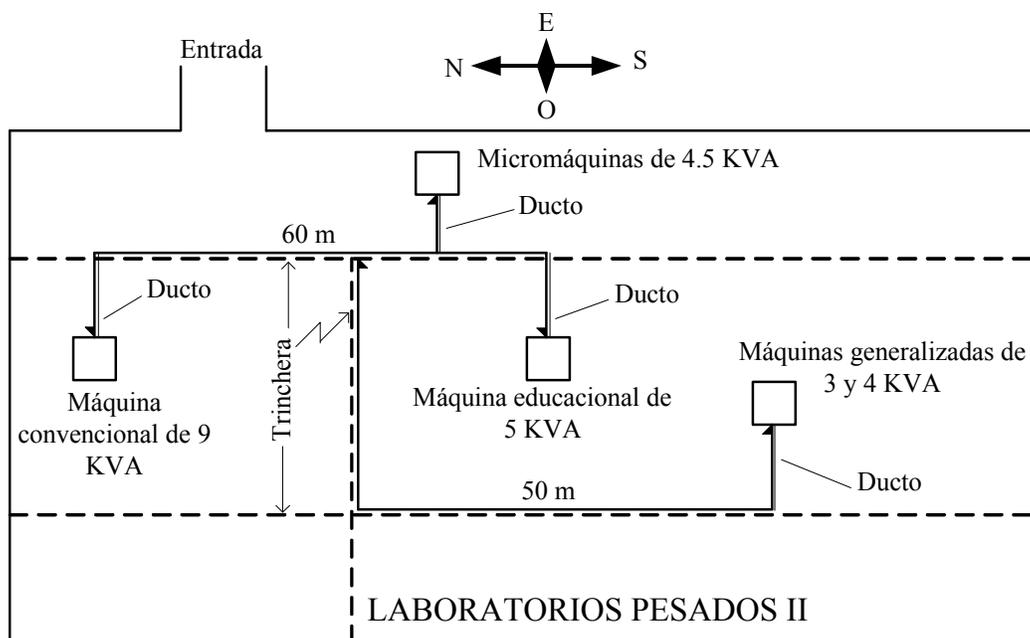


Figura. 1.2: Localización física de las diferentes áreas del Simulador Experimental [Adaptado de Ruiz et al., 2007].

Este simulador experimental de un SEP cuenta con todos los tipos de simuladores físicos de máquinas eléctricas: máquinas generalizadas (máquinas especiales), micro máquinas (máquinas diseñadas especialmente para tener parámetros dinámicos similares a los de grandes unidades de generación) y simuladores no escalados (máquinas convencionales de pequeña capacidad). Esto aumenta aún más las ventajas del simulador, ya que permite explotar adecuadamente las características especiales de cada uno de estos simuladores, tanto en la investigación como en la docencia. Aunque se podría pensar que la construcción de este simulador es muy costosa, debido a los equipos especiales con los que cuenta, el costo de desarrollar este simulador es mucho menor que el esperado, ya que utiliza máquinas que ya se encontraban en el laboratorio de ingeniería eléctrica de la ESIME [Ruiz et al., 2007].

Este plan, que ya tiene aproximadamente diecisiete años de haber sido propuesto, y que desde sus inicios ha sido un proyecto de alcances muy ambiciosos, es retomado y mejorado ahora por el actual grupo de investigación de fenómenos dinámicos en redes interconectadas y máquinas eléctricas de la SEPI-ESIME-Zacatenco [Ruiz et al., 2007].

La utilización de este enfoque, a la vez que ha facilitado la implementación del proyecto general, ha permitido probar la utilidad de las máquinas en las diferentes áreas de control por separado, en diferentes proyectos de investigación y docencia con resultados muy exitosos en la producción de recursos humanos y trabajos de investigación [Ruiz et al., 2007]. Algunas de las aplicaciones utilizadas en estos trabajos son:

- Determinación de parámetros dinámicos y en estado estacionario de máquinas eléctricas.
- Enseñanza práctica de la teoría generalizada de las máquinas eléctricas.
- Diseño de pruebas para la determinación de parámetros de cargas eléctricas a partir de mediciones.
- Implementación del control de excitación de un generador síncrono.
- Implementación de simuladores de turbina hidráulica con fines de investigación y docencia.
- Puesta en marcha de un sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA).
- Implementación de las protecciones de un generador síncrono de laboratorio.
- Técnicas para el monitoreo de la condición de máquinas eléctricas y transformadores.
- Validación de simuladores digitales de sistemas eléctricos interconectados y máquinas eléctricas para estudios de estabilidad.

El desarrollo del simulador de sistemas de potencia en etapas ha permitido a los miembros del grupo de investigación de fenómenos dinámicos adquirir una experiencia muy valiosa en la construcción y caracterización de los simuladores.

El trabajo de algunos de estos alumnos de licenciatura y su contacto con las simulaciones experimentales posibles en el laboratorio los ha hecho decidirse a hacer trabajos de tesis teórico-experimentales utilizando el simulador y, en muchos casos, continuar sus estudios en un programa de maestría.

Por todos los resultados reportados y la experiencia adquirida a lo largo del desarrollo del simulador reportada en [Ruiz et al., 2007], se considera en el grupo de investigación de fenómenos dinámicos que la continuación de estos trabajos es de una gran importancia, ya que puede generar no solamente proyectos de investigación y docencia, tesis de nivel posgrado, licenciatura y artículos de investigación, sino que puede además ser utilizado, una vez terminado el proyecto general básico, para desarrollar prototipos de sistemas de control, monitoreo y protección que ayuden a fortalecer la independencia tecnológica de nuestro país.

El presente trabajo de tesis, se hace uso de dos áreas del simulador para validar los conceptos de funcionamiento y ajuste del compensador de reactivos y se encuentra, por lo tanto, insertado dentro de la larga tradición de desarrollo de proyectos teórico-experimentales que ha impulsado desde sus inicios el Instituto Politécnico Nacional.

### **1.3 OBJETIVO**

Presentar los conceptos básicos de operación y realizar el modelado y ajuste del regulador automático de voltaje y del compensador de reactivos del sistema de control de excitación de la máquina síncrona para controlar la distribución de la potencia reactiva y las corrientes circulantes en las máquinas en paralelo en una planta de generación.

### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

Se han reportado algunas situaciones en el Sistema Eléctrico Mexicano, en las que la potencia reactiva demandada por las cargas no es compartida de manera adecuada entre unidades generadoras de la misma planta. Esto se pudo comprobar en la convocatoria de proyectos de fondos sectoriales *CONACYT-CFE 2008* [Proy. CFE, 2008] en la cual una de las partes principales consistía en despachar correctamente potencia reactiva entre plantas de la misma central, considerando que dentro del Área de Control Oriental existen diferentes tipos de centrales de generación. Como se demuestra en este trabajo, el despacho de potencia reactiva en estos problemas operativos puede ser resuelto por medio del conocimiento adecuado de la operación del control de excitación y su correcto ajuste, y en especial del compensador de potencia reactiva.

Además de los problemas experimentados ocasionalmente en grandes plantas de generación, recientemente, debido a las restricciones ambientales, los avances tecnológicos y los incentivos gubernamentales para el uso de energías renovables, la arquitectura de la red esta cambiando de suministro de energía centralizada a descentralizada con unidades de generación distribuida conectadas a la red de utilidad. Las pequeñas capacidades de las unidades emergentes hace que los generadores pueden ser posicionados cerca de los consumidores, con lo cual se puede

reducir la cantidad de pérdidas de energía en la transmisión de potencia a lo largo de las líneas [Vandoorn et al., 2010, Barsali et al., 2002].

La generación instalada en redes de distribución puede traer nuevos retos en el ajuste de los controles de excitación. Por ejemplo, en [Vandoorn et al., 2010] se muestra que en una red con parámetros de línea predominantemente resistivos, la potencia reactiva de las fuentes de energía se puede controlar a través de un control por estatismo  $Q-f$ , en forma análoga al control por estatismo  $P-f$  en el sistema de transmisión convencional.  $Q$  es predominantemente dependiente de la frecuencia o equivalentemente de la diferencia de fase sobre la línea, mientras  $P$  está determinada principalmente por la diferencia de voltaje sobre la línea. Esta dependencia es opuesta a la de sistemas inductivos en donde los enlaces son  $P-f$  y  $Q-V$ , a este nivel del sistema (red de distribución) la distribución de potencia reactiva y mitigación de las corrientes circulantes se hace con un control por estatismo  $Q-f$ .

Además del caso de las pequeñas unidades de generación distribuida que se mencionaron anteriormente, en sistemas de generación ubicados en instalaciones industriales para alimentar la carga industrial o en generadores de emergencia es muy posible que el problema de establecer una distribución adecuada de los cambios de potencia reactiva de carga aparezca más frecuentemente, debido a que la conexión de las unidades industriales y de emergencia en muchas ocasiones se realiza por medio de un transformador elevador común, y se tienen requisitos adicionales como mantener el factor de potencia de la carga industrial constante.

Por las razones antes mencionadas, es necesario el estudio de la solución de estos importantes problemas de control.

## **1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES**

Los métodos y modelos estudiados en esta tesis son adecuados en general para sistemas eléctricos de potencia, pero en particular son aplicados en simulaciones digitales de diferentes sistemas de potencia de prueba. Cuando sea posible, se validarán los métodos y sus resultados en los controles y máquinas del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia.

## **1.6 APORTACIONES DE LA TESIS**

Las aportaciones del presente trabajo se pueden resumir de la siguiente manera:

- Se presentan detalladamente los conceptos básicos de funcionamiento y ajuste del compensador de reactivos del sistema de control de excitación del generador síncrono. Se considera una aportación debido a que este tipo de información es difícil de obtener en un solo documento.

- Se presentan los modelos necesarios para analizar y ajustar el compensador de reactivos, tanto en su modo de operación de estatismo de reactivos como en el modo de compensación de reactivos de caída de línea, empleando el estudio de flujos de potencia.
- Se agregó al programa TRANSTAB [TRANSTAB, 1996] la posibilidad de simular el compensador de reactivos básico y el compensador en corriente cruzada. También se incluyó la posibilidad de hacer un escalón de carga en un nodo del sistema.
- En la comparación de los resultados obtenidos en la aplicación del compensador de reactivos en un estudio de flujos de potencia con un estudio de simulación en el tiempo, se encontró que es más adecuado representar al compensador de reactivos básico como parte de la red, en vez de emplear el modelo de bloques propuesto por el IEEE al analizar sistemas con problemas de corrientes reactivas circulantes. Esto se debe a que, al no incluir al compensador de reactivos básico en el estudio de flujos de potencia, las condiciones iniciales del estudio de simulación en el tiempo no coinciden con las del modelo dinámico, y esto hace que se requiera simular un período de tiempo largo (de hasta 30 ó 40 segundos) antes de aplicar el disturbio, para que el sistema llegue al estado de equilibrio correcto. Por el contrario, al incluir el modelo del compensador de reactivos en la red durante el estudio de flujos de potencia, las condiciones iniciales del sistema coinciden plenamente con las del modelo dinámico de la máquina, debido a que el estado de equilibrio inicial del sistema es el correcto.
- En las simulaciones en el tiempo se desarrolló y utilizó el modelo del compensador de reactivos de corriente cruzada, el cual está disponible en controles de excitación modernos a base de microcontroladores. Se comprobó que la utilización de este tipo de compensador de reactivos mejora la estabilidad de la planta generadora de manera importante.
- Para las simulaciones de computadora digital se desarrollaron dos sistemas de prueba nuevos, basados en dos plantas de generación de la Comisión Federal de Electricidad, adecuados para analizar este problema en condiciones realistas.
- En el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, se implementó un sistema de prueba en el que dos máquinas de polos salientes con diferentes capacidades y controles de excitación y velocidad operaron en paralelo. Se presentan de manera detallada los métodos empleados para ajustar correctamente los reguladores automáticos de voltaje y se verificaron experimentalmente los ajustes. Además, los resultados de estas simulaciones validaron los obtenidos en las simulaciones digitales para los modos de compensación de reactivos y compensación de reactivos de caída de línea.

## 1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La estructura de este trabajo es la siguiente:

**Capítulo 1** En este capítulo se establece el planteamiento del problema que da fundamento a este trabajo. Se presentan antecedentes que se han tenido en el desarrollo de dispositivos adicionales al regulador automático de voltaje del sistema de excitación del generador síncrono para obtener una distribución adecuada de potencia reactiva. Se presenta cual es el objetivo y justificación para elaborar este trabajo, los límites a los cuales está sujeto, las aportaciones y estructura de la tesis.

**Capítulo 2** En este capítulo se presentan las consideraciones y efectos de la conexión en paralelo de generadores síncronos de una misma planta, los conceptos teóricos de la acción de compensación de potencia reactiva mediante el sistema de excitación con la finalidad de contrarrestar el efecto de corrientes circulante entre generadores, hacer una distribución correcta de la potencia reactiva de los generadores de la planta y los conceptos teóricos de compensación remota a las terminales del generador.

**Capítulo 3** En este capítulo se presentan los modelos propuestos para el compensador de reactivos en un análisis de flujos de potencia: primero, la implementación del modelo que requiere modificar la matriz Jacobiana y finalmente el modelo que modifica el archivo de datos del estudio de flujos (el cual es más común en el uso de programas comerciales).

**Capítulo 4** En este capítulo se presentan los modelos del compensador de reactivos para cubrir esquemas de estatismo de reactivos y de compensación de reactivos de caída de línea, y una combinación de ambas con interconexión de los RAVs de los generadores para estudios de simulación en el tiempo. Se presentan resultados de simulación ante cambios de carga y ante una falla trifásica en el sistema de prueba Huinalá.

**Capítulo 5** En este capítulo se presentan los resultados de simulación experimental de la aplicación de la compensación reactiva en la interconexión de la micromáquina síncrona de polos salientes con la máquina educacional, que se encuentran en el área de Laboratorios Pesados de la ESIME-Zacatenco del IPN.

**Capítulo 6** En este capítulo se presentan las conclusiones de este trabajo de tesis y sugerencias para trabajos futuros.

**Referencias** En esta sección se presentan los documentos (libros, artículos, estándares, boletines, etc.) que sirvieron como referencia a este trabajo.

**Apéndice A** En este apartado se hace una descripción de los métodos de sincronización de un generador a un nodo existente.

**Apéndice B** En este apartado se presentan los datos de la red y de las máquinas con sus sistemas de excitación del sistema de prueba Huinalá, necesarios para la simulación en el tiempo del Capítulo 4.

## CAPÍTULO 2:

# COORDINACIÓN DE CONTROLES DE EXCITACIÓN DE MÁQUINAS SÍNCRONAS EN PARALELO

### 2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se hace una descripción de la aplicación del compensador de reactivos como parte del sistema de excitación de generadores síncronos que operan en paralelo en una misma planta y sus efectos de acuerdo al tipo de configuración de la conexión de los generadores de la planta al sistema de potencia. Se describe el concepto de compensación de carga (ó compensación de reactivos), el modelado matemático y las consideraciones para su interconexión en planta.

Frecuentemente se requiere que los generadores estén operando en paralelo, ya sea como parte de un sistema eléctrico de potencia de gran capacidad o como parte de un sistema aislado pequeño. Con la finalidad de hacer una conexión en paralelo con otros generadores o un sistema grande, el generador debe producir la misma magnitud de voltaje y frecuencia de los otros generadores, o del punto de conexión con el sistema. Esto se logra controlando el voltaje aplicado al devanado de campo del generador mediante el regulador automático de voltaje (RAV) y controlando la potencia mecánica de la turbina por medio de su gobernador de velocidad. Una vez que se tiene conectado el generador o grupo de generadores al sistema, el control del gobernador debe variar el par mecánico aplicado a la flecha para proporcionar la potencia activa requerida y el RAV debe variar el voltaje aplicado al devanado de campo para mantener el valor de voltaje de referencia y proporcionar la potencia reactiva requerida o factor de potencia [Warne, 2005].

Cuando un generador o grupo de generadores operan en paralelo con el sistema, la potencia aportada por cada generador se controla a través del par aplicado a la flecha de la turbina. El factor de potencia se controla a través del campo o corriente de excitación del generador. Incrementando la corriente de campo, el ángulo de fase de la corriente del estator progresivamente se atrasa al voltaje terminal, de manera opuesta, reduciendo la corriente de campo, el ángulo de fase de la corriente del estator se adelanta al voltaje terminal.

La potencia activa suministrada por el generador se mantendrá constante durante este proceso si el par aplicado se mantiene constante. Se dice que un sistema eléctrico está en operación de equilibrio si, y solo si se tienen las siguientes condiciones:

- Los voltajes de excitación de la máquina síncrona son constantes [Saccomanno, 2003]. El requerimiento básico es que el sistema de excitación suministre y automáticamente ajuste la corriente de campo del generador síncrono para mantener el voltaje en terminales dentro de la capacidad continua del generador [Kundur, 1994]. Desde el punto de vista del sistema de potencia, el sistema de excitación debe contribuir al control de voltaje, debe ser capaz de responder rápidamente a un disturbio a fin de aumentar la estabilidad transitoria, y de modular el campo del generador a fin de aumentar la estabilidad ante pequeños disturbios [Kundur, 1994].
- Los ejes (o flechas) de todas las máquinas síncronas giran a la misma velocidad (operación síncrona), de manera que los cambios angulares eléctricos entre rotores son constantes. La frecuencia eléctrica proveniente del movimiento de giro del rotor de las máquinas síncronas se conoce como *frecuencia del sistema* o de la red debido a que es común en cada punto del sistema [Saccomanno, 2003].

Los efectos de las perturbaciones, en particular las que se manifiestan por tiempos prolongados, pueden ser controlados por dos sistemas fundamentales para mantener el sistema en condiciones de estado estacionario adecuadas, los cuales son [Saccomanno, 2003]:

- Control de frecuencia y potencia activa, denominado control  $f/P$ , el cual actúa sobre las válvulas de control de las turbinas (excepto para plantas generadoras en tasa fija o “amarradas”) para regular la frecuencia (e intercambio de potencia activa en caso de operación interconectada) y el despacho de potencia activa generada por cada planta.
- Control de voltaje y potencia reactiva, denominado control  $V/Q$ , el cual actúa sobre la excitación de las máquinas síncronas y dispositivos de ajuste como son reactores, capacitores, compensadores estáticos y transformadores con cambiadores de taps bajo carga, para alcanzar los perfiles de voltaje con flujos de potencia reactiva adecuados en el sistema.

Cabe mencionar que los problemas de control  $f/P$  y  $V/Q$  difieren por las siguientes razones [Saccomanno, 2003]:

- La frecuencia regulada es común para todo el sistema y puede ser afectada por todos los cambios de potencia. Por lo tanto el control  $f/P$  debe ser considerado con respecto al sistema completo, como el resultado de contribuciones diferentes (para ser adecuadamente distribuidas entre plantas generadoras). En otras palabras, el control  $f/P$  debe representar una estructura jerárquica en la cual los

controles locales (también llamados controles primarios) de cada turbina son coordinados a través de un control en el nivel del sistema (llamado control secundario).

- Los voltajes regulados, en cambio, son distintos uno del otro (de manera que hay diferentes puntos en el sistema eléctrico en donde se regula el voltaje) y cada control predominantemente actúa sobre voltajes de los nodos más cercanos. Consecuentemente, el problema del control  $V/Q$  puede ser dividido dentro de más problemas de control primario (de tipo local), el cual puede ser coordinado a través de un control secundario (a nivel del sistema) o simplemente coordinado en la etapa de planificación.

La operación de generadores en paralelo necesita de atención especial en los dos lazos de control de los generadores: el regulador automático de voltaje y el gobernador de turbina. Con la intención de abordar el problema de distribución de la potencia reactiva de generadores de la misma planta, en este trabajo únicamente se analiza el problema del control  $V/Q$ .

## **2.2 CONEXIÓN EN PARALELO DE MÁQUINAS SÍNCRONAS**

Los generadores síncronos pueden ser operados conectados a cargas individuales o en paralelo con otros generadores, como parte de una red interconectada de gran potencia. En el caso de un generador operando solo, la frecuencia y el nivel de voltaje terminal se deben controlar mediante el par del primo-motor y la corriente de campo respectivamente. La potencia activa y reactiva del generador esencialmente están determinadas por la carga del mismo. Este modo de operación es poco común en comparación con la operación en paralelo de generadores síncronos [Elgerd, 1982].

Los generadores se operan en paralelo para mejorar la economía en cuanto al combustible utilizado y la confiabilidad del suministro de energía. La economía se mejora al determinar un número mínimo de generadores operando en paralelo que son suficientes para suministrar la carga en cualquier momento dado. Operando a los generadores en su capacidad cercana a la nominal, el combustible utilizado se aprovecha de forma eficiente [Basler, 2009a].

La confiabilidad del sistema de potencia se mejora a través de la disposición de generadores que no están en uso y que sirven como respaldo de las unidades en línea. Además, los sistemas de protección se pueden diseñar para detectar un elemento de falla y aislarlo, manteniendo la operación de los demás generadores. Con múltiples generadores suministrando a la carga, un generador que tiene un problema puede ser sacado de línea, permitiendo que los demás generadores sigan aportando energía a la carga [Basler, 2009a].

Debido a las ventajas de la operación en paralelo, la instalación de múltiples generadores ha sido una aplicación común. Hay dos conexiones básicas principales usadas para conectar los generadores al sistema de potencia como se muestra en las figuras 2.1: la conexión directa y la conexión con transformador.

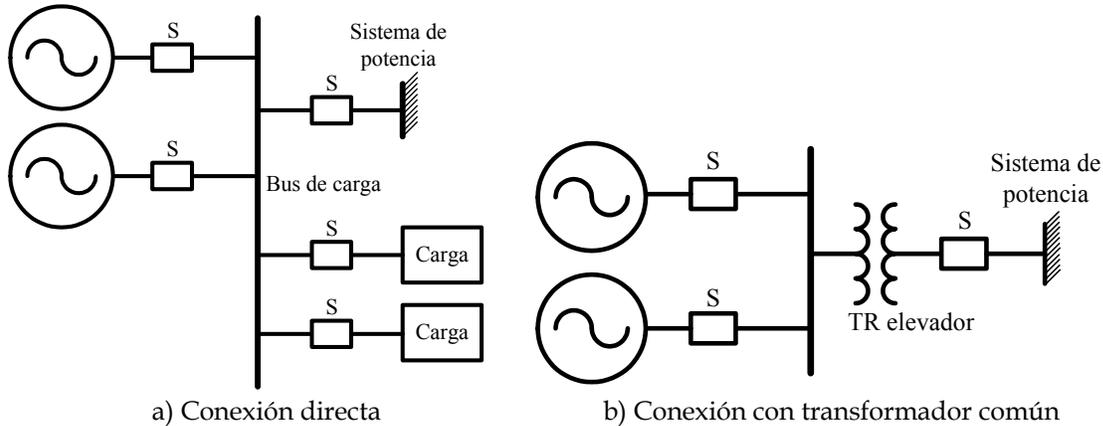
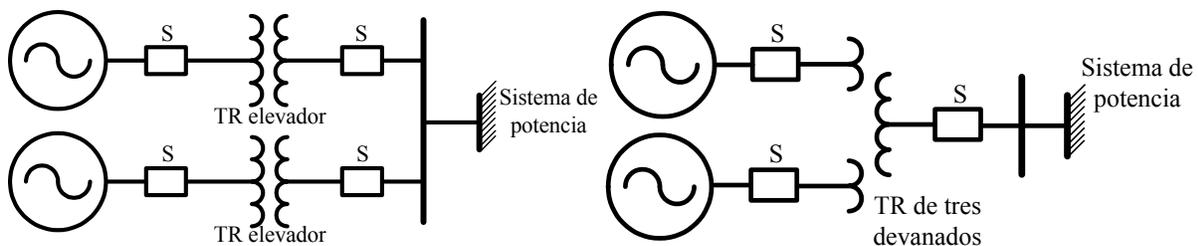


Figura 2.1 Formas de conectar los generadores al sistema de potencia (Adaptado de [Mozina, 1995]).

En la figura 2.1 a) se muestra el diagrama unifilar para una conexión directa de los generadores al sistema de potencia. Los generadores se conectan al nodo de carga sin pasar por una transformación de voltaje. Los generadores suministran potencia directamente a las cargas. Este tipo de conexión se usa en la industria para la conexión de generadores cuando son de capacidad pequeña [Mozina, 1995]. En la figura 2.1 b) se muestra el diagrama unifilar de una conexión de generadores en paralelo al sistema de potencia a través de un transformador elevador común. La mayoría de los generadores de gran capacidad que se conectan de esta manera al sistema de potencia lo hacen a través de un transformador elevador con conexión delta-estrella [Mozina, 1995].

En [Rubenstein and Walkley, 1957] se presentan otras dos formas de conectar los generadores al sistema de potencia, en la figura 2.2 a) se muestra una conexión a través de transformadores elevadores individuales, en la cual los lados de alto voltaje de los transformadores se conectan al mismo nodo. En la figura 2.2 b) se muestra una conexión en donde se emplea un transformador elevador con dos devanados en el lado de bajo voltaje que tienen conectado un generador; este tipo de conexión es empleada en la planta John Day [Kosterev, 2001].



a) Conexión con transformadores individuales      b) Conexión con transformador de tres devanados

Figura 2.2 Formas de conectar los generadores al sistema de potencia

(Adaptado de [Rubenstein and Walkley, 1957]).

Cada una de las formas de conectar los generadores al sistema de potencia tiene un análisis para efectuar un buen control de la potencia reactiva entre los generadores de la planta. Cuando se interconectan dos o más máquinas síncronas, los voltajes y corrientes del estator de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia y la velocidad mecánica del rotor de cada máquina debe estar sincronizada a esta frecuencia. Por lo tanto, los rotores de todas las máquinas síncronas deben operar en sincronismo [Kundur, 1994].

Cuando se desean interconectar dos generadores, es de fundamental importancia ajustar los voltajes de ambos lados del interruptor antes de cerrarlo. Si no se hace una sincronización apropiada, los generadores pueden sufrir daños [EPRI, 1998]. La sincronización en su forma más simple es el proceso de hacer una conexión eléctrica de generadores adicionales a un nodo existente o al resto de generadores en línea [Basler, 2010].

Con la finalidad de sincronizar apropiadamente los generadores, hay tres aspectos que se deben ajustar [EPRI, 1998]:

- Las magnitudes de voltaje deben ser iguales.
- La frecuencia de los voltajes debe ser la misma.
- El ángulo fasorial de los voltajes correspondientes debe ser el mismo.

Si las magnitudes de voltaje no se ajustan, habrá un flujo de potencia reactiva entre los generadores. Si la frecuencia y/o el ángulo de fase no se ajustan, habrá un flujo de potencia activa entre los generadores [EPRI, 1998]. La necesidad de efectuar una sincronización adecuada se presenta cuando en una planta se desea operar más o menos generadores, para mejorar la confiabilidad del sistema o mejorar aspectos económicos.

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de un generador, ya sea operando en forma aislada, o interconectado con otros generadores al sistema de potencia, considerando el modelo clásico de un generador de polos salientes es [Elgerd, 1982]:

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{V_T E_a}{X_d} \text{sen} \delta + \frac{V_T^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta && W / \text{fase} \\
 Q &= \frac{V_T E_a}{X_d} \cos \delta - V_T^2 \left( \frac{\cos^2 \delta}{X_d} + \frac{\text{sen}^2 \delta}{X_q} \right) && VAR / \text{fase}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Nótese que en las ecuaciones anteriores se obtienen los valores de potencia trifásica si  $E_a$  y  $V_T$  expresan voltajes de línea.

En las ecuaciones (2.1) de potencia activa el primer término es dominante. El segundo término es la componente del par de saliencia. Las ecuaciones (2.1) son de gran utilidad cuando las magnitudes de  $E_a$  (fem interna) y  $V_T$  se asumen como constantes, en ese caso las potencias  $P$  y  $Q$  únicamente están en función de  $\delta$ . Si se desprecia el efecto de la saliencia, entonces  $X_d = X_q = X_s$  y las ecuaciones (2.1) se simplifican a la siguiente forma:

$$\begin{aligned} P &= \frac{V_T E_a}{X_s} \text{sen} \delta \\ Q &= \frac{V_T E_a}{X_s} \cos \delta - \frac{V_T^2}{X_s} \end{aligned} \quad (2.2)$$

En algunos estudios de sistemas de potencia, por facilidad de solución se prefieren las ecuaciones (2.2) en vez de las ecuaciones (2.1), para esto la reactancia síncrona  $X_s$  se obtiene del promedio de las reactancias  $X_q$  y  $X_d$  [Elgerd, 1982].

### **2.3 PROBLEMAS DE POTENCIA REACTIVA CIRCULANTE ENTRE MÁQUINAS DE LA MISMA PLANTA**

Cuando un generador está operando solo sobre una carga individual, el problema del control de su velocidad y voltaje en terminales puede resultar una tarea ligeramente complicada. Principalmente la salida de potencia activa depende de la carga y se controla regulando el par del primo-motor para alcanzar un balance de pares y como resultado una velocidad y frecuencia constantes. El voltaje en terminales se controla mediante la regulación del nivel de excitación del devanado de campo. Sin embargo, hay una interacción o “acoplamiento cruzado” entre los dos controles; un incremento en el nivel de excitación causa un incremento en la salida de potencia activa, el cual requiere un ajuste en el primo-motor [Elgerd, 1982].

Cuando dos o más generadores se conectan en un sistema aislado, los gobernadores y RAVs de todos los generadores se deben ajustar para controlar la distribución de potencia en proporciones requeridas y también para asegurar el mismo factor de potencia de manera que las corrientes circulantes entre los generadores se minimicen [Warne, 2005].

Dos generadores que operan en paralelo y que suministran a una carga en común se comportan de manera similar a dos baterías conectadas en paralelo, de manera que si el voltaje (en circuito abierto) es el mismo en ambos generadores, se van a dividir la carga en partes iguales y una pequeña diferencia entre los voltajes de los generadores resultará en un desbalance en la repartición de la carga, y en un caso más extremo, habrá una corriente circulante [Basler, 2009a].

En la práctica no es posible hacer un ajuste total de los voltajes. Sin embargo algunos medios permiten hacer una correcta distribución de la carga entre los generadores en paralelo. Debido a la corriente circulante o desbalance de carga producido por las desigualdades de los voltajes, el papel del regulador automático de voltaje se hace fundamental. El regulador puede aportar una contribución a la correcta distribución de la carga de generadores en paralelo mediante el uso de circuitos de compensación en paralelo llamados compensadores de reactivos o compensadores de reactivos en corriente cruzada, los cuales se describen adelante [Basler, 2009a].

Para abordar el problema de la corriente circulante entre generadores en paralelo, así como su efecto en el voltaje del sistema, se hará referencia a un sistema aislado de dos generadores de capacidades nominales iguales, conectados en paralelo y suministrando a una carga en común  $P_L, Q_L$  como se muestra en la figura 2.3. Los interruptores  $S_P$  se cierran cuando los generadores se han sincronizado, y el interruptor  $S_L$  se cierra para suministrar a la carga.

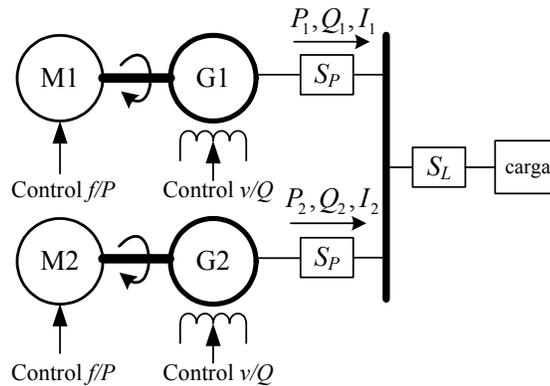


Figura 2.3 Sistema de dos generadores de la misma capacidad nominal conectados en paralelo suministrando a una carga en común (Adaptado de [Neuenswander, 1971]).

En las impedancias síncronas de los generadores de polos lisos se desprecia la resistencia de armadura, por lo que únicamente se toma en cuenta la reactancia síncrona. Cada uno de los devanados de campo de los generadores dispone de un control  $V/Q$ , y cada uno de los primo-motores dispone de un control  $f/P$ .

En el sistema de la figura 2.3 hay dos factores importantes que se pueden analizar por separado: el efecto del control del primo-motor sobre la frecuencia y la distribución de potencia activa y el efecto del control de excitación sobre el voltaje terminal y la distribución de potencia reactiva [Neuenswander, 1971]. En este trabajo únicamente se aborda el problema de la distribución de potencia reactiva.

Con el fin de hacer un análisis de la distribución de potencia reactiva entre generadores en paralelo alimentando a una carga común, en la figura 2.4 se presentan las pendientes  $Q-V$  de los generadores de la figura 2.3. Para cada unidad se traza una pendiente de voltaje terminal  $V_T$  contra la carga reactiva  $Q$ . Estas pendientes se

justifican a partir de que para cada unidad el voltaje interno  $E_a$  es la suma del voltaje en terminales  $V_T$  más la caída de voltaje producida por la reactancia síncrona  $X_{eq}$ :

$$E_a = V_T + jX_{eq}I_a \quad (2.3)$$

El voltaje en terminales se puede controlar para que tome un valor dado utilizando un compensador, el cual introduce una impedancia  $R_C + jX_C$  entre  $V_{REF}$ , el voltaje de referencia del RAV, y el voltaje en terminales  $V_T$  [CIGRE, 2007]:

$$V_T = V_{REF} - (R_C + jX_C)I_a \quad (2.4)$$

Normalmente la componente resistiva de compensación  $R_C$  se desprecia, ya que no se hace compensación por potencia activa y esta resistencia es muy pequeña en comparación con la reactancia a compensar. En este caso el voltaje compensado se puede determinar con la expresión (2.5).

$$V_T = V_{REF} - (jX_C)I_a \quad (2.5)$$

Empleando la expresión (2.5) se pueden trazar pendientes de compensación como se muestra en la figura 2.4.

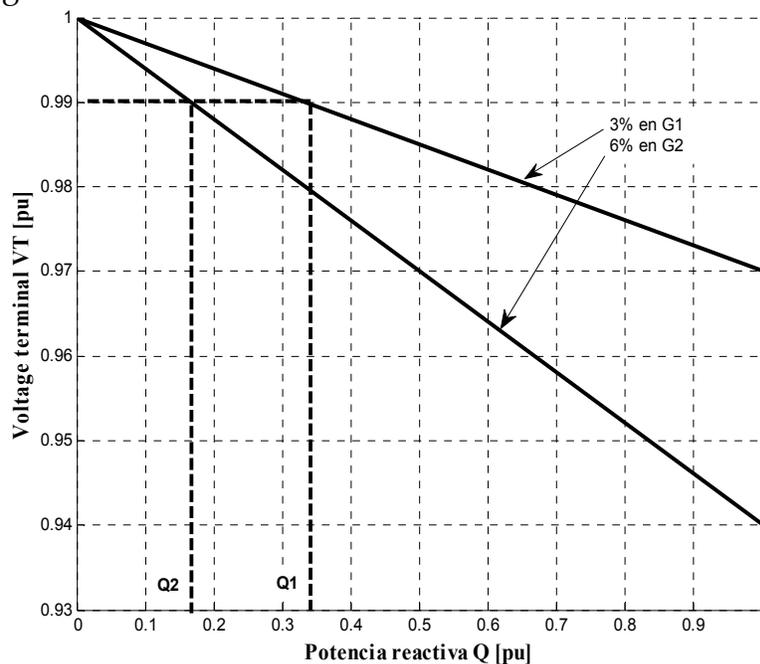


Figura 2.4 Gráfica  $V_T$  contra  $Q$  para dos generadores en paralelo.

El voltaje en terminales es el mismo en los dos generadores, de manera que la potencia reactiva se distribuye como  $Q_L = Q_1 + Q_2$ . Para una carga reactiva inductiva dada  $Q_L$  será necesario cambiar ambas excitaciones en los generadores en direcciones opuestas con el fin de distribuir la carga entre ambas unidades; de otra manera, el voltaje terminal cambiará. Por ejemplo, con el fin de permitir a la unidad 2 una mayor salida de potencia reactiva, se debe incrementar la excitación en el generador 2 y disminuir la excitación en el generador 1. Con esto se moverán ambas unidades a nuevas curvas, las cuales son paralelas a las curvas originales [Neuenswander, 1971].

La figura 2.5 muestra el caso en el que, con carga inductiva, únicamente se altera la excitación en el generador 2. El voltaje terminal aumentará, de manera que ahora el generador 2 aporta más potencia reactiva que el generador 1 para mantener  $Q_L=Q_1+Q_2$ . Si el interruptor de carga  $S_L$  se abre, el voltaje terminal sin carga aumentará como se muestra en la figura 2.6 a) y circulará potencia reactiva del generador 2 al generador 1 (figura 2.6b)). Esto es de esperarse ya que la potencia reactiva circula del nodo de mayor magnitud de voltaje al de menor magnitud.

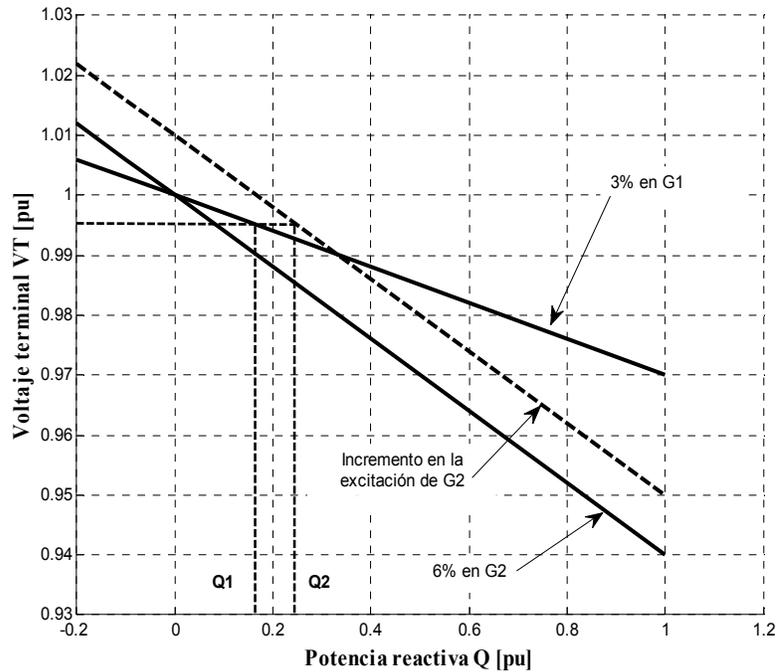


Figura 2.5 Modificación de la pendiente de compensación reactiva en el generador 2 al incrementar su excitación.

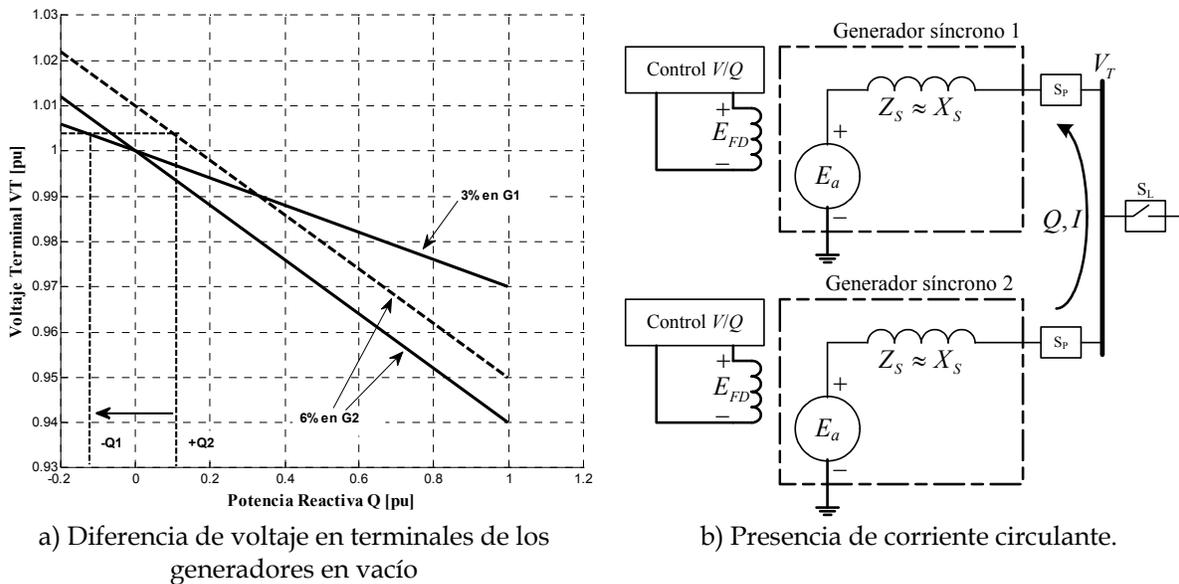


Figura 2.6 Aparición de una corriente reactiva circulante entre máquinas síncronas en paralelo.

En este trabajo solo se aborda el efecto de la distribución de potencia reactiva; sin embargo en la operación de generadores en paralelo se deben controlar apropiadamente ambas variables, la potencia activa y la potencia reactiva. Esto es, el par aplicado al generador se debe controlar con la finalidad de dividir la potencia activa y la excitación del campo del generador se debe controlar para dividir la potencia reactiva [Basler, 2009a].

Los dos conceptos de control de potencia activa y reactiva circulantes entre generadores en paralelo de la misma planta se muestran en la tabla 2.1 [Neuenschwander, 1971].

**Tabla 2.1 Conceptos sobre la distribución de potencia de generadores en paralelo de la misma planta [Neuenschwander, 1971].**

Distribución de potencia activa	Distribución de potencia reactiva
Control $f/P$	Control $V/Q$
Frecuencia ( $f$ )	Voltaje terminal ( $V_T$ )
$P_L = P_1 + P_2$	$Q_L = Q_1 + Q_2$
Curvas $P$ vs $f$	Curvas $Q$ vs $V_T$
Para redistribuir la potencia activa, manteniendo $f$ constante: mover los controles de velocidad en direcciones opuestas.	Para redistribuir la potencia reactiva, manteniendo $V_T$ constante: mover los controles de excitación en direcciones opuestas.
Reduciendo la potencia de carga $P_L$ : El generador con la menor pendiente deja caer la carga más rápidamente.	Reduciendo la potencia de carga $Q_L$ : El generador con la menor pendiente deja caer la carga más rápidamente.

## 2.4 COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE EL RAV Y EL COMPENSADOR DE CARGA

El regulador automático de voltaje normalmente controla el voltaje terminal del estator. Algunas veces, se usa la compensación de carga para controlar un voltaje que es representativo de un voltaje interno o externo al generador. Esto se logra con un circuito adicional dentro del lazo de retroalimentación del RAV [Kundur, 1994].

La función del compensador de reactivos es modificar la señal de sensado de voltaje de las terminales del generador, para aumentar o disminuir su magnitud de acuerdo a los requerimientos que se tengan en la conexión de los generadores al sistema de potencia y de la demanda de la carga reactiva.

La corriente reactiva puede ser controlada en forma aceptable entre generadores de una planta a través del uso de reguladores individuales. Cuando los generadores son conectados al sistema de potencia a través de transformadores elevadores se emplea una función de compensación adicional a los reguladores. En este caso el voltaje se

puede mantener constante eléctricamente en un punto dentro de los generadores o en un punto mas cercano al nodo de alto voltaje, mediante accesorios adicionales al regulador de voltaje llamados compensadores de reactivos o compensadores de reactivos de caída de línea según sea el caso [Rubenstein and Walkley, 1957].

La compensación de corriente reactiva es la más común en la máquina síncrona. Hay dos enfoques que se le pueden dar a la compensación, uno es hacer una compensación reactiva (la cual es un estatismo de reactivos) en donde se provoca una caída de voltaje a medida que aumenta la carga reactiva inductiva, el otro enfoque es hacer una compensación reactiva por caída de voltaje en la impedancia (comúnmente pura reactancia) de conexión de los generadores. Ambas formas de compensación se implementan simulando una impedancia para regular efectivamente algún punto distinto a las terminales de la máquina. En la impedancia de compensación se establece una compensación por carga activa y reactiva, o más comúnmente usada únicamente la compensación reactiva, en un rango de ajuste.

#### **2.4.1 Compensación reactiva**

La función del regulador automático de voltaje es mantener constante el voltaje en terminales del generador sin carga y ante cambios de carga. Cuando se conectan generadores en paralelo, se necesita de un circuito de compensación como complemento al regulador automático de voltaje en el control de la carga reactiva del generador. La repartición de carga reactiva entre generadores en paralelo puede desbalancearse cuando uno de los reguladores automáticos de voltaje varía la excitación del devanado de campo debido a cambios en la carga, variaciones en la velocidad del primo-motor, etc. Este cambio en la excitación puede causar corrientes circulantes entre los generadores como se muestra en la figura 2.6 b) [Basler, 2009a].

Una desigualdad en los voltajes terminales de los generadores en paralelo trae como consecuencia que el generador con mayor excitación tenga una tendencia a alimentar al generador con la menor excitación en un esfuerzo para obligarlo a tener la misma magnitud de voltaje [Basler, 2009a].

El circuito de compensación causará al RAV del generador con menor excitación un incremento en su excitación y de la misma forma una disminución de la excitación en el generador con mayor excitación. A través del control de carga reactiva del circuito de compensación se pueden eliminar o minimizar las corrientes circulantes no deseadas [Basler, 2009a].

Entonces el problema de distribución de carga reactiva en generadores operando en paralelo se puede solucionar a través del uso de un regulador de voltaje diseñado para mantener una regulación precisa, al cual se agrega un circuito que acepta una

señal de corriente de la salida del generador; esta señal de corriente se combina con la señal de sensado de voltaje para obtener un vector de voltaje proporcional a la carga reactiva, el cual se suma a la señal de sensado de voltaje para efectuar la compensación.

La compensación reactiva (*reactive droop compensation*) toma su nombre a partir de que aplica una compensación que declina el perfil de voltaje con el incremento de la salida de potencia reactiva de la unidad [IEEE, 2005]. La compensación reactiva se usa para asegurar una operación estable de generadores que se conectan en paralelo al mismo nodo directamente [Murdoch et al., 2000].

La compensación reactiva permite introducir el efecto de una impedancia (normalmente se usa solo reactancia) en conexiones en los generadores de una planta en los que no se produce una caída reactiva suficiente entre terminales y el punto de conexión en paralelo para tener una distribución adecuada de la potencia reactiva, con esta caída reactiva se hace una regulación de voltaje interna en cada generador y así asegurar una distribución correcta de la potencia reactiva entre los generadores.

Este tipo de compensación proporciona un control efectivo para balancear la potencia reactiva de salida de unidades con generadores conectados en paralelo al mismo nodo. Esto se logra moviendo el voltaje controlado interno del generador [Kosterev, 2001, Shuangping, 2010]. Sin embargo la compensación reactiva limita la respuesta del generador ante disturbios, debido a que el regulador de voltaje controla un voltaje sintetizado dentro de las terminales del generador, lo cual es menos sensible a desviaciones de voltaje [Kosterev, 2001, Shuangping, 2010]. La compensación reactiva es importante en cualquier planta de generación para minimizar las corrientes circulantes entre los generadores de dicha planta. En el sistema de vez en cuando se anula la compensación reactiva, ya que la impedancia del transformador elevador es de por lo menos 10%. Si se agrega un 5% de contribución de impedancia con el compensador a través del RAV, la rigidez de voltaje del sistema se puede afectar desfavorablemente ante una falla. Entre más grande es la caída de voltaje del transformador elevador, es menor la contribución del generador al soporte reactivo durante una falla [Schaefer et al., 2010].

En la figura 2.7 se muestran las pendientes de compensación reactiva para diferentes porcentajes de compensación programados en el compensador del sistema de excitación. Dado que la compensación es reactiva, se tiene la compensación para potencia reactiva inductiva ( $Q+$ ) y también para potencia reactiva capacitiva o absorción de reactivos por parte del generador síncrono ( $Q-$ ).

En este tipo de compensación esencialmente se agrega impedancia a la del sistema de generación [Schaefer et al., 2010], por lo tanto se agrega una caída de voltaje al voltaje en terminales. El voltaje en terminales se controla para que tome un valor dado por [CIGRE, 2007]:

$$V_T = V_{REF} - jX_C I_a \quad \text{con } (X_C > 0) \quad (2.6)$$

Por esta razón en la figura 2.7 se tienen líneas con pendientes negativas. La forma de obtener el efecto de la ecuación (2.6) a través del sistema de excitación es sumando al valor sentido del voltaje en terminales un voltaje debido a la reactancia de compensación:

$$V_C = \left| \overline{V}_T + jX_C \overline{I}_a \right| \quad \text{con } (X_C > 0) \quad (2.7)$$

De esta forma para una carga inductiva, el voltaje  $V_C$  a comparar con la referencia es mayor al que hay en terminales, y como resultado se tendrá una disminución en el voltaje en terminales. Este proceso se visualiza mejor en el diagrama de bloques de la figura 2.8.

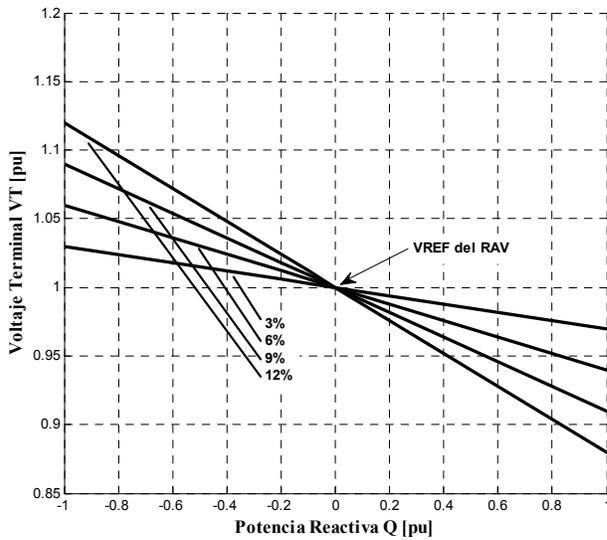


Figura 2.7 Pendientes de compensación reactiva.

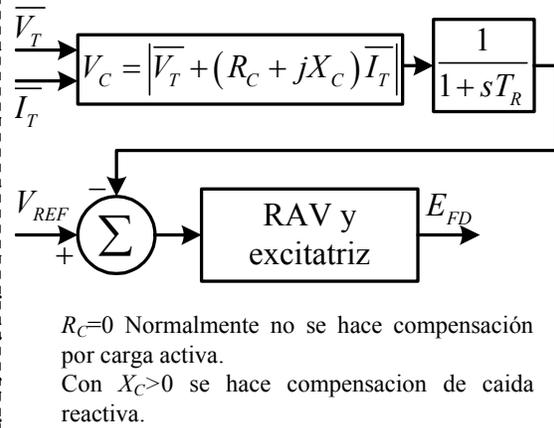


Figura 2.8 Diagrama de bloques del sistema de excitación incluyendo el compensador.

