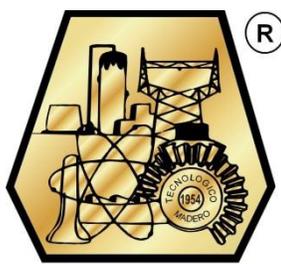


DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E  
INVESTIGACIÓN



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

**“CONTROL DE LA CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON  
TRANSFORMADOR DEFASADOR EN CONEXIÓN DELTA CON  
ALIMENTACIÓN CENTRAL EN EL DEVANADO SERIE”**

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

**DIEGO ARTURO SOTO MONTECUBIO**

ASESOR Y COASESOR:

**M.I. ALBERTO DE LEÓN DE LEÓN.  
DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ.**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E  
INVESTIGACIÓN**



**“CONTROL DE LA CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON  
TRANSFORMADOR DEFASADOR EN CONEXIÓN DELTA CON  
ALIMENTACIÓN CENTRAL EN EL DEVANADO SERIE”**

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

**DIEGO ARTURO SOTO MONTECUBIO**

JURADO:

<b>PRESIDENTE:</b>	<b>M.I. ALBERTO DE LEÓN DE LEÓN</b>
<b>SECRETARIO:</b>	<b>DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ</b>
<b>VOCAL:</b>	<b>M.C. AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ</b>
<b>SUPLENTE:</b>	<b>M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS</b>

CD. MADERO, TAM. MEXICO

NOVIEMBRE DEL 2012

SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR  
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

Ciudad Madero, Tamps; a 24 de Octubre de 2012

OFICIO No.: U2.178/12  
AREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS  
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

**C. ING. DIEGO ARTURO SOTO MONTEERRUBIO  
P R E S E N T E**

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

**“ CONTROL DE LA CARGABILIDAD EN LINEAS DE TRANSMISIÓN CON TRANSFORMADOR DEFASADOR EN CONEXIÓN DELTA CON ALIMENTACIÓN CENTRAL EN EL DEVANADO SERIE ”**

Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con Usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

**ATENTA MENTE**  
*“Por mi patria y por mi bien”*

  
**M. P. MARÍA YOLANDA CHÁVEZ CINCO**  
**JEFA DE LA DIVISIÓN**



**S.E.P.**  
**DIVISION DE ESTUDIOS  
DE POSGRADO E  
INVESTIGACION  
I T C M**

c.c.p.- Archivo  
c.c.p.- Minuta

MYCHC 'HCV' jar



Ave. 1º. de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz, Col. Los Mangos, C.P. 89440 Cd. Madero, Tam.  
Tels. (833) 3 57 48 20, Fax: (833) 357 48 20, Ext. 1002, email: itcm@itcm.edu.mx  
www.itcm.edu.mx



# *Dedicatoria*

*El presente trabajo se lo dedico a Dios que me que me ha apoyado mediante la fe para seguir continuando con mis objetivos en la vida.*

*A mis padres Arturo y Lucia por darme su apoyo para realizar un sueño más, por darme una formación para ser un hombre de bien, y de los cuales me siento orgulloso.*

*A mis hermanos Carlos e Isaac, por estar conmigo en esta vida, y saber que también se están superando de lo cual me siento también orgulloso.*

*A mis maestros y asesores de maestría por todo el apoyo que me han brindado durante esta etapa de mi vida.*

*A mis compañeros de maestría también por su apoyo y opiniones que me ayudaron para seguir adelante durante en el desarrollo de mi trabajo.*

# Agradecimientos

*Le doy gracias a Dios por darme la oportunidad de realizar una meta más de mi vida, por la gran familia que tengo y me apoya, amigos y todas las personas con las que he convivido*

*A mi familia que ha estado conmigo durante la realización de la maestría.*

*A mí asesor el M.I. Alberto de León de León, por su importante apoyo en clases, laboratorio y en el desarrollo de este proyecto.*

*Al Dr. Gastón Hernández Martínez, por su apoyo en el desarrollo del proyecto. Al Ing. Manuel Valle también por su apoyo en el desarrollo del proyecto.*

*También agradezco a todos mis maestros de la maestría en ingeniería, por su importante tiempo que me dieron. Al Ing. Rodolfo Castillo Ibarra, Al M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas Coordinador de la maestría, Dr. Julio César Rosas Caro, Dr. Rubén Salas Cabrera, M.C. Rafael Castillo Gutiérrez, M.C. Juan de Dios Rodríguez Cartagena, M.C. Aarón González Rodríguez, Dra. Nancy Díaz, Dra. Estefanía Ángeles y a la M.P. Yolanda Chávez Cinco Jefa de la División de Estudios de posgrado e Investigación.*

*A mis compañeros y amigos de la maestría, Eduardo Martínez, Manuel Vidal, Flavio García, Jesús Valdez, Jesús Flores, Jonathan Mayo, Carlos Soriano, Silvia Zúñiga, Hilda Torres, Genaro González, Guillermo Bernal, Irving de la Rosa, Omar Cárdenas, Guillermo Berman, Erick Martínez, de la maestría en ingeniería química, Jorge Martínez, Daniel Hernández, Samantha Villarreal, Jessica Sosa, Luis Edgardo Martínez, de la maestría en gestión administrativa Antonio Hernández. A amigos de licenciatura Alan González, Juan José Oviedo, Diana Zapata, Patricia Wong y Karina Salinas. Al Sr. Rocha, Sr. Fernando, Aracely, a todos ellos que me ayudaron de alguna manera durante mi estancia en esta casa de estudios del ITCM, siempre les estaré agradecido.*

## **Resumen**

# **Control de la cargabilidad en líneas de transmisión con transformador defasador en conexión delta con alimentación central en el devanado serie.**

Presenta: Ing. Diego Arturo Soto Monterrubio.

Asesor: M.I. Alberto de León de León.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) limitan su crecimiento debido a diferentes factores, algunos de los cuales son del tipo ambiental, económico y operativo. Por lo que se necesita aprovechar la infraestructura que existe actualmente. Existe un gran interés por transmitir a través de una Línea de Transmisión (LT), la mayor potencia posible (cargabilidad) y aliviar los cuellos de botella del intercambio de energía, con lo cual se reducirían los altos costos que representa construir nuevas línea para la transmisión de energía. El flujo de potencia real sobre una LT de un sistema interconectado, se rige por la impedancia de la línea, magnitudes de tensión y diferencia angular del voltaje en los extremos de la línea, este flujo de potencia puede ser direccionado usando un transformador defasador (TD) en serie con la línea, el cual es controlado por relevadores de potencia, este TD crea un desfaseamiento entre el voltaje transmisor y el voltaje receptor.

El trabajo que se presenta muestra un prototipo el cual ayuda a solucionar el problema de cargabilidad que hay en los sistemas eléctricos, desarrollando un esquema de control para el TD en conexión delta con alimentación central en el devanado serie, con lo cual se regula la cantidad de diferencia angular entre los voltajes de los extremos de la línea. La variación del ángulo se realiza por medio de cambios de derivación (taps) en forma automática del TD, por medio de un Controlador Lógico Programable (PLC, Allen Bradley SLC 5/03), el cual controla el flujo de potencia ante cambios en la carga.

## **Abstract**

# **Control of the loadability in transmission lines with transformer shifting in delta connection with central alimentation in the series winding.**

Present: Engineer Diego Arturo Soto Monterrubio.

Advisor: Master Alberto de León de León.

The electrical systems of power limit their growth due to different factors, some of which are of environmental, economic and operative type. So that it is necessary to take advantage of the currently existing infrastructure. There is great interest to transmit through a transmission line the most power possible (loadability) and to alleviate the bottlenecks in the energy exchange, which will be reduced the high costs of building new lines for the transmission of energy. The flow of real power on a line of transmission of a network system, governs by the impedance of the line, the magnitudes of the tension and the angular difference of the voltages in the ends of the line and this flow can be management using a phase shifting transformer in series with the line, which introduces a phase shift between voltage and the receiving voltage.

The work that is presented shows a prototype which helps to solve the problem of Loadability that exist in electrical systems, developing a control scheme for the phase shifting transformer in delta connection with central alimentation in the series winding, thereby regulates the amount of angular difference between the voltages at the ends of the line. The variation of the angle is performed by means of derivation changes in automatic form of phase shifting transformer by the Programmer Logic Controller (PLC, Allen Bradley SLC 5/03) which will control the flow of power to load changes.

# Contenido

<b>Capítulo 1. Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>2</b>
<b>1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	<b>3</b>
<b>1.3 JUSTIFICACIÓN</b> .....	<b>4</b>
<b>1.4 OBJETIVO GENERAL</b> .....	<b>5</b>
1.4.1 Objetivos específicos .....	5
<b>1.5 HIPÓTESIS</b> .....	<b>6</b>
<b>1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES</b> .....	<b>7</b>
<b>Referencias</b> .....	<b>8</b>
<b>Capítulo 2. Marco Teórico</b> .....	<b>9</b>
<b>2.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)</b> .....	<b>10</b>
<b>2.2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)</b> .....	<b>12</b>
<b>2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (LT)</b> .....	<b>15</b>
2.3.1 Características de las líneas de transmisión .....	15
<b>2.4 CARGABILIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN</b> .....	<b>18</b>
2.4.1 Límite térmico.....	20
2.4.2 Límite de caída de tensión .....	21
2.4.3 Límite de estabilidad de estado estable .....	22
<b>2.5 TRANSFERENCIA DE POTENCIA</b> .....	<b>24</b>
<b>2.6 CONTROL DE FLUJOS DE POTENCIA</b> .....	<b>25</b>
<b>Referencias</b> .....	<b>29</b>
<b>Capítulo 3. Transformador defasador</b> .....	<b>30</b>
<b>3.1 CONTROL POR MEDIO DE TRANSFORMADORES</b> .....	<b>31</b>
<b>3.2 TRANSFORMADOR DEFASADOR</b> .....	<b>33</b>

<b>3.3 MODELADO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS .....</b>	<b>34</b>
3.3.1 Transformador monofásico con relación de transformación nominal .....	34
3.3.2 Transformador monofásico con cambiador de derivación no nominal .....	37
3.3.3 Modelo del transformador monofásico con cambiador de derivación no nominal en cada devanado .....	40
3.3.4 Transformadores defasadores o de corrimiento de fase .....	41
<b>3.4 DESARROLLO MATEMÁTICO PARA EL CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA EN UN TRANSFORMADOR REGULANTE .....</b>	<b>43</b>
<b>3.5 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA .....</b>	<b>45</b>
<b>3.6 CONEXIÓN DELTA CON ALIMENTACIÓN CENTRAL EN EL DEVANADO SERIE .....</b>	<b>47</b>
<b><i>Referencias</i> .....</b>	<b>48</b>
<b><i>Capítulo 4 Simulación de un transformador defasador en un SEP.....</i></b>	<b>49</b>
<b>4.1 MODELO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA .....</b>	<b>50</b>
4.1.1 Modelado de la carga .....	51
4.1.2 Modelado de la máquina prima.....	53
4.1.2.1 Térmica sin recalentamiento .....	54
4.1.2.2 Térmica con recalentamiento.....	55
4.1.2.3 Turbina hidráulica.....	55
4.1.3 Modelo del gobernador .....	57
4.1.4 Sistema eléctrico de potencia elemental .....	59
<b>4.2 MODELO DE LA LÍNEA DE ENLACE .....</b>	<b>60</b>
4.2.1 Comportamiento de la línea de enlace .....	63
<b>4.3 SISTEMA ELÉCTRICO MULTIÁREA .....</b>	<b>65</b>
<b>4.4 CONTROL DE GENERACIÓN.....</b>	<b>67</b>
<b>4.5 INTERCAMBIO DE POTENCIA EN LA LÍNEA DE ENLACE.....</b>	<b>70</b>
<b>4.6 MODELO DEL TRANSFORMADOR DEFASADOR .....</b>	<b>71</b>
4.6.1 Control proporcional integral.....	72
<b><i>Referencias</i> .....</b>	<b>77</b>

<b>Capítulo 5 Desarrollo .....</b>	<b>78</b>
<b>5.1 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROYECTO .....</b>	<b>79</b>
<b>5.2 DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL PROYECTO .....</b>	<b>79</b>
<b>5.3 BUS INFINITO .....</b>	<b>81</b>
<b>5.4 TRANSFORMADOR DEFASADOR.....</b>	<b>82</b>
<b>5.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>84</b>
<b>5.6 MEDIDOR DE POTENCIA REAL Y REACTIVA .....</b>	<b>85</b>
<b>5.7 MEDIDOR DE ÁNGULO DE FASE .....</b>	<b>86</b>
<b>5.8 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC) .....</b>	<b>86</b>
<b>5.9 TRANSDUCTOR DE CORRIENTE .....</b>	<b>87</b>
<b>5.10 RELEVADORES DE CONTROL.....</b>	<b>88</b>
<b>5.11 CONTACTORES DE POTENCIA.....</b>	<b>89</b>
<b>5.12 BOBINAS DE PROTECCIÓN .....</b>	<b>90</b>
<b>5.13 PROTECCIÓN DEL EQUIPO.....</b>	<b>91</b>
<b>5.14 MÓDULOS DE CARGAS.....</b>	<b>91</b>
<b>5.15 CONDICIONES PARA LA OPERACIÓN EN PARALELO.....</b>	<b>92</b>
<b>5.16 VERIFICACIÓN DE SECUENCIA DE FASES.....</b>	<b>93</b>
5.16.1 Método de las 3 lámparas .....	94
5.16.2 Correspondencia entre fases .....	94
5.16.3 Sincronoscopio.....	94
<b>5.17 GENERALIDADES DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS DE CORRIENTE DIRECTA (CD) .....</b>	<b>94</b>
<b>5.18 GENERALIDADES DEL GENERADOR SÍNCRONO .....</b>	<b>99</b>
<b>5.19 OPERACIÓN DE LOS TAPS.....</b>	<b>100</b>
<b>5.20 SISTEMA INTERCONECTADO SIN CONTROL DE POTENCIA REAL EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>107</b>
<b>5.21 SISTEMA INTERCONECTADO CON CONTROL DE POTENCIA REAL EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>108</b>
<b>5.22 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LAS CONEXIONES DEL TRANSFORMADOR DEFASADOR PARA UN</b>	

<b>SISTEMA INTERCONECTADO .....</b>	<b>110</b>
<b><i>Referencias .....</i></b>	<b><i>112</i></b>
<b><i>Capítulo 6 Conclusiones.....</i></b>	<b><i>113</i></b>
<b>6.1 CONCLUSIONES .....</b>	<b>114</b>
<b>6.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS .....</b>	<b>115</b>
<b><i>Bibliografía.....</i></b>	<b><i>116</i></b>

# Lista de figuras

<b>Figura 2.1</b> Sistemas eléctricos de potencia .....	11
<b>Figura 2.2</b> Áreas del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) .....	12
<b>Figura 2.3</b> Sistema interconectado nacional .....	14
<b>Figura 2.4</b> Línea de transmisión aérea.....	16
<b>Figura 2.5</b> Curva de cargabilidad para una línea de 345 KV, 1414 MCM, 1 Conductor/fase .....	19
<b>Figura 2.6</b> Modelo simplificado para analizar la cargabilidad en líneas de transmisión.....	21
<b>Figura 2.7</b> Curva de Potencia-Ángulo .....	23
<b>Figura 2.8</b> Esquema para la transferencia de potencia .....	24
<b>Figura 2.9</b> Generador equivalente de Thévenin .....	26
<b>Figura 2.10</b> Efecto de añadir un banco de capacitores en derivación a un bus del sistema de potencia, diagramas A y B.....	28
<b>Figura 3.1</b> Transformador regulante para el control de la magnitud del voltaje .....	32
<b>Figura 3.2</b> Transformador regulante para el control del ángulo de fase.....	32
<b>Figura 3.3</b> Diagrama fasorial de un transformador defasador .....	33
<b>Figura 3.4</b> Circuito del transformador monofásico.....	34
<b>Figura 3.5</b> Dos circuitos acoplados magnéticamente representando un transformador monofásico .....	35
<b>Figura 3.6</b> Circuito $\pi$ equivalente en por unidad del circuito de la figura 3.5 .....	36
<b>Figura 3.7</b> Circuito de un transformador monofásico con relación de transformación no nominal y compleja.....	37
<b>Figura 3.8</b> Circuito $\pi$ equivalente del circuito acoplado magnéticamente .....	39
<b>Figura 3.9</b> Circuito de un transformador con cambiador de derivación no nominal en cada devanado .....	40
<b>Figura 3.10</b> Muestra un sistema donde G1 (Generador 1) es una fuente de voltaje y C una carga.....	41
<b>Figura 3.11</b> Circuito para el control del flujo de potencia.....	43
<b>Figura 3.12</b> Circuito equivalente para el control del flujo de potencia .....	44
<b>Figura 3.13</b> Circuito elemental para cambiar dos tomas con carga.....	45
<b>Figura 3.14</b> Conexión delta con alimentación central en el devanado serie .....	47
<b>Figura 4.1</b> Diagrama a bloques de la relación entre la potencia de aceleración y frecuencia.....	51
<b>Figura 4.2</b> Representación en diagrama de bloques del modelo de la carga .....	52
<b>Figura 4.3</b> Diagrama de bloques del modelo de la figura 4.1 incluyendo el efecto de la carga .....	52
<b>Figura 4.4</b> Diagrama esquemático del ciclo de vapor en una planta térmica .....	54
<b>Figura 4.5</b> Función de transferencia para turbina sin recalentamiento .....	54
<b>Figura 4.6</b> Representación funcional de una turbina con recalentamiento .....	55
<b>Figura 4.7</b> Función de transferencia y valores típicos para turbina con recalentamiento.....	55

<b>Figura 4.8</b> Modelo para turbina hidráulica .....	56
<b>Figura 4.9</b> Respuesta a un escalón para los tres diferentes tipos de turbinas .....	56
<b>Figura 4.10</b> Diagrama de bloques del gobernador con estatismo .....	58
<b>Figura 4.11</b> Característica de regulación o de frecuencia-velocidad.....	59
<b>Figura 4.12</b> Modelo integral de un SEP elemental .....	60
<b>Figura 4.13</b> Representación de un sistema multiárea .....	60
<b>Figura 4.14</b> Representación en diagrama de bloques de un sistema multiárea básico .....	61
<b>Figura 4.15</b> Representación lineal del modelo de la línea .....	63
<b>Figura 4.16</b> Diagrama para un sistema de dos áreas interconectadas.....	65
<b>Figura 4.17</b> Análisis de la generación de potencia .....	67
<b>Figura 4.18</b> Lazo ALFC (Automatic Load Frequency Control) completo .....	68
<b>Figura 4.19</b> Representación en diagrama de bloques de la ecuación que describe la dinámica del transformador defasador .....	71
<b>Figura 4.20</b> Representación en diagrama de bloques de la función del Control Proporcional Integral .....	72
<b>Figura 4.21</b> Diagrama para el análisis de dos áreas.....	73
<b>Figura 4.22</b> Sistema de dos áreas interconectadas con TD y CAG.....	74
<b>Figura 4.23</b> Frecuencia del sistema después de la perturbación.....	75
<b>Figura 4.24</b> Flujo de potencia en línea de transmisión .....	75
<b>Figura 4.25</b> Potencia mecánica generada por área.....	76
<b>Figura 5.1</b> Sistema eléctrico con dos fuentes de alimentación, generador y bus infinito .....	79
<b>Figura 5.2</b> Diagrama de conexiones del prototipo.....	80
<b>Figura 5.3</b> Fuente de alimentación Lab-Volt.....	81
<b>Figura 5.4</b> Configuración física del transformador defasador monofásico.....	82
<b>Figura 5.5</b> Circuito equivalente del transformador defasador.....	83
<b>Figura 5.6</b> Líneas de transmisión .....	84
<b>Figura 5.7</b> Módulo de medición de watts y vars.....	85
<b>Figura 5.8</b> Módulo de medición de fase .....	86
<b>Figura 5.9</b> Controlador lógico programable.....	87
<b>Figura 5.10</b> Tarjeta de sensores de efecto Hall.....	88
<b>Figura 5.11</b> Relevador electromecánico.....	88
<b>Figura 5.12</b> Contactor electromecánico .....	89
<b>Figura 5.13</b> Reactor en derivación .....	90
<b>Figura 5.14</b> Protección de equipo .....	91
<b>Figura 5.15</b> Módulos de carga Lab-Volt .....	92
<b>Figura 5.16</b> Interconexión de dos generadores .....	93
<b>Figura 5.17</b> Método de las 3 lámparas.....	94
<b>Figura 5.18</b> Sistema de sincronización.....	95
<b>Figura 5.19</b> Módulo de sincronización del equipo Lab-Volt.....	95
<b>Figura 5.20</b> Relación entre el par mecánico ( $M=Tn$ ) y la velocidad ( $n$ ) en un motor en derivación.....	96
<b>Figura 5.21</b> Circuito de conexiones de la máquina de cd .....	98
<b>Figura 5.22</b> Motor de impulsión Lab-Volt.....	99
<b>Figura 5.23</b> Circuito de conexiones del generador síncrono .....	100
<b>Figura 5.24</b> Generador síncrono del equipo Lab-Volt .....	100

**Figura 5.25** Diagrama de flujo del algoritmo de control del proyecto ..... 102  
**Figura 5.26** Conexión física del proyecto..... 103

# *Lista de tablas*

<i>Tabla 2.1</i> Algunos datos típicos para líneas de transmisión .....	16
<i>Tabla 3.1</i> Cambio en $P_a$ y $Q_a$ debido al cambio de $\tilde{c}$ .....	45
<i>Tabla 3.2</i> Cambio de tomas (0=interruptor cerrado).....	46
<i>Tabla 5.1</i> Valores de ángulo .....	84
<i>Tabla 5.2</i> Secuencia de operación de cuatro taps en forma ascendente .....	101
<i>Tabla 5.3</i> Secuencia de operación de cuatro taps en forma descendente .....	101
<i>Tabla 5.4</i> Niveles de potencia en los taps utilizados del transformador defasador .....	104
<i>Tabla 5.5</i> Niveles de potencia en los taps para diferentes cargas e impedancia de líneas utilizados en el transformador defasador.....	104
<i>Tabla 5.6</i> Resultados del sistema interconectado sin control de potencia real en líneas paralelas ante un cambio en la carga (una perturbación) e impedancia de líneas ....	106
<i>Tabla 5.7</i> Resultados del sistema interconectado con control de potencia real en líneas paralelas ante un cambio en la carga (una perturbación), A) y B) .....	106
<i>Tabla 5.8</i> Resultados de las pruebas realizadas sin control de potencia real en líneas de transmisión ante una pequeña perturbación .....	110
<i>Tabla 5.9</i> Resultados de las pruebas realizadas con control de potencia real en líneas de transmisión ante una pequeña perturbación .....	110
<i>Tabla 5.10</i> Resultados del sistema interconectado sin control de potencia real en líneas paralelas ante una perturbación .....	111
<i>Tabla 5.11</i> Resultados del sistema interconectado con control de potencia real en líneas paralelas ante una perturbación .....	111

# *Capítulo*

# 1

---

## *Introducción*

En este capítulo se presenta una introducción del trabajo propuesto, el planteamiento del problema, la justificación, así como los objetivos, la hipótesis, los alcances y las limitaciones del mismo.

## 1.1 INTRODUCCIÓN.

Hoy en día en nuestro país se desarrollan procesos de calidad que incrementan la eficiencia en los resultados de cada proceso, esto es mejorar los procesos administrativos, técnicos y de relación humana, para mejorar la efectividad en el servicio, que pueda reducir las pérdidas económicas y tener mejores resultados. En los sistemas eléctricos de generación, transmisión y distribución se han estado desarrollando procesos que hacen efectivos estos servicios, aplicando la electrónica en los sistemas de control automático, para obtener una solución más efectiva a los problemas que se presenten en los sistemas eléctricos, ayudando así a los equipos de control de CFE (Comisión Federal de Electricidad). Una de las áreas más importantes de CFE es el área de transmisión, la cual presenta problemas que limitan la distribución eléctrica, por la gran cantidad de demanda de energía eléctrica en el país, que se representan en cargas. [1]

El sistema de transmisión de potencia en nuestro país se conoce como sistema radial, donde el flujo de potencia fluye en dirección a la carga y la línea es abastecida a través de un único generador, por lo que en este sistema no se presenta la posibilidad de variar el flujo de potencia en una línea de transmisión. [1]

Los transformadores son los puntos de unión entre los generadores y las líneas de transmisión, los cuales reducen o aumentan el voltaje de salida con respecto a su entrada; sin embargo, hay transformadores que pueden variar el ángulo, la magnitud del voltaje o ambos, llamados transformadores regulantes. Usando un transformador defasador el cual solo varía el ángulo de voltaje útil para los sistemas eléctricos de potencia, se controla el flujo de potencia real y se aumenta la cargabilidad (capacidad de transmisión máxima de potencia en una línea de transmisión) en los sistemas conectados.

Se han desarrollado tesis para solucionar los problemas de cargabilidad de un sistema eléctrico mediante un transformador defasador, haciendo otros diferentes tipos de conexiones en el transformador, para variar el ángulo de fase mediante la aplicación del control difuso. Con lo cual se controla la potencia de transmisión en líneas paralelas para aprovechar su mejor capacidad.

## **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está formado por una gran cantidad de elementos, entre los cuales se encuentran generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas, entre otros formándose una red la cual presenta cierta dificultad para su operación. [2]

El aumento de demanda de energía eléctrica en los sistemas eléctricos ha llevado a que los sistemas radiales, que presenten problemas de cargabilidad en algunas partes del sistema, se interconecten formando sistemas mallados. [2]

Dentro de un SEP al presentarse incrementos de carga, puede llevar a un problema de cargabilidad en las líneas de transmisión, ya que al llegar a su límite de carga permitido las líneas se desconectan por sobrecarga. [2]

Cuando se tienen pequeños incrementos de carga en el Sistema Nacional de Energía Eléctrica, se dificulta tener un adecuado flujo de potencia en el subsistema de transmisión con los esquemas actuales de control; se puede mejorar la capacidad de transmisión del sistema eléctrico, seleccionando un adecuado esquema de control para un transformador defasador.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN.**

Es importante realizar un sistema de control que pueda controlar el flujo de potencia y regular el ángulo de fase de un transformador, por los problemas que se originan cuando no se puede controlar el flujo de potencia y la demanda se incrementa, por lo que se pueden originar variaciones de flujo de potencia en el sistema de transmisión eléctrico.

La demanda de energía en el país cada vez crece más, por lo que se requiere alimentar a la carga desde más de un solo alimentador para mejorar su eficiencia. Esto se puede mejorar si se redireccionan los flujos de potencia en las líneas de transmisión.

Al aprovechar la máxima capacidad útil de las líneas de transmisión por medio de modificaciones del ángulo de fase, se ahorra dinero debido a que ante incrementos de carga se pueden utilizar las líneas existentes sin sobrecargarlas, las cuales podrán posiblemente seguir alimentando dichos incrementos de cargas, y evitándose la construcción de nuevas líneas de transmisión, ante incrementos de carga.

## **1.4 OBJETIVO GENERAL.**

Desarrollar un control regulante mediante un transformador defasador, para direccionar el flujo de potencia real en un sistema eléctrico, y aprovechar la capacidad máxima de cargabilidad de las líneas de transmisión.

### **1.4.1 Objetivos específicos.**

- Realizar el control del transformador defasador mediante un PLC.
- Llevar a cabo la conexión “delta con alimentación central en el devanado serie” en el transformador defasador.
- Controlar el flujo de potencia real en las líneas de transmisión paralelas, modificando el ángulo del voltaje por medio del transformador defasador.
- Mantener el sincronismo del sistema ante variaciones de carga.
- Utilizar la capacidad máxima de transmisión de potencia en la línea.
- Determinar si mediante la conexión delta con alimentación central en el devanado serie en el transformador defasador, se obtiene el mayor control de flujo de potencia real, comparándolo contra las conexiones:
  - Conexión delta.
  - Conexión delta-hexagonal.
  - Conexión estrella prolongada con alimentación lateral.

## **1.5 HIPÓTESIS.**

Por medio del transformador defasador con conexión delta con alimentación central en el devanado serie, se logra:

- Controlar el flujo de potencia real en las líneas de transmisión de un sistema eléctrico interconectado.
- Aumentar la capacidad de transmisión del sistema interconectado utilizando un esquema de control, que regule su ángulo de fase
- Mediante la variación de taps del transformador defasador en conexión delta con alimentación central en el devanado serie en el transformador defasador, se logra manejar el flujo de potencia real en líneas paralelas, aumentando el margen de estabilidad, evitando que los relevadores operen por sobrecarga consiguiendo que el sistema permanezca interconectado y en sincronismo.

## **1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES.**

Se realizó el estudio a nivel prototipo debido a que no se tienen los medios para poder obtener resultados dentro de un sistema eléctrico real, con el prototipo se pretende conocer lo que podría ser el comportamiento real.

Se construyó el sistema eléctrico mediante 2 módulos de línea de transmisión (LT), 1 PLC, 3 transformadores monofásicos de 2.5 KVA, y dos fuentes de generación que alimentan al sistema, un módulo motor-generator, y una conexión a bus infinito.

