



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE SISTEMAS FLEXIBLES PARA LA TRANSMISIÓN DE
CORRIENTE ALTERNA (FACTS)**

LUIS MANOLO LÓPEZ HUERTAS
Asesorado por el Ing. Marvin Marino Hernández

Guatemala, octubre 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE SISTEMAS FLEXIBLES PARA LA TRANSMISIÓN DE
CORRIENTE ALTERNA (FACTS)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA

POR

LUIS MANOLO LÓPEZ HUERTAS

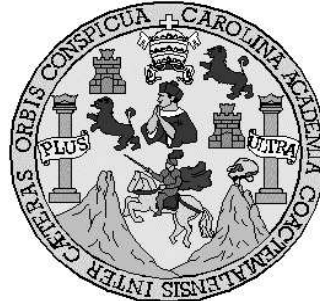
ASESORADO POR EL INGENIERO MARVIN MARINO HERNÁNDEZ

AL CONFERIRLE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|---------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos |
| VOCAL I | |
| VOCAL II | Lic. Amahán Sánchez Álvarez |
| VOCAL III | Ing. Julio David Galicia Celda |
| VOCAL IV | Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz |
| VOCAL V | Br. Elisa Yazmida Vides Leiva |
| SECRETARIA | Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas |

**TRIBUNAL QUE PRÁCTICO EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

| | |
|------------|---------------------------------------|
| DECANO | Ing. Sydney Alexander Samuels Milson |
| EXAMINADOR | Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carballo |
| EXAMINADOR | Ing. Gustavo Adolfo Villeda Vásquez |
| EXAMINADOR | Ing. Carlos Alberto Quijivix Rancacoj |
| SECRETARIA | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ESTUDIO DE SISTEMAS FLEXIBLES PARA LA TRANSMISIÓN DE
CORRIENTE ALTERNA (FACTS)**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, en febrero de 2005

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Luis Manolo López Huertas', written over a horizontal line.

LUIS MANOLO LÓPEZ HUERTAS

ÍNDICE GENERAL

| | |
|-------------------------|------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | VII |
| GLOSARIO | XIII |
| RESUMEN | XV |
| OBJETIVOS | XVII |
| INTRODUCCIÓN | XIX |

1. CONCEPTOS BÁSICOS

| | |
|--|----|
| 1.1. Corriente alterna | 1 |
| 1.1.2. Por qué se utiliza | 1 |
| 1.1.3. Transmisión de potencia eléctrica | 2 |
| 1.1.4. Pérdidas de potencia por transmisión | 3 |
| 1.1.5. La fuente de energía | 4 |
| 1.1.6. Generadores | 4 |
| 1.1.7. Formas de onda | 6 |
| 1.1.7.1. La onda sinusoidal | 6 |
| 1.1.7.2. Ondas cuadradas de corriente alterna | 6 |
| 1.1.7.3. Onda diente de sierra de corriente alterna | 7 |
| 1.1.8. Fase | 8 |
| 1.1.8.1. Diferencias de fase de corriente alterna | 9 |
| 1.1.9. Inducción de fase | 9 |
| 1.1.10. Corrientes circulantes y efecto superficial | 10 |
| 1.2. Líneas de transmisión | 11 |
| 1.2.1. Tipos de líneas de transmisión | 13 |
| 1.2.1.1. Líneas de transmisión de conductor paralelo | 14 |
| 1.2.1.2. Cables gemelos (doble terminal) | 15 |

| | | |
|----------|---|----|
| 1.2.1.3. | Cables par trenzado | 15 |
| 1.2.1.4. | Par de cables protegidos con armadura | 16 |
| 1.2.2. | Circuito equivalente de la línea de transmisión | 18 |
| 1.2.2.1. | Líneas distribuidas uniformemente | 18 |
| 1.2.2.2. | Características de la línea de transmisión | 19 |
| 1.2.2.3. | Constante de propagación | 21 |
| 1.2.2.4. | Factor de velocidad | 23 |
| 1.2.3. | Pérdidas en las líneas de transmisión | 25 |
| 1.2.3.1. | Pérdidas del conductor | 25 |
| 1.2.3.2. | Pérdidas por radiación | 27 |
| 1.2.3.3. | Pérdida por calentamiento del dieléctrico | 27 |
| 1.2.3.4. | Pérdida por acoplamiento | 27 |
| 1.2.3.5. | Corona (descargas luminosas) | 28 |
| 1.2.4. | Ondas incidentes y reflejadas | 28 |
| 1.2.4.1. | Líneas resonantes y no resonantes | 29 |
| 1.2.4.2. | Coefficiente de reflexión | 29 |
| 1.2.5. | Impedancia de entrada en las líneas de transmisión | 29 |
| 1.3. | Potencia en circuitos monofásicos | 30 |
| 1.4. | Potencia compleja | 35 |
| 1.5. | Triángulo de potencia | 36 |
| 1.6. | Dirección de flujo de potencia | 37 |
| 1.7. | Voltaje y corriente en circuitos trifásicos balanceados | 40 |
| 1.8. | Potencia en circuitos trifásicos balanceados | 41 |
| 1.9. | Diagrama unifilar | 42 |

2. ELECTRÓNICA DE POTENCIA

| | | |
|--------|---|----|
| 2.1. | Definición | 47 |
| 2.2. | Sistemas y técnicas del control de potencia | 47 |
| 2.3. | Sistemas electrónicos de potencia | 50 |
| 2.3.1. | Topología de los circuitos electrónicos de potencia | 52 |
| 2.4. | Clasificación de los sistemas del control de potencia | 55 |

| | | |
|------------|--|----|
| 2.5. | Semiconductores de conmutación | 56 |
| 2.5.1. | Introducción | 56 |
| 2.5.2. | Características de los tiristores | 56 |
| 2.5.3. | Modelo de tiristor de dos transistores | 58 |
| 2.5.4. | Activaciones del tiristor | 60 |
| 2.5.5. | Tipos de tiristores | 61 |
| 2.5.5.1. | Tiristores de control de fase y conmutación rápida (SCR) | 62 |
| 2.5.5.2. | Tiristores de desactivación por compuerta (GTO) | 64 |
| 2.5.5.3. | Tiristores de tródo direccional (TRIAC) | 64 |
| 2.5.5.4. | Tiristores de conducción inversa (RTC) | 65 |
| 2.5.5.5. | Tiristores de inducción estática (SITH) | 66 |
| 2.5.5.6. | Rectificadores controlados por silicio activados por luz (LACSR) | 67 |
| 2.5.5.7. | Tiristores controlados por FET | 67 |
| 2.5.5.8. | Tiristores controlados por MOS | 68 |
| 2.5.6. | Transistor monounión | 70 |
| 2.5.7. | Transistor monounión programable | 71 |
| 2.5.8. | TRIAC | 72 |
| 2.5.8.1 | Circuito equivalente de un TRIAC | 73 |
| 2.5.8.2. | Modos de funcionamiento de un TRIAC | 73 |
| 2.5.8.2.1. | Intensidad de puerta entrante | 73 |
| 2.5.8.2.2. | Intensidad de puerta saliente | 74 |
| 2.5.8.2.3. | Intensidad de puerta entrante | 74 |
| 2.5.8.2.4. | Intensidad de puerta saliente | 75 |
| 2.6. | Compatibilidad con campos magnéticos | 76 |

| | |
|---|-----|
| 3. FACTS (SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA) | |
| 3.1. Soluciones modernas para la industria eléctrica | 80 |
| 3.2. Perspectivas de los FACTS | 81 |
| 3.2.1. Flexibilizando su sistema | 81 |
| 3.3. Poderosos sistemas para una transmisión flexible de energía | 82 |
| 3.4. Mejora el rendimiento de las redes eléctricas | 84 |
| 3.5. Clasificación y aplicaciones | 85 |
| 3.5.1. Controlador serie | 85 |
| 3.5.2. Controlador en derivación | 86 |
| 3.5.3. Controlador Serie-Serie | 87 |
| 3.5.4. Controlador Serie- Derivación | 87 |
| 3.5.5. Compensador estático de Var (SVC) | 88 |
| 3.5.5.1 Principio de funcionamiento | 89 |
| 3.5.5.2 Configuraciones del SVC | 90 |
| 3.5.5.3 Aplicaciones del SVC | 90 |
| 3.5.5.4 Compensación en serie | 94 |
| 3.5.5.5 Principio de funcionamiento | 95 |
| 3.5.5.6. Esquemas de compensación en serie | 97 |
| 3.5.6. Regulador de voltaje controlado por tiristores | 98 |
| 3.5.7. Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores (TCPAR) | 98 |
| 3.5.8. Capacitor en serie controlado por tiristores (TCSC) | 99 |
| 3.5.8.1. Aplicación de los TCSC para amortiguar las oscilaciones electromecánicas | 102 |
| 3.5.8.2. Reducción de la reactancia subsicrona con el TCSC | 103 |
| 3.5.8.3. Impedancia aparente de los TCS | 103 |
| 3.5.9. Compensador estático síncrono (STAT COM) | 105 |
| 3.5.9.1 Principio de funcionamiento | 105 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| 3.5.9.2 | Aplicaciones | 109 |
| 3.5.10. | Compensador serie estático síncrono (SSSC) | 110 |
| 3.5.10.1. | Principio de funcionamiento | 110 |
| 3.5.10.2. | Aplicaciones | 111 |
| 3.5.11. | Controlador de flujo de potencia interlínea (IPFC) | 112 |
| 3.5.12. | Controlador unificado de flujos de potencia (UPFC) | 112 |
| 3.5.12.1. | Principio de funcionamiento | 113 |
| 3.5.12.2. | Aplicaciones | 113 |

4. ASPECTOS IMPORTANTES DE LOS FACTS

| | | |
|------|---|-----|
| 4.1. | Objetivos de los FACTS | 115 |
| 4.2. | Mejoramiento de los equipos FACTS | 116 |
| 4.3. | Ventajas de los FACTS | 118 |
| 4.4. | Aspectos operativos | 119 |
| 4.5. | Nuevas tecnologías en compensadores estáticos | 121 |
| 4.6. | Principio de operación | 122 |
| 4.7. | Modelo del sistema | 126 |
| 4.8. | Localización de los FACTS | 129 |
| 4.9. | Filosofía y criterios de implementación | 132 |

5. APLICACIONES

| | | |
|--------|--|-----|
| 5.1. | Metodología de la planeación | 135 |
| 5.1.1. | Criterios de estudio | 135 |
| 5.1.2. | Qué papel juegan los controladores FACTS | 136 |
| 5.1.3. | Aplicaciones de los controladores FACTS | 137 |
| 5.1.4. | Control de flujo | 137 |
| 5.1.5. | Control de voltaje | 138 |
| 5.1.6. | Control dinámico | 138 |
| 5.1.7. | Requisitos de estudio | 138 |

| | |
|--|-----|
| 5.2. Estudio para un controlador FACTS (UPFC) de tres generadores | 140 |
| 5.3. Estudio para implementar un controlador FACTS a un sistema complejo | 146 |
| 5.4. Sincronización de estabilizadores | 150 |
| 5.5. Aplicación móvil gracias a su estructura modular | 163 |
| 5.5.1. Sencillez de la instalación y puesta en servicio | 167 |
| 5.5.2. Bajo el efecto medio ambiental | 167 |
| | |
| CONCLUSIONES | 169 |
| RECOMENDACIONES | 171 |
| BIBLIOGRAFÍA | 173 |
| ANEXOS | 175 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|----|--|----|
| 1 | Líneas de transmisión dos cables paralelos | 14 |
| 2 | Línea de transmisión de dos cables paralelos circuito equivalente eléctrico | 20 |
| 3 | Corriente, voltaje y potencia graficados contra el tiempo | 31 |
| 4 | Circuito paralelo RL y su correspondiente diagrama fasorial | 32 |
| 5 | Voltaje, corriente en fase con el voltaje y potencia Resultante graficados contra el tiempo | 33 |
| 6 | Voltaje corriente atrasado en 90° el voltaje y la potencia resultante graficados contra el tiempo | 34 |
| 7 | Triángulo de potencia para una carga inductiva | 37 |
| 8 | Triángulo de potencia para cargas combinadas Nótese que Q_2 es negativa | 37 |
| 9 | Conexiones de equipos de medición | 39 |
| 10 | Diagrama de un circuito de un generador en Y conectado a una carga balanceada en Y | 41 |
| 11 | Diagrama fasorial de las fems del circuito mostrado en la figura 10 | 42 |
| 12 | Símbolos estándar para los diagramas eléctricos | 44 |
| 13 | Diagrama Unifilar de un sistema eléctrico de potencia | 45 |
| 14 | Interrelación entre la electrónica y el control | 47 |
| 15 | Dispositivos de electrónica de potencia | 50 |
| 16 | Circuito rectificador monofásico | 51 |
| 17 | Tiristores y diodos | 55 |
| 18 | Símbolo del tiristor y tres uniones pn | 56 |
| 19 | Circuito del tiristor y curva característica | 58 |
| 20 | Modelo tiristor dos transistores | 59 |

| | | |
|----|---|-----|
| 21 | Efectos de la corriente de compuerta sobre el voltaje de bloqueo directo. | 61 |
| 22 | SCR | 63 |
| 23 | Tiristor GTO | 64 |
| 24 | El TRIAC | 65 |
| 25 | Tiristor de conducción inversa | 66 |
| 26 | Tiristor controlado por FET | 68 |
| 27 | Circuito básico de disparo de un UJT | 70 |
| 28 | Circuito de disparo para un PUT | 72 |
| 29 | Circuito de disparo para un TRIAC | 72 |
| 30 | Representación grafica del efecto de los dispositivos FACTS | 79 |
| 31 | Diagrama esquemático de un controlador serie | 86 |
| 32 | Diagrama esquemático de un controlador en derivación | 86 |
| 33 | Diagrama esquemático de un controlador serie-serie | 88 |
| 34 | Diagrama esquemático de un controlador serie-derivación | 88 |
| 35 | Configuraciones del SVC | 90 |
| 36 | Instalación SVC de 420 kV en Sylling, Noruega | 92 |
| 37 | Intensidad en el sistema SVC de Sylling durante una avería trifásica alejada del alternador. | 93 |
| 38 | Un sistema de transmisión compensado en serie | 95 |
| 39 | Perfil de tensión para un sistema sencillo de transmisión de electricidad | 96 |
| 40 | Mejora del margen de estabilidad en régimen transitorio por medio de un condensador en serie | 97 |
| 41 | Dos esquemas característicos de compensación en serie con un condensador en serie fijo y un TCSC | 98 |
| 42 | Factor de refuerzo KB, en función del ángulo de conducción β , en un TCSC | 102 |
| 43 | Reactancia aparente ideal del TCSC funcionando en modo de inversión de tensión sincrónica (frecuencia nominal: 50 Hz) | 105 |

| | | |
|----|---|-----|
| 44 | Compensador estático con un VSC, un transformador de acoplamiento T y sistema de control | 106 |
| 45 | Convertidor básico de fuente de tensión de tres niveles | 107 |
| 46 | Formas de la onda de tensión entre terminales del convertidor con modulación por impulsos de duración variable | 109 |
| 47 | Configuración básica de un compensador en serie sincrónico estático (SSSC) | 110 |
| 48 | Disposición básica del circuito del controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) | 112 |
| 49 | El STATCOM | 123 |
| 50 | Inversor de Tensión de tres niveles como compensador de potencia de reactiva STATCON | 124 |
| 51 | a) Accionamiento de las llaves por fase del inversor. b) Modulación de ancho de pulso de la tensión por fase | 126 |
| 52 | Modelo equivalente por fase | 128 |
| 53 | Configuración del sistema retroalimentado | 130 |
| 54 | Respuesta de lazo cerrado y lazo abierto | 131 |
| 55 | Sistema de potencia de tres generadores | 141 |
| 56 | Respuestas de lazo abierto y lazo cerrado con el UPFC en la línea 4-5 para ω_1 . | 146 |
| 57 | Sistema de potencia complejo | 147 |
| 58 | Gráficas de respuesta a la frecuencia para la ω_1 (frecuencia menor), cuando el UPFC se inserta en la línea 75-84. | 148 |
| 59 | Estabilizadores para el TCSC y el UPFC | 152 |
| 60 | Ángulo del generador 12, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59 | 153 |
| 61 | Ángulo del generador 45, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59 | 154 |
| 62 | Potencia eléctrica del generador cinco, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59 | 154 |

| | | |
|----|--|-----|
| 63 | Potencia eléctrica del generador tres, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59 | 155 |
| 64 | Ángulo del generador cuatro, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78 | 155 |
| 65 | Ángulo del generador siete, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78 | 156 |
| 66 | Velocidad del generador siete, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78 | 156 |
| 67 | Velocidad del generador cinco, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78 | 157 |
| 68 | Potencia eléctrica del generador cuatro, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78 | 157 |
| 69 | Potencia eléctrica del generador cinco, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78 | 158 |
| 70 | Ángulo del generador 18, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185 | 158 |
| 71 | Ángulo del generador 39, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185 | 159 |
| 72 | Velocidad del generador 18, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185 | 159 |
| 73 | Potencia eléctrica del generador 18, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185 | 160 |
| 74 | Ángulo del generador uno, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53 | 160 |
| 75 | Ángulo del generador cinco, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53 | 161 |
| 76 | velocidad del generador uno, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53 | 161 |
| 77 | Velocidad del generador cinco, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53 | 162 |

| | | |
|----|---|-----|
| 78 | Potencia eléctrica del generador uno, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53 | 162 |
| 79 | Potencia eléctrica del generador seis, considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53 | 163 |
| 80 | Esquema unifilar de la red y línea característica de corriente-tensión de un compensador estático de potencia reactiva, transportable | 165 |
| 81 | Estructura modular del compensador (sin módulos de interruptor automático ni de energía auxiliar) | 165 |
| 82 | Módulo de banco de condensador preparado para el transporte | 166 |
| 83 | Compensador estático de potencia reactiva, desplazable, en la subestación de NGC en Penn (Gran Bretaña) | 166 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|------|---|-----|
| I | Factores de velocidad | 25 |
| II | Dirección del flujo de P y Q donde $S = P + Q$ | 40 |
| III | Función de los controladores FACTS | 133 |
| IV | Flujo de potencia controlado por el UPFC | 141 |
| V | Distancias normalizadas para el caso base | 142 |
| VI | Distancias normalizadas para el caso débil | 143 |
| VII | Distancia normalizada para el caso misma potencia | 143 |
| VIII | Caso débil | 144 |
| IX | Caso débil | 144 |
| X | Caso misma potencia | 145 |
| XI | Distancias normalizadas para el caso a) | 149 |
| XII | Distancias normalizadas para el caso b) | 149 |

| | | |
|------|--|-----|
| XIII | Distancias normalizadas para el caso c) | 149 |
| XIV | Distancias normalizadas para el caso d) | 149 |
| XV | Parámetros de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) empleados en el sistema complejo | 152 |
| XVI | Parámetros de los estabilizadores de los dispositivos FACTS empleados en el sistema complejo | 153 |

GLOSARIO

| | |
|--------------------------|--|
| Cuello de botella | Fenómeno que se da cuando la potencia demandada es mayor a la generada. |
| FACTS | Sistema flexible de transmisión de corriente alterna. |
| balunes | Son dispositivos que transforman una línea balanceada a no balanceada como su nombre indica: “ balun ” = balanced to unbalanced . |
| Monofásico | Sistema de energía eléctrica que consta de dos fases prestando un servicio 120/240 v. |
| Trifásico | Sistema de energía eléctrica que consta de tres fases prestándose un servicio en 208, 240, 440 V. |
| Amperímetro | Dispositivo que se utiliza para medir la cantidad de corriente que pasa por un conductor o elemento eléctrico, éste se conecta en serie con el elemento a medir. |
| Voltímetro | Dispositivo que se utiliza para medir la cantidad de potencial eléctrico que tiene un elemento, éste se conecta en paralelo con el elemento a medir. |
| Watímetro | Combinación de voltímetros y amperímetros, el cual nos sirve para medir la potencia generada o demandada. |

RESUMEN

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. La filosofía de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), es utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para modificar los parámetros de las líneas y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. La característica principal de los controladores FACTS es la capacidad que tienen para modificar los parámetros del sistema, lo que a su vez permite controlar el flujo de potencia. Por esta razón se han denominado Sistemas Flexibles de Transmisión de corriente alterna. Según el IEEE la definición de estos dispositivos es la siguiente: “Sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos y otros basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia.”