En la compensación reactiva que se muestra en la figura 2.7, el voltaje terminal y la potencia reactiva ambos están expresados en un sistema en por unidad en donde el voltaje base es el voltaje terminal y la potencia base es la capacidad nominal del generador [Kosterev, 2001]. La deducción de esta proporción de compensación se desarrolla en la sección § 2.4.3.

Un compensador de reactivos causa al RAV reducir el voltaje terminal conforme la corriente reactiva sobreexcitada incrementa o conforme la corriente reactiva subexcitada disminuye, y aumentar el voltaje terminal conforme la corriente reactiva sobreexcitada disminuye o conforme la corriente reactiva subexcitada aumenta [Rubenstein and Walkley, 1957].

La compensación reactiva normalmente se usa cuando las máquinas síncronas se conectan al mismo nodo sin impedancia entre ellas; el compensador se usa para crear una impedancia de acoplamiento artificial de manera que las máquinas compartan apropiadamente la potencia reactiva. Esta compensación corresponde a escoger un punto de regulación dentro de la máquina síncrona. En este caso  $R_C$  y  $X_C$  tienen valores positivos [IEEE, 2005].

#### 2.4.2 Compensación reactiva de caída de línea

Este tipo de compensación toma el nombre de *caída de línea* a partir de que se compensa la caída reactiva que se produce por la línea de conexión al nodo común y principalmente por la reactancia del transformador elevador. También se conoce como *compensación reactiva de caída del transformador*, y se refiere al acto de regulación de voltaje en un punto parcialmente dentro del transformador elevador del generador o, menos frecuentemente, en algún lugar dentro del sistema de transmisión. Esta forma de compensación produce un aumento en el perfil de voltaje en las terminales del generador para incrementar la potencia reactiva a la salida [IEEE, 2005]. La compensación reactiva de caída de línea remueve parte de la impedancia que se forma entre el generador y el nodo del sistema de potencia a través del transformador elevador y para una carga inductiva, resulta en un aumento en el voltaje de campo en un porcentaje pequeño de acuerdo a la cantidad de compensación programada, por lo que el circuito compensador causará que el voltaje del generador aumente [Schaefer et al., 2010].

La compensación reactiva de caída de línea representa una forma de incrementar la sensibilidad del generador ante desviaciones de voltaje del sistema y por consiguiente tener una mejor utilización de la capacidad reactiva del generador durante disturbios del sistema [Kosterev, 2001, Shuangping, 2010].

En la figura 2.9 se muestran pendientes de compensación reactiva de caída de línea para diferentes porcentajes de caída programados en el compensador del sistema de excitación. Dado que la compensación es reactiva, se tiene la compensación para potencia reactiva inductiva ( $Q+$ ) y también para potencia reactiva capacitiva o absorción de reactivos por parte del generador síncrono ( $Q-$ ).

En este tipo de compensación esencialmente se resta impedancia a la del sistema de generación [Schaefer et al., 2010], de manera que se suma un voltaje al voltaje en terminales. El voltaje en terminales se controla para que tome un valor dado por [CIGRE, 2007]:

$$V_T = V_{REF} - jX_C I_a \quad \text{con } (X_C < 0) \quad (2.8)$$

Por esta razón en la figura 2.9 se tienen líneas con pendientes positivas. La forma de obtener el efecto de la ecuación (2.8) a través del sistema de excitación es restando al

valor sentido del voltaje en terminales un voltaje debido a la reactancia de compensación:

$$V_C = \left| \overline{V}_T + jX_C \overline{I}_a \right| \quad \text{con } (X_C < 0) \quad (2.9)$$

De esta forma para una carga inductiva, el voltaje  $V_C$  a comparar con la referencia es menor al que hay en terminales, y como resultado se tendrá un aumento en el voltaje en terminales. Este proceso se visualiza mejor en el diagrama de bloques de la figura 2.10.

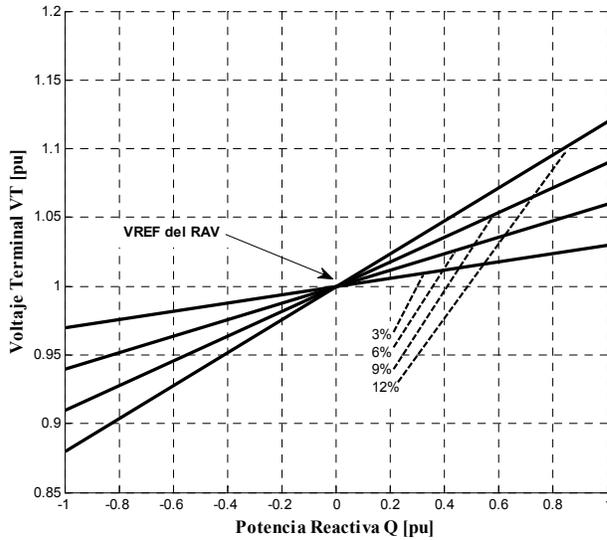


Figura 2.9 Pendientes de compensación de caída de línea.

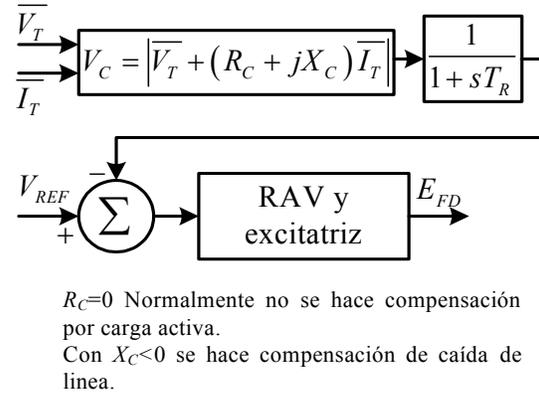


Figura 2.10 Diagrama de bloques del sistema de excitación incluyendo el compensador.

En la compensación reactiva de caída de línea que se muestra en la figura 2.9, el voltaje terminal y la potencia reactiva están expresados en un sistema en por unidad en donde el voltaje base es el voltaje terminal y la potencia base es la capacidad nominal del generador [Kosterev, 2001].

Este tipo de compensación causa que el regulador aumente el voltaje terminal conforme la corriente reactiva sobreexcitada aumenta o conforme la corriente reactiva subexcitada disminuye, y causa que el voltaje terminal disminuya conforme la corriente reactiva sobreexcitada disminuye o conforme la corriente reactiva subexcitada aumenta [Rubenstein and Walkley, 1957].

La compensación reactiva de caída de línea normalmente se usa cuando una máquina síncrona se conecta al sistema a través de una impedancia significativa o cuando dos o más máquinas se conectan a través de transformadores individuales. Esta compensación puede ser adecuada para regular el voltaje en un punto externo a las terminales de la máquina al compensar una parte de la impedancia del transformador y regular el voltaje en un punto del transformador elevador. En este caso  $R_C$  y  $X_C$  tienen valores negativos [IEEE, 2005].

Algunas veces es deseable incorporar ambos tipos de compensación, reactiva y reactiva de caída de línea. Mientras la compensación reactiva asegura una operación estable de generadores en paralelo, la compensación reactiva de caída de línea proporciona una mejor respuesta de potencia reactiva requerida ante disturbios del sistema. Este concepto se implementó en la planta John Day y fue reportado en [Kosterev, 2001], en donde se menciona que después de haber compensado los generadores con una combinación de ambos tipos y después de hacer una serie extensiva de pruebas en línea y fuera de línea se encontraron grandes mejoras.

### **2.4.3 Efectos opuestos de los compensadores de reactivos y compensadores de reactivos de caída de línea**

La compensación reactiva y la compensación reactiva de caída de línea están relacionadas pero con efectos contrarios. Estos tipos de compensación se obtienen aplicando un voltaje de control que es proporcional a la potencia reactiva generada, sumando o restando un voltaje al voltaje terminal censado que se introduce al regulador de voltaje.

Con una compensación reactiva, se agrega un voltaje de control al voltaje terminal sensado, causando que el regulador sense un voltaje mayor en la retroalimentación, lo cual resulta en una disminución en la excitación para reducir el voltaje terminal. Con una compensación reactiva de caída de línea, el voltaje de control es restado al voltaje terminal sensado, disminuyendo el valor del voltaje en la retroalimentación, lo que incrementa la excitación para aumentar el voltaje terminal [IEEE, 1996a].

Con una compensación reactiva el resultado final es obtener una distribución de la regulación de voltaje de un nodo al cual se conectan múltiples generadores en paralelo. Sin esta caída reactiva, los reguladores de voltaje podrían volverse inestables, ya que cada regulador intentaría controlar el voltaje común. Con esto se puede causar la circulación de potencia reactiva entre las máquinas, y la regulación de voltaje se puede empeorar. La caída reactiva es crítica en los generadores que se conectan al mismo nodo, se debe establecer cuidadosamente para mantener niveles de voltaje adecuados. Si se establece una caída excesiva, se tendrá como resultado niveles de voltaje inaceptable por abajo del nominal.

Con una compensación reactiva de caída de línea el resultado final es una mejor regulación de un punto en el sistema un tanto remoto a las terminales de la máquina. Sin esta compensación, el punto controlado es el punto en donde se sensa el voltaje. La compensación reactiva de caída de línea mueve el punto controlado a un punto aproximado a las terminales de alto voltaje del transformador elevador a través de la compensación de una caída de voltaje que ocurre a través del transformador debido a la carga. Este ajuste se debe realizar con cuidado para evitar cambios grandes de potencia reactiva sobre la máquina, que pueden ocurrir si intenta controlar el voltaje en un punto muy alejado en el sistema, hablando eléctricamente.

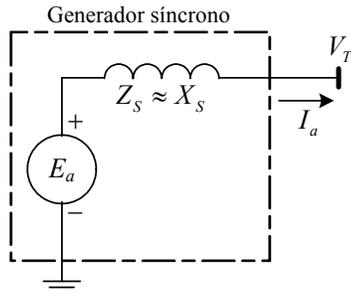
Esencialmente lo que se hace con una compensación reactiva es agregar impedancia (normalmente pura reactancia) al sistema de generación, mientras con la compensación reactiva de caída de línea se remueve parte de la impedancia (normalmente pura reactancia) entre el generador y el nodo de utilidad a través del transformador elevador [Schaefer et al., 2010].

#### 2.4.4 Determinación del porcentaje de compensación

En esta sección se deduce el porcentaje de compensación reactiva que es una proporción de cambio en el voltaje en terminales con respecto a la potencia reactiva del generador. Primeramente se determina de qué manera se presentan variaciones de voltaje en terminales debidos a cambios de la potencia de carga.

La regulación de voltaje puede ser definida como *el cambio proporcional en la magnitud en el voltaje interno del generador asociado con un cambio definido en la corriente de carga* [Miller, 1982]. Esto se debe a la caída de voltaje debida a la impedancia síncrona a través de la cual se transfiere la corriente de carga.

La regulación de voltaje refiriendo al circuito equivalente de la figura 2.11 esta dada con la siguiente expresión, en donde  $V_T$  es el voltaje en terminales y  $E_a$  es el voltaje interno:



$$\% \text{ regulación} = \frac{|E_a| - |V_T|}{|V_T|} \times 100 \quad (2.10)$$

Figura 2.11 Circuito equivalente de un generador síncrono (adaptado de [Elgerd, 1982]).

En la ausencia de un compensador, el cambio del voltaje interno causado por la corriente  $I_a$  se muestra en la figura 2.12 como  $\Delta V$ , y puede expresarse de la siguiente manera:

$$\Delta V = E_a - V_T = Z_s I_a \quad (2.11)$$

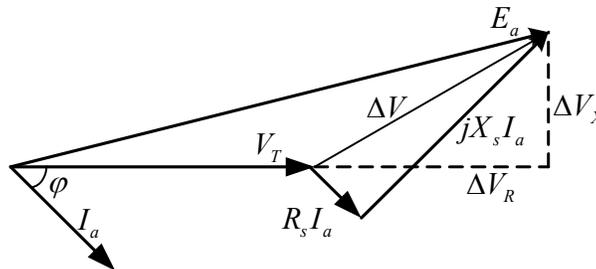


Figura 2.12 Diagrama fasorial para la regulación de voltaje de la figura 2.11.

En la expresión (2.11)  $Z_s$  es la impedancia síncrona  $Z_s=R_s+jX_s$  y también se tiene que la corriente  $I_a$  se obtiene a partir de la expresión (2.12), y está dada en (2.13).

$$V_T I_a^* = S_l = P_l + jQ_l \quad (2.12)$$

$$I_a = \frac{P_l - jQ_l}{V_T} \quad (2.13)$$

Sustituyendo la expresión (2.13) en (2.11) se tiene:

$$\begin{aligned} \Delta V &= (R_s + jX_s) \frac{P_l - jQ_l}{V_T} \\ &= \frac{R_s P_l + X_s Q_l}{V_T} + j \frac{X_s P_l - R_s Q_l}{V_T} \\ &= \Delta V_R + j\Delta V_X \end{aligned} \quad (2.14)$$

El cambio de voltaje tiene una componente  $\Delta V_R$  en fase con  $V_T$  y una componente  $\Delta V_X$  a  $90^\circ$  como se muestra en la figura 2.12, en donde se observa que la variación de voltaje se debe tanto a cambios en la potencia activa como en la potencia reactiva de la carga.

A través del efecto del compensador, es posible aproximar  $|E_a| = |V_T|$  (para una compensación reactiva) o hacer  $|E_a| > |V_T|$  (para una compensación reactiva de caída de línea).

Tomando en cuenta que la potencia reactiva suministrada por el generador debe ser igual a la suma de la potencia reactiva de la carga más la potencia reactiva consumida por su reactancia síncrona, se va a sustituir en la ecuación (2.14)  $Q_l$  por  $Q$  (donde  $Q=Q_l+Q_s$ ) y se va a sustituir la ecuación (2.14) resultante en (2.11) para despejar el voltaje interno, por lo que se tiene:

$$|E_a|^2 = \left[ V_T + \frac{R_s P_l + X_s Q}{V_T} \right]^2 + \left[ \frac{X_s P_l - R_s Q}{V_T} \right]^2 \quad (2.15)$$

En la ecuación (2.15) es importante notar que siempre hay una solución para  $E_a$  con una  $Q$  y una potencia de carga  $P_l$  dadas. Esta observación lleva a la siguiente conclusión:

*Un compensador puramente reactivo puede eliminar variaciones de voltaje causadas por cambios en la potencia activa y reactiva de la carga [Miller, 1982].*

La potencia aparente nominal del generador es:

$$S_{nom} = P_{nom} + jQ_{nom} = V_T I_a^* = \frac{V_T^2}{Z_s^*} \quad (2.16)$$

Debido a que  $|Z_s| = |Z_s^*|$  la resistencia y reactancia síncronas se pueden encontrar de la siguiente manera:

$$R_s = |Z_s| \cos \varphi = \frac{V_T^2}{S_{nom}} \cos \varphi \quad (2.17)$$

$$X_s = |Z_s| \operatorname{sen} \varphi = \frac{V_T^2}{S_{nom}} \operatorname{sen} \varphi \quad (2.18)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.17) y (2.18) en (2.14) con  $Q=Q_l+Q_s$  se tiene:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \frac{\frac{V_T^2}{S_{nom}} P_l \cos \varphi + \frac{V_T^2}{S_{nom}} Q \operatorname{sen} \varphi}{V_T} + j \frac{\frac{V_T^2}{S_{nom}} P_l \operatorname{sen} \varphi - \frac{V_T^2}{S_{nom}} Q \cos \varphi}{V_T} \\ &= \Delta V_R + j \Delta V_X \end{aligned} \quad (2.19)$$

Normalizando  $\Delta V_R$  y  $\Delta V_X$  con respecto a  $V_T$  se tiene:

$$\frac{\Delta V_R}{V_T} = \frac{1}{S_{nom}} (P_l \cos \varphi + Q \operatorname{sen} \varphi) \quad (2.20)$$

$$\frac{\Delta V_X}{V_T} = \frac{1}{S_{nom}} (P_l \operatorname{sen} \varphi - Q \cos \varphi) \quad (2.21)$$

Las ecuaciones (2.20) y (2.21) están escritas de manera que las variaciones  $\Delta V$  están asociadas a cambios grandes de 0 a  $P_l$  ó de 0 a  $Q$ ; sin embargo también son válidas para cambios pequeños  $\Delta P_l$  y  $\Delta Q$ , por lo que se tiene:

$$\frac{\Delta V_R}{V_T} = \frac{1}{S_{nom}} (\Delta P_l \cos \varphi + \Delta Q \operatorname{sen} \varphi) \quad (2.22)$$

$$\frac{\Delta V_X}{V_T} = \frac{1}{S_{nom}} (\Delta P_l \operatorname{sen} \varphi - \Delta Q \cos \varphi) \quad (2.23)$$

En las ecuaciones anteriores se observa que para cambios pequeños de carga, la componente de variación de voltaje por carga activa  $\Delta V_R$ , efectivamente está afectada sobre todo por variaciones en la potencia activa de carga, y que la componente de variación de voltaje por carga reactiva  $\Delta V_X$  está afectada principalmente por variaciones de la carga reactiva.

Al haber cambios de carga activa y reactiva, se presentan variaciones de voltaje que les corresponden a estos cambios, como se deduce de las ecuaciones (2.22) y (2.23). Estos cambios de voltaje son sentidos y corregidos por el RAV para traer de vuelta el voltaje en terminales a la referencia asignada. De manera que en la ausencia del compensador de reactivos, el voltaje en terminales se mantiene constante en la referencia sin importar si el generador tiene poca o mucha carga, o si la carga es inductiva o capacitiva.

Compensar el voltaje en terminales significa corregir el voltaje de acuerdo a la cantidad y tipo de carga del generador. Esta tarea se obtiene con el compensador de carga del sistema de excitación. En los niveles reales de generación las caídas de voltaje por resistencia entre terminales de cada generador y el punto de conexión en paralelo son mínimas o despreciables, y la caída de voltaje que se presenta es principalmente por reactancia inductiva. Por esta razón normalmente no se emplea resistencia en el compensador de carga (es decir no se hace compensación por carga activa), sino únicamente reactancia. A esto también se debe a que se refiere al compensador de carga como *compensador de reactivos*. El compensador de reactivos del sistema de excitación es de utilidad para controlar el punto de regulación de voltaje con la finalidad de hacer una correcta distribución de la potencia reactiva, de manera que se busca que exista una caída reactiva apropiada entre cada generador de la planta y el punto de conexión en paralelo de los mismos, este punto es el nodo de regulación de voltaje de la planta en cuestión.

Se busca obtener una proporción de compensación reactiva que represente la corrección del voltaje en terminales ante variaciones en la carga reactiva. Tomando en cuenta que no se hace compensación de voltaje por variaciones de carga activa  $\Delta P_l$ , se puede obtener la proporción de compensación ante variaciones de potencia reactiva a partir de la ecuación (2.23) de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta V_x}{V_T} = -\frac{\Delta Q}{S_{nom}} \cos \varphi \Rightarrow \left| \frac{\Delta V_x}{V_T} \right| = \left| -\frac{\Delta Q}{S_{nom}} \cos \varphi \right| \Rightarrow \frac{\Delta V_x}{V_T} = \frac{\Delta Q}{S_{nom}} \cos \varphi \approx \frac{\Delta V_x}{V_T} = \frac{\Delta Q}{S_{nom}} \quad (2.24)$$

La proporción de compensación reactiva se puede expresar en por ciento de la siguiente manera, con todas las variables de voltaje y potencia expresadas en valores reales:

$$\% \text{ compensación} = \frac{\Delta V / V_T}{\Delta Q / S_{nom}} \times 100 \quad (2.25)$$

Una vez que se ha determinado el porcentaje de compensación, la reactancia de compensación  $X_C$  se calcula de la siguiente manera:

$$X_C = 0.01(\% \text{ de compensación}) \quad [pu] \quad (2.26)$$

Estableciendo el porcentaje y signo de compensación se puede asignar una compensación reactiva o una compensación reactiva de caída de línea.

La compensación reactiva y la compensación reactiva de caída de línea que se describieron antes, se implementan a través del compensador de reactivos, el cual es parte del sistema de excitación del generador síncrono. Las funciones de compensación pueden ser representadas en forma de diagrama de bloque para conformar el sistema de excitación: el RAV, la excitatriz, el generador y en el lazo de retroalimentación el compensador de reactivos y el transductor del voltaje terminal.

### 2.4.5 Conexión del compensador de reactivos

El uso de los compensadores de reactivos depende de la manera en que los generadores de la planta se conectan en paralelo, de manera que se pueden presentar impedancias de valor casi cero o muy grandes entre los generadores y el punto de conexión en paralelo. En este trabajo se presentan las conexiones del principio de funcionamiento de los compensadores de reactivos, compensadores de reactivos de caída de línea y compensación diferencial reactiva que se aborda en § 2.4.6.

Las conexiones que se presentaron en las figuras 2.1 y 2.2 son las conexiones básicas al sistema de potencia. Se pueden encontrar otras configuraciones que prácticamente son combinaciones de los esquemas básicos, de manera que el uso de los compensadores de reactivos en los esquemas básicos también se aplica a las combinaciones que surgen de ellos [Rubenstein and Walkley, 1957].

Para un desempeño correcto de los compensadores de reactivos es de suma importancia que sean cableados correctamente. El objetivo sobre el voltaje en terminales es que cuando se tenga una carga puramente resistiva (factor de potencia unitario), no se haga ninguna corrección, sino que la corrección sobre el voltaje en terminales se haga únicamente ante la presencia de carga reactiva. Esta tarea implica que se deben emplear fasores de voltaje y corriente que indiquen que se tiene la presencia de una carga puramente resistiva o la presencia de carga reactiva (inductiva o capacitiva). Esta indicación se puede obtener aprovechando la característica de los fasores de voltaje en terminales del generador para un factor de potencia unitario que se muestra en la figura 2.13. Se puede observar en la figura que la corriente de la fase B adelanta  $90^\circ$  al voltaje de línea  $V_{CA}$ ; esta característica se puede extender al diagrama fasorial de voltajes y corrientes de línea del generador como se muestra en la figura 2.14.

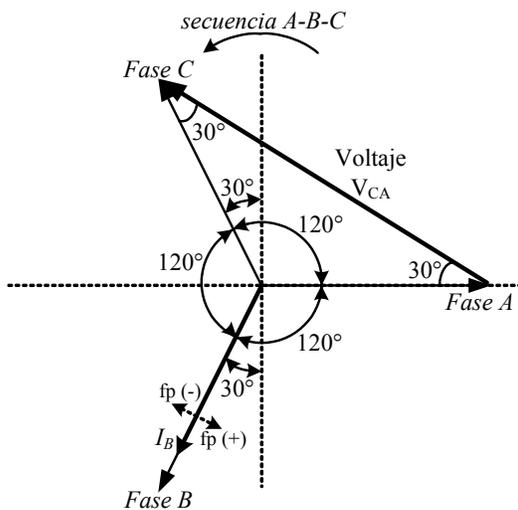


Figura 2.13 Fasores de voltaje en terminales del generador síncrono en factor de potencia unitario.

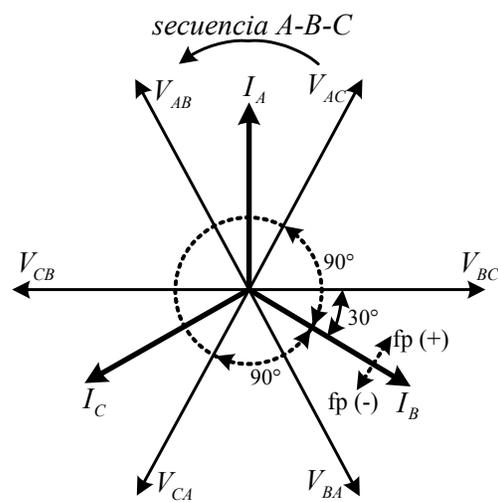


Figura 2.14 Fasores de voltaje y corriente de línea del generador síncrono en factor de potencia unitario.

En la figura 2.14 se puede apreciar que la corriente de la fase B está a  $90^\circ$  de los fasores  $V_{CA}$  y  $V_{AC}$ . Aprovechando la característica fasorial de la corriente  $I_B$  y del voltaje  $V_{CA}$ , si se multiplica a la corriente  $I_B$  por un inductor para obtener un voltaje de compensación  $V_C$  proporcional a la corriente  $I_B$ , y si este voltaje se agrega en serie al voltaje  $V_B$ , como se muestra en el diagrama de conexión de la figura 2.15, se puede obtener la construcción de la característica deseada del sentido de voltaje como se muestra en la figura 2.16.

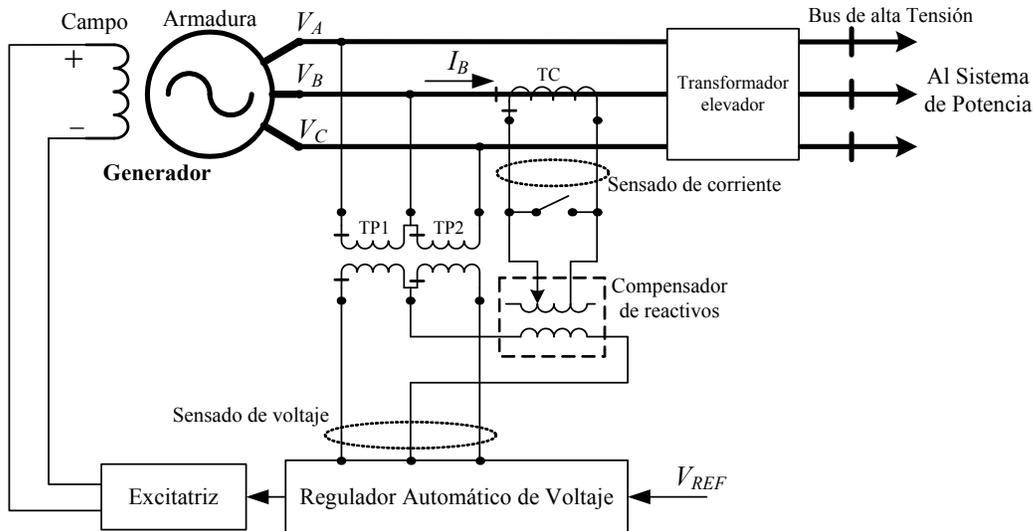


Figura 2.15 Diagrama esquemático de conexión del principio de aplicación de una compensación reactiva.

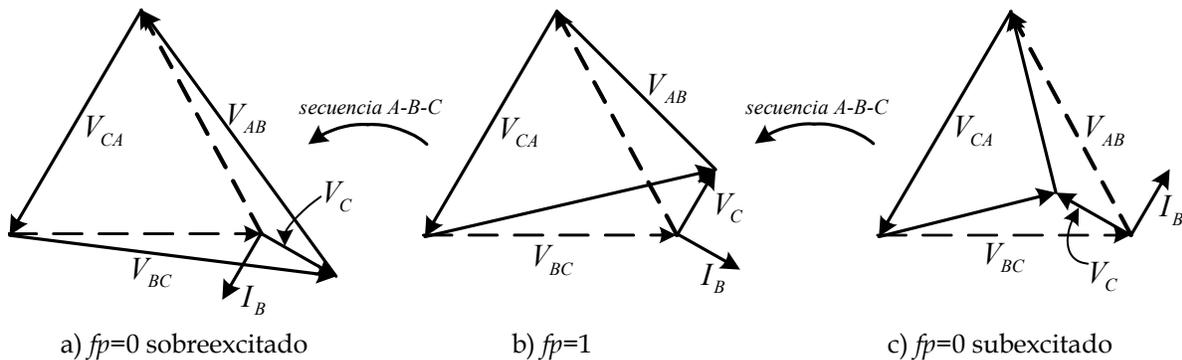


Figura 2.16 Corrección de los voltajes trifásicos para una señal promedio de sentido del RAV.

La forma de obtener físicamente la característica del voltaje sentido para una compensación reactiva es sensando la corriente de la fase B a través de un transformador de corriente (TC) y en el secundario del transformador de corriente se conecta el compensador de reactivos para agregar el voltaje de compensación en serie a la fase B, como se muestra en la figura 2.15 (basada en [Rubenstein and Walkley, 1957, Kundur, 1994, Basler, 2009a]).

El interruptor ubicado en el secundario del TC se usa para cortocircuitar la resistencia de *burden* para permitir al generador operar independientemente del sistema de generación en paralelo [Basler, 2009a].

El voltaje en el compensador de reactivos es proporcional en magnitud y tiene un ángulo de fase de  $90^\circ$  adelantado de la corriente de línea  $I_B$  que circula en el primario del transformador de corriente.

En la figura 2.15 se muestra el diagrama esquemático de la conexión de un compensador de reactivos. Debido a la corriente de la fase B se induce un voltaje en serie en la fase B para el sensado de voltaje del regulador, con esto los voltajes sensados de línea  $V_{AB}$  y  $V_{BC}$  se modifican como se muestra en la figura 2.16, las líneas punteadas representan los fasores de voltaje en los secundarios de los transformadores de potencial y la línea continua representa los fasores de voltaje introducidos a las terminales de sensado del RAV. Para las tres condiciones de operación de factor de potencia, el voltaje  $V_{CA}$  permanece prácticamente constante.

El voltaje trifásico promedio suministrado a las terminales de entrada de sensado de voltaje del RAV aumenta para una corriente con factor de potencia atrasado como se muestra en la figura 2.16 a), el RAV actúa para disminuir la excitación y disminuir el voltaje en terminales.

Si el generador opera con un factor de potencia unitario como se muestra en la figura 2.16 b), el voltaje trifásico promedio para el sensado del RAV no se modifica ya que el voltaje  $V_{AB}$  disminuye y el voltaje  $V_{BC}$  aumenta en la misma proporción.

Si el generador opera con una corriente con factor de potencia adelantado, el voltaje trifásico promedio suministrado para el sensado del RAV disminuye como se muestra en la figura 2.16 c), el RAV actúa para aumentar la excitación y aumentar el voltaje en terminales.

La variación que se produce en el promedio trifásico de la señal de sensado de voltaje empleando el voltaje de línea  $V_{CA}$  y la corriente  $I_B$ , comúnmente es empleada por los fabricantes de sistemas de excitación para el cálculo del compensador de reactivos; sin embargo se pueden obtener las mismas características fasoriales adecuadas para su cálculo con otra combinación de fasores. La característica de sensado de voltaje del diagrama fasorial de la figura 2.16 requiere que la conexión respete las polaridades de los transformadores de potencial y del transformador de corriente para un cálculo correcto del compensador como se muestra en la figura 2.15.

Una mala conexión de las polaridades de los transformadores de potencial (TP) o del TC puede provocar que se inviertan los fasores del voltaje sensado o de la corriente sensada del generador, y esto puede causar que se sobreexcite o se subexcite el generador.

De igual manera se puede obtener una compensación reactiva de caída de línea restando una caída de voltaje producida por la corriente  $I_B$  (Rubenstein and Walkley, 1957). En la figura 2.17 se muestra el diagrama esquemático de la conexión de un compensador de reactivos de caída de línea (basada en [Rubenstein and Walkley, 1957, Kundur, 1994, Basler, 2009a]). Debido a la corriente de la fase B se induce un voltaje de compensación  $V_C$  que se resta en serie al voltaje  $V_B$  para el sentido del regulador; con esto los voltajes sentidos de línea  $V_{AB}$  y  $V_{BC}$  se modifican como se muestra en la figura 2.18: las líneas punteadas representan los fasores de voltaje en los secundarios de los transformadores de potencial (TP) y la línea continua representa los fasores de voltaje introducidos a las terminales de sentido del RAV. Para las tres condiciones de operación de factor de potencia, el voltaje  $V_{CA}$  permanece prácticamente constante.

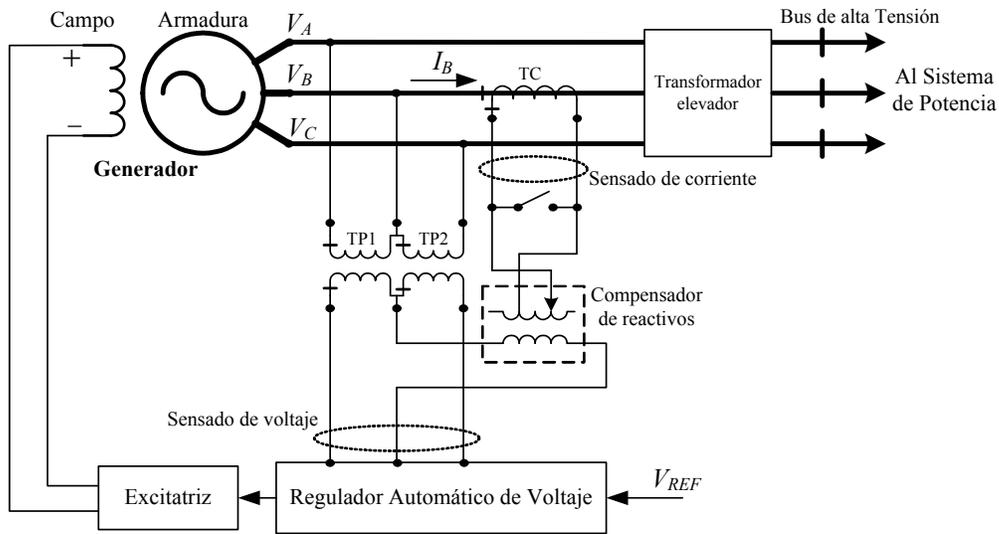


Figura 2.17 Diagrama esquemático de conexión para aplicar una compensación de reactivos de caída de línea.

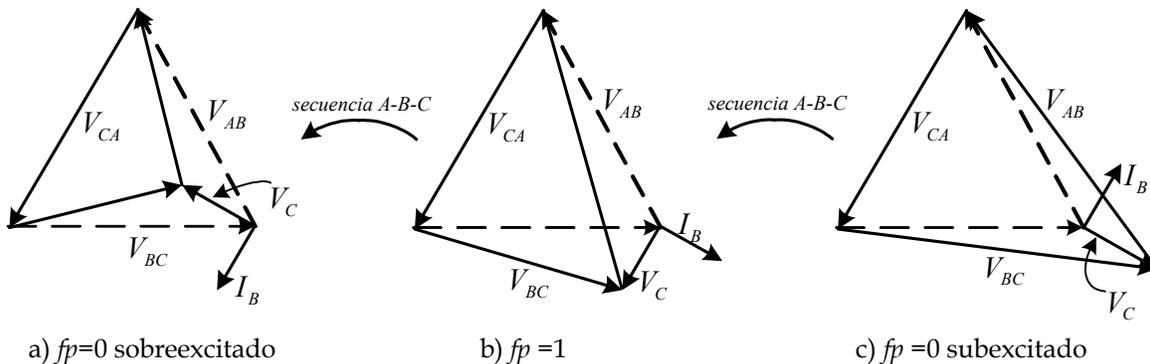


Figura 2.18 Corrección de los voltajes trifásicos en un compensador de reactivos de caída de línea para una señal promedio de sentido del RAV.

El voltaje trifásico promedio suministrado a las terminales de entrada de sentido de voltaje del RAV disminuye para una corriente con factor de potencia atrasado como

se muestra en la figura 2.18 a), el RAV actúa para incrementar la excitación e incrementar el voltaje en terminales.

Si el generador opera con un factor de potencia unitario como se muestra en la figura 2.19 b), el voltaje trifásico promedio para el sensado del RAV no se modifica ya que el voltaje  $V_{AB}$  aumenta y el voltaje  $V_{BC}$  disminuye en la misma proporción.

Si el generador opera con una corriente con factor de potencia adelantado, el voltaje trifásico promedio suministrado para el sensado del RAV aumenta como se muestra en la figura 2.19 c), el RAV actúa para disminuir la excitación y disminuir el voltaje en terminales.

#### **2.4.6 Compensación diferencial reactiva o en corriente cruzada**

Ya que el voltaje en compensador de reactivos es dependiente de la corriente de línea del generador a través del transformador de corriente, cualquier cambio en el factor de potencia debido a la carga, se verá reflejado en el voltaje inducido en la fase B. Consecuentemente, cuando cambia el factor de potencia de la carga o la magnitud de corriente demandada, el voltaje en terminales también cambia, y a su vez también el voltaje en el nodo cambia. La magnitud del cambio depende de la magnitud de la carga y de su factor de potencia.

Con la finalidad de prevenir cambios en el voltaje debido a cambios del factor de potencia de la carga o de la cantidad de la carga, se puede usar un arreglo en donde los transformadores de corriente de los reguladores individuales se interconectan. La interconexión se hace de manera que se produzca una circulación cruzada de corrientes en cada compensador de reactivos. Este arreglo es llamado *compensación en corriente cruzada* o usando la terminología IEEE *compensación diferencial reactiva*, la cual permite una operación de los generadores en paralelo sin modificaciones del voltaje en terminales a causa de la señal de compensación [Basler, 2009a].

Los diagramas de conexión de las figuras 2.15 y 2.17 no tienen interconexión entre los RAV's de cada generador, y esto puede provocar que se tengan variaciones de voltaje en el punto de regulación; por ejemplo, si se tiene una planta en donde un grupo de generadores se conectan en paralelo a un mismo nodo (como en la figura 2.1a) y 2.1b)), y si se incrementa la excitación en uno de ellos, el voltaje en el nodo aumentará. Para evitar este efecto, los RAV's de cada generador se pueden interconectar de manera que cada generador percibe lo que los otros generadores están produciendo, para así evitar una variación de voltaje en el punto de regulación. De esta manera se provoca un incremento de la excitación del generador o generadores en los que no se ha incrementado su excitación, y una disminución de la excitación en el generador que aumentó su excitación: con esto se mantiene el voltaje específico en el punto de regulación.

En la figura 2.19 (basada en [Kundur, 1994, Basler, 2009a, Rubenstein and Walkley, 1957]) se muestra el diagrama de conexión para el efecto de un compensador diferencial reactivo en tres generadores conectados en paralelo al mismo nodo.

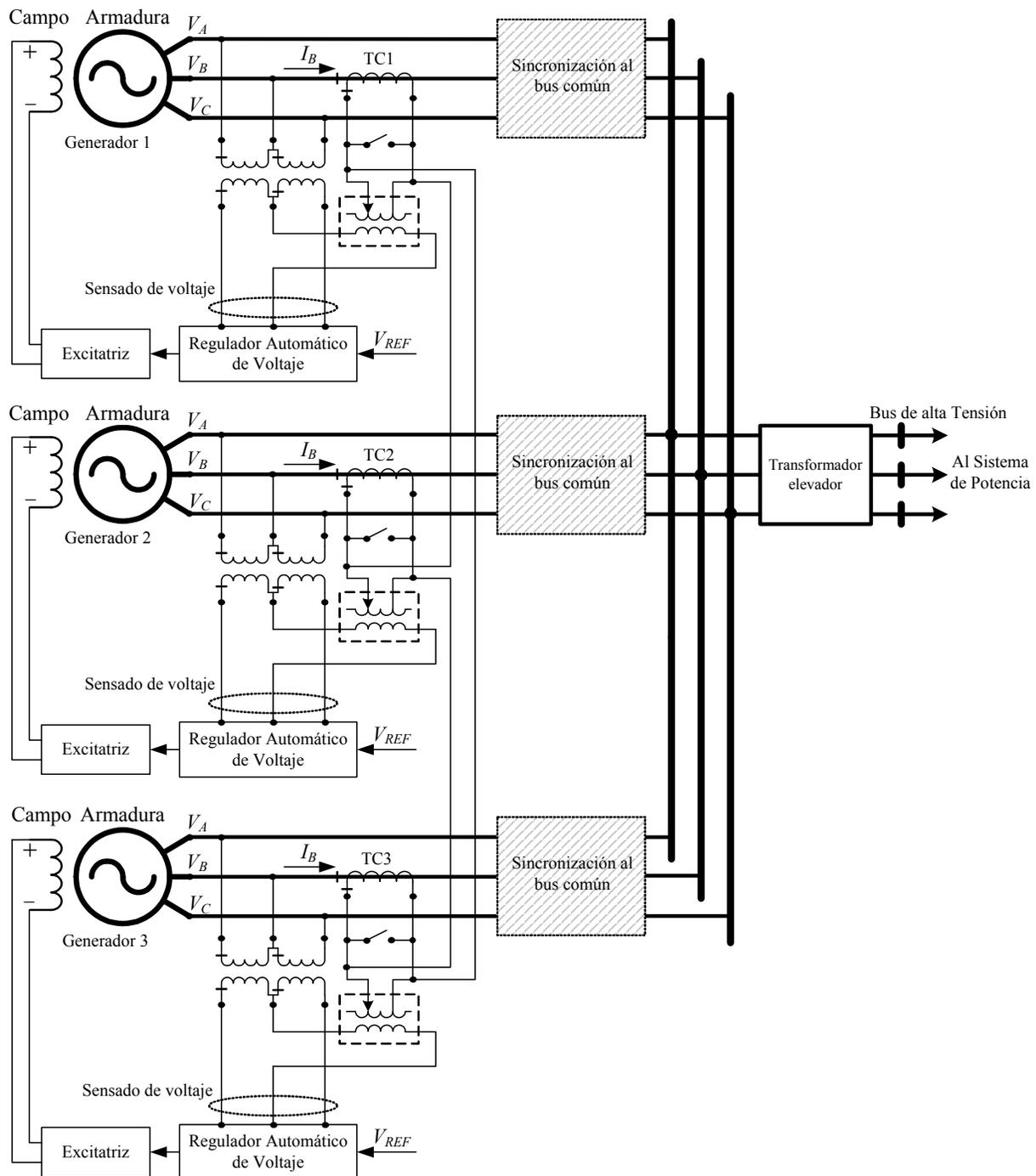


Figura 2.19 Conexión de los compensadores de reactivos en corriente cruzada.

En la figura 2.19 se muestran tres generadores en paralelo con compensación diferencial reactiva. Se puede ver que la interconexión de los transformadores de corriente es cruzada. La terminal con la marca de polaridad del transformador de corriente TC1 se conecta a la terminal sin marca de polaridad del transformador de corriente TC3. La terminal con la marca de polaridad del TC3 se conecta a la terminal sin marca de polaridad del TC2 y la terminal con marca de polaridad del TC2 se conecta a la terminal sin marca de polaridad del TC1.

La corriente que sale del secundario de cada TC por la marca de polaridad se divide en dos caminos: un camino fluye a través de su compensador de reactivos y el segundo camino se dirige al lazo de corriente cruzada. La corriente que fluye en el lazo de corriente cruzada entra en el compensador de reactivos del generador adjunto y se opone a la corriente que fluye en su compensador de reactivos sensada por su TC. El resultado del flujo de corriente a través del compensador de reactivos en cada generador será cero a causa de las corrientes de oposición de los otros generadores. Entonces, no se producirá ningún voltaje en el compensador de reactivos y por lo tanto tampoco habrá variación en el voltaje en terminales en cada generador.

Si uno de los generadores comienza a tomar más carga reactiva que los otros generadores, su corriente de línea se incrementará y la corriente en el secundario de su TC también incrementará, y como resultado se tendrá un incremento de voltaje en su compensador de reactivos, lo cual causará un incremento en su sentido de voltaje y el regulador actuará para reducir su excitación. Con esto el voltaje en terminales se reduce y su corriente de línea también reduce. A su vez se provoca un incremento en la corriente del lazo de corriente cruzada, lo cual provocará que se desarrolle un voltaje opuesto en los compensadores de reactivos de los generadores adjuntos y traerá como resultado que se produzca una disminución en el sentido de voltaje de los generadores adjuntos, que finalmente incrementarán su excitación para aumentar su voltaje y su corriente de línea.

El resultado del arreglo en corriente cruzada es un decremento de excitación (en el generador que comenzó a tomar más carga) y un incremento de excitación en los otros generadores. De esta manera el sistema de generación en paralelo se auto balancea, evitando variaciones de voltaje en nodo común [Basler, 2009a].

La ventaja de usar una compensación diferencial reactiva es que los múltiples generadores que se conectan al nodo común se hacen ver como una máquina más grande ante el sistema. Esto permite un soporte de voltaje/potencia reactiva mas grande ante disturbios en el sistema [Schaefer et al., 2010].



## CAPÍTULO 3:

# MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA

### 3.1 INTRODUCCIÓN

El estudio de flujos de potencia es el estudio básico de análisis de operación en estado estacionario de los sistemas eléctricos de potencia. El objetivo del estudio de flujos de potencia es determinar los voltajes de los nodos, los flujos de potencia activa y reactiva en los elementos de la red de transmisión y la potencia reactiva de los generadores para una configuración de la red, la demanda, la generación, y los parámetros de la compensación en paralelo. El estudio de flujos de carga estándar asume que las condiciones en estado estacionario de la red son balanceadas [CIGRE, 1986].

En el análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) tanto en contextos de planeación como de operación, es necesario incluir la evaluación de la respuesta del SEP ante un conjunto de posibles disturbios [Wood and Wollenberg, 1984, Kundur, 1994]. En general los disturbios se pueden definir como cualquier cambio en los parámetros o las variables de operación del sistema [IEEE, 1982]. Una manera de analizar la respuesta del sistema ante cambios de sus variables de operación o su topología tiene como base el estudio de flujos de potencia convencional para obtener la condición de equilibrio de predisturbio del sistema y la nueva condición de equilibrio de postdisturbio [García, 2007].

Sin embargo, el estudio de flujos de potencia convencional utiliza un conjunto de consideraciones que no siempre son aplicables al cálculo del equilibrio inmediato después de que ocurre un disturbio, como por ejemplo considerar que la frecuencia del sistema es igual a la nominal o bien que las potencias activas de los generadores tratados como nodos *PV* no cambian [Calvaer and Geert, 1984, Sauer, 2002] y que el nodo compensador es el único que toma el desbalance entre los estados inicial y final.

En este capítulo se presenta el modelo del compensador de reactivos para estudios de flujos de potencia. Aunque el generador también cuenta con el control primario de

frecuencia, el cual también se puede incluir en el modelo del generador para estudios de flujos de potencia [García, 2007], este lazo de control está fuera del alcance de este trabajo debido a que los disturbios considerados solamente afectan al control de potencia reactiva de generadores síncronos en paralelo de una misma planta.

Los estudios de flujos de potencia son útiles para determinar la cantidad de potencia reactiva que aporta cada generador en paralelo en una planta generadora de acuerdo al ajuste del compensador de reactivos del sistema de control de excitación. El compensador de reactivos se emplea con la finalidad de obtener una distribución de potencia reactiva deseada entre los generadores de la planta, introduciendo el efecto de una impedancia positiva o negativa entre terminales de cada generador y el punto de conexión en paralelo. De esta manera, el estudio de flujos de potencia puede verificar si el ajuste de los compensadores de reactivos es adecuado después de que ocurre un disturbio como un cambio de carga reactiva.

En este capítulo se aplica y verifica el desempeño del modelo de flujos de potencia del compensador de reactivos a un en estudios de flujos de carga de tres sistemas de prueba diferentes. El primero es un sistema de prueba ficticio basado en dos unidades generadoras de la planta Huinalá de Comisión Federal de Electricidad (CFE), las cuales comparten el mismo transformador elevador. En este tipo de conexión suele presentarse el problema de circulación de potencia reactiva entre los generadores, el cual normalmente se debe a diferencias en los voltajes de referencia de los controles de las máquinas y a los bajos valores de impedancias entre las terminales de las unidades y el punto de conexión en paralelo. Los generadores restantes de la planta se conectan al sistema de potencia a través de transformadores elevadores individuales, por lo que no fueron incluidos en este sistema de prueba.

El segundo sistema de prueba que se propone está basado en la planta Manuel Moreno Torres de CFE, en la cual se considera que 5 unidades generadoras están operando conectadas al sistema de potencia a través de transformadores elevadores individuales. En este tipo de conexión se puede presentar el problema de una caída excesiva de voltaje causada por valores de impedancia altos en los transformadores, o menos comúnmente, el problema de circulación de potencia reactiva. Se analiza el efecto del compensador de reactivos y la impedancia de los transformadores en la distribución de potencia reactiva entre las unidades en paralelo.

Finalmente se presenta el sistema de prueba de [Alden and Nolan, 1976] el cual es un sistema de generación industrial, en el que se conectan tres generadores al nodo de conexión con la red a través de impedancias grandes que producen caídas excesivas de voltaje. Se presenta la manera en que se puede eliminar este problema con el compensador de reactivos.

### 3.2 RESPUESTA DEL GENERADOR SÍNCRONO ANTE CAMBIOS DEL ESTADO DEL SISTEMA

Si se presenta un disturbio en el sistema, la condición final difiere de la condición inicial en la cantidad de las potencias activa y reactiva entregadas por cada generador del sistema y son los controles de voltaje y velocidad los encargados de manejar este comportamiento [Calvaer and Geert, 1984, Kundur, 1994].

Tan pronto como terminan las variaciones de las potencias activa y reactiva consumidas por las cargas (cuando éstas son dependientes del voltaje), el cambio incremental  $\Delta P$  de la potencia activa de cada unidad de generación, se puede obtener a partir del estatismo propio de cada máquina, debido a que la variación de frecuencia es la misma para todos los generadores del sistema [Calvaer and Geert, 1984].

Por el contrario, la variación de la potencia reactiva  $\Delta Q$  en las diferentes máquinas es una cantidad desconocida intencionalmente. Estos cambios de potencia ocasionados por un disturbio se reflejan en las componentes de corriente en fase con la potencias activa y reactiva del modelo ( $I_P$  e  $I_Q$ , respectivamente) por lo que el siguiente análisis es útil para determinar los cambios en el estado de operación del sistema [Calvaer and Lemal, 1978, Calvaer and Geert, 1984].

Si  $I_P$  y/o  $I_Q$  están sujetas a cambios pequeños  $\Delta I_P$  y  $\Delta I_Q$ , las variables  $V$  y  $\delta$  también experimentarán cambios  $\Delta V$  y  $\Delta\delta$ . Después de un periodo transitorio en el caso de que el sistema sea estable y alcance un nuevo punto de equilibrio,  $\Delta V$  y  $\Delta\delta$  se pueden expresar como variables linealmente dependientes de  $\Delta I_P$  y  $\Delta I_Q$ , como se muestra en [Calvaer and Geert, 1984]. Más aun, los mismos incrementos,  $\Delta V$  y  $\Delta\delta$ , dependen también linealmente de las variaciones del voltaje controlado por el RAV,  $\Delta V_C$ . Las variaciones  $\Delta V$  y  $\Delta\delta$  se pueden definir en forma general (cuando la velocidad de la máquina no es alterada por el disturbio) como:

$$\begin{aligned}\Delta V &= \Delta V_C \frac{\partial V}{\partial V_C} + \Delta I_Q \frac{\partial V}{\partial I_Q} + \Delta I_P \frac{\partial V}{\partial I_P} \\ \Delta\delta &= \Delta V_C \frac{\partial \delta}{\partial V_C} + \Delta I_Q \frac{\partial \delta}{\partial I_Q} + \Delta I_P \frac{\partial \delta}{\partial I_P}\end{aligned}\tag{3.1}$$

Los valores explícitos de las derivadas parciales se pueden verificar en [Calvaer and Geert, 1984] y se muestran en las expresiones (3.2).