Se realizaron pruebas para estudiar el comportamiento de potencia real al instalar un transformador defasador en conexión delta con alimentación central, en el devanado serie en un sistema interconectado con dos fuentes de alimentación distintas.

Se aprovechó la capacidad máxima de la LT en una configuración de líneas paralelas, aumentando el margen de estabilidad.

# *Referencias*

---

[1] Martínez Pérez Adrián, “Solución al problema de cargabilidad de un sistema eléctrico por medio de un transformador regulante de magnitud de voltaje y ángulo de fase aplicando control difuso”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e Investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps. México, Agosto 2005.

[2] Marco Antonio Colmenares Ramírez, “Solución al Problema de Cargabilidad de un Sistema Eléctrico por medio de un Transformador Regulante de ángulo de fase en Conexión Delta – Hexagonal utilizando Control Difuso”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps. México, Diciembre 2005.

# *Capítulo*

# 2

---

## *Marco Teórico*

En el presente capítulo, se describe cómo está compuesto el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), las áreas que lo conforman. Se mencionan algunas características del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de las líneas de transmisión. Se describen los conceptos cargabilidad en líneas de transmisión, transferencia de potencia y el control de flujos de potencia.

## 2.1 SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA (SEP). [1]

Un sistema eléctrico (ver figura 2.1) está compuesto, en términos generales, por los siguientes subsistemas:

1. Generación de energía
2. Transmisión
3. Subestaciones
4. Distribución
5. Consumo

Cada subsistema contiene, a su vez, diferentes componentes físicos. Por razones técnico-económicas, la energía se genera, transmite y distribuye, en forma trifásica.

### 1. Generación de energía.

La energía eléctrica se genera en las centrales eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, que produce energía en corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6,000 y 23,000 Voltios.

### 2. Transmisión.

La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la Red de Transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes torres metálicas y a tensiones superiores a 66,000 Voltios.

### 3. Subestaciones.

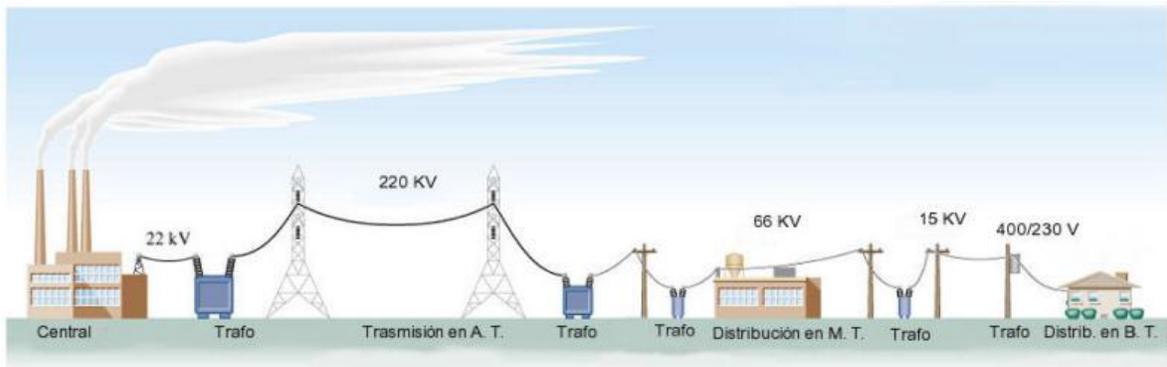
Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras (subestación elevadora), y en la periferia de las diversas zonas de consumo (subestación reductora), enlazadas entre ellas por la red de transporte.

#### 4. Distribución.

Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas (estéticamente mejores, pero más costosas). La red de distribución está formada por la red en alta tensión (suele estar comprendida entre 6,000 a 23,000 Voltios) y en baja tensión (400/230 V).

#### 5. Consumo.

En los centros de consumo de la energía eléctrica, este se puede realizar en baja o alta tensión.



CENTRAL HIDROELECTRICA

SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

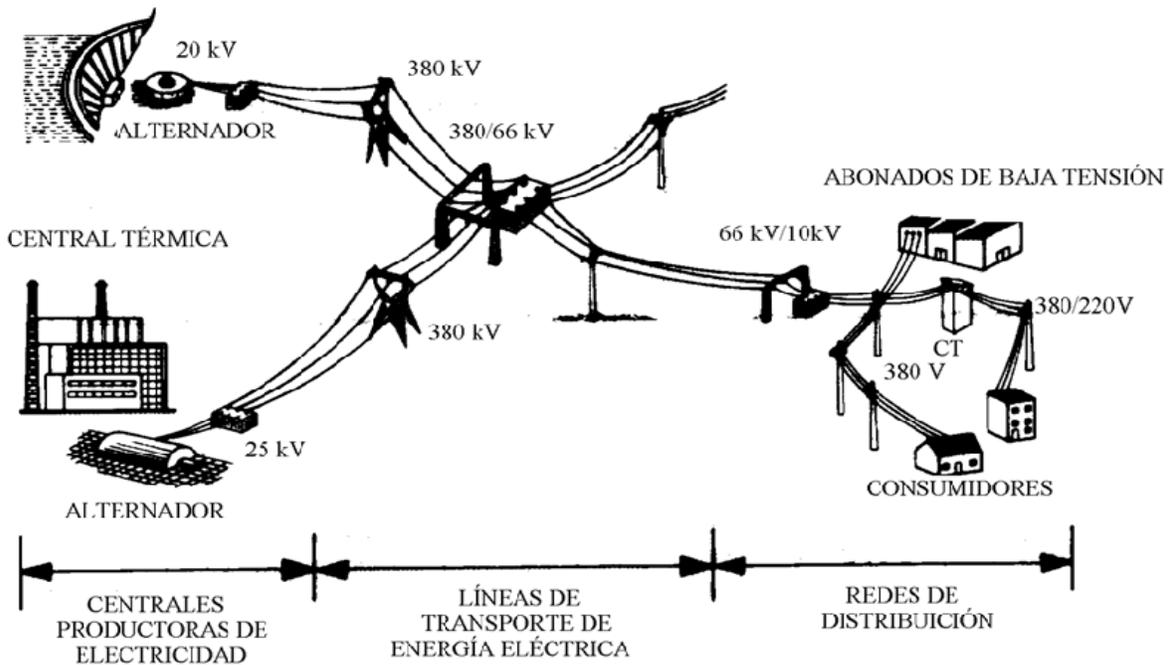


Figura 2.1 Sistemas eléctricos de potencia.

## 2.2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN). [2]

En las últimas décadas, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a la par con el incremento de consumidores. En 1960 la capacidad instalada en México era de 3,021 MW y esta demanda se abastecía por sistemas eléctricos aislados. En diciembre del 2001, el SEN contaba con una capacidad de 38,519 MW y un total de 670,902 Km de líneas de transmisión y distribución.

Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 KV), la unificación de frecuencia a 60 Hz, la interconexión de sistemas, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, así como el aprovechamiento de la energía geotérmica, nuclear y a base de carbón, también la administración de la demanda mediante el uso de tarifas con diferenciación horaria. El SEN está compuesto por nueve áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California Norte, Baja California Sur, como se muestra en la figura 2.2.

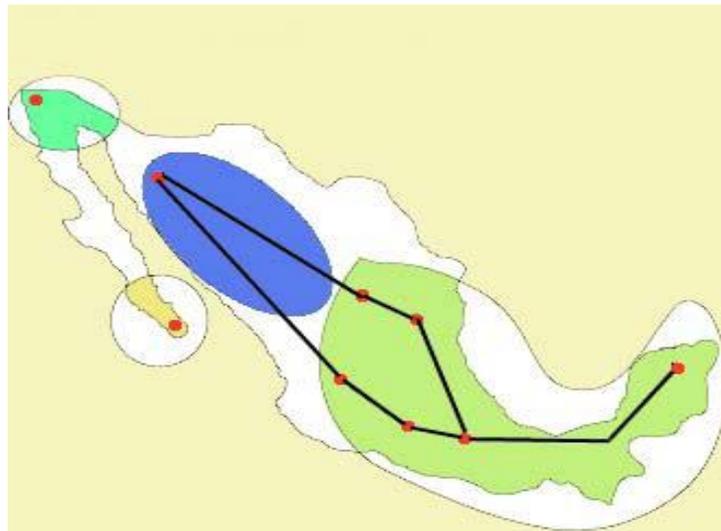


Figura 2.2 Áreas del SEN.

La operación de la red de transmisión y el despacho de carga se dirige y supervisa desde 8 centros regionales de control, coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ubicado en la ciudad de México. Las nueve áreas en que se ha dividido el SEN corresponden a las áreas de control de los centros regionales, con excepción de las dos en la península de Baja California, cuya operación es responsabilidad del Centro Regional localizado en Mexicali. Los otros centros regionales están ubicados en Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Guadalajara, México, Puebla y Mérida. Con la interconexión del sistema eléctrico se ha logrado:

1- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten reservas de capacidad de generación.

2- Hacer posible el intercambio de energía entre regiones para obtener menores costos de generación para todo el conjunto.

3- Incrementar la confiabilidad del suministro ante condiciones de emergencia.

La red troncal que forma el Sistema Interconectado Nacional está formada por líneas de transmisión de 400 KV, 230 KV y 115 KV. Como se muestra en la figura 2.3.

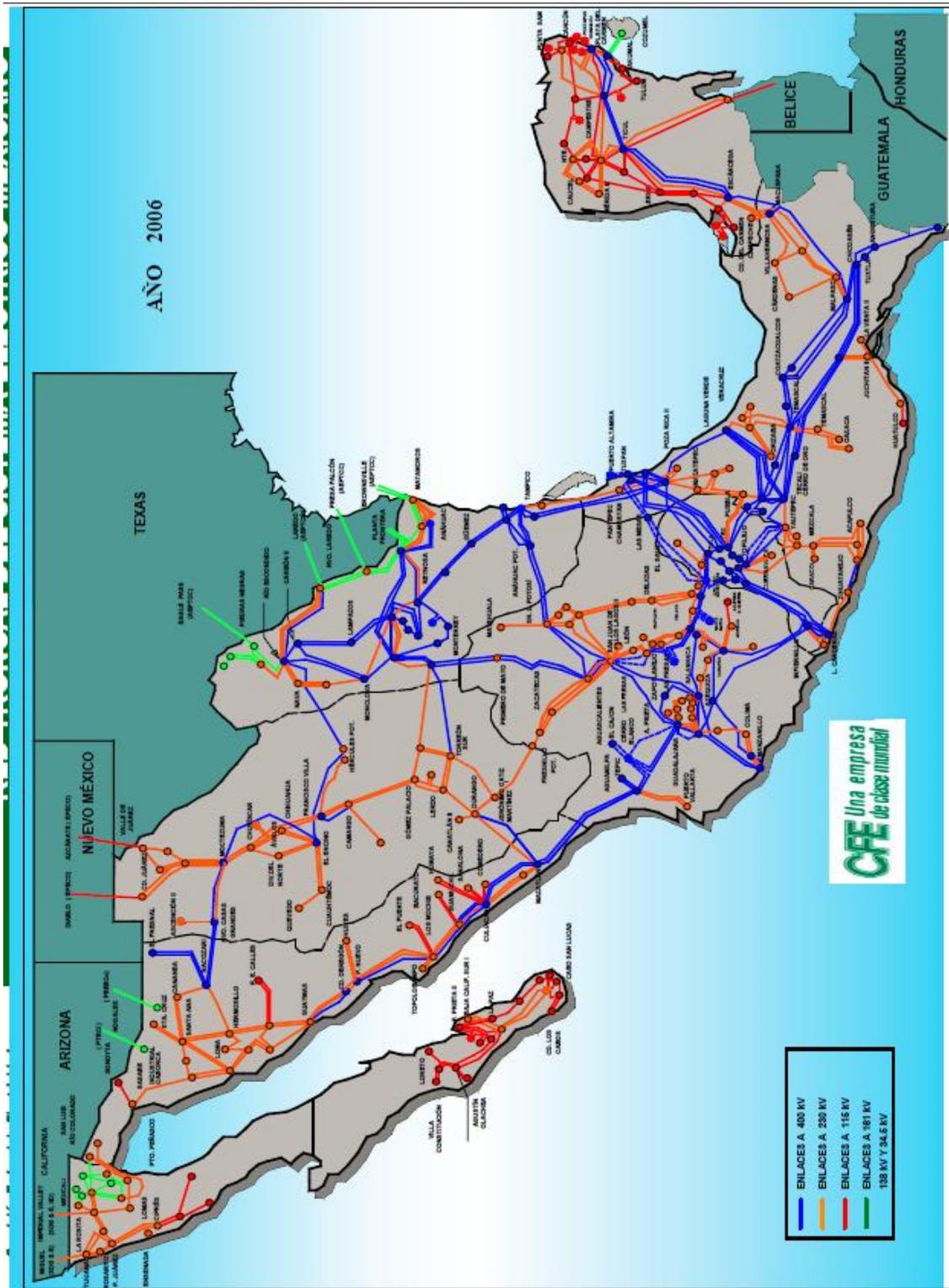


Figura 2.3 Sistema interconectado nacional.

## 2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (LT). [3]

### 2.3.1 Características de las líneas de transmisión.

En el pasado los sistemas eléctricos de potencia eran relativamente simples y diseñados para ser autónomos. Actualmente estos sistemas constan de una gran cantidad de interconexiones, no solo entre compañías prestadoras de servicio pertenecientes a un país, sino también entre sistemas de diferentes países; esto obedece principalmente a cuestiones de carácter económico y de seguridad en la operación del sistema. Aunado a esto la industria eléctrica está experimentando cambios acelerados, entre los cuales se ubica la reforma estructural del mercado eléctrico internacional. Las nuevas estructuras requieren que la potencia eléctrica sea transportada a través de líneas de transmisión bien definidas; sin embargo, las redes convencionales de los sistemas de potencia no pueden prever las expectativas futuras de flexibilidad en el control de la potencia.

En los últimos años la demanda en los sistemas de potencia ha aumentado y seguirá incrementándose, lo que conlleva a una serie de problemas como: sobrecarga y subutilización del potencial de transmisión, cuellos de botella y oscilaciones de potencia. El costo de líneas de transmisión, así como las dificultades que se presentan para su construcción, su localización, derecho de vía, etc., a menudo limitan la capacidad de transmisión, lo cual ha motivado el desarrollo de nuevas tecnologías que permiten mitigar estos inconvenientes. Los sistemas de potencia convencionales, especialmente las líneas de transmisión, se dice que son inflexibles debido a que ofrecen poca o nula posibilidad de control en el flujo de potencia como consecuencia de que los parámetros y la configuración de la red son fijos.

Asumiendo la representación simplificada de la línea de transmisión mostrada en la figura 2.4, el flujo de potencia compleja ( $\tilde{S}_{km}$ ) en el nodo de envío es:

$$\tilde{S}_{km} = \tilde{V}_k \tilde{I}_k^* \quad (2.1)$$

Donde la corriente inyectada ( $\tilde{I}_k$ ) a este nodo está definido por:

$$\tilde{I}_k = \frac{\tilde{V}_k - \tilde{V}_m}{\tilde{Z}} \quad (2.2)$$

Y  $\tilde{Z} = R + jX$  es la impedancia serie de la línea de transmisión.

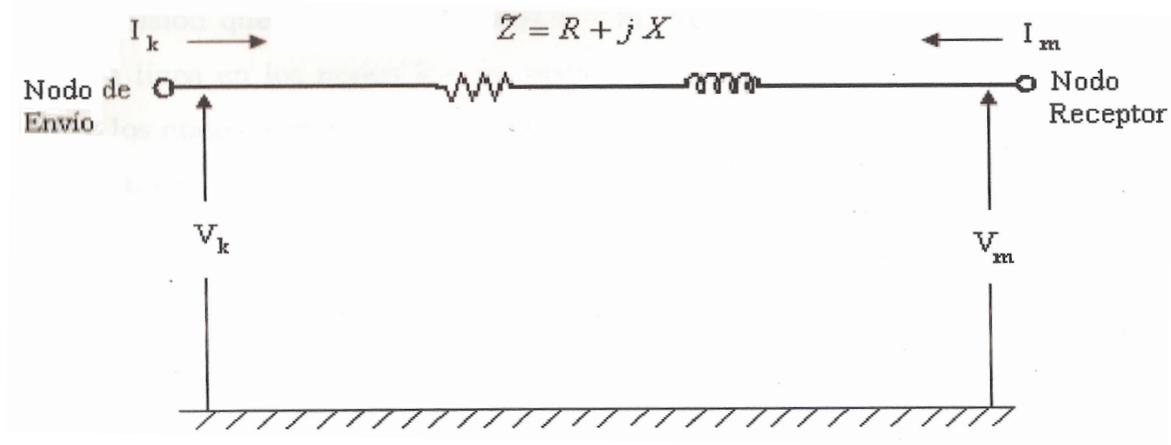


Figura 2.4 Línea de transmisión aérea.

La expresión matemática que representa la potencia activa y reactiva inyectada al nodo de envío es obtenida sustituyendo la ecuación (2.2) dentro de la ecuación (2.1).

$$P_{km} = \frac{RV_k^2 - RV_kV_m \cos(\theta_k - \theta_m) + XV_kV_m \sin(\theta_k - \theta_m)}{R^2 + X^2} \quad (2.3)$$

$$Q_{km} = \frac{XV_k^2 - XV_kV_m \cos(\theta_k - \theta_m) - RV_kV_m \sin(\theta_k - \theta_m)}{R^2 + X^2} \quad (2.4)$$

Para una línea sin pérdidas, el flujo de potencia activa y reactiva se simplifica a la siguiente relación:

$$P_{km} = \frac{V_kV_m}{X} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (2.5)$$

$$Q_{km} = \frac{V_k^2 - V_kV_m \cos(\theta_k - \theta_m)}{X} \quad (2.6)$$

Donde  $P_{km}$  es la potencia real o activa trifásica transferida a través de la línea de transmisión que conecta los nodos k-m,  $Q_{km}$  es la potencia reactiva trifásica transferida a través de la línea de transmisión que conecta los nodos k-m,  $V_k$  y  $V_m$  corresponden a la magnitud del voltaje de línea a línea en los nodos k-m, respectivamente,  $\theta_{km} = (\theta_k - \theta_m)$  es la diferencia angular entre los nodos terminales, y  $X$  es la reactancia por fase de la línea de transmisión. Para fácil referencia, en la tabla 2.1 se resumen algunos datos típicos para líneas desde 34.5 hasta 500 KV.

Tabla 2.1 Algunos datos típicos para las líneas de transmisión <sup>a</sup>.

Parámetro						
Tensión (KV)	R	X	$\frac{Y}{2}$	MVAR/100 Km.	Zc (Ω)	Potencia Natural (SIL) (MW)
34.5	4.67	4.6	0.002	0.4	395	3
69	0.6548	1.119	0.008	1.6	390	12
115	0.1002	0.36507	0.02227	4.4	381	35
138	0.0634	0.2575	0.03166	6.3	384	50
161	0.05304	0.2041	0.04188	8.38	413	63
230	0.01373	0.0925	0.08807	17.6	386	137
400	0.00187	0.02387	0.3373	67.5	303	528
500	0.00116	0.1335	0.62273	125	259	965

Nota: Los datos para 400 KV corresponden a una línea con dos conductores por fase y para 500 KV a una con cuatro.

<sup>a</sup> Los parámetros R, X y Y/2 están en p.u. por Km, en base a 100 MVA y voltaje nominal.

## 2.4 CARGABILIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN. [4]

La capacidad de carga o transferencia de potencia a través de una línea de transmisión (cargabilidad), es un aspecto importante para el sistema eléctrico; la cargabilidad puede estar limitada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por la caída de voltaje que ocurre entre los extremos de envío y recepción, o por la separación angular máxima entre las fuentes de voltaje de los equivalentes en ambos extremos (margen de estabilidad ante pequeñas perturbaciones).

En sistemas eléctricos débiles es raro encontrar líneas, aún cortas, cuya cargabilidad esté definida por la capacidad térmica de los conductores; en cambio, en sistemas robustos, es usual que líneas cortas (80 Km.) estén limitadas por dicho factor. En sistemas muy débiles, algunas de las líneas de transmisión de 115 KV son una excepción, ya que el factor limitante sí es el térmico, debido a que son parte de una red mallada y de longitudes cortas.

La cargabilidad en líneas de transmisión cortas (< 80 Km.) en líneas aéreas de 60 Hz, suele determinarse por el límite térmico del conductor o por las capacidades nominales del equipo en las terminales de la línea. Para líneas más largas (hasta 300 Km.), la cargabilidad de la línea a menudo se determina por el límite de caída de tensión. Aun cuando, en algunos casos se pueden tolerar caídas de tensión más severas; la magnitud de voltaje VR es indicativo de la capacidad de soporte de voltaje que se dispone en el extremo receptor, el valor de VR se define empíricamente con un valor usual a 0.95 p.u. Para longitudes de línea de más de 300 Km., la estabilidad en estado estacionario se convierte en un factor limitante.

En la figura 2.5 se muestran dos curvas limitantes una para margen de estabilidad (ME) y otra para caída de voltaje (CV). El punto de intersección de estos límites no es fijo a ninguna longitud particular, y se puede desplazar a la derecha o a la izquierda, dependiendo de las características de los sistemas terminales, de las distintas clases de tensión, de los criterios de estabilidad y de la caída de tensión que se utilice.

Para obtener la curva de cargabilidad a partir del modelo simplificado, se establecen criterios sobre la caída de voltaje y el margen de estabilidad en estado estable. Generalmente, estos criterios son de 5% y de 30% o 35% respectivamente. En sistemas robustos, un margen del 30% significa un 70% del límite de estabilidad de estado estable.

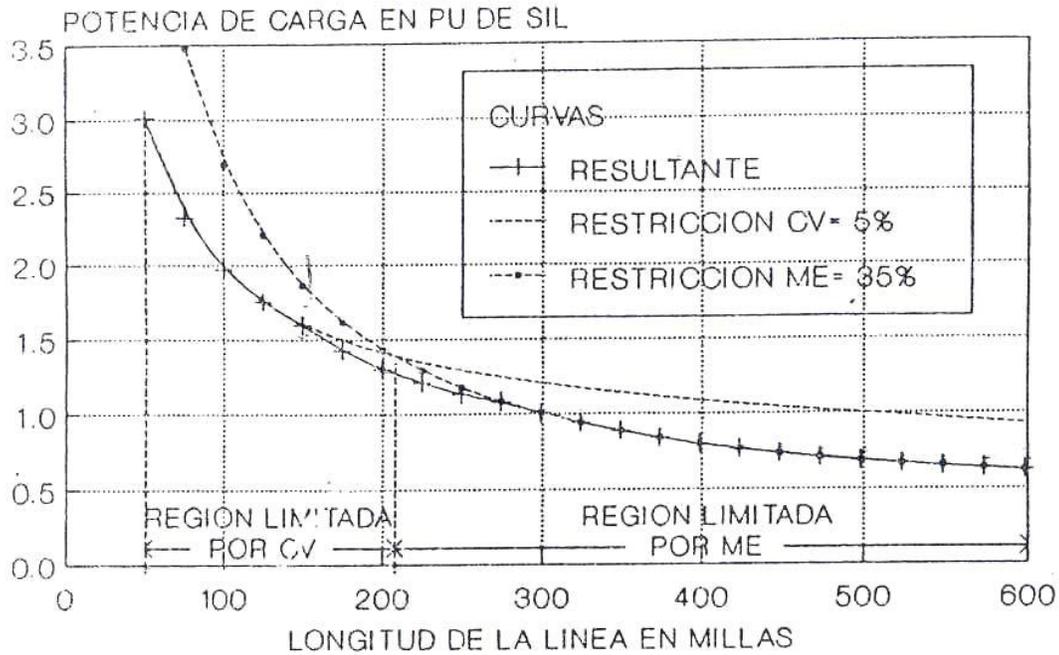


Figura 2.5 Curva de cargabilidad para una línea de 345 KV, 1414 MCM, 1 conductor/fase.

Los criterios se podrían variar si se hacen menos restrictivos, si se aumenta la caída de voltaje y se disminuye el margen de estabilidad permitidos, se aumentaría la cargabilidad pero se reduciría la confiabilidad, contrariamente haciéndolos más restrictivos se mejoraría la confiabilidad pero se degradaría la cargabilidad.

#### 2.4.1 Límite térmico. [4]

Este límite está determinado por la máxima temperatura del conductor; la temperatura de éste afecta la flecha entre las torres y la pérdida de la resistencia a la tensión mecánica, debido al recocimiento que puede sufrir si la temperatura es muy alta. Con ello podrían violarse las distancias a tierra permisibles, o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor, con lo cual ya no recuperaría su longitud original cuando se enfriara.

La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como de la temperatura ambiente, velocidad del viento y de las condiciones físicas en la superficie del conductor.

Ya que este límite resulta de la producción de calor por las pérdidas óhmicas, la constante de tiempo térmica es de varios minutos; se puede hablar entonces de una capacidad o límite térmico de corto plazo y otra de largo plazo. Para líneas de alto voltaje en adelante, las consideraciones ambientales, tales como el efecto corona y los efectos de campos, obligan a que el diseño de líneas resulte en capacidades térmicas elevadas. La capacidad térmica cuando se tienen varios conductores por fase, en especial en los niveles de EHV (Extra High Voltage) y UHV (Ultra High Voltage), generalmente excede por un margen significativo los requerimientos del sistema, para transferir potencia a través de una línea específica. En tales casos, el equipo terminal de la línea, tal como las trampas de onda, o el equipo de subestación presentan un límite térmico más restrictivo que la línea misma.

#### 2.4.2 Límite de caída de tensión. [4]

Este límite es de suma importancia, sobre todo en sistemas eléctricos longitudinales; está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos terminales de la línea. Con base en el modelo simplificado de la figura 2.6, la caída de tensión se define en el nodo de recepción y se supervisa observando el voltaje  $V_R$ . El criterio usual es de permitir una caída de 5% la cual puede parecer muy estricta; sin embargo, es importante recordar que se está utilizando para estudios de planificación donde se tienen importantes incertidumbres en cuanto a la evolución de la oferta y la demanda futuras.

Sin embargo, se pueden realizar estudios paramétricos para cuantificar el aumento de cargabilidad al degradar a un 7.5%, la caída de tensión permisible.

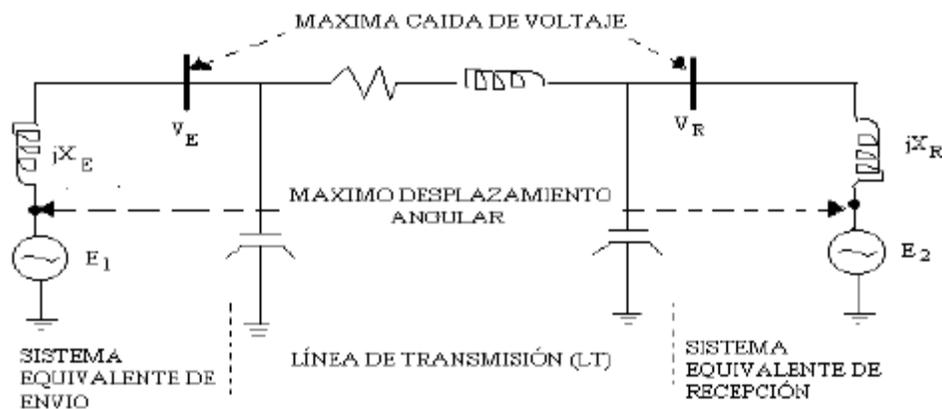


Figura 2.6 Modelo simplificado para analizar la cargabilidad en líneas de transmisión. [5]

### 2.4.3 Límite de estabilidad de estado estable. [4]

La limitación de estabilidad o también llamado margen de estabilidad de estado estable o ante pequeñas perturbaciones (ME), se refiere al margen entre la potencia máxima ( $P_{max}$ ) y la potencia de operación permisible ( $P_{op}$ ), como se observa en la figura 2.7. El ME se define en términos de  $P_{max}$  y  $P_{op}$ , de acuerdo a la ecuación (2.7).

$$\%ME = \frac{P_{max} - P_{op}}{P_{max}} * 100 \quad (2.7)$$

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema, ante una variedad de contingencias que pueden provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente en la línea. Esos cambios pueden ser provocados por maniobras de apertura y cierre en líneas y transformadores, por cambios en el despacho de generación o por disturbios eléctricos, tales como fallas o pérdida de generación. La máxima potencia que puede ser transmitida en la LT, representa el límite de estabilidad teórico ante pequeñas perturbaciones.

El nivel del margen se basa en el juicio y en la experiencia de los sistemas existentes, así como en los criterios de planificación que se siguen, específicamente los referentes a la confiabilidad con que se planifican los sistemas. Generalmente, se utiliza un margen de 30% o 35 %, lo que significa una separación angular entre E1 y E2 de  $44^\circ - 40^\circ$ . Obsérvese que dicha separación angular se refiere al sistema completo; esto es, desde la fuente de voltaje equivalente en el extremo receptor, hasta la fuente de voltaje equivalente en el extremo de envío. Como puede observarse, se incluyen entre ambas fuentes de voltaje ideal la suma de las reactancias equivalentes de los sistemas extremos y la impedancia de la línea.