En el pasado los sistemas eléctricos de potencia eran relativamente simples y diseñados para ser autónomos. 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. Existen diferentes formas de clasificar los dispositivos FACTS; una de ellas es en función de la conexión de los dispositivos: controladores serie, controladores en derivación, controladores serie-serie y controladores serie-derivación. A este grupo corresponden:

- STATCOM Compensador estático síncrono
- SSSC Compensador serie estático síncrono
- IPFC Controlador de flujos de potencia interlínea

UPFC Controlador unificado de flujos de potencia

Las principales ventajas que representan el uso de dispositivos FACTS son: Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas, Amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible; responden rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real.

Una propiedad única de los FACTS es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema de potencia: prefalla, falla y postfalla. Debido a ello, debe preverse la coordinación de todos los controladores en el sistema incluyendo los dispositivos FACTS, haciendo cada vez más complejo el control del sistema de potencia. Las aplicaciones de los controladores FACTS buscan el incremento en el uso de la capacidad disponible de transmisión. Establecer límites térmicos. potencia constante para operación normal y para simulaciones dinámicas caracterizar la potencia real como corriente constante y la potencia reactiva como impedancia constante).

OBJETIVOS

GENERAL

Mejorar la transmisión de potencia eléctrica en las líneas de transmisión, diseñadas con parámetros y configuraciones fijas por medio de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

ESPECÍFICOS

1. Contar con nuevos estudios sobre la transmisión de potencia eléctrica.
2. Que los estudiantes aprendan nuevas tecnologías, para la resolución de problemas asociados a la transmisión de corriente alterna.
3. Que sirva de referencia para el estudio de sistemas de potencia.
4. Manejar de una manera más versátil la transmisión de potencia eléctrica.
5. Plantear un estudio primario del tema en una subestación.

INTRODUCCIÓN

Hablar sobre Sistemas Flexibles para la transmisión de corriente alterna (FACTS) es muy importante, debido al aumento creciente de transmisión de energía eléctrica por líneas existentes, lo que conlleva a una serie de problemas como sobrecarga y subutilización del potencial de transmisión, cuellos de botella y oscilaciones de potencia. Otro factor es la presión económica, como consecuencia de la liberación de los mercados y los grandes avances en el desarrollo de semiconductores de alta potencia, han conducido a un progreso considerable en el uso de circuitos de electrónica de potencia en redes eléctricas.

Los sistemas FACTS son una solución para alcanzar una transmisión confiable y estable, por medio de la electrónica de alta potencia. Se incluye una variedad de soluciones que ofrecen nuevas posibilidades en la transmisión y control del flujo de energía eléctrica. Por el avance tecnológico logrado en semiconductores de potencia, como es el caso del "GTO" (Gate Turn-off thyristor) Tiristor apagado por puerta, está dando paso a la llamada segunda generación de compensadores estáticos de potencia o dispositivos FACTS.

Este tema será de mucha importancia al estudiante universitario o profesional que esté interesado en ampliar sus conocimientos en las nuevas tecnologías para la transmisión de corriente alterna, saber más sobre las interconexiones de redes eléctricas entre países, utilizando para ello el avance tecnológico que ha tenido hasta nuestros días la electrónica, pudiendo desarrollar equipos para mejorar la transmisión de corriente alterna por medio de la electrónica de potencia, comparando los sistemas eléctricos de potencia del pasado, los cuales eran relativamente simples, diseñados para ser autónomos. Los sistemas actuales constan de una gran cantidad de interconexiones no, sólo entre compañías prestadoras de servicio eléctrico

pertinentes a un país sino también entre sistemas de diferentes países, lo cual ha motivado el desarrollo de nuevas tecnologías que permiten mitigar estos inconvenientes.

1. Conceptos Básicos

1.1. Corriente alterna

Se describe como el movimiento de electrones libres a lo largo de un conductor conectado a un circuito en el que hay una diferencia de potencial. La corriente fluye en tanto existe una diferencia de potencial. Si la polaridad de la diferencia de potencial no varía, la corriente siempre fluirá en una dirección y se llama corriente continua, o simplemente c-c.

Existe un tipo de corriente que no siempre fluye en la misma dirección, sino que alterna y fluye primero hacia una dirección y luego se invierte y fluye hacia la otra. A este tipo de corriente se le llama Corriente alterna o c-a.

En todo circuito la corriente fluye de la terminal negativa de la fuente hacia la terminal positiva, por tanto es obvio que para haber flujo de corriente alterna la polaridad de la fuente debe alternar o cambiar de dirección. Las fuentes que pueden hacer esto se llaman fuentes de potencia de c-a. Los circuitos alimentados por fuentes de energía de c-a y que, por lo tanto, tienen corriente alterna, se llaman circuitos de c-a. En forma similar, la potencia consumida en un circuito de c-a es potencia de c-a.

1.1.2. Por qué se utiliza

Las primeras fuentes de energía eléctrica que usaron ampliamente proporcionaban corriente directa. Pero, mientras mejor se conocían las características de la corriente alterna, ésta fue sustituyendo a la de corriente directa como la forma de energía más usada en el mundo. Actualmente, de

toda la energía que se consume en el mundo, cerca del 90% es de corriente alterna.

¿Cuáles son las razones de este cambio? ¿Por qué es nueve veces mayor el consumo de c-a que de c-c? Básicamente, hay dos razones para esto. Una de ellas es que, por lo general, la c-a sirve para las mismas aplicaciones que c-c y, además es más fácil y barato transmitir c-a desde el punto donde se transforma hasta el punto en que se consumirá. La segunda razón para el amplio uso de la c-a es que con ellas se pueden hacer ciertas cosas y sirve para ciertas aplicaciones en las cuales la c-c no es adecuada.

1.1.3. Transmisión de potencia eléctrica

En un circuito eléctrico ideal, toda la energía producida por la fuente, la carga la convertirá en alguna forma útil, por ejemplo luz o calor. Sin embargo, en la práctica, es imposible construir un circuito ideal. Parte de la energía que procede de la fuente se consume en los conductores de interconexión del circuito y parte se consume dentro de la misma fuente de potencia. Este consumo de energía fuera de la carga es energía desperdiciada o potencia desperdiciada, por lo que su valor debe mantenerse al mínimo posible. La mayor parte de estas pérdidas de potencia son en forma de calor generado cuando la corriente del circuito fluye a través de la resistencia en el alambrado y la resistencia interna de la fuente.

Las resistencias de las fuentes son generalmente muy bajas y, en consecuencia, las pérdidas de potencia serán muy pequeñas. No obstante, la excepción importante a esto ocurre cuando el alambrado entre la fuente y la carga es muy largo, como en el caso de la transmisión de potencia eléctrica desde las estaciones generadoras hasta los usuarios. Estas líneas de fuerza eléctrica, pueden tener longitudes de cientos de kilómetros. Aun un

alambre de cobre de gran diámetro, cuya resistencia es muy baja. Tiene una resistencia total considerable cuando se trata de cientos de kilómetros. Podría usarse el alambre de plata, que tiene la resistencia más baja de todas, pero esto no reduciría sustancialmente la resistencia total y su costo sería excesivo.

1.1.4. Pérdidas de potencia por transmisión

Al transmitirse energía eléctrica, una parte de ésta se convierte en calor a lo largo de la línea de transmisión. Esta pérdida en forma de calor es directamente proporcional a la resistencia y al cuadrado de la corriente. Esto se puede apreciar en la siguiente fórmula para pérdida de potencia:

$$P=I^2R$$

así, las pérdidas en forma de calor o de potencia (P) se pueden reducir si se baja la corriente (I) que lleve la línea de transmisión o la resistencia (R) del conductor, o bien, ambas. Sin embargo, la resistencia tiene mucho menos efecto en la pérdida de potencia que la corriente, ya que la corriente está elevada al cuadrado.

Si se duplicara la resistencia, las pérdidas de potencia serían el doble. Pero si se duplica la corriente, las pérdidas de potencia se cuadruplican. Así que la mejor manera de reducir las pérdidas de potencias es reducir la corriente sin embargo, los usuarios de energía eléctrica necesitan tener, grandes corrientes al final de la línea de transmisión. Por lo tanto, lo más conveniente es un método por el cual se transmitan bajas corrientes por las líneas de transmisión, pero se pueden obtener altas corrientes al final de la línea. Esto es posible con potencia producida por c-a, en las líneas se envían corrientes relativamente bajas y, cuando llegan al punto donde debe consumirse, se convierten en corrientes elevadas.

1.1.5. La fuente de energía

El objeto de cualquier fuente de potencia es producir una tensión o diferencia de potencial entre sus terminales de salida y mantener esta tensión cuando el circuito se cierra y fluye corriente. En fuentes de potencia de c-c, la polaridad de la tensión de salida nunca cambia, una terminal es siempre negativa y la otra es siempre positiva, por lo tanto la corriente del circuito siempre tiene la misma dirección; sale de la terminal negativa de la fuente y regresa al polo positivo de la misma, después de haber pasado por la carga las fuentes de c-a cambian de polaridad constantemente en determinado momento, una terminal es negativa y la otra positiva, un instante más tarde, la terminal negativa se vuelve positiva y la positiva se vuelve negativa. Estas inversiones de polaridad son continuas y cada vez que suceden la corriente del circuito cambia de dirección, ya que debe fluir siempre de la terminal negativa hacia la positiva.

1.1.6. Generadores

Un generador simple sin conmutador producirá una corriente eléctrica que cambia de sentido a medida que gira la armadura. Este tipo de corriente alterna es ventajosa para la transmisión de potencia eléctrica, por lo que la mayoría de los generadores eléctricos son de este tipo. En su forma más simple, un generador de corriente alterna se diferencia de uno de corriente continua en sólo dos aspectos: los extremos de la bobina de su armadura están sacados a los anillos colectores sólidos sin segmentos del árbol del generador en lugar de los conmutadores, y las bobinas de campo se excitan mediante una fuente externa de corriente continua más que con el generador en sí. La frecuencia de la corriente que suministra un generador viene dada por:

$$F = \frac{1}{2} P \eta$$

en donde:

F= frecuencia de la corriente

P= numero de polos de generador

η = numero de revoluciones por segundo.

A veces es preferible generar un voltaje tan alto como sea posible. Las armaduras rotatorias no son prácticas en este tipo de aplicaciones, debido a que pueden producirse chispas entre las escobillas y los anillos colectores, y pueden producirse fallos mecánicos que podrían causar cortocircuitos. Por tanto, los generadores de corriente continua se construyen con una armadura fija en la que gira un rotor compuesto de un número de imanes de campo. El principio de funcionamiento es el mismo que el del generador de corriente alterna descrito con anterioridad, excepto en que el campo magnético (en lugar de los conductores de la armadura) está en movimiento. Formado por tres bobinas la corriente que se genera, aumenta hasta un pico, cae hasta cero, desciende hasta un pico negativo y sube otra vez a cero varias veces por segundo, dependiendo de la frecuencia para la que esté diseñada la máquina. Este tipo de corriente se conoce como corriente alterna monofásica. Sin embargo, si la armadura la componen dos bobinas, montadas a 90° una de otra, y con conexiones externas separadas, se producirán dos ondas de corriente, una de las cuales estará en su máximo cuando la otra sea cero. Este tipo de corriente se denomina corriente alterna bifásica. Si se forma un grupo de bobinas desfasadas 120°, se producirá corriente en forma de onda triple, conocida como corriente alterna trifásica. Se puede obtener un número mayor de fases incrementando el número de bobinas en la armadura, pero en la práctica de la ingeniería eléctrica moderna se usa sobre todo la corriente alterna trifásica, con el Generador trifásico.

1.1.7. Formas de onda

1.1.7.1. La onda sinusoidal

La tensión producida por el generador simple de c-a descrito anteriormente, tiene una forma de onda característica que es importante en el estudio de toda la teoría de circuitos de c-a. Esta forma de onda representa la tensión de salida del generador durante una revolución completa de la armadura. La tensión comienza en cero cuando la armadura no corta líneas magnéticas de fuerza. Al girar la armadura, la tensión aumenta desde cero hasta un valor máximo en una dirección. Luego disminuye otra vez hasta cero. En este punto la tensión cambia de polaridad y aumenta hasta que llega a un máximo con esta polaridad opuesta, luego disminuye nuevamente hasta cero. Entonces, la armadura del generador ha completado una revolución.

En cada revolución que realice la armadura, la tensión variará en esta misma forma. La onda que representa esta variación de tensión en una revolución completa de la armadura, recibe el nombre de onda sinusoidal, recibe este nombre del hecho de que la tensión generada en cualquier punto del recorrido de la armadura es proporcional al seno del ángulo entre el campo magnético y la dirección de movimiento de la armadura.

1.1.7.2. Ondas cuadradas de corriente alterna

Un tipo muy común de onda en la cual la magnitud de la corriente o la tensión no varía continuamente, se llama onda cuadrada. En una onda cuadrada, la corriente o tensión aumenta instantáneamente de cero a un valor máximo. Luego, no varía, sino que se mantiene este, valor máximo durante un período, después del cual la corriente o la tensión hacen instantáneamente tres cosas: 1) disminuye a cero; 2) invierte su dirección, y 3) aumenta hasta su valor máximo en esta dirección opuesta, se mantiene en un valor máximo negativo durante un tiempo y luego disminuye

instantáneamente a cero. Por lo tanto, la onda está formada de una serie de líneas rectas.

1.1.7.3. Ondas diente de sierra de corriente alterna

Probablemente se ha notado que las ondas reciben sus nombres, según sus formas. Por lo tanto, una onda cuadrada es cuadrada, o posiblemente rectangular, y una onda sinusoidal tiene la forma de curva que representa la variación de un seno trigonométrico. Existe otra onda muy común y, en cuanto se sepa su nombre, probablemente se tendrá una buena idea de su forma, a este tipo se le llama onda diente de sierra y se asemeja mucho a los dientes de una sierra común.

Para comprender cómo se produce una onda “diente de sierra”, primero se debe saber lo que es un aumento lineal de corriente o tensión. Ya se sabe que un cambio instantáneo en corriente o tensión se representa por medio de una onda, por una línea recta vertical. Por ejemplo, las líneas curvas de una onda sinusoidal, indican que la corriente o la tensión cambian en forma no lineal. Esto significa que en cada incremento igual o unidad de tiempo, la corriente o la tensión cambian en una cantidad diferente. Por ejemplo, en el primer segundo, la corriente puede variar de cero a cinco amperes, o aumentar 5 amperes. En el siguiente segundo puede pasar de 5 a 8 amperes; o sea, un aumento de 3 amperes; y en el siguiente segundo puede elevarse a 10 amperes; o sea, aumentar 2 amperes. Por lo tanto, en incrementos iguales, de 1 segundo, la corriente ha tenido aumentos de 5, 3 y 2 amperes. Este es un cambio no lineal de corriente. Para cambiar linealmente, la corriente o la tensión deben variar cantidades iguales en intervalos de tiempo iguales. Esto significa que en el ejemplo anterior hubiera tenido que pasar de cero a 5 amperes en el primer segundo, de 5 a 10 amperes en el segundo siguiente y de 10 a 15 amperes en el tercer segundo. Su aumento lineal sería de 5 amperes por segundo. En una onda,

un cambio lineal de la corriente o la tensión se representa con una recta inclinada.

La onda diente de sierra comienza en cero y aumenta linealmente a su valor máximo, en una dirección. Luego, instantáneamente desciende a cero, invierte su dirección y aumenta a su valor máximo en esta otra dirección. En el instante en que llega a su valor máximo, comienza a disminuir linealmente, nuevamente a cero.

1.1.8. Fase

La salida de un generador simple de c-a varía en forma de onda sinusoidal. Por lo tanto, si dos de estos generadores se ponen a funcionar, cada uno generará una salida sinusoidal completa después de una revolución. Si los generadores se hacen funcionar en el mismo instante y giran exactamente a la misma velocidad, las dos formas de onda comenzarán y terminarán simultáneamente. También alcanzarán sus valores máximos y pasarán por cero al mismo tiempo. Entonces se dice que las dos formas de onda “coinciden” entre sí y que las tensiones que representan están en fase. De aquí se concluye que el término fase se usa para indicar la relación de tiempo entre tensiones y corrientes alternas.

El que dos corrientes o tensiones estén en fase no significa que sus magnitudes sean iguales. Las magnitudes máximas se alcanzan al mismo tiempo, pero sus valores pueden ser diferentes.

Aunque generalmente se usa el término fase para comparar la relación de tiempo de dos ondas, también se puede usar para indicar un punto de una onda en determinado instante.

1.1.8.1. Diferencia de fase de corriente alterna

Si dos generadores idénticos arrancan al mismo tiempo y giran a la misma velocidad, sus valores máximo y mínimo ocurrirán simultáneamente, de manera que ambas salidas estarán en fase. Pero si un generador se arranca después del otro, sus valores máximo y mínimo de salida ocurrirán después de los valores correspondientes al otro generador. En el caso que se considera, ambas salidas están desfasadas, o, dicho de otra manera, existe una diferencia de fase entre ambas salidas. La magnitud de la diferencia de fase depende de cuánto atraso tenga una salida con respecto a la otra.

La diferencia de fase se puede expresar en fracciones de ciclo. Si una salida comienza cuando la otra acaba de completar la mitad de un ciclo, la diferencia de fase es de medio ciclo, sin embargo, la diferencia de fase se mide generalmente en grados para mayor precisión y puesto que una onda sinusoidal completa corresponde a 360 grados. Una diferencia de fase de medio ciclo será una diferencia de fase de 180 grados: una diferencia de fase de un cuarto de ciclo será una diferencia de 90 grados.