En los casos prácticos mas frecuentes, especialmente cuando la ganancia  $K$  de lazo abierto del RAV es lo suficientemente alta ( $>20$ ), estas fórmulas se pueden simplificar como se muestra en [Calvaer and Geert, 1984].

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{\partial V}{\partial V_c} &= \frac{K}{K + \cos \delta} \left[ 1 + (X_d - X_q) I_q \frac{\text{sen} \delta}{K + \cos \delta} \right] \\
 \frac{\partial \delta}{\partial V_c} &= \frac{K \text{sen} \delta}{E(K + \cos \delta)} - \frac{(X_d - X_q) K \text{sen} \delta}{E^2 (K + \cos \delta)} \left( I_d + \frac{I_q \text{sen} \delta}{K + \cos \delta} \right) \\
 \frac{\partial V}{\partial I_Q} &= -\frac{X_d \cos \delta}{K + \cos \delta} + \frac{(X_d - X_q) I_q}{E} \frac{X_d K \cos \delta}{(K + \cos \delta)^2} = -X_{mQ} \\
 \frac{\partial V}{\partial I_P} &= -\frac{X_d \text{sen} \delta}{K + \cos \delta} - \frac{(X_d - X_q) I_q}{E} \frac{(1 + K \cos \delta) X_d}{(K + \cos \delta)^2} = -X_{mP} \\
 \frac{\partial \delta}{\partial I_Q} &= -\frac{X_d K \text{sen} \delta}{E(K + \cos \delta)} + (X_d - X_q) \left[ -\frac{X_d K \text{sen} \delta}{E^2 (K + \cos \delta)} \left( I_d + \frac{I_q \text{sen} \delta}{K + \cos \delta} \right) + \frac{\text{sen} \delta}{E} \right] \\
 \frac{\partial \delta}{\partial I_P} &= -\frac{X_d (1 + K \text{sen} \delta)}{E(K + \cos \delta)} + (X_d - X_q) \left[ \frac{X_d (1 + K \text{sen} \delta)}{E^2 (K + \cos \delta)} \left( I_d + \frac{I_q \text{sen} \delta}{K + \cos \delta} - \frac{\cos \delta}{E} \right) \right]
 \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

Se puede observar que las ecuaciones (3.2) se aplican a una máquina de polos salientes ( $X_d \neq X_q$ ). Para una máquina de polos lisos ( $X_d = X_q$ ), en este caso las expresiones (3.2) se simplifican a:

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{\partial V}{\partial V_c} &= \frac{K}{K + \cos \delta} \\
 \frac{\partial \delta}{\partial V_c} &= \frac{K \text{sen} \delta}{E(K + \cos \delta)} \\
 \frac{\partial V}{\partial I_Q} &= -\frac{X_d \cos \delta}{K + \cos \delta} = -X_{mQ} \\
 \frac{\partial V}{\partial I_P} &= -\frac{X_d \text{sen} \delta}{K + \cos \delta} = -X_{mP} \\
 \frac{\partial \delta}{\partial I_Q} &= -\frac{X_d K \text{sen} \delta}{E(K + \cos \delta)} \\
 \frac{\partial \delta}{\partial I_P} &= -\frac{X_d (1 + K \text{sen} \delta)}{E(K + \cos \delta)}
 \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

Las variables  $X_{mQ}$  y  $X_{mP}$  tienen un significado físico interesante. Ambas tienen la naturaleza de reactancias y pueden ser interpretadas físicamente como las pendientes de las curvas características de voltaje en terminales contra las corrientes activa y reactiva, que están relacionadas con las características  $Q$ - $V$  y  $P$ - $V$  del generador, vistas desde la red exterior, y son importantes en el modelado del generador síncrono para estudios estáticos, principalmente  $X_{mQ}$  [Calvaer and Geert, 1984].

Las magnitudes de  $X_{mQ}$  y  $X_{mP}$  normalmente son de unos cuantos puntos porcentuales, por lo que son considerablemente menores que la reactancia subtransitoria y usualmente menores que la reactancia de cortocircuito del transformador principal. Sus valores dependen del punto de operación de la máquina y varían entre  $0.05 pu$  y  $0.2 pu$ , por lo que no pueden ser despreciadas al comprarlas con los valores de las reactancias del transformador elevador [Calvaer and Geert, 1984].

### **3.3 REPRESENTACIÓN DEL MODELO DEL GENERADOR SÍNCRONO EN ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA**

Es necesario conocer con exactitud el estado alcanzado por el sistema después de un disturbio, ya que además de ser el punto inicial del método de simulación cuasi-estacionario el cual determina la evolución en el tiempo del sistema mediante una trayectoria definida por los puntos de equilibrio de corto plazo, es un estado de operación interesante desde el punto de vista de la seguridad estática de sistemas de potencia [Sauer, 2002].

Este estado de operación alcanzado por el sistema es de suma importancia ya que una vez que el sistema alcanza un estado de equilibrio (de 10 a 20 segundos después de que ocurre el disturbio) la mayoría de los elementos del SEP que participan en la evolución del sistema en el largo plazo, como son los limitadores de sobre y sub excitación y los cambiadores de derivación bajo carga de los transformadores aún no actúan [García, 2007].

#### **3.3.1 Modelo con inyección de potencia reactiva variable**

Para este modelo se considera un generador síncrono en un punto de operación dado, en donde  $P_0$  y  $Q_0$  son las potencias activa y reactiva que el generador síncrono “inyecta” al sistema respectivamente,  $V_0$  es el voltaje en terminales de la máquina y  $f$  la frecuencia del sistema.

En equilibrio, la potencia real  $P_0$  es igual a la potencia mecánica (menos algunas pérdidas internas), la cual es controlada mediante el regulador de velocidad o gobernador; cualquier punto de equilibrio se encuentra en la intersección de la característica frecuencia-potencia del generador y del sistema. La frecuencia de equilibrio normalmente es la frecuencia nominal del sistema. En estado estacionario la frecuencia es la misma para todas las máquinas interconectadas [Kundur, 1994].

Por el contrario, la potencia reactiva  $Q_0$  generada por la máquina síncrona depende de las condiciones iniciales del sistema máquina síncrona-RAV y de la característica  $Q-V$  de la máquina vista desde la red a través del transformador [Garcia, 2007].

Con frecuencia, en sistemas de potencia de gran tamaño, las variaciones de la potencia activa no programadas se distribuyen por la operación del gobernador de velocidad entre muchas máquinas, y entonces para cada una de ellas el término  $X_{mP} \Delta I_P$  se puede despreciar [Calvaer and Geert, 1984].

El modelo del generador con inyección de potencia reactiva variable fue propuesto originalmente en [Van Cutsem, 1991], para la representación de la influencia del RAV sobre la generación de potencia reactiva. Este modelo utiliza la reactancia equivalente  $X_{mQ}$  para representar la característica  $Q-V$  de la máquina síncrona. En este modelo se tiene una inyección de potencia activa constante y una inyección de potencia reactiva que depende del voltaje en terminales de la máquina y de su reactancia síncrona equivalente como se muestra en la figura 3.1 [Van Cutsem, 1991].

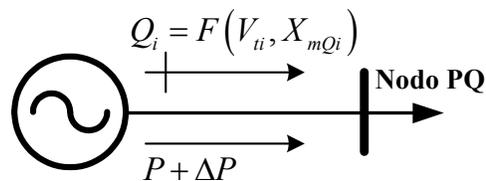


Figura 3.1 Modelo con inyección de potencia reactiva variable.

La suposición de que la frecuencia de operación del sistema se mantiene constante es válida solamente si existe una máquina síncrona ideal con capacidad de generación ilimitada tal que sin importar el nivel de carga y el nivel de generación, en el sistema siempre habrá un balance perfecto entre las potencias de carga y generación, y será el nodo compensador el responsable de proporcionar la generación necesaria para lograr este balance [García, 2007].

Sin embargo la presencia de un disturbio en el SEP provoca que la suposición del balance perfecto entre carga y generación no sea válida, ya que normalmente en el nuevo estado de operación del sistema, alcanzado una vez que se ha superado el periodo transitorio, se presenta un desbalance entre la potencia de generación y la potencia consumida por las cargas debido a que no necesariamente el sistema se establece a su frecuencia de operación nominal, lo cual indica que el sistema está operando a una frecuencia diferente a 60 Hz. Es una práctica común que en los SEPs se permita que la desviación del valor de frecuencia nominal no esté más allá de  $\pm 0.05$  Hz [Elgerd, 1982].

En este modelo, el nodo al cual esta conectada la máquina síncrona se trata como un nodo  $PQ$  especial (y el nodo  $PV$  correspondiente al modelo del generador con nodos  $PQ$  y  $PV$  que se planteó en [Calvaer and Geert, 1984], queda como un nodo interno del modelo), por lo que este modelo no implica el aumento en el numero original de nodos y elementos del sistema bajo estudio. Para lograr esto, se debe considerar el efecto de la inyección de potencia reactiva de generación de cada máquina del sistema en la ecuación de desbalance y la matriz Jacobiana, particularmente en el

cuarto cuadrante ( $\partial Q/\partial V$ ), ya que la potencia reactiva de generación se vuelve dependiente de la magnitud de voltaje y de la reactancia equivalente  $X_{mQ}$ . Con esto se logra modelar la influencia que tiene el RAV sobre el comportamiento de la máquina síncrona [García, 2007].

La siguiente expresión muestra como la generación de potencia reactiva depende de la magnitud de voltaje en el nodo  $PQ$  y de la reactancia equivalente  $X_{mQ}$  de la máquina síncrona correspondiente:

$$Q_i(V_{ti}, X_{mQi}) = Q_i^0 + \frac{V_{ti}(V_{REFi} - V_{ti})}{X_{mQi}} \quad (3.4)$$

Donde  $Q_i$  : Potencia reactiva del generador  $i$   
 $Q_i^0$  : Potencia reactiva de predisturbio del generador  $i$   
 $V_{REFi}$  : Voltaje de referencia programado del generador  $i$   
 $V_{ti}$  : Voltaje en terminales del generador  $i$   
 $X_{mQi}$  : Reactancia equivalente de la máquina síncrona  $i$

En [García, 2007] se propuso un modelo del generador síncrono para estudios de flujos de potencia en el cual se contempla la acción de control combinada del RAV y del gobernador de velocidad. Dado que este trabajo únicamente está enfocado al control de la potencia reactiva, se tiene la intención de modelar en un estudio de flujos de potencia la acción del compensador de reactivos a través del RAV. Para evitar que la acción del gobernador de velocidad afecte al comportamiento del sistema, se considerarán solamente cambios pequeños de la potencia reactiva de la carga, los cuales, como se demuestra en las simulaciones al final de este capítulo y en el siguiente capítulo, no afectan al lazo de control potencia activa-frecuencia.

### 3.4 CARACTERÍSTICA Q-V DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

Los generadores síncronos son la principal fuente de potencia reactiva del sistema eléctrico de potencia y son en gran medida los que se encargan de mantener un buen perfil de voltaje en todo el sistema [Van Cutsem and Vournas, 1998]. Por esta razón conocer sus características de operación es de gran importancia para el análisis de la estabilidad de voltaje. La máquina síncrona operando como generador con sus lazos de control, es sin duda uno de los elementos más complejos en el sistema eléctrico de potencia.

Es muy común mostrar las características de operación de un generador síncrono mediante su carta de operación (curvas  $P-Q$ ), sin embargo, para estudios relacionados con la estabilidad de voltaje, es mejor representar las características de operación del generador mediante curvas  $Q-V$  [Taylor, 1994]. Estos diagramas se construyen en base a una serie de cartas de operación para diferentes magnitudes de voltaje de

referencia, considerando los límites del generador síncrono que se determinan en el trazado de la carta de operación, e indican el error de voltaje en estado estacionario ante cambios de la potencia reactiva. En particular, las figuras 3.2 a 3.4 (adaptadas de [García, 2007]) muestran las características Q-V para las tres máquinas del sistema IEEE de 3 máquinas y 9 nodos.

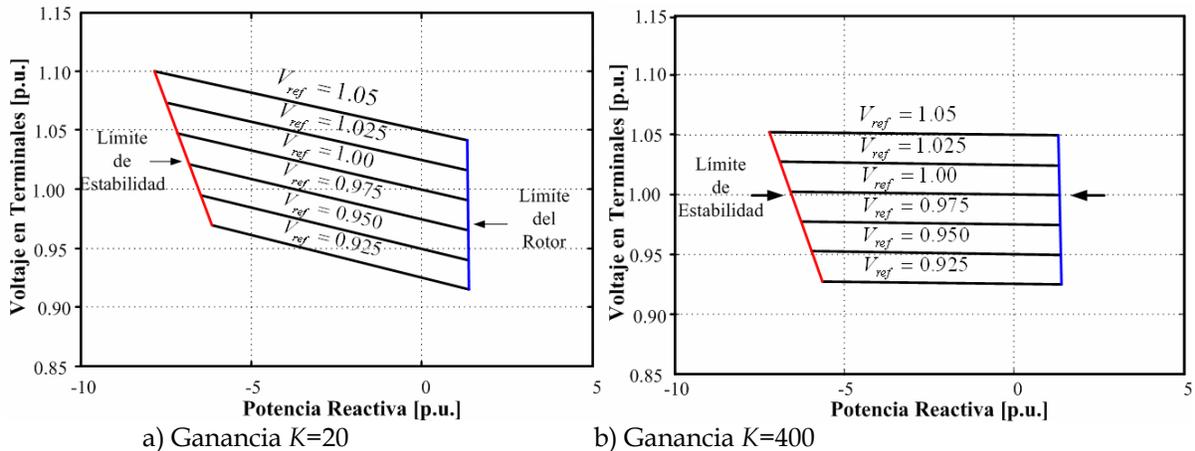


Figura 3.2 Característica de operación Q-V del generador síncrono conectado en el nodo 1.

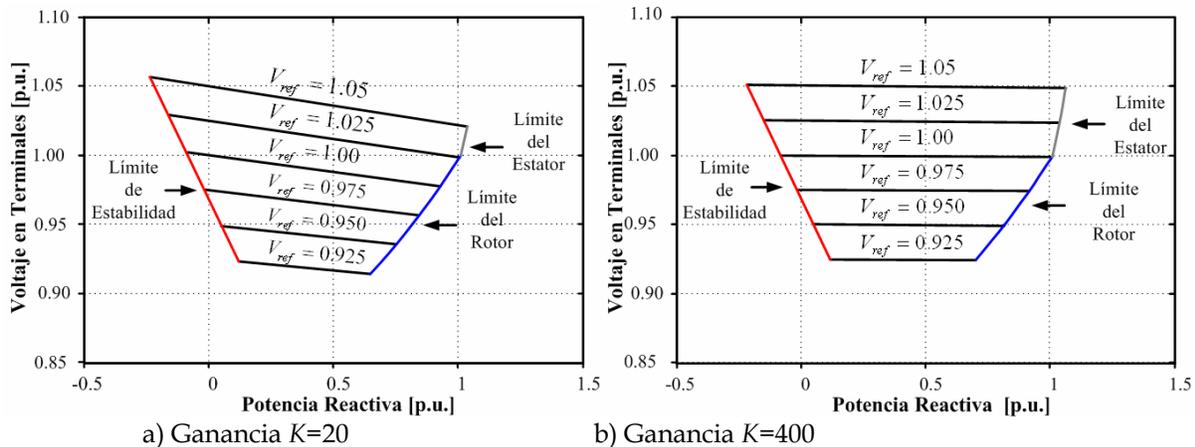


Figura 3.3 Característica de operación Q-V del generador síncrono conectado en el nodo 2.

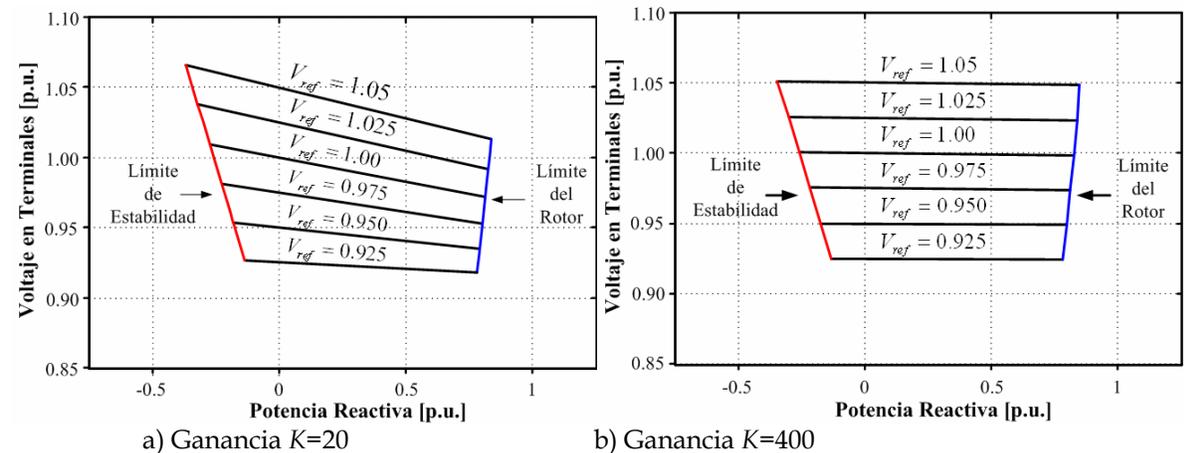


Figura 3.4 Característica de operación Q-V del generador síncrono conectado en el nodo 3.

Las figuras 3.2 a 3.4 muestran el efecto que tiene la ganancia del RAV sobre las características  $Q-V$ : en las figuras 3.2 a), 3.3 a) y 3.4 a) se muestran las características de operación  $Q-V$  de las máquinas del sistema cuando los RAV tienen una ganancia baja ( $K=20$ ) para las tres máquinas (igual a la de los datos originales del sistema de excitación tomados de [CIGRE, 1993, Anderson, 1977]). Las figuras 3.2 b), 3.3 b) y 3.4 b) muestran las características de operación de las mismas máquinas con RAVs de ganancia alta ( $K=400$ ).

En las figuras 3.2 a), 3.3 a) y 3.4 a) se puede observar que la característica de operación de la máquina conectada al nodo 3 tiene la pendiente más pronunciada y cambiante con diferentes valores del voltaje de referencia  $V_{ref}$ , lo cual indica que esta máquina es la más susceptible a las variaciones en la generación de potencia reactiva. Por el contrario, la máquina conectada al nodo 1 tiene una característica más plana e invariante de las tres máquinas, lo cual la convierte en la máquina menos susceptible a las variaciones de generación de potencia reactiva. Estas diferencias en las características  $Q-V$  de los generadores se deben principalmente a la diferencia en la capacidad de las máquinas: la máquina 3 (figura 3.3 a)) la cual tiene variaciones importantes en la regulación de voltaje, es la de menor capacidad (128 MW) mientras que la máquina 1 (Figura 3.1 a)) que mantiene relativamente constante la pendiente de su característica  $Q-V$ , es la de mayor capacidad del sistema (247.5 MW).

En las figuras 3.2 b), 3.3 b) y 3.4 b) se puede observar que al aumentar la ganancia del RAV se modifica la pendiente de las características de operación de las máquinas síncronas del sistema de prueba, haciéndolas menos sensibles a los cambios de potencia reactiva (la pendiente de las características se hace muy cercana a cero). Esta tendencia se da a tal grado que el modelo  $PV$  de la máquina síncrona empleado en los estudios de flujos de potencia convencional es válido para modelar la máquina síncrona cuando la ganancia del RAV es mayor que 150 ( $K>150$ ) [Calvaer and Geert, 1984, Van Cutsem and Vournas, 1998].

En forma general, la curva característica de operación de la máquina síncrona como generador tiene tres zonas de control:

- Cuando el generador está regulando el voltaje, las curvas  $Q-V$  para un valor de voltaje en terminales  $V_t$  son lineales. Esto indica que aunque se presente un cambio importante en la demanda de potencia reactiva, la magnitud de voltaje en terminales experimentara únicamente una pequeña variación. Dicho de otra manera, la máquina síncrona regula la magnitud de voltaje. Mientras el generador se encuentre regulando, el voltaje en terminales se mantiene casi constante, esto ayuda a prevenir la posibilidad de un colapso de voltaje [Van Cutsem and Vournas, 1998].
- Si la carga de potencia reactiva aumenta, entonces puede ocurrir que la máquina síncrona alcance algunos de sus límites: el límite de corriente de armadura o el

límite de corriente de campo. Cuando la máquina opera limitada por la corriente de campo, esto provoca que cambie drásticamente la característica de operación del generador síncrono: un pequeño cambio en la generación de potencia reactiva provoca un gran cambio en la magnitud de voltaje en las terminales de la máquina. Esto significa que la máquina síncrona ha perdido su capacidad de regulación de voltaje. Si la máquina síncrona opera limitada por la corriente de armadura, la potencia de generación reactiva disminuye más rápido si el voltaje sigue descendiendo. Bajo esta condición de operación (limitada por la corriente de armadura) aumenta considerablemente la probabilidad de la aparición de una inestabilidad de voltaje [Taylor, 1994].

- Si la carga de potencia reactiva disminuye, puede ocurrir que la máquina síncrona alcance su límite de estabilidad. Esto provoca que cambie la característica de operación del generador síncrono, el cual pasa de una característica con poca pendiente (zona de regulación de voltaje) a una característica casi vertical [García, 2007].

### 3.5 MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS PARA EL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

En el capítulo 2 se presentó el desarrollo para obtener el porcentaje de compensación asignado al compensador de carga (§ 2.4.4). En esta sección se presenta el modelo que se propone en este trabajo para el compensador de reactivos para un estudio de flujos de potencia. El modelo se obtiene a partir de esa proporción de compensación la cual se aplica para los tipos de compensación básicos (compensación reactiva y compensación reactiva de caída de línea) los cuales se muestran en las figuras 3.5 a) y 3.5 b).

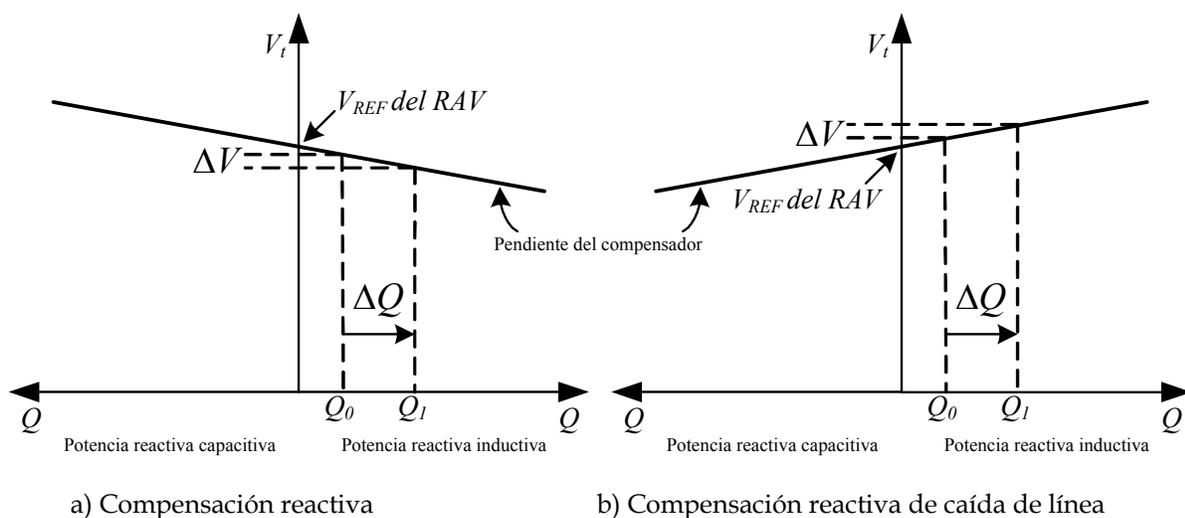


Figura 3.5 Corrección del voltaje en terminales de acuerdo a la pendiente característica de compensación.

En ambos tipos de compensación de la figura 3.5 se hace una corrección del voltaje en terminales de la siguiente manera: el generador inicialmente esta entregando una potencia  $Q_0$  de predisturbio, al ocurrir un cambio de demanda en la potencia, se produce un cambio de potencia reactiva  $\Delta Q$  de manera que el generador pasa a un aporte diferente de potencia  $Q_1$ ; con esta variación de la potencia reactiva también se produce una variación en el voltaje en terminales  $\Delta V$  por lo que para un aumento de potencia reactiva en un compensador de reactivos, de acuerdo a la pendiente negativa asignada, se produce una disminución del voltaje en terminales (se puede decir que se hace una regulación de voltaje hacia adentro del generador o una regulación interna, con  $X_C > 0$ ). Para el caso de un compensador de reactivos de caída de línea, al haber un aumento de potencia reactiva, de acuerdo a la pendiente positiva asignada, también se provoca un aumento del voltaje en terminales (se puede decir que se hace una regulación de voltaje hacia afuera o externa del generador, con  $X_C < 0$ ).

El porcentaje de compensación obtenido en la sección § 2.4.4 aplica para ambos tipos básicos de compensación:

$$\% \text{ compensación} = \frac{\Delta V}{\Delta Q} \times 100 \text{ y } X_C = 0.01(\% \text{ de compensación}) \quad [pu]$$

De manera que la proporción de compensación a través de la reactancia de compensación en  $pu$  es:

$$X_C = \frac{\Delta V}{\Delta Q} \quad (3.5)$$

Para incluir el efecto del compensador de reactivos al modelo del RAV en el estudio de flujos de potencia se necesita dejar la proporción de compensación (3.5) como función del voltaje en terminales  $V_t$  y de la reactancia  $X_C$  que se asigna al compensador. Tomando en cuenta esto, se procede a desarrollar la proporción (3.5):

$$X_C = \frac{\Delta V}{\Delta Q} = \frac{(V_{REF} - V_t)}{(Q_1 - Q_0)} \quad (3.6)$$

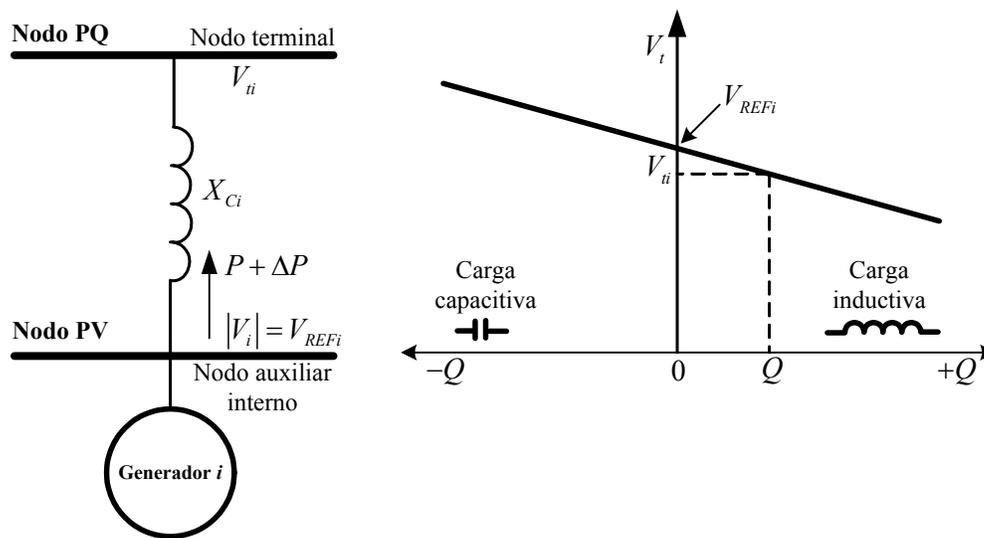
La proporción (3.6) se puede adecuar para el generador  $i$  del estudio, la potencia reactiva actual  $Q_i$  se obtiene de la proporción del compensador de reactivos, y queda en función del voltaje terminal  $i$  y de la reactancia de compensación  $i$ :

$$Q_i(V_{ii}, X_{Ci}) = \frac{(V_{REFi} - V_{ii})}{X_{Ci}} + Q_i^0 \quad (3.7)$$

### 3.5.1 Modelo del compensador que modifica el archivo de datos del programa

En diferentes modelos estáticos que han sido desarrollados para otros componentes del sistema de potencia como son los motores de inducción [Ruiz, 1996, Carmona, 2010], los compensadores estáticos de vars [Castro, 2007] y otros, se ha observado que es conveniente formular el modelo estático de tal manera que no se necesite modificar internamente al programa de flujos de potencia. Esto se debe a que los modelos que requieren modificar las ecuaciones de desbalance de potencia y sobre todo la matriz Jacobiana de sistemas de potencia aunque sean cercanos a la realidad, son imprácticos para ser aplicados con programas comerciales de simulación.

De esta manera, es conveniente proponer siempre un modelo que sea lo suficientemente flexible (manteniendo la exactitud del modelo) para ser empleado en cualquier programa de simulación. Para el compensador de reactivos, se ha propuesto un modelo muy similar al modelo estático del compensador estático de vars, como se muestra en la figura 3.6.



a) Modelo del compensador de reactivos que modifica el archivo de datos      b) Pendiente característica obtenida con el modelo de la figura 3.8 a).

Figura 3.6 Modelo del compensador de reactivos implementado con un nodo PV interno auxiliar conectado a un nodo PQ terminal a través de la reactancia de compensación y característica obtenida de pendiente negativa.

Modelar la característica Q-V del compensador requiere representar correctamente su pendiente característica, mostrada en la figura 3.6 b). Esto se puede obtener con un nodo PV interno auxiliar que mantenga constante su magnitud de voltaje (figura 3.6 a)) y una reactancia  $X_C$  para representar la pendiente característica de compensación como se muestra en la figura 3.6 b), de manera que en el nodo terminal PQ se va a

tener un voltaje diferente al del nodo PV. Con esto se logra modelar el efecto de una disminución de voltaje en el nodo terminal al incrementar la potencia reactiva inductiva, con una reactancia de compensación positiva (compensación reactiva). También se logra modelar el efecto de un aumento de voltaje en el nodo terminal al incrementar la potencia reactiva inductiva, con una reactancia de compensación negativa (compensación reactiva de caída de línea).

Este tipo de modelo aumenta un nodo (por cada compensador de reactivos) al sistema bajo estudio de flujos de potencia. Con la representación del modelo del compensador de reactivos con un nodo PV interno auxiliar y un nodo PQ terminal (figura 3.6 a)) se obtiene una pendiente característica negativa como se muestra en la figura 3.6 b).

Con este modelo al representar la pendiente del compensador con una reactancia, la ecuación (3.7) que define la salida de potencia reactiva de acuerdo a una diferencia entre el voltaje de referencia y el voltaje en terminales ser modifica ligeramente a:

$$Q_i(V_{ti}, X_{Ci}) = \frac{V_{ti}(V_{REFi} - V_{ti})}{X_{Ci}} + Q_i^0 \quad (3.8)$$

Dado que se tienen valores de  $V_{ti} \approx 1.0$  pu, las ecuaciones (3.7) y (3.8) permanecen muy similares. Este modelo tiene la ventaja que el valor  $X_C$  concuerda con la proporción de compensación y su relación entre el valor en pu y en %, por lo que un valor de la pendiente de 5% implica una reactancia  $X_C = 0.05$  p.u.

En este modelo se aprecia mejor la variación de voltaje en el nodo terminal, debida al efecto del compensador de reactivos, también este modelo concuerda con el modelo básico de simulación en el tiempo como se discute en el Capítulo 4, por esta razón en este trabajo se escoge realizar el análisis de flujos de potencia en los sistemas de prueba con este ultimo modelo.

### 3.5.2 Modelo del compensador que modifica la matriz Jacobiana del estudio de flujos de potencia

El modelo del compensador de reactivos se puede incluir dentro del programa de flujos de potencia. La ecuación (3.8) describe la potencia reactiva que produce el generador ante cambios de carga, y la figura 3.7 describe el modelo propuesto.

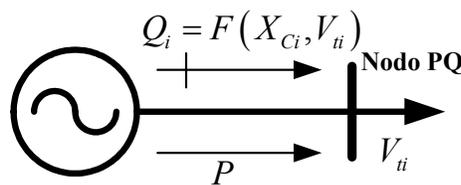


Figura 3.7 Representación del compensador de reactivos con un modelo de nodo PV que modifica la matriz Jacobiana.

La potencia reactiva del nodo generador permanece constante, pero el nodo terminal no es más un nodo PV debido a que la magnitud del voltaje en terminales varía de acuerdo con la ecuación (3.8), por lo que se convierte en un nodo PQ especial.

En este nodo, la potencia reactiva se calcula en la ecuación de desbalances de potencia reactiva empleando la ecuación (3.8). También se incluye la derivada de la potencia reactiva con respecto a la variación en el voltaje en terminales (ecuación (3.9)) en el elemento diagonal correspondiente al nodo terminal en el cuarto cuadrante de la matriz Jacobiana (ecuación (3.10)):

$$Q_i(V_{ti}, X_{Ci}) = \frac{(V_{REFi} - 2V_{ti})}{X_{Ci}} \quad (3.9)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta P_j \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_j \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_j}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_j}{\partial \theta_j} & \dots & \frac{\partial P_j}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & \dots & \frac{\partial P_j}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_j} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_i} & \frac{\partial P_n}{\partial V_j} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \hline \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_j} & \dots & \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & \dots & \frac{\partial Q_j}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_j} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_j} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta \delta_j \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta V_i \\ \Delta V_j \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

### 3.6 APLICACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE REACTIVOS A SISTEMAS DE PRUEBA

En esta sección se presentan los resultados obtenidos y análisis de los resultados de la aplicación de compensación de reactivos en los generadores de los sistemas de prueba empleados. En el caso del sistema de prueba Huinalá, ya que se cuenta con datos dinámicos de los generadores y sus controles, en el capítulo 4 se hace una comparación de los resultados del estudio de flujos de potencia con el estudio de simulación en el tiempo.

### 3.6.1 Sistema de prueba Huinalá

El siguiente sistema de prueba a analizar es el sistema de prueba basado en la planta Huinalá que esta ubicada en el municipio de Pesquería del estado de Nuevo León en el km 12.5 de la carretera que va de Monterrey a Dulces Nombres, en donde se tienen 6 generadores conectados al sistema de potencia a través de transformadores individuales, dos de los generadores comparten el mismo transformador siendo el caso a analizar. En el Apéndice B se muestran los datos en pu de la red del sistema de prueba Huinalá. En la tabla 3.1 se muestran los porcentajes de compensación empleados en los casos que se analizan en este sistema de prueba. En la figura 3.8 se muestra el resultado de flujos de potencia del caso 1 que corresponde al caso base en donde no se tiene compensación en ninguno de los dos generadores, el interruptor de la carga que se encuentra en el nodo 5 esta abierto.

Tabla 3.1 Valores de las reactancias de compensación para los casos analizados.

Generador	Caso	XCf [pu]
2	1 (caso base)	0.0000
	2	0.0300
	3	0.0600
	4	0.1200
3	1 (caso base)	0.0000
	2	0.0600
	3	0.0600
	4	0.2000

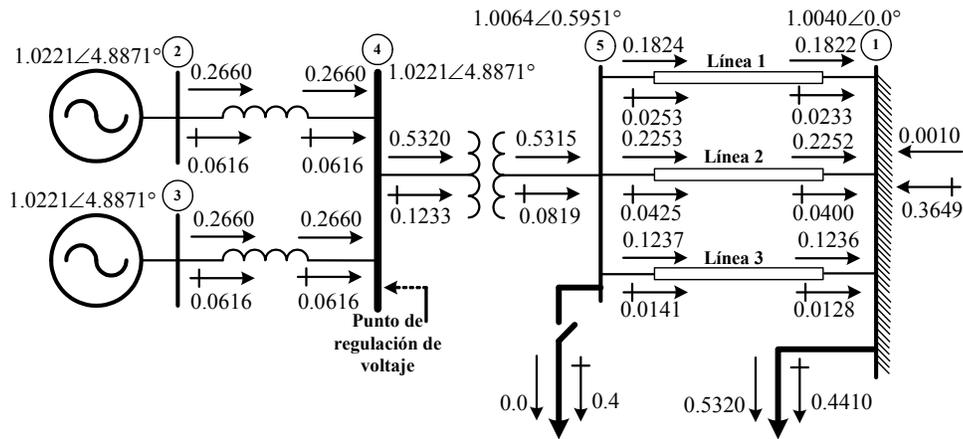


Figura 3.8 Flujos de potencia del caso base del sistema de prueba Huinalá.

Los resultados de la compensación reactiva se analizan considerando cuatro casos principales: el primero es el caso base mostrado en la figura 3.8, en donde ambos generadores suministran la misma potencia activa y reactiva y tienen la misma magnitud de voltaje en cada nodo PV, en este caso las reactancias de compensación son cero. En el segundo caso que se muestra en la figura 3.9 se tiene una distribución desigual de potencia reactiva cuando se usan diferentes reactancias de compensación

al conectarse la carga reactiva del nodo 5. En la figura 3.10 se muestran las características  $Q-V_t$ . En las figuras 3.9 y 3.10 se muestra que el voltaje terminal promedio de ambos generadores en el bus 4 decrece a 1.0190 pu, y que el generador con la pendiente de compensación menor ( $G2=3\%$ ) suministra una potencia reactiva mayor, mientras el generador con la pendiente de compensación mayor ( $G3=6\%$ ) suministra menos potencia reactiva.

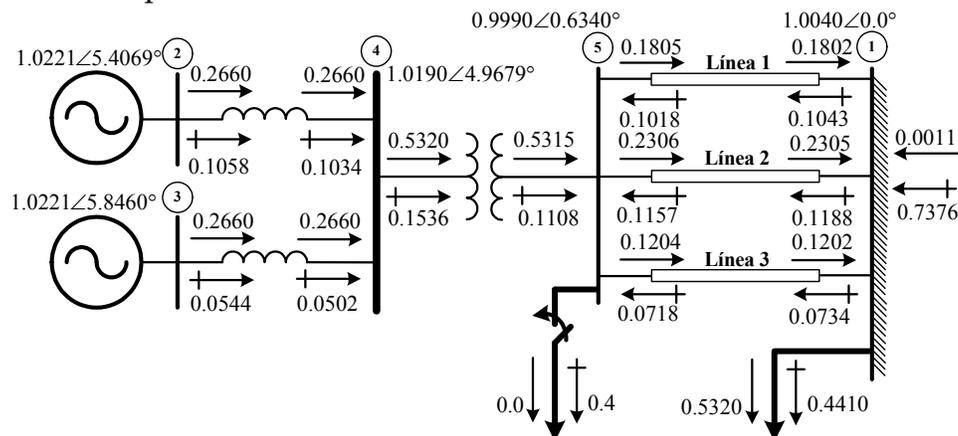


Figura 3.9 Caso 2: Distribución desigual de potencia reactiva con diferentes reactancias de compensación.

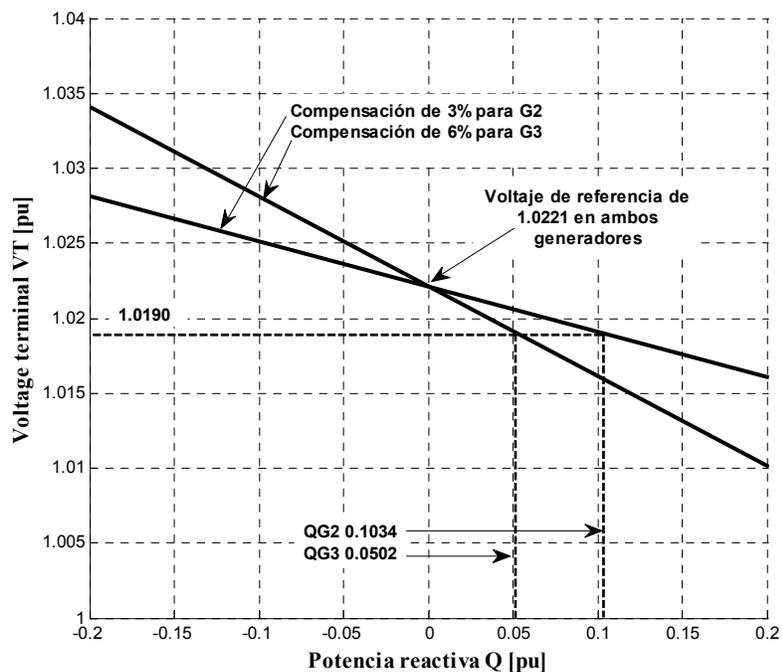


Figura 3.10 Caso 2: Características  $Q-V_t$  con diferentes pendientes de compensación y mismo voltaje de referencia. Distribución desigual de potencia reactiva.

En el tercer caso los voltajes de referencia de cada generador están ajustados a diferentes valores y sus reactancias de compensación están asignadas iguales (6%). El resultado del estudio de flujos de potencia y las características  $Q-V_t$  se muestran en las figuras 3.11 y 3.12 respectivamente.

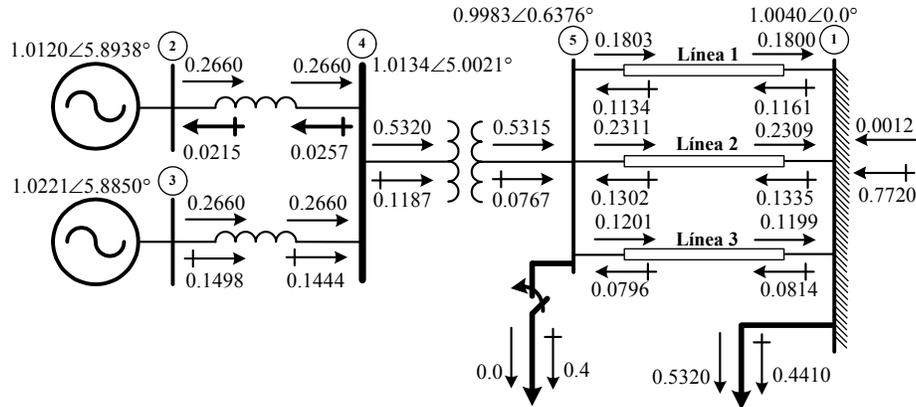


Figura 3.11 Caso 3: Distribución desigual de potencia reactiva (potencia circulante de de G3 a G2) causada por el uso de diferentes voltajes de referencia.

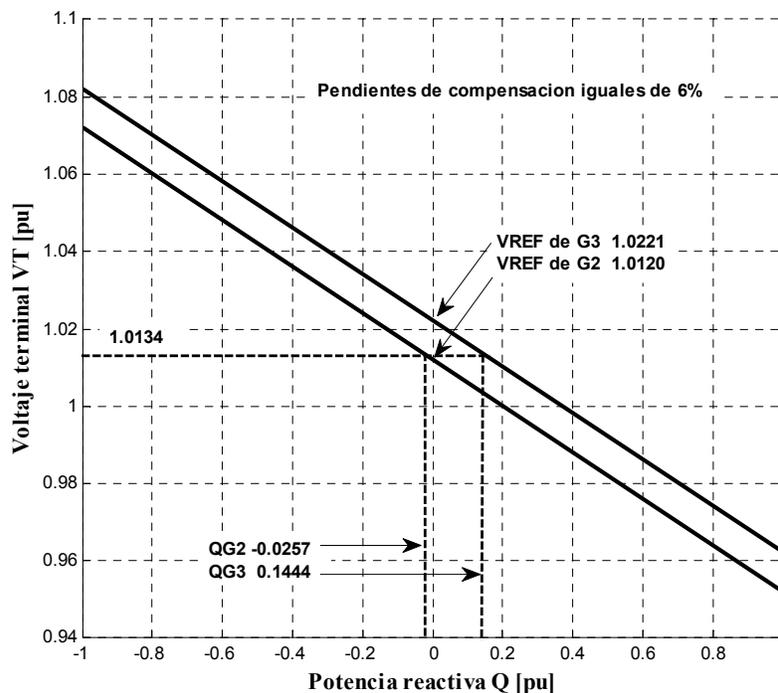


Figura 3.12 Caso 3: Características  $Q-V_T$  con la misma pendiente de compensación y diferente voltaje de referencia. Circulación de potencia reactiva de G3 a G2.

En este caso, se puede observar en las figuras 3.11 y 3.12 que la magnitud de voltaje terminal promedio de ambos generadores decrece a 1.0134 pu en el nodo 4, esto se debe a que en el generador 2, el voltaje de referencia está por debajo con respecto a su valor en el caso base (el voltaje de referencia de G2 se ajustó a 1.012 en el nodo 2). También se puede observar que en esta condición de operación el generador con mayor excitación (G3) produce potencia reactiva, mientras el otro con una excitación menor (G2) absorbe potencia reactiva. En esta condición, fluye potencia reactiva del nodo con mayor magnitud de voltaje (nodo interno 3 de la figura 3.11) al nodo con menor magnitud de voltaje (nodo interno 2 de la figura 3.11), y por lo tanto se produce una corriente circulante entre los generadores de la misma planta. Este

problema se puede solucionar de diferentes formas. En el caso 4 se describe un ejemplo que modifica la compensación de reactiva de ambas máquinas para eliminar el efecto de corriente circulante.

En el caso 4, la corriente circulante que aparece en el caso 3 se elimina sin cambiar los voltajes de referencia, incrementando la compensación reactiva en ambos generadores. La compensación reactiva se debe incrementar para producir una reactancia equivalente suficiente entre los nodos internos de cada generador y su nodo de conexión en paralelo (nodo 4), en este caso se incremento a 12% en G2 y a 20% en G3%. La nueva condición de operación y las características  $Q-V_t$  se muestran en las figuras 3.13 y 3.14.

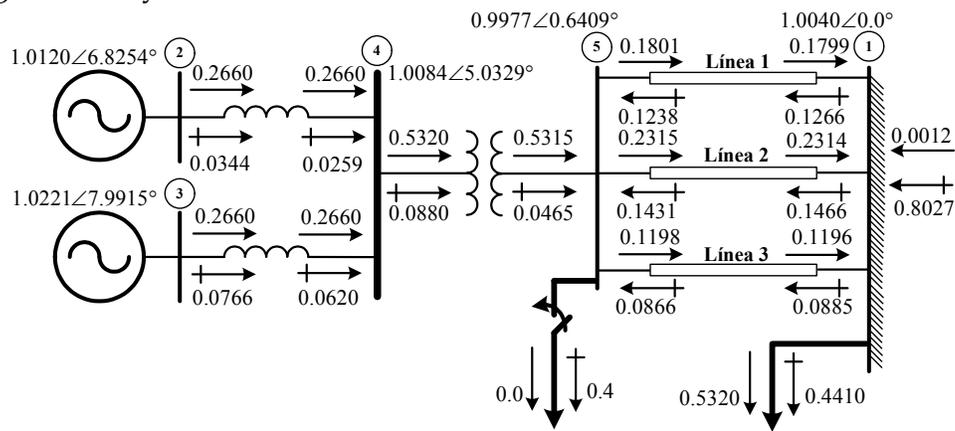


Figura 3.13 Caso 4: Eliminación de las corrientes circulantes del caso 3, asignando una compensación reactiva mayor y desigual para los generadores.

En los resultados del estudio de flujos de potencia que se muestran en la figura 3.13, el voltaje promedio en el nodo de conexión en paralelo decreció a 1.0084 pu. En la figura 3.14 se puede observar que para eliminar la circulación de potencia se requirió incrementar la compensación reactiva de 6 a 12% en el generador G2 y de 6 a 20% en el generador G3, lo cual implica una compensación reactiva considerable.

Es importante tomar en cuenta que la diferencia en los voltajes de referencia entre los generadores es 0.0101 pu. Si el voltaje base de los generadores síncronos es 13.8 kV, esta diferencia sería únicamente de 140 V, esto significa que si alguna condición de operación causa esta pequeña diferencia en el ajuste de los RAV's, el problema de corriente circulantes sería considerable. Es por esta razón que en [Basler, 2009] se menciona que para tener un control efectivo de las corrientes circulantes, el compensador de reactivos debe ser ajustado a su máxima compensación reactiva, y que un ajuste menor a 3% puede ser insuficiente para tener un buen control sobre las corrientes circulantes.

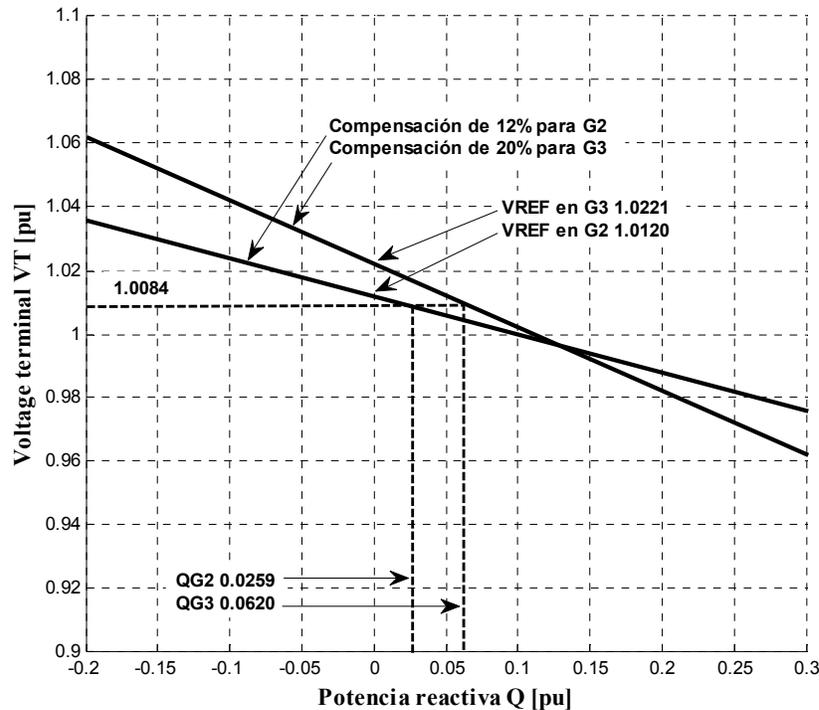


Figura 3.14 Caso 4: pendientes de compensación desiguales para eliminar la circulación de corriente entre los generadores.

### 3.6.2 Sistema de prueba Manuel Moreno Torres (Chicoasén)

El segundo sistema de prueba en donde se aplica la compensación de reactivos es el sistema basado en el equivalente Manuel Moreno Torres MMT (planta Chicoasén) del Sistema de Potencia Interconectado Mexicano. Esta planta cuenta con cinco generadores conectados al sistema de potencia a través de transformadores individuales y dos líneas de transmisión, el sistema tiene cuatro equivalentes de cargas. En la tabla 3.2 se presentan los datos en pu de las líneas de transmisión y los transformadores. En la figura 3.15 se muestra el diagrama unifilar del sistema de prueba equivalente MMT que está compuesto por siete nodos, se muestra el resultado del estudio del caso base de flujos de potencia.

Tabla 3.2 Datos de los elementos de la red del sistema de prueba MMT.