En la figura 2.7, se describe la curva de Potencia-Ángulo y el margen de estabilidad (ME). Se observa el ME que se tiene para mantener el sistema dentro de sincronismo ante

pequeñas perturbaciones, además se observa que se define en términos de  $P_{\max}$  (potencia máxima) y  $P_{op}$  (potencia de operación).

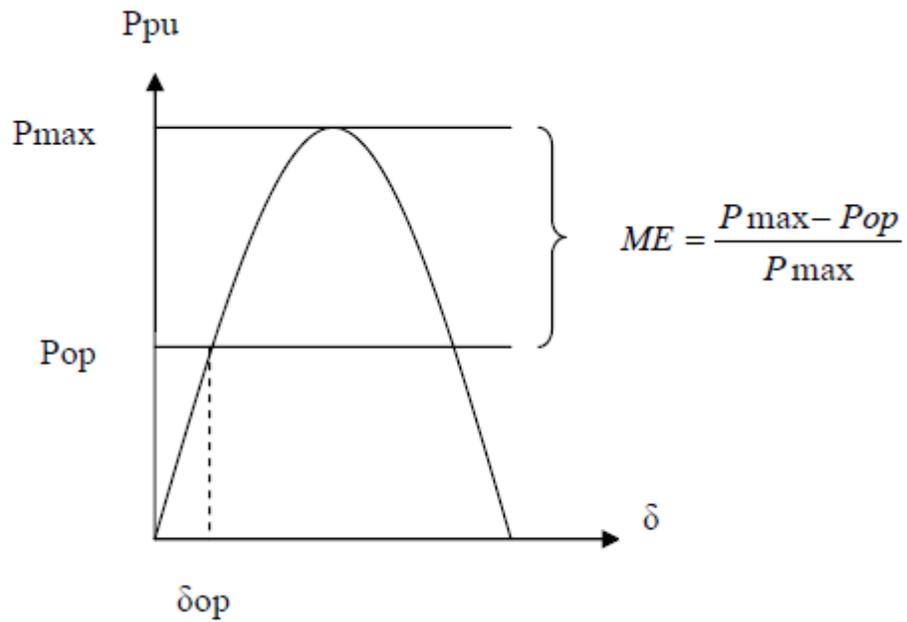


Figura 2.7 Curva de Potencia-Ángulo.

## 2.5 TRANSFERENCIA DE POTENCIA. [5]

Considere dos sistemas de potencia interconectados por una línea monofásica o con un soporte de voltaje en el otro extremo, como se muestra en la figura 2.8. La línea es modelada aproximadamente con una reactancia inductiva serie (ya que para líneas largas y de voltajes extra altos la reactancia es mucho mayor que la resistencia). La ecuación para el análisis del flujo de potencia real en este sistema es:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} * \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) \quad (2.8)$$

Donde  $V_1$  es la magnitud del voltaje de transmisión,  $V_2$  es la magnitud del voltaje de recepción,  $\theta_1$  es el ángulo del voltaje de transmisión,  $\theta_2$  es el ángulo del voltaje de recepción y  $X$  es la reactancia de la línea de transmisión. De acuerdo a la ecuación anterior si variamos  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $\theta_1$ ,  $\theta_2$  o  $X$  varia el flujo de potencia real ( $P$ ) en la línea.

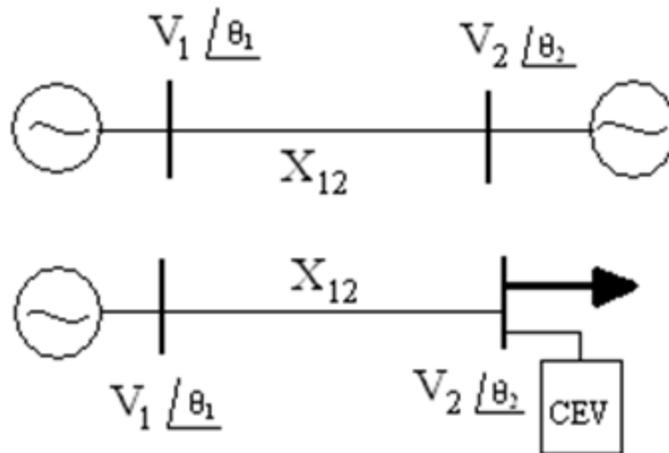


Figura 2.8 Esquema para la transferencia de potencia.

## 2.6 CONTROL DE FLUJOS DE POTENCIA. [5]

Los siguientes medios se utilizan para controlar los flujos de potencia del sistema:

- A) Control del primo-motor y de excitación de generadores.
- B) Conexión de los bancos de capacitores en derivación, reactores en derivación y sistemas estáticos de VARs.
- C) Control de transformadores de regulación y con cambiador de derivaciones.

Un modelo simple de un generador que opera en condiciones balanceadas de estado estable es el circuito equivalente de Thévenin mostrado en la figura 2.9,  $V_t$  es el voltaje terminal del generador,  $E_g$  es el voltaje de excitación,  $\delta$  es el ángulo de potencia y  $X_g$  es la reactancia síncrona de secuencia positiva. De la figura 2.9, la corriente del generador es [6]:

$$I = \frac{E_g \angle \delta - V_t \angle 0^\circ}{jX_g} \quad (2.9)$$

Y la potencia compleja entregada por el generador es:

$$S = P + jQ = V_t \cdot I^* = V_t \cdot \frac{(E_g \angle -\delta - V_t \angle 0^\circ)}{-jX_g} = \frac{V_t E_g (j \cos \delta + \text{sen } \delta) - jV_t^2}{X_g} \quad (2.10)$$

Entonces, las potencias real y reactiva entregadas son:

$$P = \text{Re}[S] = \frac{V_t E_g}{X_g} \cdot \sin \delta \quad (2.11)$$

$$Q = \text{Im}[S] = \frac{V_t}{X_g} \cdot (E_g \cdot \cos \delta - V_t) \quad (2.12)$$

La ecuación (2.11) muestra que la potencia real  $P$  se incrementa cuando aumenta el ángulo de potencia  $\delta$ . Desde el punto de vista operacional, cuando el primo-motor incrementa la entrada de potencia al generador manteniendo constante el voltaje de excitación, se incrementa la velocidad del rotor. A medida que aumenta la velocidad del rotor, también crece

el ángulo de potencia  $\delta$ , con lo cual se logra que aumente la salida de potencia real P del generador.

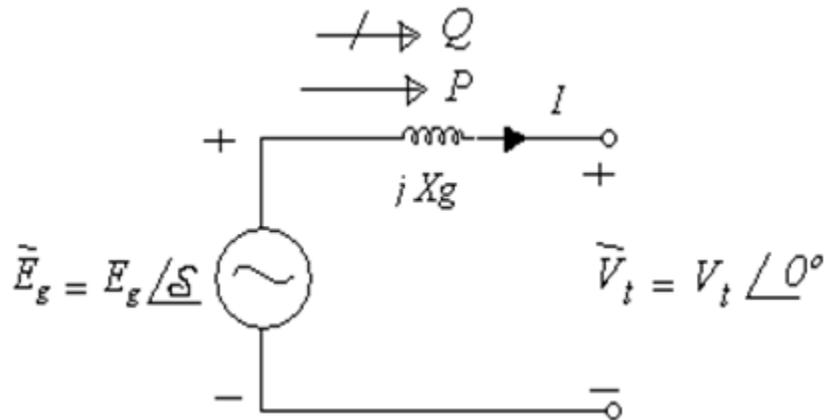


Figura 2.9 Generador equivalente de Thévenin.

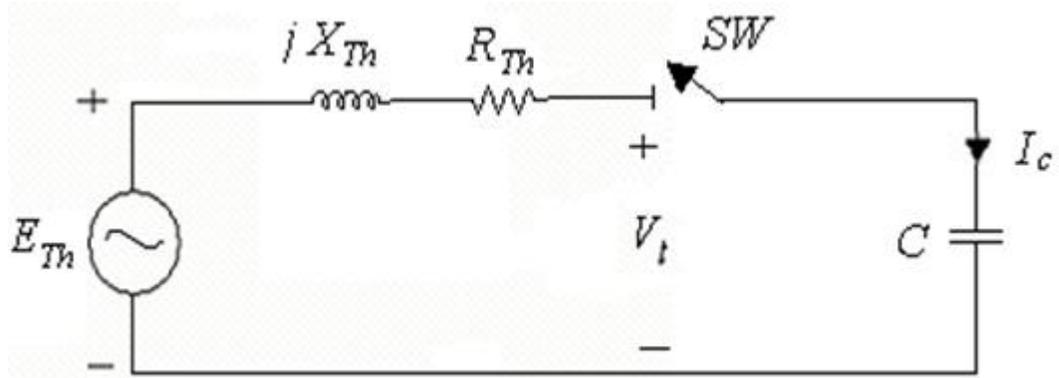
También hay una disminución en la salida de potencia reactiva Q, dada por la ecuación (2.12). Sin embargo, cuando  $\delta$  es menor de  $15^\circ$ , el incremento de P es mucho mayor que la disminución de Q. Desde la perspectiva del flujo de potencia, un incremento en la potencia del primo-motor corresponde a un aumento en P en el bus de voltaje constante al que está conectado el generador. El programa de flujos de potencia calcula el incremento en  $\delta$  junto con el pequeño cambio en Q.

La ecuación (2.12) muestra que la salida de potencia reactiva Q se incrementa cuando aumenta el voltaje de excitación  $E_g$ . Desde el punto de vista operacional, cuando aumenta la salida excitatriz del generador mientras se mantiene constante la potencia del primo-motor, la corriente del rotor crece. A medida que se incrementa la corriente del rotor, el voltaje de excitación  $E_g$  también aumenta, lo cual da lugar a un aumento en la salida de potencia reactiva Q del generador. También hay una pequeña disminución en el ángulo de potencia  $\delta$  requerido para mantener constante a P en la ecuación (2.11). Desde el punto de vista del flujo de potencia, un aumento en la excitación del generador corresponde a un incremento en la magnitud del voltaje en el bus de tensión constante al cual está conectado el generador. El

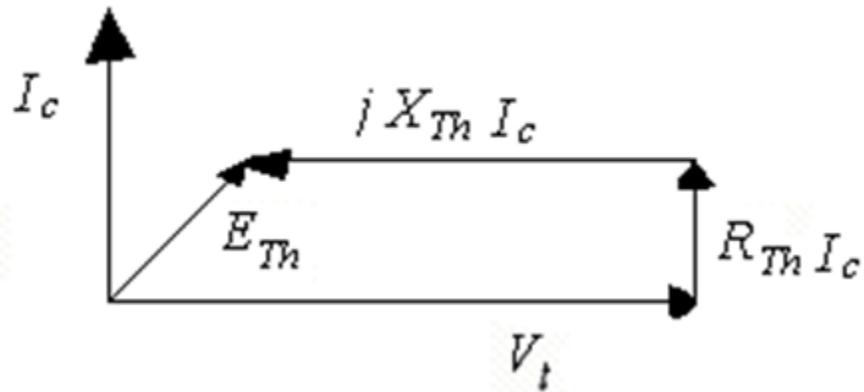
programa de flujo de potencia calcula el aumento de potencia reactiva  $Q$  que suministra el generador, junto con el pequeño cambio de  $\delta$ .

En la figura 2.10 se muestra el efecto de añadir un banco de capacitores en derivación a un bus del sistema de potencia. El sistema se modela mediante su equivalente de Thévenin. Antes de que se conecte el banco de capacitores, el interruptor SW está abierto y el voltaje del bus es igual a  $E_{Th}$ . Después que se conecta el banco, se cierra SW y la corriente del capacitor  $I_c$  adelanta  $90^\circ$  al voltaje del bus  $V_t$ ; el diagrama fasorial ilustra que  $V_t$  es mayor que  $E_{Th}$  cuando se cierra SW. Desde la perspectiva del flujo de potencia, añadir un banco de capacitores en derivación a un bus de carga equivale a agregar una carga reactiva negativa, puesto que un capacitor absorbe potencia reactiva negativa. El programa de flujo de potencia calcula el incremento en la cantidad de voltaje del bus junto con el pequeño cambio en  $\delta$ ; de forma similar, la adición de un reactor en derivación equivale a agregar una carga reactiva positiva, en donde el programa de flujo de potencia calcula la disminución de la magnitud del voltaje.

Los transformadores que regulan la magnitud del voltaje y los de cambiador de derivaciones, se emplean para controlar los voltajes de bus así como los flujos de potencia reactiva en las líneas a las que están conectados. De la misma manera, los transformadores que regulan el ángulo de fase se emplean para controlar los ángulos de voltaje de bus, así como los flujos de potencia real en las líneas a las que están conectados; tanto los transformadores de regulación como los de cambiador de derivaciones, se modelan mediante un transformador con una relación de número de vueltas no nominal.



A) Circuito equivalente.



B) Diagrama de fasores con SW cerrado.

Figura 2.10 Efecto de añadir un banco de capacitores en derivación a un bus del sistema de potencia, diagramas A y B.

# Referencias

---

[1] Juan Luis Hernández, “Sistema Eléctrico de Potencia”, pagina web de Tecnología Eléctrica, España, Septiembre 2008.

[2] Eric Bolívar Villagómez 070606, “Taller de Transformadores TC14 Comité Electrotécnico Internacional”, Comisión Federal de Electricidad, México, Noviembre 2010.

[3] Marco Antonio Colmenares Ramírez, “Solución al Problema de Cargabilidad de un Sistema Eléctrico por medio de un Transformador Regulante de ángulo de fase en Conexión Delta – Hexagonal utilizando Control Difuso”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps. México, Diciembre 2005.

[4] Aboytes G. Florencio. “Control de Potencia Activa-Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Centro Federal de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Diciembre 1990, Monterrey N.L México.

[5] José Alfredo de la Paz Plaza, “Prototipo de Control para un Transformador Regulante Controlado por medio de un PLC”, Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado e Investigación, Instituto Tecnológico de Ciudad Madero Tamps. México, Junio 2000.

[6] Grainger & Stevenson Jr., “Análisis de Sistemas de Potencia”, Mc Graw Hill, p. 740, México D.F., 1996.

# Capítulo

# 3

---

## *Transformador defasador*

En el capítulo anterior, se mencionaron algunos medios para controlar los flujos de potencia, uno de estos medios es el control de transformadores de regulación y con cambiador de derivaciones.

En el presente capítulo se describe el transformador defasador (TD), se analizan los modelos sobre transformadores monofásicos y el control de flujo de potencia que realiza el TD en las líneas de transmisión.

### **3.1 CONTROL DE FLUJO DE POTENCIA POR MEDIO DE TRANSFORMADORES.**

[1]

Los transformadores suministran un medio adicional de controlar el flujo de la potencia real y reactiva. Nuestro concepto corriente de la función de los transformadores en un sistema de potencia es el de cambiar de un nivel de voltaje a otro; como un transformador convierte el voltaje de un generador al voltaje de la línea de transmisión. Sin embargo hay transformadores que suministran un pequeño ajuste en la magnitud de voltaje, generalmente en el intervalo de  $\pm 10\%$ , y otros en los cuales el desplazamiento del ángulo de fase de los voltajes de línea, son componentes importantes de un sistema de potencia.

Casi todos los transformadores tienen derivaciones en los devanados para ajustar la relación de transformación, y la cambian cuando el transformador está energizado o desenergizado. Estas operan con motores que responden a un conjunto de relevadores que los lleva a un valor de voltaje predeterminado, sus circuitos especiales permiten hacer los cambios sin interrumpir la corriente.

Cuando se requiere cambiar las derivaciones en el transformador estando energizado, se emplean unos dispositivos llamados on load tap changer (OLTC) o tap changing under load (TCUL), que en español significa, Cambiador de taps o derivaciones bajo carga. El equipo para el cambiador de tap bajo carga se aplica a transformadores de potencia para: mantener el voltaje del secundario constante con el voltaje primario variable; controlar el voltaje del secundario con el voltaje primario fijo; controlar el flujo de potencia reactiva entre dos sistemas de generación, y para el control de potencia real entre circuitos por el defasamiento del voltaje de salida del transformador de posición de ángulo de fase.

Un tipo de transformador diseñado para pequeños cambios de voltaje, en magnitud y en ángulo de fase, en lugar de grandes cambios en su nivel, se llama transformador regulante; este transformador es utilizado para el control del flujo de potencia en un sistema en particular.

Las figuras 3.1 y 3.2 muestran un transformador regulante para controlar la magnitud del voltaje y el ángulo de fase.

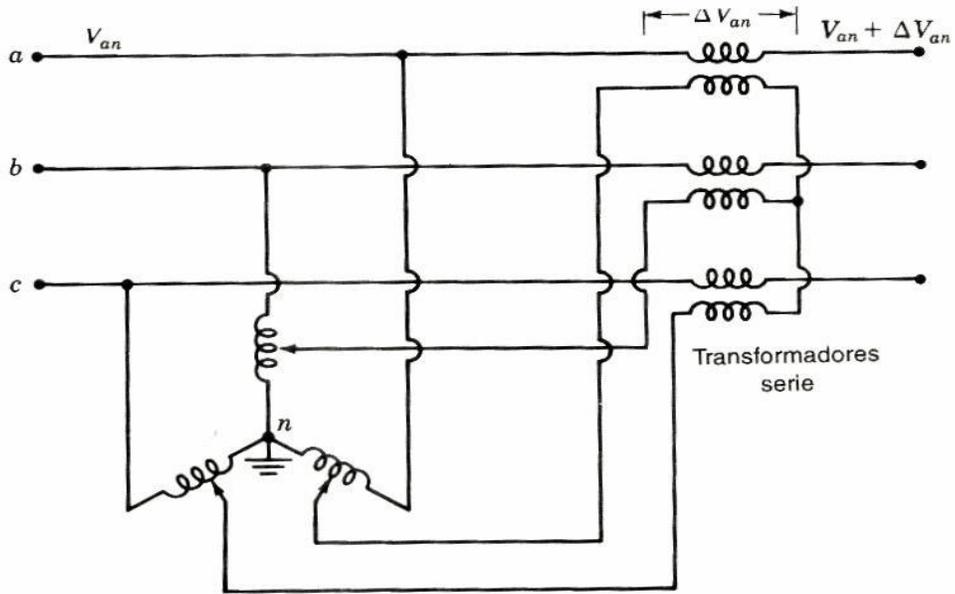


Figura 3.1 Transformador regulante para el control de la magnitud del voltaje.

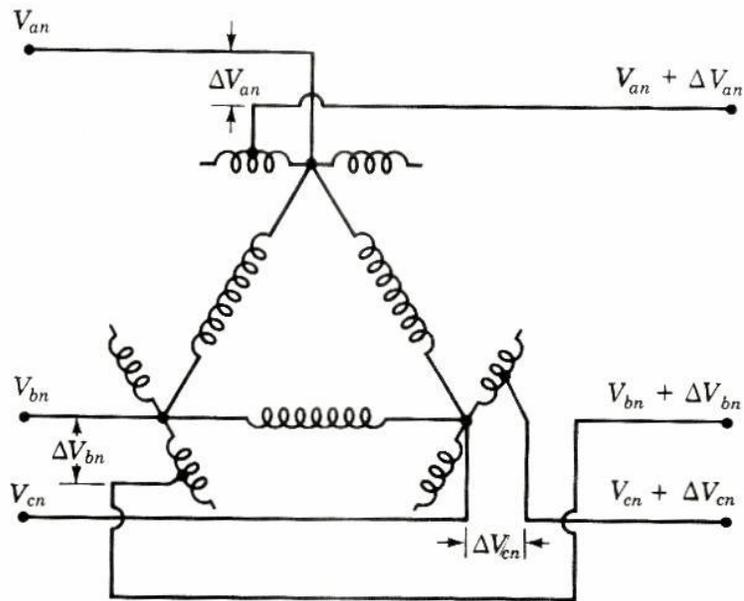


Figura 3.2 Transformador regulante para el control del ángulo de fase.

Los devanados dibujados en paralelo uno con el otro están montados en el mismo núcleo de acero. El uso del transformador regulante para el control del ángulo de fase, también llamado transformador defasador (Phase Shifting Transformer, PST), ayuda a controlar de potencia real en líneas de transmisión y sistemas interconectados.

### 3.2 TRANSFORMADOR DEFASADOR. [2]

La función del transformador es modificar la fase de voltaje de entrada mediante incrementos o decrementos de ángulo con respecto a la salida. La figura 3.3 muestra el desplazamiento fasorial entre voltajes. [2]

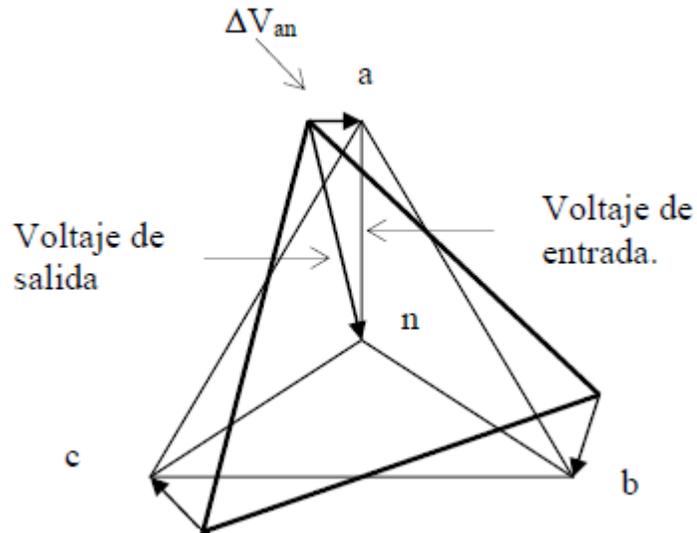


Figura 3.3 Diagrama fasorial de un transformador defasador. [3]

El transformador trifásico utilizado es de 7.5 KVA en conexión delta con alimentación central en el devanado serie, el cual está constituido de tres transformadores monofásicos de 2.5 KVA.

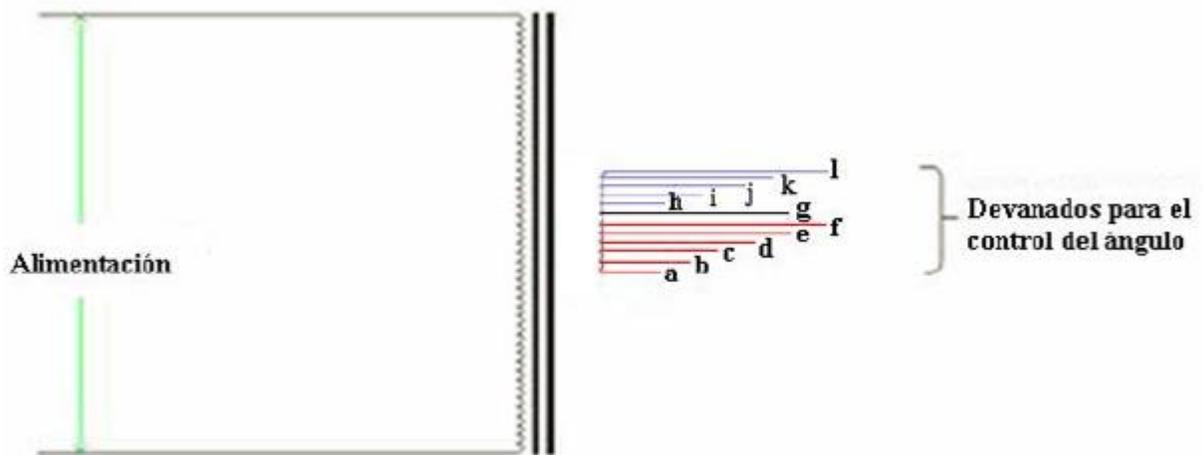


Figura 3.4 Circuito del transformador monofásico.

### 3.3 MODELADO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

Antes de aplicar el modelado de transformadores al análisis de sistemas eléctricos de potencia, debe explicarse la manera en que son obtenidos sus parámetros. Es conveniente partir de una breve revisión de este tema, de modo que estos conceptos sean extendidos mediante teoría fundamental de circuitos hacia el análisis de circuitos trifásicos balanceados o desbalanceados. [4]

#### 3.3.1 Transformador monofásico con relación de transformación nominal. [1]

Considere el circuito de la figura 3.5 representando un transformador monofásico ideal, donde cada devanado tiene su propia impedancia y además existe un acoplamiento mutuo entre ambos.

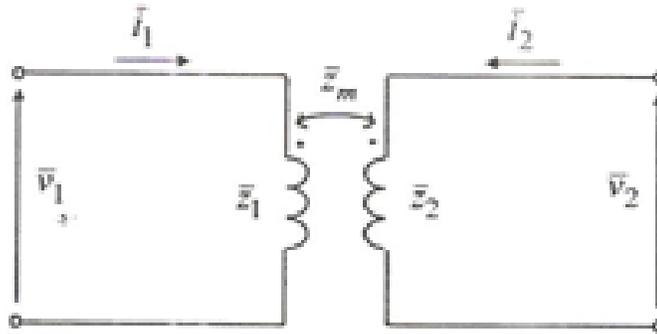


Figura 3.5 Dos circuitos acoplados magnéticamente, representando un transformador monofásico.

Las relaciones de corriente y voltaje son las siguientes:

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{z}_1 \bar{i}_1 + \bar{z}_m \bar{i}_2 \\ \bar{V}_2 &= \bar{z}_m \bar{i}_1 + \bar{z}_2 \bar{i}_2\end{aligned}\quad (3.1)$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z}_1 & \bar{z}_m \\ \bar{z}_m & \bar{z}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_1 \\ \bar{i}_2 \end{bmatrix}\quad (3.2)$$

De donde se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_1 \\ \bar{i}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z}_1 & \bar{z}_m \\ \bar{z}_m & \bar{z}_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{v}_1 \\ \bar{v}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_1 & -\bar{y}_m \\ -\bar{y}_m & \bar{y}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_1 \\ \bar{v}_2 \end{bmatrix}\quad (3.3)$$

En la realidad, los coeficientes de acoplamiento son tan altos en transformadores de uso común, que la inversa de la matriz de impedancias es numéricamente inestable, es decir, en valores por unidad,  $\bar{z}_1$  y  $\bar{z}_2$  son apenas mayores que  $\bar{z}_m$ . Entonces, las pruebas de parámetros de circuito abierto y de corto circuito serán útiles para modelar adecuadamente un transformador. Por tanto, un conjunto híbrido de mediciones se realiza, incluyendo las mediciones de circuito abierto y corto circuito.

Para el desarrollo de un modelo de transformador, es necesario tener una buena aproximación de los parámetros por unidad. Estos se obtienen insertando la impedancia de

corto circuito,  $\bar{z}_{sc}$ , y la de circuito abierto,  $\bar{z}_{oc}$ , en un circuito  $\pi$  representando al circuito de la figura 3.5. El circuito resultante es el mostrado en la figura 3.6.

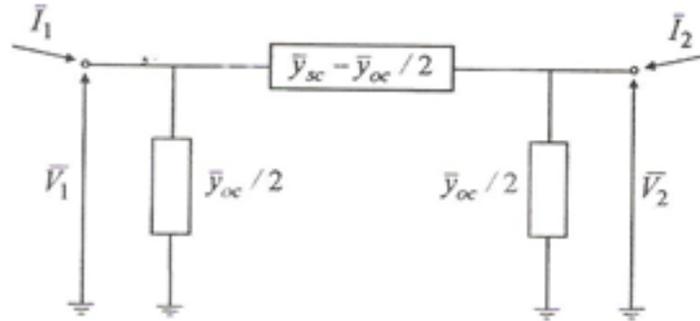


Figura 3.6 Circuito  $\pi$  equivalente en por unidad del circuito de la figura 3.5.

Ahora, se establece una relación de voltajes y corrientes nodales, representada por la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_{sc} & -\bar{y}_{sc} + \frac{\bar{y}_{oc}}{2} \\ -\bar{y}_{sc} + \frac{\bar{y}_{oc}}{2} & \bar{y}_{sc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Dónde:

$$\bar{y}_{oc} = \frac{1}{\bar{z}_{oc}} \quad (3.5)$$

$$\bar{y}_{sc} = \frac{1}{\bar{z}_{sc}} \quad (3.6)$$

La asignación de cada parámetro es arbitraria. En este caso,  $\bar{y}_{oc}$  representa la admitancia de magnetización, la cual usualmente, en el sistema por unidad, puede despreciarse, de modo que el modelo del transformador monofásico se reduce a un circuito  $\pi$  incluyendo la admitancia  $\bar{y}_{sc}$  únicamente. Sin embargo, aun en este caso, en el sistema en por unidad los errores en los que se puede incurrir son despreciables.

El uso de una red como la figura 3.4 está restringido a la representación monofásica y considerando una relación de transformación nominal. A continuación, se desarrolla el circuito equivalente del transformador con relación no nominal.

### 3.3.2 Transformador monofásico con cambiador de derivación no nominal. [4]

La figura 3.7 muestra el circuito representando un transformador con relación de voltaje no nominal. En este caso, solamente se considera la impedancia de encadenamiento de flujos entre los devanados primario y secundario.