1.1.9. Inducciones de fase

Puesto que los valores instantáneos de corriente y tensión en un circuito de c-a que contiene sólo resistencia siguen la ley de Ohm, esto significa que en cualquier instante en que la tensión sea cero, la corriente será también cero cuando la tensión es máxima, la corriente también debe ser máxima, puesto que la resistencia es constante. Cuando la tensión se invierte, haciéndose negativa, la corriente también se invierte, debido a que siempre fluye de negativo a positivo. Así, en todo instante la corriente está exactamente en fase con la tensión aplicada.

Por lo tanto, en un circuito resistivo de c-a, la corriente y la tensión están en fase. Esto ocurre no solamente por lo que se refiere a la corriente total del circuito y a la tensión de la fuente, sino que también ocurre en lo que respecta a la tensión y corriente en todas las partes del circuito.

1.1.10. Corrientes circulantes y efecto superficial

En circuitos de c-c, la resistencia es una propiedad física de los conductores, que se opone al flujo de la corriente. La resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor e inversamente proporcional al área transversal del mismo. Esta resistencia a c-c, o resistencia óhmica, se opone a la corriente alterna, de la misma manera que a la corriente continua. Sin embargo, cuando fluye corriente alterna en un conductor, la resistencia que el conductor presenta a la corriente, es un poco mayor que la resistencia que el mismo conductor presentaría a corriente continua. Existen dos razones para este aumento de resistencia, debidas ambas al hecho de que cuando fluye corriente alterna en un conductor, origina tensiones dentro del conductor. La forma en que se verifica este fenómeno se explicará posteriormente. Las tensiones originadas en el conductor producen pequeñas corrientes independientes, llamadas corrientes circulantes, se hallan en la resistencia del conductor, consumen potencia y, por lo tanto, representan una pérdida de potencia o aumento de resistencia en el circuito.

Además de producir corrientes circulantes, las tensiones originadas en un conductor por la corriente alterna, repelen al flujo de electrones hacia la superficie del conductor. De este modo, fluye más corriente en la superficie del conductor que en el centro del mismo. Esto tiene el efecto de reducir el área transversal del conductor y, según se ha estudiado, una disminución del área transversal produce un aumento en la resistencia. La

concentración del flujo de corriente cerca de la superficie de un conductor, recibe el nombre de Efecto superficial.

1.2. Líneas de transmisión

Uno de los grandes problemas de la electricidad es que no puede almacenarse, sino que debe ser transmitida y utilizada en el momento mismo que se genera. Este problema no queda resuelto con el uso de acumuladores o baterías, como las que utilizan los coches y los sistemas fotovoltaicos, pues sólo son capaces de conservar cantidades pequeñas de energía y por muy poco tiempo. Conservar la electricidad que producen las grandes plantas hidroeléctricas y termoeléctricas es un reto para la ciencia y la tecnología. En algunos lugares, se aprovechan los excedentes de energía eléctrica o la energía solar para bombear agua a depósitos o presas situados a cierta altura; el agua después se utiliza para mover turbinas y generadores, como se hace en las plantas hidroeléctricas. Se produce la electricidad en las plantas, una enorme red de cables tendidos e interconectados a lo largo y ancho del país, se encargan de hacerla llegar, casi instantáneamente, a todos los lugares de consumo: hogares, fábricas, talleres, comercios, oficinas, etc.

Miles de trabajadores vigilan día y noche que no se produzcan fallas en el servicio; cuando éstas ocurren, acuden, a la brevedad posible, a reparar las líneas para restablecer la energía. A tal efecto, hay centros de monitoreo, estratégicamente situados, para mantener una vigilancia permanente en toda la red. A veces, los vientos, las lluvias y los rayos, entre otras causas, afectan las líneas de transmisión, las cuales deben ser revisadas y reparadas por los técnicos, ya sea en las ciudades o en el campo.

Cada uno de los generadores de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas produce electricidad de unos 13 mil voltios. Ese voltaje inicial es elevado, en las propias instalaciones de la planta, hasta unos 230 mil voltios, pues la energía eléctrica puede ser transmitida con una mayor eficiencia a altos voltajes. Es así como viaja por cables de alta tensión y torres que los sostienen, a lo largo de cientos de kilómetros, hasta los lugares donde será consumida.

Para transmitir la energía eléctrica desde los puntos de generación, se requiere de líneas eléctricas, que deben operar a un valor de tensión que es directamente proporcional a la distancia requerida para su transporte y a la corriente eléctrica necesaria en el extremo de la carga. Para llegar a los valores de tensión para su consumo por las industrias o las casas de habitación, es necesario que la tensión de transporte en las líneas eléctricas primarias, se reduzca mediante transformadores eléctricos; este proceso de transformación se realiza en varios pasos dependiendo de la distancia del punto de generación y la energía demandada por el centro urbano o industrial.

El valor de tensión a las que operarán las líneas eléctricas, depende de la distancia a la que se transmitirá la energía eléctrica y la impedancia de los conductores utilizados, siempre cuidando de la tensión a los usuarios finales sea, en la medida de lo posible, constante.

Existen líneas eléctricas de transmisión que generalmente operan en tensiones de entre 230 kV en adelante; las de subtransmisión que operan de entre 34 hasta 169 kV y las de distribución que operan en tensiones menores a 34 kV, pasando por las tensiones de consumo tal como 440 V, 220 V y 115V, ésta última medida de fase a tierra.

Las líneas de Transmisión permiten transportar grandes cantidades de energía eléctrica y se utilizan en distancias tan grandes como 200 km.

Las redes eléctricas que operan en estos valores de tensión por lo general forman los sistemas troncales y cubren grandes extensiones geográficas.

Las líneas de subtransmisión se utilizan en zonas geográficas más pequeñas con líneas de hasta 30 km.

1.2.1. Tipos de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión pueden clasificarse generalmente como balanceadas o desbalanceadas. Con líneas balanceadas de dos cables, ambos conductores llevan una corriente; un conductor lleva la señal y el otro es el regreso. Este tipo de transmisión se llama transmisión de señal diferencial o balanceada. La señal que se propaga a lo largo del cable se mide como la diferencia potencial entre los dos cables. En un sistema de transmisión balanceada, ambos conductores llevan la corriente de la señal, y las corrientes son iguales en magnitud con respecto a la tierra eléctrica pero viajan en direcciones opuestas. Las corrientes que fluyen en direcciones opuestas por un par de cables balanceados se les llaman corrientes de circuito metálico. Las corrientes que fluyen en las mismas direcciones se llaman corrientes longitudinales. Un par de cables balanceado tienen la ventaja que la mayoría de la interferencia por ruido (a veces llamada el voltaje de modo común) se induce igualmente en ambos cables, produciendo corrientes longitudinales que se cancelan en la carga, cualquier par de cables puede operar en el modo balanceado siempre y cuando ninguno de los cables esté con el potencial a tierra. Esto incluye el cable coaxial que tiene dos conductores centrales y una cubierta metálica generalmente se conecta a tierra para evitar interferencia estática al penetrar a los conductores centrales.

Con una Línea de transmisión desbalanceada, un cable se encuentra en el potencial de tierra, mientras que el otro cable se encuentra en el potencial de la señal. Este tipo de transmisión se llama transmisión de señal desbalanceada o de terminación sencilla. Con la transmisión de señal desbalanceada, el cable de tierra también puede ser la referencia a otros cables que llevan señales. Si éste es el caso, el cable a tierra debe ir en donde va cualquiera de los cables de señal. A veces esto crea un problema porque una longitud de cable tiene resistencia, inductancia, y capacitancia, por lo tanto, puede existir una pequeña diferencia de potencial, entre cualquiera de los dos puntos, en el cable de tierra. En consecuencia, el cable de tierra no es un punto de referencia perfecto y es capaz de inducir un ruido en él. Un cable coaxial estándar de dos conductores es una línea desbalanceada. El segundo cable es la cubierta, que generalmente se conecta a tierra.

La diferencia de potencial en cada cable de señal se mide, desde el cable de tierra. Las líneas de transmisión balanceadas pueden conectarse a líneas desbalanceadas, y viceversa, por medio de transformadores especiales llamados balunes.

1.2.1.1. Líneas de transmisión de conductor paralelo

Una línea de transmisión de cable abierto es un conductor paralelo de dos cables, y se muestra en la figura 1a. Consiste simplemente de dos cables paralelos, espaciados muy cerca y solo separados por aire. Los espaciadores no conductivos se colocan a intervalos periódicos para apoyarse y mantenerse a la distancia, entre la constante de los conductores. La distancia entre los dos conductores generalmente está entre 2 y 6 pulgadas. El dieléctrico es simplemente el aire, entre y alrededor de los dos conductores en donde se propaga la onda TEM. La única ventaja real de este tipo de línea de transmisión es su construcción sencilla. Ya que no hay cubiertas, las pérdidas por radiación son altas y es susceptible a recoger

ruido. Estas son las desventajas principales de una línea de transmisión de cable abierto. Por lo tanto, las líneas de transmisión de cable abierto normalmente operan en el modo balanceado.

1.2.1.2. Cables gemelos (doble terminal)

Los cables gemelos son otra forma de línea de transmisión para un conductor paralelo de dos cables, y se muestra en la figura 1b. Los cables gemelos frecuentemente son llamados cable de cinta.

Los cables gemelos esencialmente son igual que una línea de transmisión de cable abierto, excepto que los espaciadores que están entre los dos conductores se reemplazan con un dieléctrico sólido continuo. Esto asegura los espacios uniformes a lo largo de todo el cable, que es una característica deseable. Típicamente, la distancia entre los dos conductores es de 5/16 de pulgada, para el cable de transmisión de televisión. Los materiales dieléctricos más comunes son el teflón y el polietileno.

1.2.1.3. Cable de par trenzado.

Un cable de par trenzado se forma doblando (“trenzando”) dos conductores aislados juntos. Los pares se trenzan frecuentemente en unidades y las unidades, a su vez, están cableadas en el núcleo. Estas se cubren con varios tipos de fundas, dependiendo del uso que se les vaya a dar. Los pares vecinos se trenzan con diferente inclinación (el largo de la trenza), para poder reducir la interferencia entre los pares debido a la inducción mutua. Las constantes primarias del cable de par trenzado son sus parámetros eléctricos (resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia). Que están sujetas a variaciones con el ambiente físico como temperatura, humedad y tensión mecánica, y que dependen de las

variaciones en la fabricación. En la figura 1 c, se muestra un cable de par trenzado.

1.2.1.4. Par de cables protegido con armadura.

Para reducir las pérdidas por radiación e interferencia, frecuentemente se encierran las líneas de transmisión de dos cables paralelos en una malla metálica conductiva. La malla se conecta a tierra y actúa como una protección. La malla también evita que las señales se difundan más allá de sus límites y evita que la interferencia electromagnética llegue a los conductores de señales. En la figura 1d Se muestra un par de cables paralelos protegido. Consiste de dos conductores de cable paralelos separados por un material dieléctrico sólido. Toda la estructura está encerrada en un tubo trenzado conductivo y luego cubierto con una capa protectora de plástico.

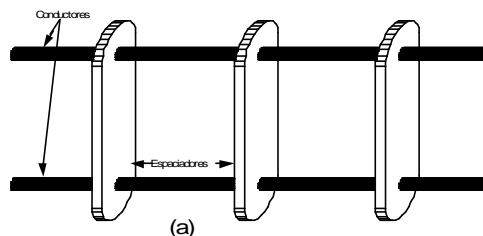


Figura 1 Líneas de transmisión: (a) Cable abierto

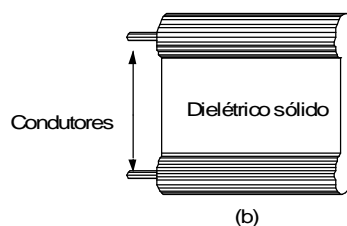


Figura 1 Líneas de transmisión: (b) Cables gemelos

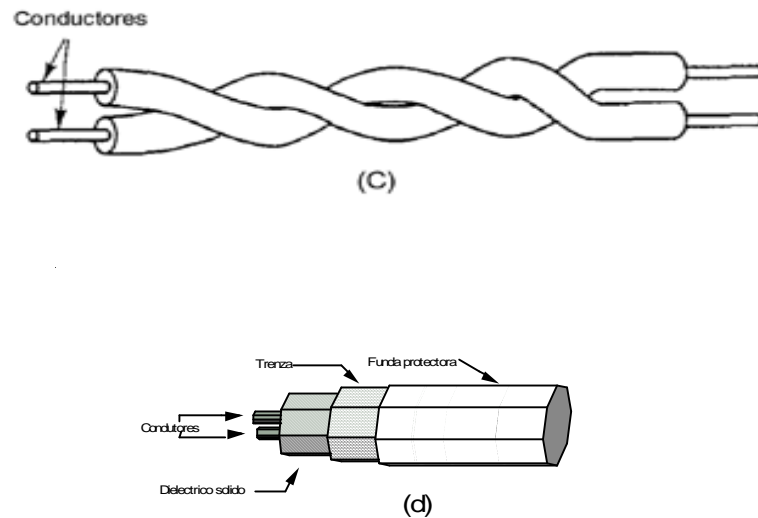


Figura 1 Líneas de transmisión: (c) par trenzado (d) par protegido.

balunes.

Un dispositivo de circuitos que se utiliza para conectar una línea de transmisión balanceada a una carga desbalanceada se llama balun (balanceado a desbalanceado). O más comúnmente, una línea de transmisión desbalanceada, como un cable coaxial, se puede conectar a una carga balanceada, como una antena, utilizando un transformador especial con un primario desbalanceado y un bobinado secundario con conexión central. El conductor externo (protector) de una línea de transmisión coaxial desbalanceada generalmente se conecta a tierra. A frecuencias relativamente bajas, puede utilizarse un transformador ordinario para aislar la tierra de la carga. El balun debe tener una protección electrostática conectada a tierra física para minimizar los efectos de capacitancias dispersas.

Para las frecuencias relativamente altas, existen varios tipos diferentes de balunes para las líneas de transmisión. El tipo más común es un balun de banda angosta, llamados a veces balun choque, camisa o balun de bazuca, se coloca alrededor una camisa de un cuarto de longitud de onda y se conecta al conductor externo de un cable coaxial. En consecuencia, la impedancia que se ve, desde la línea de transmisión, está formada por una camisa y el conductor externo y es igual a infinito (o sea, que el conductor externo ya no tiene una impedancia de cero a tierra). Así que, uno de los cables del par balanceado se puede conectar a la camisa sin hacer un cortocircuito a la señal. El segundo conductor se conecta al conductor interno del cable coaxial.

1.2.2. Circuito equivalente de la línea de transmisión

1.2.2.1. Líneas distribuidas uniformemente

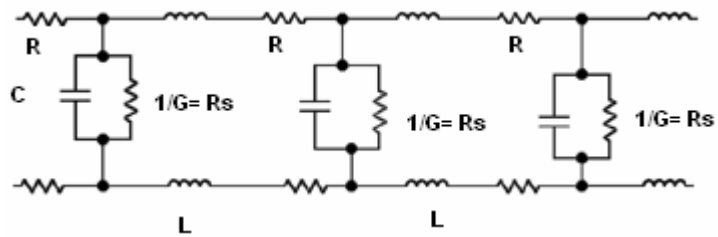
Las características de una línea de transmisión se determinan por sus propiedades eléctricas, como la conductancia de los cables y la constante dieléctrica del aislante. Sus propiedades físicas, como el diámetro del cable y los espacios del conductor. Estas propiedades, a su vez, determinan las constantes eléctricas primarias: resistencia de cd en serie (R) inductancia en serie (L), capacitancia de derivación (C), y conductancia de derivación (G). La resistencia y la inductancia se encuentran a lo largo de la línea, mientras que entre los dos conductores ocurren la capacitancia y conductancia. Las constantes primarias se distribuyen de manera uniforme a lo largo de la línea y, por lo tanto, se les llama comúnmente parámetros distribuidos. Para simplificar el análisis, los parámetros distribuidos comúnmente se agrupan, por una longitud unitaria dada, para formar un modelo eléctrico artificial de la línea. Por ejemplo, la resistencia en serie generalmente se da en ohms, por milla o kilómetro.

La figura 2 muestra el circuito equivalente eléctrico para una línea de transmisión, de dos cables, metálica, indicando el lugar relativo de los distintos parámetros agrupados. La conductancia entre los dos cables se muestra en una forma recíproca y se indica como una resistencia de derivación dispersa (R_s).

1.2.2.2. Características de la transmisión

Las características de una línea de transmisión se llaman constantes siendo estas la impedancia característica y constante de propagación.

Impedancia característica. Para una máxima transferencia de potencia, desde la fuente a la carga (o sea, sin energía reflejada), una línea de transmisión debe terminar en una carga puramente resistiva igual a la impedancia característica de la línea. La impedancia característica (Z de una línea de transmisión es una cantidad compleja que se expresa en ohms, que idealmente es independiente de la longitud de la línea, y que no puede medirse. La impedancia característica (que a veces se llama resistencia a descarga) se define como la impedancia que se ve desde una línea infinitamente larga o la impedancia que se ve desde el largo finito de una línea que se termina en una carga totalmente resistiva igual a la impedancia característica de la línea. Una línea de transmisión almacena energía en su inductancia y capacitancia distribuida. Si la línea es infinitamente larga, puede almacenar energía indefinidamente, está entrando energía a la línea desde la fuente y ninguna se regresa. Por lo tanto, la línea actúa como un resistor que disipa toda la energía. Se puede simular la línea infinita si se termina una línea finita con una carga puramente resistiva igual a Z toda la energía que entra a la línea desde la fuente se disipa en la carga (esto supone una línea totalmente sin pérdidas).



C= Capacitancia- dos conductores separados por un aislante
 R= Resistencia oposición al flujo de corriente
 L= Auto inductancia (inductancia propia)
 1/G= Resistencia de dispersión del dieléctrico
 Rs= Resistencia de dispersión en derivación

Figura 2 Línea de transmisión de dos cables paralelos circuito equivalente eléctrico

Al realizar las operaciones algebraicas de los parámetros de las líneas se obtiene

$$Z_1 = R + j\omega L$$

$$Y_2 = \frac{1}{Z_2} = \frac{1}{R_s} + \frac{1}{1/j\omega C}$$

$$= G + j\omega C$$

$$Z_2 = \frac{1}{G + j\omega C}$$

por lo tanto,

$$Z_o = \sqrt{(R + j\omega L) \frac{1}{G + j\omega C}}$$

o

$$Z_o = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}}$$

para frecuencias bajas, dominan las resistencias y la ecuación se simplifica a

$$Z_o = \sqrt{\frac{R}{G}}$$

para frecuencias extremadamente altas, la inductancia y la capacitancia dominan y la ecuación se expresa de la siguiente manera

$$Z_0 = \sqrt{\frac{J\omega L}{J\omega C}} = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

puede verse de la ecuación que para frecuencias altas, la impedancia característica en una línea de transmisión se acerca a una constante, es independiente de la frecuencia y longitud, y se determina solo por la inductancia y capacitancia. También puede verse que el ángulo de fase es de 0° . Por lo tanto, Z , se ve totalmente resistiva y toda la energía incidente se absorberá por la línea.