Buses		Impedancia serie		Tap		Circuito	Elemento
Nodo i	Nodo j	R	X	Magnitud	Ángulo		
1	7	0.00464	0.05832	0.0	0.0	1	Línea 1
1	7	0.00464	0.05832	0.0	0.0	2	Línea 2
2	7	0.00163	0.0326	1.0	0.0	1	TR 1
3	7	0.00163	0.0326	1.0	0.0	1	TR 2
4	7	0.00163	0.0326	1.0	0.0	1	TR 3
5	7	0.00163	0.0326	1.0	0.0	1	TR 4
6	7	0.00163	0.0326	1.0	0.0	1	TR 5

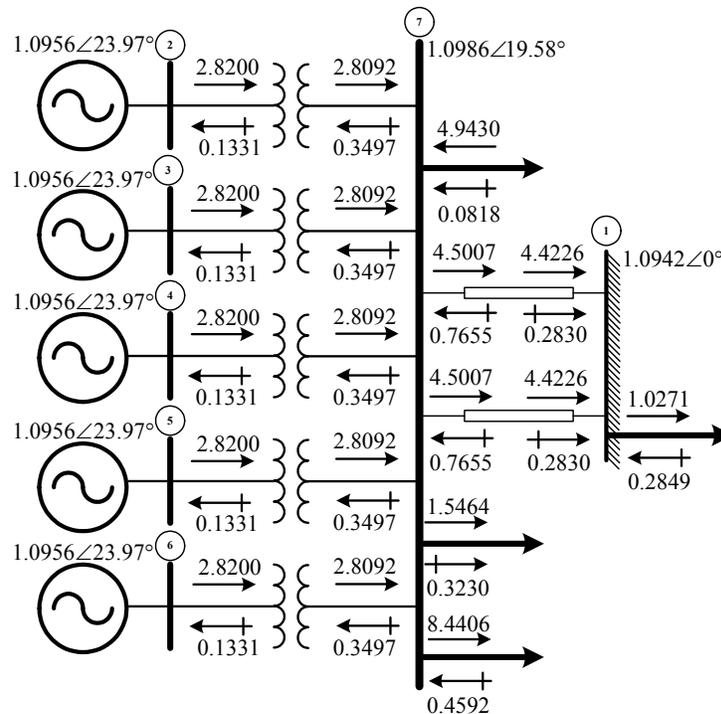


Figura 3.15 Caso base del estudio de flujos de potencia en el sistema de prueba MMT.

Los resultados de la figura 3.15 muestran las cinco máquinas en servicio. Con la intención de mostrar el efecto de los compensadores de reactivos modelados con nodos PV auxiliares internos, en la figura 3.16 a) se muestra el sistema MMT con únicamente en servicio las máquinas de los nodos 2 y 3 y con la carga de 154.64 MW y 32.30 MVAR en el bus del secundario de los transformadores y el resultado del estudio de flujos de potencia con reactancias de compensación reactiva en ambas máquinas de 3% como se muestra en la figura 3.16 b), puede observarse que los dos generadores aportan la misma cantidad de potencia reactiva. En la figura 3.17 a) se muestra el diagrama con el resultado del estudio de flujos de potencia asignando una reactancia de compensación de 3% para el generador del nodo 2 y de 6% para el generador del nodo 3 como se muestra en la figura 3.17 b), se puede observar que el generador con la menor pendiente de compensación aporta mayor cantidad de potencia reactiva.

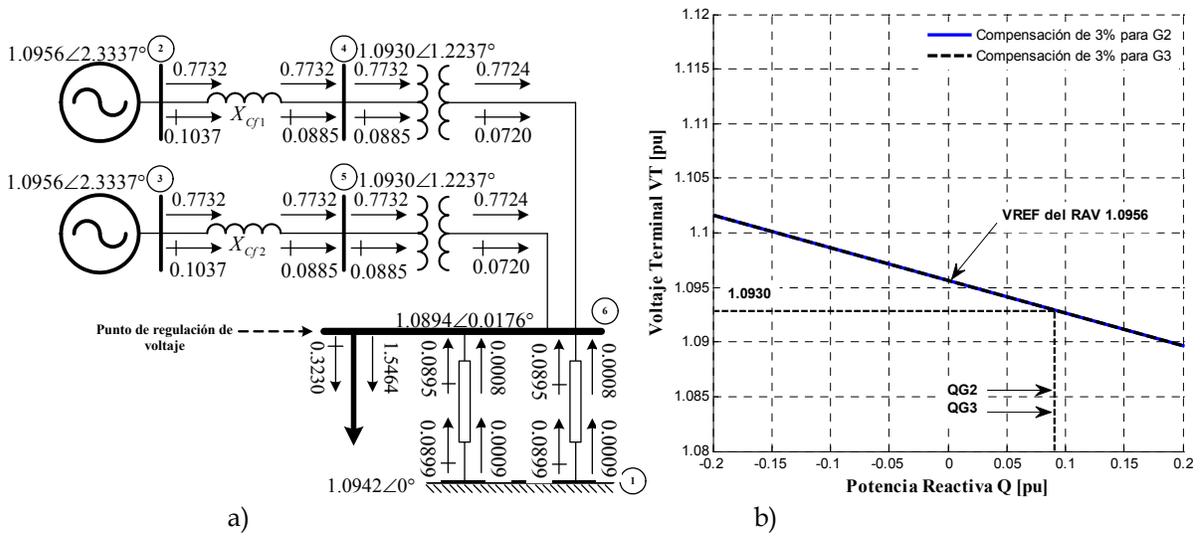


Figura 3.16 Compensación de reactivos igual en los generadores de los nodos 2 y 3.

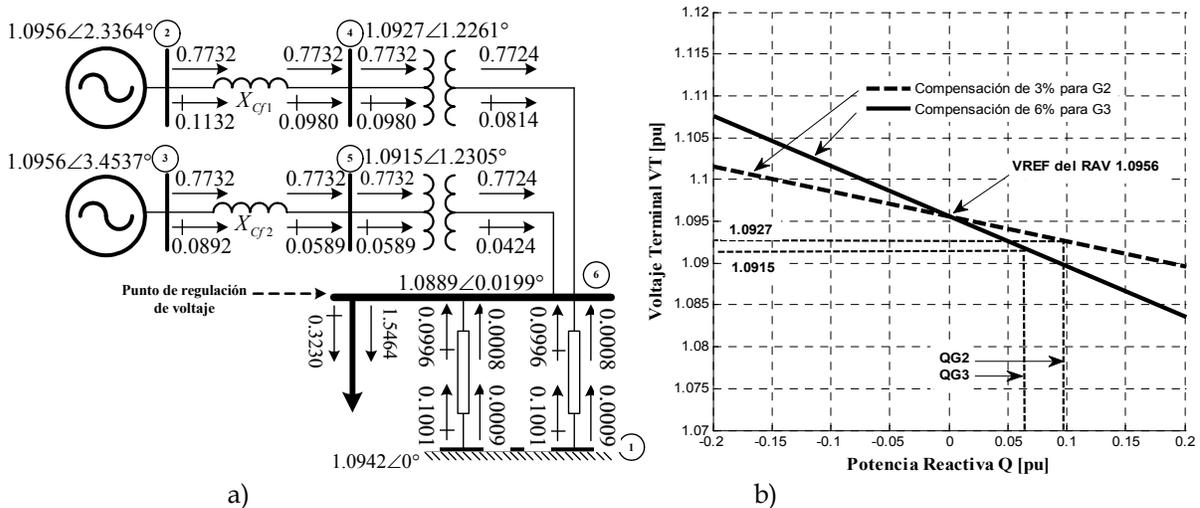


Figura 3.17 Compensación de reactivos diferente en los generadores de los nodos 2 y 3.

En la figura 3.18 se muestra el caso en el que están en servicio todos los generadores de la planta, con la finalidad de observar el efecto que implica tener generadores compensados en diferente proporción y generadores no compensados, se considera que los cinco generadores están en servicio y tienen la misma magnitud de voltaje en sus nodos PV, con la diferencia que los generadores de los nodos 2, 3 y 4, tienen asignada una compensación reactiva de 3, 5 y 8% respectivamente como se muestra en la figura 3.19, y los generadores de los nodos 5 y 6 no están compensados.

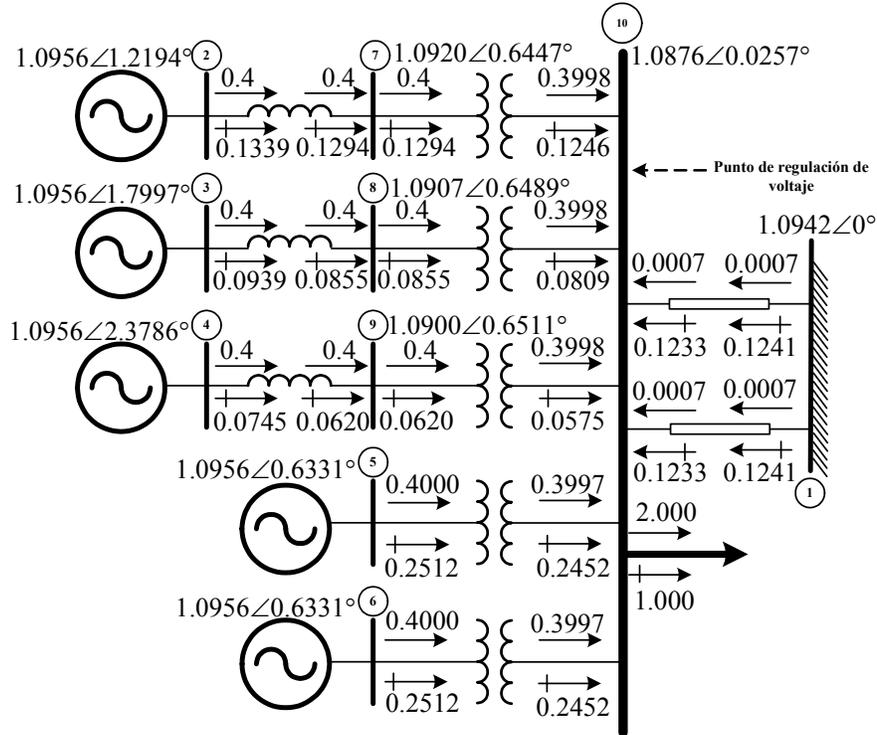


Figura 3.18 Generadores del sistema de prueba MMT con diferente compensación reactiva.

Se puede observar que el generador del nodo 2 aporta mayor potencia reactiva que los otros dos generadores compensados. El generador del nodo 2 aporta aproximadamente el doble de potencia reactiva en comparación al generador del nodo 4. Los generadores de los nodos 5 y 6 aportan la mitad de la potencia reactiva que demanda la carga, esto se debe a que no están compensados por lo tanto su pendiente es cero, y como se ha visto, un generador con menor compensación aporta mayor potencia reactiva.

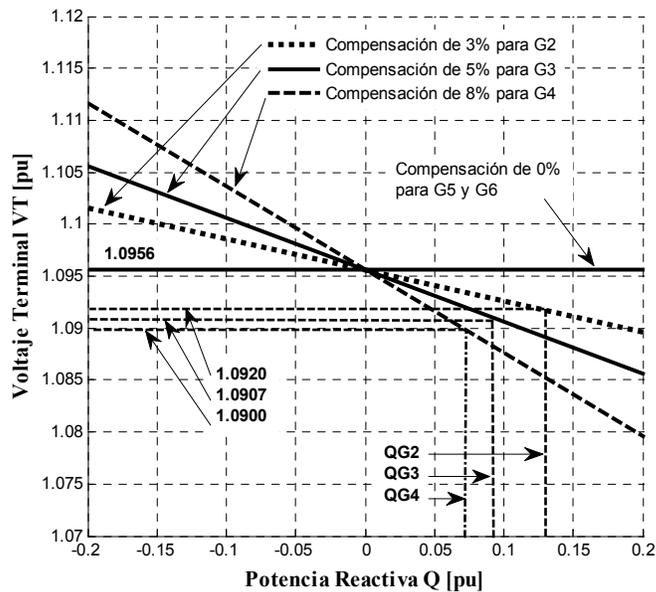


Figura 3.19 Porcentajes de compensación reactiva para los generadores G2, G3 y G4.

El siguiente caso a analizar es cuando están los cinco generadores en servicio sin compensación y la reactancia de los transformadores es diferente. La finalidad de este caso es determinar el efecto de la diferencia de reactancias en la aportación de distribución de potencia reactiva, ya que para tener una distribución uniforme sin compensadores, los generadores deben ser exactamente iguales y la reactancia entre terminales y el punto de conexión en paralelo debe ser exactamente la misma, en este caso corresponde a la reactancia de los transformadores. Esta consideración es únicamente teórica por que físicamente siempre hay variaciones de reactancias aunque en teoría los equipos se supongan totalmente iguales.

En la tabla 3.3 se muestran los valores en pu de las reactancias de los transformadores para los casos a analizar, los valores de resistencia son los mismos en los tres casos. En la tabla 3.4 se muestran los resultados del estudio de flujos de potencia variando las reactancias de los transformadores.

**Tabla 3.3 Valores de impedancia de los transformadores para los casos propuestos.**

No. TR	Resistencia nominal R	Reactancia nominal X	Caso 1 X	Caso 2 X	Caso 3 X
1	0.00163	0.0326	0.0326	0.0326	0.0326
2	0.00163	0.0326	0.0326	0.0326	0.0326
3	0.00163	0.0326	0.0200	0.0500	0.0200
4	0.00163	0.0326	0.0200	0.0600	0.0700
5	0.00163	0.0326	0.0100	0.0700	0.0800
Carga en nodo 7			P=2.00 Q=1.00	P=2.00 Q=1.00	P=2.00 Q=1.00

Se puede observar que aunque los generadores tienen el mismo voltaje, la reactancia de los transformadores afecta en la distribución de la potencia reactiva, de manera que los generadores con transformadores con menor reactancia aportan mayor cantidad de potencia reactiva, como se observa en los casos 1 y 2. También se puede observar que aunque se tienen variaciones en las reactancias de los transformadores de hasta más de dos veces la nominal, como en el caso 3, el sistema no está tan expuesto a circulación de potencia reactiva.

**Tabla 3.4 Resultados del estudio de flujos de potencia para los casos propuestos.**

Nodo i	Nodo j	No. Circuito	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
			P	Q	P	Q	P	Q
1	7	1	0.0007	0.0453	0.0007	0.1080	0.0007	0.0894
1	7	2	0.0007	0.0453	0.0007	0.1080	0.0007	0.0894
2	7	1	0.4000	0.1102	0.4000	0.2225	0.4000	0.1892
3	7	1	0.4000	0.1102	0.4000	0.2225	0.4000	0.1892
4	7	1	0.4000	0.1774	0.4000	0.1470	0.4000	0.3061
5	7	1	0.4000	0.1774	0.4000	0.1237	0.4000	0.0918
6	7	1	0.4000	0.3527	0.4000	0.1073	0.4000	0.0816
7	1	1	-0.0007	-0.0452	-0.0006	-0.1074	-0.0007	-0.0890
7	1	2	-0.0007	-0.0452	-0.0006	-0.1074	-0.0007	-0.0890
7	2	1	-0.3998	-0.1055	-0.3997	-0.2168	-0.3997	-0.1838
7	3	1	-0.3998	-0.1055	-0.3997	-0.2168	-0.3997	-0.1838
7	4	1	-0.3997	-0.1742	-0.3998	-0.1394	-0.3997	-0.3019
7	5	1	-0.3997	-0.1742	-0.3998	-0.1149	-0.3998	-0.0819
7	6	1	-0.3996	-0.3503	-0.3998	-0.0973	-0.3998	-0.0704
<b>Voltaje en los nodos</b>								
Numero de nodo	1	1.0942 $\angle$ 0.0000°	1.0942 $\angle$ 0.0000°	1.0942 $\angle$ 0.0000°				
	2	1.0956 $\angle$ 0.6242°	1.0956 $\angle$ 0.6313°	1.0956 $\angle$ 0.6292°				
	3	1.0956 $\angle$ 0.6242°	1.0956 $\angle$ 0.6313°	1.0956 $\angle$ 0.6292°				
	4	1.0956 $\angle$ 0.3775°	1.0956 $\angle$ 0.9717°	1.0956 $\angle$ 0.3781°				
	5	1.0956 $\angle$ 0.3775°	1.0956 $\angle$ 1.1657°	1.0956 $\angle$ 1.3550°				
	6	1.0956 $\angle$ 0.1722°	1.0956 $\angle$ 1.3592°	1.0956 $\angle$ 1.5479°				
	7	1.0918 $\angle$ 0.0081°	1.0884 $\angle$ 0.0222°	1.0894 $\angle$ 0.0180°				

### 3.6.3 Sistema de prueba Alden & Nolan

El siguiente sistema de prueba es el presentado en [Alden and Nolan, 1976], este sistema de prueba tiene la intención de analizar las interacciones entre grupos de generadores, este sistema consiste en tres generadores de la misma capacidad conectados a un bus en común a través de líneas independientes y al bus infinito a través de una línea de interconexión como se muestra en la figura 3.20 en donde se presentan los resultados del estudio del caso base de flujos de potencia. En la tabla 3.5 se presentan los datos en pu de la red del sistema de prueba.

En la figura 3.20 se puede observar que el voltaje cae aproximadamente un 14% desde las terminales de los generadores hasta el punto de conexión en paralelo, esto implica que se debe emplear una compensación reactiva de caída de línea de manera que el voltaje en terminales de cada generador aumente para regular efectivamente en el punto de conexión en paralelo. En la figura 3.21 se presentan los resultados del estudio de flujos de potencia empleando una compensación reactiva de caída de línea de 25% en los compensadores de los nodos 2, 3 y 4 como se muestra en la figura 3.22. Se puede observar que con la compensación el voltaje en el punto de conexión en paralelo se mejora un 8%, de 0.9311 incrementa a 1.0100 pu.

**Tabla 3.5 Datos de los elementos de la red del sistema de prueba Alden & Nolan.**

Buses		Impedancia serie		Tap		Circuito	Elemento
Nodo i	Nodo j	R	X	Magnitud	Ángulo		
8	11	0.0200	0.2500	0.0	0.0	1	Línea 1
9	11	0.0200	0.2500	0.0	0.0	1	Línea 2
10	11	0.0200	0.2500	0.0	0.0	1	Línea 3
1	11	0.0100	0.1000	0.0	0.0	1	Línea 4
5	8						Ze
6	9						
7	10						
2	5	Caso 1: 0.00000 Caso 2: 0.00000	Caso 1: 0.00000 Caso 2: -0.2500	0.0	0.0	1	XCF1
3	6	Caso 1: 0.00000 Caso 2: 0.00000	Caso 1: 0.00000 Caso 2: -0.2500	0.0	0.0	1	XCF2
4	7	Caso 1: 0.00000 Caso 2: 0.00000	Caso 1: 0.00000 Caso 2: -0.2500	0.0	0.0	1	XCF3

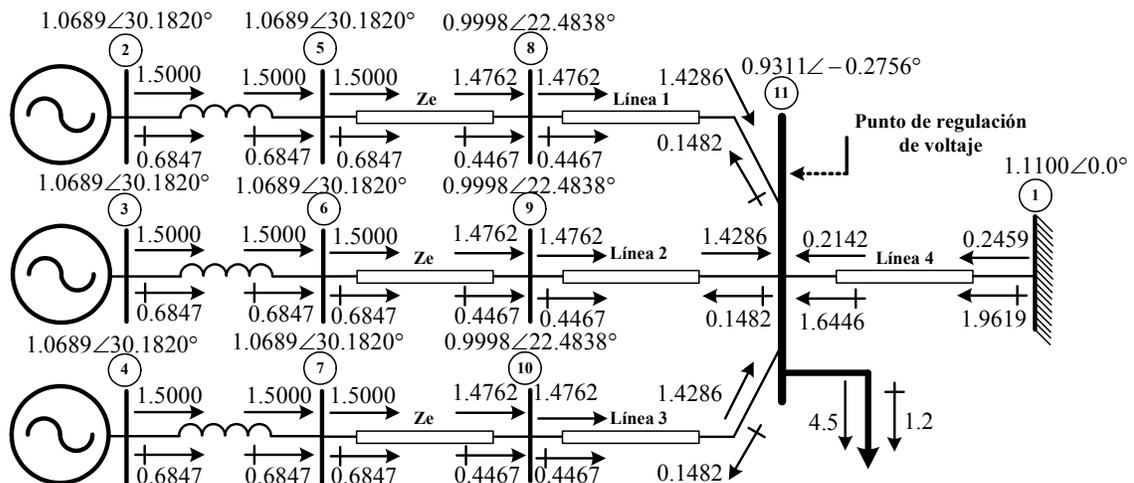


Figura 3.20 Flujos de potencia del caso base del sistema de prueba Alden & Nolan.

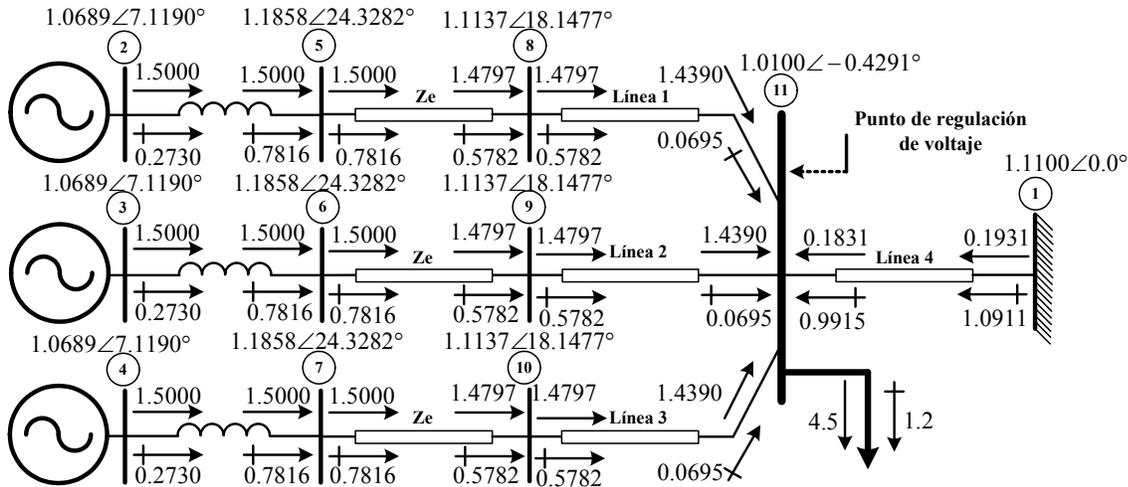


Figura 3.21 Flujos de potencia con los generadores compensados con 25% de compensación reactiva de caída de línea del sistema de prueba Alden & Nolan.

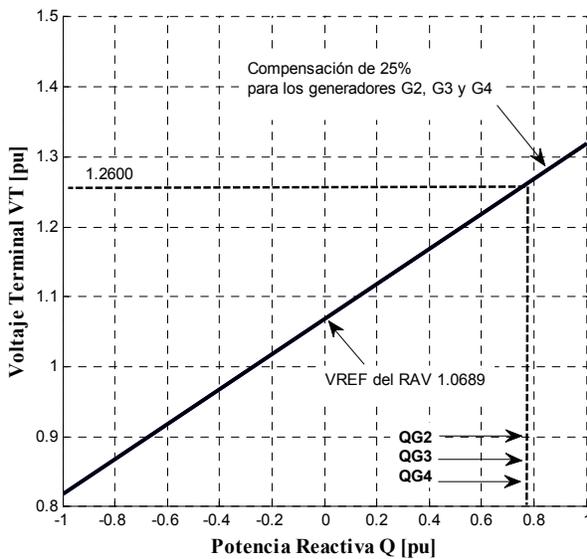


Figura 3.22 Asignación de 25% de compensación reactiva de caída de línea en los tres generadores del sistema de prueba Alden & Nolan.

En la figura 3.22 se puede observar que el voltaje en el nodo de conexión de cada compensador de reactivos de caída de línea debería ser de 1.2600pu en ausencia de caídas de voltaje resistivas, sin embargo, aunque el compensador es puramente reactivo, mejora el voltaje en el punto de regulación aun cuando se presentan caídas de voltaje resistivas, el voltaje en terminales de los generadores incrementa a 1.1858 pu, esto comprueba la deducción presentada en la sección § 2.4.4, en donde se establece que un compensador puramente reactivo puede corregir variaciones de voltaje debidas a cambios de potencia activa y reactiva.

### 3.7 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Con el estudio de flujos de potencia se puede determinar la cantidad de potencia reactiva que toma cada generador, de acuerdo al tipo y porcentaje de compensación y a la magnitud de voltaje de cada nodo PV interno auxiliar.

Con el compensador de potencia reactiva es posible controlar la distribución de potencia reactiva entre generadores conectados directamente a un bus común.

Con la finalidad de asignar la aportación de potencia reactiva de cada unidad, es más conveniente variar las pendientes de compensación que mover los voltajes de referencia de los RAV's, ya que como se mostró en el sistema de prueba Huinala, mover las referencias de los RAV's puede causar el efecto indeseable de corrientes circulantes entre generadores de la misma planta. Con la aplicación del compensador de reactivos, el problema de las corrientes circulantes se puede controlar efectivamente, sin embargo, una desventaja es que la magnitud de voltaje en el bus de conexión en paralelo de los generadores decrece conforme la carga inductiva aumenta, esto puede causar que se tengan voltajes inaceptables en ese punto o que no se tenga un buen soporte reactivo durante fallas en el sistema. Normalmente, una distribución desigual de potencia reactiva entre generadores se presenta cuando los generadores tienen diferente capacidad.

En el caso del sistema de prueba Manuel Moreno Torres, aunque los generadores están conectados a un bus común a través de transformadores individuales, los transformadores tienen reactancias de alrededor 3%, lo cual podría ser insuficiente para tener un buen control de las corrientes circulantes como se menciona en [Basler, 2009], por esta razón se empleó una compensación reactiva para aproximar el estatismo reactivo a un 6% recomendado en [Rubenstein and Walkley, 1957]. Después de obtener los resultados con esta aplicación, se varió la compensación reactiva para observar cuánto afecta la reactancia de los transformadores en la distribución de la potencia reactiva. En este caso la reactancia de los transformadores es pequeña, pero en casos en donde las reactancias están por arriba de un 10%, no es recomendable asignar más compensación reactiva, en estos casos es preferible evitar la compensación reactiva como se menciona en [Schaefer et al., 2010]. En casos en donde se desea remover el exceso de caída de voltaje por una reactancia de 10% o más, se emplea el compensador para una compensación reactiva de caída de línea.

En el sistema de prueba Alden & Nolan se presenta un exceso de caída de voltaje por las reactancias de conexión al bus común, de manera que es necesario emplear un compensador de reactivos de caída de línea para mejorar la regulación de voltaje en el punto de conexión en paralelo. En la aplicación de este tipo de compensación se mejora la regulación y se tiene un mejor soporte reactivo ante fallas, pero se debe tener cuidado de no asignar una compensación excesiva para evitar que se puedan sobre excitar los generadores, y se debe cuidar la coordinación con el limitador de volts/Hertz como se menciona en [Schaefer et al., 2010, IEEE, 1996a].



## CAPÍTULO 4:

# MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS PARA ESTUDIOS DE SIMULACIÓN EN EL TIEMPO

### 4.1 INTRODUCCIÓN

Los estudios de simulación en el tiempo son muy necesarios en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Éstos permiten analizar la respuesta dinámica del sistema o sus componentes ante disturbios, considerando diferentes opciones de control. En particular, en estudios de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, es esencial que los sistemas de excitación sean modelados en forma detallada suficiente [Byerly and Kimbark, 1974]. Los modelos deseados deben ser adecuados para representar el desempeño del equipo de excitación para grandes disturbios severos, así como para pequeños disturbios [IEEE, 1981].

En el caso del compensador de reactivos se cuenta con diferentes modelos disponibles para representar su acción en estudios de simulación en el tiempo. Siendo parte del sistema de excitación, estos dispositivos pueden afectar de manera importante la dinámica de la planta de generación en la que están conectados, por lo que es necesario emplear un modelo adecuado para evaluar su acción. Los criterios para verificar los diferentes modelos van desde su facilidad de implementación en el modelo del control de excitación o del sistema, hasta el efecto que cada uno de ellos tiene en las características principales de las simulaciones en el tiempo que producen.

En este capítulo se describen los modelos principales para simulaciones en el tiempo del compensador de reactivos que se analizó en el capítulo 3, y se presenta adicionalmente el modelo del compensador de reactivos de corriente cruzada.

### 4.2 MODELO BÁSICO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS

El efecto del compensador de carga se puede representar en un bloque para su simulación en el tiempo como se muestra en la figura 4.1 (que muestra compensación activa y reactiva). Esta figura muestra al circuito de compensación de reactivos como

un circuito adicional dentro del lazo de retroalimentación del RAV. En el compensador se puede tener una resistencia y una reactancia ajustables,  $R_C$  y  $X_C$ , para hacer compensación activa y reactiva respectivamente (aunque normalmente  $R_C=0$ ), que representan la impedancia entre las terminales del generador y el punto en el cual el voltaje está siendo regulado efectivamente. Usando esta impedancia y la corriente de armadura, se calcula una caída de voltaje que se añade o se resta al voltaje en terminales [Kundur, 1994].

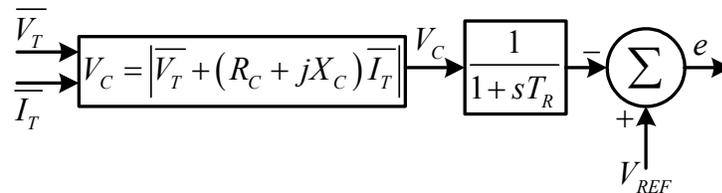


Figura 4.1 Compensador de carga y transductor de voltaje (adaptado de [IEEE, 1981]).

Los elementos del compensador de reactivos y transductor de voltaje son comunes a todos los modelos de sistemas de excitación que se reportan en [IEEE, 2005].

Cuando el compensador de carga no es empleado ( $R_C=X_C=0$ ), el diagrama de bloques de la figura 4.1 se reduce a un simple circuito de medición. El voltaje en terminales de la máquina síncrona es sensado y usualmente reducido a una cantidad de CD. Para algunos sistemas, la compensación de carga y el transductor de voltaje pueden tener constantes de tiempo diferentes. En este modelo esto se reduce a una sola constante de tiempo  $T_R$  como se muestra en la figura 4.1. Para algunos sistemas esta constante es muy pequeña y a menudo se ajusta igual a cero en el modelo [IEEE, 2005].

La salida del transductor de voltaje terminal,  $V_C$ , se compara con una referencia que representa el ajuste del voltaje terminal deseado, como se muestra en cada uno de los modelos del sistema de excitación presentados en [IEEE, 2005]. La señal equivalente de referencia del regulador de voltaje,  $V_{REF}$ , es calculada para satisfacer las condiciones de operación iniciales, por lo tanto, tomará un valor único y constante para la condición de carga de la máquina síncrona que está siendo estudiada [IEEE, 2005].

El error resultante  $e$  se controla y amplifica en el modelo del sistema de excitación para proporcionar el voltaje de campo y el voltaje terminal subsecuente para satisfacer las ecuaciones de lazo de estado estacionario. Sin la compensación de carga, el sistema de excitación, dentro de sus características de regulación, intenta mantener un voltaje terminal determinado por la señal de referencia [IEEE, 2005].

Cuando se desea la compensación de carga, se especifican los valores apropiados de  $R_C$  y  $X_C$ . En la mayoría de los casos, el valor de  $R_C$  se desprecia [IEEE, 2005, Kundur, 1994]. Las señales de entrada de voltaje terminal y corriente de la máquina

síncrona, debe ser en forma fasorial para el cálculo del compensador. Se debe tener cuidado de asegurar que se está utilizando un sistema en pu consistente para los parámetros del compensador y la corriente base de la máquina síncrona [IEEE, 2005].

### 4.3 MODELO GENERAL DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS

La señal de retroalimentación del RAV puede incluir entradas de otras máquinas síncronas, donde las máquinas se conectan juntas a un bus de bajo voltaje y comparten un transformador elevador común. Para dos unidades, una forma general de la señal de retroalimentación de los RAVs para cada unidad,  $V_{C1}$  y  $V_{C2}$ , se escribe con las siguientes ecuaciones [IEEE, 2005]:

$$V_{C1} = \left| \overline{V_T} + (R_{C11} + jX_{C11})\overline{I_{T1}} + (R_{C12} + jX_{C12})\overline{I_{T2}} \right| \quad (4.1)$$

$$V_{C2} = \left| \overline{V_T} + (R_{C21} + jX_{C21})\overline{I_{T1}} + (R_{C22} + jX_{C22})\overline{I_{T2}} \right| \quad (4.2)$$

Los subíndices identifican las señales asociadas con cada uno de los dos generadores. El primer subíndice indica la unidad en la cual se hace la compensación de carga, mientras el segundo subíndice indica el generador de donde proviene la señal de corriente para la compensación [IEEE, 2005]. Si en la ecuación (4.1) se hace  $R_{C12}$  y  $X_{C12}$  igual a cero, y en la ecuación (4.2) se hace  $R_{C21}$  y  $X_{C21}$  igual a cero, se tiene para cada máquina la forma simple de compensación, como se muestra en la figura 4.1.

En las ecuaciones (4.1) y (4.2), considerando que no se hace compensación activa, cuando la compensación seleccionada es positiva y la corriente reactiva atrasa al voltaje, los voltajes compensados,  $V_{C1}$  y  $V_{C2}$ , serán más grandes que el voltaje terminal  $V_T$ . Cuando se presenta un valor más grande en la entrada de retroalimentación del RAV, el resultado es una reducción en la excitación. Basándose en este hecho, el tipo de compensación se puede dividir como sigue [IEEE, 2005]:

$X_{C11}, X_{C22} > 0, X_{C12}, X_{C21} = 0$  Compensación reactiva, el voltaje terminal del generador presentara una disminución conforme la salida reactiva inductiva aumenta.

$X_{C11}, X_{C22} < 0, X_{C12}, X_{C21} = 0$  Compensación reactiva de caída de línea, el voltaje terminal del generador presentara un aumento conforme la salida de potencia reactiva inductiva aumenta.

$X_{C11}, X_{C22} \neq 0, X_{C12}, X_{C21} \neq 0$  Compensación en corriente cruzada, el término mas usado es compensación diferencial reactiva. Seleccionando cuidadosamente estos coeficientes (por ejemplo  $X_{C12} = -X_{C11}$ ), esta forma de compensación se puede utilizar para eliminar las variaciones de voltaje en terminales, mientras se mejora la distribución de corriente reactiva entre máquinas síncronas que comparten el mismo bus de bajo voltaje.

Las ecuaciones (4.1) y (4.2), se pueden extender a una forma general de compensación para más generadores, extendiendo la ecuación con los subíndices adecuados, como se muestra en la siguiente expresión:

$$V_{Ci} = \left| \overline{V}_T + (R_{C11} + jX_{C11})\overline{I}_{T1} + (R_{C12} + jX_{C12})\overline{I}_{T2} + \dots + (R_{Cij} + jX_{Cij})\overline{I}_{Tj} \right| \quad (4.3)$$

Donde:  $V_{Ci}$  es el voltaje compensado en la unidad  $i$   
 $\overline{V}_T$  es la magnitud del fasor de voltaje del bus común  
 $R_{Cij}$  es la componente resistiva de compensación del generador  $i$  para la salida de flujo de corriente del generador  $j$   
 $X_{Cij}$  es la componente reactiva de compensación del generador  $i$  para la salida de flujo de corriente del generador  $j$   
 $\overline{I}_{Tj}$  es la magnitud de la corriente del generador  $j$

En la práctica, la componente resistiva de compensación ocasionalmente se usa en generadores sincronizados a redes grandes con interconexiones de alto voltaje. Esta componente de compensación no siempre está disponible en algunos diseños de fabricantes. El análisis de compensación se puede simplificar asumiendo que la componente resistiva es cero, y que la señal de corriente se resuelve en dos componentes como se muestra en la siguiente ecuación [IEEE, 2005]:

$$\overline{I}_T = I_P - jI_Q \quad (4.4)$$

$I_P$  es la componente de corriente en fase con el voltaje terminal y por lo tanto corresponde a la potencia activa que fluye de la máquina hacia el sistema. En forma similar,  $I_Q$ , corresponde a la componente reactiva de la corriente. Cuando la corriente que fluye del generador al sistema esta atrasada con respecto al voltaje, la componente reactiva de corriente  $I_Q$ , y la potencia reactiva asociada  $Q$ , tienen valores positivos [IEEE, 2005]. La ecuación de compensación general se puede simplificar partiendo de la siguiente ecuación, tomando en cuenta que no se hace compensación activa:

$$V_{Ci} = \left| \overline{V}_T + (jX_{C11})(I_{P1} - jI_{Q1}) + (jX_{C12})(I_{P2} - jI_{Q2}) + \dots + (jX_{Cij})(I_{Pj} - jI_{Qj}) \right| \quad (4.5)$$

Realizando las multiplicaciones y agrupando términos semejantes se tiene:

$$V_{Ci} = \left| \overline{V}_T + X_{C11}I_{Q1} + X_{C12}I_{Q2} + \dots + X_{Cij}I_{Qj} + j(X_{C11}I_{P1} + X_{C12}I_{P2} + \dots + X_{Cij}I_{Pj}) \right| \quad (4.6)$$

En la sección § 2.4.5 se mostró que para una compensación reactiva, la variación en la corriente activa no provoca ningún cambio en el voltaje compensado, o es mínimo su efecto. Tomando en cuenta esto, en la ecuación anterior se puede eliminar la parte imaginaria, por lo tanto la forma general de la ecuación de compensación se puede escribir de la siguiente manera:

$$V_{Ci} = \overline{V}_T + X_{C11}I_{Q1} + X_{C12}I_{Q2} + \dots + X_{Cij}I_{Qj} \quad (4.7)$$

#### 4.4 MODELO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS DE ACUERDO AL TIPO DE CONEXIÓN DE LA PLANTA GENERADORA

Cuando se conectan generadores en paralelo empleando un transformador elevador común o un transformador de tres devanados y se desea obtener el beneficio de ambos tipos de compensación (reactiva y reactiva de caída de línea), el voltaje compensado de cada generador se calcula empleando las señales de corriente de línea de los otros generadores en paralelo.

##### 4.4.1 Conexión con transformador común

Este tipo de conexión se refiere al caso en donde los generadores comparten un mismo transformador elevador para conectarse al sistema de potencia. En este tipo de conexión normalmente los generadores necesitan de una compensación reactiva ya que no se produce una reactancia suficiente para asegurar una distribución adecuada de la potencia reactiva entre los generadores. Esta conexión se muestra en la figura 4.2.

Al haber un voltaje terminal común, la compensación reactiva se usa para crear una reactancia de acoplamiento artificial de manera que las máquinas compartan apropiadamente la potencia reactiva. Esta compensación corresponde a mover el punto de regulación desde las terminales hacia adentro de la máquina síncrona [IEEE, 2005]. En este tipo de conexión se puede emplear una compensación básica en cada unidad, o bien se puede emplear una compensación diferencial reactiva que necesita de la interconexión de los RAVs individuales. Si se emplea una compensación reactiva básica, los voltajes compensados en cada máquina están dados con los bloques de la figura 4.3.

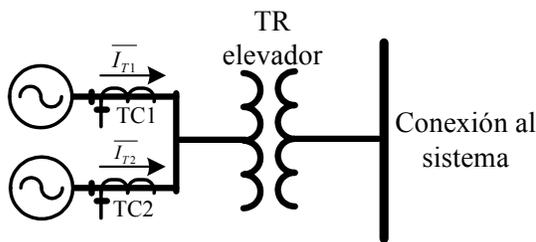


Figura 4.2 Conexión con transformador común con medición de corriente en cada máquina.

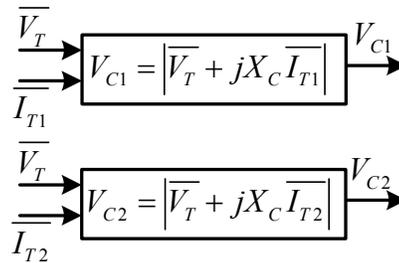


Figura 4.3 Voltajes compensados con el modelo básico.

Si se desea hacer una compensación diferencial reactiva, los voltajes compensados en cada máquina están dados por los bloques de la figura 4.4. Los voltajes compensados de cada máquina se calculan empleando las mediciones de la corriente de línea de todas las máquinas. Este esquema se utiliza tanto para la compensación reactiva, como para la compensación reactiva de caída de línea. Las ecuaciones de los voltajes compensados de la figura 4.4 se pueden extender para más de dos generadores, con la ecuación (4.8) (basada en [Rubenstein and Walkley, 1957]).

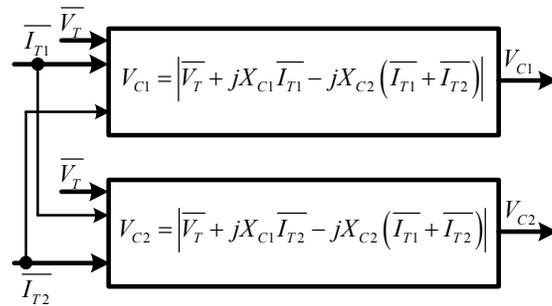


Figura 4.4 Voltajes compensados con compensación diferencial reactiva.

$$V_{Ci} = \left| \overline{V}_T + jX_{C1} \overline{I}_{Ti} - jX_{C2} \left( \sum_i^n \overline{I}_{Ti} \right) \right| \quad (4.8)$$

Donde:

$\overline{V}_T$  Es la magnitud del fasor de voltaje terminal en el bus de baja tensión, común a todas las máquinas.

$V_{Ci}$  Es la magnitud del voltaje compensado en el generador  $i$ .

$\overline{I}_{Ti}$  Es la magnitud de la corriente de línea del generador  $i$ .

$X_{C1}$  Es la reactancia de compensación reactiva.

$X_{C2}$  Es la reactancia de compensación diferencial reactiva.

$n$  Es el número de máquinas conectadas al bus de baja tensión.

En [Rubenstein and Walkley, 1957] se muestra un esquema en donde, para realizar la compensación reactiva, se mide la corriente individual de cada generador, y para realizar la compensación reactiva de caída de línea se mide la corriente total de la suma de las corrientes de cada máquina como se muestra en la figura 4.5, de manera que los voltajes compensados para cada máquina son:

$$V_{Ci} = \left| \overline{V}_T + jX_{C1} \overline{I}_{Ti} - jX_{C2} \left( \frac{\sum_i^n \overline{I}_{Ti}}{n} \right) \right| \quad (4.9)$$

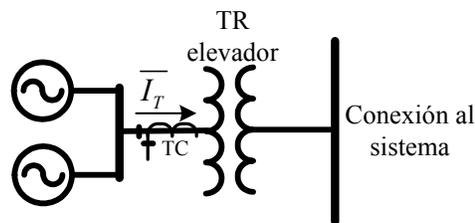


Figura 4.5 Conexión con transformador común con medición de corriente total de las máquinas para el cálculo de la compensación reactiva de caída de línea.

Las ecuaciones (4.8) y (4.9) están dirigidas hacia una compensación reactiva igual en cada máquina, y también a una compensación reactiva de caída de línea igual. Por esta razón las reactancias de compensación  $X_{C1}$  y  $X_{C2}$  son comunes a todos los voltajes compensados  $V_{Ci}$ . Sin embargo, en estas ecuaciones también se pueden asignar compensaciones desiguales en las máquinas.

#### 4.4.2 Conexión con transformador individual

Este tipo de conexión se refiere al caso en donde los generadores se conectan al sistema de potencia a través de transformadores individuales y normalmente necesita de una compensación reactiva de caída de línea, ya que se puede presentar una caída de voltaje excesiva debida a la reactancia combinada de la línea de conexión y el transformador elevador. Esta conexión se muestra en la figura 4.6, donde se puede observar que las terminales de cada generador se conectan al bus de baja tensión de su transformador elevador correspondiente.

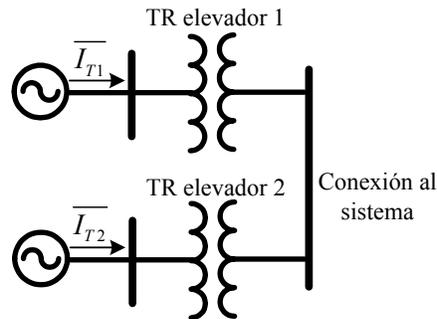


Figura 4.6 Conexión con transformador individual

La compensación reactiva de caída de línea normalmente se usa cuando una máquina síncrona se conecta al sistema a través de una impedancia significativa o cuando dos o más máquinas se conectan a través de transformadores individuales. Con una reactancia de compensación reactiva de caída de línea, se regula el voltaje en un punto externo a las terminales de la máquina. Esta forma de compensación se usa para compensar la caída de voltaje a lo largo del transformador elevador, cuando las unidades se conectan a través de transformadores individuales. Por lo general, se compensa entre un 50% a un 80% de la impedancia del transformador, asegurando que el voltaje en el punto de conexión en paralelo no presente una caída excesiva, y se tenga una operación satisfactoria del sistema [Kundur, 1994, IEEE, 2005].

En el tipo de conexión de la figura 4.6, generalmente no se aplica una compensación reactiva, ya que por lo regular la impedancia del transformador elevador es grande. En caso de que la impedancia del transformador sea muy pequeña se puede aplicar una compensación reactiva para tener al menos el 6% de caída reactiva recomendado en [Rubenstein and Walkley, 1957]. En este caso si únicamente se hace compensación reactiva de caída de línea, las ecuaciones de compensación están dadas por el modelo básico de las figuras 4.1 y 4.3. Si se desea una compensación combinada, también aplican las ecuaciones (4.8) y (4.9) dependiendo de cómo se mide la corriente de las máquinas.

### 4.4.3 Conexión con transformador de tres devanados

En [Kosterev, 2001] se muestra una aplicación de una compensación combinada, reactiva y reactiva de caída de línea, para una conexión de 16 generadores a un bus común mediante transformadores de tres devanados, como se muestra en la figura 4.7. En esta conexión el lado de alto voltaje del transformador se conecta al sistema, y en cada uno de los devanados de baja tensión se conecta un par de máquinas síncronas. Esta conexión requiere de un estudio del circuito equivalente del transformador de tres devanados, como se muestra en la figura 4.8, para determinar si se requiere una compensación reactiva, reactiva de caída de línea o ambas [Rubenstein and Walkley, 1957].

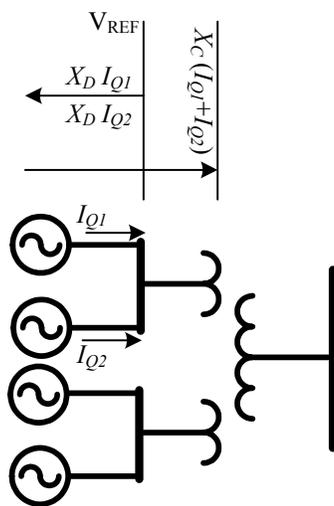


Figura 4.7 Diseño de una combinación de compensación reactiva y compensación reactiva de caída de línea (adaptada de [Kosterev, 2001]).

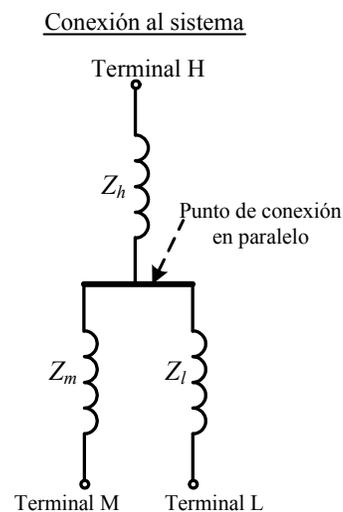


Figura 4.8 Diagrama equivalente de un transformador de tres devanados (adaptada de [Rubenstein and Walkley, 1957]).

El diseño de compensación en la planta John Day presentado en [Kosterev, 2001], requiere que se hagan ambos tipos de compensación. Mientras la compensación reactiva asegura una operación estable de las unidades en paralelo, la compensación reactiva de caída de línea proporciona la respuesta de potencia reactiva requerida. La compensación reactiva usa la componente reactiva propia de cada generador y la compensación reactiva de caída de línea usa la suma de las corrientes de los dos generadores conectados juntos, este diseño de compensación aplica a todos los demás pares de generadores de la planta, el diseño de compensación es [Kosterev, 2001]:

$$V_{C1} = \overline{V_{T1}} + jX_D I_{Q1} - jX_C (I_{Q1} + I_{Q2}) \quad (4.10)$$

$$V_{C2} = \overline{V_{T2}} + jX_D I_{Q2} - jX_C (I_{Q1} + I_{Q2}) \quad (4.11)$$

Donde:

$\overline{V}_{T1}, \overline{V}_{T2}$	Son los voltajes terminales de las unidades 1 y 2, respectivamente.
$I_{Q1}, I_{Q2}$	Son las componentes reactivas de las corrientes de línea del generador 1 y 2, respectivamente.
$X_D$	Es la reactancia de compensación reactiva.
$X_C$	Es la reactancia de compensación reactiva de caída de línea.

Como se dijo antes, se necesita del diagrama equivalente del transformador de tres devanados y de los valores de sus reactancias. Las impedancias de placa en la mayoría de los transformadores multi devanado son valores devanado a devanado, usualmente expresados en una base en por ciento sobre el voltaje nominal sin carga. A menos que todos los devanados tengan los mismos kVA nominales, las diferentes impedancias se deben expresar sobre diferentes kVA base. La reactancia entre cualquier par de devanados, usualmente está basada en los kVA nominales del devanado de menor capacidad. Se debe notar que la impedancia de la terminal M a la terminal L de la figura 4.8, no es igual a la suma de  $Z_{h-m}$  y  $Z_{h-l}$ . Las impedancias usadas en el circuito equivalente de la figura 4.8 se pueden obtener con las siguientes ecuaciones [Rubenstein and Walkley, 1957]:

$$\begin{aligned}
 Z_h &= \frac{1}{2}(Z_{h-l} + Z_{h-m} + Z_{m-l}) - Z_{m-l} \\
 Z_m &= \frac{1}{2}(Z_{h-l} + Z_{h-m} + Z_{m-l}) - Z_{h-l} \\
 Z_l &= \frac{1}{2}(Z_{h-l} + Z_{h-m} + Z_{m-l}) - Z_{h-m}
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

Los términos usados en las ecuaciones anteriores son [Rubenstein and Walkley, 1957]:

- $Z_{h-m}$  Impedancia devanado a devanado entre los devanados H y M.
- $Z_{h-l}$  Impedancia devanado a devanado entre los devanados H y L.
- $Z_{m-l}$  Impedancia devanado a devanado entre los devanados M y L.
- $Z_h$  Impedancia equivalente entre el punto en el sistema al cual esta conectado el devanado H y el punto de conexión en paralelo.
- $Z_m$  Impedancia equivalente entre el punto en el sistema al cual esta conectado el devanado M y el punto de conexión en paralelo.
- $Z_l$  Impedancia equivalente entre el punto en el sistema al cual esta conectado el devanado L y el punto de conexión en paralelo.

Todas las impedancias en las ecuaciones 4.10 están expresadas con los mismos kVA base [Rubenstein and Walkley, 1957].