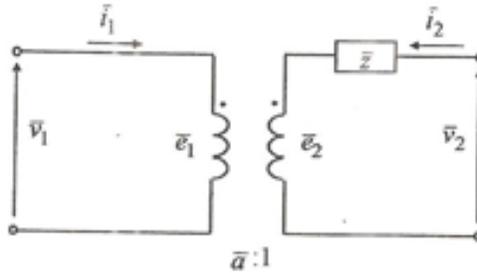


Figura 3.7 Circuito de un transformador monofásico con relación de transformación no nominal y compleja.

De la figura 3.7,  $\bar{a}=a\angle\alpha$ . Además, por definición:

$$\bar{e}_1 = \bar{a}\bar{e}_2 \quad (3.7)$$

En la función de potencias:

$$\bar{e}_1\bar{i}_1^* = \bar{e}_2(-\bar{i}_2^*) \quad (3.8)$$

Donde el signo menos aparece debido al sentido de la corriente en el devanado del secundario del transformador, con respecto a su voltaje. Por otra parte:

$$\bar{i}_2 = -\bar{a}\bar{i}_1 \quad (3.9)$$

Definiendo en el sistema por unidad:

$$b = \frac{\bar{v}_{1base}}{\bar{v}_{2base}} \quad (3.10)$$

Entonces:

$$b\bar{v}_{2base} = \bar{v}_{1base} \quad (3.11)$$

Y la expresión (3.7) puede escribirse en términos de valores por unidad:

$$\frac{\bar{e}_1}{\bar{v}_{1base}} = \frac{\bar{a}\bar{e}_1}{b\bar{v}_{2base}} \quad (3.12)$$

O también:

$$\bar{e}_1 = \bar{c}\bar{e}_2 \text{ pu} \quad (3.13)$$

Dónde:

$$\bar{c} = \frac{\bar{a}}{b} = c\angle\alpha \text{ pu} \quad (3.14)$$

Similarmente:

$$\bar{i}_1 = -\bar{c}^*\bar{i}_2 \text{ pu} \quad (3.15)$$

En el marco de referencia nodal:

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{Y}_{11}\bar{V}_1 + \bar{Y}_{12}\bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 &= \bar{Y}_{21}\bar{V}_1 + \bar{Y}_{22}\bar{V}_2 \end{aligned} \quad (3.16)$$

Donde la figura 3.4, se puede observar que:

$$\bar{I}_1 = \bar{i}_1, \bar{I}_2 = \bar{i}_2, \bar{V}_1 = \bar{v}_1, \bar{V}_2 = \bar{v}_2 \quad (3.17)$$

Cada uno de los términos de la matriz de admitancias nodal puede calcularse mediante “mediciones” en la forma siguiente:

$$\bar{Y}_{11} = \left. \frac{\bar{I}_1}{\bar{V}_1} \right|_{\bar{V}_2=0} = \frac{\bar{I}_1}{\bar{e}_1} = \frac{-\bar{I}_2 \cdot 1/\bar{c}^*}{\bar{c}\bar{e}_2} = \frac{1}{c^2} \frac{-(-\bar{e}_2\bar{y})}{\bar{e}_2} = \frac{1}{c^2} \bar{y} \quad (3.18)$$

$$\bar{Y}_{12} = \left. \frac{\bar{I}_1}{\bar{V}_2} \right|_{\bar{V}_1=0} = \frac{-\bar{I}_2 \cdot 1/\bar{c}^*}{\bar{c}\bar{V}_2} \quad (3.19)$$

Además,  $\bar{e}_1 = \bar{V}_1 = 0$ , de modo que por la ecuación (3.13),  $\bar{e}_2 = 0$ . Por tanto,  $\bar{V}_2 = z\bar{I}_2$ , sustituyendo en la expresión anterior:

$$\bar{Y}_{12} = \frac{\bar{I}_1}{\bar{V}_2} \Big|_{\bar{V}_1=0} = \frac{-\bar{I}_2 \cdot 1/c^*}{z\bar{I}_2} = -\frac{\bar{y}}{c^*} \quad (3.20)$$

$$\bar{Y}_{21} = \frac{\bar{I}_2}{\bar{V}_1} \Big|_{\bar{V}_2=0} = \frac{-\bar{I}_2}{\bar{e}_1} = -\frac{\bar{I}_2}{c\bar{e}_2} = \frac{\bar{y}\bar{e}_2}{c\bar{e}_2} = -\frac{\bar{y}}{c} \quad (3.21)$$

$$\bar{Y}_{22} = \frac{\bar{I}_2}{\bar{V}_2} \Big|_{\bar{V}_1=0} = \frac{1}{z} = \bar{y} \quad (3.22)$$

Nótese que la matriz de admitancia nodal no es simétrica, puesto que  $\bar{Y}_{12} \neq \bar{Y}_{21}$ . Para cuando  $\alpha = 0^\circ$ , entonces la matriz de admitancias nodal será simétrica, tal como se observa de las expresiones anteriores. En este caso, el circuito  $\pi$  equivalente será el mostrado en la figura 3.8.

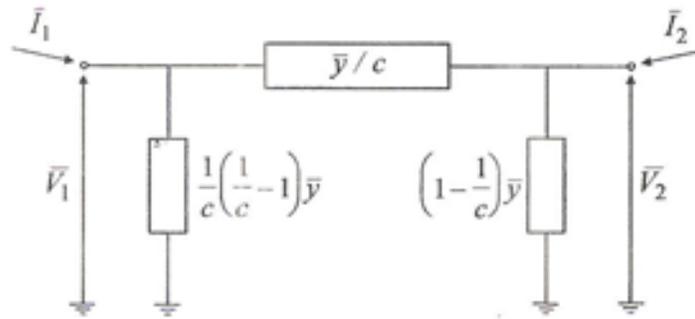


Figura 3.8 Circuito  $\pi$  equivalente del circuito acoplado magnéticamente.

Nótese que en caso de que  $c=1$ , los elementos en derivación de la figura 3.8 desaparecen y queda únicamente la admitancia serie conectando a los nodos terminales del transformador.

3.3.3 Modelo del transformador monofásico con cambiador de derivación no nominal en cada devanado. [4]

Los modelos de transformadores descritos hasta este momento, no consideran el hecho de que en un momento dado puede existir una relación de transformación adicional, como en el caso de los transformadores trifásicos o bancos monofásicos conectados en estrella-delta o delta-estrella. Para estos casos, es conveniente aplicar un método de modelado un poco más complejo, pero que permite modelar adecuadamente transformadores que operan bajo estas condiciones. Para esto, se considera el modelo de la figura 3.9, donde el transformador se modela como un transformador de tres devanados.

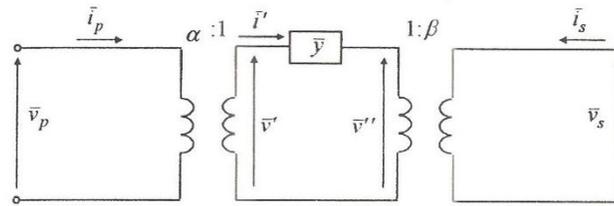


Figura 3.9 Circuito de un transformador con cambiador de derivación no nominal en cada devanado.

Para esta figura 3.9, la corriente en el nodo p es la siguiente:

$$\bar{i}_p = \frac{\bar{v}'}{\alpha} = \frac{(\bar{v}' - \bar{v}'')\bar{y}}{\alpha} \quad (3.23)$$

Además:

$$\bar{v}' = \frac{\bar{v}_p}{\alpha}; \quad \bar{v}'' = \frac{\bar{v}_s}{\beta} \quad (3.24)$$

Sustituyendo en (3.23):

$$\bar{i}_p = \frac{\bar{v}'}{\alpha} = \frac{(\bar{v}_p/\alpha - \bar{v}_s/\beta)\bar{y}}{\alpha} \quad (3.25)$$

O también:

$$\bar{i}_p = \frac{\bar{v}'}{\alpha} = \frac{\bar{y}}{\alpha^2} \bar{v}_p - \frac{\bar{y}}{\alpha\beta} \bar{v}_s \quad (3.26)$$

Por otra parte:

$$-\bar{i}_s = \frac{\bar{v}'}{\beta} = \frac{(\bar{v}_p/\alpha - \bar{v}_s/\beta)\bar{y}}{\beta} \quad (3.27)$$

Entonces:

$$i_p = \frac{\bar{v}'}{\beta} = \frac{\bar{y}}{\beta^2} \bar{v}_s - \frac{\bar{y}}{\alpha\beta} \bar{v}_p \quad (3.28)$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_p \\ \bar{i}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}/\alpha^2 & -\bar{y}/\alpha\beta \\ -\bar{y}/\alpha\beta & \bar{y}/\beta^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_p \\ \bar{v}_s \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

### 3.3.4 Transformadores defasadores o de corrimiento de fase.

Para cumplir con el objetivo de controlar el defasamiento entre los devanados primario y secundario de un transformador, es necesario que la relación de transformación sea compleja. Además, será necesario observar la invariancia del producto  $\bar{v}\bar{i}^*$  a través del transformador. [1]

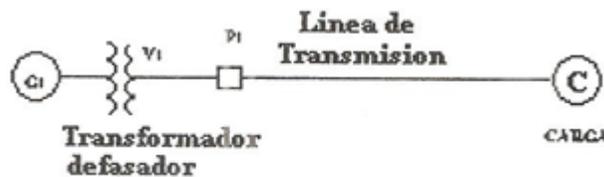


Figura 3.10 Muestra un sistema donde G1 (Generador 1) es una fuente de voltaje y C una carga.

De la figura 3.10 se tiene:

$$\bar{v}_p \bar{i}_p = \bar{v}' \bar{i}'^* \quad (3.30)$$

Suponiendo que la relación compleja es  $\bar{\alpha}=a + jb$  y utilizando además la relación:

$$\frac{\bar{v}_p}{\bar{\alpha}} = \bar{v}' \quad (3.31)$$

De donde:

$$\bar{v}_p = \bar{\alpha}\bar{v}' = (a + jb)\bar{v}' \quad (3.32)$$

Substituyendo en (3.31),

$$\bar{\alpha}\bar{v}'\bar{i}_p^* = \bar{v}'\bar{i}^* \quad (3.33)$$

O también:

$$\bar{\alpha}\bar{i}_p^* = \bar{i}^* \quad (3.34)$$

Y de aquí:

$$\bar{i}_p = \frac{\bar{i}'}{\bar{\alpha}^*} = \frac{\bar{i}'}{a-jb} \quad (3.35)$$

Entonces, resulta claro que existen dos relaciones de transformación para el circuito de la figura 3.9:

$$\begin{aligned} \bar{\alpha}_v &= a + jb \\ \bar{\alpha}_i &= a - jb \end{aligned} \quad (3.36)$$

Resolviendo ahora el circuito para corrientes en terminales:

$$\bar{i}_p = \frac{\bar{i}'}{\bar{\alpha}_i} = \frac{(\bar{v}-\bar{v}'')\bar{y}}{\bar{\alpha}_i} = \frac{\left(\frac{\bar{v}_p}{\bar{\alpha}_v} - \frac{\bar{v}_s}{\beta}\right)\bar{y}}{\bar{\alpha}_i} \quad (3.37)$$

Efectuando operaciones, resulta lo siguiente:

$$\bar{i}_p = \frac{\bar{y}}{\bar{\alpha}_v\bar{\alpha}_i}\bar{v}_p - \frac{\bar{y}}{\bar{\alpha}_i\beta}\bar{v}_s \quad (3.38)$$

Además:

$$-\bar{i}_s = \frac{\bar{i}'}{\beta} = \frac{\bar{y}}{\bar{\alpha}_v\beta}\bar{v}_p - \frac{\bar{y}}{\beta^2}\bar{v}_s \quad (3.39)$$

O también:

$$\bar{i}_s = \frac{\bar{v}}{\beta} = \frac{\bar{y}}{\bar{\alpha}_v \beta} \bar{v}_s + \frac{\bar{y}}{\beta^2} \bar{v}_p \quad (3.40)$$

Matricialmente, las relaciones anteriores se escriben de la manera siguiente:

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_p \\ \bar{i}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}/\bar{\alpha}_i \bar{\alpha}_v & -\bar{y}/\bar{\alpha}_i \beta \\ -\bar{y}/\bar{\alpha}_v \beta & \bar{y}/\beta^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_p \\ \bar{v}_s \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Donde la matriz de coeficientes es la matriz de admitancias nodal del transformador de la figura 3.9, considerando una de las relaciones de transformación como compleja, a fin de incluir el efecto del desfaseamiento. Debe notarse que en este caso la matriz de admitancias nodal es asimétrica, de modo que se requerirá de cuidados adicionales para su manejo.

### 3.4 DESARROLLO MATEMÁTICO PARA EL CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA EN UN TRANSFORMADOR REGULANTE. [5]

Como se planteó anteriormente, el transformador regulante puede utilizarse para controlar el flujo de potencia a través de una trayectoria particular en el sistema. Específicamente el flujo de potencia real P puede ajustarse con el control del ángulo de fase y el flujo de potencia reactiva Q con el control de la magnitud. Para demostrar estos conceptos se considera el siguiente sistema de prueba mostrado en la figura 3.12 (modelando al generador como una fuente de voltaje ideal y a la carga como una fuente de corriente en el circuito equivalente).

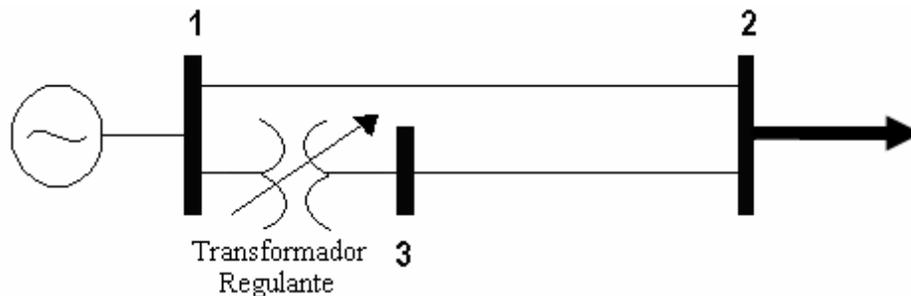


Figura 3.11 Circuito para el control del flujo de potencia.

El circuito equivalente del sistema se muestra en la figura 3.12.

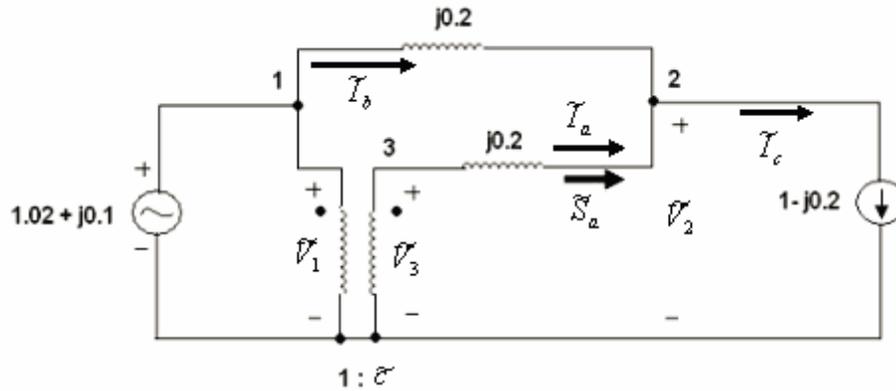


Figura 3.12 Circuito equivalente para el control del flujo de potencia.

Como se observa el transformador regulante tiene una relación de vueltas compleja, permitiendo el control de la magnitud y fase del voltaje, tal que:

$$\frac{\tilde{V}_1}{\tilde{V}_3} = \frac{1}{\tilde{c}} \quad (3.42)$$

$$\tilde{V}_3 = \tilde{c} * \tilde{V}_1 = \tilde{c}(1.02 + j0.1) = \tilde{c}(1.0249 \angle 5.6^\circ) \quad (3.43)$$

Para examinar el efecto de  $\tilde{c}$ , debemos analizar el circuito equivalente de la figura 3.13. Por Ley de Corrientes de Kirchhoff en el nodo 2, se obtiene:

$$\tilde{I}_b + \tilde{I}_a = \tilde{I}_c \quad (3.44)$$

$$\frac{\tilde{V}_1 - \tilde{V}_2}{j0.2} + \frac{(\tilde{c} * \tilde{V}_1) - \tilde{V}_2}{j0.2} = 1 - j0.2 \quad (3.45)$$

De la ecuación (3.43), se tiene el siguiente término:

$$\tilde{V}_2 = 1/2 [(1 + \tilde{c})\tilde{V}_1 - 0.04 - j0.20] \quad (3.46)$$

Además, se conoce que la potencia compleja está definida como:

$$\tilde{S}_a = P_a + jQ_a = \tilde{V}_2 * \left\{ \frac{[(\tilde{c} * \tilde{V}_1) - \tilde{V}_2]}{j0.2} \right\} \quad (3.47)$$

Para examinar la ecuación 3.47, se realizará una tabla 3.1 debido al cambio en  $\tilde{c}$ :

Tabla 3.1 Cambio en  $P_a$  y  $Q_a$  debido al cambio de  $\tilde{c}$ .

$\tilde{c}$	$P_a(\% \Delta P_a)$	$Q_a(\% \Delta Q_a)$
$1 \angle 0^\circ$ (caso base)	0.5000	0.1000
$1 \angle 5^\circ$	0.7137 (43%)	0.1000 (0%)
$1 \angle -5^\circ$	0.2825 (-44%)	0.1000 (0%)
$1.02 \angle 0^\circ$	0.5100 (2%)	0.1530 (53%)
$0.98 \angle 0^\circ$	0.49 (-2%)	0.0480 (-52%)

Se concluye, que un cambio en el ángulo del voltaje produce un aumento o disminución del flujo de potencia real  $P$  sobre la línea; y un cambio en la magnitud del voltaje se tiene un aumento o disminución en el flujo de potencia reactiva  $Q$  sobre la línea.

### 3.5 TRANSFORMADOR CON CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA. [3]

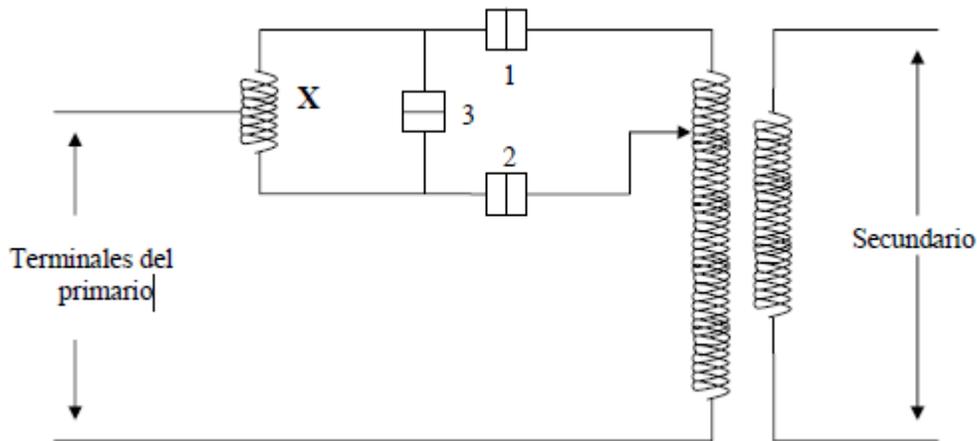


Figura 3.13 Circuito elemental para cambiar dos tomas con carga.

En la figura 3.13 se tiene que la bobina  $X$  es una bobina con núcleo de hierro y derivación central y 1, 2 y 3 son contactores. Supóngase que el transformador funciona sobre la toma 1, cuando un aumento de la carga reduce la tensión del primario de manera que sea

conveniente pasar a la toma 2; a fin de mantener constante la tensión del secundario. Si no debe interrumpirse el circuito primario, deberá cerrarse el contactor 2 antes de que se abra el 1; esto es con el fin de que queden en cortocircuito las espiras entre 1 y 2 estando los contactores 1 y 2 estén ambos cerrados. Aun cuando la tensión inducida por el flujo en el núcleo en las espiras situadas entre las tomas 1 y 2 sólo es una pequeña fracción de la tensión del primario, la impedancia de fuga de estas espiras es también pequeña. En consecuencia, si las tomas 1 y 2 no estuvieran cortocircuitadas, la intensidad de la corriente que circula por las espiras situadas entre estas tomas podría ser 10 ó 20 veces mayor que la intensidad nominal. La sucesión de hechos al pasar de la toma 1 a la toma 2 es la mostrada en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Cambio de tomas (0=interruptor cerrado).

Posición	Contactor		
	1	2	3
1. Toma 1	0		0
2. Transición	0		
3. Toma 1 1/2	0	0	
4. Transición		0	
5. Toma 2.		0	0

El gobierno de los contactores puede ser manual o automático. En la posición de funcionamiento normal, el contactor 3 está cerrado, cortocircuitando la bobina. La corriente del primario se divide, entonces, por igual entre las dos mitades de la bobina y como dichas corrientes tendrán sentidos opuestos, su fuerza magnetomotriz resultante es nula, así como el flujo en el núcleo de la bobina. La impedancia de ésta es, pues, igual solamente a la mitad de la impedancia de fuga de una de las secciones de su devanado respecto a la otra. Se utilizará el arreglo de la figura 3.13 para el control del cambio de tap. El control de cambio de tap será programado en la memoria del PLC, el cual cada cambio se determina de acuerdo a las características de la línea.

### 3.6 CONEXIÓN DELTA CON ALIMENTACION CENTRAL EN EL DEVANADO SERIE. [1]

En la figura 3.14 se muestra la conexión del transformador defasador.

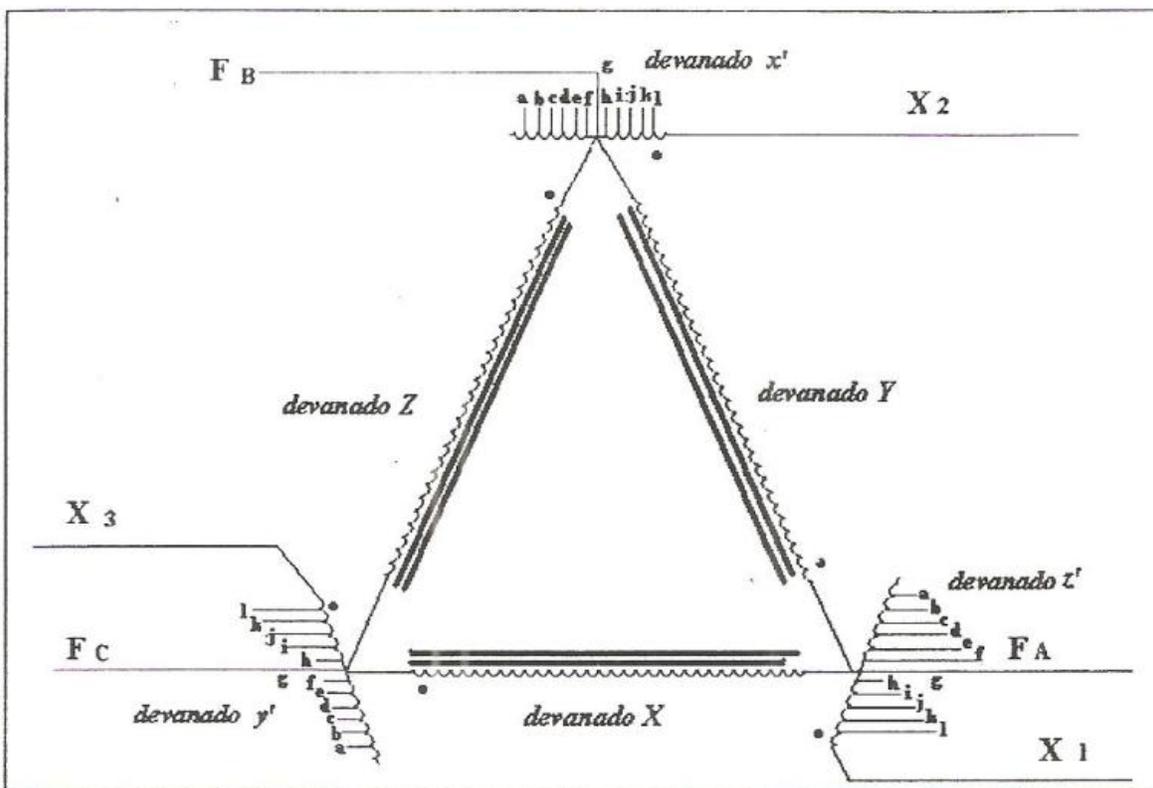


Figura 3.14 Conexión delta con alimentación central en el devanado serie.

# Referencias

---

[1] Martínez Pérez Adrián, “Solución al problema de cargabilidad de un sistema eléctrico por medio de un transformador regulante de magnitud de voltaje y ángulo de fase aplicando control difuso”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps. México, Agosto 2005.

[2] Navarro del Ángel Edgar, “Transformador Defasador en conexión estrella prolongada con alimentación lateral, para el control de la cargabilidad en líneas de transmisión”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps, México, Diciembre 2007.

[3] A. Krämer, J. Ruff, “Transformer for Phase Angle Regulation Considering the Selection of On-Load Tap-Changers”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 13, No. 2, April 1998.

[4] José Alfredo de la Paz Plaza, “Prototipo de Control para un Transformador Regulante Controlado por medio de un PLC”, Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps. México, Junio 2000.

[5] Marco Antonio Colmenares Ramírez, “Solución al Problema de Cargabilidad de un Sistema Eléctrico por medio de un Transformador Regulante de ángulo de fase en Conexión Delta – Hexagonal utilizando Control Difuso”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps. México, Diciembre 2005.

# Capítulo

# 4

---

## *Simulación de un transformador defasador en un SEP.*

En este capítulo se realiza el modelo de un sistema eléctrico de potencia con un transformador defasador, que permite controlar el flujo de potencia del sistema entre dos áreas de generación, que da como resultado poder aumentar la transmisión de energía. Se presenta una simulación en la librería Simulink de MatLab® R2011b.

#### 4.1 MODELO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. [1]

Para realizar el modelo de un sistema eléctrico de potencia elemental, se necesitan varios modelos como el modelado de una maquina prima, que impulsa al generador, el modelo del generador y el modelo de la carga. El modelo del generador puede realizarse de la siguiente forma:

$$P_a = P_m - P_e = P_{net} \quad (4.1)$$

La potencia acelerante es igual a la potencia mecánica menos la potencia eléctrica. El análisis del modelo resultante está en función de la constante de inercia H, por tanto, expresando en términos de H se tiene que:

$$H = \frac{\text{Energia\_Almacenada\_a\_velocidad\_nom}}{\text{Potencia}_{nom} \cdot (P_n)} \quad (4.2)$$

Expresando los términos del lado derecho en función de las variables del problema:

$$H = \frac{\left(\frac{1}{2}\right)I\omega_n^2}{P_n} \quad (4.3)$$

$$M = \omega I \quad (4.4)$$

$$H = \frac{\left(\frac{1}{2}\right)M\omega_n}{P_n} \quad (4.5)$$

Dimensionalmente la constante de inercia H se expresa en segundos, y se puede interpretar como el tiempo en que tardaría en pararse el rotor, si se aplicara al generador una carga constante de valor Pn, y no se aplicara potencia mecánica. Expresando la ecuación 4.6 en términos de H se obtiene 4.7:

$$P_{net} = \omega T_{net} = \omega(I\alpha) = M\alpha \quad (4.6)$$

$$\frac{2HP_n}{\omega_n} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e = P_a \quad (4.7)$$

Donde:

$$\alpha = \frac{d\omega_n}{dt} \quad (4.8)$$

Normalizando y arreglando términos, se tiene:

$$2H \left[ \frac{\frac{d\omega}{dt}}{\omega_n} \right] = \frac{P_m - P_e}{P_n} \quad (4.9)$$

De la cual se obtiene:

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \text{ en p. u.} \quad (4.10)$$

O bien:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2Hs} \quad (4.11)$$

De aquí se obtiene la relación frecuencia-tiempo en función de la constante de inercia para determinada potencia de aceleración. En la figura 4.1 se presenta el diagrama de bloques que muestra la relación entre potencia de aceleración y frecuencia.

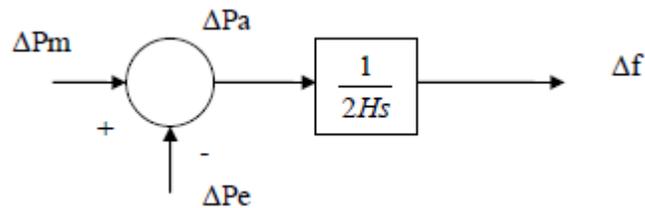


Figura 4.1 Diagrama a bloques de la relación entre la potencia de aceleración y frecuencia.

Los valores de H en turbogeneradores son de 2 a 5, y para generadores en plantas hidráulicas es de 2 a 7.

#### 4.1.1 Modelado de la carga. [1]

La carga en un sistema de potencia consiste de una variedad de aparatos eléctricos, en general la carga varía tanto en su parte activa como reactiva cuando hay cambios de frecuencia y voltaje. Algunos son puramente resistivos, algunas cargas son motores con variables características de potencia-frecuencia, y otras exhiben características completamente

diferentes. Ya que los motores son la parte dominante de la carga eléctrica, existe la necesidad de modelar la carga neta del sistema. La relación entre el cambio de la carga debido al cambio de frecuencia dada por:

$$D = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (4.12)$$

Donde D se expresa como porcentaje de cambio en carga dividido entre el porcentaje de cambio en frecuencia, en otras palabras D se expresa en por unidad (pu). En caso de tener los MVA base distinta al valor nominal de la carga, debe ser cambiado a nuevo valor en pu. La representación en diagramas de bloques de la carga será como se muestra en la figura 4.2.