Desde un enfoque puramente resistivo, puede deducirse fácilmente que la impedancia vista, desde la línea de transmisión, hecha de un número infinito de secciones se acerca a la impedancia característica.

1.2.2.3. Constante de propagación.

La constante de propagación (a veces llamada el coeficiente de propagación) se utiliza para expresar la atenuación (pérdida de la señal) y el desplazamiento de fase por unidad de longitud de una línea de transmisión. Conforme se propaga una onda, a lo largo de la línea de transmisión, su amplitud se reduce con la distancia viajada. La constante de propagación se utiliza para determinar la reducción en voltaje o corriente en la distancia conforme una onda TEM se propaga a lo largo de la línea de transmisión. Para una línea infinitamente larga, toda la potencia incidente se disipa en la resistencia del cable, conforme la onda se propague a lo largo de la línea, por lo tanto, con una línea infinitamente larga o una línea finita se termina en un carga acoplada ($Z = Z_L$), no se refleja ni se regresa energía nuevamente a la fuente. Matemáticamente, la constante de propagación es:

$$\gamma = \alpha + j\beta$$

en donde γ es la constante de propagación

α = coeficiente de atenuación (nepers por unidad de longitud)

β = coeficiente de desplazamiento de fase (radianes por unidad de longitud)

La constante de propagación es una cantidad compleja definida por

$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}$$

Ya que un desplazamiento de fase de 2 radianes ocurre sobre una distancia de una longitud de onda

$$\beta = \frac{2\pi}{\lambda}$$

A frecuencias de radio e intermedias $\omega L \gg R$ y $\omega C \gg G$ por lo tanto

$$\alpha = \frac{R}{2Z_0} + \frac{GZ_0}{2} \quad \beta = \omega\sqrt{LC}$$

la distribución de la corriente y el voltaje a lo largo de la línea de transmisión que se termina en una carga igual a su impedancia característica (una línea acoplada) se determinan con las formulas

$$I = I_s e^{-L\gamma}$$

$$V = V_s e^{-L\gamma}$$

en donde

I = corriente en el extremo de la fuente de la línea

V_s = voltaje en el extremo de la fuente de la línea y constante de propagación

L = distancia de la fuente en donde se determina la corriente o el voltaje

para una carga acoplada $Z_L = Z$ y para una longitud determinada de cable L , la pérdida en el voltaje o corriente de la señal es la parte real de Z_L , y el desplazamiento de fase es la parte imaginaria.

Como se indicó anteriormente, las ondas electromagnéticas viajan a la velocidad de la luz, al propagarse a través de un vacío, y casi a la velocidad de la luz, cuando se propagan por el aire. Sin embargo, en las líneas de transmisión metálicas, donde el conductor generalmente es de cobre y los materiales dieléctricos varían considerablemente, de acuerdo con el tipo de cable, una onda electromagnética viaja mucho más lenta.

1.2.2.4. Factor de velocidad

El factor de velocidad (a veces llamado constante de velocidad) se define simplemente como la relación de la velocidad real de propagación, a través de un medio determinado a la velocidad de propagación a través del espacio libre. Matemáticamente, el factor de velocidad es

$$V_f = \frac{V_p}{c}$$

en donde V_f = factor de velocidad
 V_p = velocidad real de propagación
 c = velocidad de propagación a través del espacio libre, $c = 3 \times 10^8$ m/s

La velocidad a la que viaja una onda electromagnética, en una línea de transmisión, depende de la constante dieléctrica del material aislante que separa los dos conductores. El factor de velocidad se puede obtener, aproximadamente, con la fórmula

$$V_f = \frac{1}{\sqrt{\epsilon_r}}$$

en donde ϵ_r es la constante dieléctrica de un material determinado (permeabilidad del material relativo a la permeabilidad del vacío, la relación ϵ/ϵ_r).

La constante dieléctrica es simplemente la permeabilidad relativa del material. La constante dieléctrica relativa del aire es 1.25×10^{-6} . Sin embargo, la constante dieléctrica de los materiales comúnmente utilizados en las líneas de transmisión varía de 1.2 a 2.8, dando factores de velocidad desde 0.6 a 0.9. Los factores de velocidad para varias configuraciones comunes para líneas de transmisión se indican en la tabla I.

La constante dieléctrica depende del tipo de material que se utilice. Los inductores almacenan energía magnética y los capacitores almacenan energía eléctrica. Se necesita una cantidad finita de tiempo para que un inductor o capacitor tome o dé energía. Por lo tanto, la velocidad a la cual una onda electromagnética se propaga a lo largo de una línea de transmisión varía con la inductancia y la capacitancia del cable. Se puede mostrar que el tiempo

$$T = \sqrt{LC}$$

Por lo tanto, la inductancia, la capacitancia, y la velocidad de propagación están relacionadas matemáticamente por la fórmula.

Velocidad X tiempo = distancia

Por lo tanto,

$$V_p = \frac{\text{Distancia}}{\text{Tiempo}} = \frac{D}{T}$$

Substituyendo por el tiempo obtenemos

$$V_p = \frac{D}{\sqrt{LC}}$$

Si la distancia se normaliza a 1 m, la velocidad de propagación para una línea sin pérdidas es:

$$V_p = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ m/s}$$

Tabla I Factores de velocidad

| Material | Factor de velocidad |
|-------------------|---------------------|
| Aire | 0.95-0.975 |
| Hule | 0.56-0.65 |
| Polietileno | 0.66 |
| Teflón | 0.70 |
| Espuma de teflón | 0.82 |
| Pins de teflón | 0.81 |
| Espiral de teflón | 0.81 |

1.2.3. Pérdidas en las líneas de transmisión

Para propósitos de análisis, las líneas de transmisión frecuentemente se consideran total mente sin pérdidas, Sin embargo, en realidad, hay varias formas en que la potencia se pierde en la línea de transmisión. Por pérdidas del conductor, pérdidas por radiación, pérdidas por el calentamiento del dieléctrico, pérdidas por acoplamiento, y descarga luminosa (corona).

1.2.3.1. Pérdida del conductor

Debido a que la corriente fluye a través de una línea de transmisión, y la línea de transmisión tiene una resistencia finita, hay una pérdida de potencia inherente e inevitable. Esto a veces se llama pérdida del conductor

o pérdida por calentamiento del conductor y es, simplemente, una pérdida de R. Debido a que la resistencia se distribuye a lo largo de la línea de transmisión, la pérdida del conductor es directamente proporcional al cuadrado de la longitud de línea. Además, porque la disipación de potencia es directamente proporcional al cuadrado de la corriente, la pérdida del conductor es inversamente proporcional a la impedancia característica. Para reducir las pérdidas del conductor, simplemente debe acortarse la línea de transmisión, o utilizar un cable de diámetro más grande (deberá mantenerse en mente que cambiar el diámetro del cable, también cambia la impedancia característica y, en consecuencia, la corriente).

La pérdida del conductor depende en parte de la frecuencia. Esto se debe a una acción llamada efecto piel. Cuando fluye una corriente a lo largo de un cable redondo aislado, el flujo magnético asociado con él está en la forma de círculos concéntricos. Esto significa que la densidad de flujo, cerca del centro del conductor, es mayor que cerca de la superficie. En consecuencia, las líneas de flujo. Cerca del centro del conductor, rodean la corriente y reducen la movilidad de los electrones rodeados. Esta es una forma de auto inductancia (inductancia propia) y hace que la inductancia cerca del centro del conductor sea mayor que en la superficie. Por lo tanto. En radiofrecuencias, la mayoría de la corriente fluye a lo largo de la superficie (piel externa), en lugar de cerca del centro del conductor. Esto es equivalente a reducir el área transversal del conductor e incrementar la oposición del flujo de corriente (o sea, resistencia). La oposición adicional tiene un ángulo de fase de 0° y, por lo tanto, es una resistencia y no una reactancia. La resistencia c.a. del conductor es proporcional, a la raíz cuadrada de la frecuencia. La relación de la resistencia en c.a. con la resistencia en cd de un conductor se llama la relación de resistencia. Arriba de 100 MHz, el centro de un conductor puede quitarse completamente y no tener absolutamente ningún efecto en el total de la pérdida del conductor o propagación de onda EM. La pérdida del conductor, en las líneas de transmisión, varía desde una fracción de un decibel por 100 m para cable

coaxial con dieléctrico rígido de aire, hasta 200 dB por 100 m para una línea flexible con dieléctrico sólido.

1.2.3.2. Pérdida por radiación

Si la separación, entre los conductores en una línea de transmisión, es una fracción apreciable de una longitud de onda, los campos electrostáticos y electromagnéticos que rodean al conductor hacen que la línea actúe como antena y transfiera energía a cualquier material conductor cercano. La cantidad de energía difundida depende del material dieléctrico, los espacios del conductor, y la longitud de la línea. Las pérdidas por radiación se reducen protegiendo adecuadamente el cable. Por lo tanto, los cables coaxiales tienen menos pérdidas por radiación que las líneas de dos cables paralelos. La pérdida por radiación, también es directamente proporcional a la frecuencia.

1.2.3.3. Pérdida por calentamiento del dieléctrico

Una diferencia de potencial, entre dos conductores de una línea de transmisión causa la pérdida por calentamiento del dieléctrico. El calor es una forma de energía y tiene que tomarse de la energía que se propaga a lo largo de la línea. Para líneas dieléctricas de aire, la pérdida de calor es despreciable. Sin embargo, para líneas sólidas, se incrementa la pérdida por calentamiento del dieléctrico con la frecuencia.

1.2.3.4. Pérdida por acoplamiento

La pérdida por acoplamiento ocurre cada vez que una conexión se hace hacia una línea de transmisión o cuando se conectan dos partes separadas de una línea de transmisión. Las conexiones mecánicas son

discontinuas (lugares donde se encuentran materiales diferentes). Las discontinuidades tienden a calentarse, a radiar energía, y a disipar potencia.

1.2.3.5. Corona (descargas luminosas)

La corona es una descarga luminosa que ocurre entre los dos conductores de una línea de transmisión, cuando la diferencia de potencial, entre ellos, excede el voltaje de ruptura del aislante dieléctrico. Generalmente, una vez que ocurre una corona, se puede destruir la línea de transmisión.

1.2.4. Ondas incidentes y reflejadas

Una línea de transmisión ordinaria es bidireccional; la potencia puede propagarse, igualmente bien, en ambas direcciones. El voltaje que se propaga, desde la fuente hacia la carga, se llama voltaje incidente, y el voltaje que se propaga, desde la carga hacia la fuente se llama voltaje reflejado. En forma similar, hay corrientes incidentes y reflejadas, en consecuencia la potencia incidente se propaga hacia la carga y la potencia reflejada se propaga hacia la fuente. El voltaje y la corriente incidentes, siempre están en fase para una impedancia característica resistiva. Para una línea infinitamente larga, toda la potencia incidente se almacena por la línea y no hay potencia reflejada. Además, si la línea se termina en una carga totalmente resistiva, igual a la impedancia característica de la línea, la carga absorbe toda la potencia incidente (esto supone una línea sin pérdidas). Para una definición más práctica, la potencia reflejada es la porción de la potencia incidente que no fue absorbida por la carga. Por lo tanto, la potencia reflejada nunca puede exceder la potencia incidente.

1.2.4.1. Líneas resonantes y no resonantes

Una línea sin potencia reflejada se llama línea no resonante o plana. En una línea plana, el voltaje y la corriente son constantes, a través de su longitud, suponiendo que no hay pérdidas. Cuando la carga es un cortocircuito o circuito abierto, toda la potencia incidente se refleja nuevamente hacia la fuente. Si la fuente se reemplazara con un circuito abierto o cortocircuito y la línea no tuviera pérdidas, la energía que está presente en la línea se reflejaría de un lado a otro (oscilara), entre las terminaciones de la carga y la fuente, en forma similar a la potencia en un circuito tanque. Esto se llama línea resonante, en una línea resonante la energía se transfiere en forma alternada entre los campos magnéticos y eléctricos de la inductancia y la capacitancia distribuidas.

1.2.4.2. Coeficiente de reflexión

El coeficiente de reflexión, es una cantidad vectorial que representa la relación del voltaje reflejado al voltaje incidente o corriente reflejada a la corriente incidente. Matemáticamente, el coeficiente de reflexión es gamma, Γ , definido por

$$\Gamma = \frac{E_r}{E_i} \quad \text{o} \quad \frac{I_r}{I_i}$$

en donde Γ = coeficiente de reflexión
 E_i = voltaje incidente
 E_r = voltaje reflejado
 I_i = corriente incidente
 I_r = corriente reflejada

1.2.5. Impedancia de entrada en las líneas de transmisión

Cuando una línea de transmisión se termina en corto circuito o circuito abierto, hay una inversión de impedancia, cada cuarto de longitud de onda. Para una línea sin pérdidas, la impedancia varía de infinito a cero. Sin embargo, en una situación más real, donde ocurren pérdidas de potencia, la

amplitud de la onda reflejada es siempre menor que el de la onda incidente, excepto en la terminación. Por lo tanto, la impedancia varia de algún valor máximo a algún valor mínimo, o viceversa, dependiendo de si la línea se termina en un corto o un circuito abierto. La impedancia de entrada para una línea sin pérdidas, vista desde una línea de transmisión que está terminada en un corto o un circuito abierto puede ser resistiva, inductiva, o capacitiva, dependiendo de la distancia que exista desde la terminación.

Los diagramas fasoriales se utilizan generalmente para analizar la impedancia de entrada de una línea de transmisión porque son relativamente simples y dan una representación gráfica de las relaciones entre las fases de voltaje y corriente. Las relaciones entre la fase de voltaje y corriente se refieren a las variaciones en tiempo.

1.3. Potencia en circuitos monofásicos

A pesar de que la teoría fundamental de la transmisión de energía describe su propagación en términos de la interacción de campos eléctricos y magnéticos, el ingeniero de sistemas de potencia está, por lo general, más interesado en la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo en términos del voltaje y de la corriente (que es la definición de potencia). La unidad de potencia es el watt. La potencia en watts que es absorbida por una carga en cierto instante es el producto de la caída de voltaje instantáneo a través de la carga, en volts, y de la corriente instantánea que entra a la carga, en amperes. Si se designan las terminales de la carga con a y n, y si el voltaje y la corriente se expresan por

$$v_{an} = V_{\max} \cos \omega t \quad i_{an} = I_{\max} \cos(\omega t - \theta)$$

la potencia instantánea es

$$p = v_{an} i_{an} = V_{\max} I_{\max} \cos \theta \cos(\omega t - \theta)$$

en estas ecuaciones, el ángulo θ es positivo cuando la corriente atrasa el voltaje y es negativo para corriente en adelanto. Un valor positivo de p expresa la razón a la que la energía es absorbida por aquella parte del sistema que se encuentra entre los puntos a y n . Resulta obvio que la potencia instantánea es positiva cuando V_{an} e I_{an} son positivos, y negativa cuando V_{an} e I_{an} tienen signos contrarios. En la figura 3 se ilustra este hecho. La potencia positiva calculada como $V_{an}I_{an}$ se obtiene cuando la corriente fluye en la dirección de la caída de voltaje, y es la razón de transferencia de energía a la carga. Por el contrario, la potencia negativa calculada como $V_{an}I_{an}$ se obtiene cuando la corriente fluye en la dirección de elevación de voltaje y representa la energía que es transferida desde la carga al sistema en el que se encuentra conectada. Si V_{an} e I_{an} están en fase (como en el caso de una carga puramente resistiva), la potencia instantánea nunca será negativa. Si la corriente y el voltaje están fuera de fase en 90° (como en el caso de elementos ideales del circuito que sean puramente inductivos o puramente capacitivos), la potencia instantánea tendrá medios ciclos positivos y negativos por igual, y su valor promedio siempre será cero.

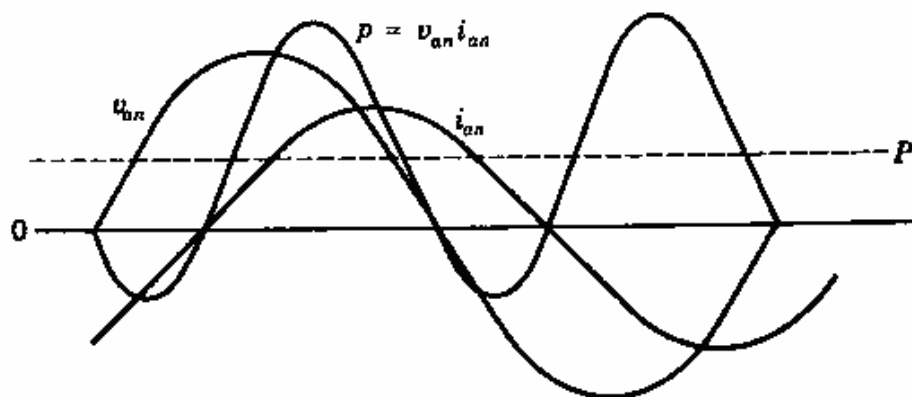


Figura 3 Corriente, voltaje y potencia graficados contra el tiempo

Al aplicar identidades trigonométricas, la expresión de la ecuación se reduce a

$$p = \frac{V_{\max}}{I_{\max}} \cos \theta (1 + \cos 2\omega t) + \frac{V_{\max}}{I_{\max}}$$

donde $V_{\max}I_{\max}/2$ se puede reemplazar por el producto de los voltajes y corrientes rms, esto es, por $|V_{an}|$ o $|I_{an}|$ o $|V||I|$.