## **4.5 SIMULACION EN EL TIEMPO DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS EN EL SISTEMA DE PRUEBA HUINALÁ**

En la sección §3.6.1 se presentó el análisis de flujos de potencia del sistema de prueba Huinalá, en donde se analizó el efecto de la distribución de la potencia reactiva entre los generadores de la planta y el problema de las corrientes circulantes.

En esta sección se analiza el efecto del compensador de reactivos en una simulación en el tiempo. El propósito es analizar primeramente, el efecto de la aplicación del modelo básico y del modelo en corriente cruzada del compensador de reactivos en la distribución de la potencia reactiva de los generadores de la planta ante un escalón de potencia de carga. Posteriormente, es de interés hacer un análisis dinámico, en donde se parte determinando el tiempo crítico de liberación de falla (sin y con el compensador básico de reactivos, y con el compensador en corriente cruzada) al aplicar una falla trifásica sólida a tierra en el lado secundario del transformador elevador. Finalmente un análisis del mejor desempeño con la aplicación del modelo básico y del modelo en corriente cruzada del compensador de reactivos.

### **4.5.1 Programa de simulación en el tiempo incluyendo el modelo básico y el modelo en corriente cruzada del compensador de reactivos**

Para poder realizar el estudio de simulación en el tiempo, se empleó el programa [TRANSTAB, 1996], en el cual se tuvo que adicionar a su algoritmo de solución el efecto del compensador de reactivos, el cual es común para todos los sistemas de excitación con que cuenta el programa.

En la figura 4.9 se presenta el diagrama de bloques del programa de computadora digital para estudios de simulación en el tiempo, en el cual se agregaron los modelos del compensador de reactivos y se modificaron las subrutinas que se indican en color gris y con número entre paréntesis. A continuación se describen los cambios hechos al programa, de acuerdo a los números indicados en el diagrama de flujos de la figura 4.9:

(1) En la subrutina de lectura de datos dinámicos (lecest.f), se agregó la lectura de los datos del compensador de reactivos en el sistema de excitación:

TCR RC1 XC1 RC2 XC2 MAQ2 MAQ3

En donde:

TCR es el tipo de compensador de reactivos:

1 implica modelo básico de compensación.

2 implica modelo de compensación diferencial reactiva.

RC1, XC1 es la resistencia y reactancia de compensación respectivamente.

RC2, XC2 es la resistencia y reactancia para compensación diferencial reactiva respectivamente.

MAQ2 es la máquina 2 con la cual se desea formar el lazo de compensación en corriente cruzada (en caso de haber 2 máquinas).

MAQ3 es la máquina 3 con la cual se desea formar el lazo de compensación en corriente cruzada (en caso de haber 3 máquinas).

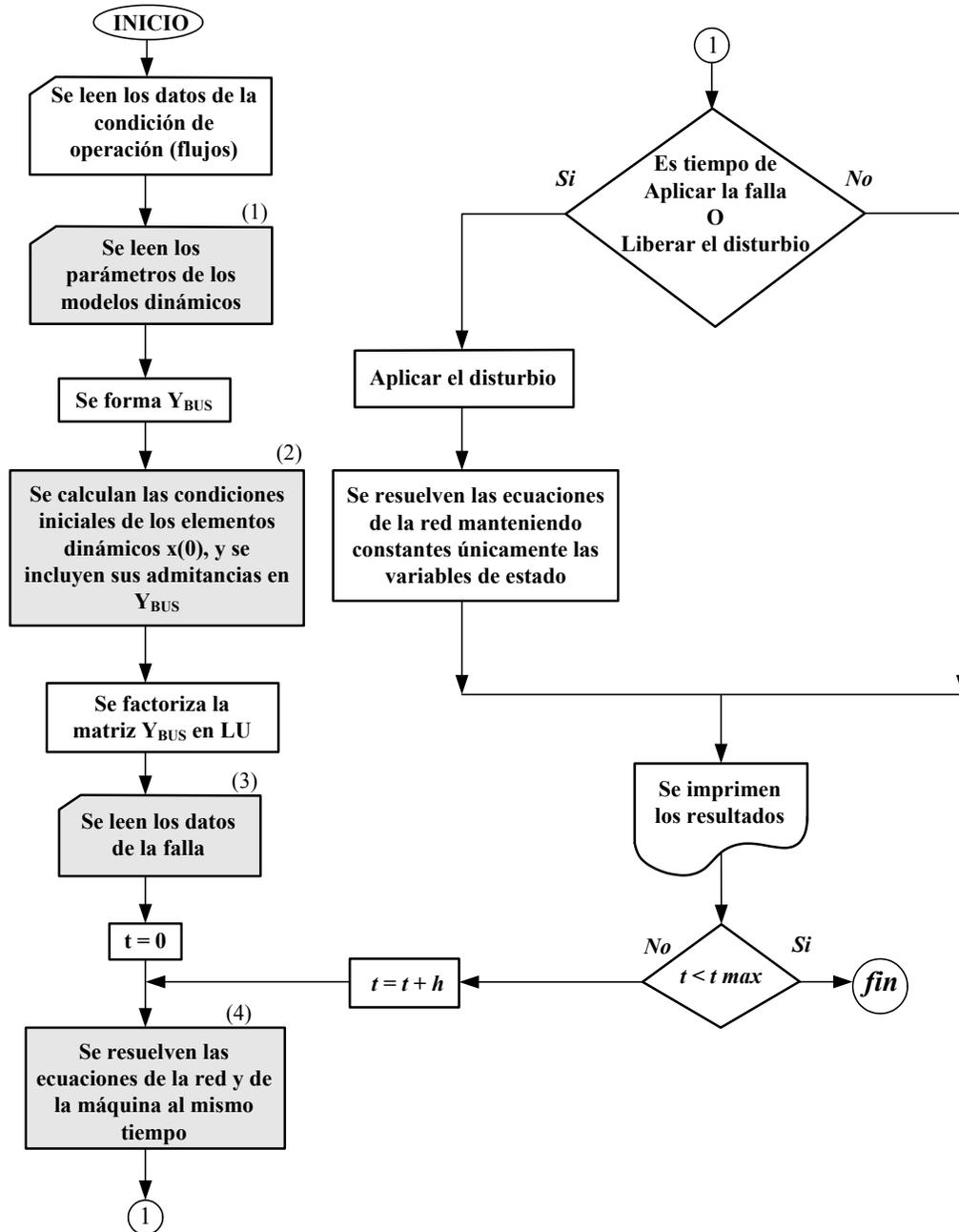


Figura 4.9 Diagrama de flujo del programa de simulación en el tiempo [TRANSTAB, 1996].

(2) En la subrutina de cálculo de condiciones iniciales de los controles de excitación (cirav.f), se agregaron las condiciones iniciales del compensador de reactivos que es común a todos los sistemas de excitación con que cuenta el programa.

(3) En la subrutina de lectura de tipo de falla (lecfal.f), se agregó la posibilidad de lectura de aplicación de un escalón de carga en un nodo deseado.

(4) El bloque (4) representa el método implícito simultáneo en el cual se resuelven las ecuaciones de la red y los elementos dinámicos. La aplicación del método implícito simultáneo, sigue el enfoque propuesto en [Arrillaga and Arnold, 1990]. En este bloque se calculan, al inicio del paso de integración, las constantes C y M de integración de la regla trapecial de todos los modelos dinámicos del sistema. En esta subrutina (consint.f) se agregó al cálculo del modelo del RAV el efecto del compensador de reactivos. También dentro del bloque (4) en el cual se solucionan las ecuaciones diferenciales de los elementos dinámicos empleando la regla trapecial de integración, en la subrutina del cálculo de las ecuaciones diferenciales del control de excitación (dinrav.f), se agregó el efecto del compensador de reactivos común a todos los sistemas de excitación disponibles en el programa.

#### **4.5.2 Simulación en el tiempo aplicando compensación de reactivos en el sistema de prueba Huinalá**

En esta sección se presenta la simulación de la aplicación de compensación de reactivos en el sistema de prueba Huinalá. Los casos 1, 2 y 3 que a continuación se presentan, corresponden a los simulados en la sección § 3.6.1. La finalidad de analizar las mismas condiciones de operación es validar que los modelos para estudios de flujos de potencia y en el tiempo se están simulando correctamente.

En el Caso 1 se simula el comportamiento del sistema cuando se hace una distribución desigual de la potencia reactiva en los generadores de la planta con la aplicación del compensador de reactivos. En el Caso 2 se simula el comportamiento del sistema cuando los generadores están operando a diferentes voltajes, lo cual causa que se origine una circulación de potencia reactiva entre los generadores; este problema se corrige aumentando las compensaciones reactivas como se muestra en el caso 3. En el Apéndice B se presentan los datos del sistema de prueba Huinalá.

##### ***Caso 1: Distribución desigual de potencia reactiva***

El primer caso de simulación en el tiempo que se presenta, es el caso en el que el sistema Huinalá tiene conectada la carga del bus infinito y se aplica un escalón de potencia reactiva de 0.4 pu en el nodo 5. En este caso los generadores tienen asignadas diferentes reactancias de compensación: 3% para el generador del nodo 2 y 6% para el generador del nodo 3. En la figura 4.10 se muestra la contribución de potencia reactiva de cada uno de los generadores cuando entra la carga reactiva y el compensador de reactivos se modela como parte de la red.

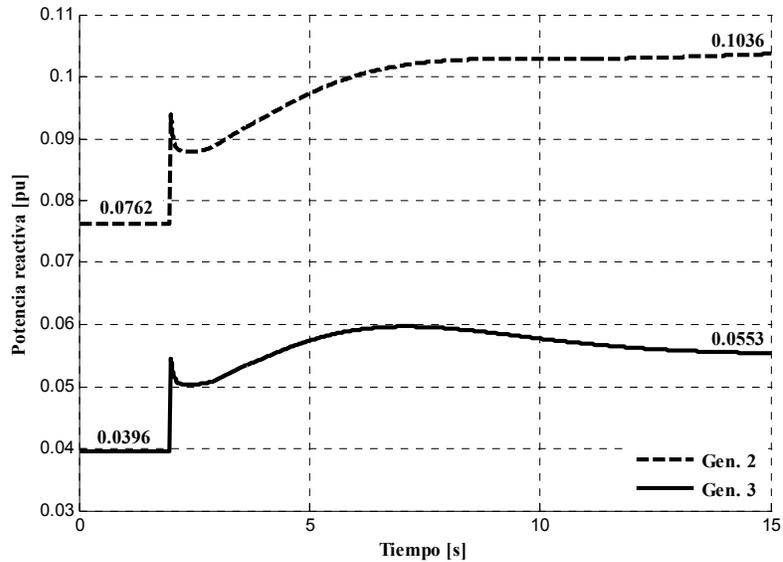


Figura 4.10 Caso1: Distribución de potencia reactiva desigual ante un escalón de carga reactiva de 0.4 pu en el nodo 5. Reactancias de compensación de 3% para Gen. 2 y 6% para Gen. 3.

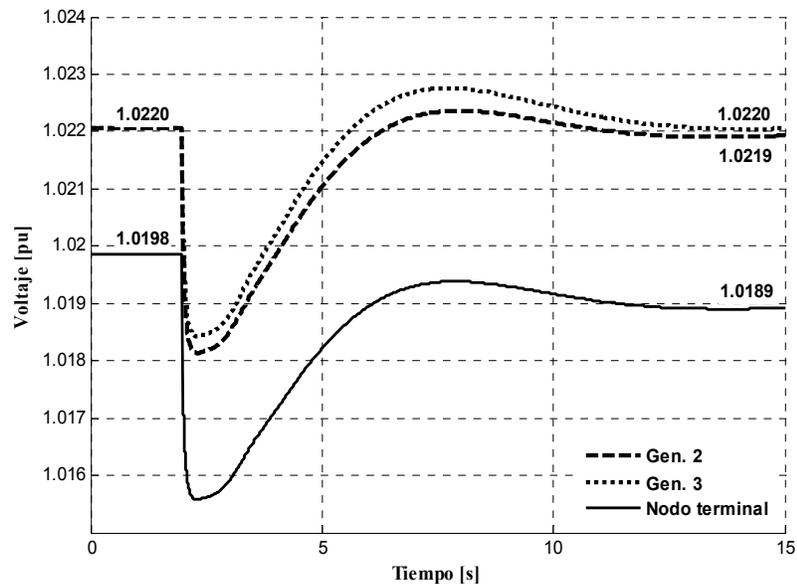
La finalidad de analizar el Caso 1 es mostrar que cuando se tienen asignadas reactancias de compensación diferentes, los generadores toman carga reactiva diferente, y que el generador con menor compensación aporta mayor cantidad de potencia reactiva.

El modelo básico del compensador de reactivos se puede tomar en cuenta en un estudio de simulación en el tiempo dejándolo como parte de la red del sistema o considerándolo como un bloque del sistema de excitación. La diferencia se puede observar principalmente en la inicialización del modelo y en el tiempo de simulación requerido para el análisis, como se muestra a continuación en los casos 1, 2 y 3.

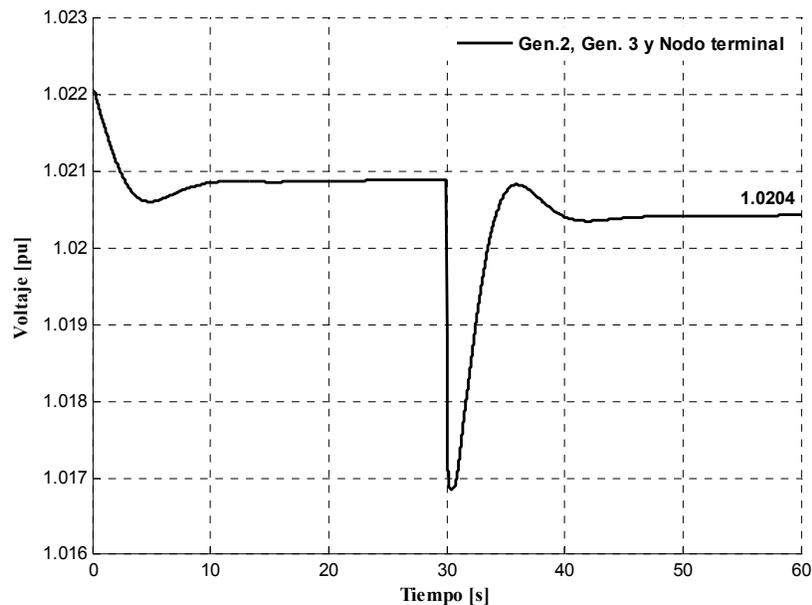
En la figura 4.11 a) se muestra el comportamiento de los voltajes de cada unidad y del voltaje que se tiene en el nodo de conexión en paralelo, cuando el compensador se modela como parte de la red. Se puede observar que al inicio de la simulación, antes de aplicar el escalón de carga reactiva, el voltaje en el nodo de conexión en paralelo es menor al voltaje que se genera por ambas unidades (los voltajes son diferentes); esto se debe a que antes de aplicar el escalón se tiene una carga conectada en el nodo del bus infinito, lo cual provoca que los generadores aporten potencia reactiva (ver la figura 4.10) y por lo tanto que entre el efecto de su compensador de reactivos, introduciendo una caída de voltaje. Se puede observar también en esta parte de la simulación que las condiciones iniciales del sistema son calculadas correctamente, por lo que se podría realizar el escalón de carga desde  $t = 0s$ .

Cuando entra la carga del nodo 5, y debido a la compensación reactiva asignada, el voltaje en el nodo de conexión en paralelo presenta una caída de voltaje adicional.

Cuando el compensador de reactivos se representa como un bloque del sistema de excitación, y no como parte de la red, el voltaje de ambos generadores es igual al del nodo de conexión en paralelo debido a que los generadores están conectados directamente al mismo nodo. Esto se muestra en la figura 4.11 b), en la cual se puede observar que, al analizar una condición de operación en la que se tiene una aportación de potencia reactiva diferente de cada generador en paralelo, las condiciones iniciales de este modelo no están bien calculadas. Esto se puede comprobar en la figura 4.12, para las potencias reactivas de los generadores.



a) Simulación con el compensador como parte de la red.



b) Simulación con el compensador en el sistema de excitación.

Figura 4.11 Comportamiento de los voltajes generados y voltaje en el nodo terminal común para el Caso 1.

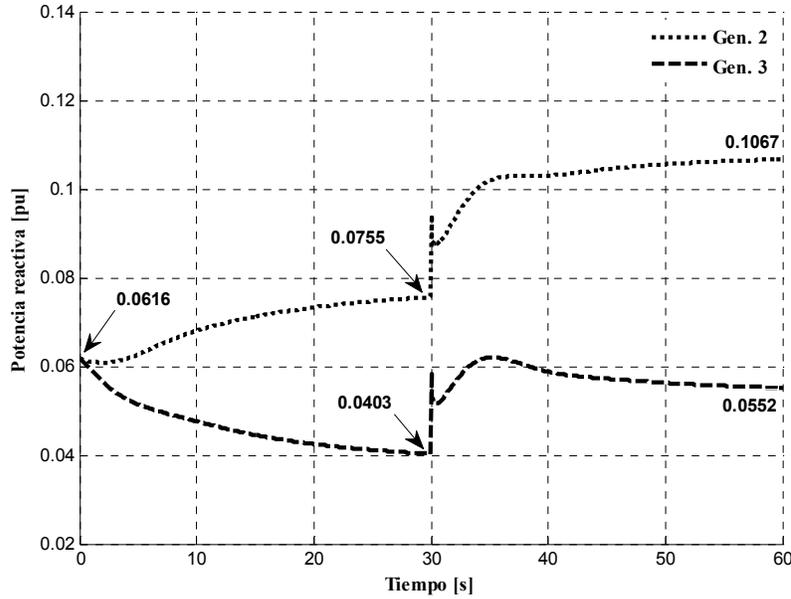


Figura 4.12 Caso1: Distribución de potencia reactiva desigual ante un escalón de carga reactiva de 0.4 pu en el nodo 5. Reactancias de compensación de 3% para Gen. 2 y 6% para Gen. 3 consideradas en el sistema de excitación.

De esta manera, el modelo incluido en el sistema de excitación inicia la simulación en condiciones desbalanceadas y esto requiere que antes de que se aplique el escalón de carga el sistema, se simule un período de tiempo importante sin falla (aprox. 30 s en las figuras 4.11 b) y 4.12) para obtener las condiciones iniciales balanceadas y hacer posible que los resultados de estas simulaciones sean aceptables (esto se puede comprobar al comparar la figura 4.10 con la 4.12 ó la 4.11 a) con la 4.11 b)). Esto representa una gran desventaja del modelo que representa al compensador de reactivos como un bloque del sistema de excitación.

En la figura 4.13 se presenta el comportamiento de los ángulos internos de los generadores ante la entrada de la carga reactiva en el nodo 5. En esta figura se puede apreciar que el cambio en el ángulo de cada generador es mínimo, debido a que el ángulo interno de un generador se ve afectado principalmente por cambios en la potencia activa de generación, y en este caso la potencia activa no varía importantemente como se muestra en la figura 4.14.

Los resultados de las figuras 4.10, 4.11 a), 4.13 y 4.14 se obtuvieron dejando los compensadores de reactivos como parte de la red del sistema de prueba, de manera que al aplicar diferentes reactancias de compensación, el estudio de flujos de potencia inicia con condiciones iniciales balanceadas para el análisis en el tiempo, con diferentes potencias reactivas en cada generador y diferentes voltajes terminales y de conexión. Este modelo también funciona de manera adecuada cuando se parte de un punto en donde los generadores aportan la misma cantidad.

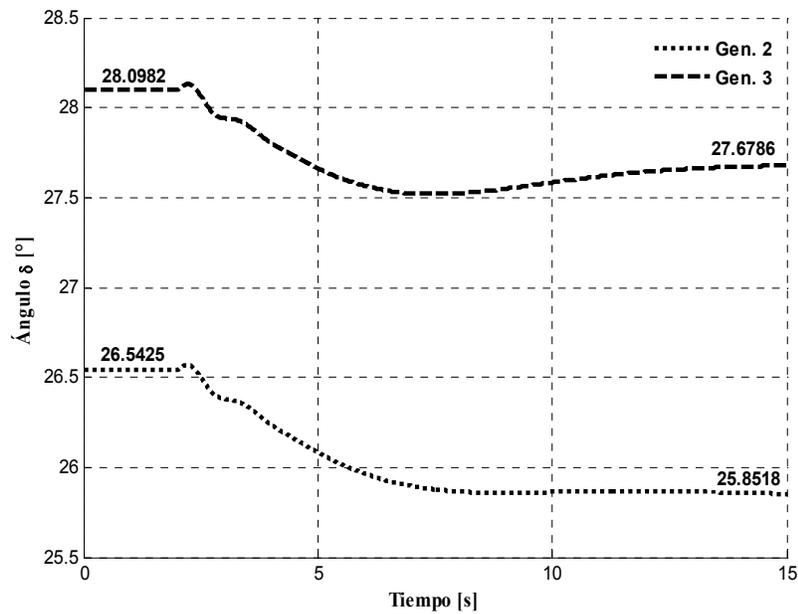


Figura 4.13 Comportamiento de los ángulos internos de los generadores para el Caso 1.

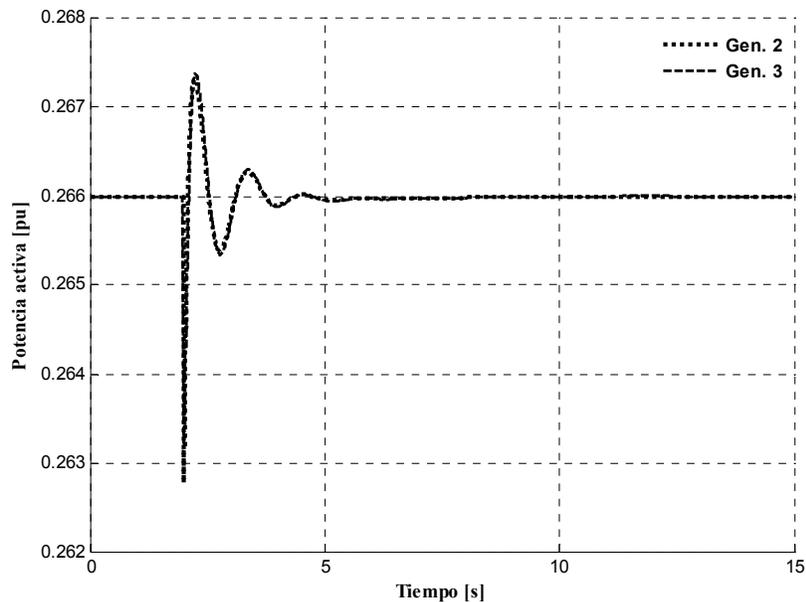
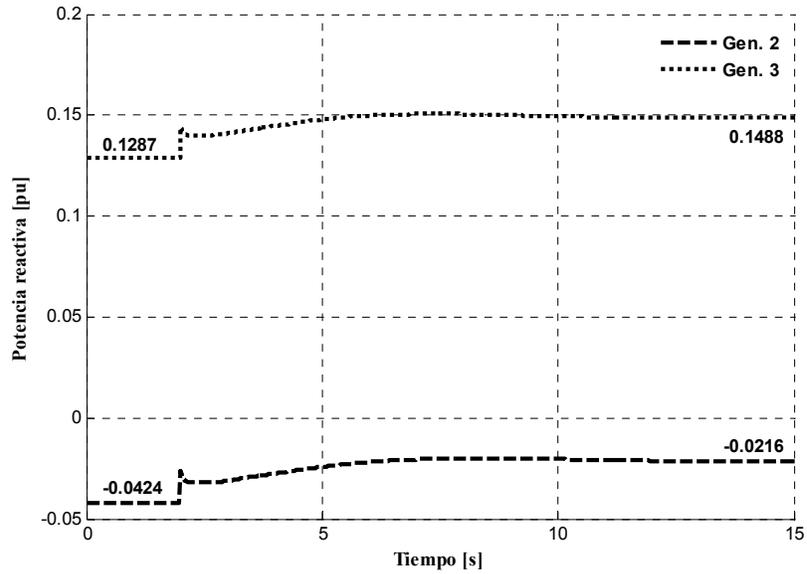


Figura 4.14 Comportamiento de la potencia activa de los generadores para el Caso 1.

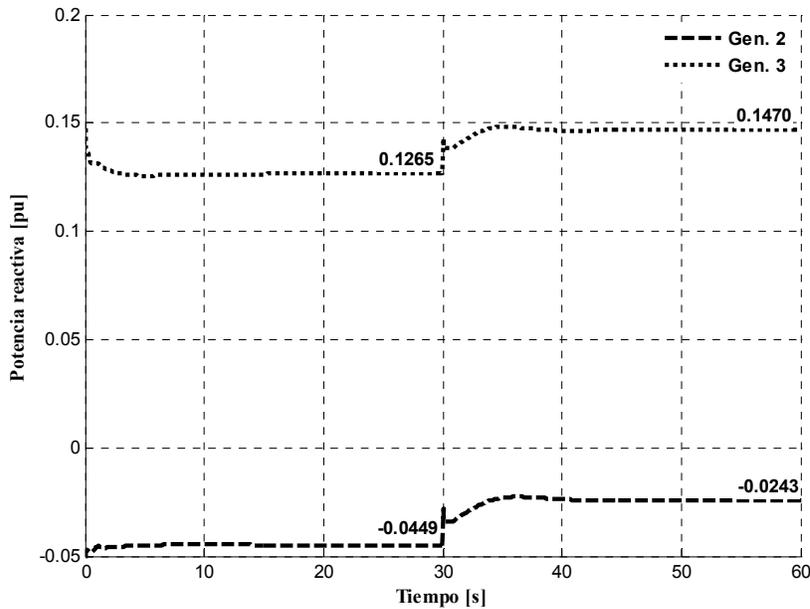
El modelo del compensador como parte de los sistemas de excitación de cada generador solo sería aceptable en casos en los que se desea analizar en un estudio en el tiempo el efecto de distribución desigual de potencia reactiva partiendo de un punto en donde los generadores aportan la misma cantidad. En otros casos, si se considera el compensador de reactivos en el sistema de excitación, también se debe considerar un tiempo para que los generadores se estabilicen a un valor de potencia reactiva, antes de aplicar cualquier disturbio, de lo contrario la respuesta de simulación en el tiempo no sería la correcta.

**Caso 2: Operación con diferentes voltajes generados (circulación de potencia reactiva)**

En este caso se tienen diferentes voltajes de referencia en los generadores: 1.012 pu para el generador 2 y 1.022 pu para el generador 3, empleando en ambos generadores una compensación reactiva de 6%. La diferencia de voltaje entre los generadores provoca una circulación de potencia reactiva del generador 3 (mayor voltaje) al generador 2 (menor voltaje). En las figuras 4.15 a) y b) se muestran las potencias reactivas de los generadores 2 y 3, antes y después de aplicar el escalón de carga reactiva de 0.4 pu en el nodo 5, con los dos modelos descritos anteriormente.



a) Simulación con el compensador como parte de la red.

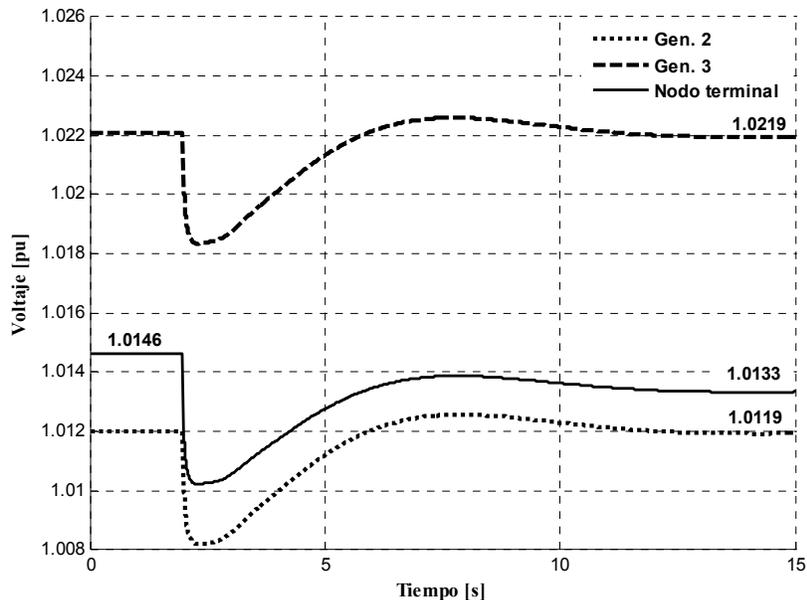


b) Simulación con el compensador en el sistema de excitación.

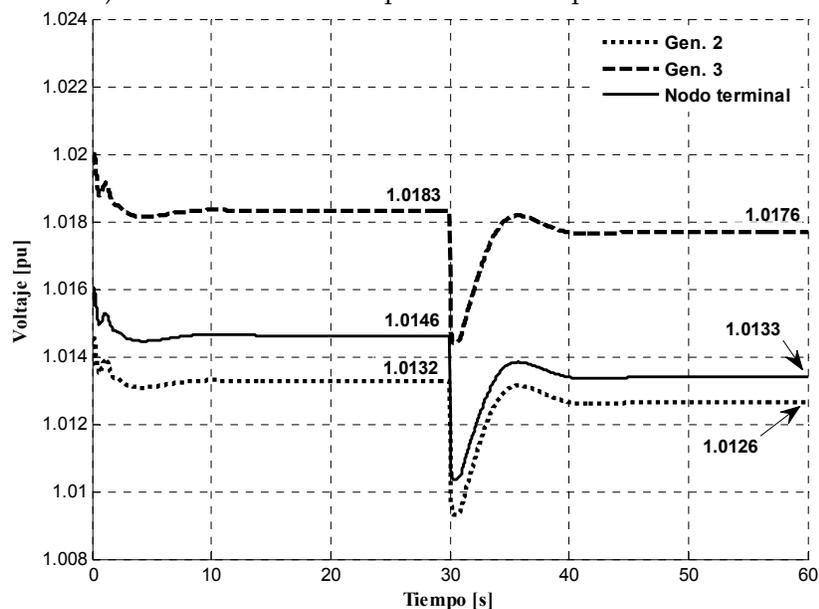
Figura 4.15 Caso 2: Circulación de potencia reactiva del generador 3 al generador 2. Compensación de 6% en ambos generadores.

En las figuras 4.16 a) y b) se muestra el voltaje generado por cada unidad y el del nodo de conexión en paralelo. En las figuras 4.15 a) y 4.16 a) se puede observar que el modelo de bloque del compensador continúa teniendo problemas de inicialización.

En el caso anterior se mostró que las variaciones en el ángulo interno de los generadores es mínima, y que la potencia activa generada no presenta ningún cambio en su valor antes y después del transitorio ante el escalón de potencia reactiva en el nodo 5, por lo que en este caso y los siguientes ya no se presentan las gráficas de ángulo interno y potencia activa.



a) Simulación con el compensador como parte de la red.

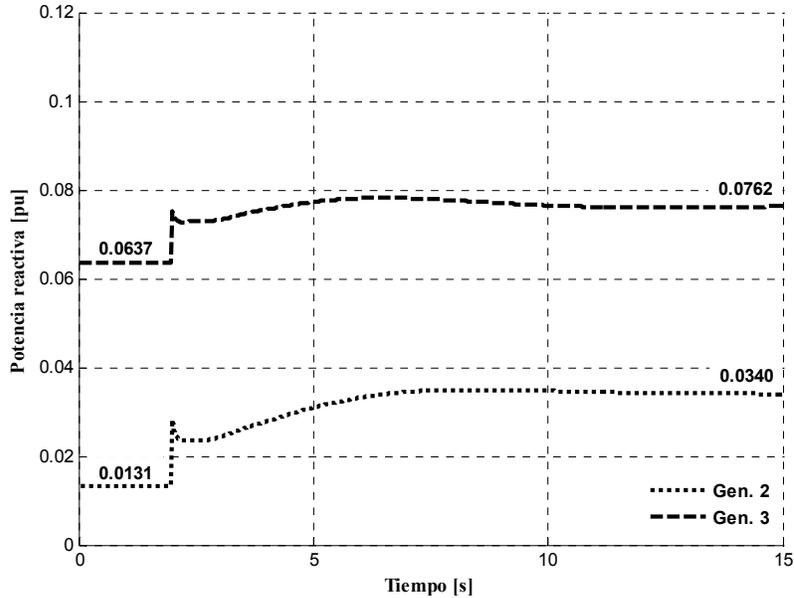


b) Simulación con el compensador en el sistema de excitación.

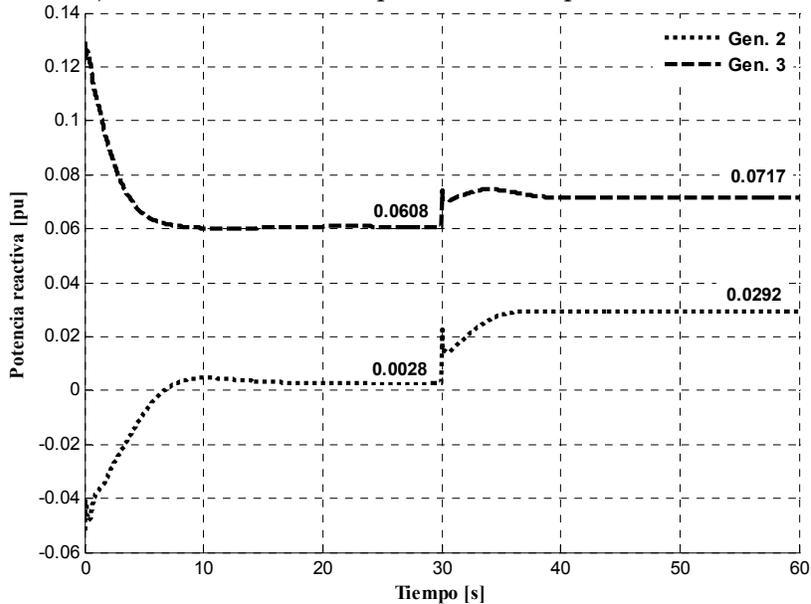
Figura 4.16 Comportamiento de los voltajes generados y voltaje en el nodo de conexión en paralelo para el Caso2. Compensación de 6% en ambos generadores. Circulación de potencia reactiva.

**Caso 3: Corrección de la circulación de potencia reactiva**

La diferencia de voltaje entre los generadores que provoca la circulación de potencia reactiva en el caso anterior, es de 0.01 pu únicamente. Como se hizo en el estudio de flujos de potencia en la sección § 3.6.1, para eliminar este problema se incrementa la compensación reactiva en ambos generadores: 12% en el generador 2 y 20% en el generador 3. Los resultados de potencia reactiva y voltaje se muestran en las figuras 4.17 y 4.18 para ambos modelos de compensadores.

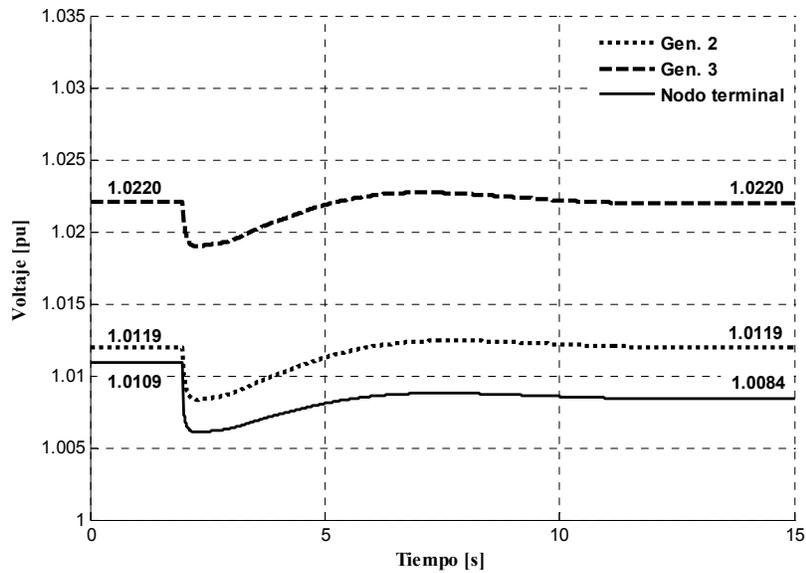


a) Simulación con el compensador como parte de la red.

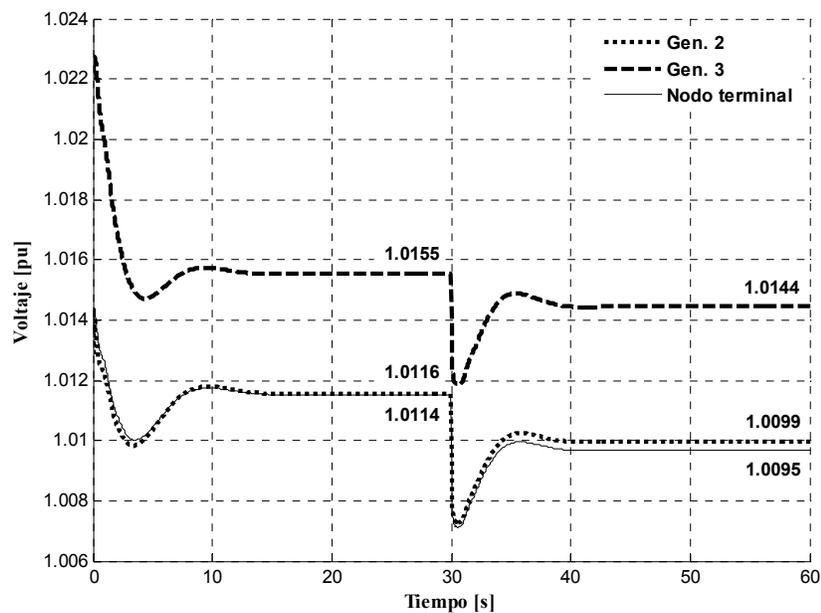


b) Simulación con el compensador en el sistema de excitación.

Figura 4.17 Caso 3: Corrección del problema de circulación de potencia reactiva, incrementando la compensación reactiva a 12% en el generador 2 y 20% en el generador 3.



a) Simulación con el compensador como parte de la red.



b) Simulación con el compensador en el sistema de excitación.

Figura 4.18 Caso 3: Corrección del problema de circulación de potencia reactiva. Voltajes generados y del nodo de conexión en paralelo, incrementando la compensación reactiva a 12% en el generador 2 y 20% en el generador 3.

Al aplicar una compensación menor en el generador 2 se le obliga a aportar potencia reactiva, y al aplicar mayor compensación al generador 3, se le obliga a aportar una menor cantidad reactiva, con la intención de corregir el problema de circulación de potencia reactiva.

En las figuras 4.17 a) y b) se puede observar que antes de aplicar el escalón de carga en el nodo 5, ya se corrigió el problema de circulación de potencia reactiva, y que al

entrar la carga, el generador 2 ya esta aportando una cantidad de potencia reactiva, y ya no consume reactivos como en el caso anterior.

En las figuras 4.18 a) y b) se puede observar que el voltaje de los generadores está por arriba del que se produce en el nodo en paralelo (voltaje del generador 2 ligeramente arriba), y de esta manera la potencia reactiva fluye desde ambos generadores al nodo en paralelo y a su vez hacia el sistema y las cargas.

En los Casos 1, 2, 3 se hizo un análisis ante diferentes condiciones de operación, con aportación diferente de potencia reactiva y voltajes diferentes en cada generador, empleando únicamente compensación reactiva, para verificar que los casos que se presentaron en la sección § 3.6.1 sean simulados correctamente en el tiempo.

En la tabla 4.1 se hace una comparación entre los valores de potencia reactiva en el punto final de la simulación después de aplicar el escalón de carga reactiva de 0.4 pu en el nodo 5 para los obtenidos con el estudio de flujos de potencia (referencia) y en los estudios de simulación en el tiempo con los dos modelos propuestos (modelando el compensador como parte de la red o en el sistema de excitación). Se puede observar que es correcto considerar el modelo básico del compensador de reactivos como parte de la red, ya que la diferencia máxima en los resultados es mínima. En la tabla 4.2 se hace una comparación de los valores de voltaje en el nodo de conexión en paralelo después de aplicar el escalón de carga reactiva para los mismos casos.

**Tabla 4.1 Comparación del valor final de potencia reactiva después del escalón reactivo.**

Condición	Gen.	Flujos de potencia reactiva	Simulación en el tiempo con el compensador como parte de la red	Simulación en el tiempo con el compensador en el sistema de excitación	Diferencia máxima de resultados [pu]
Caso 1	2	0.1058	0.1036	0.1067	0.0031
	3	0.0544	0.0553	0.0552	0.0009
Caso 2	2	-0.0215	-0.0216	-0.0243	0.0028
	3	0.1498	0.1488	0.1470	0.0028
Caso 3	2	0.0344	0.0340	0.0292	0.0052
	3	0.0766	0.0762	0.0717	0.0049

**Tabla 4.2 Comparación del valor final de voltaje en el nodo de conexión en paralelo después del escalón reactivo.**

Condición	Nodo de conexión en paralelo	Flujos de potencia	Simulación en el tiempo con el compensador como parte de la red	Simulación en el tiempo con el compensador en el sistema de excitación	Diferencia máxima de resultados [pu]
Caso 1		1.0190	1.0189	1.0204	0.0015
Caso 2		1.0134	1.0133	1.0133	0.0001
Caso 3		1.0084.	1.0084	1.0095	0.0011

### ***Discusión de resultados de los casos 1, 2 y 3***

A partir de los resultados de los casos 1, 2 y 3 de simulación en el tiempo, se puede determinar que el modelo básico del compensador de reactivos que se representa como parte de la red (de igual manera como se hizo en el estudio de flujos de potencia), modela correctamente la acción de este dispositivo en cualquier condición de operación y permite realizar de manera adecuada la inicialización del modelo.

La aplicación del modelo básico del compensador de reactivos como parte del sistema de excitación no permite una inicialización adecuada del modelo en el tiempo del sistema y por lo tanto requiere de un tiempo de simulación importante antes de aplicar cualquier disturbio, en algunos casos. El tiempo de simulación inicial sin disturbio depende de la condición en la que se encuentran los generadores y de la aplicación del compensador de reactivos. De manera que si la simulación parte de un punto en el que los generadores tienen el mismo voltaje de generación y están aportando la misma cantidad de potencia reactiva, si se aplica una compensación reactiva igual no se necesitará un tiempo de espera muy grande (unos cuantos segundos) antes de aplicar cualquier disturbio en el sistema para obtener el resultado correcto. Si se hace una compensación desigual, el tiempo de espera será mayor hasta que cada generador tome un valor fijo de potencia reactiva. Si los generadores están en vacío y al mismo voltaje de generación, la aplicación de una compensación reactiva igual o desigual no necesitara ningún tiempo de espera inicial para aplicar cualquier disturbio en el sistema.

### ***Caso 4: Simulación de la aplicación de compensación diferencial reactiva***

En este caso se analiza el efecto de la compensación diferencial reactiva considerando la compensación en el sistema de excitación de cada generador, la cual tiene la finalidad de mejorar la distribución de potencia reactiva entre generadores que se conectan al mismo nodo, y evitar el efecto de diferencias de voltaje de generación entre las unidades de la planta. Si se asignan compensaciones iguales en cada compensador diferencial reactivo el sistema de generación se auto-balancea.

En la figura 4.19 se muestra el caso en donde se tiene una condición inicial de potencia reactiva diferente en cada generador (similar al caso 1), al aplicar la compensación diferencial reactiva de 6% en cada generador, se observa que conforme avanza el tiempo, los generadores llegan a aportar la misma cantidad de potencia reactiva y se auto-balancean únicamente por el efecto de los compensadores después de 30s. Al encontrarse los generadores con la misma aportación de potencia reactiva, y al aplicar el escalón de potencia reactiva en el nodo 5, los generadores comparten de igual manera el cambio de carga.

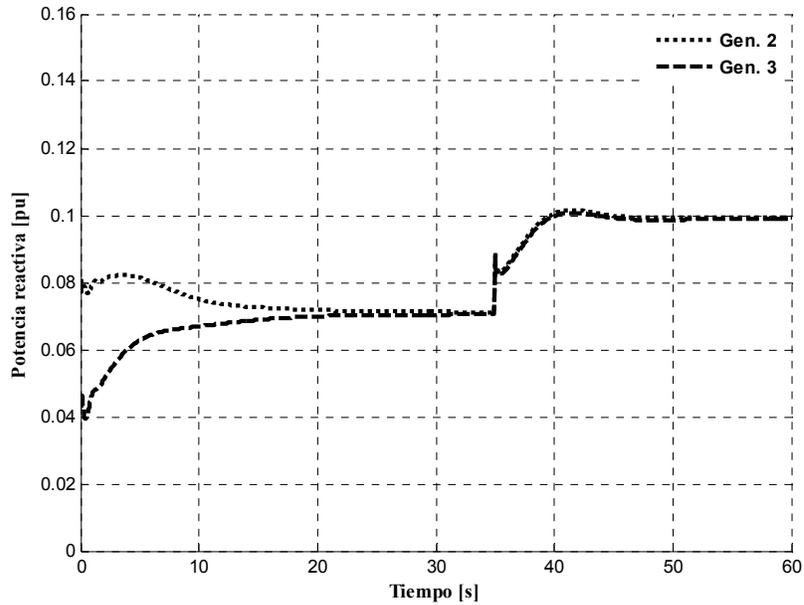


Figura 4.19 Caso 5: Aplicación de compensación diferencial reactiva de 6% en ambos generadores que parten de una condición de aportación de potencia reactiva desigual.

En la figura 4.20 se muestra el comportamiento de los voltajes de cada generador y el voltaje en el nodo de conexión en paralelo. Se puede apreciar que tienen exactamente el mismo comportamiento, no existe ninguna diferencia de voltaje, por lo tanto, en esta condición, los generadores comparten de igual manera cualquier disturbio.

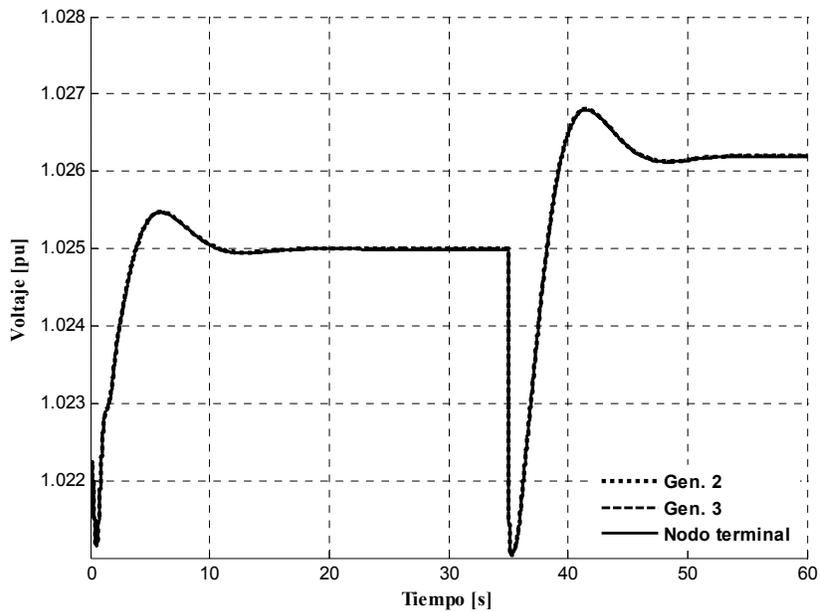


Figura 4.20 Comportamiento igual sin diferencias de voltaje entre los generadores al aplicar la compensación diferencial reactiva del Caso 5.

A esta respuesta en forma balanceada de los generadores se le atribuye que si los sistemas de control de excitación de todos los generadores de la planta de generación se interconectan para la aplicación de compensación diferencial reactiva, los generadores se ven desde la red como un solo generador grande ante cambios de carga y cualquier disturbio.

**Caso 5: Efecto del compensador de reactivos en la estabilidad transitoria**

Debido a que el compensador de reactivos modifica la señal de retroalimentación del sistema de control de excitación, en esta sección se analiza su efecto en la estabilidad transitoria del sistema. Se hace una comparación del tiempo crítico de liberación del sistema en tres condiciones: a) sin compensador, b) con compensador de reactivos y c) con compensador diferencial reactivo.

En la tabla 4.3 se muestra la determinación del tiempo crítico de liberación ante una falla trifásica sólida a tierra en el lado de alto voltaje del transformador elevador del sistema de prueba con la carga reactiva conectada, la falla se libera sacando de operación la línea 1. Ambos generadores parten del mismo voltaje generado y de la misma potencia reactiva aportada, y en las siguientes figuras 4.21-4.26, ambos generadores son coherentes y tienen el mismo comportamiento.

**Tabla 4.3 Comportamiento del sistema para el tiempo de liberación de falla.**

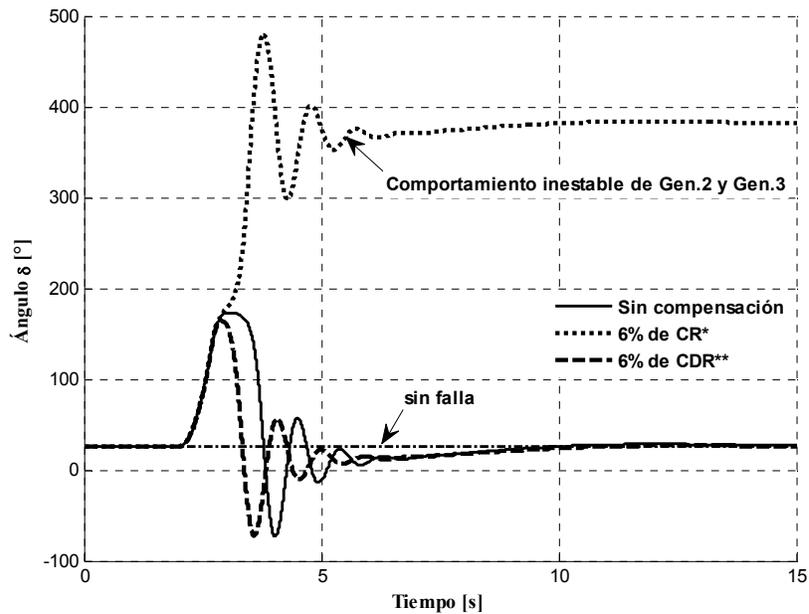
Tiempo de liberación de falla $T_{lr}$ [ms]	Compensación reactiva* [pu]	Comportamiento	Compensación reactiva* [pu]	Comportamiento	Compensación diferencial reactiva* [pu]	Comportamiento
680	0.00	estable	0.06	estable	0.06	estable
681	0.00	estable	<b>0.06</b>	<b>estable</b>	0.06	estable
682	0.00	estable	0.06	inestable	0.06	estable
683	0.00	estable	0.06	inestable	0.06	estable
684	<b>0.00</b>	<b>estable</b>	0.06	inestable	0.06	estable
685	0.00	inestable	0.06	inestable	0.06	estable
686	0.00	inestable	0.06	inestable	0.06	estable
687	0.00	inestable	0.06	inestable	0.06	estable
688	0.00	inestable	0.06	inestable	0.06	estable
689	0.00	inestable	0.06	inestable	0.06	estable
690	0.00	inestable	0.06	inestable	<b>0.06</b>	<b>estable</b>
691	0.00	inestable	0.06	inestable	0.06	inestable

\* Compensación igual para ambos generadores.