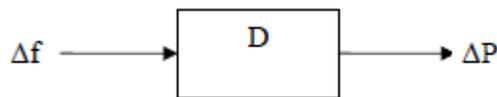


Figura 4.2 Representación en diagrama de bloques del modelo de la carga.

Integrando los modelos anteriores de la figura 4.1 y figura 4.2 se obtiene el siguiente diagrama a bloques.

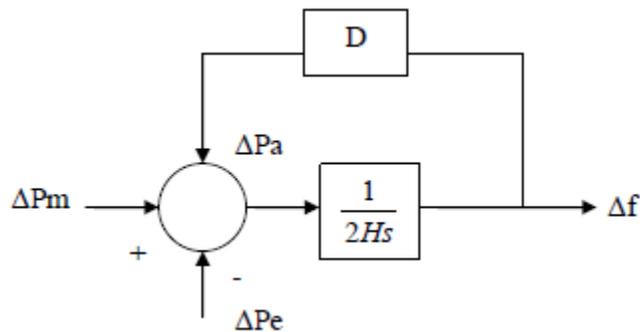


Figura 4.3 Diagrama de bloques del modelo de la figura 4.1 incluyendo el efecto de la carga.

Cuando dos o más máquinas generadoras son conectadas a un mismo punto de generación, se debe tomar en cuenta la diferencia de ángulo de fase a través de la red analizando los cambios de frecuencia. Sin embargo, para fines de análisis de gobernación, se puede considerar que la frecuencia se mantiene constante, es decir que ante un disturbio todas las máquinas presentan un comportamiento similar. Haciendo tal suposición, entonces se

puede concentrar las masas rotatorias de las turbinas generador juntas en una equivalente, tal y como se muestra en la figura 4.3.

#### 4.1.2 Modelado de la máquina prima. [1]

La máquina prima que impulsa al generador puede ser una turbina de vapor o una turbina hidráulica. Los modelos para las máquinas primas deben tomar en cuenta el suministro de vapor, las características del sistema de control de la caldera o las características de las compuertas.

La salida del sistema de regulación de velocidad es un cambio en la posición de válvulas o compuertas, que a su vez será la señal de entrada a la turbina y esta dará por salida un cambio en la potencia mecánica. El modelo que representa esta relación varía según el tipo de turbina: hidráulica, térmica sin recalentamiento o térmica con recalentamiento.

Todas las turbinas de vapor utilizan válvulas a la entrada de la turbina (alta presión) para controlar el flujo de vapor. El contenedor de vapor, la entrada al primer cilindro de la turbina, los recalentadores y los cruces entre tuberías de vapor introducen retrasos entre el movimiento de la válvula y el cambio en el flujo de vapor. El principal objetivo al modelar el sistema de vapor es tomar en cuenta esta dinámica. El flujo que entra y sale en cualquier dispositivo de vapor está relacionado por una constante de tiempo.

La figura 4.4 muestra los componentes básicos de una turbina de vapor. El calentador de vapor (caldera) produce vapor sobrecalentado, y un recipiente o domo almacena temporalmente el vapor antes que este alcance las válvulas de control del vapor. Al expandirse el vapor en la turbina libera aproximadamente una tercera parte de su energía en forma mecánica. La potencia de la turbina es directamente proporcional al flujo de vapor.

Para incrementar la eficiencia total de la turbina frecuentemente se divide en varias etapas, entre cada etapa, el vapor es recalentado mediante recalentadores. De la etapa de baja

presión el vapor pasa al condensador, en el cual, después de enfriarse, el vapor se condensa. El ciclo del vapor termina completamente cuando el agua del condensador se bombea de regreso al generador de vapor.

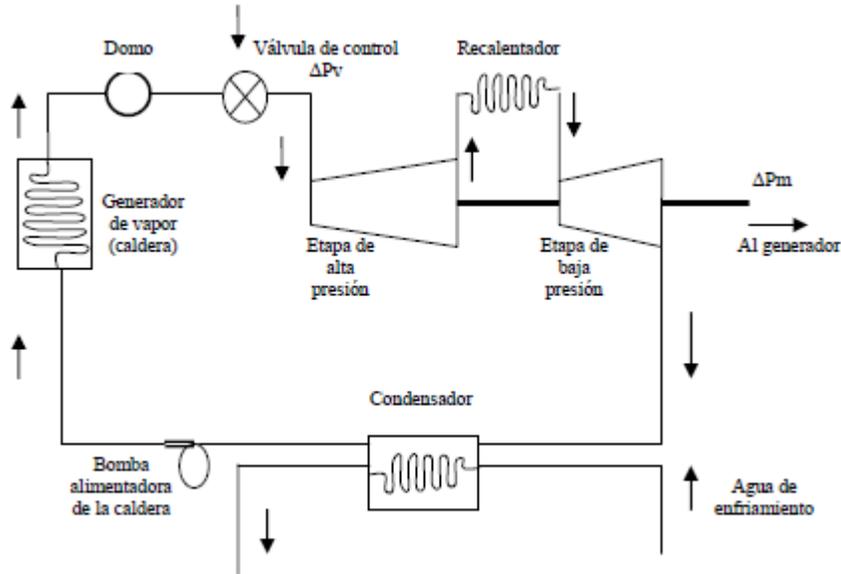


Figura 4.4 Diagrama esquemático del ciclo de vapor en una planta térmica.

#### 4.1.2.1 Térmica sin recalentamiento. [1]

Si se utiliza solo una etapa de la tubería se tiene una turbina sin recalentamiento. Desde el punto de vista de respuesta este tipo de turbina es muy simple. Una vez que las válvulas de control cambian su posición se inicia la expansión del vapor y la producción de potencia mecánica. Se experimenta un retraso de tiempo en la tubería o contenedor de vapor, el cual puede ser modelado por una constante de tiempo ( $T_t$ ).

Suponiendo que la presión de vapor suministrado permanezca constante, la función de transferencia para este tipo de turbina está dada en la figura 4.5.

$$\Delta P_v \longrightarrow \boxed{\frac{1}{1 + sT_t}} \longrightarrow \Delta P_m$$

Figura 4.5 Función de transferencia para turbina sin recalentamiento.

El rango de valores típicos de  $T_t$  es de 0.1 a 0.5 segundos.

#### 4.1.2.2 Térmica con recalentamiento. [1]

En el caso de turbinas térmicas con recalentamiento se pueden tener diversas combinaciones de módulos de alta, intermedia y baja presión. El caso más sencillo es el que se muestra en la figura 4.6.

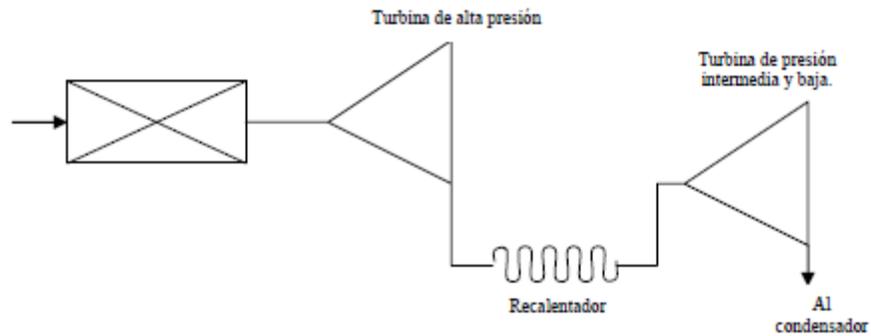


Figura 4.6 Representación funcional de una turbina con recalentamiento.

La función de transferencia global con recalentamiento se obtiene sumando las potencias desarrolladas en cada etapa de la turbina.  $K_1$  es la fracción de potencia desarrollada en la turbina de alta presión (aproximadamente 30% de la potencia total) y  $K_2$  es la fracción de potencia desarrollada en las etapas de presión intermedia y baja, la función de transferencia resultante se muestra en la figura 4.7

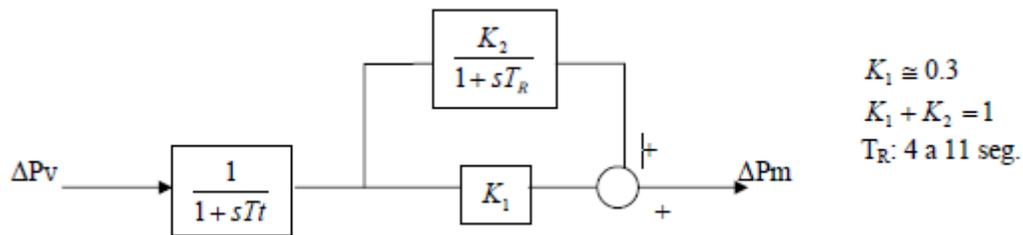


Figura 4.7 Función de transferencia y valores típicos para turbina con recalentamiento.

#### 4.1.2.3 Turbina hidráulica. [1]

Las características transitorias de las hidroturbinas están determinadas por la dinámica del flujo de agua en la turbina de presión. La inercia del agua fluyendo a través de la turbina de presión da lugar a un fenómeno interesante en las turbinas hidráulicas. Al abrir las compuertas, el efecto inicial es una caída de la altura en la turbina y un cambio negativo en la

potencia mecánica. Esto ocurre mientras la altura está sirviendo para acelerar el agua de la columna, el resultado es que el cambio inicial en la potencia opuesto es en dirección al cambio deseado. En la figura 4.8 muestra la función de transferencia aproximada para una turbina hidráulica.

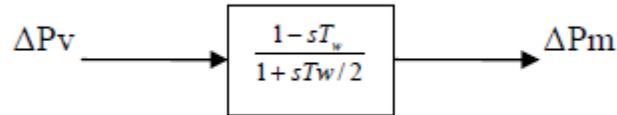


Figura 4.8 Modelo para turbina hidráulica.

El valor de  $T_w$  es proporcional a la carga;  $T_w$  al 50% de carga es aproximadamente la mitad de su valor 100%. La constante  $T_w$  se determina en función de la longitud de la tubería de presión ( $l$ ), la velocidad del agua ( $v$ ) y la altura hidráulica ( $h$ ). El rango de valores para  $T_w$  es de 0.5 – 5.0 s. La ecuación (4.13) describe a  $T_w$ .

$$T_w = \frac{lv}{gh} \quad (4.13)$$

La figura 4.9 muestra las respuestas en el tiempo de las turbinas de vapor y las turbinas hidráulicas. Las tres gráficas representan la respuesta a un cambio en escalón en la posición de las válvulas de control.

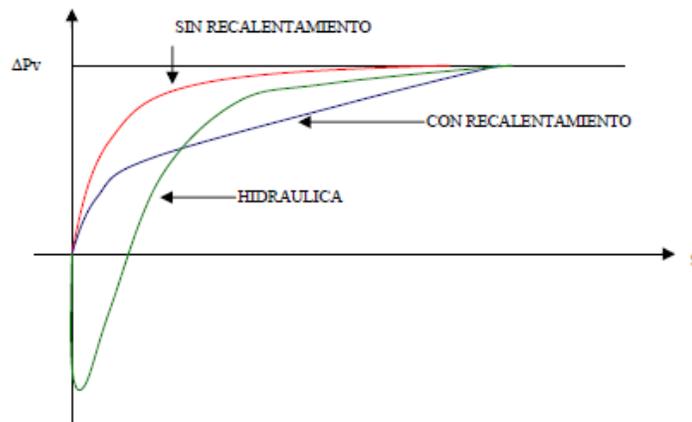


Figura 4.9 Respuesta a un escalón para los tres diferentes tipos de turbinas.

La respuesta de la turbina sin recalentamiento es puramente exponencial. En el caso de la turbina con recalentamiento se observa una componente de la respuesta rápida debida al atraso en el recalentador. Para la turbina hidráulica la respuesta está caracterizada por un decremento inicial rápido, seguido por un incremento exponencial un poco más lento.

#### 4.1.3 Modelo del gobernador. [1]

Al considerar que la unidad es operada con una potencia de salida fija de la turbina. El resultado de cualquier cambio de carga produciría un cambio suficiente en la velocidad, para causar que la frecuencia se compense exactamente para el cambio de carga. Esta condición permitiría a la frecuencia del sistema llevarla más allá de límites aceptables, es decir, tendría grandes desviaciones. Este inconveniente es superado por adición de un mecanismo gobernante que sensa la velocidad de la máquina y ajusta la válvula de entrada para cambiar la potencia mecánica de salida para compensar los cambios de carga, mantener la frecuencia y posteriormente llevarla a valor nominal por orden del lazo secundario.

El gobernador más simple es el llamado gobernador isócrono, ajusta la válvula de salida a un punto de salida que vuelva la frecuencia a su valor nominal. Si conectamos simplemente la salida del mecanismo de sensado a la válvula mediante un enlace directo, nunca llevaríamos la frecuencia a la nominal. Para forzar el error de frecuencia a cero, se debe de proveer de un control llamado regulación secundaria, (reset action). La regulación secundaria es acompañada por error integral de frecuencia (o velocidad), el cual es la diferencia entre la velocidad actual y la velocidad deseada o de referencia.

La función del gobernador de velocidad es igualar la generación con la demanda, esto es hecho cuando se detecta un cambio de potencia acelerante y como consecuencia la frecuencia se comienza a mover, existe un lazo de retroalimentación tal como el de la figura 4.10, que al detectar una desviación de frecuencia aumenta o disminuye la generación de la máquina según sea el caso, este efecto resulta en un comportamiento de variación de potencia de salida y frecuencia como se muestra en la figura 4.11, y recibe el nombre de característica de regulación de estado estable. Los gobernadores están provistos con una señal de retroalimentación, que causa que la señal de error de velocidad se estabilice a diferentes valores de potencia de salida del generador.

Note que se tiene también insertada una nueva entrada, llamada carga de referencia. El diagrama de bloques de este gobernador es ilustrado en la figura 4.10, donde ahora el gobernador tiene una ganancia neta de  $1/R$  y una constante de tiempo  $T_g$ .

El resultado de añadir el lazo de retroalimentación con ganancia  $R$  es la característica del gobernador de la figura 4.10, el valor de  $R$  determina el cambio en la salida de la unidad para un cambio de frecuencia dado. Como resultado, un cambio en la carga eléctrica en un sistema será compensado por un cambio proporcional en la salida de generación para cada unidad, según sean sus condiciones de operación o razón de cambio en la salida.

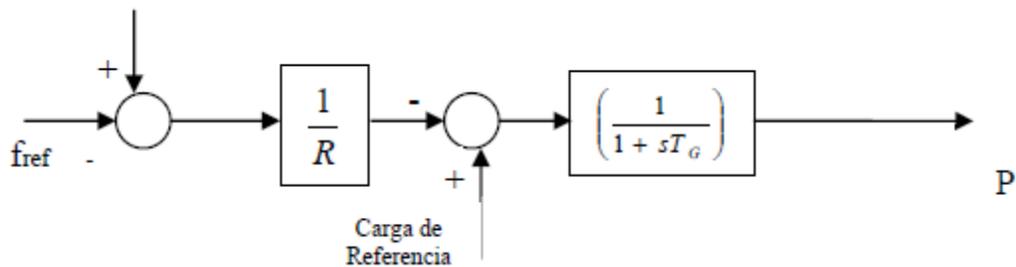


Figura 4.10 Diagrama de bloques del gobernador con estatismo.

Si dos generadores con características de gobernación inclinadas son conectados a un sistema de potencia, habrá una frecuencia única a la cual se repartirá la carga entre ellos. La situación es mostrada en la figura 4.11, señalando dos unidades con características inclinadas conectadas a una misma carga.

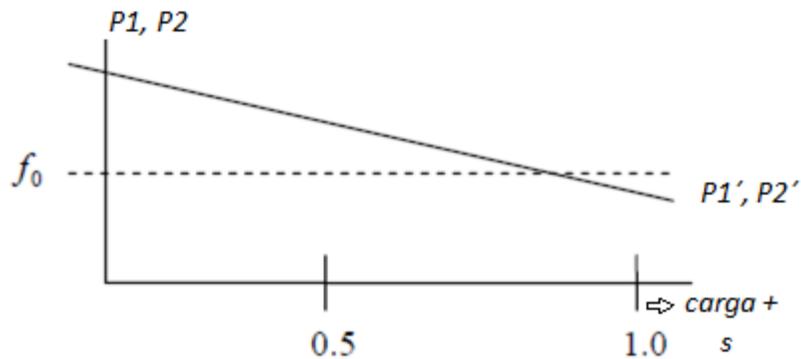


Figura 4.11 Característica de regulación o de frecuencia-velocidad.

En la figura 4.11 se muestra que las dos unidades están a una frecuencia nominal  $f_0$ . Cuando se incrementa la carga,  $\Delta PL$ , causa que las unidades reduzcan la velocidad, los gobernadores incrementan la salida hasta que las unidades vean una misma frecuencia común de operación,  $f'$ . La cantidad de aumento de carga de cada unidad es proporcional a la pendiente de la característica. La unidad 1 incrementa su salida de  $P1$  a  $P1'$ , la unidad 2 de  $P2$  a  $P2'$ , de manera que el incremento de generación neto  $[P1' - P1] + [P2' - P2]$ , es igual a  $\Delta PL$ . Note que la actual frecuencia requerida depende también de la dependencia de la carga con la frecuencia.

A menudo  $R$  es referida en por ciento. Por ejemplo, una regulación del 5% para una unidad indicaría que a un cambio del 100% (1.0pu) en posición de la válvula requiere de un cambio del 5% en frecuencia. Por lo tanto,  $R$  es igual al cambio en pu en frecuencia dividido por el cambio en pu en la salida de la unidad. Esto se expresa en la ecuación (4.14).

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} pu \quad (4.14)$$

#### 4.1.4 Sistema eléctrico de potencia elemental. [1], [2]

A partir de los modelos desarrollados para cada una de las componentes, se puede formar un diagrama final que represente al sistema de potencia. En la figura 4.12 se presenta el diagrama de bloques de un sistema de potencia elemental. En este caso se considera una

unidad de vapor sin recalentamiento y se presenta el modelo del gobernador con una sola constante de tiempo.

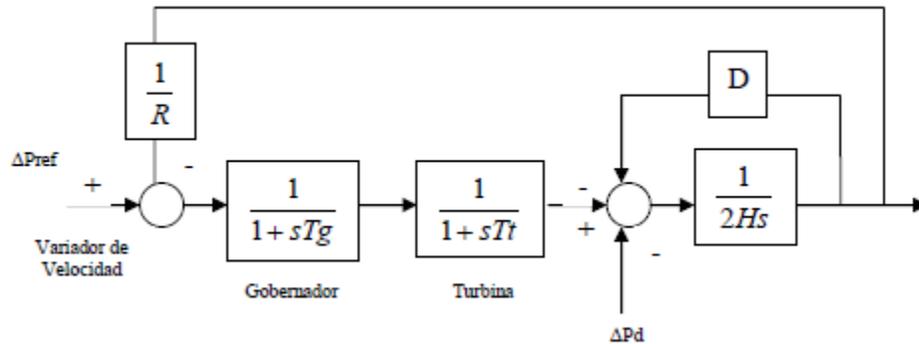


Figura 4.12 Modelo integral de un SEP elemental.

#### 4.2 MODELO DE LA LINEA DE ENLACE. [2]

Se considera que se tiene grupos de máquinas en diferentes partes del sistema que conforman dos áreas. Así pues se tiene la unión de estas dos áreas de generación mediante una línea de transmisión.

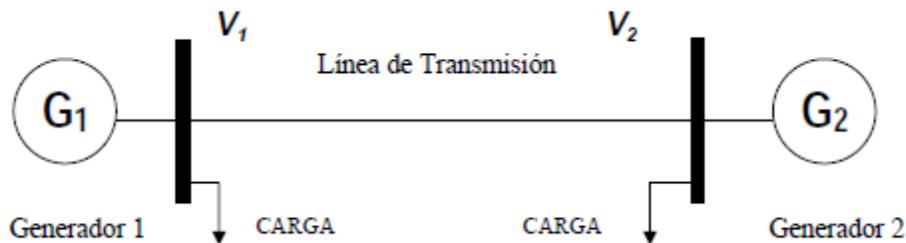


Figura 4.13 Representación de un sistema multiárea.

Los generadores y las cargas se representan por uno equivalente en cada área, donde ahora las  $\Delta P_m$  son una sola  $\Delta P_{m_{total}}$ . Dentro de las áreas se tiene un pequeño sistema cuyas distancias eléctricas son pequeñas, de manera que nos permite reducir dicha red a un solo punto.

En la figura 4.14 se observa que cada área se representa por un modelo similar al de un área simple e independiente, solo que en este modelo anexamos la contribución del cambio en el enlace DP12 ( $\Delta P_{12}$ ).

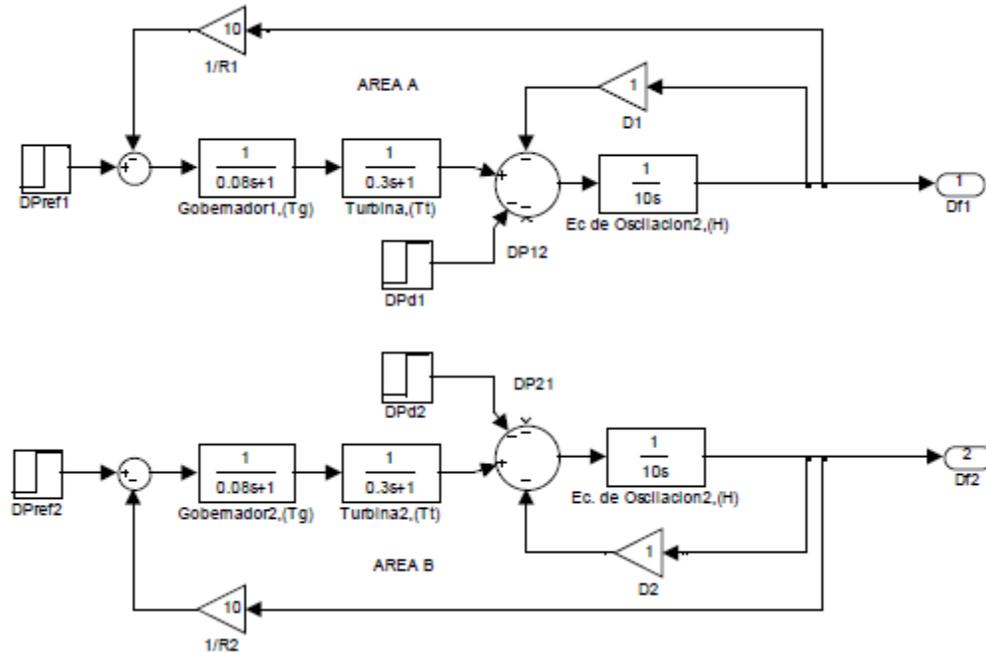


Figura 4.14 Representación en diagrama de bloques de un sistema multiárea básico. [3]

Se puede interpretar como si cada área tuviera una perturbación adicional causada por el cambio en el flujo de potencia en la interconexión. Sin embargo, se debe señalar que el cambio en el flujo no es una perturbación constante, y dependerá en general del comportamiento dinámico de las dos áreas. En operación normal la potencia que fluye en la línea de enlace es:

$$P_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X} \sin(\theta_1 - \theta_2) \quad (4.15)$$

Donde  $\theta_1$  y  $\theta_2$  son los ángulos de los voltajes  $V_1$  y  $V_2$  respectivamente. Para el orden de los subíndices, indica dirección de la potencia en la línea de enlace de 1 a 2. Para desviaciones pequeñas en los ángulos  $\theta_1$  y  $\theta_2$ , y haciendo una sustitución trigonométrica en la ecuación (4.15), la potencia de la línea cambia de acuerdo con la cantidad:

$$\Delta P_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X} \cos(\theta_1 - \theta_2) (\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) MW \quad (4.16)$$

Así como se define la rigidez eléctrica para máquinas sincrónicas, ahora definimos el coeficiente de sincronización de la línea como:

$$T^\circ = \frac{|V_1||V_2|}{X} \cos(\theta_1 - \theta_2) MW/rad \quad (4.17)$$

Normalmente el valor de  $T^\circ$  se toma como si los voltajes fueran 1 pu, si ambos toman el mismo valor de 1 pu, de esta manera se tendrá que el valor de  $T^\circ$  será:

$$T^\circ = \frac{\cos(\theta_1 - \theta_2)}{X} MW/rad \quad (4.18)$$

La variación de potencia de la línea toma entonces la forma:

$$\Delta P_{12} = T^\circ (\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) MW \quad (4.19)$$

Las ecuaciones (4.17), (4.18) y (4.19), son válidas solo para desviaciones pequeñas de ángulo  $\theta$ . El factor  $T^\circ$ , a menudo se relaciona con el valor de flujo máximo en la línea, sin embargo debe señalarse que con este modelo no existe límite para el flujo de potencia al crecer la separación angular. Por otro lado el modelo no es válido para excursiones grandes en las diferencias angulares. Si el cambio de ángulo crece, el modelo de la ecuación (4.19) puede actualizarse, modificando la relación de la ecuación, de manera de representar mejor el comportamiento del flujo de potencia en la línea de enlace.

Para incorporar el modelo de la línea o el cambio de flujo en el enlace en el modelo de la figura 4.14, se requiere relacionar los cambios de frecuencia con los cambios de ángulo. Las expresiones básicas son las siguientes.

La variación de frecuencia  $\Delta f$  está relacionada al ángulo de referencia  $\Delta\delta$  por la fórmula:

$$\Delta f = \frac{d}{dt} (\theta^\circ + \Delta\theta) = \frac{d}{dt} (\Delta\theta) \quad (4.20)$$

Dividiendo entre la velocidad angular nominal  $\omega_0 = 2\pi f_0$ , haciendo que  $\Delta f / \Delta f_0 = \Delta f_{pu}$ , y despejando  $\Delta\theta$ , tenemos:

$$\Delta\theta = 2\pi f_0 \int_0^t \Delta f_{1pu} dt \quad (4.21)$$

Expresando la variación de potencia de la línea en función de  $\Delta f$  más que en función de  $\Delta\theta$ .

$$\Delta P_{12} = 2\pi f_0 T^{\circ} (\int_0^t \Delta f_{1pu} dt - \int_0^t \Delta f_{2pu} dt) \quad (4.22)$$

Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación (4.22), llegamos a:

$$\Delta P_{12} = \frac{2\pi f_0 T^{\circ}}{s} (\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s)) \quad (4.23)$$

Representando la ecuación (4.23) en diagrama de bloques se tiene la figura 4.15.

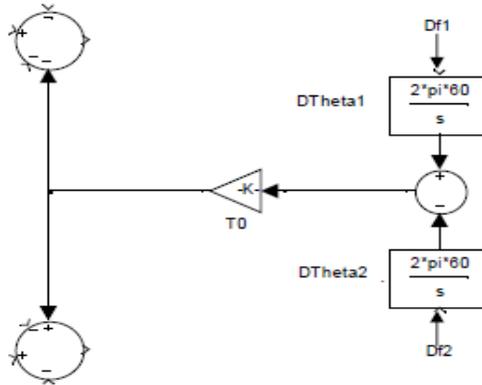


Figura 4.15 Representación lineal del modelo de la línea.

El incremento de potencia  $\Delta P_{12}$  representa el flujo de potencia en la línea de enlace en la dirección de 2 a 1, despreciando las pérdidas se tiene que:

$$\Delta P_{12} = -\Delta P_{21} MW \quad (4.24)$$

La relación entre áreas se tiene a través de la potencia en la línea de enlace y los cambios en las posiciones angulares  $\theta$ .

#### 4.2.1 Comportamiento de la línea de enlace.

Al analizar el comportamiento de la línea de enlace que interconecta a las dos áreas observando la frecuencia y la posición angular. El comportamiento dinámico del sistema presentado en la figura 4.16 se afecta considerablemente con la respuesta del enlace. De la ecuación (4.16) o su ecuación equivalente (4.19), se observa que el cambio en el flujo  $\Delta P_{12}$

depende de la diferencia en los cambios angulares  $\Delta\theta$ , mientras que  $\Delta\theta_1$  sea mayor o menor que  $\Delta\theta_2$  se mantendrá la tendencia al cambio.

Analizando lo anterior desde el punto de vista de velocidad, derivando la ecuación (4.25) con respecto al tiempo, se tiene:

$$\frac{d}{dt}\Delta P_{12} = T^\circ(\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2) \quad (4.25)$$

Con los cambios de velocidad  $\Delta\omega$  expresados en rad/seg, o bien en forma alterna, con los cambios de frecuencia en pu, se tiene que:

$$\frac{d}{dt}\Delta P_{12} = 2\pi f_0 T^\circ(\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (4.26)$$

Analizando la ecuación (4.26) se obtienen los siguientes resultados:

Si  $\Delta f_1 > \Delta f_2$  la tendencia de  $\Delta P_{12}$  es a incrementar.

Si  $\Delta f_1 = \Delta f_2$   $\Delta P_{12}$  permanece constante.