Hay otra forma de ver la expresión de la potencia instantánea, si se considera a la componente de corriente en fase y a la componente de 90° fuera de fase con V_{an} . En la figura 4a se muestra un circuito en paralelo, cuyo diagrama fasorial es la figura 4b. La componente de I_{an} en fase con V_{an} es I_R y, de la figura 5b, $|I_R| = |I_{an}| \cos \theta$. Si el valor máximo de I_{an} es I_{\max} el valor máximo de I_R es $I_{\max} \cos \theta$. La corriente instantánea I_R debe estar en fase con V_{an} . Para $V_{an} = V_{\max} \cos \omega t$, se tiene.

$$i_R = I_{\max} \cos \theta \cos \omega t$$

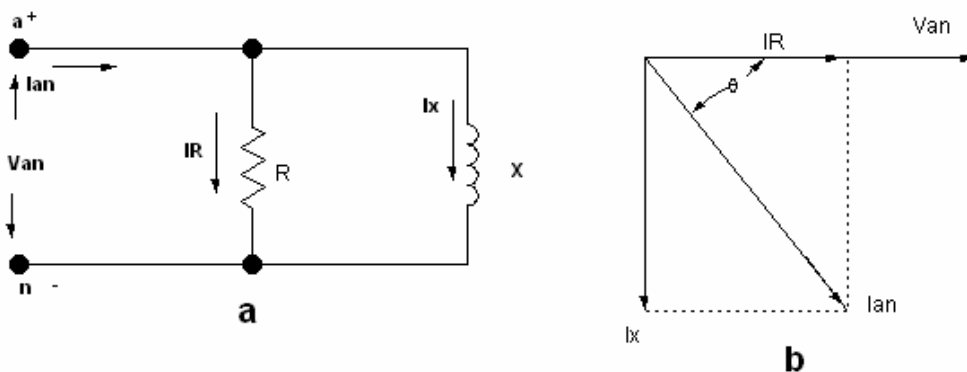


Figura 4 Circuito paralelo RL y su correspondiente Diagrama fasorial

De manera similar, la componente de I_{an} , que está en atraso 90° con respecto a V_{an} es i_x , y tiene un valor máximo de $I_{\max} \sin \theta$. Debido a que i_x debe atrasar a v_{an} , en 90° , se tiene

$$i_x = I_{\max} \sin \theta \sin \omega t$$

entonces,

$$v_{an} i_r = V_{\max} I_{\max} \cos \theta \cos^2 \omega t$$

$$= \frac{V_{\max} I_{\max}}{2} \cos \theta (1 + \cos 2\omega t)$$

que es la potencia instantánea en la resistencia, y también el primer término de la ecuación. En la figura 5 se muestra la gráfica de $V_{an} I_r$ como función del tiempo

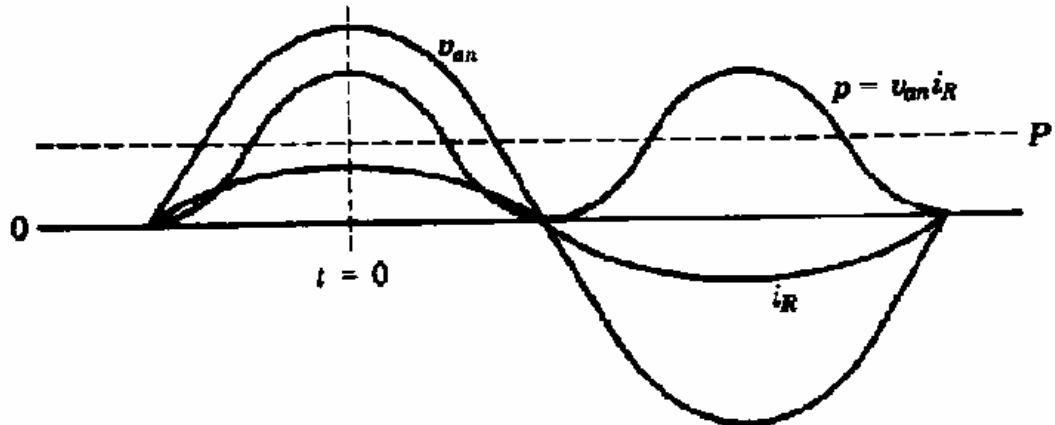


Figura 5 Voltaje, corriente en fase con el voltaje y potencia Resultante graficados contra el tiempo

De igual forma,

$$V_{an} I_x = V \max I_m \sin \theta \sin \omega t \cos \omega t$$

que es la potencia instantánea en la inductancia y, también, el segundo término de la ecuación. En la figura 6 se presentan las gráficas de V_{an} , I_x y de su producto, como una función del tiempo.

Un examen de la ecuación muestra que el término que contiene $\cos \theta$ siempre es positivo y tiene un valor promedio de

$$P = (V_{\max} I_{\max} / 2) \cos \theta$$

o, al sustituir los valores rms del voltaje y la corriente,

$$P = |V| |I| \cos \theta$$

P es la cantidad a la cual se refiere la palabra potencia cuando no tiene un adjetivo que la identifique de otra forma. P es la potencia promedio, también llamada potencia real o activa. La unidad fundamental para las potencias instantánea y promedio es el watt; pero un watt es una unidad muy pequeña comparada con otras de los sistemas de potencia, por lo que P generalmente se mide en kilowatts o megawatts.

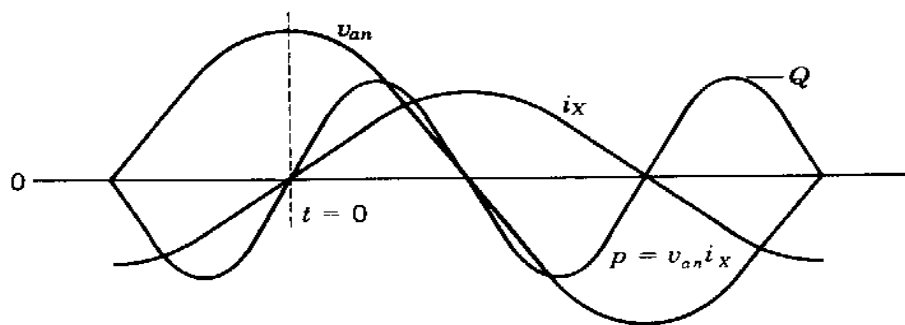


Figura 6
Voltaje corriente atrasado en 90° el voltaje y la potencia Resultante graficados contra el tiempo

El coseno del ángulo de fase θ , entre el voltaje y la corriente, se llama factor de potencia. Se dice que un circuito inductivo tiene un factor de potencia en atraso y que un circuito capacitivo lo tiene en adelanto. En otras palabras, los términos factor de potencia en atraso y factor de potencia en adelanto indican si la corriente atrasa o adelanta el voltaje aplicado, respectivamente.

El segundo término de la ecuación (aquel que contiene el término $\sin\theta$) es alternadamente positivo y negativo, y tiene un valor promedio de cero. Esta componente de la potencia instantánea, P se llama potencia reactiva instantánea y expresa el flujo de energía que, en forma alternada, va hacia la carga y regresa de ella. El valor máximo de esta potencia pulsante, denominada Q, se llama potencia reactiva o voltamperes reactivos. Q es muy utilizada en la descripción de la operación de los sistemas de

potencia. La potencia reactiva es

$$Q = \frac{V \max \text{Im } ax}{2} \text{sen} \theta$$

la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de P y Q es igual al producto de $|V|$ por $|I|$, esto es,

$$\sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(|V||I| \cos \theta)^2 + (|V||I| \text{sen} \theta)^2} = |V||I|$$

P y Q tienen, por supuesto, las mismas unidades dimensionales, pero es común designar las de Q como vars (de voltamperes reactivos). Las unidades más prácticas para Q son los kilovars o los megavars.

1.4. Potencia compleja

Se puede hacer el cálculo en forma compleja y de manera conveniente de las potencias real y reactiva, si las expresiones fasoriales del voltaje y de la corriente son conocidas. Si la caída de voltaje y la corriente que entra en una cierta carga o parte de un circuito se expresan por $V = |V| \angle \alpha$ e $I = |I| \angle \beta$ respectivamente, el producto del voltaje por el conjugado de la corriente en forma polar es

$$VI^* = |V|e^{j\alpha} X |I|e^{-j\beta} = |V||I|e^{j(\alpha-\beta)} = |V||I| \angle \alpha - \beta$$

por lo general, a esta cantidad, llamada potencia compleja, se le designa con la letra S. En forma rectangular se tiene

$$S = VI^* = |V||I| \cos(\alpha - \beta) + |V||I| \text{sen}(\alpha - \beta)$$

ya que el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente, esto es, $\alpha-\beta$, es igual al ángulo θ de las ecuaciones previas,

$$S=P+jQ$$

la potencia reactiva Q será positiva cuando el ángulo de fase $\alpha-\beta$ entre el voltaje y la corriente, sea positivo, esto es, $\alpha>\beta$; lo cual significa que la corriente atrasa al voltaje. Por el contrario, Q será negativa para $\beta>\alpha$, lo que implica que la corriente está adelantando al voltaje. Esto concuerda con la selección de un signo positivo para la potencia reactiva de un circuito inductivo y de un signo negativo para la de un circuito capacitivo. Con el fin de obtener el signo apropiado de Q , es necesario calcular S como el producto VI^* en vez de $v*I$ que daría el signo contrario de Q .

1.5. Triangulo de potencia

La ecuación $S= P + JQ$ sugiere un método gráfico para obtener P , Q y el ángulo de fase para cargas en paralelo si se conoce que $\cos \theta$ es $P/|S|$. El triángulo de potencia se puede dibujar para una carga inductiva como se muestra en la figura 7. Si se tienen varias cargas en paralelo, la P total será la suma de las potencias promedio de las cargas individuales, la que puede ser graficada a lo largo del eje horizontal para un análisis gráfico. Para una carga inductiva, Q se dibujará verticalmente hacia arriba puesto que es positiva. Una carga capacitiva tendrá una potencia reactiva negativa y Q se mostrará verticalmente hacia abajo. En la figura 8 se ilustra el triángulo de potencia que se compone de P_1 , Q_1 y S_1 para una carga con factor de potencia en atraso que tiene un ángulo de fase θ_1 , y que se combina con el triángulo de potencia que se compone de P_2 , Q_2 y S_2 , el cual es para una carga capacitiva con un ángulo θ_2 negativo. Estas dos cargas en paralelo

dan como resultado el triángulo que tiene los lados $P_1 + P_2$, $Q_1 + Q_2$ y la hipotenusa S_R . En general, $|S_R|$ no es igual a $S_1 + S_2$. El ángulo de fase entre el voltaje y la corriente suministrados a la combinación de cargas es θ_R

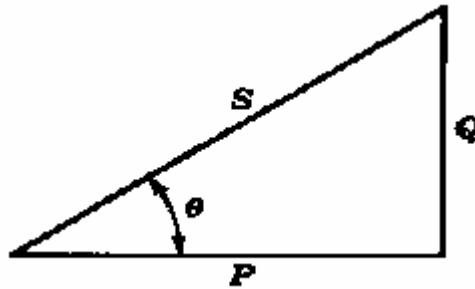


Figura 7 Triangulo de potencia para una carga inductiva

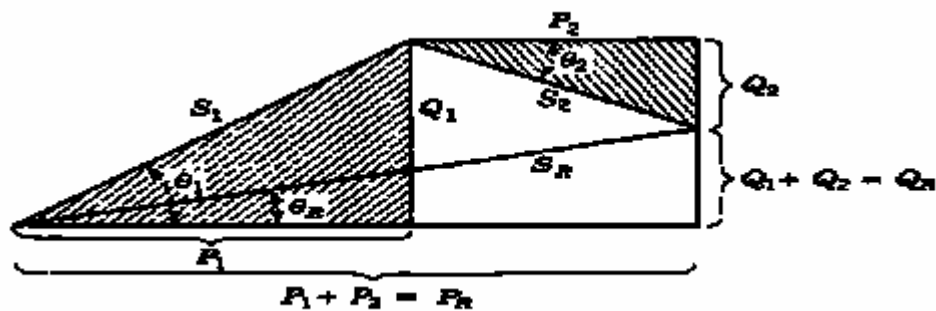


Figura 8 Triangulo de potencia para cargas combinadas Nótese que Q_2 es negativa

1.6. Dirección de flujo de potencia

La relación entre P , Q y el voltaje de barra, V , o el voltaje generado E , con respecto a los signos de P y Q , es importante cuando se considera el flujo de potencia en un sistema. El problema por resolver es el de la dirección del flujo, esto es, si la potencia es generada o absorbida para valores específicos de voltaje y corriente.

Este problema de entrega o absorción de potencia en un circuito, es más obvio para un sistema de cd. Considere la corriente y el voltaje en la figura 9a en donde la corriente I , de cd, fluye hacia la batería. Si el voltímetro V_m y el amperímetro A_m tienen lecturas positivas $E = 100V$ e $I = 10A$, se está cargando la batería (absorbe energía) a una razón dada por el producto $EI = 1000 W$. Por otro lado, si las conexiones del amperímetro se tienen que invertir para obtener un valor positivo de corriente en la escala, entonces $I = -10 A$ y el producto $EI = -1000 W$; esto significa que la batería se está descargando (entrega energía). Las mismas consideraciones se aplican a los circuitos de ca.

Para un sistema de ca, en la figura 9b se muestra, dentro de una caja, una fuente ideal de voltaje E (magnitud y frecuencias constantes e impedancia cero) con marcas de polaridad que indican la terminal que es positiva durante la mitad del ciclo en el que el voltaje instantáneo también lo es. Asimismo, la flecha indica la dirección de la corriente I dentro de la caja durante el medio ciclo de corriente positiva. El wáttmetro de la figura 9b tiene una bobina de corriente y una de voltaje que corresponden al amperímetro A_m y al voltímetro V_m de la figura 9a, respectivamente. Las bobinas deben estar correctamente conectadas con el fin de obtener una lectura positiva de la potencia activa. Por definición, se sabe que la potencia absorbida dentro de la caja es

$$S = VI^* = P + jQ = |V||I|\cos\theta + j|V||I|\sin\theta$$

donde θ es el ángulo de fase por el que I atrasa a V . De aquí que si la lectura del wáttmetro es positiva para las conexiones mostradas en la figura 9b, $P = |V||I|\cos\theta$ es positiva, y la potencia real es absorbida por E . Si el wáttmetro tiende a dar lecturas negativas, entonces $P = |V||I|\cos\theta$ es negativa, e invertir las conexiones de la bobina de corriente o de la bobina del voltaje (pero no ambas) origina que la lectura sea positiva, lo que indica que la potencia positiva es suministrada por E a la caja. Esto es equivalente a decir que la potencia negativa es absorbida por E . Si se reemplaza el

wáttmetro por un vármetro, se aplican consideraciones similares al signo de la potencia reactiva Q que es absorbida o suministrada por E . En general, se puede determinar la P y Q absorbida o suministrada por un circuito de corriente alterna, al considerar el circuito encerrado en una caja con la corriente I que entra y el voltaje V teniendo la polaridad mostrada en la tabla II. Entonces, los valores numéricos de las partes real e imaginaria del producto $S = VI^*$ determinan la P y Q absorbida o suministrada por el circuito o red encerrados. Cuando la corriente I atrasa el voltaje V por un ángulo θ , entre 0° y 90° , se encuentra que $P = |V||I|\cos \theta$ y $Q = |V||I|\sin \theta$ son ambas positivas, lo que indica que se están absorbiendo watts y vars por el circuito inductivo que está en el interior de la caja. Cuando I adelanta a V por un ángulo entre 0° y 90° , P es todavía positiva, pero θ es negativo y $Q = |V||I|\sin \theta$ son negativas, lo que indica que se están absorbiendo vars negativos o que vars positivos se están suministrando por el circuito capacitivo que está en el interior de la caja.

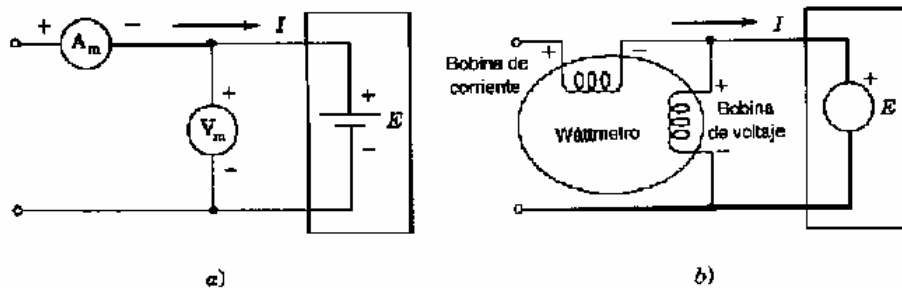


Figura 9 conexiones de: a) un amperímetro y un voltímetro para medir corriente I y voltaje E de cd de una batería; b) un wáttmetro para medir la potencia real absorbida por una fuente (de voltaje E de ca ideal)

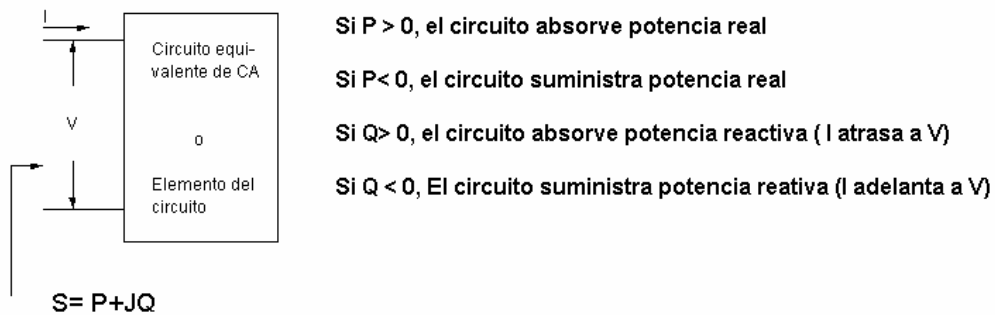


Tabla II Dirección del flujo de P y Q donde $S = P + Q$

1.7. Voltaje y corriente en circuitos trifásicos balanceados

Los sistemas eléctricos de potencia se suministran por generadores trifásicos. Idealmente los generadores le suministran a cargas trifásicas balanceadas, lo que significa que las cargas tienen impedancias idénticas en las tres fases. Las cargas de alumbrado y los pequeños motores son, por supuesto, monofásicos, pero los sistemas de distribución se diseñan para que todas las fases estén balanceadas. En la figura 10 se muestra un generador conectado en Y, con el neutro marcado con una o, que está suministrando a una carga balanceada conectada en Y y con su neutro marcado con la letra n. Al analizar el circuito, se supondrá que las impedancias de las conexiones entre las terminales del generador y de la carga, así como la de la conexión directa entre o y n, son despreciables.

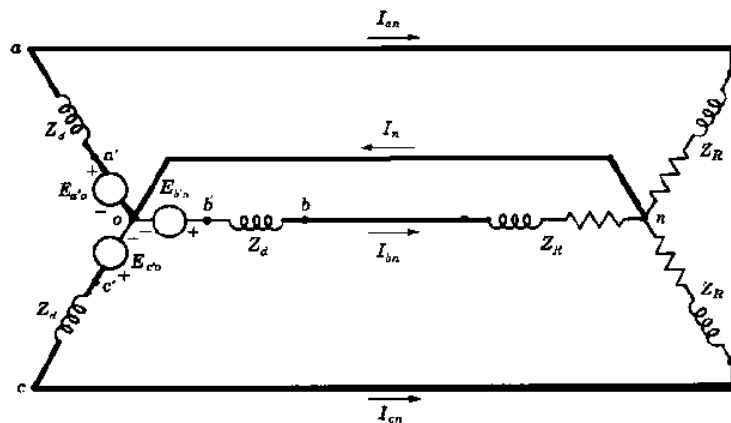


Figura 10 Diagrama de un circuito de un generador en Y conectado a una carga balanceada en Y

El circuito equivalente del generador trifásico consiste de una fem en cada una de las tres fases, la que se indica por los círculos en el diagrama. Cada fem está en serie con una resistencia y una reactancia inductiva que componen la impedancia Z_d . Los puntos a', b' y c' son ficticios ya que la fem generada no se puede separar de la impedancia de cada fase. Las terminales de la máquina son los puntos a, b y c. Las fems del generador $E_{a'0}$, $E_{b'0}$ y $E_{c'0}$ son iguales en magnitud y están desfasadas una de otra por 120° . Si la magnitud de cada una es de 100 V con $E_{a'0}$ como referencia, se tiene que

$$E_{a'0} = 100 \angle 0^\circ \quad E_{b'0} = 100 \angle 240^\circ \quad E_{c'0} = 100 \angle 120^\circ$$

siempre que la secuencia de fases sea abc, lo que significa que $E_{a'0}$ adelanta en 120° a $E_{c'0}$ y éste a su vez, adelanta en 120° a $E_{b'0}$. El diagrama del circuito no da indicación de la secuencia de fases, pero en la figura 11 se muestran esas fems con una secuencia de fases abc.