En las figuras 4.21 y 4.22 se muestra el comportamiento del ángulo interno y el voltaje en terminales de los generadores ante la falla aplicada en 2 s y liberada 684 ms después. Este tiempo corresponde al tiempo crítico de liberación de falla con el sistema sin compensación reactiva, como se puede apreciar en la tabla 4.3.

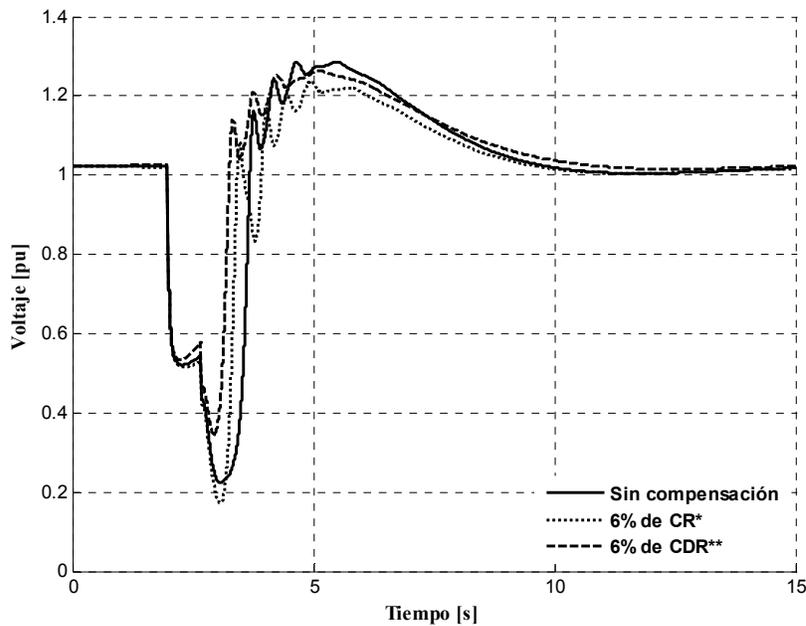
Si se aplica una compensación reactiva de 6%, el tiempo crítico de liberación se reduce 3 ms con respecto al sistema sin compensar, mientras que al aplicar una

compensación diferencial reactiva de 6%, el tiempo crítico de liberación aumenta 6 ms.



\* CR: Compensación reactiva      \*\* CDR: Compensación diferencial reactiva

Figura 4.21 Comportamiento de los ángulos internos de los generadores ante la falla aplicada en 2s y liberada 684ms después.



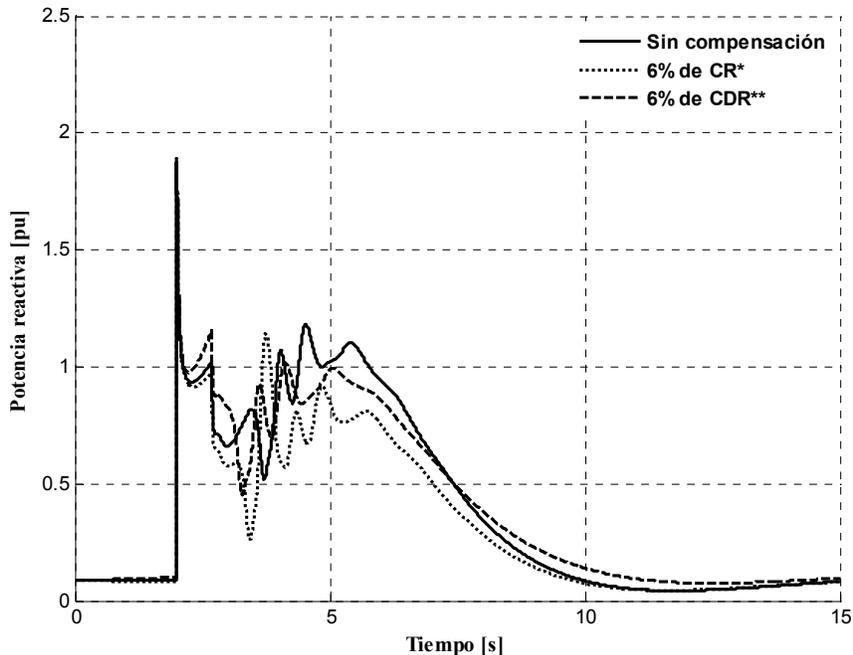
\* CR: Compensación reactiva      \*\* CDR: Compensación diferencial reactiva

Figura 4.22 Comportamiento del voltaje en terminales de los generadores ante la falla aplicada en 2s y liberada 684ms después.

En la figura 4.21 se muestra gráficamente que el sistema se vuelve inestable más rápido ante la falla cuando se aplica una compensación reactiva, y soporta más el tiempo de falla cuando se aplica una compensación diferencial reactiva. El

desempeño transitorio se mejora cuando los sistemas de control de excitación se interconectan en un lazo de compensación diferencial reactiva, este detalle adicional a la distribución de la potencia reactiva entre los generadores de la planta se emplea para dar mejor soporte a la estabilidad del sistema.

En la figura 4.23 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva ante la falla liberada en el tiempo crítico de 684 ms. Se puede observar que se tiene un mejor soporte de voltaje y potencia reactiva con el 6% de la compensación diferencial reactiva.



\* CR: Compensación reactiva

\*\* CDR: Compensación diferencial reactiva

Figura 4.23 Comportamiento de la potencia reactiva de los generadores ante la falla aplicada en 2s y liberada 684ms después.

Los resultados de las figuras 4.21-4.23 se obtuvieron con la carga reactiva de 0.4 pu del nodo 5 conectada y con los generadores operando a aproximadamente a la mitad de su capacidad de potencia activa nominal. Para observar el efecto del compensador de reactivos en condiciones más estresadas, se realizaron simulaciones con la planta a la capacidad nominal. Los resultados se presentan en la Tabla 4.4 y en las figuras 4.24-4.26.

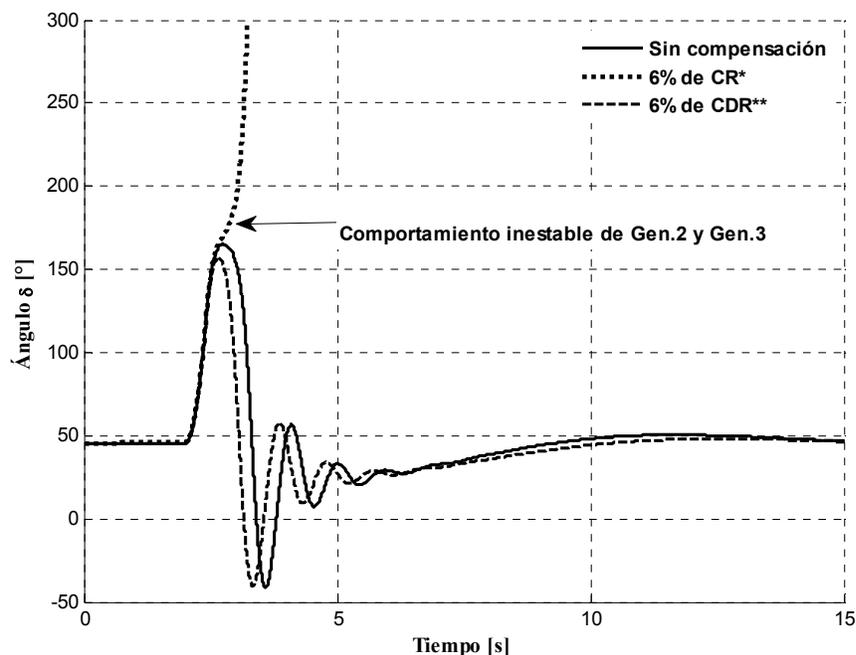
En la Tabla 4.4 se observa que el sistema es más estable con el compensador diferencial reactivo. En la figura 4.24 se muestra el comportamiento del ángulo de carga de los generadores ante la falla aplicada en 2s y liberada 400 ms después. Este es el tiempo crítico de liberación de falla con el sistema sin compensación reactiva. En la figura 4.25 se muestra el comportamiento del voltaje en terminales en el mismo caso.

En las figuras 4.24 y 4.25 al liberar la falla 400 ms después se observa que con la aplicación de la compensación reactiva, los generadores pierden estabilidad, en este caso los generadores están cargados a su potencia activa nominal y en los resultados de simulación, el ángulo interno de los generadores crece en forma desmedida a lo largo del tiempo de simulación, mientras el voltaje se queda con oscilaciones mantenidas.

**Tabla 4.4 Comportamiento del sistema para el tiempo de liberación de falla con los generadores operando con su potencia activa nominal.**

Tiempo de liberación de falla $T_{lr}$ [ms]	Compensación reactiva* [pu]	Comportamiento	Compensación reactiva* [pu]	Comportamiento	Compensación diferencial reactiva* [pu]	Comportamiento
392	0.00	estable	0.06	Estable	0.06	Estable
397	0.00	estable	0.06	Estable	0.06	Estable
398	0.00	estable	<b>0.06</b>	<b>Estable</b>	0.06	Estable
399	0.00	estable	0.06	Inestable	0.06	Estable
400	<b>0.00</b>	<b>estable</b>	0.06	Inestable	0.06	Estable
401	0.00	inestable	0.06	Inestable	0.06	Estable
402	0.00	inestable	0.06	Inestable	0.06	Estable
403	0.00	inestable	0.06	Inestable	0.06	Estable
404	0.00	inestable	0.06	Inestable	0.06	Estable
405	0.00	inestable	0.06	Inestable	0.06	Estable
406	0.00	inestable	0.06	Inestable	<b>0.06</b>	<b>Estable</b>
407	0.00	inestable	0.06	Inestable	0.06	Inestable

\* Compensación igual para ambos generadores.

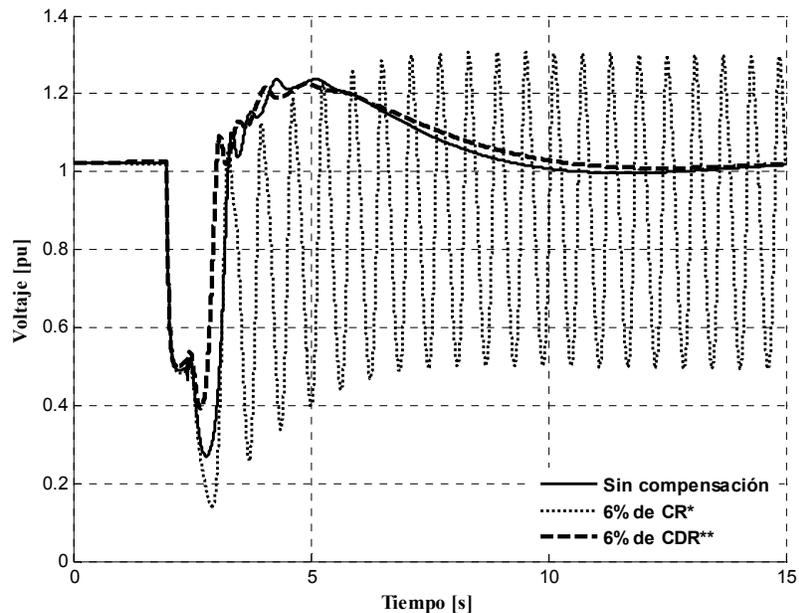


\* CR: Compensación reactiva

\*\* CDR: Compensación diferencial reactiva

Figura 4.24 Comportamiento de los ángulos internos de los generadores ante la falla aplicada en 2s y liberada 400ms después.

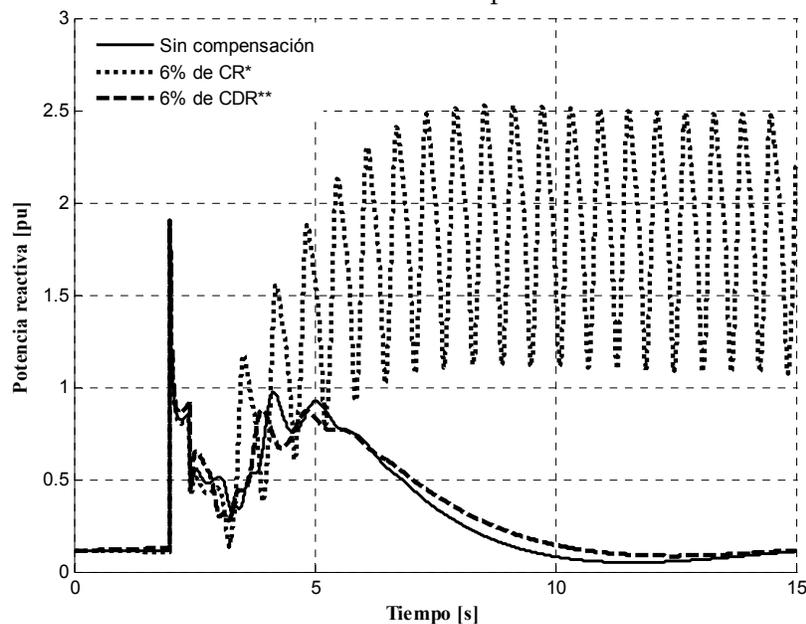
En la figura 4.26 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva ante la falla con los generadores cargados a su potencia activa nominal, se observa que con la aplicación de la compensación reactiva, el comportamiento de la potencia reactiva de los generadores se vuelve inestable, con oscilaciones mantenidas, mientras que con la aplicación de compensación diferencial reactiva, la respuesta se vuelve mas suave a comparación de cuando no se hace ningún tipo de compensación reactiva.



\* CR: Compensación reactiva

\*\* CDR: Compensación diferencial reactiva

Figura 4.25 Comportamiento del voltaje en terminales de los generadores ante la falla aplicada en 2s y liberada 400ms después.



\* CR: Compensación reactiva

\*\* CDR: Compensación diferencial reactiva

Figura 4.26 Comportamiento de la potencia reactiva de los generadores ante la falla aplicada en 2s y liberada 400ms después.

### ***Discusión de resultados de los Casos 4 y 5***

En estos casos se presentó la aplicación del compensador diferencial reactivo ante un escalón de carga reactiva y ante una falla trifásica. Al efectuar la simulación del escalón de carga reactiva se puede observar que si se da una condición en donde uno de los generadores incremente o disminuya su voltaje generado en comparación con el otro u otros generadores de la planta, el efecto de los compensadores en corriente cruzada con la mismas reactancias de compensación, es auto balancear los voltajes y aportaciones de potencia reactiva de los generadores en forma automática.

En el estudio de la estabilidad transitoria del sistema ante la aplicación de la falla trifásica se puede observar que se tiene un mejor desempeño del sistema cuando se aplica una compensación diferencial reactiva. En este caso se puede observar que las respuestas de voltaje y potencia reactiva de los generadores son más suaves en el transitorio que provoca la falla, aunque se aplicó solamente un 6% de compensación.

El sistema tiene mejor desempeño a medida que se incrementa la compensación diferencial reactiva, la cual es una combinación de compensación reactiva y compensación reactiva de caída de línea, es una función de control simultánea para regular el voltaje en un punto externo como puede ser dentro del transformador elevador como se menciona en [CIGRE, 2007].

En [Taylor, 1999] se describen los resultados de simulación en donde se aplicó una compensación reactiva de caída de línea de 50% en 9 plantas de generación mejorando significativamente la estabilidad de voltaje de largo plazo en el área de carga de Portland, Oregon; se menciona que el mejoramiento fue similar a agregar un banco de capacitores de 460 MVAR en 550kV en el área de carga [CIGRE, 2007]. Los beneficios de este tipo de compensación son en conjunto, el mejoramiento de la distribución de la potencia reactiva de los generadores y a su vez se mejora el soporte de voltaje, sin embargo la aplicación simultánea de esta compensación se debe diseñar dentro de sistemas de excitación digitales para mayor facilidad como se menciona en [Noguchi et. al, 2006].

En el siguiente capítulo de este trabajo se aborda una parte experimental de la aplicación de compensación reactiva en micromáquinas síncronas, el cual consiste primeramente en la sintonización teórica y validación experimental de sus reguladores automáticos de voltaje. Posteriormente se interconectan las máquinas en forma aislada para apreciar mejor el efecto de la aplicación de la compensación reactiva, se presentan casos con las máquinas en vacío y con carga reactiva con un motor de inducción.



# CAPÍTULO 5:

## SIMULACIONES EXPERIMENTALES DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS

### 5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de simulación experimental del ajuste y aplicación del compensador de reactivos en las máquinas del Simulador Experimental de Sistemas de Potencia, que está siendo construido por el Grupo de Investigación de Fenómenos Dinámicos en Redes Interconectadas y Máquinas Eléctricas de SEPI-ESIME-Zacatenco del IPN.

Este simulador experimental permite establecer un sistema de prueba en el que dos máquinas de polos salientes con diferente capacidad y sistemas de control de excitación y velocidad, son sincronizadas para ser operadas en paralelo y reproducir condiciones de operación con corrientes circulantes y diferentes aportaciones de potencia ante cambios de potencia reactiva de diferente magnitud.

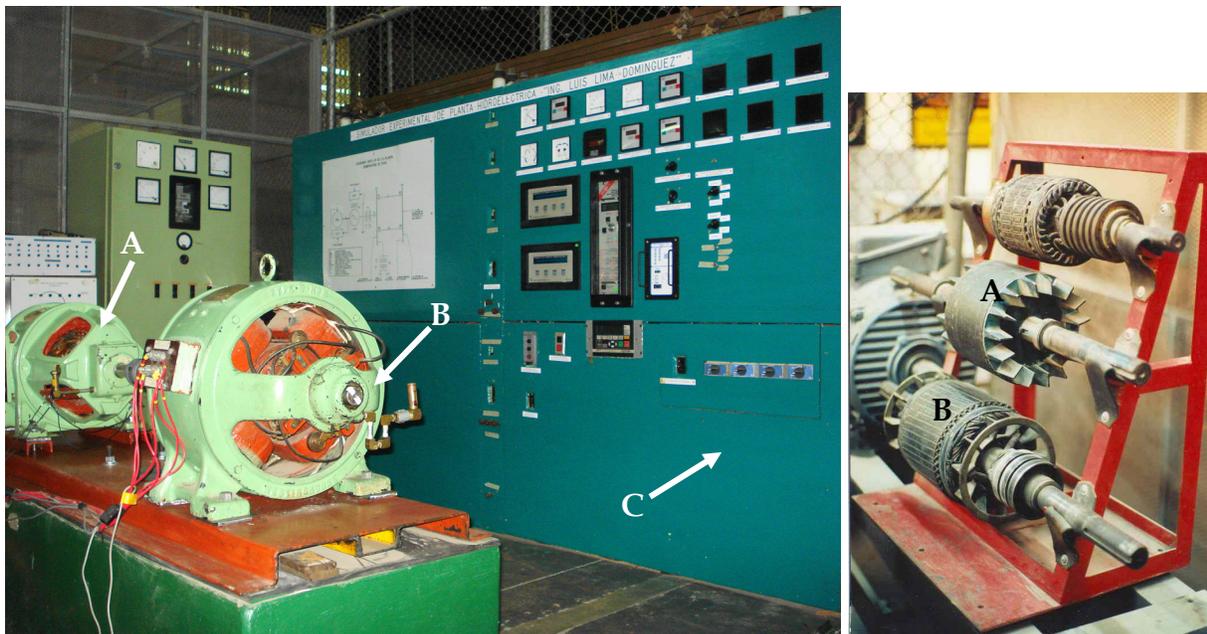
Para poder aplicar el compensador de reactivos en las mejores condiciones posibles, en [Sánchez et al., 2011] se hizo la determinación de los parámetros dinámicos de la máquina educacional de 5 kVA, y en este capítulo se realiza la sintonización teórica de los reguladores automáticos de voltaje de los sistemas de control de excitación comerciales instalados en las máquinas síncronas.

En este capítulo se muestra la sintonización del RAV como controlador PI basada en un método aplicado en [Mohan, 2003] para un control de par en un motor de CD. Los resultados experimentales que se presentan son con esta última sintonización, debido a que este método considera un proceso electrónico real como es la frecuencia de conmutación del PWM con el que se envían pulsos al devanado de campo del generador síncrono y también se considera en el modelo matemático proporcionado por el fabricante. El ajuste de los reguladores de voltaje se valida por medio de simulaciones experimentales empleando como disturbios, un cambio de escalón en la referencia de control y el arranque y paro de un motor de inducción en vacío, los cuales afectan principalmente al lazo de control Q-V de la máquina síncrona.

## 5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS EMPLEADAS

### 5.2.1 Máquina educacional de 5 kVA

El simulador experimental de sistemas de potencia cuenta con 4 áreas de control (ver § 1.2.3). La segunda área de control del simulador experimental de sistemas de potencia tiene una Máquina Educacional de 5 kVA marca General Electric (figura 5.1 a)). Esta máquina de 6 polos fue diseñada especialmente para la docencia y cuenta con tres rotores diferentes que hacen posible que funcione como máquina síncrona de polos salientes, o máquina de inducción con rotor jaula de ardilla o rotor devanado (figura 5.1 b)). La máquina fue donada al grupo por el Ing. Luis Lima Domínguez en 1988, por lo que este simulador de planta hidroeléctrica lleva su nombre. Al ser una máquina convencional, la puesta en marcha del área de la Máquina Educacional fue un poco menos complicada que la de otras áreas. Como se observa en la figura 5.1 a), la máquina de corriente alterna está acoplada a una máquina de CD de 7.5 HP, que puede funcionar, según sea necesario, como primo motor o como generador [Ruiz et al., 2007].



a) Máquina educacional como generador síncrono (A), primo motor de CD (B), tablero de control (C).

b) Rotor devanado (A), rotor de jaula de ardilla (B).

Figura 5.1. Máquina Educacional de 5 kVA.

Esta área de control es la primera del simulador que se ha automatizado completamente. Tiene instalados un control de excitación, un sistema de control de velocidad, un relevador multifuncional digital de generador y un sistema SCADA.

El sistema de control de excitación hasta ahora no había sido ajustado correctamente y por esta razón esta tarea se realizó en [Sánchez et al., 2011].

En la tabla 5.1 se presentan los datos de placa de la máquina educacional y en la tabla 5.2 los datos del primo motor de CD.

**Tabla 5.1 Datos de placa de la Máquina Educacional [Sánchez, 2010].**

Alternador Educacional General Electric tipo AH1		
5 kVA	220 V de armadura	13.5 A de armadura
60 Hz	3 Fases, 6 Polos	1200 RPM
Excitación:		
12.5 V		3.3 A

**Tabla 5.2 Datos de placa del primo motor [Sánchez, 2010].**

Primo motor de CD Westinghouse Electric & MFG. Co.			
	No. 21	Tipo S	
Velocidad Constante		Devanado paralelo	
7.5 HP	220 V	31 A	1700 RPM
Style No. 78906		Field serial No. 907256	

### 5.2.2 Micromáquinas síncronas

La figura 5.2 muestra el sistema de las micromáquinas, el cual fue adquirido por la ESIME en 1971, mediante un convenio con la UNESCO que empezó en la década de 1960. Es un simulador comercial diseñado especialmente por el grupo ALSTHOM de París, Francia, para reproducir a escala el comportamiento dinámico de sistemas de potencia reales. Esta área fue asignada al grupo de investigación de fenómenos dinámicos de la SEPI-ESIME en 2003 [Ruiz et al., 2007].

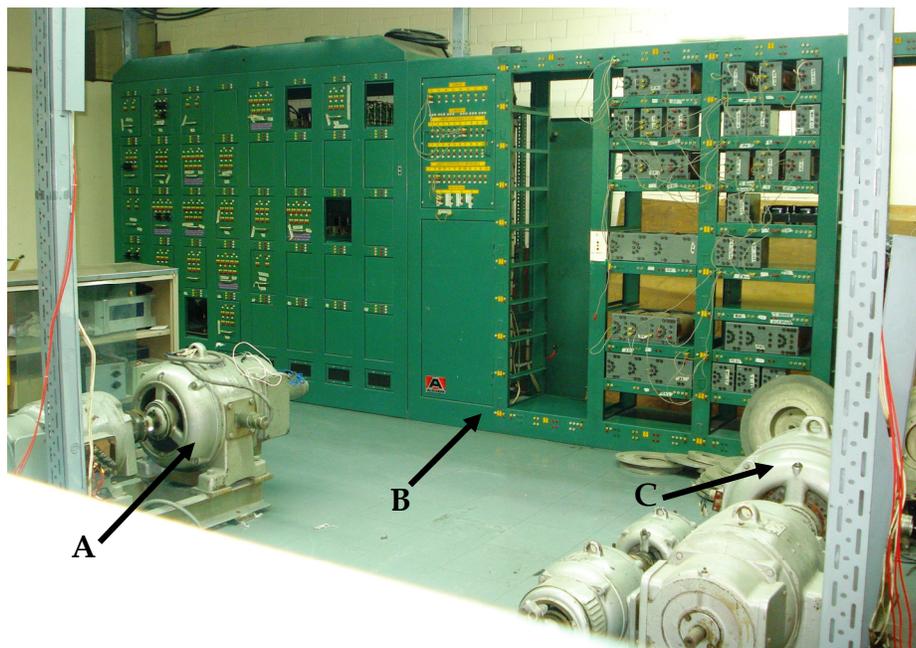


Figura 5.2 Área de la microrred del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia. A: Micromáquina síncrona de polos salientes. B: Tablero de cargas, conexiones y elementos de transmisión. C: Micromáquina síncrona de polos lisos.

El simulador a escala cuenta con modelos físicos de elementos del sistema de transmisión como líneas de transmisión y transformadores, cargas eléctricas estáticas de impedancia constante resistivas, capacitivas e inductivas y máquinas síncronas. Estos últimos componentes son de especial interés dado que las micromáquinas son especialmente costosas y raras actualmente [Ruiz et al., 2007].

En la figura 5.3 se muestra un diagrama esquemático de las dimensiones de las máquinas. Es importante mencionar que la apariencia exterior de la máquina de polos salientes es la misma que la de la máquina de polos lisos. En la figura 5.4 a) se muestran los bornes de las conexiones del estator y en la figura 5.4 b) se muestran los bornes y la numeración de la conexión del devanado de campo. Actualmente ambas máquinas cuentan con controles de excitación y velocidad que se adquirieron durante el proyecto CONACYT 83701 y con recursos de la partida 5000-2006. Para completar los sistemas de monitoreo y control de esta área, el sistema SCADA se está desarrollando en la última parte del proyecto de investigación.

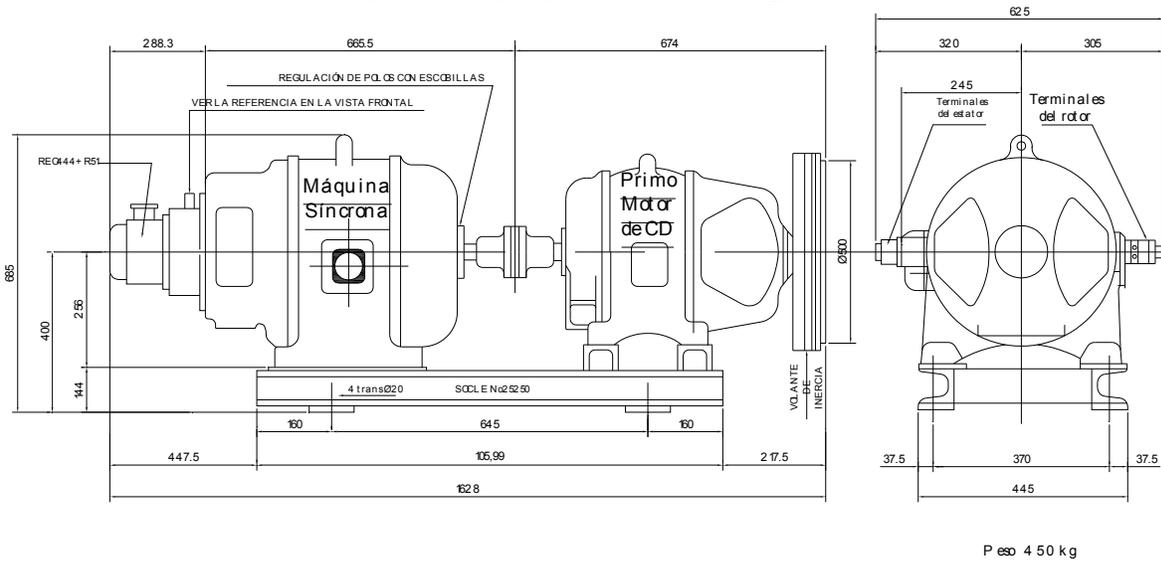
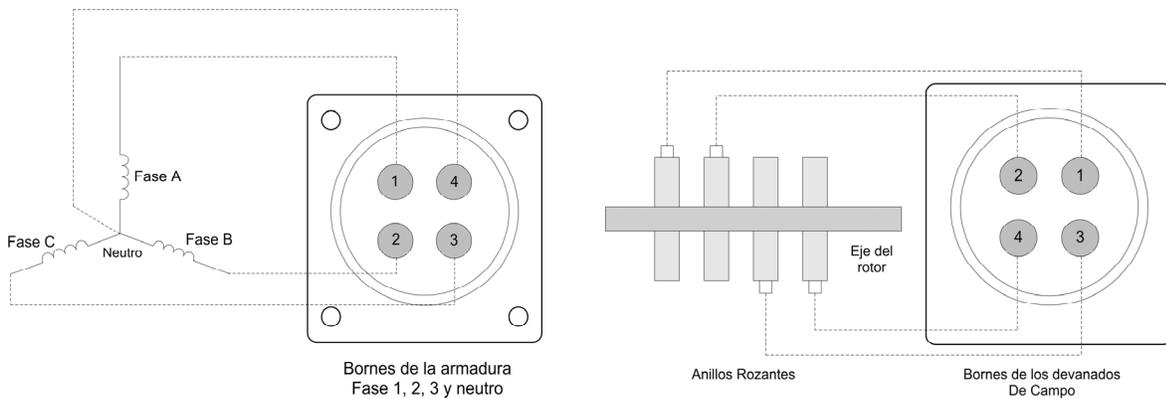


Figura 5.3 Dimensiones y aspecto de las micromáquinas síncronas (Adaptado de [Mejía y Trinidad, 1997]).



a) Terminales del estator

b) Terminales del rotor

Figura 5.4 Conexiones eléctricas de las terminales (Adaptado de [Mejía y Trinidad, 1997]).

En la tabla 5.3 se muestran los datos de placa de cada una de las micromáquinas.

**Tabla 5.3 Datos de placa de las micromáquinas síncronas [Sánchez, 2010]**

Máquina de polos salientes		Máquina de polos lisos	
Marca	Alsthom	Marca	Alsthom
Tipo	M20 AT1	Tipo	M20 AT1
Capacidad	4.5 kVA	Capacidad	4.5 kVA
Nº	146883	Nº	146884
V	127/220	V	127/220
RPM	1800	RPM	1800
cos φ	0.8	cos φ	0.8
Conexión	Ψ	Conexión	Ψ
Hz	60	Hz	60
Nº Polos	4	Nº Polos	4
Excitatriz	Separada	Excitatriz	Separada
Aislamiento	B	Aislamiento	B

### 5.3 AJUSTE DEL REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE DE LA MÁQUINA EDUCACIONAL

#### 5.3.1 Datos del modelo matemático del RAV del DECS 125-15 de la máquina educacional

La figura 5.5 muestra el modelo del sistema de excitación Basler DECS 125-15, en donde interactúan el compensador de carga, el transductor del voltaje terminal y el regulador automático de voltaje con la constante de tiempo del generador.

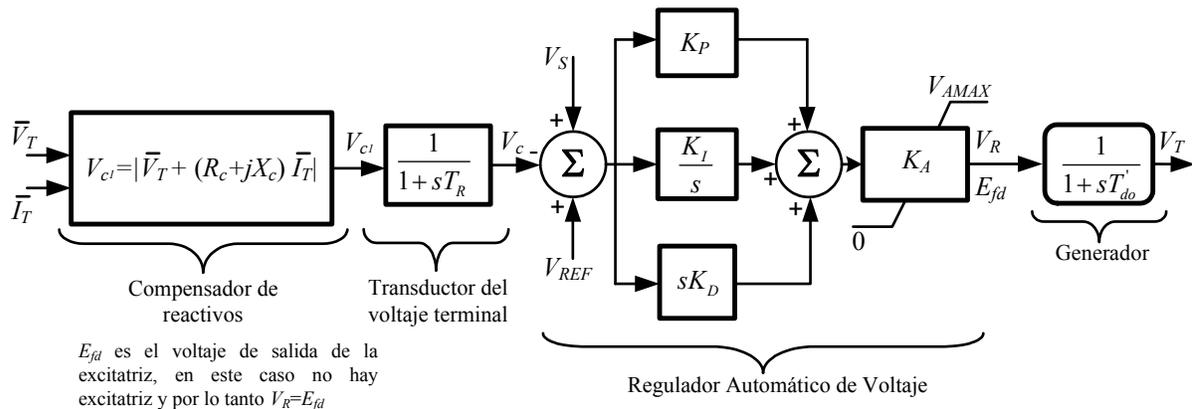


Figura 5.5 Diagrama de bloques del sistema de excitación Basler DECS 125-15 (Adaptado de [Basler, 1995]).

La salida del regulador automático de voltaje  $V_R$  es el voltaje regulado que se suministra a la excitatriz de la máquina síncrona (o directamente al devanado de campo de la máquina síncrona como es el caso de la máquina educacional de 5 kVA). El modelo matemático está basado en el modelo AC5A del estándar [IEEE, 1992], así como las especificaciones en el ajuste de sus principales parámetros de control [Basler, 1995].

El modelo del transductor del voltaje terminal y el compensador de carga que son utilizados para modelar estas funciones en el sistema de control de excitación Basler DECS 125-15 está establecido en la norma [IEEE, 2005]. El voltaje en terminales de la máquina síncrona es sensado y usualmente es reducido a una cantidad de CD. Para algunos sistemas, el transductor de voltaje y la compensación de carga (normalmente reactiva) pueden tener constantes de tiempo diferentes, en el modelo de la figura 5.5 se reduce a una sola constante de tiempo  $T_R$ . Para algunos sistemas esta constante es muy pequeña y normalmente se ajusta igual a cero [IEEE, 2005]. En este caso el fabricante proporciona esta constante de tiempo [Basler, 1995].

Los parámetros de este modelo para el compensador de carga y el transductor del voltaje terminal se pueden derivar de los ajustes que se hagan al sistema de control de excitación Basler DECS 125-15 como sigue [Basler, 1995]:

$R_C = 0$  (Compensación de carga resistiva no disponible)

$X_C = [1-(1-(DRP/100))^2]^{1/2}$

$T_R = 30$  ms.

$V_S$  es la señal proveniente del estabilizador del sistema de potencia ("Power System Stabilizer PSS").

DRP es el por ciento de compensación programada, el rango de valores va desde 0 a 20, si se ajusta igual a 0 se cancela por completo la acción del compensador de reactivos.

El factor de ganancia  $K_A$  está introducido para tomar en cuenta las variaciones en los parámetros del sistema como son la entrada de voltaje al DECS 125-15 y el control de ganancia proporcionados por el usuario [Basler, 1995]. Las variaciones en la ganancia  $K_A$  modifican los términos del control PID, modificando de esta manera todo el desempeño del sistema [Schaefer and Kim, 2001].

Para poder modelar la función de transferencia correspondiente al generador mostrada en la figura 5.5 se necesita conocer el valor de su constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje directo  $T'_{do}$  la cual está relacionada con la dinámica del devanado de campo [Kundur, 1994], esta función de transferencia se ha usado en trabajos como [Koessler, 1998, Godhwani and Basler, 1996, Lin and Lee, 2007, Yuan and Jin, 2010] para sintonizar los reguladores automáticos de los sistemas de excitación. Esta constante se obtiene a partir de la constante de tiempo transitoria de cortocircuito en el eje directo  $T'_d$  de la siguiente manera [Kundur, 1994]:

$$X'_d = X_d \left( \frac{T'_d}{T'_{do}} \right) \quad (5.1)$$

Donde  $X'_d$  es la reactancia transitoria en el eje directo.

$X_d$  es la reactancia síncrona en condiciones de estado estacionario.

$T'_d$  es la constante de tiempo transitoria de cortocircuito.

$T'_{do}$  es la constante de tiempo transitoria de circuito abierto.

La constante de tiempo  $T'_{do}$  representa un cambio lento correspondiente al período transitorio y se refiere a la constante de tiempo transitorio en circuito abierto del devanado de campo [Kundur, 1994]. Despejando  $T'_{do}$  de la ecuación (5.1) se tiene:

$$T'_{do} = X_d \left( \frac{T'_d}{X'_d} \right) \quad (5.2)$$

La constante  $T'_{do}$  se puede calcular a partir de los parámetros dinámicos obtenidos en [Sánchez y otros, 2011] con la prueba de corto circuito controlado a tensión reducida con el criterio [IEC, 1995], los cuales se presentan en la tabla 5.4.

**Tabla 5.4 Parámetros de la máquina educacional en p.u.**

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C	Promedio	Envolvente promedio
$T'_d$ (p.u.)	0.0448	0.0442	0.0451	<b>0.0447</b>	0.0451
$X'_d$ (p.u.)	0.1829	0.1844	0.1102	<b>0.1592</b>	0.1903
$X_d$ (p.u.)	0.7313	0.7042	0.7435	<b>0.7263</b>	----
$X_q$ (p.u.)	0.4388	0.4225	0.4461	<b>0.4358</b>	----
$X'_q$ (p.u.)	0.1097	0.1106	0.0661	<b>0.0955</b>	----
$T''_d$ (s)	0.0272	0.0292	0.0268	<b>0.0277</b>	0.0276
$X''_d$ (p.u.)	0.0857	0.0894	0.0866	<b>0.0872</b>	0.0881
$X''_q$ (p.u.)	0.0514	0.0536	0.0520	<b>0.0523</b>	----
$T_a$ (s)	-0.0164	0.0150	0.0122	<b>0.0146</b>	----

La constante de tiempo transitoria  $T'_{do}$  para la máquina educacional se determina con la ecuación (5.2) y con los parámetros de la tabla 5.4, de donde se tiene que:

$$X_d = 0.7263 \text{ p.u.} \quad T'_d = 0.0447 \text{ p.u.} \quad X'_d = 0.1592 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto el valor de  $T'_{do}$  es: 
$$T'_{do} = X_d \left( \frac{T'_d}{X'_d} \right) = 0.7263 \left( \frac{0.0447}{0.1592} \right) = 0.203 \text{ p.u.}$$

Reuniendo los datos proporcionados por del fabricante [Basler, 1995] y los parámetros de la máquina se determinaron en [Sánchez et al., 2011] los siguientes parámetros del sistema de excitación Basler DECS 125-15 empleado en la máquina educacional de 5 kVA:

$$\begin{array}{lll} T_R = 0.03 & K_I = 4 & K_A = 9.8 \\ K_P = 1 & K_D = 0 & T'_{do} = 0.203 \end{array}$$

### 5.3.2 Circuito de prueba para la máquina educacional

En la prueba de desempeño del RAV ante el arranque un motor de inducción en vacío se empleó el circuito de prueba que se muestra en la figura 5.6. En el circuito de prueba se observa que la medición se efectuó empleando un transformador de potencial conectado entre la línea A y B, esto se debe a que el osciloscopio no tiene la capacidad de medir 220 V<sub>CA</sub> directamente, a través del transformador de potencial se protege al osciloscopio y se debe considerar su relación de transformación cuando se calcula el valor RMS de la medición.

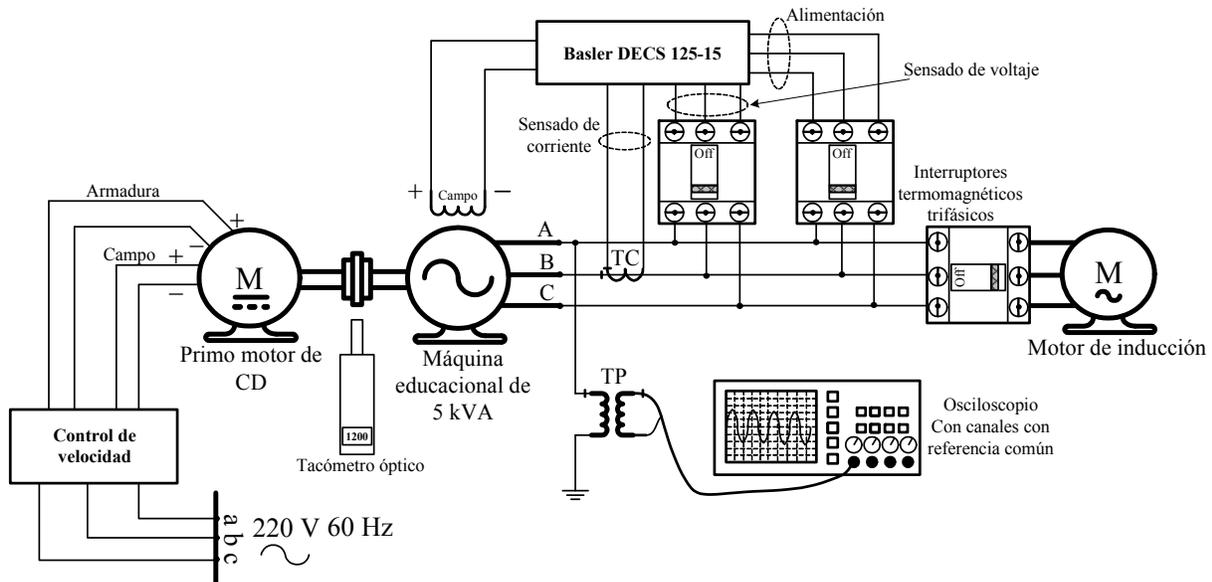


Figura 5.6 Circuito de prueba para el arranque y paro del motor de inducción en la máquina educacional.

### 5.3.3 Equipo empleado en las pruebas experimentales

#### Osciloscopio digital

Osciloscopio Digital Tektronix de Fósforo 200MHz, 2 GS/s, 4 Canales Analógicos. Modelo TPS2024. Ancho de banda de 200 MHz. 4 canales analógicos. Velocidad de muestreo hasta 2 GS/s en tiempo real. Canales flotantes aislados entre sí y de la entrada de disparo externo (figura 5.7).



Figura 5.7 Osciloscopio digital Tektronix.

*Motor de inducción*

Motor IEM modelo 168212. 4 polos, 2.238 KW (3 HP), 60 Hz, 220/440 V, 9/4.5 A, 1732 RPM, eficiencia 81.5%, aislamiento clase F (en la máquina educacional, figura 5.8)

*Motor de inducción*

Motor Baldor Industrial. 1 HP, voltaje dependiendo de la conexión usada: 208-230 (estrella)/460 (delta) V. Corriente nominal dependiendo de la conexión usada: 3.7-3.4 (estrella)/1.7 (delta) A. 1725 RPM, 60 Hz, código M, clase de aislamiento B. (en las micromáquinas, figura 5.9)

*Transformador de potencial*

GEALSTHOM, rel. de transformación 440/110 V, 60 Hz, 125 VA max (figura 5.10).

*Transformador de corriente e interruptores termomagnéticos trifásicos*

Transformador de corriente GEC ALSTOM, No. MC-B0110, 60 Hz, precisión 0.6, Norma ANSI-C57.13, relación de transformación 20:5, corriente máxima 15 A. En la figura 5.11 (izquierda) se muestra el transformador de corriente. Interruptores termomagnéticos trifásicos Square D, FA en caja moldeada, marco de 100 A, tensión nominal máxima de interrupción 600 V de CA, 3 polos con disparo termomagnético, capacidad interruptiva 20 000 A RMS asimétricos, 18 000 A RMS simétricos (fig. 5.11).



Figura 5.8 Motor de inducción trifásico IEM.



Figura 5.9 Motor de inducción trifásico Baldor industrial.



Figura 5.10 Transformador de potencial.

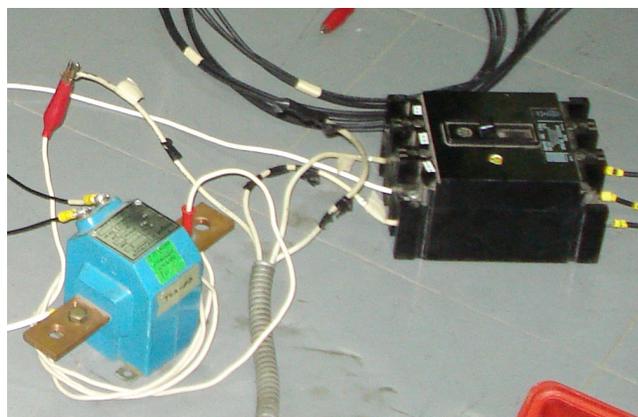
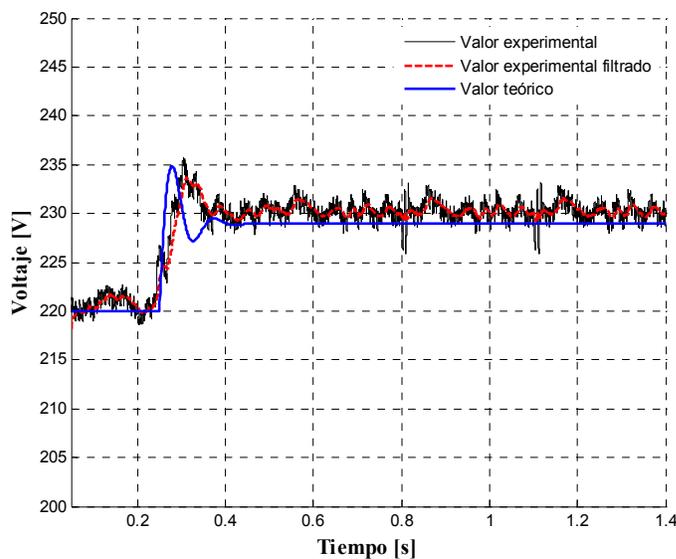


Figura 5.11 Transformador de corriente e interruptor trifásico.

### 5.3.4 Validación experimental de los ajustes del RAV de la máquina educacional

El registro de la prueba experimental de cambio de escalón en la referencia de control y arranque y paro ante un motor de inducción en la máquina educacional de 5 kVA se hizo con el osciloscopio y a través de un transformador de potencial, de manera que a partir del registro tomado (voltaje de fase reducido por la relación de transformación) se calculó el valor RMS del voltaje de línea.

En la figura 5.12 a) se muestra la comparación de la respuesta de un cambio de escalón de 4 % en la referencia de control, mientras que en la figura 5.12 b) se presenta una imagen del circuito de prueba que considera el arranque del motor de inducción en el área de la máquina educacional.



a) Respuesta del RAV ante un escalón de 4% en su referencia.



b) Circuito de prueba con el motor marca IEM.

Figura 5.12 Respuesta del RAV de la máquina educacional ante un escalón en la referencia y circuito de prueba de la validación utilizando el arranque de un motor de inducción en vacío.

La respuesta de simulación de la figura 5.12 a) se obtiene con el diagrama de la figura 5.13.

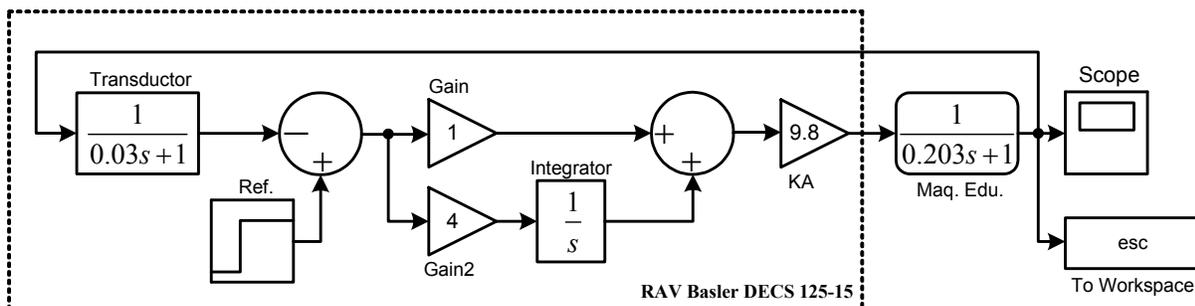


Figura 5.13 Diagrama de simulación hecho en Simulink de MatLab® para obtener la respuesta de cambio de escalón.

El cálculo del valor RMS y RMS filtrado se hace con el modelo hecho en *Simulink* de MatLab® de la figura 5.14. El cálculo del valor RMS filtrado tiene la finalidad de poder hacer una mejor comparación entre la respuesta en simulación y la respuesta experimental, tratando de disminuir el rizado en la respuesta experimental, el cual se debe al registro tomado con el osciloscopio, ya que únicamente toma 2500 muestras por registro.

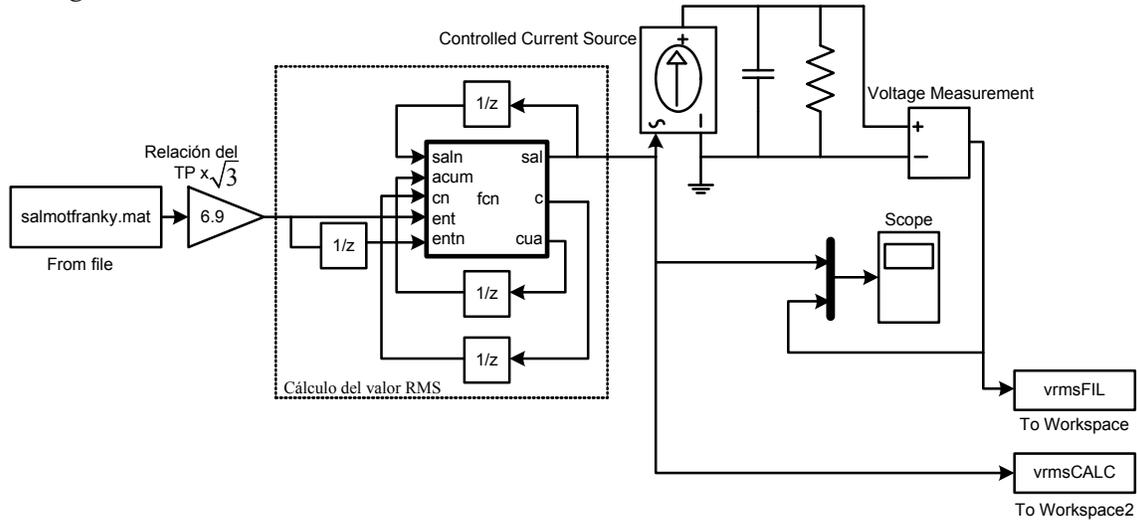


Figura 5.14 Diagrama de simulación hecho en *Simulink* de MatLab® para el cálculo del valor RMS.