Si  $\Delta f_1 < \Delta f_2$  la tendencia de  $\Delta P_{12}$  es a decrementar.

Lo anterior se cumple si se considera que los cambios de ángulo son pequeños, si hubiera una separación angular mayor a  $90^\circ$  se tendría un cambio en el flujo según el ángulo, sin importar el valor de la frecuencia. En ese caso se tendría un problema de sincronismo.

Desde el punto de vista de análisis, es importante señalar que la diferencia de frecuencias entre áreas causa un cambio en el flujo de potencia en la interconexión, el cual trata de contrarrestar el disturbio. Si se tiene una pérdida de generación en área A, se tendrá una contribución de A hacia B a través del enlace, esto debido a que la frecuencia del área dos será mayor que la del área A. Como resultado del cambio en el flujo, ahora el área B tiene un desequilibrio entre las potencia eléctrica y mecánica. La línea de transmisión es el medio por el cual se transmiten los disturbios entre áreas de generación.

### 4.3 SISTEMA ELÉCTRICO MULTIÁREA.

A continuación se analizará el comportamiento dinámico de la frecuencia en dos áreas de generación, así como el flujo de potencia en el enlace. Para ello se toma como base el diagrama de dos áreas de la figura 4.16, del cual se simularán situaciones tales como áreas de diferente tipo de generación y capacidad, así también, se analizará de qué manera afecta la distancia eléctrica entre las áreas a la frecuencia.

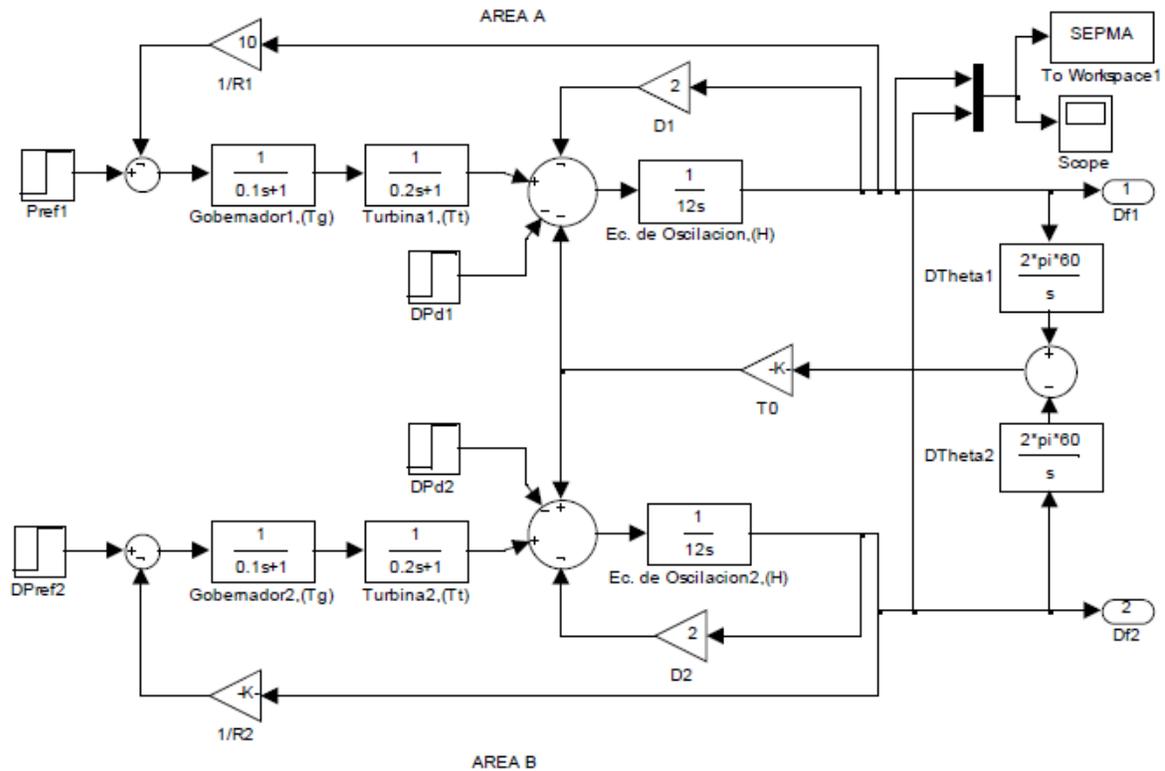


Figura 4.16 Diagrama para un sistema de dos áreas interconectadas.

Las ecuaciones para el análisis dinámico para las áreas son las mismas que para el caso de tener un sistema multimáquina, la ecuación correspondiente al generador se ve afectada por la contribución del cambio en el enlace de la siguiente manera.

$$\Delta f_1 = \frac{1}{2H_1} [\Delta P m_1 - D_1 \Delta P f_1 - \Delta P d_1 - \Delta P_{12}] \quad (4.27)$$

$$\Delta f_2 = \frac{1}{2H_2} [\Delta P m_2 - D_2 \Delta P f_2 - \Delta P d_2 - \Delta P_{12}] \quad (4.28)$$

Del diagrama de bloque del modelo de la línea.

$$\Delta P_{12} = \frac{T}{s} [2\pi f_0 \Delta f_1 - 2\pi f_0 \Delta P f_2] \quad (4.29)$$

De ahí que:

$$\Delta P_{12} = 2\pi f_0 T [\Delta f_1 - \Delta f_2] \quad (4.30)$$

Del diagrama de bloques de las áreas interconectadas, se tiene que:

$$\begin{aligned} \Delta \theta_1 &= 2\pi f_0 \Delta f_1 \\ \Delta \theta_2 &= 2\pi f_0 \Delta f_2 \end{aligned} \quad (4.31)$$

También se tiene del modelo de la línea que:

$$T = \frac{1}{x} \cos(\theta_1 - \theta_2) \quad (4.32)$$

Donde  $x$  es la reactancia de la línea. Los ángulos  $\theta$ , son los ángulos de los voltajes extremos, los  $\Delta\theta$  son las desviaciones de los ángulos.

A continuación se muestran las señales de potencia de un sistema eléctrico de potencia multimáquina-multiárea, las áreas que se presentan están representadas por unidad térmica de recalentamiento, térmica sin recalentamiento e hidráulica, las cuales tienen unidades de distinta capacidad, estas señales fueron resultado de un trabajo anterior presentado en [4], donde se puede consultar el ejercicio.

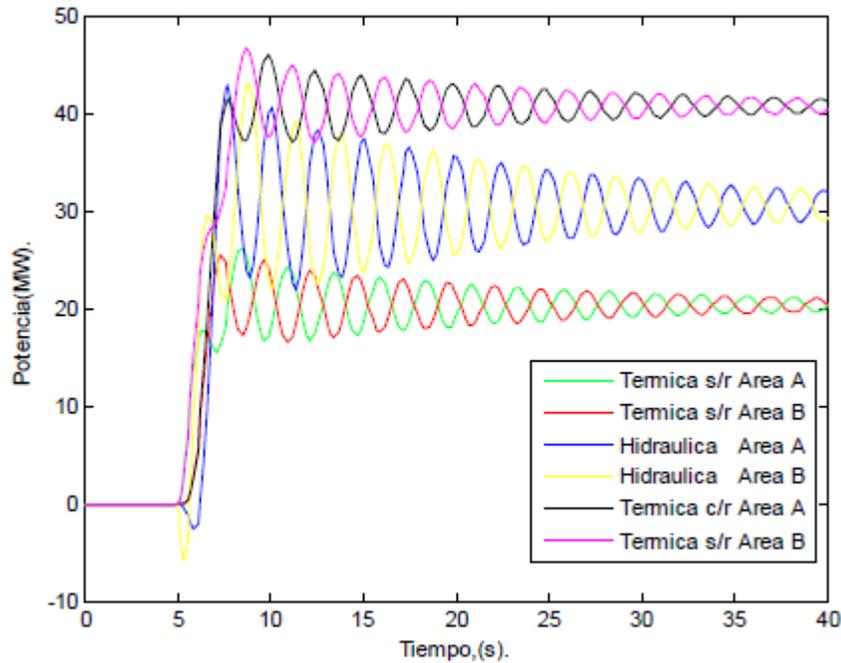


Figura 4.17 Análisis de la generación de potencia.

En la figura 4.17 se puede observar cómo se reparte la potencia total para cada una de las máquinas térmicas con o sin recalentamiento, y las hidráulicas cada una aportando el suministro de acuerdo a su capacidad y tipo de generación.

#### 4.4 CONTROL DE GENERACIÓN. [1]

Es necesario mejorar la exactitud del control de frecuencia que lo obtenido por el sistema de gobernación propio del sistema, como se vio anteriormente. Para realizar esto se tiene que manipular el cambiador de velocidad de acuerdo con alguna estrategia de control deseable. Para obtener un apropiado control se tienen que cumplir los siguientes dos puntos.

##### I.-Control del Sistema.

- a) El lazo de control debe estar caracterizado por un grado suficiente de estabilidad.



El control integral llevará a cero el error de frecuencia estático (lazo primario), siguiendo a un cambio súbito de carga debido a las siguientes razones de interpretación física. Tanto como permanezca el error, la salida del integrador se incrementará causando que el cambiador de velocidad se mueva. La salida del integrador, y por tanto, la posición del cambiador de velocidad alcanzan un valor constante, solo cuando el error de frecuencia ha sido reducido a cero. La constante  $K_1$  de ganancia controla el rango de integración, y por tanto la velocidad de respuesta del lazo.

El resultado es que la frecuencia siempre vuelve a su valor nominal en estado estable, el tiempo en que esto ocurre depende del valor de la constante de ganancia  $K_1$  de la integral, pero generalmente es del orden de minutos. Una vez integrado este bloque al sistema la regulación secundaria actuará, moviendo a la referencia  $\Delta P_{ref}$  aumentando la potencia mecánica de entrada a la turbina para llevar la frecuencia a su valor nominal.

De ahora en adelante se considerará que la frecuencia siempre vuelva a 60 Hz. Se analizará cómo es que al área a la que se le ha aumentado la carga, genera su potencia para abastecer dicha carga, y no sean las áreas vecinas quienes tengan que generar más potencia para soportar ese aumento de carga, esto debido a que, las áreas deben abastecer sus propios cambios de carga generando más potencia localmente y como consecuencia la frecuencia volverá a su valor nominal y los flujos de las líneas de enlace a su estado normal, haciendo que el intercambio de potencia neto del área sea el que se tiene preestablecido.

El control automático de generación (CAG) es el encargado de:

- a) Mantener el valor de la frecuencia a su valor nominal.
- b) Mantener el intercambio neto de potencia total de cada área de control y de todo el sistema en su valor previamente programado
- c) Economizar los costos de operación haciendo un reparto óptimo de carga entre las diferentes unidades del sistema para que operen a su valor más económico.

#### **4.5. INTERCAMBIO DE POTENCIA EN LA LÍNEA DE ENLACE. [4]**

La acción de gobernación en un sistema interconectado no puede identificar donde ocurre un cambio de carga. Aunque el sistema de gobernación de velocidad iguala la generación total con la demanda total del sistema, no es capaz por sí mismo, de adaptar las necesidades de un sistema interconectado de área múltiple para que cada área absorba sus propios cambios de carga. Cada área debe estar equipada con un control automático suplementario para que ejecute dicha regulación de las áreas. El control usado en cada área, debe operar apropiadamente en paralelo con los controles de las otras áreas, sin producir errores o inestabilidad entre ellos. Ya que resulta impráctico hacer una comparación entre la generación total y la demanda total de un área, que opera como parte de un sistema interconectado de área múltiple, deben emplearse medios indirectos para determinar si existe la igualdad entre la generación y la demanda. El medio empleado es la medición de la potencia que fluye a través de las líneas de transmisión que enlaza a las áreas, este flujo de potencia es la diferencia algébrica entre la generación y la demanda del área.

De esta forma, se establece una programación del flujo de potencia para cada línea. Tanto como el área ajuste su generación para mantener las líneas al valor del flujo previamente determinado, estará ajustando su generación para absorber sus cambios de carga. De acuerdo a lo anterior, el esquema de control requerido debe emplear dos datos de información, la frecuencia del sistema y la potencia neta que fluye hacia dentro o fuera de la línea de enlace.

Tal sistema de control tiene la necesidad de considerar lo siguiente:

- 1.- Si la frecuencia disminuye y la potencia neta de intercambio del sistema o área, se incrementa, ha ocurrido un incremento de carga hacia afuera del sistema.
- 2.- Si la frecuencia se disminuye y la potencia neta de intercambio del sistema o área, disminuye, ha ocurrido un incremento de carga hacia dentro del sistema.

#### 4.6 MODELO DEL TRANSFORMADOR DEFASADOR. [4]

El modelo matemático del transformador defasador se describe en la ecuación de primer orden (4.35). Donde el lado izquierdo de la ecuación es el elemento dinámico y el primer miembro de la suma del lado derecho es la entrada y el segundo miembro es la salida.

$$Tr \frac{d\gamma}{dt} = U_\gamma - \gamma \quad (4.35)$$

Si la ecuación (4.35) es transformada mediante Laplace.

$$y(s) = G_1(s)F(s) \quad (4.36)$$

$$\frac{y(s)}{F(s)} = G_1(s) \quad (4.37)$$

Suponiendo condiciones iniciales cero, se obtiene la ecuación (4.37) del transformador defasador en el dominio de Laplace:

$$TrS\gamma(s) = U_\gamma(s) - \gamma(s) \quad (4.38)$$

$$TrS\gamma(s) + \gamma(s) = U_\gamma(s) \quad (4.39)$$

$$\gamma(s)(TrS + 1) = U_\gamma(s) \quad (4.40)$$

Si se supone que  $U_\gamma$  es la entrada y  $\gamma$  la salida, la función de transferencia de este sistema resulta ser (4.41), donde  $Tr=0.01s$ .

$$\frac{\gamma(s)}{U_\gamma(s)} = \frac{1}{TrS+1} \quad (4.41)$$

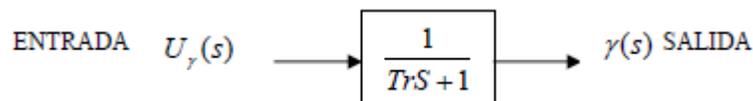


Figura 4.19 Representación en diagrama de bloques de la ecuación que describe la dinámica del transformador defasador.

#### 4.6.1 Control proporcional integral. [4]

La acción del control proporcional integral está definida por la ecuación (4.42).

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt \quad (4.42)$$

La función de transferencia de la ecuación (4.42) está dada en (4.43).

$$u(t) = K_p \left( 1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (4.43)$$

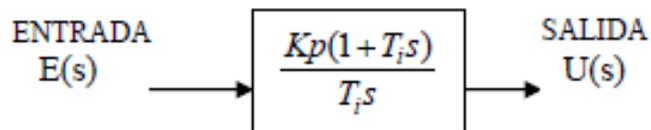


Figura 4.20 Representación en diagrama de bloques de la función del Control Proporcional Integral.

A continuación se muestra un ejemplo en el cual se analiza el comportamiento dinámico de la frecuencia en dos áreas de generación, así como el flujo de potencia en la línea de enlace con el modelo de transformador defasador, dentro del sistema a analizar con Control Automático de Generación.

#### EJEMPLO 4.1

Al considerar el esquema de la figura 4.21 donde se tienen dos áreas de igual capacidad (700MW) y así como iguales parámetros, la única diferencia es que el área A está generando mayor cantidad energía. Al aumentar la carga en el área B en 50 MW.

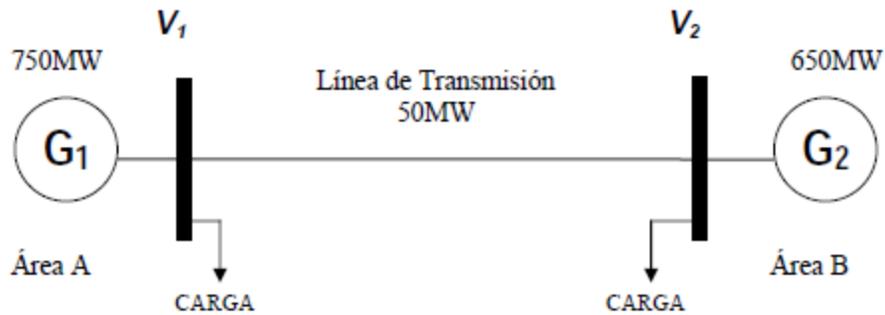


Figura 4.21 Diagrama para el análisis de dos áreas.

Su representación en diagrama de bloques de la función de transferencia es el mostrado en la figura 4.22, incorporado a la red, elaborado con la librería de simulink de MATLAB® 2011, obteniéndose el comportamiento en el tiempo del sistema, cabe mencionar que al modelo del transformador tiene un control del tipo proporcional-integral (PI), mostrado en la figura 4.20 donde  $K_p=0.1$  y  $T_i = 0.2$ . En las figuras 4.23 y 4.24 se muestran el comportamiento del sistema ante una perturbación, pero ahora con el modelo del transformador defasador y el control incorporados a la línea de enlace.

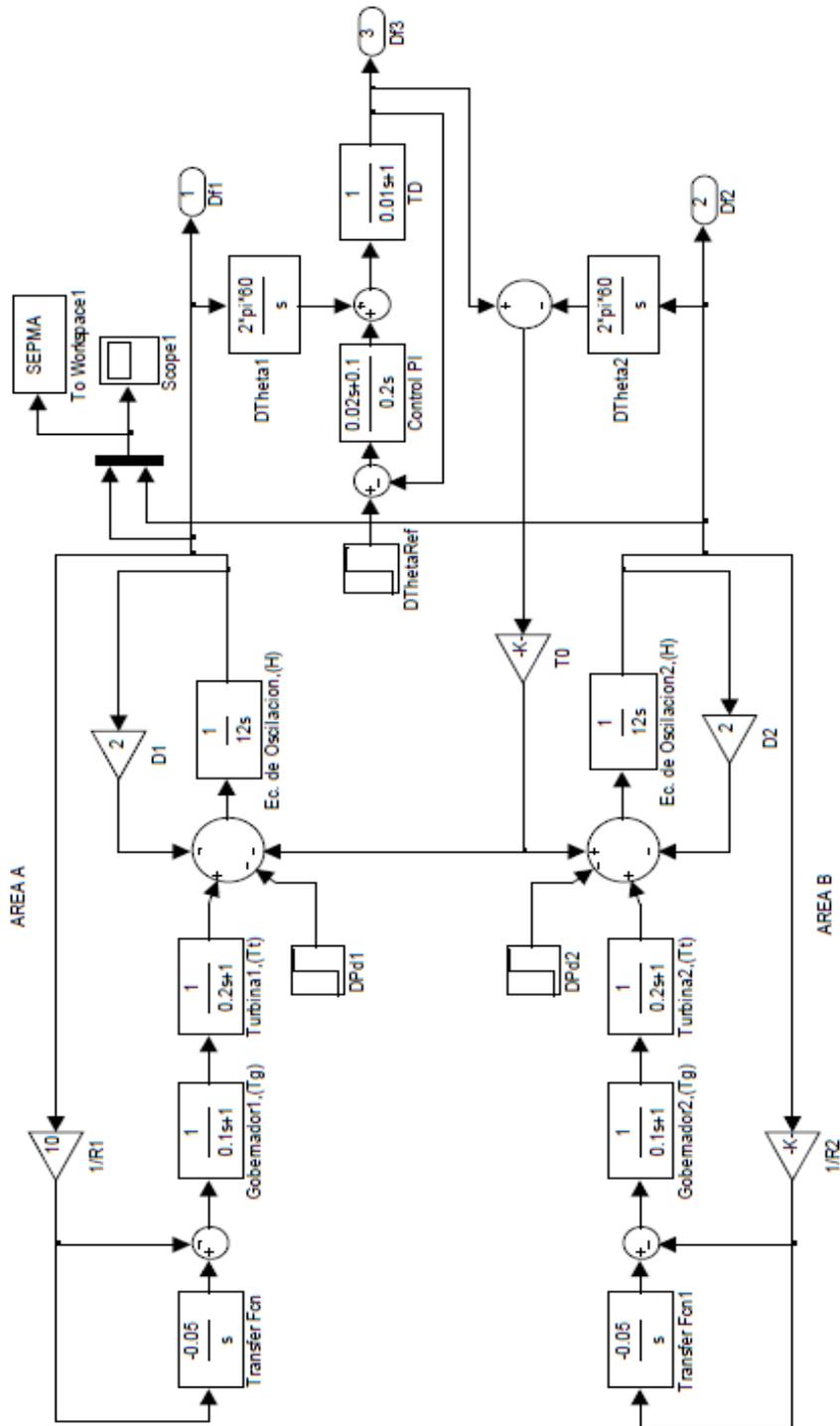


Figura 4.22 Sistema de dos áreas interconectadas con TD y CAG.

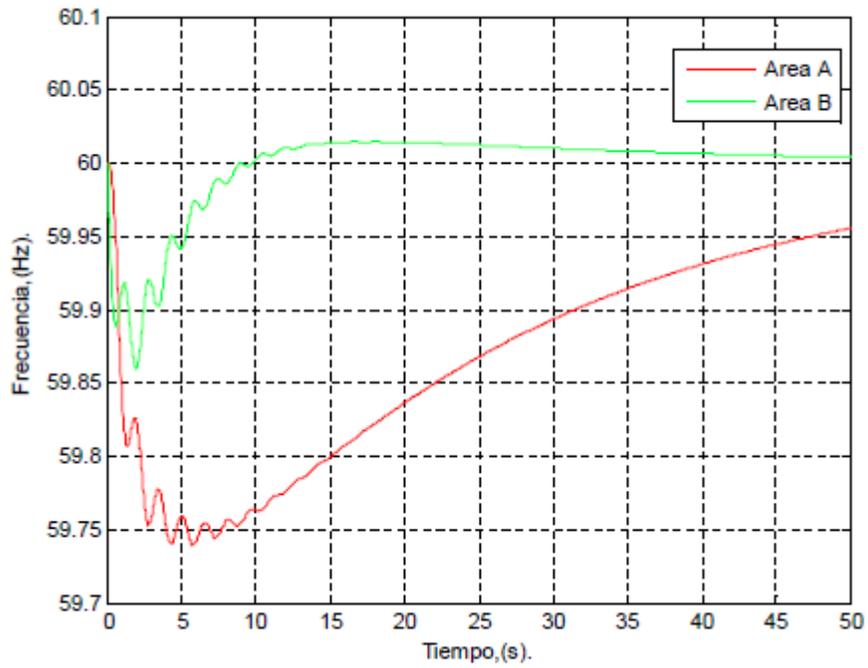


Figura 4.23 Frecuencia del sistema después de la perturbación.

En la figura 4.23 se observa que la frecuencia final después de la perturbación es distinta en las dos áreas durante unos instantes mientras se desarrolla la operación del CAG, y finalmente la frecuencia regresa a la nominal de 60 Hz.

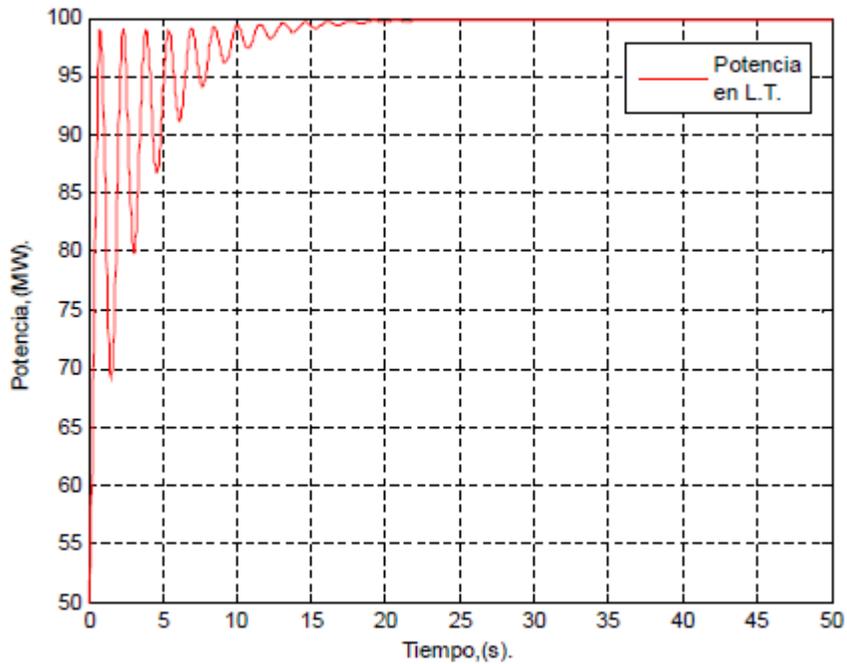


Figura 4.24 Flujo de potencia en línea de transmisión.

En la figura 4.24 se tiene la transferencia de energía que existe a través de la línea de transmisión, se tiene que antes de la perturbación en área B se tenía una transferencia de 50 MW y después de la perturbación se presenta un flujo de 100 MW, aquí se observa el aporte del área A hacia el área B, manteniéndose la transferencia de potencia mediante el transformador defasador y frecuencia nominal.

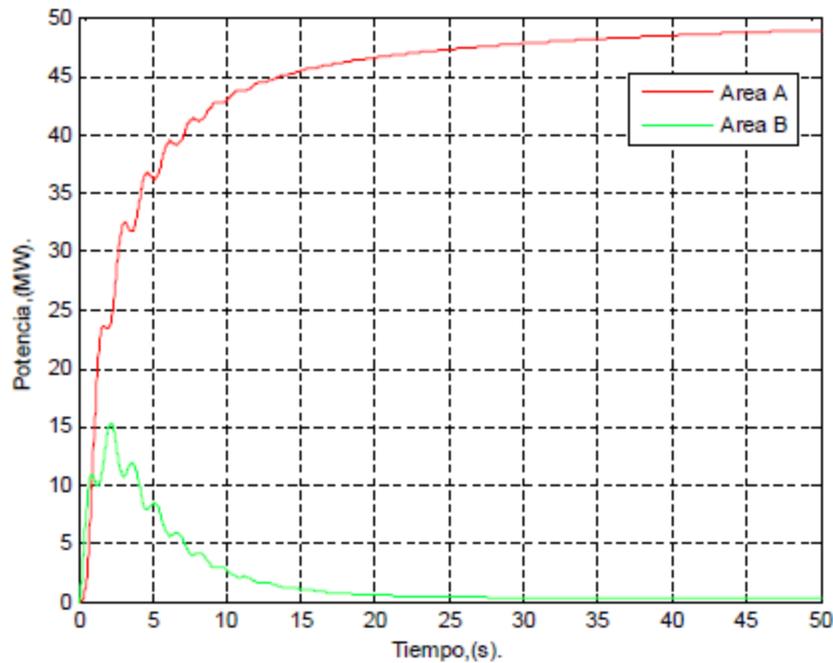


Figura 4.25 Potencia mecánica generada por área.

En la figura 4.25 se tiene la producción de potencia mecánica de cada área; en la gráfica se observa la aportación de ellas para suministrar el incremento, área B aporta por unos instantes un pico de 15 MW, área A aporta en forma creciente hasta llegar a 50 MW, en la figura se observa un incremento en el flujo de 50 MW que es la aportación del Área A que apoya al Área B, para contrarrestar el incremento como un sistema completo. Se tiene que el Área A suministra el incremento de carga que se presenta en Área B a través de la línea de enlace, y como se muestra en la gráfica es como si el Área B no se percatara del incremento de carga.

# *Referencias*

---

- [1] Aboytes G. Florencio. “Control de potencia activa-frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Centro Federal de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Diciembre 1990, Monterrey N.L México.
- [2] José Alfredo de la Paz Plaza, “Prototipo de Control para un Transformador Regulante Controlado por medio de un PLC”, Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e Investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps., México, Junio 2000.
- [3] Software MATLAB versión 7.13.0.564 (R2011b) Math Works, Inc. “Librería de Simulink y Workspace”.
- [4] Navarro del Ángel Edgar, “Transformador Defasador en conexión estrella prolongada con alimentación lateral, para el control de la cargabilidad en líneas de transmisión”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps., México, Diciembre 2007.

# *Capítulo*

# 5

---

## *Desarrollo.*

En este capítulo se describen las características técnicas del equipo utilizado en el sistema interconectado a escala con los módulos de Lab-Volt, conexiones y fotos de los mismos.

## 5.1 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROYECTO.

En la figura 5.1, se observa el diagrama de bloques que se planteó para comprender el funcionamiento del proyecto. La alimentación del sistema se implementará con un bus infinito y un módulo motor generador como fuentes de generación.

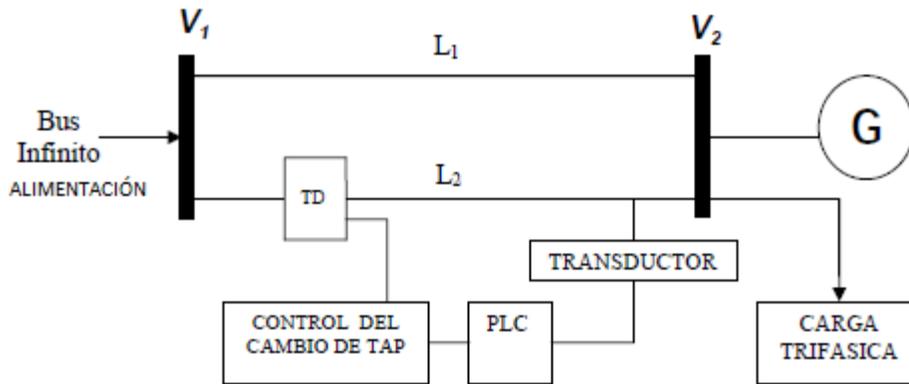


Figura 5.1 Sistema eléctrico con dos fuentes de alimentación, generador y bus infinito.