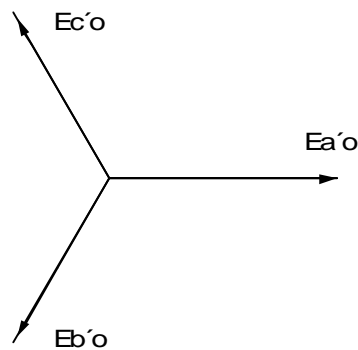


Figura 11 Diagrama fasorial de las fems del circuito mostrado en la figura 10

1.8. Potencia en circuitos trifásicos balanceados

La potencia total entregada por un generador trifásico, o absorbida por una carga trifásica se encuentra simplemente sumando la potencia en cada una de las tres fases. En un circuito balanceado, esto sería lo mismo que multiplicar la potencia en cualquier fase por 3, ya que ésta es la misma en

todas las fases.

Si la magnitud de los voltajes al neutro V_p , para una carga conectada en Y es

$$|V_p|=|V_{an}|=|V_{bn}|=|V_{cn}|$$

y si la magnitud de las corrientes de fase I_p para la misma carga es

$$|I_p|=|I_{an}|=|I_{bn}|=|I_{cn}|$$

la potencia total trifásica será

$$P=3|V_p||I_p| \cos \theta_p$$

donde θ_p , es el ángulo por el cual la corriente de fase I_p atrasa el voltaje defase V_p , que es el ángulo de la impedancia en cada fase. Si $|V_L|$ e $|I_L|$ son las magnitudes del voltaje línea a línea, V_L , y de la corriente de línea I_L respectivamente, se tiene,

$$|V_p| = \frac{|V_L|}{\sqrt{3}} \quad \text{y} \quad |I_p| = \frac{|I_L|}{\sqrt{3}}$$

Para obtener

$$P = \sqrt{3}|V_L||I_L| \cos \theta_p$$

los vars totales son

$$Q = \sqrt{3}|V_L||I_L| \text{sen} \theta_p$$

y los voltampers a la carga

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{3}|V_L||I_L|$$

1.9. Diagrama unifilar

Los diagramas unifilares representan todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico, completo, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr una visualización completa del sistema de la forma más sencilla, utilizando los símbolos que se muestran en

la figura 12. Ya que un sistema trifásico balanceado siempre se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto de una de las tres líneas y un neutro de retorno, es rara vez necesario mostrar más de una fase y el neutro de retorno cuando se dibuja un diagrama del circuito. Muchas veces el diagrama se simplifica aún más al omitir el neutro del circuito e indicar las partes que lo componen mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes. No se muestran los parámetros del circuito, y las líneas de transmisión se representan por una sola línea entre dos terminales. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se llama diagrama unifilar o de una línea. Éste indica, por una sola línea y por símbolos estándar, cómo se conectan las líneas de transmisión con los aparatos asociados de un sistema eléctrico.

El propósito de un diagrama unifilar es el de suministrar en forma concisa información significativa acerca del sistema.

La importancia de las diferentes partes de un sistema varía con el problema, y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del propósito para el que se realiza. Por ejemplo, la localización de los interruptores y relevadores no es importante para un estudio de cargas. Los interruptores y relevadores no se mostrarían en el diagrama si su función primaria fuera la de proveer información para tal estudio. Por otro lado, la determinación de la estabilidad de un sistema bajo condiciones transitorias resultantes de una falla depende de la velocidad con la que los relevadores e interruptores operan para aislar la parte del sistema que ha fallado. Por lo tanto, la información relacionada con los interruptores puede ser de extrema importancia. Algunas veces, los diagramas unifilares incluyen información acerca de los transformadores de corriente y de potencia que conectan los relevadores al sistema o que son instalados para medición.


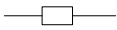




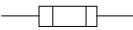






| Descripción | Símbolo | Descripción | Símbolo |
|---|---|--|---|
| Maquina o armadura rotatoria (básica) |  | Interruptor de potencia de aceite u otro líquido |  |
| Transformador de potencia de dos devanados |  | Interruptor de aire |  |
| Transformador de potencia de tres devanados |  | Conexión delta trifásica tres conductores |  |
| Fusible |  | Y trifásica neutro no aterrizado |  |
| Transformador de corriente |  | Y trifásica neutro aterrizado |  |
| Amperímetro |  | Voltímetro |  |
| Transformador de potencial |  | | |

Figura 12 Símbolos estándar para los diagramas eléctricos

Es importante conocer la localización de los puntos en que el sistema se aterriza, con el fin de calcular la corriente que fluye cuando ocurre una falla asimétrica que involucre la tierra. En la figura 13 se muestra el símbolo estándar para designar a una conexión Y trifásica con el neutro sólidamente conectado a tierra. Si una resistencia o reactancia se inserta entre el neutro de la Y y la tierra, para limitar el flujo de corriente a tierra durante la falla, se le pueden adicionar al símbolo estándar de la Y aterrizada los apropiados para la resistencia o la inductancia. La mayoría de los neutros de transformadores de los sistemas de transmisión están sólidamente aterrizados. Por lo general, los neutros de los generadores se aterrizan a través de resistencias razonablemente elevadas y algunas veces a través de bobinas. En la figura 13 se muestra un diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia

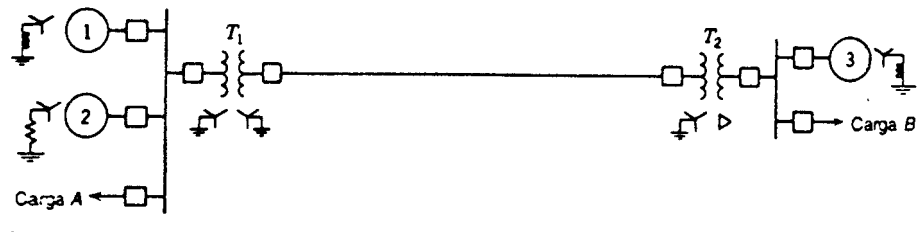


Figura 13 Diagrama Unifilar de un sistema eléctrico de Potencia

Este diagrama unifilar es de un sistema de potencia sencillo. Dos generadores uno aterrizado a través de una reactancia y el otro a través de una resistencia están conectados a una barra y por medio de un transformador de elevación de tensión, a una línea de transmisión. El otro generador aterrizado a través de una reactancia se conecta a una barra y por medio de un transformador, al extremo opuesto de la línea de transmisión. Una carga está conectada en cada barra. Es común dar información sobre el diagrama que esté relacionada con las cargas, los valores nominales de los generadores y transformadores y con las reactancias de los diferentes componentes del circuito.

2. Electrónica de potencia

2.1. Definición

Durante mucho tiempo ha existido la necesidad de controlar la potencia eléctrica de los sistemas de tracción y de los controles industriales impulsados por motores eléctricos, así pues la electrónica de potencia ha revolucionado la idea del control para la conversión de potencia y para el control de los motores eléctricos.

La electrónica de potencia combina la energía, la electrónica y el control, el control se encarga del régimen permanente y de las características dinámicas de los sistemas de lazo cerrado. La energía tiene que ver con equipo de potencia estática y rotativa o giratoria, para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. La electrónica se encarga de los dispositivos y circuitos de estado sólido requeridos en el procesamiento de las señales para cumplir con los objetivos de control deseados.

La electrónica de potencia se puede definir como la aplicación de la electrónica de estado sólido para el control y la conversión de la energía eléctrica. En la figura 14 se muestra la interrelación de la electrónica de potencia con la energía, la electrónica y el control.

2.2. Sistemas y técnicas del control de potencia

La electrónica de potencia se basa, en primer término, en la conmutación de dispositivos semiconductores de potencia. Con el desarrollo de la tecnología de los semiconductores de potencia, las capacidades del

manejo de la energía y la velocidad de conmutación de los dispositivos de potencia han mejorado tremendamente. El desarrollo de la tecnología de los microprocesadores-microcomputadoras tiene un gran impulso sobre el control y la síntesis de la estrategia de control para los dispositivos semiconductores de potencia. El equipo de electrónica de potencia moderno utiliza (1) semiconductores de potencia, que pueden compararse con el músculo, y (2) microelectrónica, que tiene el poder y la inteligencia del cerebro.

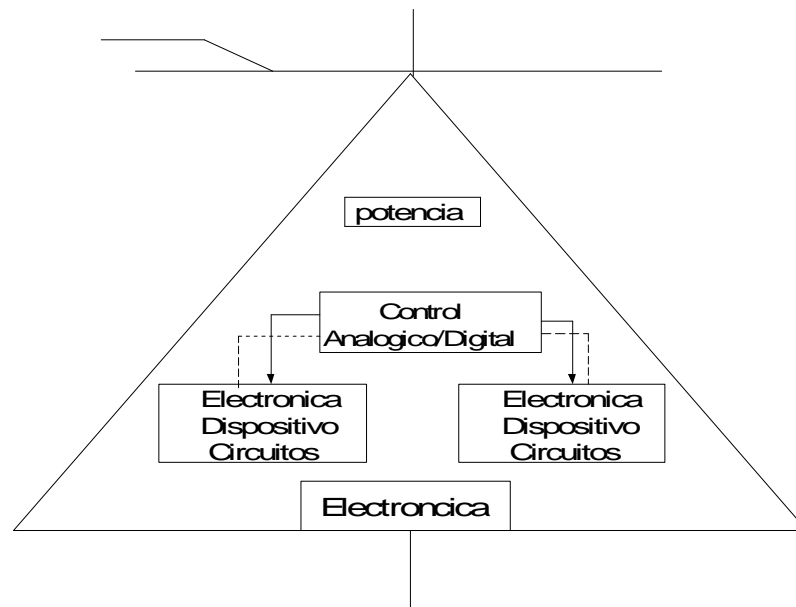


Figura 14 Interrelación entre la electrónica y el control

Los dispositivos semiconductores de potencia se pueden operar como interruptores mediante la aplicación de señales de control a la terminal de compuerta de los tiristores (y a la base de los transistores bipolares) La salida requerida se obtiene mediante la variación del tiempo de conducción de estos dispositivos de conmutación. En la figura 15 se muestran los voltajes de salida y las características de control de los dispositivos de interrupción de potencia de uso común. Una vez que un tiristor está en modo

de conducción, la señal de la compuerta ya sea negativa o positiva no tiene efecto, esto aparece en la figura 15. Cuando un dispositivo semiconductor de potencia está en modo de conducción normal, existe una pequeña caída de voltaje a través del mismo. En las formas de onda de voltaje de salida de la figura 15, estas caídas de voltaje se consideran despreciables.

Los dispositivos semiconductores de potencia se pueden clasificar a partir de:

1. Activación y desactivación sin control (por ejemplo diodo)
2. Activación controlada y desactivación sin control (por ejemplo SCR)
3. Características de activación y desactivación controladas (por ejemplo BJT, MOSFET, GTO, SITH, IGBT, SIT, MCT)
4. Requisito de señal continua en la compuerta (BJT, MOSFET, IGBT, MCT)
5. Requisito de pulso en la compuerta (por ejemplo SCR, GTO, MCT)
6. Capacidad de soportar voltajes bipolares (SCR, GTO)
7. Capacidad de soportar voltajes unipolares (BJT, MOSFET, GTO, IGBT, MCT)
8. Capacidad de corriente bidireccional (TRIAC, RCT)
9. Capacidad de corriente unidireccional (SCR, GTO, BJT, MOSFET, MCT, IGBT, SITH, SIT, diodo).

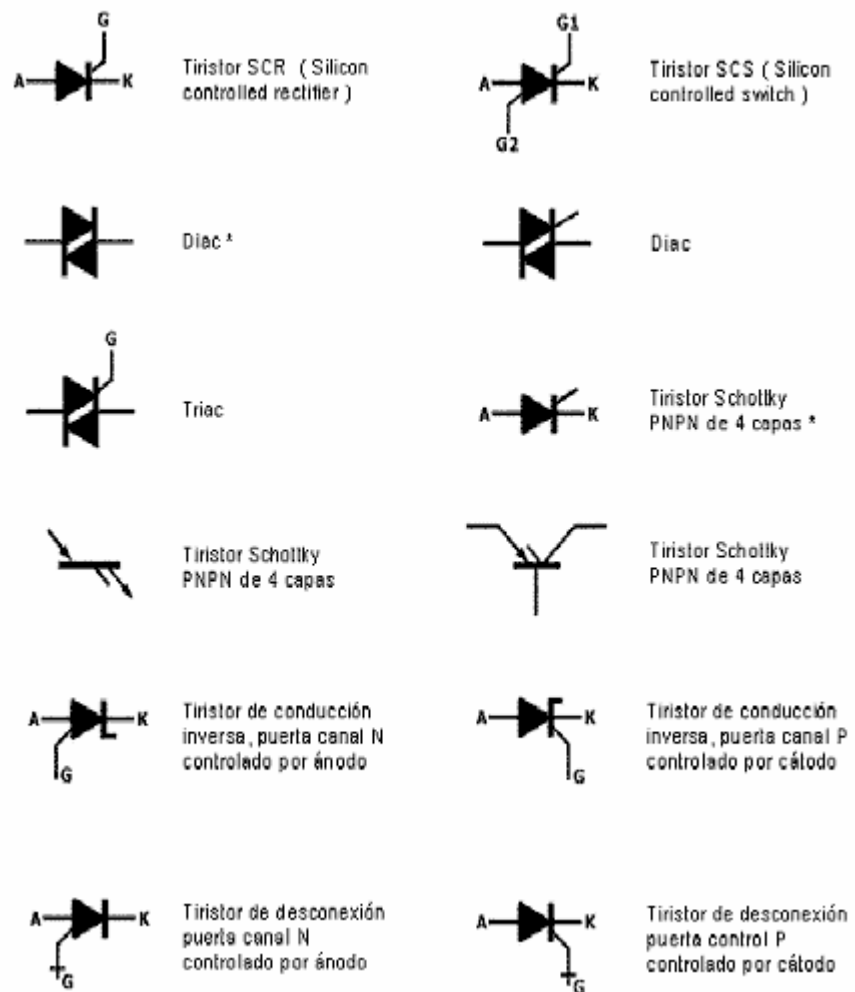


Figura 15 Dispositivos de electrónica de potencia

2.3. Sistemas electrónicos de potencia

Para el control de la potencia eléctrica o del acondicionamiento de la misma, es necesario convertir la potencia de una forma a otra, las características de interrupción de los dispositivos de potencia permiten dicha conversión. Los convertidores de potencia estáticos llevan a cabo estas funciones de conversión de potencia. Un convertidor se puede considerar

como una matriz de conmutación. Los circuitos electrónicos de potencia se pueden clasificar en seis tipos:

1. Rectificadores de diodos
2. Convertidores ca-cd (rectificadores controlados)
3. Convertidores ca-cd (controladores de voltaje de ca)
4. Convertidores ca-cd (pulsadores de cd)
5. Convertidores cd-ca (inversores)
6. Interruptores estáticos

Los dispositivos de los convertidores siguientes se utilizan únicamente para ilustrar los principios básicos. La acción de interrupción de un convertidor puede ser llevada a cabo por más de un dispositivo. La selección de un dispositivo en particular dependerá del voltaje, la corriente y los requisitos de velocidad del convertidor.

Rectificadores. Un circuito rectificador por diodos convierte el voltaje de ca en un voltaje fijo de cd como se muestra en la figura 16 el voltaje de entrada al rectificador puede ser monofásico o trifásico.

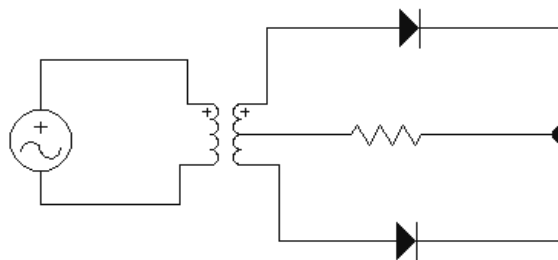


Figura 16 Circuito rectificador monofásico

2.3.1. Topología de circuitos electrónicos de potencia

Desde que se desarrolló el primer tiristor de rectificador controlado de silicio (SCR), a fines de 1957, ha habido grandes adelantos en los dispositivos semiconductores de potencia. Hasta 1970, los tiristores convencionales se habían utilizado en forma exclusiva para el control de la energía en aplicaciones industriales. A partir de 1970, se desarrollaron varios tipos de dispositivos semiconductores de potencia que quedaron disponibles en forma comercial. Éstos se pueden dividir en cinco tipos principales:

1. diodos de potencia,
2. tiristores,
3. transistores bipolares de juntura de potencia (BJT),
4. MOSFET de potencia, y
5. transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) y transistores de inducción estáticos (SIT).

Los tiristores se pueden subdividir en ocho tipos:

- a) tiristor de conmutación forzada,
- b) tiristor conmutado por línea,
- c) tiristor desactivado por compuerta (GTO),
- d) tiristor de conducción inversa (RCT),
- e) tiristor de inducción estático (SITH),
- f) tiristor desactivado con asistencia de compuerta (GATT),
- g) rectificador controlado de silicio foto activado (LASCR), y
- h) tiristores controlados por MOS (MCT). Los transistores de inducción estáticos también están disponibles en forma comercial.

Los diodos de potencia son de tres tipos: de uso general, de alta velocidad (o de recuperación rápida) y Schottky. Los diodos de uso general están disponibles hasta 3000 V, 3500 A, y la especificación de los diodos de recuperación rápida puede llegar hasta 3000 V, 1000 A. El tiempo de recuperación inversa varía entre 0.1 y 5 ms. Los diodos de recuperación

rápida son esenciales para la interrupción de los convertidores de potencia a altas frecuencias. Un diodo tiene dos terminales: un cátodo y un ánodo. Los diodos Schottky tienen un voltaje bajo de estado activo y un tiempo de recuperación muy pequeño, típicamente en η S. La corriente de fuga aumenta con el voltaje y sus especificaciones se limitan a 100 V, 300 A. Un diodo conduce cuando el voltaje de su ánodo es más alto que el de su cátodo; siendo la caída de voltaje directa de un diodo de potencia muy baja, típicamente 0.5 y 1.2 V. Si el voltaje de cátodo es más alto que el voltaje de ánodo, se dice que el diodo está en modo de bloqueo. Los diodos de uso general se agrupan básicamente en dos tipos. Uno se conoce como de perno o montado en perno y el otro como de disco empacado a presión o de disco de hockey. En el de perno, tanto el ánodo como el cátodo podrían ser el perno.