En la figura 5.15 a) se muestra la gráfica del registro tomado con el osciloscopio para el arranque del motor y su valor RMS correspondiente. En la figura 5.15 b) se muestra el registro de la respuesta ante el paro del motor y su valor RMS.

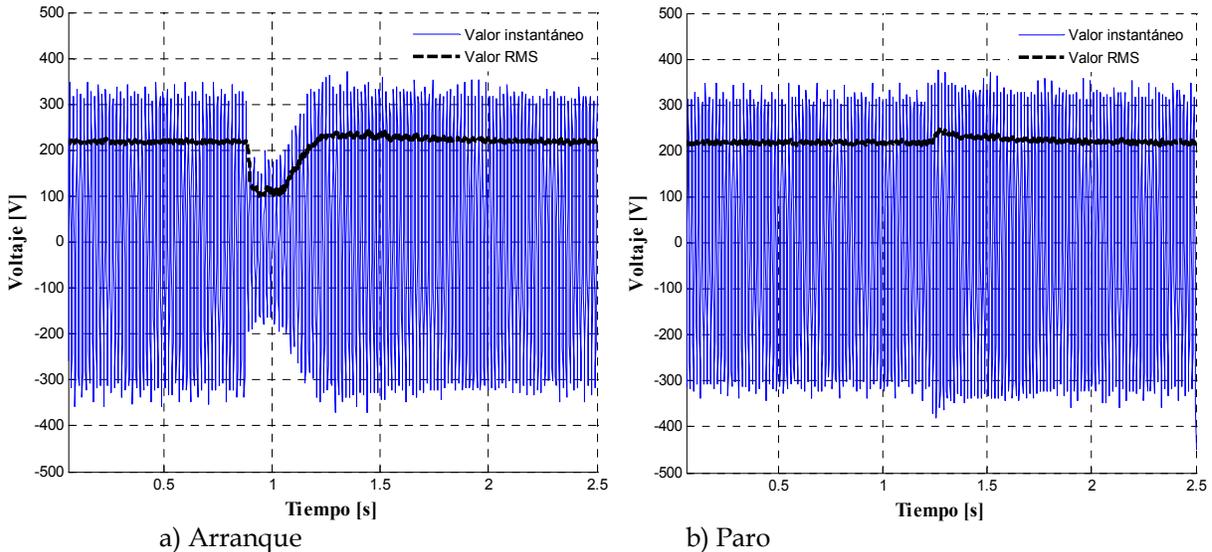


Figura 5.15 Registro del arranque y paro del motor de inducción tomado por el osciloscopio y su valor RMS calculado.

En la señal RMS del voltaje de línea se puede apreciar claramente el efecto del RAV sobre el control de voltaje en terminales: cuando el motor arranca, el voltaje en

terminales decae debido a la alta corriente de arranque (la cual al estar el motor en vacío es totalmente reactiva). Este cambio es sentido y corregido inmediatamente por el RAV, modulando el voltaje regulado aplicado al devanado de campo. De igual manera cuando se para el motor, el voltaje sufre un incremento por el tiro de carga, este cambio es sentido y corregido al valor de referencia. De las gráficas de los valores RMS se estima una recuperación del voltaje en terminales de 1.2 s ante el arranque y una recuperación de 0.8 s ante el paro del motor de inducción IEM que se empleó en esta validación experimental (Figura 5.8).

## **5.4 AJUSTE DEL REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE DE LA MICRO MÁQUINA DE POLOS SALIENTES**

### **5.4.1 Sintonización del RAV Basler DECS 200 de la micromáquina síncrona de polos salientes**

En el trabajo [Sánchez y Ruiz, 2010] se hizo la sintonización teórica del Regulador Automático de Voltaje (RAV) de las micromáquinas síncronas de laboratorio empleando el segundo método de Ziegler-Nichols, el criterio de Routh-Hurwitz y un método basado en el margen de fase deseado de [Åström and Hägglund, 1984]. En esta sección se presenta la sintonización del RAV como controlador PI a través de un método de *cancelación de polos-ceros* empleado en [Mohan, 2003] para un motor de CD. Se decidió elegir este método para sintonizar el RAV y hacer su validación experimental ya que el método considera procesos de electrónica de potencia como lo es la frecuencia del PWM y la amplificación del convertidor CD-CD. Una vez que se tienen las ganancias del RAV se puede hacer una simulación de respuesta de cambio de escalón en la referencia de control y compararla con la respuesta experimental del control en la micro máquina síncrona de polos salientes. Al hacer la simulación teórica se debe tener en cuenta el tipo de sistema en pu que utiliza el control y el sistema en pu de la máquina, de manera que el sistema en pu del sistema *excitación-generador* debe ser consistente.

El modelo matemático del sistema de excitación Basler DECS-200 que se empleó en las micromáquinas síncronas está basado en el modelo tipo AC8B del estándar [IEEE, 1996]. En la figura 5.16 se muestra el modelo del sistema de excitación Basler DECS 200. La base del sistema en pu por unidad de los parámetros  $V_P$  (voltaje de entrada) y  $V_R$  (salida del regulador) es el voltaje nominal de campo sin carga ( $E_{fd\_base}$ ) [Basler, 2001]. Por lo tanto el control de excitación está dado en el sistema en pu no recíproco.

La ganancia  $K_G$  se usa para compensar variaciones en la configuración del sistema dependiendo de las ganancias así como del voltaje de entrada. Las ganancias PID  $K_P$ ,  $K_I$  y  $K_D$  se asignan para el mejor desempeño del sistema de excitación en cada generador. Estas ganancias de tiempo continuo se discretizan e implementan en el DECS-200.

Las ganancias PID se pueden tomar de una tabla proporcionada en [Basler, 2009], se pueden obtener en el software de configuración del sistema con un programa hecho por Basler Electric o se pueden calcular para una respuesta personalizada como se hizo en este trabajo.

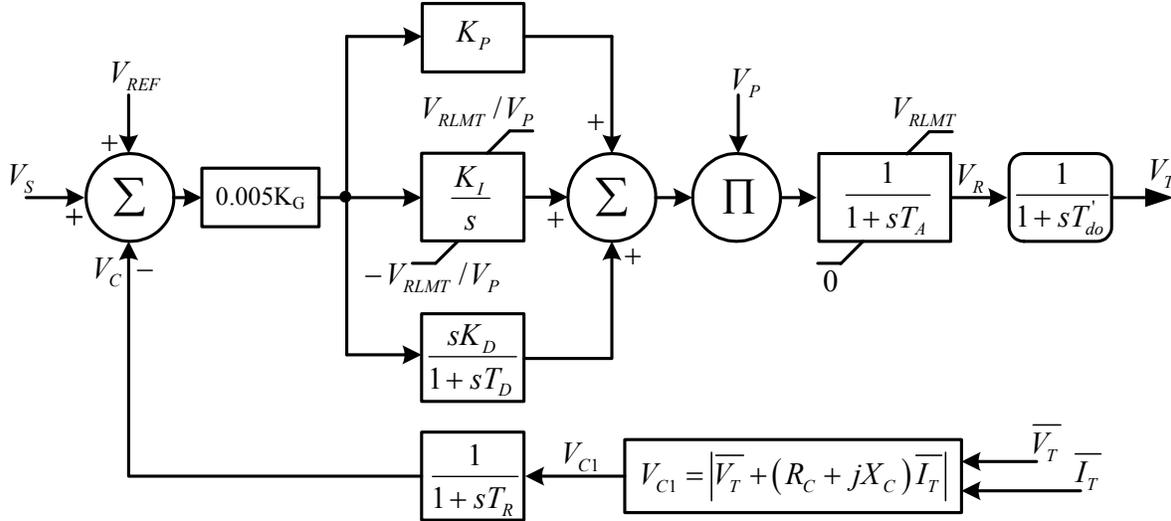


Figura 5.16 Diagrama de bloques en por unidad del sistema de control excitación Basler DECS-200 (Adaptado de [Basler, 2001]).

Los valores de la ganancia  $K_G$  del RAV se pueden ajustar de 0 a 1000 con incrementos de 0.1. Los valores de la ganancia proporcional  $K_P$  se pueden ajustar de 0 a 1000 con incrementos de 0.1. Los valores de la ganancia integral  $K_I$  se pueden ajustar de 0 a 1000 con incrementos de 0.1. Los valores de la ganancia derivativa  $K_D$  se pueden ajustar de 0 a 1000 con incrementos de 0.1, los valores típicos van de 0 a 10. El valor de la constante  $T_D$  se puede ajustar de 0 a 1 con incrementos de 0.01, los valores típicos van de 0.01 a 0.03 [Basler, 2009].

$V_P$  es la alimentación de voltaje del sistema de excitación en valor en pu,  $V_P = V_{P\_VOL} / E_{fd\_base}$ . Para alcanzar el voltaje apropiado de salida del DECS-200, se debe suministrar el voltaje que se especifica en la tabla 5.5 [Basler, 2009].

El valor típico para la constante de tiempo del regulador de voltaje  $T_A$  es cero. El límite forzado  $V_{RLMT}$  está relacionado con el voltaje de entrada  $V_{P\_VOL}$  y el voltaje nominal de campo sin carga de la siguiente manera [Basler, 2001]:

$$V_{RLMT} = 1.4 * \frac{V_{P\_VOL}}{E_{fd\_base}} \quad (5.3)$$

Para el caso de las micromáquinas síncronas el voltaje regulado  $V_R$  es el mismo que el de campo ya que no hay excitatriz, por lo tanto  $V_R = E_{fd}$ . Con la micro máquina de polos salientes en vacío se tiene un voltaje de campo de  $V_R = E_{fd\_base} = 1.83 V_{CD}$  con una corriente de 0.25 A<sub>CD</sub>. En la figura 5.17 se muestran los pulsos PWM a la salida del regulador con la máquina en vacío, se puede observar que la frecuencia de conmutación del PWM es de 500 Hz.

**Tabla 5.5 Alimentación del DECS-200 de acuerdo a la salida requerida.**

Salida continua del PWM	32 V <sub>CD</sub>	63 V <sub>CD</sub>	125 V <sub>CD</sub>
Salida continua de corriente	15 A <sub>CD</sub>	15 A <sub>CD</sub>	15 A <sub>CD</sub>
Alimentación nominal	60 V <sub>CA</sub>	120 V <sub>CA</sub>	240 V <sub>CA</sub>
Rango de operación	56-70 V <sub>CA</sub> ± 10%	100-139 V <sub>CA</sub> ± 10%	190-277 V <sub>CA</sub> ± 10%
Rango de frecuencia	50-500 Hz	50-500 Hz	50-500 Hz
Configuración	Monofásico o trifásico	Monofásico o trifásico	Monofásico o trifásico
Burden	780 VA	1570 VA	3070 VA
Salida forzada del PWM durante 10 segundos	50 V <sub>CD</sub>	100 V <sub>CD</sub>	200 V <sub>CD</sub>
Salida forzada de corriente durante 10 segundos	30 A <sub>CD</sub>	30 A <sub>CD</sub>	30 A <sub>CD</sub>

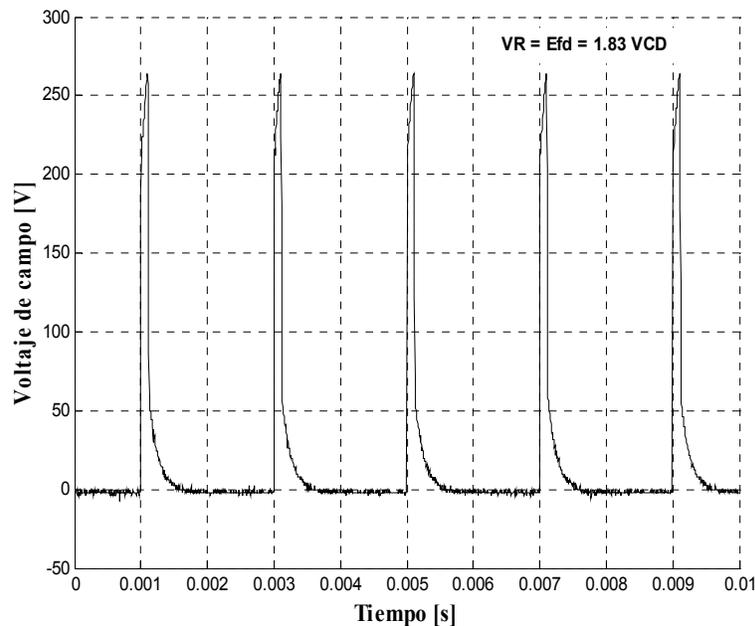


Figura 5.17 Pulsos PWM aplicados al voltaje de campo con la máquina en vacío.

El voltaje de techo (“*ceiling voltage*”) es el voltaje máximo que el sistema de excitación es capaz de suministrar en forma continua bajo condiciones definidas [IEEE, 2007]. El voltaje de techo de un sistema de excitación se puede especificar directamente [IEEE, 2004], alternativamente se puede considerar como una función de la respuesta nominal del sistema de excitación: con la máquina sin carga o con carga (suministrando la corriente de techo “*ceiling current*”) [IEEE, 1986]. Si la respuesta nominal se especifica por el usuario, entonces el fabricante selecciona el voltaje de techo apropiado. Para sistemas que obtienen su energía de una fuente de CA, se debe especificar el valor del voltaje y de corriente (si aplica) en por unidad de esta fuente [IEEE, 2004]. En este caso el sistema Basler DECS-200 se alimenta con un voltaje trifásico de 220 V<sub>CA</sub>, por lo tanto el voltaje de alimentación en pu es:

$$V_P = \frac{V_{P\_VOL}}{E_{EF\_BASE}} = \frac{220}{1.83} = 120.2 \quad [pu] \quad (5.4)$$

Y el voltaje máximo de salida del regulador es:

$$V_{RLMT} = 1.4 * \frac{V_{P\_VOL}}{E_{EF\_BASE}} = 1.4 * \frac{220}{1.83} = 168.3 \quad [pu] \quad (5.5)$$

Con los valores de las ecuaciones (5.4) y (5.5) se pueden determinar los límites de *saturación* (tipo *anti-windup*) de la señal de control del bloque integral de la figura 5.16 como se muestra en la figura 5.18. La salida integral se limita a las condiciones de la ecuación (5.6), con los valores de las condiciones (5.7).

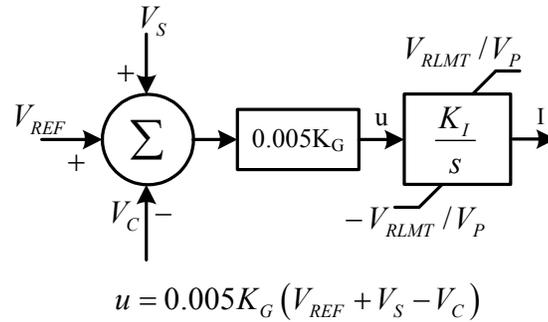


Figura 5.18 Límites de *saturación* del bloque integral del RAV Basler DECS 200.

$$\left. \begin{aligned} & \text{si } (-V_{RLMT} / V_P) < I < (V_{RLMT} / V_P) \Rightarrow \frac{dI}{dt} = uK_I \\ & \text{si } I \geq (V_{RLMT} / V_P) \text{ y } \frac{dI}{dt} > 0 \Rightarrow \text{hace } \frac{dI}{dt} = 0, I = V_{RLMT} / V_P \\ & \text{si } I \leq (-V_{RLMT} / V_P) \text{ y } \frac{dI}{dt} < 0 \Rightarrow \text{hace } \frac{dI}{dt} = 0, I = -V_{RLMT} / V_P \end{aligned} \right\} \quad (5.6)$$

$$\left. \begin{aligned} & \text{si } (-1.4) < I < (1.4) \Rightarrow \frac{dI}{dt} = uK_I \\ & \text{si } I \geq (1.4) \text{ y } \frac{dI}{dt} > 0 \Rightarrow \text{hace } \frac{dI}{dt} = 0, I = 1.4 \\ & \text{si } I \leq (-1.4) \text{ y } \frac{dI}{dt} < 0 \Rightarrow \text{hace } \frac{dI}{dt} = 0, I = -1.4 \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

Al llegar al bloque de la constante de tiempo del regulador se pueden dar dos casos, el primero es cuando se asigna un valor a la constante de tiempo  $T_A$ , en este caso la salida de voltaje  $V_R$  de la figura 5.19 esta sujeta a las condiciones (5.8) con los valores de las condiciones (5.9).

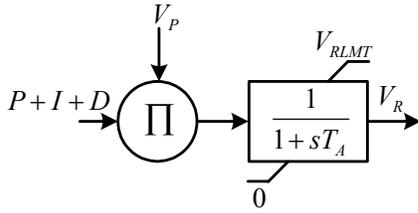


Figura 5.19 Límites de saturación en el cálculo del voltaje regulado con una constante  $T_A$  asignada.

$$\left. \begin{aligned} \text{si } 0 < V_R < V_{RLMT} &\Rightarrow \frac{dV_R}{dt} = \frac{(P+I+D)V_P - V_R}{T_A} \\ \text{si } V_R \geq V_{RLMT} \text{ y } \frac{dV_R}{dt} > 0 &\Rightarrow \text{hace } \frac{dV_R}{dt} = 0, V_R = V_{RLMT} \\ \text{si } V_R \leq 0 \text{ y } \frac{dV_R}{dt} < 0 &\Rightarrow \text{hace } \frac{dV_R}{dt} = 0, V_R = 0 \end{aligned} \right\} (5.8)$$

$$\left. \begin{aligned} \text{si } 0 < V_R < 168.3 &\Rightarrow \frac{dV_R}{dt} = \frac{(P+I+D)120.2 - V_R}{T_A} \\ \text{si } V_R \geq 168.3 \text{ y } \frac{dV_R}{dt} > 0 &\Rightarrow \text{hace } \frac{dV_R}{dt} = 0, V_R = 168.3 \\ \text{si } V_R \leq 0 \text{ y } \frac{dV_R}{dt} < 0 &\Rightarrow \text{hace } \frac{dV_R}{dt} = 0, V_R = 0 \end{aligned} \right\} (5.9)$$

En el segundo caso que es cuando con frecuencia la constante  $T_A$  tiene un valor igual a cero, la salida de voltaje  $V_R$  de la figura 5.20 esta sujeta a las condiciones (5.10) con los valores de las condiciones (5.11).

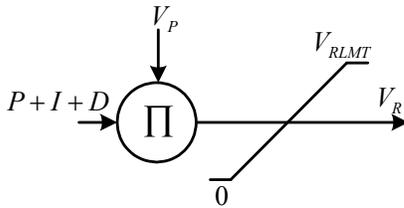


Figura 5.20 Límites de saturación (tipo *windup*) en el cálculo del voltaje regulado con una constante  $T_A$  igual a cero.

$$\left. \begin{aligned} \text{si } 0 < V_R < V_{RLMT} &\Rightarrow V_R = (P+I+D)V_P \\ \text{si } V_R \geq V_{RLMT} &\Rightarrow V_R = V_{RLMT} \\ \text{si } V_R \leq 0 &\Rightarrow V_R = 0 \end{aligned} \right\} (5.10)$$

$$\left. \begin{aligned} \text{si } 0 < V_R < 168.3 &\Rightarrow V_R = (P+I+D)120.2 \\ \text{si } V_R \geq 168.3 &\Rightarrow V_R = 168.3 \\ \text{si } V_R \leq 0 &\Rightarrow V_R = 0 \end{aligned} \right\} (5.11)$$

Una vez que se han definido los límites de saturación del RAV, se deben elegir las ganancias del algoritmo PID del RAV Basler DECS-200. En este trabajo se emplea como controlador PI con una ganancia  $K_G=200$  y una constante de tiempo  $T_A=0$ . La función de transferencia de un controlador PI tiene la siguiente forma:

$$G(s)_{PI} = \left[ K_P + \frac{K_I}{s} \right] \quad (5.12)$$

En este método de calcular las ganancias PI basado en [Mohan, 2003], se toma en cuenta que la retroalimentación es unitaria, haciendo esta consideración se tiene el diagrama de bloques de la figura 5.21.

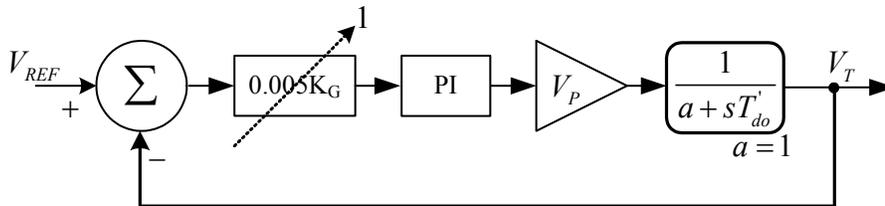


Figura 5.21 Simplificación del diagrama de bloques del sistema de excitación para el cálculo de las constantes PI.

La función de transferencia en lazo abierto del diagrama de la figura 5.21 es:

$$G(s)_{LA} = \left[ K_P + \frac{K_I}{s} \right] V_P \left[ \frac{1}{1 + sT'_{do}} \right] \quad (5.13)$$

Las características de respuesta a la frecuencia en lazo abierto son útiles en la determinación de las ganancias y márgenes de fase, ambos términos son indicativos de la estabilidad relativa. La estabilidad relativa de un sistema de control en lazo abierto se puede determinar con diagramas de Bode de la función de transferencia en lazo abierto [IEEE, 1990].

La función de transferencia (5.13) se puede reescribir de tal manera que se pueda observar una característica importante al usar el RAV como controlador PI, y evaluando en el dominio de la frecuencia se tiene:

$$G(s)_{LA} = K_I V_P \frac{(K_P / K_I) s + 1}{s [sT'_{do} + 1]} \Big|_{s=j\omega} \quad (5.14)$$

Las ganancias del controlador se pueden escoger de tal manera que se puede igualar el polo de la máquina ( $-1/T'_{do}$ ) con el cero del controlador ( $-K_I/K_P$ ), a este método se le conoce como *cancelación polo-cero*, las ganancias proporcional e integral cumplen entonces con la siguiente igualdad:

$$-\frac{K_I}{K_P} = -\frac{1}{T'_{do}} \Rightarrow K_P = K_I T'_{do} \quad (5.15)$$

Sustituyendo la igualdad (5.15) en la función de transferencia (5.14), se hace la cancelación, obteniendo la función de transferencia (5.16), la cual presenta las características de respuesta a la frecuencia mostrada en el diagrama de Bode de la figura 5.22. El margen de fase será de  $90^\circ$  a una frecuencia de cruce que depende de las ganancias  $K_I$  y  $V_P$ .

En general, se recomienda un margen de fase de  $40^\circ$  o más para la mayoría de los sistemas de control [IEEE, 1990].

$$G(s)_{LA} = \frac{K_I V_P}{s} \Big|_{s=j\omega} \quad (5.16)$$

Se selecciona una frecuencia de cruce  $f_c (= \omega_c / 2\pi)$  en lazo abierto de un orden menor de magnitud a la frecuencia de conmutación del convertidor, de esta forma se evita la interferencia en el controlador generada por el ruido de la conmutación en el convertidor [Mohan, 2003].

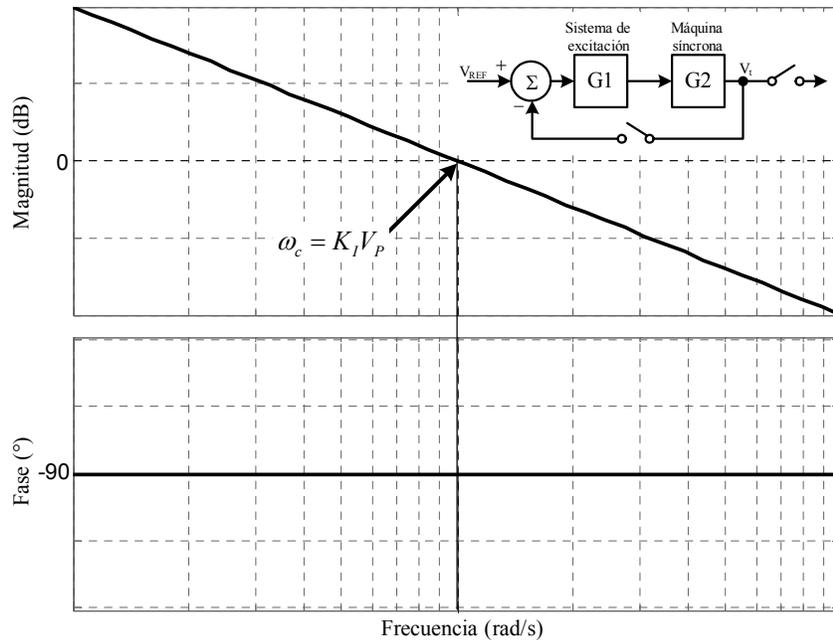


Figura 5.22 Diagrama de Bode de la función de transferencia (5.16).

En este caso la frecuencia de conmutación del PWM del Basler DECS-200 es de 500 Hz, de manera que la frecuencia de cruce se elige:

$$\omega_c = 2\pi f_c = 2\pi(50) = 314.16 \left[ \frac{rad}{s} \right] \quad (5.17)$$

La constante  $K_I$  es:

$$K_I = \frac{\omega_c}{V_p} = \frac{314.16}{120.2} = 2.6 \quad (5.18)$$

Para calcular la constante  $K_P$  con la ecuación (5.15), primeramente se debe conocer la constante  $T'_{do}$  la cual se calcula con la ecuación (5.19) [Kundur, 1994], tomando los datos necesarios de la tabla 5.6 [Juárez et al., 2009], para la máquina de polos salientes se tiene:

$$T'_{do} = X_d \left[ \frac{T'_d}{X'_d} \right] = 5.1410 \left[ \frac{0.2716}{0.5939} \right] = 2.3510 pu \quad (5.19)$$

**Tabla 5.6 Parámetros de la máquina a tensión reducida con el criterio IEC [Juárez et al., 2009].**

Parámetro [pu]	Fase A	Fase B	Fase C	Promedio	Envolvente promedio
<b>Máquina de polos salientes</b>					
$X_d$	5.4900	4.6530	5.2800	5.1410	---
$X'_d$	0.8430	0.4682	0.4704	0.5939	0.8124
$T'_d$	0.2932	0.2208	0.3008	0.2716	0.2882
<b>Máquina de polos lisos</b>					
$X_d$	3.5880	3.3570	3.7482	3.5644	---
$X'_d$	0.9387	0.8232	0.5828	0.7816	1.0010
$T'_d$	0.1978	0.1835	0.2074	0.1962	0.2074

La constante  $K_P$  con  $T'_{do} = 2.3510$  para la micromáquina de polos salientes es:

$$K_P = K_I T'_{do} = 2.6(2.3510) = 6.11 \quad (5.20)$$

En el compensador de reactivos en este caso no hace compensación por carga resistiva ( $R_C=0$ ), una vez que se ha asignado el porcentaje de compensación reactiva, la reactancia de compensación en pu es  $X_C=0.01*(\% \text{ de compensación})$ , el rango de porcentaje disponible es de 0-20. El valor de la constante de tiempo del transductor es de 5 ms [Basler, 2001].

Reuniendo los datos proporcionados por del fabricante [Basler, 2001] y reuniendo los parámetros obtenidos en esta seccion se tienen los siguientes datos del sistema de excitación Basler DECS 200 empleado en la micromáquina síncrona de polos salientes:

$$\begin{array}{llll} T_R = 0.005 & K_P = 6.11 & K_D = 0 & V_P = 120.2 \\ K_G = 200 & K_I = 2.6 & T_D = 0 & T'_{do} = 2.351 \end{array}$$

### 5.4.2 Circuito de prueba para la micromáquina síncrona de polos salientes

El circuito de prueba empleado en las micromáquina síncrona de polos salientes para obtener la respuesta ante el arranque y paro de un motor de inducción se muestra en la figura 5.23.

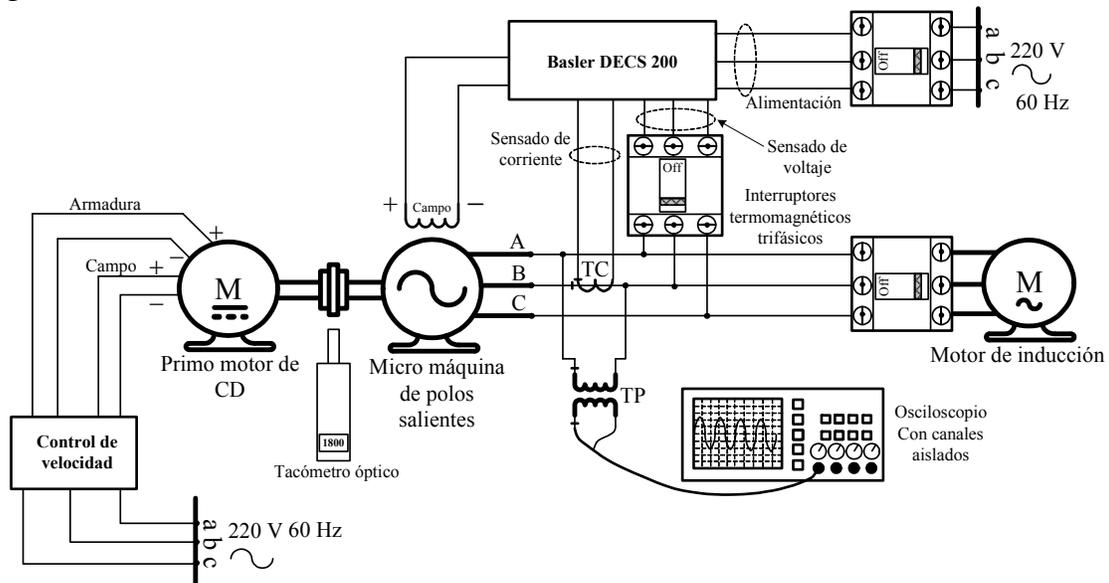


Figura 5.23 Circuito de prueba para el arranque y paro del motor de inducción.

Debido a que las micromáquinas no alcanzan un voltaje remanente mayor o igual a  $8 V_{CA}$ , el DECS-200 se alimenta con una fuente externa. Para poder hacer el registro del comportamiento del voltaje en terminales se empleó un transformador de potencial conectado entre línea, debido a que el osciloscopio no puede medir  $220 V_{CA}$  directamente.

### 5.4.3 Validación experimental de los ajustes del RAV de la micromáquina síncrona de polos salientes

En la figura 5.24 se muestra el comportamiento del valor RMS del voltaje en terminales ante un incremento de escalón de 10% (máximo permitido por el Basler DECS 200) sobre la referencia de control. El comportamiento del valor RMS experimental y su valor filtrado, son calculados con el registro tomado por el osciloscopio a través del circuito de la figura 5.26, el comportamiento del valor teórico es el obtenido en simulación con las ganancias calculadas y empleando el diagrama en *Simulink* de MatLab® de la figura 5.27.

En la figura 5.25 se muestra el registro de los valores instantáneos tomados por el osciloscopio durante la prueba de arranque y paro del motor de inducción y su valor RMS calculado a partir del registro.

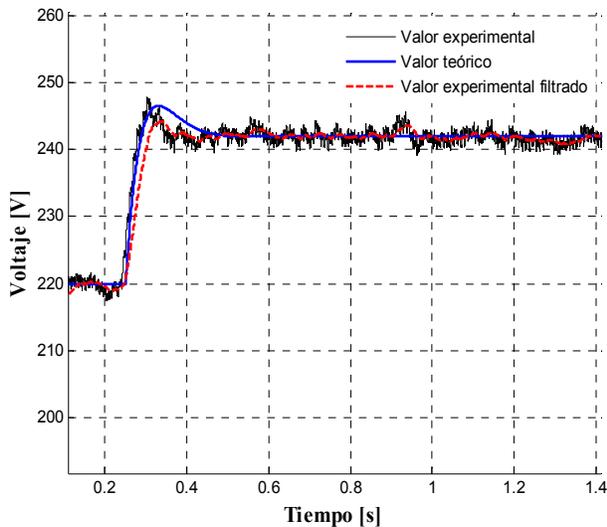


Figura 5.24 Comportamiento del voltaje en terminales ante un incremento de escalón de 10%.

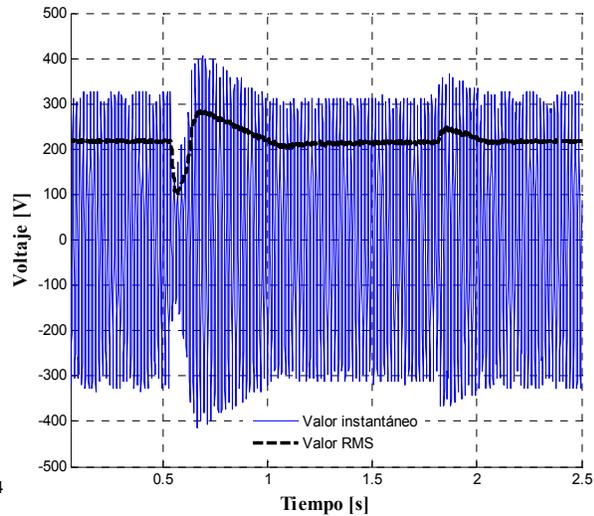


Figura 5.25 Registro del arranque y paro del motor de inducción y su valor RMS.

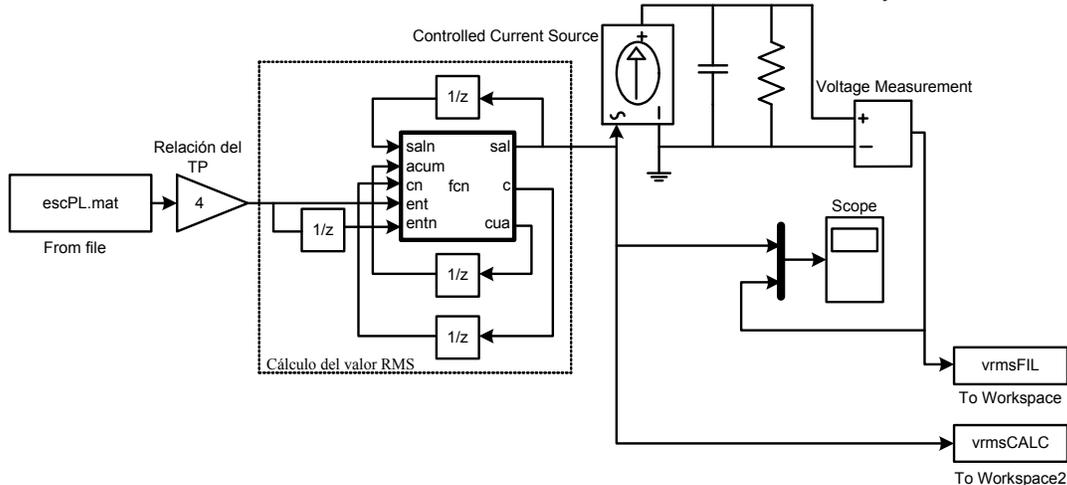


Figura 5.26 Circuito elaborado en Simulink de MatLab® para calcular y filtrar el valor RMS del registro tomado con el osciloscopio.

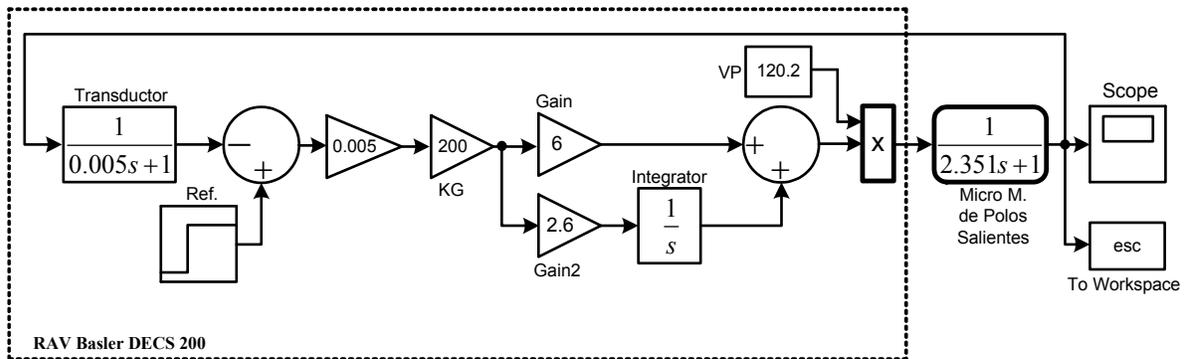


Figura 5.27 Diagrama de simulación hecho en *Simulink* de MatLab®.

De la gráfica del valor RMS se estima una recuperación del voltaje en terminales es de 0.7s ante el arranque y de 0.4s en el paro del motor de inducción Baldor que se empleó en esta validación experimental (Figura 5.9).

## 5.5 RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA APLICACIÓN DEL COMPENSADOR DE REACTIVOS

Una vez que se tienen sintonizados correctamente los RAV's de ambas máquinas de polos salientes y se ha validado su desempeño con simulación teórica y experimental, ya se pueden interconectar como se muestra en las figuras 5.28 y 5.29.

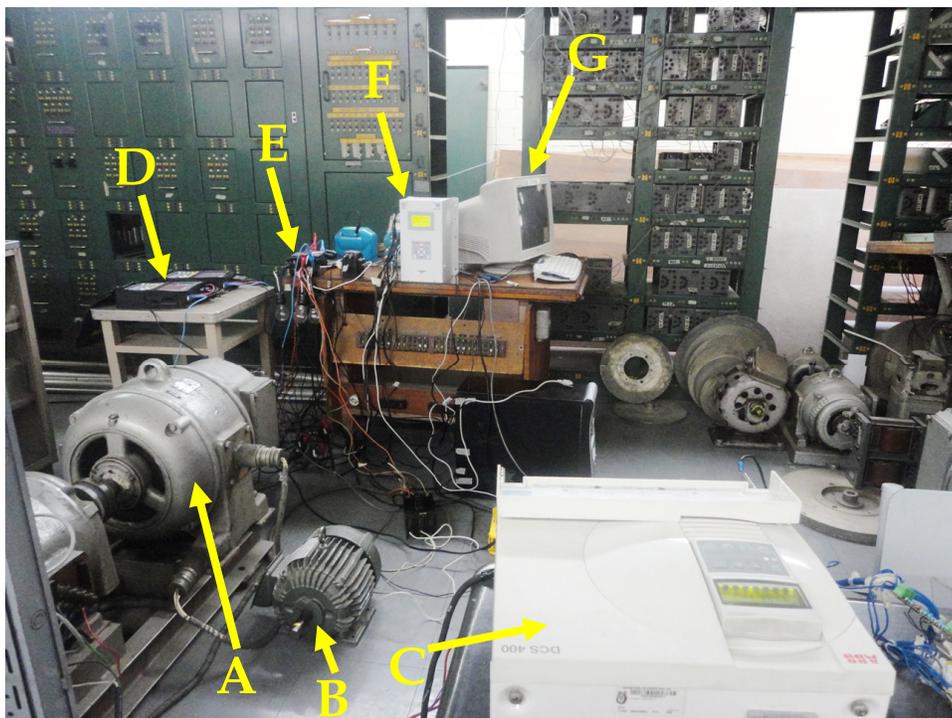


Figura 5.28 Sistema de prueba para las simulaciones experimentales de los compensador de reactivos. A) Micromáquina síncrona de polos salientes. B) Motor de inducción IEM. C) Control de velocidad de la micromáquina. D) Medidores de potencia. E) Circuito de sincronización. F) Control de excitación Basler 200. G) Computadora Digital. La máquina educacional se encuentra en una sala diferente y se sincronizó con la micromáquina por medio de un cable trifásico de 40 m (Ver la fig. 5.29).

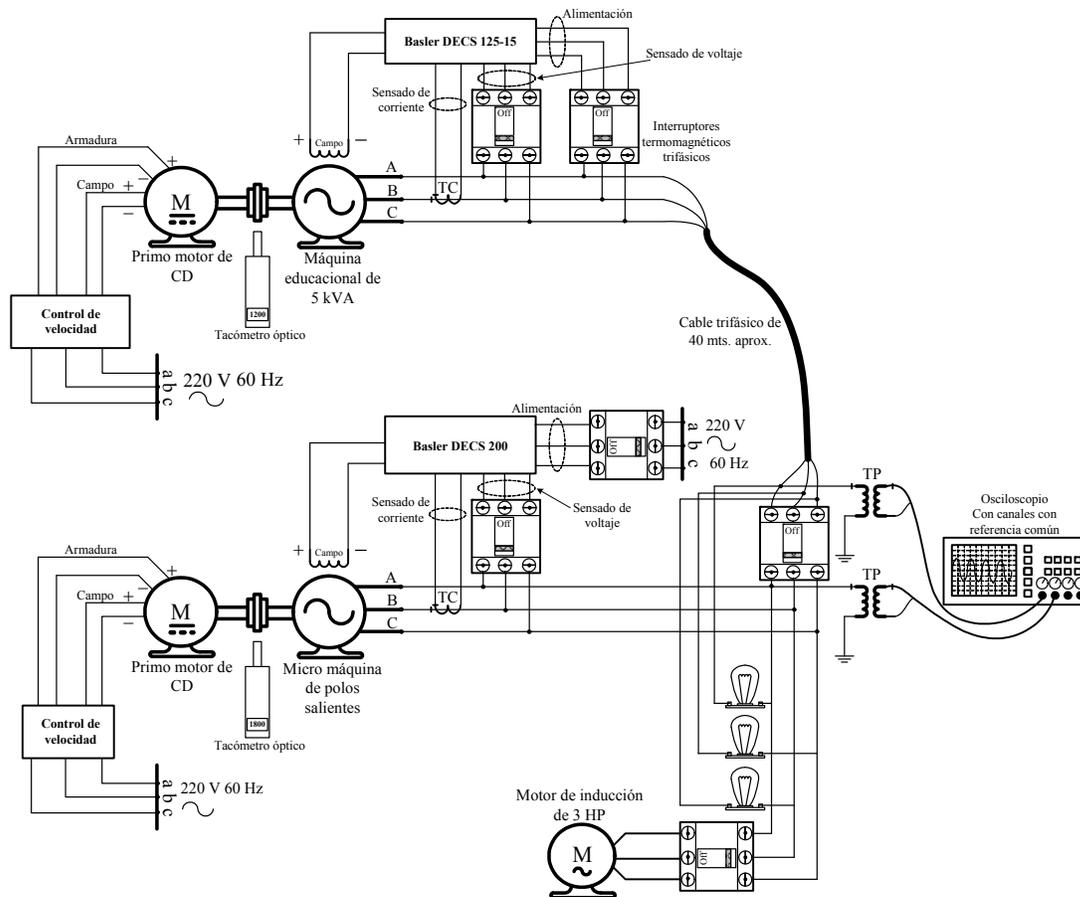


Figura 5.29 Diagrama esquemático de la interconexión de la máquina educacional con la micromáquina de polos salientes.

En la figura 5.28 se muestran las conexiones para formar el sistema de prueba de laboratorio con sus controles y elementos necesarios para interconectarlas correctamente y efectuar las pruebas experimentales para mostrar la solución al problema de las corrientes circulantes y la distribución de la potencia reactiva entre generadores conectados en paralelo.

El sistema de prueba consta de dos máquinas de polos salientes con sus controles de excitación y velocidad, las cuales se interconectan en forma aislada a través de un interruptor termomagnético trifásico y un cable de aproximadamente 40 metros que va del área de la máquina educacional al área de la microrred, como se muestra en el diagrama de conexiones de la figura 5.29. El sistema de prueba experimental es un sistema aislado, y se decidió hacerlo de esta forma por las razones siguientes:

- Las máquinas son de diferente capacidad y empleando un sistema aislado se acerca a la condición de operación de un sistema industrial en donde los generadores se conectan al mismo nodo para auto abastecer su carga.
- Por alguna razón el voltaje en el nodo infinito esta variante, de manera que al conectar las máquinas al nodo infinito se tienen variaciones en la conexión en paralelo y las mediciones presentan muchas variaciones.

- Debido a que las máquinas son de muy poca capacidad, en forma aislada se puede apreciar mejor los cambios en la potencia reactiva de cada generador.

Los controles de velocidad de los primomotores de cada máquina están ajustados para seguir una referencia de 60 Hz. Los reguladores automáticos de voltaje están ajustados para seguir una referencia de 220 V en las terminales y con la aplicación de la compensación de reactivos se controla la distribución de la potencia reactiva de cada generador.

En la ausencia de un dispositivo de verificación de sincronización y de un módulo de sincronización automática, la interconexión de las máquinas se hizo empleando un osciloscopio y tres lámparas conectadas al método de una lámpara al apagado y dos al encendido, para verificar adicionalmente al osciloscopio las condiciones correctas para una sincronización manual. La sincronización de las máquinas se hace en vacío con el interruptor del motor abierto. En el Apéndice A se presentan los métodos de sincronización.

En la figura 5.30 se muestra una imagen en donde se observa que las máquinas ya están sincronizadas, se observa que hay un par de lámparas apagadas y dos pares encendidas con toda su intensidad, también se observa que con el osciloscopio se verifica que las ondas senoidales correspondientes de cada máquina estén en fase.



Figura 5.30 Circuito de sincronización de las máquinas.

El sistema de prueba experimental de la figura 5.31 es igual al que se presentó en la sección § 2.3 para analizar el problema de la distribución de la potencia reactiva y las corrientes circulantes. Al tener dos máquinas conectadas en forma aislada suministrando potencia a la carga se asemeja a la condición que se da en un sistema industrial o un sistema de potencia aislado.

Con la sincronización de las máquinas se efectuaron tres casos con la interconexión en vacío y tres casos con la interconexión con carga con el motor de inducción en vacío. Los casos que se realizaron en vacío fueron con la intención de mostrar que las corrientes circulantes en este tipo de conexiones aparecen por diferencias en los

voltajes generados y se pueden controlar con el compensador de reactivos, los casos realizados se muestran a la derecha de la figura 5.31, y en las tablas 5.7 y 5.8.

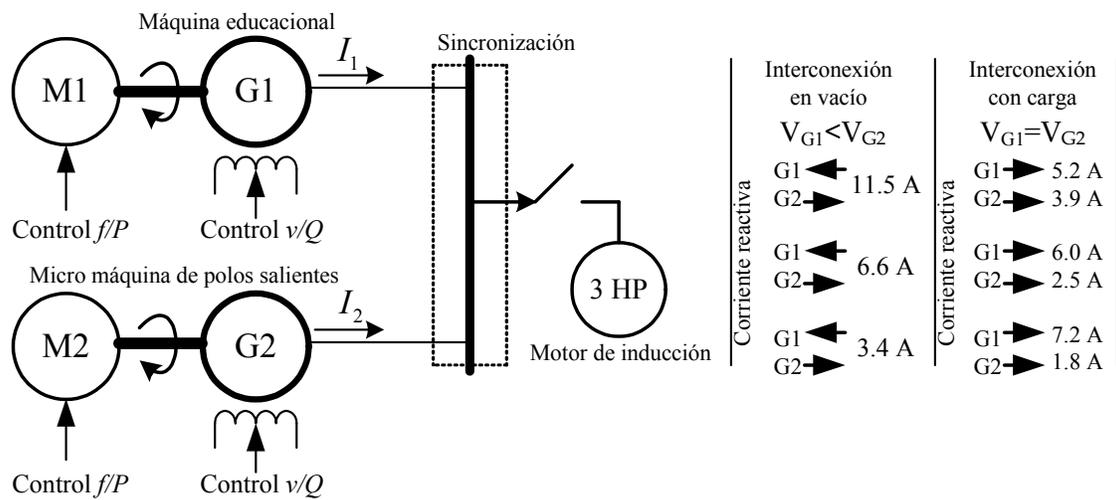


Figura 5.31 Diagrama del sistema de prueba experimental para los casos en vacío y con carga.

La corriente base en la máquina educacional es su corriente nominal de línea que son 13.5 A y en la micro máquina de polos salientes es 11.8 A.

**Tabla 5.7 Casos de simulación experimental con la interconexión en vacío.**

Máquina	Voltaje en terminales [V]	Voltaje en terminales [pu]	Reactancia de compensación $X_c$ [%]	Corriente [A]	Corriente [pu]
Educativa [G1]	Caso 1	220	1.0	-11.5	-0.851
	Caso 2	220	1.0	-6.6*	-0.488
	Caso 3	220	1.0	-3.4	-0.251
Polos salientes [G2]	Caso 1	231	1.05	+11.5	+0.974
	Caso 2	231	1.05	+6.6	+0.559
	Caso 3	231	1.05	+3.4	+0.288

\*En la figura 5.38 se muestra esta medición de corriente.

**Tabla 5.8 Casos de simulación experimental con la interconexión con carga.**

Máquina	Voltaje en terminales [V]	Voltaje en terminales [pu]	Reactancia de compensación $X_c$ [%]	Corriente [A]	Corriente [pu]
Educativa [G1]	Caso 1	220	1.0	5.2*	0.385
	Caso 2	220	1.0	6.0	0.434
	Caso 3	220	1.0	7.2	0.533
Polos salientes [G2]	Caso 1	220	1.0	3.9	0.330
	Caso 2	220	1.0	2.5	0.211
	Caso 3	220	1.0	1.8	0.152

\* En la figura 5.39 se muestra esta medición de corriente.

En las figuras 5.32 a 5.37 se presentan las pendientes características y los voltajes de operación de las dos máquinas para cada uno de los casos. Los cambios del voltaje en terminales están evaluados con respecto a la corriente de armadura a la base

correspondiente de cada máquina. Aunque en los capítulos anteriores los cambios en el voltaje en terminales se han tratado con respecto a la variación de la potencia reactiva, también es posible ver la variación del voltaje en terminales con respecto a la corriente como se menciona en [CIGRE, 2007, Hase, 2007].

Con la interconexión con las máquinas en vacío se realizaron 3 casos. El primer caso que se muestra en la figura 5.32, fue crear una circulación de corriente causada por una diferencia de voltajes de generación, en donde la micromáquina de polos salientes opera 5 % arriba del voltaje nominal. Para evitar que se produjera una corriente circulante muy grande, se asignó una compensación reactiva de 3% en ambas máquinas. La intención del caso 1 es mostrar que con las máquinas en vacío, una pequeña diferencia en los voltajes de operación provoca una corriente circulante (este problema también se puede dar cuando se tiene poca carga), la cual es grande si la impedancia que une las máquinas es mínima, como lo es en este caso y en el caso de las plantas en donde se conectan los generadores para compartir un mismo transformador elevador.

En el caso 2 se creó una circulación de corriente con la misma diferencia en los voltajes generados, pero con una compensación reactiva de 6% para la micromáquina de polos salientes, como se muestra en las pendientes de compensación de la figura 5.33. La intención del caso 2 es mostrar que con el aumento de la compensación en la máquina con mayor voltaje, se reduce el efecto de la corriente circulante.