De acuerdo a las ecuaciones en anteriores capítulos, el flujo de potencia real en  $L_1$ , la línea de transmisión 1, es:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) \quad (5.1)$$

La ecuación del flujo de potencia real en  $L_2$ , línea de transmisión 2, es:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{sen}((\theta_1 \pm \alpha) - \theta_2) \quad (5.2)$$

Donde el factor  $\alpha$  representa el defasamiento que produce el transformador defasador.

## 5.2 DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL PROYECTO.

En la figura 5.2 se muestra el diagrama de conexiones para el desarrollo del proyecto, y en base a este diagrama se describen los elementos que intervienen.

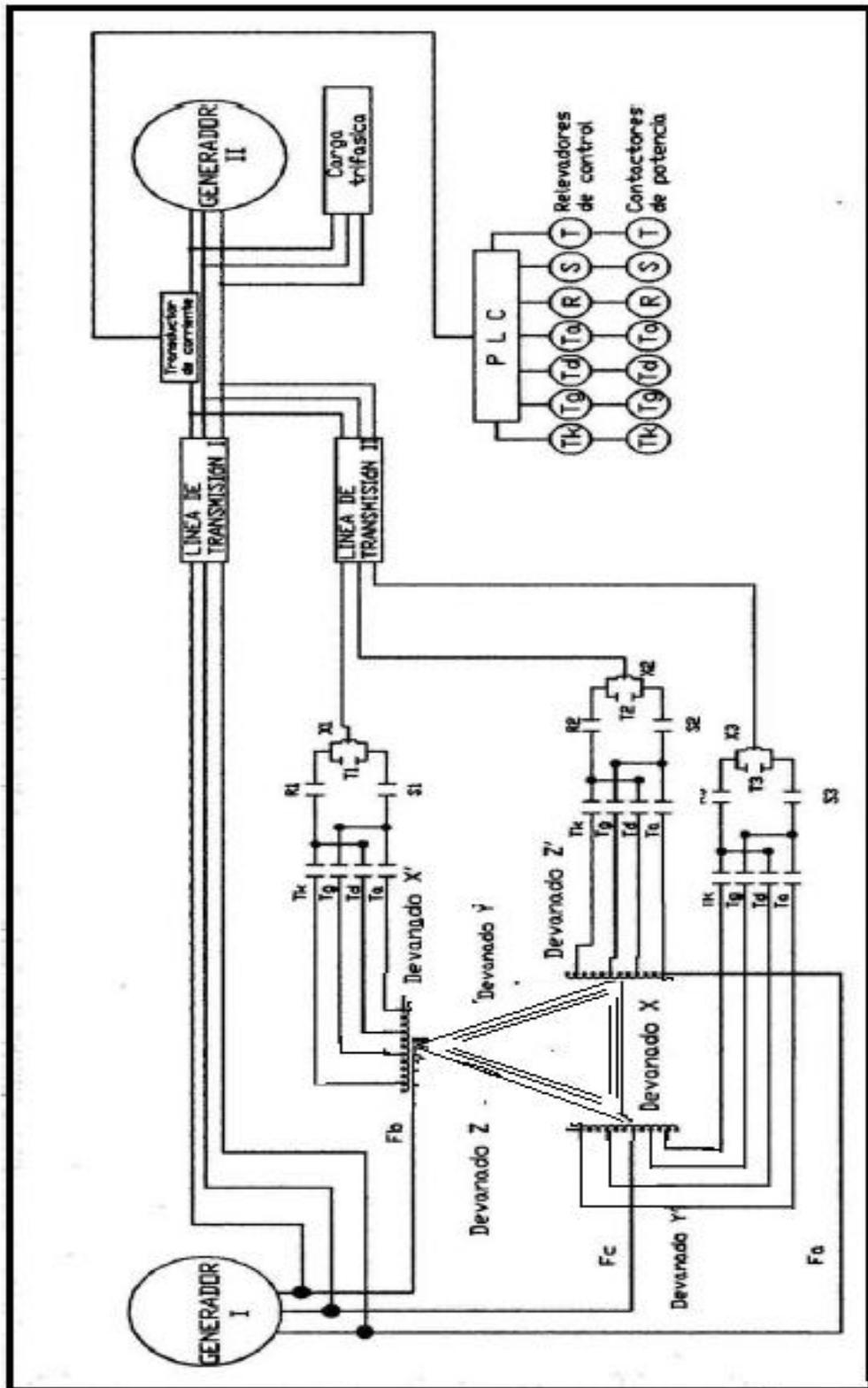


Figura 5.2 Diagrama de conexiones del prototipo.

### 5.3 BUS INFINITO.

La fuente de generación empleada como bus infinito es una fuente de alimentación trifásica tomada del equipo de Lab-Volt, del laboratorio de Maestría en Ingeniería Eléctrica, ésta alimentación de suministro de energía es proporcionada por CFE, el cual se considera que la potencia es infinita (limitada por CFE), el voltaje y frecuencia constantes. La fuente cuenta con las siguientes características: Sistema trifásico ( $3\phi$ ), tensión entre fases 220 Volts de corriente alterna (VCA), frecuencia 60 Hertz (Hz), Interruptor termomagnético de seguridad de 3 polos, corriente de 15 Amperes (A) y tensión de 250 VCA.



Figura 5.3 Fuente de alimentación Lab-Volt.

## 5.4 TRANSFORMADOR DEFASADOR.

En este proyecto se utilizaran 3 transformadores monofásicos regulantes los cuales pueden ser usados como control de magnitud o de ángulo del voltaje. En este proyecto se utilizó para el control del ángulo de voltaje. En la figura 5.4 se muestra el transformador monofásico con sus terminales o bornes por enfrente para el cambio de taps en el devanado secundario. El devanado primario al lado derecho y su devanado secundario lado izquierdo, y puntos correspondientes de polaridad para conexión.



Figura 5.4 Configuración física del transformador defasador monofásico.

El circuito equivalente del transformador defasador monofásico es mostrado en la figura 5.5.

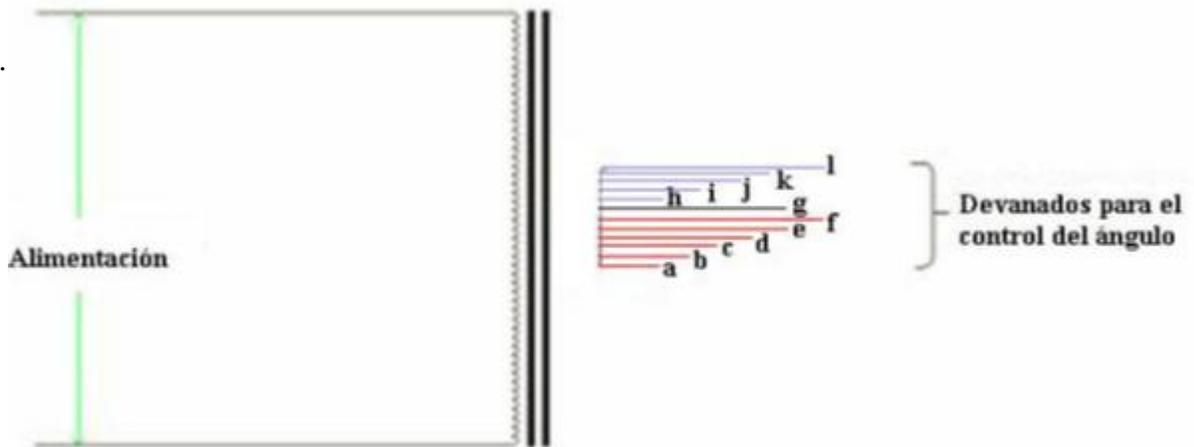


Figura 5.5 Circuito equivalente del transformador defasador.

Especificaciones de operación del transformador defasador:

- Tensión nominal de alimentación lado primario 220 VCA
- Potencia nominal monofásica 2.5 KVA (Kilo-Volt-Ampere)
- Frecuencia de 60 Hz
- 12 terminales para el cambio de taps (a – l)

Se utilizan tres transformadores de este tipo para formar un sistema trifásico, los cuales proporcionan una potencia trifásica nominal de 7.5 KVA, conectado en delta con alimentación central en el devanado serie. El circuito equivalente de la conexión delta con alimentación central en el devanado serie se describe en la figura 3.14. Fa, Fb y Fc son las entradas de las fases de alimentación y X1, X2 y X3 son las terminales de salida de los diferentes taps. Se emplean solo cuatro taps (a, e, i, l) debido a la limitación que se tiene de salidas digitales del PLC.

En la tabla 5.1 se tienen los valores de ángulo que proporciona cada tap a utilizar en la conexión delta con alimentación central en el devanado serie.

Tabla 5.1 Valores de ángulo.

Tap	Ángulo
A	4° Adelanto
E	0.5° Adelanto
I	1° Retraso
L	6° Retraso

### 5.5 LINEAS DE TRANSMISIÓN.

La línea de transmisión es el medio de transporte de la energía eléctrica desde el lado de generación hasta donde se encuentre la carga. Por medio de líneas aéreas o subterráneas y la transportan por decenas o cientos de kilómetros. Se utilizan dos módulos de línea de transmisión trifásica del equipo de Lab-Volt. Este módulo tiene esencialmente las mismas propiedades eléctricas que las de una línea real de 100, 200 o 300 Kilómetros de longitud. La impedancia de la línea se puede variar de 0, 60, 120 y 180  $\Omega$  por fase, figura 5.6.



Figura 5.6 Líneas de transmisión.

Las características de este módulo son las siguientes:

- Voltaje de línea 120/208 VCA
- Corriente de línea 0.33 A
- Frecuencia a 60 Hz

## 5.6 MEDIDOR DE POTENCIA REAL Y REACTIVA.

Las cargas resistivas consumen potencia real como lo son las lámparas incandescentes, hornos, etc.; pero la mayoría de las cargas en la industria es necesaria la potencia reactiva para su funcionamiento como los motores, transformadores entre otros. Se emplean dos módulos de medición de Watts/Vars o Vatímetro/Varímetro del equipo de Lab - Volt el cual permite la medición de energía real y reactiva que fluye en un circuito trifásico balanceado, así como la dirección del flujo, tal y como se muestra en figura 5.7.



Figura 5.7 Módulo de medición de watts y vars.

Las características de este módulo son las siguientes:

- Voltaje de 100 a 250 VCA
- Corriente 2 A
- Medición de 300-0-300 Watts
- Medición de 300-0-300 Vars

## 5.7 MEDIDOR DE ÁNGULO DE FASE.

El ángulo de fase entre el voltaje transmisor y el voltaje receptor localizados en los extremos de una línea de transmisión es uno de los factores que describen la cantidad de energía que fluye a través de la misma. Se utilizó el módulo de medición de ángulo de fase o fasímetro del equipo de Lab – Volt, el cual es útil para este aspecto, la figura 5.8 muestra este equipo.



Figura 5.8 Módulo de medición de fase.

Las características de este módulo son las siguientes:

- Voltaje de 100 a 250 VCA
- Frecuencia de 50 a 70 Hz
- Precisión  $\pm 2\%$
- Medición de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  en retraso o adelanto
- Impedancia de  $10\text{ K}\Omega$ .

## 5.8 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC).

El PLC es un aparato electrónico con operación digital el cual utiliza una memoria programable para el almacenamiento interno de instrucciones que implementen funciones específicas tales como: lógicas, secuenciales, analógicas de entrada o salida para controlar diversos tipos de máquinas o procesos.

Se emplea un PLC perteneciente a la marca Allen Bradley de la familia SLC 500, se utiliza un SLC 5/03, este PLC es del tipo modular, al cual se le pueden conectar varios módulos de entradas y salidas digitales, así como analógicas.



Figura 5.9 Controlador Lógico Programable.

Las características del PLC son las siguientes:

- Marca ALLEN BRADLEY
- CPU 5/03
- Tipo modular, Ligero y Robusto
- Módulos de entradas y salidas Analógicas y Digitales
- Alimentación 115/240 VCA; 24 VCD.
- 60 Hz.

### **5.9 TRANSDUCTOR DE CORRIENTE.**

Se utiliza como un transductor de corriente un sensor de efecto Hall, que al tomar una señal de corriente de entrada de CA entre 0-3 amperes, manda una señal de voltaje de salida de

CA proporcional a la corriente de entrada entre 0-1 Volt. Una señal que es leíble para la tarjeta de entradas analógicas del PLC.

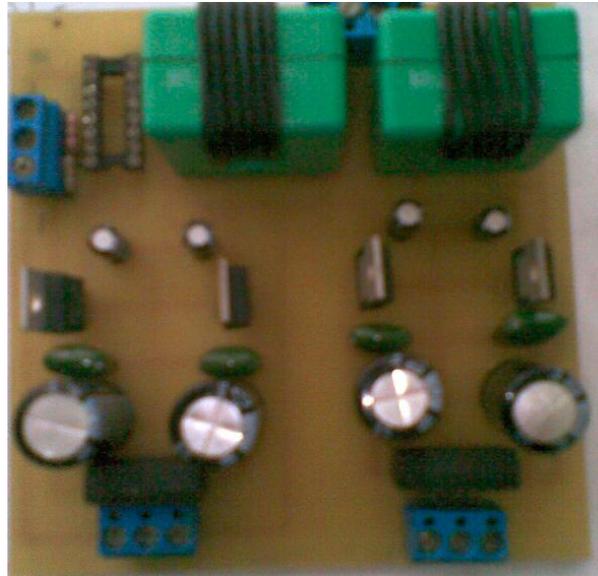


Figura 5.10 Tarjeta de sensores de efecto Hall (dispositivo en color verde).

## 5.10 RELEVADORES DE CONTROL.

Estos son dispositivos electromecánicos y son el medio por el cual se aísla la etapa de control con la etapa de potencia. Son controlados por el PLC y estos a su vez controlan los contactores de potencia para realizar el cambio de tap. Se encuentran ubicados sobre una base de once terminales, de los cuales solo son necesarios para este fin dos contactos normalmente abiertos (NA) y las terminales para energizar la bobina de operación. Este elemento de control se muestra en la figura 5.11.



Figura 5.11 Relevador electromecánico.

Las características del relevador son las siguientes:

- Marca TELEMECANIQUE
- Tipo Electromecánico
- Bobina de 24 VCD
- Corriente 10 A
- Tensión máxima 240 VCA
- 3 contactos normalmente abiertos y 3 normalmente cerrados
- Frecuencia 50/60 Hz

### 5.11 CONTACTORES DE POTENCIA.

Estos elementos de potencia electromecánicos son los encargados de la transferencia de carga, están conectados a los taps del transformador defasador. Son controlados por los relevadores de control y conectados a través de la bobina de protección para el cortocircuito. En el proyecto se dispuso de 7 contactores, de los cuales 4 se conectan a los taps, y los 3 restantes realizan la transferencia de carga en el cambio de taps, mostrados en figura 5.12.



Figura 5.12 Contactor electromecánico.

Las características del contactor son las siguientes:

- Marca TELEMECANIQUE
- Tipo Electromecánico
- Bobina de 110 VCA
- Frecuencia 50/60 Hz
- Corriente 25 A

- Tensión máxima 690 VCA
- 3 polos

### 5.12 BOBINAS DE PROTECCIÓN.

Con este dispositivo de protección se evitó que se quedara en cortocircuito un tap con otro durante el cambio, cuando los contactores de potencia de cada tap estén ambos cerrados. Están conectados a través de los contactores de potencia que realizan la transferencia de carga en el cambio de taps, y a su vez se conecta a la protección del equipo para el enlace con la línea de transmisión. Esta bobina se tomó de un transformador monofásico con primario y secundario con derivación central figura 5.13, del cual solo se utilizó el lado secundario como si fuese un reactor en derivación central.



Figura 5.13 Reactor en derivación.

Las características del contactor son las siguientes:

- Transformador de 127 VCA lado primario
- 12 VCA lado secundario
- 5 A lado secundario

### 5.13 PROTECCIÓN DEL EQUIPO.

Los elementos utilizados para la protección del equipo son un conjunto de fusibles por cada línea trifásica de transmisión, ante una falla que se presente durante el funcionamiento, mostrado en figura 5.14.



Figura 5.14 Protección de equipo.

Las características de la protección son las siguientes:

- Base de 3 polos
- Fusible de 1 A
- Modelo F1A

### 5.14 MÓDULOS DE CARGAS.

La energía suministrada a una industria o ciudad varía considerablemente durante el transcurso del día, en la que se cuenta con carga real y reactiva, en este caso solo se consideran 2 módulos de carga resistiva e inductiva trifásica, teniendo potencia real y reactiva simulando a escala variaciones de carga como si fuese un sistema real. Estos módulos se muestran en figura 5.15.



Figura 5.15 Módulos de carga Lab-Volt.

Las características de la carga resistiva e inductiva son las siguientes:

- Interruptor, Corriente 0.33 A y tensión 120/240 VCA
- Rango de potencia 252 var, impedancias de 300, 600 y 1200 Ohms.
- Frecuencia 60Hz.

### 5.15 CONDICIONES PARA LA OPERACIÓN EN PARALELO.

Para conectar en la red un generador hay que sincronizarlo con la misma para eso se necesita lo siguiente. Si el interruptor S1 de la figura 5.16 se cierra arbitrariamente en cualquier instante, los generadores estarían expuestos a grandes daños y la carga podría perder el suministro de potencia. Para evitar este problema cada una de las 3 fases debe tener exactamente la misma magnitud de voltaje y el ángulo de fase que la línea con la cual se va a conectar, en otras palabras, el voltaje de la fase a debe ser exactamente el mismo voltaje que el de la fase a' y así con b-b' y c-c', para lograr esto debe llenarse los siguientes requisitos:

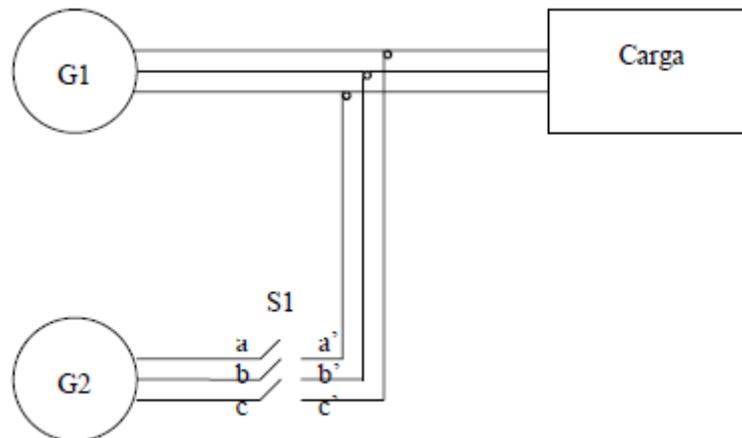


Figura 5.16 Interconexión de dos generadores.

- 1.- La frecuencia del generador entrante debe estar comprendida de 0 a 5% mayor que la frecuencia del sistema.
- 2.- Los valores eficaces de los voltajes de línea de los dos generadores deben ser iguales.
- 3.- Los ángulos de fases de lazo a y a' deben ser iguales (correspondencia de fases).

### 5.16 VERIFICACIÓN DE SECUENCIAS DE FASES.

Si se conectan dos generadores y si giran en el mismo sentido, asegura que la secuencia en que los voltajes alcanzan su valor pico en los dos generadores es la misma. Si la secuencia es diferente a pesar de que un par de voltajes esté en fase (fase a-a'), los otros dos pares de voltajes están desfasados  $120^\circ$  eléctricos. Si los generadores fueran conectados así, no habría problemas en la fase a, pero se producirán altas corrientes en las fase b y c, para corregir el problema de la secuencia de las fases es necesario intercambiar dos conexiones de las 3 fases en el generador entrante. Para verificar la secuencia de fases existen varios métodos, solo se describirá el utilizado en el desarrollo de la presente tesis.

### 5.16.1 Método de las 3 lámparas.

El cual a medida que cambian las fases de los dos sistemas, el encendido de las lámparas, se debe a la gran diferencia de fases que existe entre ellas; por otro lado cuando se apagan se tiene poca diferencia de fase. Si las tres lámparas encienden y apagan simultáneamente los sistemas tienen igual secuencia de fase, el diagrama de conexión de este método se ilustra en la figura 5.17.

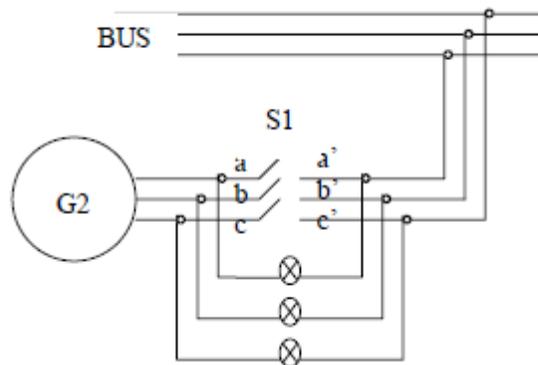


Figura 5.17 Método de las 3 lámparas.

### 5.16.2 Correspondencia entre fases.

La correspondencia de fases significa que los dos sistemas deben estar en fase, es decir que los voltajes de cada una de las fases del sistema sean igual a los voltajes de generador 2, y que la diferencia de potencial entre las fases correspondientes sean igual cero. Para verificar la correspondencia de fase, existen en forma práctica varios métodos de lámparas de sincronización y el uso del sincronoscopio.

### 5.16.3 Sincronoscopio.

Una antigua forma indicadora de sincronismo que todavía se utiliza sobre todo en barcos, exige el empleo de lámparas incandescentes interconectadas de tal forma que un evento específico de encendido o apagado de las lámparas se presente solo una vez y este sea el instante de correspondencia de fases y señale así el instante en el cual debe cerrarse el

interruptor, mostrado en figura 5.18. El módulo de sistema de sincronización del equipo de Lab-Volt cuenta con las siguientes características: 3 lámparas de 6 Watts, 250 Vca, interruptor de 5A, 250 Vca, trifásico.

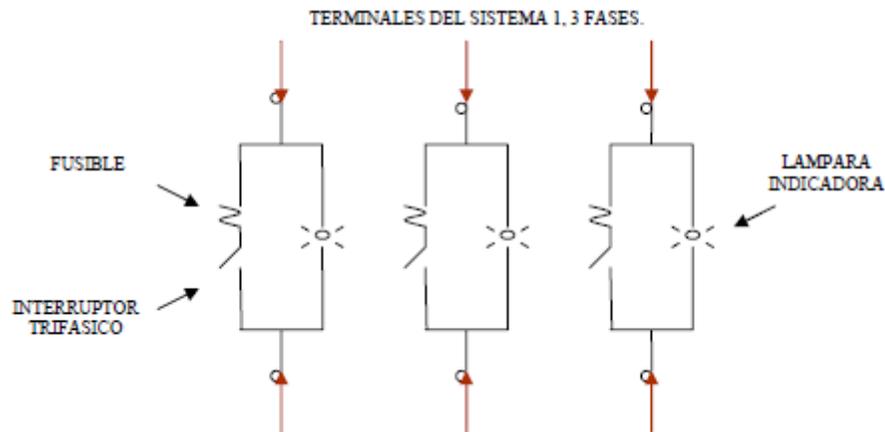


Figura 5.18 Sistema de sincronización.

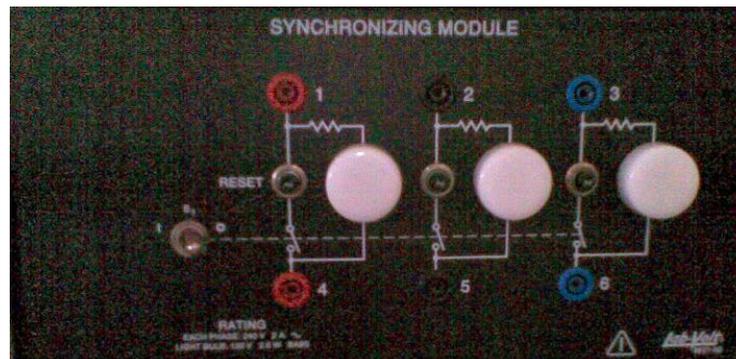


Figura 5.19 Módulo de sincronización del equipo Lab-Volt.

## 5.17 GENERALIDADES DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS DE CORRIENTE DIRECTA (CD). [1]

La industria ha usado los motores de cd durante muchos años debido a sus propiedades excepcionales de control de velocidad, desde máximas revoluciones por minuto hasta cero revoluciones por minuto, y a su buen arranque y par a baja velocidad. Los motores de cd son muchos más caros que los motores normales de inducción. En contraste con las máquinas de

inducción, la parte de corriente alta de las máquinas de cd está sobre el rotor (armadura en las máquinas de cd). Para hacer que estas corrientes lleguen desde la alimentación hasta la armadura, deben pasar a través de escobillas que hacen contacto con el conmutador, dispositivo de interrupción rotatorio. El desgaste del conmutador y las escobillas aumentan los costos de mantenimiento y reduce la fiabilidad.

Los motores de cd tienen la desventaja adicional de que no se dispone, generalmente de grandes fuentes de potencia de cd, a menos de que sean especiales para ellos.

Los motores en derivación (shunt) tienen el campo conectado en paralelo con la armadura. Su parámetro es el voltaje aplicado a la armadura,  $V_t$ . Variando la corriente de campo  $I_c$  por medio de un reóstato (resistencia de potencia variable), se tiene también el efecto de controlar la velocidad sobre un menor intervalo de velocidades. Pero la corriente de campo es pequeña y por lo tanto permite un medio de control uniforme, poco costoso. Por medio de la variación del voltaje de alimentación y/o corriente de campo, la curva  $T_n$  (par mecánico) se puede desplazar horizontal a cualquier velocidad deseada, se muestra un ejemplo en la figura 5.20. Estos amplios límites de control de velocidad son la gran ventaja de los motores en derivación. [2]

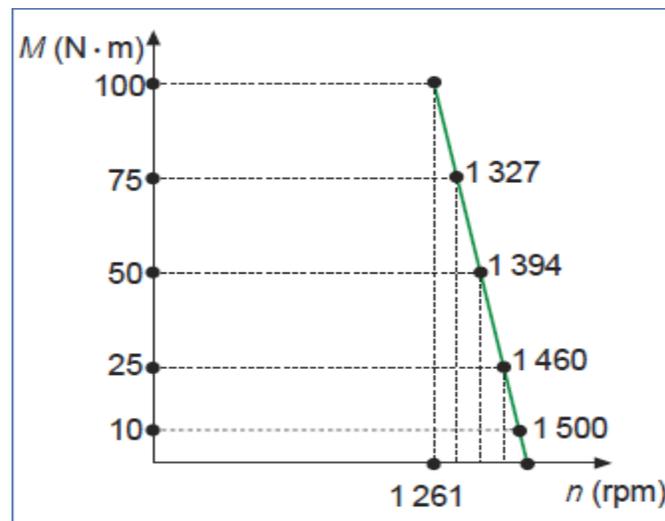


Figura 5.20 Relación entre el par mecánico ( $M=T_n$ ) y la velocidad ( $n$ ) en un motor en derivación. [2]

Los motores en derivación de corriente directa tienen una peligrosa propensión que todo usuario debe tener en cuenta. Si cuando un motor está ligeramente cargado, el circuito de campo se desconecta o abre accidentalmente, el motor tiende a desbocarse, acelerando cada vez más hasta provocar daño físico a la máquina. Las grandes máquinas en derivación siempre tienen protección contra apertura de campo.

En los motores de cd tipo serie unas pocas vueltas de alambre grueso para el campo, proporcionan la excitación, y se conectan en serie con la armadura, de tal forma que la misma corriente pasa a través de ambos. Este esquema origina una característica  $T_n$  (par mecánico) muy útil y excepcional, buena para cargas que necesitan un par elevado a bajas velocidades. Para funcionar el motor de cd precisa de dos circuitos eléctricos distintos: circuito de campo y circuito de armadura.

El circuito de campo permite la transformación de energía eléctrica recibida por la armadura en energía mecánica entregada a través del eje. El circuito de campo permite la transformación de energía en la armadura.

La armadura consiste en un grupo de embobinados alojados en el rotor y en un ingenioso dispositivo denominado colector, mediante el cual se recibe corriente continua desde una fuente exterior, y se convierte la correspondiente energía eléctrica en energía mecánica que se entrega a través del eje del motor. En la transformación se pierde un pequeño porcentaje de energía en los carbones del colector, en el cobre de los embobinados, en el hierro (por corrientes parásitas e histéresis), en los rodamientos del eje y la fricción del rotor por el aire.

Existen diferentes tipos de máquinas de corriente directa, las características de cada uno de los siguientes tipos, son los siguientes: El motor serie sufre una notable disminución de velocidad al aumentar la carga, siendo en general su velocidad en vacío prohibitivamente alta; el par es aproximadamente alto, proporcional al cuadrado de la corriente mientras la saturación es baja.