Un tiristor tiene tres terminales: un ánodo, un cátodo, y una compuerta. Cuando una pequeña corriente pasa a través de la terminal de la compuerta hacia el cátodo, el tiristor conduce, siempre y cuando la terminal del ánodo esté a un potencial más alto que el cátodo. Una vez que el tiristor está en un modo de conducción, el circuito de la compuerta no tiene ningún control y el tiristor continúa conduciendo. Cuando un tiristor está en un modo de conducción, la caída de potencial en directa es muy pequeña, típicamente 0.5 a 2 V. Un tiristor que conduce se puede desactivar haciendo que el potencial del ánodo sea igual o menor que el potencial del cátodo. Los tiristores conmutados en línea se desactivan en razón de la naturaleza senoidal del voltaje de entrada, y los tiristores conmutados en forma forzada se desactivan, mediante un circuito adicional conocido como circuitería de conmutación. En la figura 17 se muestran varias configuraciones de tiristores de control de fase (o de conmutación de línea): tipo perno, tipo disco de hockey, tipo plano, y tipo de aguja.

Los tiristores naturales conmutados en línea están disponibles con especificaciones de hasta 6000 V, 350 A. El tiempo de desactivación de los

tiristores de bloqueo inverso de alta velocidad ha mejorado en forma sustancial y es posible obtener de 10 a 20 μs con un tiristor de 1200 V, 2000 A. El tiempo de desactivación se define como el intervalo de tiempo entre el instante en que la corriente principal se reduce a cero después de la interrupción externa del circuito de voltaje principal, y el instante en que el tiristor es capaz de aceptar un voltaje principal especificado, sin activarse. Los RCT y los GATT se utilizan en gran medida para la interrupción de alta velocidad, en especial en aplicaciones de tracción. Un RCT se puede considerar como un tiristor que incluye un diodo inverso en paralelo. Los RCT están disponibles hasta 2500 V, 1000 A (y 400 A de conducción inversa) con un tiempo de interrupción de 40 μs .

Los GATT están disponibles hasta 1200 V, 400 A con una velocidad de interrupción de 8 μs . Los LASCR, que se fabrican hasta 6000 V, 1500 A, con una velocidad de interrupción de 200 a 400 basada en μs , son adecuados para sistemas de energía de alto voltaje, especialmente en HVDC. Para aplicaciones de corriente alterna de baja potencia, los TRIAC se utilizan ampliamente en todo tipo de controles sencillos de calor, de iluminación, de motor, así como interruptores de corriente alterna. Las características de los TRIAC son similares a dos tiristores conectados en inverso paralelo con una sola terminal de compuerta. El flujo de corriente a través de un TRIAC se puede controlar en cualquier dirección.

| Tipo | | Especificación de Voltaje / Corriente | Alta frecuencia HZ | Tiempo de conmutación μ S | Resistencia en estado activo |
|---|-------------------------|---------------------------------------|--------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Diodos | Uso General | 5000 V / 5000 A | 1k | 100 | 0.16 m |
| | Alta velocidad | 3000 V / 1000 A | 10k | 2-5 | 1.00 m |
| | Schottky | 40 V / 60 A | 20k | 0.23 | 10.00 m |
| Tiristores desactivados en forma forzada | De bloqueo | 5000 V / 5000 A | 1k | 200 | 0.25m |
| | Inverso | 1200 V / 1500 A | 10k | 20 | 0.47m |
| | Alta velocidad | 2500 V / 400 A | 5k | 40 | 2.16m |
| | Bloqueo | 2500 V / 1000 A | 5k | 40 | 2.10m |
| | inverso | 1200 V / 400 A | 20k | 8 | 2.24m |
| | GTT Disparo lumínico | 6000 V / 1500 A | 400 | 200-400 | 0.53m |
| Triac | | 1200 V / 300 A | 400 | 200-400 | 3.57m |
| Tiristores desactivados automáticamente | GTO | 4500 V / 3000 A | 10k | 15 | 2.50m |
| | SITH | 4000 V / 2200 A | 20k | 6.5 | 5.75m |
| Transistores de Potencia | Individual | 400 V / 250 A | 20k | 15 | 2.50m |
| | | 400 V / 40 A | 20k | 6.5 | 5.75m |
| | | 630 V / 50 A | 25k | 9 | 4.00m |
| | Darlington | 1200 V / 400 A | 10k | 30 | 10.00m |
| SIT | | 1200 V / 300 A | 100k | 0.55 | 1.20m |
| MOSFET de potencia | Individual | 500 V / 8.6 A | 100k | 0.70 | 0.60m |
| | | 1000 V / 4.7 A | 100k | 0.90 | 2.00 |
| | | 500 V / 50 A | 100k | 0.60 | 0.40m |
| IGBT | Individual | 1200 V / 400 A | 20k | 2.30 | 50.00m |
| MCT | Individual | 600 V / 60 A | 20k | 2.20 | 18.00m |

Figura 17 Tiristores y diodos

2.4. Clasificación de los sistemas de control de potencia

Los circuitos electrónicos de potencia se pueden clasificar en seis tipos:

- 1) Rectificadores de diodos
- 2) Convertidores ca-cd (rectificadores controlados)
- 3) Convertidores ca-cd (controladores de voltaje de ca)
- 4) Convertidores ca-cd (pulsadores de cd)
- 5) Convertidores cd-ca (inversores)
- 6) Interruptores estáticos

2.5. Semiconductores de conmutación

2.5.1. Introducción

Un tiristor es uno de los tipos más importantes de los dispositivos semiconductores de potencia. Los tiristores se utilizan en forma extensa en los circuitos electrónicos de potencia. Se operan como conmutadores biestables, pasando de un estado no conductor a un estado conductor. Para muchas aplicaciones se puede suponer que los Tiristores son interruptores o conmutadores ideales, aunque los tiristores prácticos exhiben ciertas características y limitaciones.

2.5.2. Características de los tiristores

Un Tiristor es un dispositivo semiconductor de cuatro capas de estructura pnpn con tres uniones **PN**, tiene tres terminales: ánodo cátodo y compuerta. La figura 18 muestra el símbolo del tiristor y una sección recta de tres uniones **PN**. Los tiristores se fabrican por difusión.



Figura 18 Símbolo del tiristor y tres uniones pn

Cuando el voltaje del ánodo se hace positivo con respecto al cátodo, las uniones **P y N** tienen polarización directa o positiva. La unión **N y P**

tiene polarización inversa, y solo fluirá una pequeña corriente de fuga del ánodo al cátodo. Se dice entonces que el tiristor está en condición de bloqueo directo o en estado desactivado llamándose a la corriente de fuga corriente de estado inactivo I_D . Si el voltaje ánodo a cátodo se incrementa a un valor lo suficientemente grande la unión polarizada inversamente entrará en ruptura. Esto se conoce como ruptura por avalancha y el voltaje correspondiente se llama voltaje de ruptura directa. Dado que las uniones **P** y **N** ya tienen polarización directa, habrá un movimiento libre de portadores a través de las tres uniones que provocará una gran corriente directa del ánodo. Se dice entonces que el dispositivo está en estado de conducción o activado.

La caída de voltaje se deberá a la caída ohmica de las cuatro capas y será pequeña, por lo común 1V. En el estado activo, la corriente del ánodo está limitada por una impedancia o una resistencia externa, R_L .

La corriente del ánodo debe ser mayor que un valor conocido como corriente de enganche I_L , a fin de mantener la cantidad requerida de flujo de portadores a través de la unión; de lo contrario, al reducirse el voltaje del ánodo al cátodo, el dispositivo regresará a la condición de bloqueo. La corriente de enganche, I_L , es la corriente del ánodo mínima requerida para mantener el tiristor en estado de conducción inmediatamente después de que ha sido activado y se ha retirado la señal de la compuerta. En la figura 19.

Una vez que el tiristor es activado, se comporta como un diodo en conducción y ya no hay control sobre el dispositivo. El tiristor seguirá conduciendo, porque en la unión no existe una capa de agotamiento de vida a movimientos libres de portadores. Sin embargo si se reduce la corriente directa del ánodo por debajo de un nivel conocido como corriente de mantenimiento I_H , se genera una región de agotamiento alrededor de la unión debida al número reducido de portadores; el tiristor estará entonces

en estado de bloqueo. La corriente de mantenimiento es del orden de los miliamperios y es menor que la corriente de enganche, I_L . Esto significa que $I_L > I_H$. La corriente de mantenimiento I_H es la corriente del ánodo mínima para mantener el tiristor en estado de régimen permanente. La corriente de mantenimiento es menor que la corriente de enganche. Cuando el voltaje del cátodo es positivo con respecto al del ánodo, la unión tiene polarización directa, pero las uniones y tienen polarización inversa. Esto es similar a dos diodos conectados en serie con un voltaje inverso a través de ellos. El tiristor estará en estado de bloqueo inverso y una corriente de fuga inversa, conocida como corriente de fuga inversa I_R , fluirá a través del dispositivo.

2.5.3. Modelo de tiristor de dos transistores

La acción regenerativa o de enganche de vida a la retroalimentación directa se puede demostrar mediante un modelo de tiristor de dos transistores. Un tiristor se puede considerar como dos transistores complementarios, un transistor PNP, Q_1 , y un transistor NPN, Q_2 , tal y como se demuestra en la figura 20.

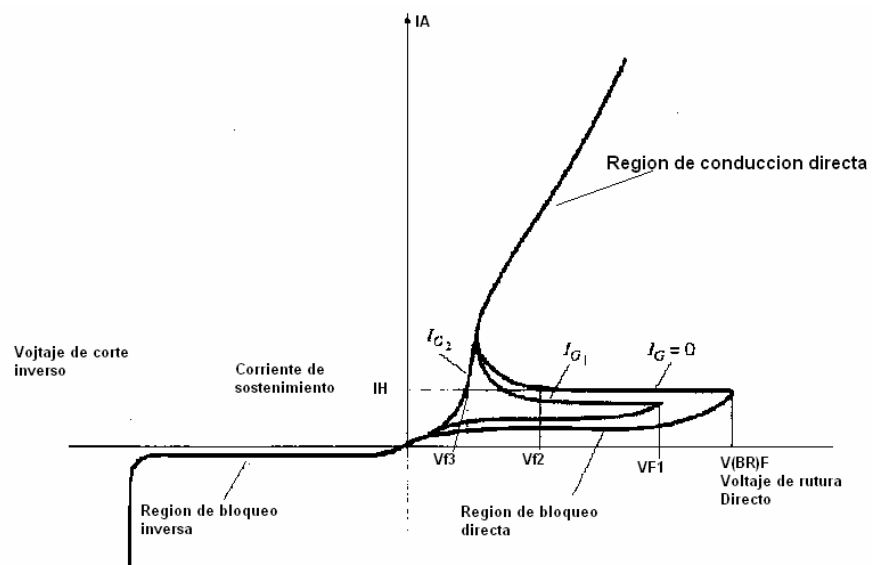


Figura 19 Circuito del tiristor y curva característica

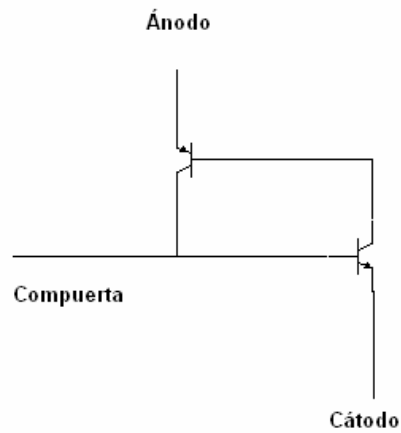


Figura 20 Modelo tiristor dos transistores

La corriente del colector I_C de un tiristor se relaciona, en general, con la corriente del emisor I_E y la corriente de fuga de la unión colector-base I_{CBO} , como:

$$I_C = I_E + I_{CBO}$$

la ganancia de corriente de base común se define como I_C/I_E . Para el transistor Q_1 la corriente del emisor es la corriente del ánodo I_A , y la corriente del colector I_{C1} se puede determinar a partir de la ecuación (1):

$$I_{C1} = I_A + I_{CB1}$$

Donde I_{CB01} es la corriente de fuga. En forma similar para el segundo transistor, la corriente del colector es:

$$I_{C2} = I_A + I_{CB02}$$

I_{CB02} es la corriente de fuga correspondiente a Q_2 . Al combinar I_{C1} e I_{C2} , obtenemos:

$$I_A = I_{C1} + I_{C2}$$

Pero para una corriente de compuerta igual, resolviendo la ecuación anterior en función de obtenemos:

$$I_A = 2I_G + I_{CB1} + I_{CB02}$$

2.5.4. Activaciones del tiristor

Un tiristor se activa incrementándola corriente del ánodo. Esto se puede llevar a cabo mediante una de las siguientes formas.

TERMICA. Si la temperatura de un tiristor es alta habrá un aumento en el número de pares electrón-hueco, lo que aumentará las corrientes de fuga. Este aumento en las corrientes hará que 1 y 2 aumenten. Debido a la acción regenerativa (1+2) puede tender a la unidad y el tiristor pudiera activarse. Este tipo de activación puede causar una fuga térmica que por lo general se evita.

LUZ. Si se permite que la luz llegue a las uniones de un tiristor, aumentaran los pares electrón-hueco pudiéndose activar el tiristor. La activación de tiristores por luz se logra permitiendo que esta llegue a los discos de silicio.

ALTO VOLTAJE. Si el voltaje directo ánodo a cátodo es mayor que el voltaje de ruptura directo V_{BO} , fluirá una corriente de fuga suficiente para iniciar una activación regenerativa. Este tipo de activación puede resultar destructiva por lo que se debe evitar.

dv/dt. Si la velocidad de elevación del voltaje ánodo-cátodo es alta, la corriente de carga de las uniones capacitivas puede ser suficiente para

activar el tiristor. Un valor alto de corriente de carga puede dañar el tiristor por lo que el dispositivo debe protegerse contra dv/dt alto. Los fabricantes especifican el dv/dt máximo permisible de los tiristores.

CORRIENTE DE COMPUERTA. Si un tiristor está polarizado en directa, la inyección de una corriente de compuerta al aplicar un voltaje positivo de compuerta entre la compuerta y las terminales del cátodo activará al tiristor. Conforme aumenta la corriente de compuerta, se reduce el voltaje de bloqueo directo, tal y como aparece en la figura 21.

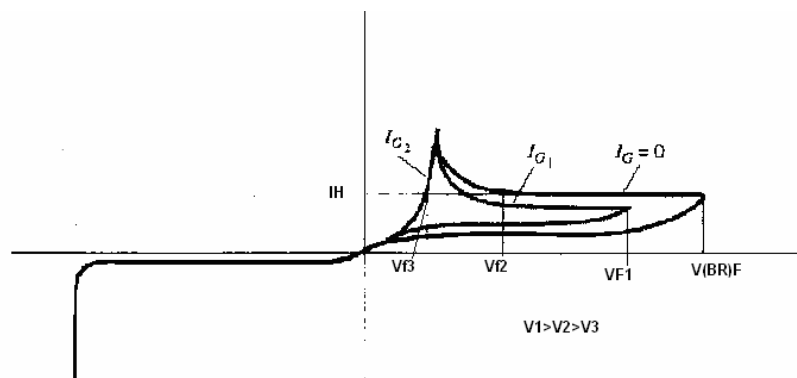


Figura 21: Efectos de la corriente de compuerta sobre el voltaje de bloqueo directo.

2.5.5. Tipos de tiristores

Los tiristores se fabrican casi exclusivamente por difusión. La corriente del ánodo requiere de un tiempo finito para propagarse por toda el área de la unión, desde el punto cercano a la compuerta cuando inicia la señal de la compuerta para activar el tiristor. Para controlar el di/dt , el tiempo de activación y el tiempo de desactivación, los fabricantes utilizan varias estructuras de compuerta.

Dependiendo de la construcción física y del comportamiento de activación y desactivación, en general los tiristores pueden clasificarse en nueve categorías:

1. Tiristores de control de fase (SCR).
2. Tiristores de conmutación rápida (SCR).
3. Tiristores de desactivación por compuerta (GTO).
4. Tiristores de trío bidireccional (TRIAC).
5. Tiristores de conducción inversa (RTC).
6. Tiristores de inducción estática (SITH).
7. Rectificadores controlados por silicio activados por luz (LASCR)
8. Tiristores controlados por FET (FET-CTH)
9. Tiristores controlados por MOS (MCT)

2.5.5.1. Tiristores de control de fase Y conmutación Rápida (SCR)

El miembro más importante de la familia de los tiristores es el tiristor de tres terminales, conocido también como el rectificador controlado de silicio o SCR. Este dispositivo lo desarrolló la General Electric en 1958 y lo denominó SCR. El nombre de tiristor lo adoptó posteriormente la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI). En la figura 22 se muestra el símbolo de un tiristor de tres terminales o SCR. Tal como su nombre lo sugiere, el SCR es un rectificador controlado o diodo. Su característica voltaje-corriente, con la compuerta de entrada en circuito abierto, es la misma que la del diodo PNP.

Lo que hace al SCR especialmente útil para el control de motores en sus aplicaciones es que el voltaje de ruptura o de encendido puede ajustarse por medio de una corriente que fluye hacia su compuerta de entrada. Cuanto mayor sea la corriente de la compuerta, tanto menor se vuelve V_{BO} . Si se escoge un SCR de tal manera que su voltaje de ruptura, sin señal de compuerta, sea mayor que el mayor voltaje en el circuito, entonces, solamente puede activarse mediante la aplicación de una corriente a la

compuerta. Una vez activado, el dispositivo permanece así hasta que su corriente caiga por debajo de I_H . Además, una vez que se dispare el SCR, su corriente de compuerta puede retirarse, sin que afecte su estado activo. En este estado, la caída de voltaje directo a través del SCR es cerca de 1.2 a 1.5 veces mayor que la caída de voltaje a través de un diodo directo-oblicuo común.



Figura 22 SCR

Los tiristores de tres terminales o SCR son, sin lugar a dudas, los dispositivos de uso más común en los circuitos de control de potencia. Se utilizan ampliamente para cambiar o rectificar aplicaciones y actualmente se encuentran en clasificaciones que van desde unos pocos amperios hasta un máximo de 3,000 A.