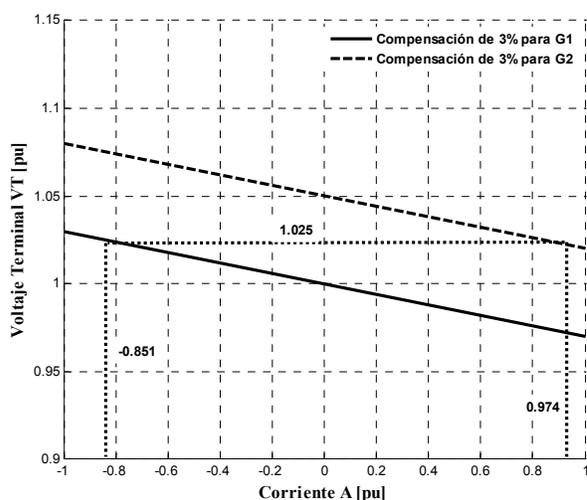


Figura 5.32 Caso 1 de la interconexión en vacío.

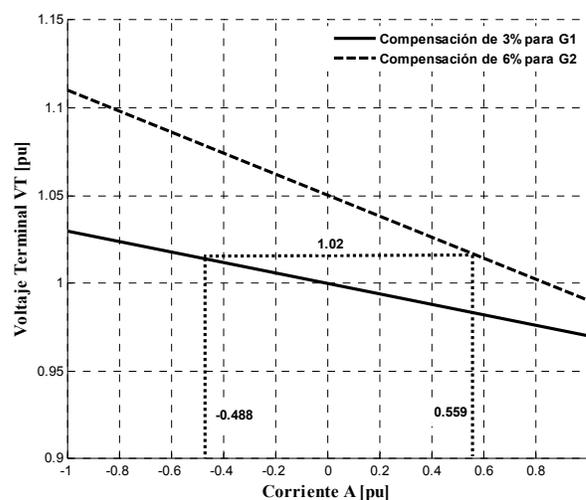


Figura 5.33 Caso 2 de la interconexión en vacío.

En el caso 3 de la interconexión de las máquinas en vacío, se aumentó a 15% la compensación en la micromáquina de polos salientes, que es la máquina que opera con mayor voltaje, y las pendientes de compensación se muestran en la figura 5.34. Con los casos 2 y 3 se puede confirmar que a medida que se produce una diferencia entre los voltajes de los generadores, cuando la reactancia que las une es pequeña, el problema de la circulación de corriente se agrava, y a medida que se aumenta la compensación en la máquina que opera con voltaje mayor, el problema se va

corrigiendo. Entonces el problema de corrientes circulantes es un problema de voltajes y reactancias entre la unión de los generadores, el cual es más grave en conexiones con transformador elevador común.

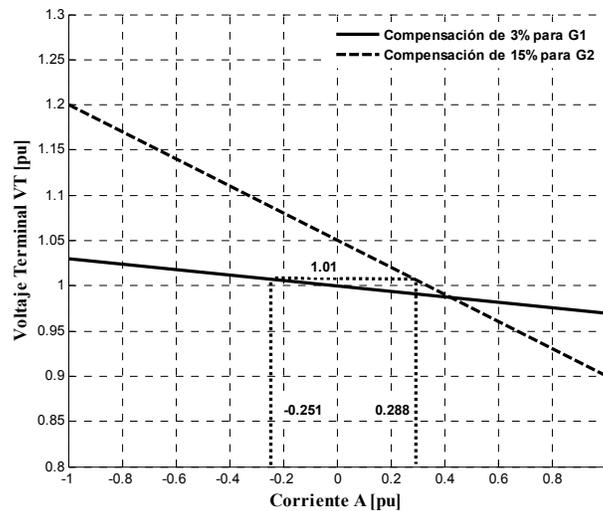


Figura 5.34 Caso 3 de la interconexión en vacío.

Con la interconexión de las máquinas con carga se hicieron tres casos. La distribución de potencia que se muestra en los siguientes casos, es efectivamente reactiva, ya que al conectar el motor en vacío, su demanda consiste únicamente en corriente reactiva.

El caso 1 consistió en operar las máquinas al mismo voltaje y con la misma compensación reactiva, como se muestra en la figura 5.35. El propósito de este caso es mostrar que los generadores aportan la misma cantidad de potencia reactiva cuando tienen la misma compensación, sin embargo en la figura 5.35 se muestra que hay una diferencia de aportación de corriente de 0.05 pu, y esto se debe a que la máquina educacional tiene un ligero desbalance de 2 volts arriba en su voltaje de generación, por lo que también aporta ligeramente más corriente para una condición con mismos voltajes de referencia y misma compensación reactiva.

El caso 2 que se realizó, es una condición en donde los generadores operan al mismo voltaje pero con diferentes reactancias de compensación, como se muestra en la figura 5.36. La intención de este caso es mostrar que cuando se asignan diferentes reactancias de compensación, el generador con menor reactancia de compensación aporta mayor cantidad de corriente, y el generador con mayor reactancia de compensación aporta menos cantidad de corriente, tal y como se abordó en teoría en los capítulos 3 y 4.

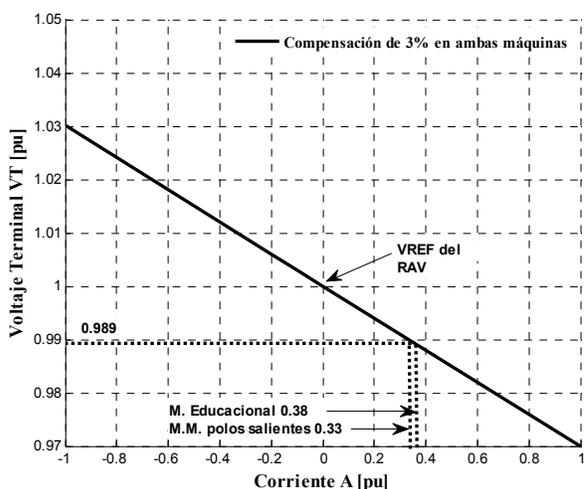


Figura 5.35 Caso 1 de la interconexión con carga.

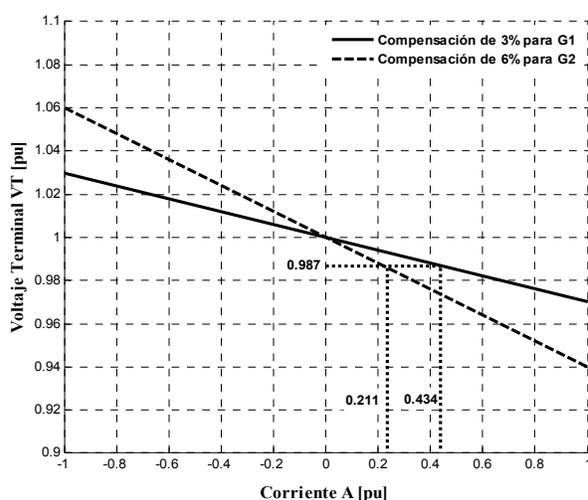


Figura 5.36 Caso 2 de la interconexión con carga.

El caso 3 que se presenta de la interconexión de las máquinas con carga. Es una condición de operación en donde se ha aumentado a 12% la compensación reactiva en la micromáquina de polos salientes, como se muestra en las pendientes de compensación de la figura 5.37. El propósito de este caso es mostrar que entre mayor es la compensación asignada a un generador, su aportación de potencia reactiva es menor, de manera que también se debe cuidar que en una conexión directa a la carga como en este caso y en una conexión de generadores con transformador elevador común, la compensación no sea excesiva por que se afecta importantemente la distribución reactiva, y el sistema presenta menor soporte de voltaje ante disturbios que demandan un buen desempeño de las plantas de generación, como lo es una falla trifásica.

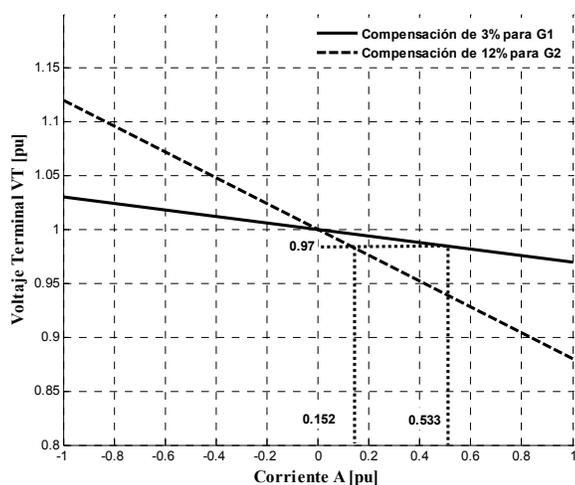


Figura 5.37 Caso 3 de la interconexión con carga.

Las figuras 5.38 y 5.39 muestran las mediciones realizadas a la máquina educativa en los casos 2 en vacío y 1 con carga, respectivamente.

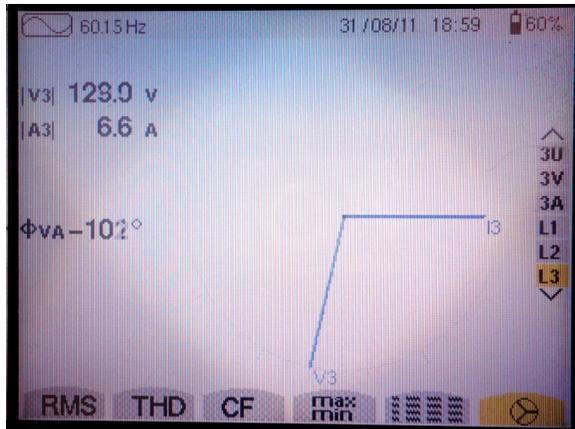


Figura 5.38 Medición de voltaje y corriente en la máquina educacional en el caso 2 de la interconexión en vacío.

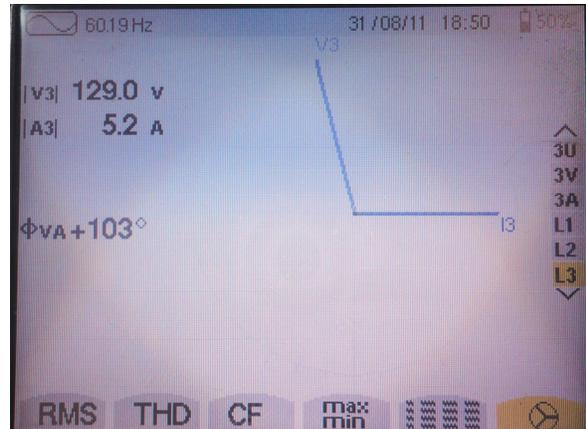


Figura 5.39 Medición de voltaje y corriente en la máquina educacional en el caso 1 de la interconexión con carga.

## 5.6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En todos los casos la máquina educacional se tomó como máquina de referencia, con un voltaje de referencia de 220 V y con una reactancia de compensación igual a 3%. Esto con la finalidad de apreciar más claramente el efecto que implica tener una máquina con voltaje mayor o menor a la otra, y una máquina con mayor o menor compensación reactiva que otra.

*Con la interconexión en vacío*

En el primer caso la micromáquina de polos salientes está 5% arriba del voltaje nominal sobre la máquina educacional, y ambas tienen 3% de compensación. Esto causa que circule una corriente reactiva de 11.5 A. En el segundo caso las condiciones de voltaje se mantienen iguales, pero ahora se ha asignado una reactancia de compensación de 6% en la micromáquina; con esto la corriente circulante se reduce a 6.6 A. Esto indica que la compensación debe ser mayor para disminuir o eliminar la corriente circulante. En el tercer caso se incrementa a 12% la reactancia de compensación en la micromáquina, con esto la corriente circulante disminuye a 3.4 A. Con esto se puede comprobar que la corriente circulante que se produce depende de la cantidad de desigualdad de voltaje en terminales. Si la diferencia de voltaje en terminales entre las máquinas permanece constante, se debe incrementar la reactancia de compensación (hasta donde lo permita el compensador) con la finalidad de disminuir o eliminar la corriente circulante. También se puede observar que no importa que se tengan máquinas de diferente capacidad, la corriente circulante siempre fluirá de la máquina con mayor voltaje a la máquina con menor voltaje, sin importar cual sea de mayor capacidad.

*Con la interconexión con carga con el motor de inducción*

En el primer caso las dos máquinas tienen asignado el mismo voltaje de operación. Al arrancar el motor, la máquina educacional toma ligeramente mayor cantidad de la corriente que demanda el motor, y esto se debe a que la máquina educacional genera 2 V arriba de su referencia de operación. Esto es suficiente para que aporte 1.3 A más al motor que la micromáquina. En el segundo caso se ha asignado una reactancia de compensación de 6% a la micromáquina, con lo que se produce una aportación desbalanceada de corriente, y esto se debe a que una máquina con mayor pendiente de compensación aporta menos corriente, de manera que la micromáquina aporta 2.5 A y la máquina educacional, al tener menos compensación (3%), aporta 6 A. En el tercer caso se incrementa a 12% la reactancia de compensación en la micromáquina y su aportación de corriente de esta máquina es todavía menor, aportando únicamente 1.8 A, mientras la máquina educacional aporta 7.2 A.

Con estas simulaciones se reafirma el análisis de resultados en el Capítulo 3, en donde se dijo que para permitir a una máquina aportar más potencia reactiva, es más conveniente variar las reactancias de compensación, que variar los voltajes de operación, ya que esto puede causar que se produzcan las corrientes circulantes.

Los resultados del presente capítulo muestran la importancia del simulador experimental de sistemas de potencia en el estudio de condiciones de operación especiales de los sistemas de potencia, además de permitir aplicar de manera práctica las soluciones encontradas en los estudios de simulación digital.



# CAPÍTULO 6:

## CONCLUSIONES

### 6.1 CONCLUSIONES

Este trabajo cumplió con el objetivo que se formuló inicialmente, debido a que se describió el problema de la potencia reactiva circulante entre máquinas síncronas en paralelo, se determinaron sus causas y los métodos de solución.

El método principal de solución analizado en este trabajo es la utilización del compensador de reactivos, y se describió la manera en la que el ajuste de este dispositivo de control debe ser determinado utilizando estudios de flujos de potencia y simulaciones en el tiempo. De esta manera se presentaron los modelos adecuados del compensador de reactivos para ambos tipos de estudios, incluyendo el del compensador de corriente cruzada para estudios de simulación en el tiempo.

El estudio de este importante problema incluyó además la realización de una validación empleando las máquinas del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, en la cual se interconectaron las máquinas y se ajustaron los controles para provocar o eliminar las corrientes circulantes utilizando los compensadores de reactivos de los sistemas de control de excitación comerciales disponibles en el laboratorio.

A partir de los resultados de estos diferentes tipos de estudio se pueden obtener las siguientes conclusiones fundamentales:

- Las corrientes reactivas circulantes aparecen principalmente en generadores conectados en paralelo al mismo nodo por medio de reactancias muy pequeñas. La ocurrencia de este fenómeno se incrementa si las máquinas tienen características diferentes, como pueden ser capacidades y sistemas de control de excitación diferentes. También se puede dar el caso de que pequeñas variaciones en los voltajes generados por las unidades causen este problema.

- En general la condición de conectar dos máquinas directamente al mismo nodo se da en algunas ocasiones desde el diseño de la planta, aunque en otras se puede dar esta conexión después de alguna maniobra de emergencia. Esta condición, que se llega a tener en algunas plantas de generación grandes, es más común en sistemas industriales que cuentan con generación propia para abastecer parte o la totalidad de su carga y en plantas de emergencia.
- Con la aplicación del compensador de reactivos se puede controlar en forma correcta la aportación de potencia reactiva de los generadores de una planta, de acuerdo a la conexión que se tenga con el sistema de potencia. El compensador de reactivos puede mover el punto de regulación de voltaje desde las terminales del generador a un punto interno de la máquina (compensación reactiva) o a un punto externo a la planta (compensación reactiva de caída de línea).
- La aplicación del compensador de reactivos se hace principalmente en plantas en donde los generadores se conectan directamente al mismo nodo, de manera que no se produce una reactancia suficiente para controlar efectivamente la distribución reactiva. Se debe tener cuidado en la cantidad de compensación que se aplica debido a que una compensación excesiva puede resultar en un soporte reactivo y de voltaje pobre ante algún disturbio.
- En sistemas en donde los generadores se conectan directamente al mismo nodo, es más conveniente hacer la distribución de potencia reactiva por medio del compensador de reactivos que hacerlo variando los voltajes generados, ya que esto puede provocar la aparición de corrientes circulantes entre los generadores de la planta. Sin embargo si el sistema de excitación no cuenta con la disposición del compensador de reactivos, la distribución de potencia reactiva se tendrá que hacer variando los voltajes generados, teniendo en cuenta que se pueden provocar las corrientes circulantes.
- La aplicación del compensador de reactivos de caída de línea se realiza en conexiones de los generadores que presentan una reactancia excesiva entre cada generador y el punto de conexión en paralelo con los demás generadores de la planta. Esta reactancia normalmente se debe al transformador elevador. Se debe tener cuidado en la cantidad de compensación que se aplica, debido a que una compensación excesiva puede resultar en una distribución reactiva ineficiente o una sobre excitación de los generadores.
- La aplicación de la compensación diferencial reactiva se hace principalmente en sistemas de control de excitación digitales que cuentan con esta opción. Con su aplicación se puede hacer una distribución reactiva correcta, además de que se obtienen mejoras en la estabilidad del sistema, ya que los generadores se unen ante los disturbios del sistema.

- Los simuladores experimentales a escala de sistemas de potencia son de mucha importancia ya que permiten reproducir fenómenos o condiciones que se presentan en sistemas reales, en estos simuladores se pueden validar experimentalmente las metodologías o soluciones que se proponen en teoría para sistemas reales. En este caso se validó la aplicación de una de las técnicas disponibles para sintonizar el RAV del sistema del sistema de control de excitación y la aplicación de la compensación reactiva en micro máquinas síncronas de laboratorio.

## 6.2 APORTACIONES

Las aportaciones del presente trabajo se pueden resumir de la siguiente manera:

- Se presentan detalladamente los conceptos básicos de funcionamiento y ajuste del compensador de reactivos del sistema de control de excitación del generador síncrono. Se considera una aportación debido a que este tipo de información es difícil de obtener en un solo documento.
- Se presentan los modelos necesarios para analizar y ajustar el compensador de reactivos, tanto en su modo de operación de estatismo de reactivos como en el modo de compensación de reactivos de caída de línea, empleando el estudio de flujos de potencia.
- Se agregó al programa TRANSTAB [TRANSTAB, 1996] la posibilidad de simular el compensador de reactivos básico y el compensador en corriente cruzada. También se incluyó la posibilidad de hacer un escalón de carga en un nodo del sistema.
- En la comparación de los resultados obtenidos en la aplicación del compensador de reactivos en un estudio de flujos de potencia con un estudio de simulación en el tiempo, se encontró que es más adecuado representar al compensador de reactivos básico como parte de la red, en vez de emplear el modelo de bloques propuesto por el IEEE al analizar sistemas con problemas de corrientes reactivas circulantes. Esto se debe a que, al no incluir al compensador de reactivos básico en el estudio de flujos de potencia, las condiciones iniciales del estudio de simulación en el tiempo no coinciden con las del modelo dinámico, y esto hace que se requiera simular un período de tiempo largo (de hasta 30 ó 40 segundos) antes de aplicar el disturbio, para que el sistema llegue al estado de equilibrio correcto. Por el contrario, al incluir el modelo del compensador de reactivos en la red durante el estudio de flujos de potencia, las condiciones iniciales del sistema coinciden plenamente con las del modelo dinámico de la máquina, debido a que el estado de equilibrio inicial del sistema es el correcto.

- En las simulaciones en el tiempo se desarrolló y utilizó el modelo del compensador de reactivos de corriente cruzada, el cual está disponible en controles de excitación modernos a base de microcontroladores. Se comprobó que la utilización de este tipo de compensador de reactivos mejora la estabilidad de la planta generadora de manera importante.
- Para las simulaciones de computadora digital se desarrollaron dos sistemas de prueba nuevos, basados en dos plantas de generación de la Comisión Federal de Electricidad, adecuados para analizar este problema en condiciones realistas.
- En el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, se implementó un sistema de prueba en el que dos máquinas de polos salientes con diferentes capacidades y controles de excitación y velocidad operaron en paralelo. Se presentan de manera detallada los métodos empleados para ajustar correctamente los reguladores automáticos de voltaje y se verificaron experimentalmente los ajustes. Además, los resultados de estas simulaciones validaron los obtenidos en las simulaciones digitales para los modos de compensación de reactivos y compensación de reactivos de caída de línea.

### **6.3 RECOMENDACIONES**

Después de analizar los resultados obtenidos en este trabajo, se hacen las siguientes recomendaciones para trabajos futuros:

- Obtener el modelo del compensador de reactivos en compensación diferencial reactiva para estudios de flujos de potencia.
- Analizar el impacto de la aplicación del modelo básico y del modelo en corriente cruzada del compensador de reactivos en la estabilidad de voltaje del sistema, ya sea cuando se aplique compensación reactiva, compensación reactiva de caída de línea, o la combinación de ambas que corresponde a la compensación diferencial reactiva.
- Hacer un estudio de coordinación de la aplicación de compensación reactiva de caída de línea con el limitador de volts/Hertz.
- Realizar la simulación experimental de la compensación diferencial reactiva en las micromáquinas síncronas de laboratorio.
- Hacer registros del desempeño de voltaje de las máquinas interconectadas (en forma aislada y con conexión al sistema) en simulaciones experimentales con la aplicación de compensación reactiva, compensación reactiva de caída de línea y compensación diferencial reactiva ante fallas trifásicas, en un estudio de estabilidad.

# REFERENCIAS

- [Alden & Nolan, 1976] R. T. H. Alden and P. J. Nolan. Evaluating alternative models for power system dynamic stability studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-95, No. 2, March/April 1976.
- [Anderson, 1977] P. M. Anderson and A. A. Fouad. *Power System Control and Stability*, First edition, The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1977.
- [Arrillaga and Arnold, 1990] J. Arrillaga and C. P. Arnold. *Computer Analysis of Power Systems*. John Wiley & Sons, New York. 1990.
- [Åström and Hägglund, 1984] K. Johan Åström and T. Hägglund. "Automatic Tuning of Simple Regulators with Specifications on Phase and Amplitude Margins". *International Federation of Automatic Control*. Pergamon Press Ltd, 1984.
- [Barsali et al., 2002] S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pelacchi, and D. Poli. "Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply," in *Proc. IEEE PES Winter Meeting*, 2002, pp. 789–794.
- [Basler, 1995] Basler Electric. "DECS 125-15 Computer Model". March, 1995.
- [Basler, 2001] Basler Electric. "Mathematical Per-Unit Model of the DECS-200 Excitation System". Basler Electric Company Highland, Illinois, 2001.
- [Basler, 2009] Basler Electric. "Instruction Manual for Digital Excitation System DECS-200". Publication: 9360100990. Revision: H 10/09. Basler Electric Company Highland, Illinois, 2009.
- [Basler, 2009a] Basler Electric. *Voltage Regulator and Parallel Operation*. Basler Electric Power Control and Protection Conference, October, 2009.
- [Basler, 2010] Basler Electric. "Introduction to synchronizing. Automatic synchronizing considerations and applications". Disponible en [http://www.basler.com/downloads/intro\\_synch.pdf](http://www.basler.com/downloads/intro_synch.pdf).
- [Byerly and Kimbark, 1974] R. T. Byerly and E. W. Kimbark. *Stability of Large Electric Power Systems*. New York, IEEE Press, 1974.
- [Calvaer and Geert, 1984] A. J. Calvaer, E. Van Geert. "Quasi steady state synchronous machine linearization around and operating point and applications". *IEEE transactions on power apparatus and system*, Vol. PAS-103, No. 6, June 1984.
- [Calvaer and Lemal, 1976] A. J. Calvaer, B. Lemal. "A straightforward determination of the post disturbance equilibrium state of an A.C. power system". *Proceedings of the sixth power systems computation conference (PSCC)*, Darmstadt (B.D.R.), published by IPC Science and Technology Press, England, Vol. 2, pp. 688-691, 21-25 August, 1976.
- [Carmona, 2010] J. Carmona Sánchez. "Modelos Estáticos de Motores de Inducción para Estudios de Flujos de Potencia y de Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica presentada el 24 de Septiembre de 2010 en la SEPI-ESIME-Zacatenco.

- [Castro, 2007] C. U. Castro Sotelo. “Modelado del Compensador Estático de VARs para Estudios de Flujos de Potencia y de Estabilidad Angular Transitoria”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, SEPI-ESIME-Zacatenco, Diciembre de 2007.
- [Chow et. al, 2005] J. H. Chow, F. F. Wu and J. A. Momoh. *Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems: Optimization, Control, and Computational Intelligence*. SPRINGER, 2005.
- [CIGRE, 1986] A Erinmetz (Editor). Static Var Compensators. CIGRE Reference Working Group 38-01 Task Force No. 2 on SVC. 1986.
- [CIGRE, 1993] CIGRE Report, “Modeling of voltage collapse including dynamic phenomena, prepared by task force 38.02.10,” in *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, preprint, March 1993.
- [CIGRE, 2007] CIGRE Task Force. “Coordinated Voltage Control in Transmission Networks”. February 2007.
- [Elgerd, 1982] O. I. Elgerd. *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. McGraw Hill 1982, Second Edition, New York, NY, USA.
- [García, 2007] M. A. García Domínguez. “Modelo de equilibrio del generador síncrono con controles primarios para estudios de simulación cuasi-estacionaria en el tiempo”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, SEPI-ESIME-Zacatenco-IPN, diciembre 2007.
- [Godhwani, and Basler, 1996] A. Godhwani, and M.J. Balser, “A Digital Excitation Control System for Use on Brushless Excited Synchronous Generators”. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol 11, No 3, September 1996.
- [Hase, 2007] Y. Hase. *Handbook of Power System Engineering*. John Wiley & Sons, 2007.
- [IEC, 1995] “Methods for Determining Synchronous Machines from Test”. IEC International Standard No. 34-4, 1995.
- [IEEE, 1968] IEEE Committee Report, “Computer representation of excitation models”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, No.6, June 1968.
- [IEEE, 1981] IEEE Committee Report, “Excitation system models for power system stability studies”. M. L. Crenshaw, K. E. Bollinger, R. T. Byerly, R. L. Cresap, L. E. Eilts, D. E. Eyre, F. W. Keay, P. Kundur, E. V. Larsen, D. C. Lee, J. F. Luini, R. G. Pillote and P. L. Dandeno. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No.2, February 1981.
- [IEEE, 1982] IEEE Task Force on Terms & Definitions, Power System Dynamic Performance Subcommittee. “Proposed terms and definitions for power system stability”. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, Vol. PAS-101, No. 7, July, 1982.
- [IEEE, 1986] An American National Standard. IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines. Sponsor Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society. IEEE Std 421.1-1986.
- [IEEE, 1990] IEEE Guide for identification, testing, and evaluation of the dynamic performance of excitation control systems. Sponsor Excitation Systems Subcommittee of the Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society. IEEE Std 421.2-1990, IEEE, Nueva York, N. Y., EUA.
- [IEEE, 1992] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Power Engineering Society. Energy Development and Power Generation Committee. IEEE Std 421.5-1992, IEEE, Nueva York, N. Y., USA.

- [IEEE, 1996] IEEE Digital Excitation Task Force of the Equipment Working Group, and Jointly Sponsored by the Performance and Modeling Working Group of the Excitation System Subcommittee. "Computer models for representation of digital-based excitation systems". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 11, No. 3, September 1996.
- [IEEE, 1996a] M. Begovic, J. Bright, T. Domin, S. Easterday-McPadden, A. Girgis, W. Hartmann, C. Henville, M. Ibrahim, K. Kozminski, R. Marttila, G. Michel, K. Mustaphi, D. Novosel, B. Pettigrew, M. Sachdev, H. Shuh, P. Solanics and J. Williams. "Voltage Collapse Mitigation". Report to IEEE Power System Relaying Committee. Prepared by IEEE Power System Relaying Committee. Final version, December 1996.
- [IEEE, 2002] IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses. IEEE Power Engineering Society. Sponsored by the Electric Machinery Committee. IEEE Std. 1110-2002.
- [IEEE, 2004] IEEE Guide for the Preparation of Excitation System Specifications. IEEE Power Engineering Society. Sponsored by the Energy Development and Power Generation Committee. IEEE Std 421.4-2004.
- [IEEE, 2005] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Power Engineering Society. Energy Development and Power Generation Committee. IEEE Std 421.5-2005, IEEE, Nueva York, N. Y., USA. (Revision of IEEE Std 421.5-1992).
- [IEEE, 2007] IEEE Standard definitions for the Excitation Systems for Synchronous Machines. IEEE Power Engineering Society. Sponsored by the Energy Development and Power Generation Committee. IEEE Std 421.1-2007.
- [Jiménez, 2010] Javier A. Jiménez Valdez (2010). "Efectos de los Compensadores de Reactivos de Sistemas de Excitación en el Control de Voltaje-Potencia Reactiva de Sistemas Eléctricos de Potencia". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica presentada el 26 de Febrero del 2010 en la ESIME-Zacatenco del IPN.
- [Juárez et al., 2009] L. L. Juárez-Caltzontzin, G. Trinidad-Hernández, T. I. Asiain-Olivares and D. Ruiz-Vega (2009). "Theoretical and Experimental Analysis of the Short Circuit Current Components in Salient Pole Synchronous Generators". *Proceedings of the 11th Spanish Portuguese Conference on Electrical Engineering (11CHLIE)*, 1 to 4 July, 2009, Zaragoza, Spain.
- [Koessler, 1998] R. J. Koessler, "Techniques for Tuning Excitation System Parameters." *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Vol. 3, No. 4, December 1988. pp. 785-791.
- [Kosterev, 2001] D. Kosterev. "Design, Installation, and Initial Operating Experience with Line Drop Compensation at John Day Powerhouse". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 2, May 2001.
- [Kundur, 1994] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. The EPRI Power system engineering series, McGraw Hill 1994, New York, NY, USA.
- [Lin and Lee, 2007] W. M. Lin and C. L. Lee, "Parameters setting and tuning for transition to a digital-based excitation system", *IEEE region 10 Conference, TENCON 2007*.
- [Lovorn and Divine, 2010] K. L. Lovorn and T. Divine. "Apportioning loads on paralleled generator sets". *Consulting-Specifying Engineer*, August 2010. Disponible en línea en: <http://editionsbyfry.com/Olive/ODE/CSE/default.aspx?href=CSE%2F2010%2F08%2F01&pageno=44&entity=Ar04400&view=entity>

- [Mejía y Trinidad, 2007] A. Mejía Ramírez y G. Trinidad Hernández (2007). Determinación de Parámetros Dinámicos en Máquinas Síncronas a Escala Utilizando la Prueba Convencional en el Dominio del Tiempo. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Electricista presentada el 12 de Junio del 2007 en la ESIME-Zacatenco del IPN.
- [Miller, 1982] T. J. E. Miller. *Reactive Power Control in Electric Systems*. General Electric Company. Schenectedy, New York. John Wiley and Sons, 1982.
- [Mohan, 2003] Ned Mohan. *Electric Drives an integrative approach*, Mnpere, 2003.
- [Mozina, 1995] C. J. Mozina. "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Section 1 Fundamentals". *Sponsored by The Power Engineering Education Committee. Power System Relaying Committee*. Piscataway, NJ 1995.
- [Murdoch et al., 2000] A. Murdoch, J. J. Sánchez-Gasca, M. J. D'Antonio and R. A. Lawson. "Excitation Control for High Side Voltage Regulation". *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, USA 2000.
- [Neuenschwander, 1971] J. R. Neuenschwander. *Modern Power Systems*. International Textbook Company, 1971
- [Noguchi et al., 2006] S. Noguchi, M. Shimomura, J. Parseba and C. Taylor. "Field Verification of an advanced high side voltage control at a hydro power station". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, May 2006.
- [Proy. CFE, 2008] CFE-CONACyT. Convocatoria de Proyecto para Fondo Sectorial. Control jerárquico para optimizar los recursos de control de voltaje en el ámbito del área de control oriental, 2008.
- [Rubenstein and Walkley, 1957] A. S. Rubenstein and W. W. Walkley. "Control of Reactive kVA with Modern Amplidyne Voltage Regulators". *AIEE Summer General Meeting*, Montreal, Quebec, Canada, June, 1957.
- [Ruiz et al., 2007] D. Ruiz, T. I. Asiaín y D. Olguín (2007). "Los simuladores experimentales en el estudio de la operación de los sistemas de potencia en estado estacionario y dinámico: Desarrollo, estado actual y plan de trabajo a futuro dentro del grupo de investigación de fenómenos dinámicos". Reporte No. PROY-001-POS del proyecto de investigación CGPI No. 20040704. Abril, 2007.
- [Ruiz, 1996] D. Ruiz Vega. "Efecto de los Modelos de Motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, SEPI-ESIME-Zacatenco-IPN, Febrero de 1996. Director de tesis: Dr. Daniel Olguín Salinas.
- [Saccomanno, 2003] F. Saccomanno. *Electric Power Systems Analysis and Control*. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-Interscience, 2003.
- [Sánchez, 2010] Héctor Manuel Sánchez García (2010). Sintonización del Regulador Automático de Voltaje del Sistema de Control Basler 125-15 en Micromáquinas Síncronas de Laboratorio. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Electricista presentada el 26 de Enero del 2010 en la ESIME-Zacatenco del IPN.
- [Sánchez y Ruiz, 2010] H. M. Sánchez García y D. Ruiz Vega. "Sintonización del regulador automático de voltaje y operación del sistema de control de excitación Basler DECS-200 en micromáquinas síncronas". Reporte interno No.: SEPI-IE10-01, agosto 2010.
- [Sánchez, et al., 2011] H. M. Sánchez García, T. I. Asiaín Olivares y D. Ruiz Vega. "Determinación de parámetros y sintonización del control automático de voltaje de la máquina educacional de 5 kVA". Reporte interno No.: SEPI-IE11-01, enero 2011.
- [Sauer, 2002] P. W. Sauer. "Post-contingency equilibrium analysis of power systems". *IEEE Proceedings of the 35th Hawaii International Conference on Systems Sciences*, Hawaii, USA 2002.

- [Schaefer and Kim, 2001] R. C. Schaefer & K. Kim. “Digital excitation system provides enhanced tuning over analog systems”. Basler Electric, *IEEE Transactions on Industry Applications*, March/April 2001, Highland, Illinois, EUA.
- [Schaefer et al., 2010] R. Schaefer, S. McMullen and P. Rao. “The Effect of Reactive Compensators and Coordination with Volts/Hertz Limiting”. Technical report, Basler 2010.
- [Shuangping et al., 2010] Shuangping Zhang, Qing Tian, Xiangning Lin and Zhiqian Bo. “Improving Voltage Stability of Power Systems by Appropriate Applications of Reactive Current Droop Compensation and Line Drop Compensation Schemes”. Proceedings of the 2010 International Conference on Modelling, Identification and Control, Okayama, Japan, July 17-19, 2010.
- [Taylor, 1994] C. W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. McGraw Hill, 1994.
- [Taylor, 1999] C. W. Taylor, discussion of: J. D. Hurley, L. N. Bize and C. R. Mummert, “The Adverse Effects of Excitation System Var and Power Factor Controllers,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 4, pp. 1636–1645, December 1999.
- [TRANSTAB, 1996] Programa de simulación digital de sistemas eléctricos de potencia para estudios de estabilidad transitoria, desarrollado para la tesis: Efecto de los Modelos de Motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia. Daniel Ruiz Vega, 1996.
- [Van Cutsem and Vournas, 1998] T. Van Cutsem and C. D. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Van Cutsem and Vournas, 2006] T. Van Cutsem and C. Vournas. “Emergency Monitoring and Corrective Control of Voltage Instability”, Chapter 4 of the book entitled: *Real-Time Stability in Power Systems*. (S. C. Savulescu editor) Springer 2006.
- [Van Cutsem, 1991] T. Van Cutsem. “A method to compute reactive margins with respect to voltage collapse”. *IEEE Transactions on power systems*, Vol. No. 6, February 1991.
- [Vandoorn et al., 2010] T. L. Vandoorn, B. Renders, B. Meersman, L. Degroote and L. Vandeveldel. “Reactive Power Sharing in an Islanded Microgrid”. *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2010.
- [Warne, 2005] D. F. Warne. *Newnes Electrical Power Engineer’s Handbook*. ELSEVIER’s Science and Technology Department in Oxford, UK, Second Edition, 2005.
- [Wood and Wollenberg, 1984] A. J. Wood and B.F. Wollenberg. *Power generation, operation and control*. John Wiley and Sons, New York, 1984.
- [Yuan and Jin, 2010] C. Yuan and M. Jin, “Research on PID parameters optimization of synchronous generator excitation control system”, 2010 *5th International Conference on Critical Infrastructure*, CRIS 2010.



## APÉNDICE A:

# MÉTODOS DE SINCRONIZACIÓN

### A.1 INTRODUCCIÓN

El hecho de sincronizar dos o más máquinas se refiere al acto de unir eléctricamente dos puntos, ya sea agregando un generador(es) a un bus existente o entre generadores, los puntos a conectar deben coincidir con las siguientes condiciones de operación:

- Misma secuencia de fase.
- Misma magnitud de voltaje.
- Misma frecuencia.
- Mismo ángulo de fase (con la finalidad de evitar un transitorio grande tanto en frecuencia como en voltaje al cerrar el interruptor de sincronización).

### A.2 MÉTODOS DE SINCRONIZACIÓN

Cuando se tienen las condiciones anteriores se puede efectuar una sincronización, esta se puede realizar de tres formas, las cuales son:

**Sincronización manual.** La forma manual básica incluye un sincronoscopio, unas lámparas, algún medio para monitorear los parámetros del sistema y un dispositivo interruptor. El sincronoscopio es un instrumento que indica si hay una diferencia de frecuencia entre el generador y el bus, y si la frecuencia del generador es más lenta, como se muestra en la figura A.1, o más rápida que la frecuencia del bus, causando que el indicador gire en dirección contraria o en sentido de las manecillas del reloj respectivamente. La posición de *las doce en punto* indica una diferencia de ángulo de fase de 0 grados. Cualquier posición instantánea del puntero indica la diferencia de ángulo de fase entre el voltaje del generador y el bus. La finalidad del proceso de sincronización es cerrar el interruptor en 0 grados de diferencia de ángulo de fase para minimizar transitorios de flujo de potencia.

La forma más primitiva de efectuar una sincronización es con dos lámparas conectadas en serie, es decir, una terminal a una fase de un lado de interruptor y la otra terminal a la misma fase del otro lado del interruptor de sincronización, como se muestra en la figura A.2.

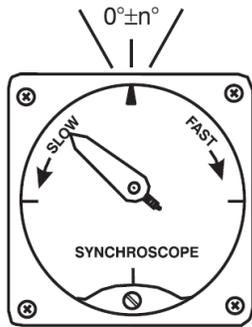


Figura A.1 Sincroscope.

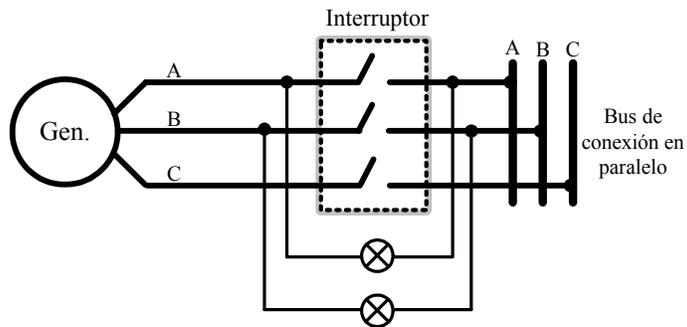


Figura A.2 Sincronización con dos lámparas al apagado.

Si los voltajes de ambos lados del interruptor están en fase, hay una diferencia de potencial de  $0 V_{CA}$ , por lo tanto las lámparas no estarán iluminadas, de aquí el nombre de método de sincronización de *lámparas al apagado*. Cuando únicamente se cuenta con un sincroscope y dos lámparas conectadas al apagado, si las magnitudes de voltaje no son las mismas, cuando las ondas senoidales de ambos lados del interruptor estén en fase, el sincroscope estará en posición de *las doce en punto*, sin embargo las lámparas no se apagarán (se podría pensar que el sincroscope no está funcionando correctamente o se podría pensar que después de un determinado tiempo las lámparas se apagarán, sin embargo esto nunca sucederá), dado que se tendrán las condiciones fasoriales de la figura A.3. Este método simple es confiable para una verificación del ángulo de fase únicamente; cuando se usa en conjunto un sincroscope y dos lámparas al apagado se verifica que no haya un mal funcionamiento de ambos indicadores.

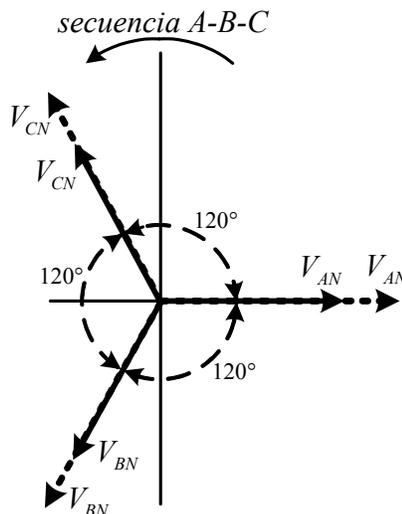


Figura A.3 Condiciones fasoriales con mismo ángulo de fase y diferentes magnitudes de voltaje.

El inconveniente de este método es que las lámparas incandescentes dejan de brillar con aproximadamente un cuarto de su voltaje nominal, lo que implica conectar la

máquina en la mitad del período oscuro. Con este método, si se tiene diferente secuencia de fase, las lámparas se apagarán alternadamente.

Otra forma de hacer una sincronización manual es empleando tres lámparas, una conectada a las mismas fases y las otras dos conectadas en fases opuestas como se muestra en la figura A.4.

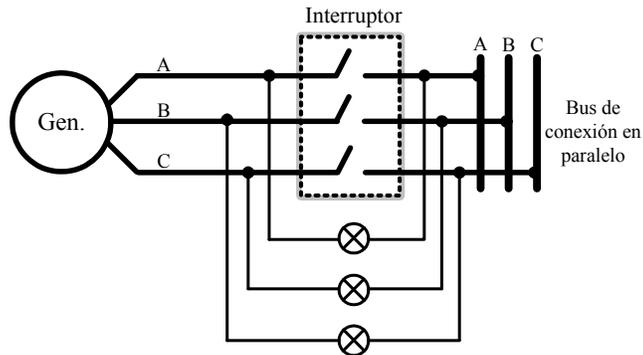


Figura A.4 Sincronización con tres lámparas.

Con esta forma de conexión de las lámparas, cuando se tengan las condiciones correctas de sincronización la lámpara conectada en las mismas fases estará apagada y las otras dos lámparas estarán iluminadas en su máxima intensidad: esta es la única y correcta condición que asegura que el interruptor se puede cerrar con toda confianza. Estas condiciones se deben a que las lámparas se someten a las condiciones fasoriales de la figura A.5. Con este método se evitan incertidumbres en cuanto a la secuencia de fases, magnitud de voltaje y diferencia de ángulo de fase:

- Si las magnitudes de voltaje no son iguales, la lámpara al apagado disminuirá su brillo pero nunca se apagará.
- Si la diferencia de ángulo de fase no cambia, la intensidad de brillo de las lámparas no cambiará.
- Si la secuencia de fases no es la misma, las lámparas aumentarán y disminuirán su brillo al mismo tiempo. Con una secuencia de fases igual, la lámpara al apagado disminuirá su brillo mientras en las otras incrementa y viceversa.

En la práctica, para una sincronización manual, el operador debería preferir ajustar ligeramente arriba la velocidad del primo motor del generador que va a entrar en línea, de manera que su frecuencia sea ligeramente mayor que la del bus. Esto permitirá que inmediatamente cuando entre el nuevo generador tome potencia activa [Basler, 2010].

Es deseable que el generador que entra en servicio funcione con velocidad ligeramente por arriba de la síncrona, debido a que la acción sincronizante que lo pone en sincronismo exacto también lo carga; al mismo tiempo que se distribuye la carga con los otros generadores. Si su velocidad es menor que la síncrona necesitará una acción motora para ponerlo en sincronismo. Además si las frecuencias de ambos

lados son exactamente iguales no se podrá realizar la sincronización adecuadamente, dado que las ondas senoidales correspondientes siempre tendrán una diferencia de ángulo de fase constante.

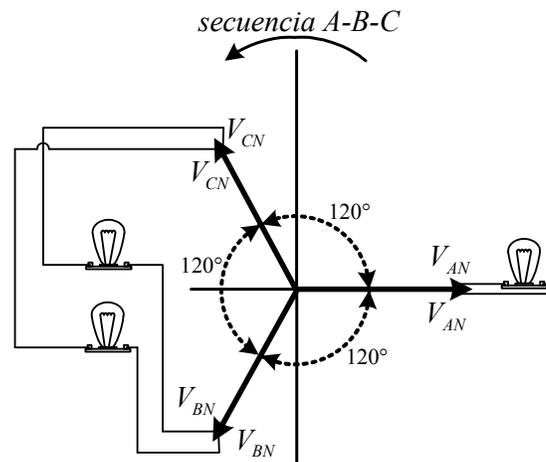


Figura A.5 Diagrama fasorial para una sincronización con una lámpara al apagado y dos al encendido.

Los generadores típicamente no están operando en condición subexcitada para no exponerlos a que puedan salir del sincronismo, entonces, es preferible que se ajuste el voltaje del generador ligeramente arriba que el voltaje del bus, de modo que al cerrar el interruptor, el generador que entra tome carga reactiva.

**Sincronización manual con dispositivo de verificación.** Esta forma de sincronización es similar a la anterior, con la diferencia de la adición de un dispositivo de verificación de sincronización (dispositivo 25 ANSI/IEEE), como se muestra en la figura A.6. Este dispositivo proporciona respaldo a la decisión del operador para cerrar el interruptor, únicamente permite cerrar el interruptor cuando el ángulo de fase, frecuencia y voltaje están dentro de límites predeterminados permisibles [Basler, 2010].

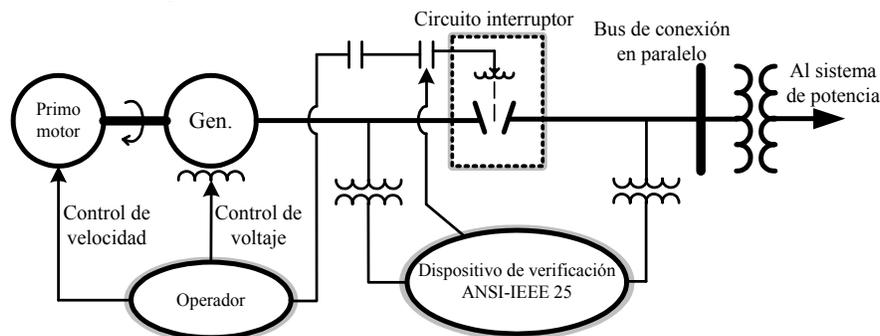


Figura A.6 Sincronización manual con un dispositivo de verificación (adaptado de [Basler, 2010]).

**Sincronización automática.** La forma automática de sincronización es mediante un dispositivo ANSI-IEEE 25-A como se muestra en la figura A.7, el cual monitorea frecuencia, voltaje, secuencia de fase y ángulo de fase, y proporciona señales de corrección para ajustar el voltaje y frecuencia, también efectúa el cierre del interruptor de conexión mediante el circuito interruptor.

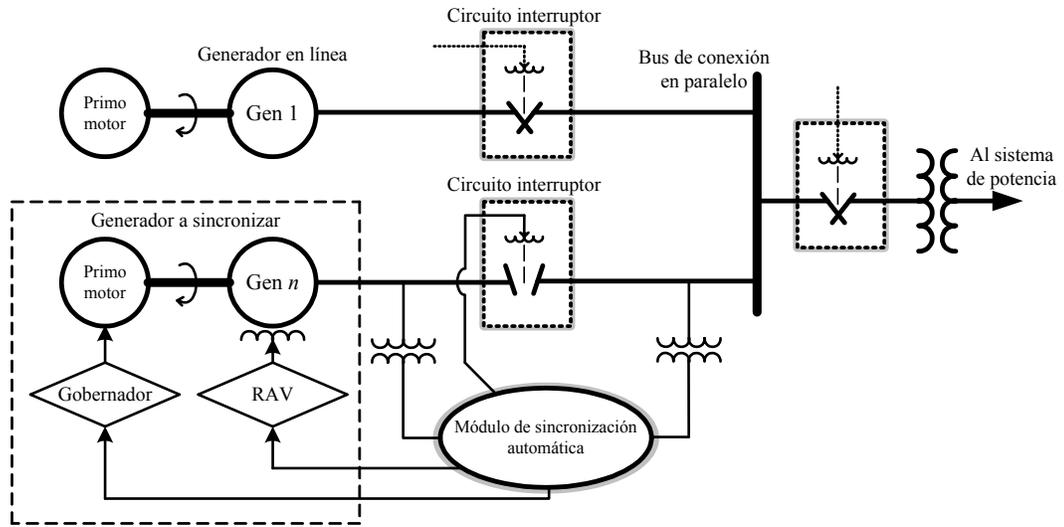


Figura A.7 Sincronización mediante un módulo de sincronización automática (adaptado de [Basler, 2010]).





En la figura B.2 se muestra el sistema de excitación de los generadores del sistema de prueba Huinalá, estos controles corresponden al sistema IEEE tipo 1 de [IEEE, 1968]. En la tabla B.3 se muestran los datos de los parámetros de cada sistema de excitación.

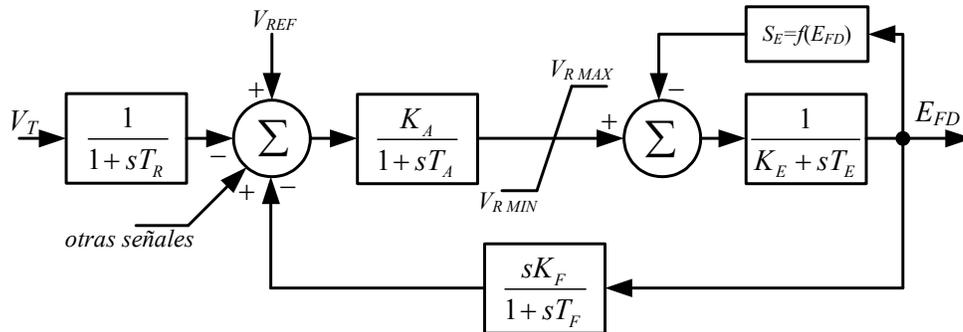


Figura B.2 Representación del sistema de excitación IEEE Tipo 1 (Adaptado de [IEEE, 1968]).

**Tabla B.3 Parámetros de los sistemas de control de excitación del sistema de prueba Huinalá.**

Elemento	Modelo	K <sub>A</sub>	T <sub>A</sub>	T <sub>R</sub>	V <sub>R</sub> MAX	V <sub>R</sub> MIN	K <sub>F</sub>	T <sub>F</sub>	K <sub>E</sub>	T <sub>E</sub>	A	B
Gen. 1	Tipo 1	40	0.03	0.05	1.5	-1.5	0.161	1	-0.055	0.8	0.025	0.47
Gen. 2	Tipo 1	40	0.03	0.05	1.5	-1.5	0.161	1	-0.055	0.8	0.025	0.47