El motor en derivación con excitación constante trabaja a una velocidad casi uniforme, que disminuye poco al crecer la carga; el par es aproximadamente proporcional a la corriente en el inducido; una cualidad importante es que puede regularse su velocidad dentro de amplios límites actuando sobre el campo, sobre la tensión del inducido, o sobre ambos, al mismo tiempo.

El motor con excitación compuesta es un intermedio entre los dos anteriores pudiéndose atribuir las ventajas de uno y el otro, según sea la relación entre las intensidades de campos serie- derivación. Los motores de excitación compuesta con el devanado de campo serie predominante, se comportan en todo aproximadamente igual que los motores serie, excepto que el devanado de campo en derivación limita la velocidad en vacío a un valor aceptable.

El control de velocidad de la máquina se realiza mediante la variación de tensión, consiste en emplear una fuente de voltaje variable de cd de capacidad suficiente para proporcionar la tensión y corriente de inducido requerida. La corriente de inducido aumenta proporcionalmente al aumento de la tensión entre los bornes del inducido, trayendo como consecuencia un incremento en la velocidad, si la tensión es cero el motor tiene un par nulo. El módulo motor de cd del equipo de Lab-Volt cuenta con una capacidad de  $\frac{1}{4}$  HP, opera a una velocidad nominal de 1800 rpm con una alimentación en terminales de 120 Volts. En este caso se pudo tener un motor de impulsión con características de velocidad y potencia similares al motor de cd.

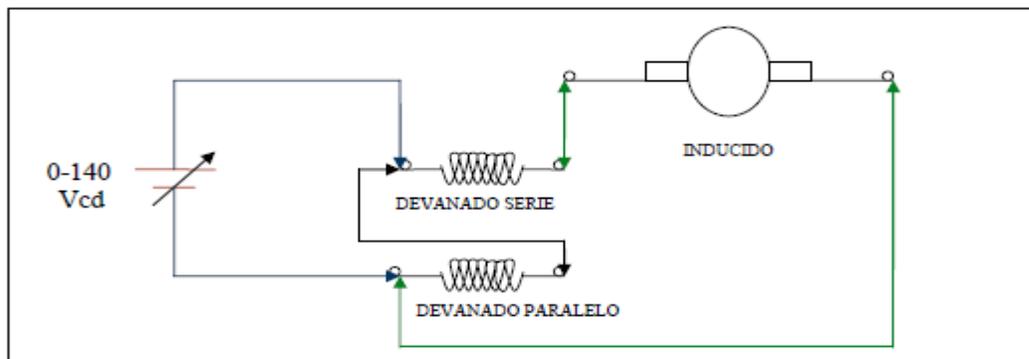


Figura 5.21 Circuito de conexiones de la máquina de cd.

En la figura 5.21 se muestra la forma de conexiones para formar un motor de cd compuesto, y el control de velocidad se logra por medio de la variación de tensión, el cual está siendo utilizado como máquina que proporciona par mecánico a un generador.



Figura 5.22 Motor de impulsión Lab-Volt.

### 5.18 GENERALIDADES DEL GENERADOR SÍNCRONO. [3]

El estator contiene un devanado trifásico en donde los devanados individuales de cada fase están defasados  $120^\circ$  en el espacio, idéntico al de la máquina asíncrona. El rotor está formado por un devanado de campo alimentado desde el exterior a través de las escobillas y anillos rozantes mediante corriente continua, llamada corriente de campo. Siendo que el rotor puede ser de tipo liso para altas velocidades, y polos salientes para bajas velocidades.

La máquina síncrona trabajando como generador, se define al estator como el devanado trifásico distribuido conectado a la carga o red que se desea alimentar. El rotor está en el devanado alimentado con corriente continua, que crea un campo magnético fijo, el cual se hace girar por un medio externo, induciendo una fuerza electromotriz en el estator y por lo tanto hace circular corriente eléctrica por la carga.

El módulo generador síncrono del equipo de Lab-Volt cuenta con una capacidad de 120 VA, opera a una velocidad nominal de 1800 rpm con una salida de alimentación en

terminales del estator de 220 Vca, 60 Hz y 3 fases; 120 Vcd a la entrada de alimentación en terminales del rotor, y un reóstato para control de corriente de excitación.

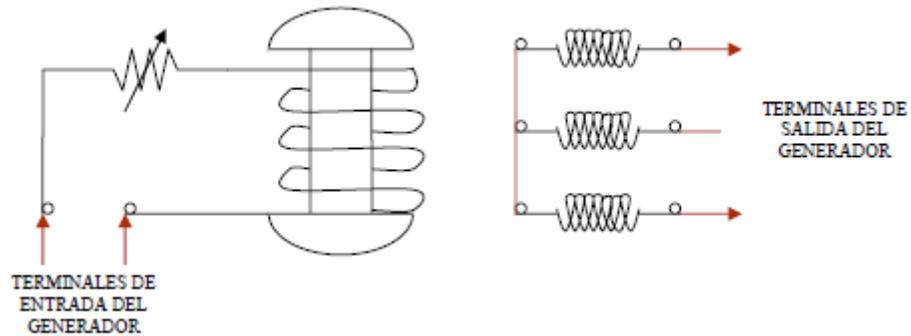


Figura 5.23 Circuito de conexiones del generador síncrono.



Figura 5.24 Generador síncrono del equipo Lab-Volt.

### 5.19 OPERACIÓN DE LOS TAPS.

Para realizar un cambio de tap a otro, se necesita seguir una secuencia de operación, para evitar un cortocircuito directo en los contactores de potencia. Esta secuencia de operación tiene un retardo de 20 milisegundos entre posiciones para la transferencia de carga. En la tabla 5.2 y 5.3 se observa la secuencia ascendente y descendente respectivamente.

Tabla 5.2 Secuencia de operación de cuatro taps en forma ascendente.

Posición	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
TAP l	○	○	○										
TAP i			○	○	○	○	○						
TAP e							○	○	○	○	○		
TAP a											○	○	○
Contactador R	○	○	○				○	○	○	○	○		
Contactador S			○	○	○	○	○				○	○	○
Contactador T	○				○				○				○

La primera posición esta numerada por el número 1, la cual es posición para que la corriente pase por el tap l, para cambiar del tap l al tap i se pasa por la posición 2, 3, 4 y quedarse en la posición 5, en la posición 2 se desconecta el contactor T, en la posición 3 se activa el tap i y contactor S, en la posición 4 se desconecta el contactor R y el tap l, en la posición 5 se activa el contactor T, en esta posición queda el tap i operando, se hace una secuencia similar para pasar del tap i al tap e, se pasa por las posiciones 6, 7, 8, hasta quedar en la posición 9 del tap e, y para pasar al tap a se pasa por las posiciones 10, 11, 12 y quedar en la posición 13 del tap a.

Tabla 5.3 Secuencia de operación de cuatro taps en forma descendente.

Posición	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
TAP a	○	○	○										
TAP e			○	○	○	○	○						
TAP i							○	○	○	○	○		
TAP l											○	○	○
Contactador R			○	○	○	○	○				○	○	○
Contactador S	○	○	○				○	○	○	○	○		
Contactador T	○				○				○				○

La operación en forma descendente es muy similar a la de forma ascendente debido a que ahora la secuencia de operación se comienza con el tap a hasta llegar al tap l, el procedimiento de cambios es similar.

A continuación se presenta el diagrama de flujo del algoritmo de control para el proyecto.

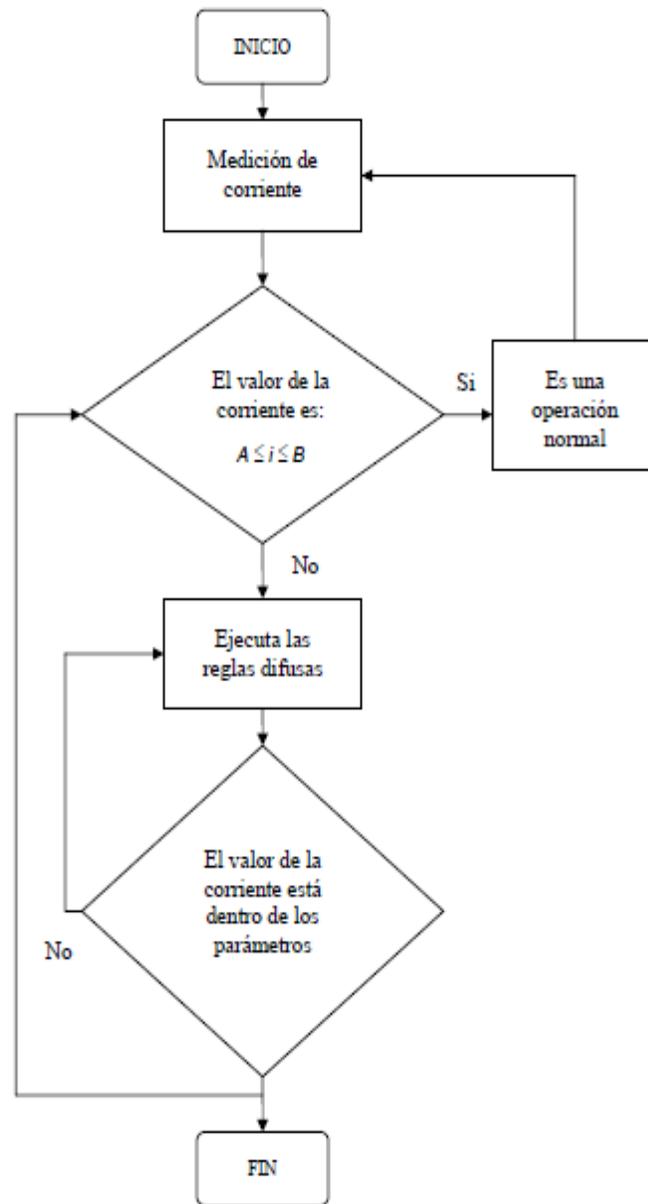


Figura 5.25 Diagrama de flujo del algoritmo de control del proyecto.

Al tener el prototipo operando se necesita un algoritmo de control para que opere el cambio de taps, se toma una lectura de la corriente si no se genera un cambio significativo en la lectura el programa vuelve a leer la lectura de la corriente, si se hay un cambio significativo

de la corriente, el cual pasa del rango establecido en que es entre  $A \leq i \leq B$ , se ejecutan la reglas difusas, en el cual está la lógica para realizar el cambio de taps, el algoritmo verifica si está dentro de los parámetros, se verifica que la corriente este entre A y B. El cambio de corriente se debe al cambio de carga el proyecto.

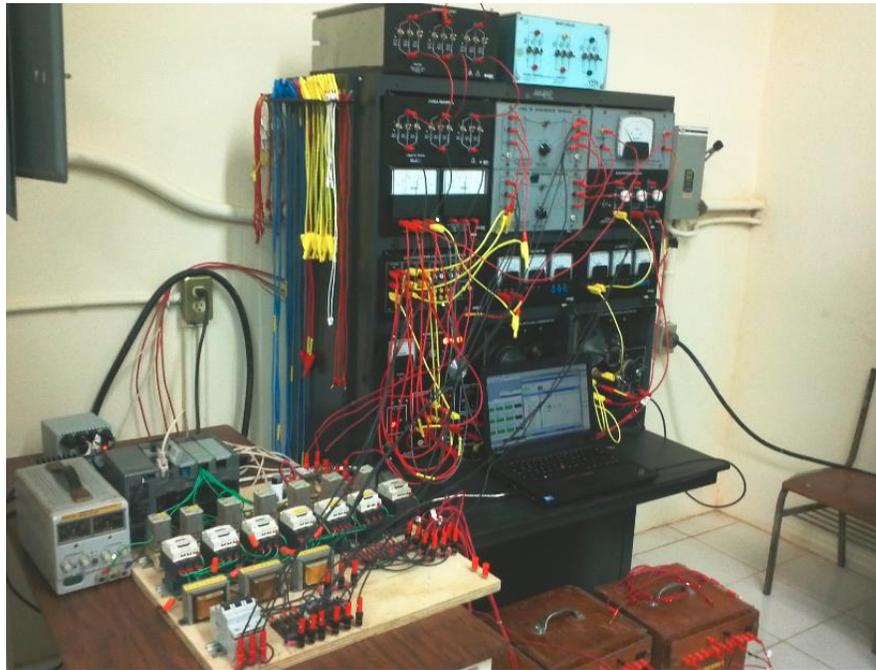


Figura 5.26 Conexión física del prototipo.

Se presentan la tabla de resultados del flujo de potencia ante una carga  $z=1200+j1200\Omega$ .

Tabla 5.4 Niveles de potencia en los taps utilizados del transformador defasador.

Tap	ángulo	Línea 1	P1 (W)	Q1 (var)	I1 (A)	Línea 2	P1 (W)	Q1 (var)	I2 (A)	Carga
A	4°	60	5	15	0.1	120	70	70	0.3	1200+j1200Ω (80W)
E	0.5°	60	20	12	0.18	120	55	73	0.18	1200+j1200Ω (80W)
I	1°	60	32	10	0.23	120	39	75	0.15	1200+j1200Ω (80W)
L	6°	60	52	6	0.26	120	18	77	0.1	1200+j1200Ω (80W)

Tabla 5.5 Niveles de potencia en los taps para diferentes cargas e impedancia de líneas utilizados en el transformador defasador, A) B) C) D) E) F) G) H). (600+j300Ω, produce un consumo de 110W y 300Ω de 280W)

A)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 (Ω)	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 (Ω)	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	60	186	72	0.425	60	80	3	0.21	300Ω
E	0.5°	60	176	74	0.42	60	88	0	0.22	300Ω
I	1°	60	176	74	0.421	60	88	0	0.22	300Ω
L	6°	60	187	72	0.426	60	79	3	0.21	300Ω

B)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 (Ω)	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 (Ω)	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	60	226	79	0.43	180	48	5	0.19	300Ω
E	0.5°	60	222	80	0.428	180	53	5	0.2	300Ω
I	1°	60	222	80	0.428	180	53	5	0.2	300Ω
L	6°	60	228	79	0.43	180	47	5	0.19	300Ω

C)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	180	138	22	0.387	60	109	5	0.3	300 $\Omega$
E	0.5°	180	130	20	0.388	60	115	6	0.31	300 $\Omega$
I	1°	180	130	20	0.388	60	115	6	0.31	300 $\Omega$
L	6°	180	138	22	0.387	60	108	5	0.3	300 $\Omega$

D)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	60	52	21	0.117	60	20	18	0.1	600 + j300 $\Omega$
E	0.5°	60	48	20	0.114	60	23	20	0.1	600 + j300 $\Omega$
I	1°	60	48	20	0.114	60	23	20	0.1	600 + j300 $\Omega$
L	6°	60	54	21	0.118	60	20	18	0.1	600 + j300 $\Omega$

E)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	60	93	8	0.132	180	8	3	0.07	600 + j300 $\Omega$
E	0.5°	60	89	5	0.131	180	10	5	0.08	600 + j300 $\Omega$
I	1°	60	89	5	0.131	180	10	5	0.08	600 + j300 $\Omega$
L	6°	60	93	8	0.132	180	7	3	0.07	600 + j300 $\Omega$

F)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	180	36	3	0.063	60	46	18	0.12	600 + j300 $\Omega$
E	0.5°	180	31	0	0.06	60	50	20	0.13	600 + j300 $\Omega$
I	1°	180	31	0	0.06	60	50	20	0.13	600 + j300 $\Omega$
L	6°	180	36	3	0.063	60	45	18	0.12	600 + j300 $\Omega$

G)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
G	0	60	170	74	0.401	60	90	0	0.23	300 $\Omega$
G	0	60	220	81	0.426	180	55	4	0.21	300 $\Omega$
G	0	180	128	19	0.381	60	116	6	0.31	300 $\Omega$

H)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
G	0	60	38	12	0.085	60	38	50	0.09	600 + j300 $\Omega$
G	0	60	52	20	0.105	180	19	26	0.07	600 + j300 $\Omega$
G	0	180	22	7	0.084	60	54	72	0.1	600 + j300 $\Omega$

Tabla 5.6 Resultados del sistema interconectado sin control de potencia real en líneas paralelas ante un cambio en la carga (una perturbación) e impedancia de líneas. (600+j300 $\Omega$ , produce un consumo de 110W y 300 $\Omega$  de 280W)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	60	52	21	0.117	60	20	18	0.1	600 + j300 $\Omega$
A	4°	60	93	8	0.132	180	8	3	0.07	600 + j300 $\Omega$
A	4°	60	226	79	0.43	180	48	5	0.19	300 $\Omega$
A	4°	180	138	22	0.387	60	109	5	0.3	300 $\Omega$

Tabla 5.7 Resultados del sistema interconectado con control de potencia real en líneas paralelas ante un cambio en la carga (una perturbación), A) y B). (600+j300 $\Omega$ , produce un consumo de 110W y 300 $\Omega$  de 280W)

A)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	CARGA
A	4°	60	93	8	0.132	180	8	3	0.07	600 + j300 $\Omega$
A	4°	60	226	79	0.43	180	48	5	0.19	300 $\Omega$
E	0.5°	60	222	80	0.428	180	53	5	0.2	300 $\Omega$
I	1°	60	222	80	0.428	180	53	5	0.2	300 $\Omega$
L	6°	60	228	79	0.43	180	47	5	0.19	300 $\Omega$

B)

TAP	ANGULO DEL TAP	LINEA 1 ( $\Omega$ )	P1 (W)	Q1 (VAR)	$l_1$	LINEA 2 ( $\Omega$ )	P2 (W)	Q2 (VAR)	$l_2$	CARGA
A	4°	60	52	21	0.117	60	20	18	0.1	600 +j300 $\Omega$
A	4°	60	186	72	0.425	60	80	3	0.21	300 $\Omega$
E	0.5°	60	176	74	0.42	60	88	0	0.22	300 $\Omega$
I	1°	60	176	74	0.421	60	88	0	0.22	300 $\Omega$
L	6°	60	187	72	0.426	60	79	3	0.21	300 $\Omega$

## 5.20 SISTEMA INTERCONECTADO SIN CONTROL DE POTENCIA REAL EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Para analizar lo que puede suceder si no se tiene control de potencia real sobre las líneas de transmisión, se tienen las siguientes descripciones de acuerdo a los resultados de la tabla 5.6.

Se tiene una carga base de 110 W y las líneas de transmisión se encuentran dentro de condiciones de operación, la línea 1 tiene disponibilidad para transportar una mayor carga (línea de 60  $\Omega$  puede transportar 180 W) y la línea 2 transporta 20 W de la carga, la cual tiene un porcentaje mayor disponible para alcanzar su capacidad de transferencia.

Posteriormente se tiene una línea 1 de 60  $\Omega$  de impedancia de línea y la línea 2 a 180  $\Omega$  de impedancia de línea, las cuales tienen una carga de 110 W. La línea 1 tiene un porcentaje mayor de transporte de potencia con respecto a la línea 2 que solo transporta 8 W de la potencia activa.

En el siguiente cambio se presenta una carga de 280 W, donde la línea 1 soporta una carga mayor a la de su capacidad, y la línea 2 soporta una cantidad de 48 W, por lo cual la línea 2 tiene 85% disponible para alcanzar su capacidad de transferencia, si la línea 2 puede soportar 320 W de carga. En el último cambio se invierten las impedancias de las líneas 1 y 2 en el cual se distribuye mejor la transferencia de potencia.

## 5.21 SISTEMA INTERCONECTADO CON CONTROL DE POTENCIA REAL EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Para analizar lo que puede aportar si se tiene control de potencia real sobre las líneas de transmisión, se tienen las siguientes descripciones de acuerdo a los resultados de la tabla 5.7 A).

Inicialmente se tiene una carga de 110 W, y las líneas de transmisión se encuentran dentro de sus condiciones de operación, teniendo la línea 1 disponibilidad para transportar 48% más de potencia y la línea 2 de un 97% disponible para alcanzar su capacidad de transferencia.

Se presenta un aumento en la carga, afectando las condiciones del sistema y se muestra la línea 1 tiene un porcentaje 25% mayor a su capacidad de transferencia, la cual esta sobrecargada y la línea 2 tiene un 85% disponible para transportar más potencia.

Posteriormente se presenta un cambio del tap  $a$  al tap  $e$  del transformador defasador (TD), liberando solo un 3% de la línea 1 y cargando solo en 1% de la línea 2, con este cambio de tap no se obtienen condiciones de operación.

Después se cambia del tap  $e$  al tap  $i$  del TD, el cual no presenta cambio en la transferencia de potencia. En el último cambio se presenta un cambio del tap  $i$  al tap  $l$  del TD las cuales presenta condiciones de operación similares al tap  $a$ .

Se analiza ahora la tabla 5.6 B, en la cual se tienen dos líneas paralelas de  $60 \Omega$  de impedancia de línea cada una, que pueden transportar 180 W por cada una de las líneas.

Al principio se tiene una carga de 110 W y las 2 líneas de transmisión se encuentran dentro de sus condiciones de operación, la línea 1 puede transportar un 71% mas de potencia y la línea 2 un 88% más de potencia.

Se efectúa un cambio en la carga de 110 W a 280 W, ahora la línea 1 tiene un 3% más de la potencia que puede transportar la línea y la línea 2 tiene un 56% de disponibilidad para alcanzar su capacidad de transferencia.

Al realizar el cambio del tap  $a$  al tap  $e$  del TD se libera la línea 1 un 3% y se carga la línea 2 un 4% por lo que la línea 1 ya no está sobrecargada. Al cambiar del tap  $e$  al tap  $i$  del TD se tienen las mismas condiciones de operación que el tap  $e$ .

Por último al realizar el cambio del tap  $i$  al tap  $l$  del TD se tienen condiciones de operación similares al del tap  $a$

## 5.22 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LAS CONEXIONES DEL TRANSFORMADOR DEFASADOR PARA UN SISTEMA INTERCONECTADO.

A continuación se muestran las tablas de resultados, obtenidas en trabajos realizados anteriormente, con la conexión del transformador defasador en delta-hexagonal, los resultados se muestran en las tablas 5.8, 5.9.

Tabla 5.8 Resultados de las pruebas realizadas sin control de potencia real en líneas de transmisión ante una pequeña perturbación. [4]

Paso	Tap	Ángulo Tap	Línea 1 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_1$	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	Línea 2 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_2$	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	Carga base (P)	$\Delta P$	Carga total ( $P_T$ )
1	L	0°	120	10° atraso	60	0	0.2	60	10° atraso	130	0	0.4	180 w	*	180 w
2	L	0°	120	15° atraso	80	10	0.2	60	15° atraso	180	0	0.5	180 w	75 w	255 w
3	L	0°	120	40° atraso	190	120	0.7	*	*	*	*	*	180 w	75 w	255 w

Tabla 5.9 Resultados de las pruebas realizadas con control de potencia real en líneas de transmisión ante una pequeña perturbación. [4]

Paso	Tap	Ángulo del Tap	Línea 1 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_1$	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	Línea 2 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_2$	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	Carga base (P)	$\Delta P$	Carga total ( $P_T$ )
1	L	0°	120	10° atraso	60	0	0.2	60	10° atraso	130	0	0.4	180 w	*	180 w
2	L	0°	120	15° atraso	80	10	0.2	60	15° atraso	180	0	0.5	180 w	75 w	255 w
3	I	4°	120	17° atraso	100	20	0.3	60	13° atraso	160	0	0.5	180 w	75 w	255 w
4	E	10°	120	20° atraso	120	20	0.4	60	10° atraso	130	0	0.4	180 w	75 w	255 w
5	A	14°	120	24° atraso	140	30	0.4	60	10° atraso	120	10	0.4	180 w	75 w	255 w

Las siguientes tablas 5.10 y 5.11, muestran los resultados obtenidos con la conexión del transformador defasador en estrella prolongada con alimentación lateral.

Tabla 5.10 Resultados del sistema interconectado sin control de potencia real en líneas paralelas ante una perturbación. [5]

Paso	Tap	Ángulo del Tap	Línea 1 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_1$	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	Línea 2 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_2$	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	Carga base (P)	$\Delta P$	Carga total ( $P_T$ )
1	A	0°	60	14°	135	68	0.47	120	14°	88	12	0.26	300	*	300
2	A	0°	60	18°	175	82	0.59	120	18°	110	12	0.32	300	75	375
3	A	0°	60	*	*	*	*	120	48°	260	140	0.84	300	75	375

Tabla 5.11 Resultados del sistema interconectado con control de potencia real en líneas paralelas ante una perturbación. [5]

Paso	Tap	Ángulo del Tap	Línea 1 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_1$	P1 (W)	Q1 (VAR)	$I_1$	Línea 2 ( $\Omega$ )	Ángulo de la $L_2$	P2 (W)	Q2 (VAR)	$I_2$	Carga base (P)	$\Delta P$	Carga total ( $P_T$ )
1	A	0°	60	14°	135	68	0.47	120	14°	88	12	0.26	300	*	300
2	A	0°	60	18.5°	175	82	0.59	120	18.5°	110	12	0.32	300	75	375
3	E	3°	60	17.5°	162	75	0.55	120	20°	118	30	0.34	300	75	375
4	H	5°	60	16.5°	152	72	0.52	120	21°	122	30	0.36	300	75	375
5	L	8°	60	15°	138	50	0.47	120	21.5°	130	30	0.39	300	75	375

# Referencias

---

- [1] Fitzgerald A. E. “Máquinas Eléctricas”. Mc Graw Hill, México 2003.
- [2] Fraile Mora Jesús, “Máquinas Eléctricas”, Mc Graw Hill, 6° edición. España, Marzo 2008.
- [3] M. Cortes Cherta, “Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas, maquinas síncronas y motores de c. a.”, editores técnicos asociados, España, Octubre 1994.
- [4] Marco Antonio Colmenares Ramírez, “Solución al Problema de Cargabilidad de un Sistema Eléctrico por medio de un Transformador Regulante de ángulo de fase en Conexión Delta – Hexagonal utilizando Control Difuso”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps. México, Diciembre 2005.
- [5] Navarro del Ángel Edgar, “Transformador Defasador en conexión estrella prolongada con alimentación lateral, para el control de la cargabilidad en líneas de transmisión”. Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado e investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamps, México, Diciembre 2007.

# Capítulo **6**

---

## *Conclusiones y trabajos futuros.*

En este capítulo se muestran las conclusiones obtenidos durante el desarrollo del proyecto, y se mencionan algunos trabajos futuros.

## 6.1 CONCLUSIONES.

Como se ha podido observar a lo largo del presente análisis los transformadores pueden tener una utilidad diferente a las que comúnmente se conocen de transformar voltajes al elevarlo o reducirlo y la de aislar circuitos. Este es un tipo de transformador especial que es de gran utilidad para el control del flujo de potencia en sistemas interconectados controlando el flujo en las líneas de transmisión.

En el desarrollo del proyecto se comprobó que:

- Se controló el flujo de potencia real en las líneas de transmisión del sistema eléctrico interconectado, por medio del transformador defasador.
- Se logró controlar el flujo de potencia real en el sistema, variando el ángulo de fase del voltaje.
- Es posible realizar la conexión “delta con alimentación central en el devanado serie” en el transformador defasador.
- Se puede aprovechar la capacidad máxima de transmisión de las líneas de enlace.
- Al desarrollar un esquema de control del PLC, permitiendo programar las diferentes derivaciones del transformador defasador, por medio de las reglas de la lógica difusa, se mantiene la línea de transmisión dentro de su capacidad de transferencia de potencia permitida.
- Si se controla el flujo de potencia real en las líneas de transmisión por medio del transformador defasador, se obtiene el control de la transferencia de potencia real sobre dichas líneas.

- Se puede mantener la estabilidad ante pequeñas perturbaciones que presente el sistema con dos sistemas interconectados bus infinito y motor-generador.

## **6.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.**

Hacer un arreglo el cual pueda cambiar de conexión el transformador, y así tener un mayor control de flujo al utilizar todo el rango de cambio de ángulo que proporciona el transformador con las diferentes conexiones.

Elaborar un circuito electrónico para accionar la apertura y cierre de interruptores los cuales controlan los taps del transformador defasador.

Utilizar todas las salidas que presenta el transformador, para un mejor control y utilizar la diversidad de defasamiento que proporcionan las derivaciones en cierta conexión.

# *Bibliografía*

---

- [1] Aboytes G. Florencio. “Control de Potencia Activa-Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Centro Federal de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Diciembre 1990, Monterrey N.L México.
- [2] Grainger & Stevenson Jr., “Análisis de Sistemas de Potencia”, Mc Graw Hill, p. 740, México D.F., 1996.
- [3] A. Krämer, J. Ruff, “Transformer for Phase Angle Regulation Considering the Selection of On-Load Tap-Changers”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 13, No. 2, April 1998.
- [4] Fitzgerald A. E. “Máquinas Eléctricas”. Mc Graw Hill, México 2003.
- [5] Fraile Mora Jesús, “Máquinas Eléctricas”, Mc Graw Hill, 6° edición. España, Marzo 2008.
- [6] M. Cortes Cherta, “Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas, maquinas síncronas y motores de c. a.”, editores técnicos asociados, España, Octubre 1994.