Las características de los SCR son:

1. Se activa cuando el voltaje V_D que lo alimenta excede V_{BO}
2. Tiene un voltaje de ruptura V_{BO} , cuyo nivel se controla por la cantidad de corriente i_G , presente en el SCR
3. Se desactiva cuando la corriente i_D que fluye por él cae por debajo de I_H
4. Detiene todo flujo de corriente en dirección inversa, hasta que se supere el voltaje máximo inverso.

2.5.5.2. Tiristores de desactivación por compuerta (GTO)

Entre las mejoras más recientes que se le han hecho al tiristor está el apagado por compuerta (GTO). Un tiristor GTO es un SCR que puede apagarse por una pulsación suficientemente grande en su compuerta de entrada, aun si la corriente i_D excede I_H . Aunque los tiristores GTO se han venido usando desde 1960, solamente se volvieron prácticos para las aplicaciones de control de motores, al final de los años setenta. Estos dispositivos se han vuelto más y más comunes en las unidades de control de motores, puesto que ellos eliminaron la necesidad de componentes externos para apagar los SCR en circuitos de CC en la figura 23 se muestra un tiristor GTO.



Figura 23 Tiristor GTO

La típica forma de onda de la corriente de compuerta de un tiristor GTO de alta potencia se muestra a continuación. Un tiristor GTO requiere una mayor corriente de compuerta para encendido que un SCR común. Para grandes aparatos de alta potencia se necesitan corrientes de compuerta del orden de 10 A o más. Para apagarlos se necesita una gran pulsación de corriente negativa de entre 20 y 30 μs de duración. La magnitud de la pulsación de corriente negativa debe ser de un cuarto a un sexto de la corriente que pasa por el aparato.

2.5.5.3. Tiristores de tríodo direccional (TRIAC)

Es un dispositivo que se comporta como dos SCR conectados en contraposición, con una compuerta de paso común; puede ir en cualquier dirección desde el momento en que el voltaje de ruptura se sobrepasa. El

símbolo del TRIAC se ilustra en la figura 24. El voltaje de ruptura en un TRIAC disminuye si se aumenta la corriente de compuerta, en la misma forma que lo hace en un SCR, con la diferencia que un TRIAC responde tanto a los impulsos positivos como a los negativos de su compuerta. Una vez encendido, un TRIAC permanece así hasta que su corriente cae por debajo de I_H .



Figura 24 El TRIAC

2.5.5.4. Tiristores de conducción inversa (RTC)

En muchos circuitos pulsadores e inversores, se conecta un diodo antiparalelo a través de un SCR, con la finalidad de permitir un flujo de corriente inversa debido a una carga inductiva, y para mejorar el requisito de desactivación de un circuito de conmutación. El diodo fija el voltaje de bloqueo inverso del SCR a 1 ó 2v por debajo de las condiciones de régimen permanente. Sin embargo, bajo condiciones transitorias, el voltaje inverso puede elevarse hasta 30v debido al voltaje inducido en la inductancia dispersa del circuito dentro del dispositivo.

Un RCT es un intercambio entre características del dispositivo y requisitos del circuito; puede considerarse como un tiristor con un diodo antiparalelo incorporado, tal y como se muestra en la figura 25. Un RCT se conoce también como tiristor asimétrico (ASCR). El voltaje de bloqueo directo varía de 400 a 2000v y la especificación de corriente llega hasta 500 A. El voltaje de bloqueo inverso es típicamente 30 a 40v. Dado que para un dispositivo determinado está preestablecida la relación entre la corriente directa a través de un tiristor y la corriente inversa del diodo, sus aplicaciones se limitarán a diseños de circuitos específicos.

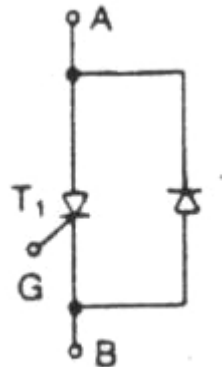


Figura 25 Tiristor de conducción inversa

2.5.5.5. Tiristores de inducción estática (*SITH*).

Por lo general, un SITH es activado al aplicársele un voltaje positivo de compuerta, como los tiristores normales, y desactivado al aplicársele un voltaje negativo a su compuerta. Un SITH es un dispositivo de portadores minoritarios. Como consecuencia, el SITH tiene una baja resistencia en estado activo así como una baja caída de potencial, y se puede fabricar con especificaciones de voltaje y corriente más altas.

Un SITH tiene velocidades de conmutación muy rápidas y capacidades altas de dv/dt y di/dt . El tiempo de conmutación es del orden de 1 a 6 μs . La especificación de voltaje puede alcanzar hasta 2500v y la de corriente está limitada a 500 A. Este dispositivo es extremadamente sensible a su proceso de fabricación, por lo que pequeñas variaciones en el proceso de manufactura pueden producir cambios de importancia en sus características.

2.5.5.6. Rectificadores controlados por silicio activados por luz (LASCR).

Este dispositivo se activa mediante radiación directa sobre el disco de silicio provocado con luz. Los pares electrón hueco que se crean debido a la radiación producen la corriente de disparo bajo la influencia de un campo eléctrico. La estructura de compuerta se diseña a fin de proporcionar la suficiente sensibilidad para el disparo, a partir de fuentes luminosas prácticas (por ejemplo, LED y para cumplir con altas capacidades de di/dt y dv/dt).

Los LASRC se utilizan en aplicaciones de alto voltaje y corriente [por ejemplo, transmisión de cd de alto voltaje (HVDC) y compensación de potencia reactiva estática o de volt-amperes reactivos (VAR)]. Un LASCR ofrece total aislamiento eléctrico entre la fuente de disparo luminoso y el dispositivo de conmutación de un convertidor de potencia, que flota a un potencial tan alto como unos cuantos cientos de kilovoltios. La especificación de voltaje de un LASCR puede llegar tan alto como 4 kv a 1500 A, con una potencia de disparo luminoso de menos de 100mw. El di/dt típico es 250 A/ μ s y el dv/dt puede ser tan alto como 2000v/ μ s.

2.5.5.7. Tiristores controlados por FET

Un dispositivo FET-CTH combina un MOSFET y un tiristor en paralelo, tal y como se muestra en la figura 26. Si a la compuerta del MOSFET se le aplica un voltaje suficiente, típicamente 3v, se genera internamente una corriente de disparo para el tiristor. Tiene una alta velocidad de conmutación, un di/dt alto y un dv/dt alto.

Este dispositivo se puede activar como los tiristores convencionales, pero no se puede desactivar mediante control de compuerta. Esto serviría en aplicaciones en las que un disparo óptico debe utilizarse con el fin de

proporcionar un aislamiento eléctrico entre la señal de entrada o de control y el dispositivo de conmutación del convertidor de potencia.

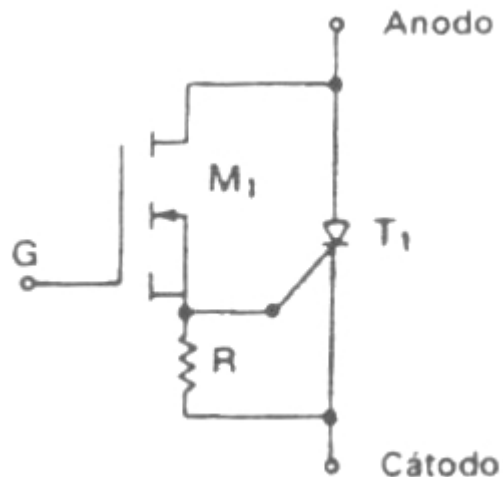


Figura 26 tiristor controlado por FET

2.5.5.8. Tiristores controlados por MOS

Un tiristor controlado por MOS (MCT) combina las características de un tiristor regenerativo de cuatro capas y una estructura de compuerta MOS. El circuito equivalente se muestra en la figura siguiente (b) y el símbolo correspondiente en la (a). La estructura NPNP se puede representar por un transistor NPN Q_1 y con un transistor Q_2 . La estructura de compuerta MOS se puede representar por un MOSFET de canal p M_1 y un MOSFET de canal n M_2 .

Debido a que se trata de una estructura NPNP, en vez de la estructura PNPN de un SCR normal, el ánodo sirve como la terminal de referencia con respecto a la cual se aplican todas las señales de compuerta. Supongamos que el MCT está en estado de bloqueo directo y se aplica un

voltaje negativo V_{GA} . Un canal, p (o una capa de inversión) se forma en el material dopado n, haciendo que los huecos fluyan lateralmente del emisor p E_2 de Q_2 (fuente S_1 del MOSFET M_1 del canal p) a través del canal p hacia la base p B_1 de Q_1 (que es drenaje D_1 del MOSFET M_1 , del canal p). Este flujo de huecos forma la corriente de base correspondiente al transistor npn Q_1 . A continuación E_1 emisor n+ E_1 de Q_1 , inyecta electrones, que son recogidos en la base n B_2 (y en el colector n C_1) que hace que el emisor p E_2 inyecte huecos en la base n B_2 , de tal forma que se active el transistor PNP Q_2 y engancha al MCT. En breve, un V_{GA} de compuerta negativa activa al MOSFET M_1 canal p, proporcionando así la corriente de base del transistor Q_2 .

Supongamos que el MCT está en estado de conducción, y se aplica un voltaje positivo V_{GA} . Se forma entonces un canal n en el material contaminado p, haciendo que fluyan lateralmente electrones de la base n B_2 de Q_2 (fuente S_2 del MOSFET M_2 del canal n) a través del canal n del emisor n+ fuertemente contaminado de Q_1 (drenaje D_2 del MOSFET M_2 del canal n+). Este flujo de electrones desvía la corriente de base del transistor PNP Q_2 de tal forma que su unión base-emisor se desactiva, y ya no habrá huecos disponibles para recolección por la base p B_1 de Q_1 (y el colector p C_2 de Q_2). La eliminación de esta corriente de huecos en la base p B_1 , hace que se desactive el transistor NPN Q_1 , y el MCT regresa a su estado de bloqueo. En breve, un pulso positivo de compuerta V_{GA} , desvía la corriente que excita la base de Q_1 , desactivando por lo tanto el MCT.

El MCT se puede operar como dispositivo controlado por compuerta, si su corriente es menor que la corriente controlable pico. Intentar desactivar el MCT a corrientes mayores que su corriente controlable pico de especificación, puede provocar la destrucción del dispositivo. Para valores más altos de corriente, el MCT debe ser conmutado como un SCR estándar. Los anchos de pulso de la compuerta no son críticos para dispositivos de corrientes pequeñas. Para corrientes mayores, el ancho del pulso de

desactivación debe ser mayor. Además, durante la desactivación, la compuerta utiliza una corriente pico. En muchas aplicaciones, incluyendo inversores y pulsadores, se requiere, de un pulso continuo de compuerta sobre la totalidad del período de encendido/apagado a fin de evitar ambigüedad en el estado.

Un MCT tiene (1) una baja caída de voltaje directo durante la conducción: (2) un tiempo de activado rápido, típicamente $0.4 \mu\text{s}$, y un tiempo de desactivado rápido.

2.5.6. Transistor monounión

El transistor monounión (UJT) se utiliza generalmente para generar señales de disparo en los SCR. En la figura 27 se muestra un circuito básico de disparo UJT. Un UJT tiene tres terminales, conocidas como emisor E, base 1 (B_1) y base 2 (B_2). Entre B_1 y B_2 la monounión tiene las características de una resistencia ordinaria (la resistencia entre bases R_{BB} teniendo valores en el rango de 4.7 y $9.1 \text{ K}\Omega$). Cuando se aplica el voltaje de alimentación V_s en cd, se carga el capacitor C a través de la resistencia R, dado que el circuito emisor del UJT está en estado abierto. La constante de tiempo del circuito de carga es $T_1=RC$. Cuando el voltaje del emisor V_E , el mismo que el voltaje del capacitor llega a un valor pico V_p , se activa el UJT y el capacitor se descarga a través de R_{B1} a una velocidad determinada por la constante de tiempo $T_2=RC_{B1}$. T_2 es mucho menor que T_1 . Cuando el voltaje del emisor V_E se reduce al punto del valle V_v , el emisor deja de conducir, se desactiva el UJT y se repite el ciclo de carga.

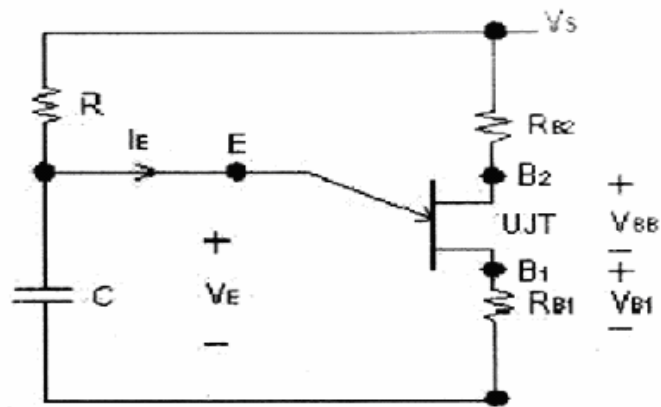


Figura 27 Circuito básico de disparo de un UJT

El voltaje de disparo V_{B1} debe diseñarse lo suficientemente grande como para activar el SCR. El periodo de oscilación, T , es totalmente independiente del voltaje de alimentación V_s .

2.5.7. Transistor monounión programable

El transistor monounión programable (PUT) es un pequeño tiristor que aparece en la figura 28. Un PUT se puede utilizar como un oscilador de relajación, tal y como se muestra en la figura 27. El voltaje de compuerta V_G se mantiene desde la alimentación mediante el divisor resistivo del voltaje R_1 y R_2 , y determina el voltaje de punto de pico V_p . En el caso del UJT, V_p está fijo para un dispositivo por el voltaje de alimentación de cd, pero en un PUT puede variar al modificar al modificar el valor del divisor resistivo R_1 y R_2 . Si el voltaje del ánodo V_A es menor que el voltaje de compuerta V_G , el dispositivo se conservará en su estado inactivo, pero si el voltaje de ánodo excede al de compuerta en una caída de voltaje de diodo V_D , se alcanzará el punto de pico y el dispositivo se activará. La corriente de pico I_p y la corriente del punto de valle I_v dependen de la impedancia equivalente en la compuerta $R_G = R_1 R_2 / (R_1 + R_2)$ y del voltaje de alimentación en cd V_s . En general R_k está limitado a un valor por debajo de 100 Ohms. R y C controlan la frecuencia

junto con R_1 y R_2 . El periodo de oscilación T está dado en forma aproximada por:

$$T = 1/f = RC I_n V_s / (V_s - V_p) = RC I_n (1 + R_2/R_1)$$

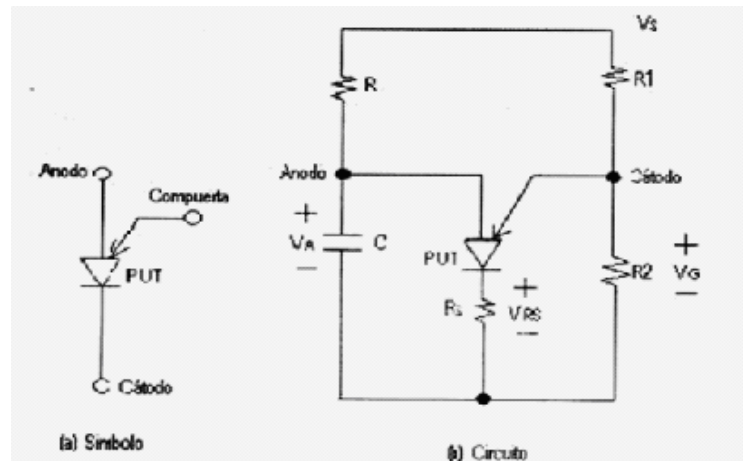


Figura 28 circuito de disparo para un PUT

2.5.8. Triac

El TRIAC (triode AC conductor) es un semiconductor capaz de bloquear tensión y conducir corriente en ambos sentidos entre los terminales principales T_1 y T_2 . Su estructura básica y símbolo aparecen en la figura 29. Es un componente simétrico en cuanto a conducción y estado de bloqueo se refiere, pues la característica en el cuadrante I de la curva $(U_{T_2-T_1} - (i_{T_2}))$ es igual a la del cuadrante III. Tiene unas fugas en bloqueo y una caída de tensión en conducción prácticamente igual a las de un tiristor y el hecho de que entre en conducción, si se supera la tensión de ruptura en cualquier sentido, lo hace inmune a destrucción por sobre tensión.

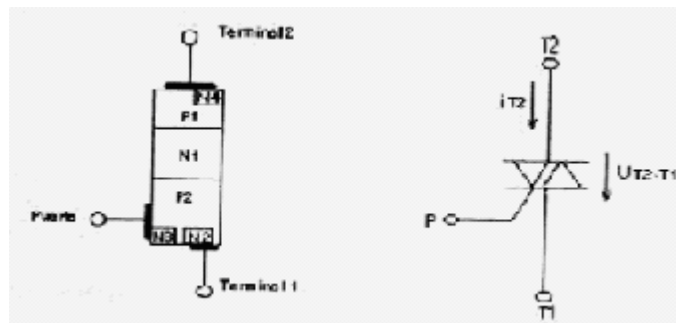


Figura 29 circuito de disparo para un TRIAC

2.5.8.1. Circuito equivalente de un triac

Se puede considerar a un TRIAC como si fueran dos SCR conectados en antiparalelo, con una conexión de compuerta común.

Dado que el TRIAC es un dispositivo bidireccional, no es posible identificar sus terminales como ánodo y cátodo. Si la terminal MT_2 es positiva con respecto a la terminal MT_1 , se activará al aplicar una señal negativa a la compuerta, entre la compuerta y la terminal MT_1 .

No es necesario que estén presentes ambas polaridades en las señales de la compuerta y un TRIAC puede ser activado con una sola señal positiva o negativa de compuerta. En la práctica, la sensibilidad varía de un cuadrante a otro, el TRIAC normalmente se opera en el cuadrante I (voltaje y corriente de compuerta positivos) o en el cuadrante III (voltaje y corriente de compuerta negativos).

2.5.8.2. Modos de funcionamiento de un triac

El TRIAC puede ser disparado en cualquiera de los dos cuadrantes I y III mediante la aplicación entre los terminales puerta y T_1 de un impulso positivo o negativo. Esto le da una facilidad de empleo grande y simplifica mucho el circuito de disparo. A continuación se verán los fenómenos

internos que tienen lugar en los cuatro modos de disparo posibles.
Modo I +: Terminal T_2 positiva con respecto a T_1 .

2.5.8.2.1. Intensidad de puerta entrante.

Funcionan las capas $P_1N_1P_2N_2$ como tiristor con emisor en corto circuito, ya que la metalización del terminal del cátodo cortocircuita parcialmente la capa emisora N_2 con la P_2 . La corriente de puerta circula internamente hasta T_1 , en parte por la unión P_2N_2 y en parte a través de la zona P_2 . Se produce la natural inyección de electrones de N_2 a P_2 que es favorecida en el área próxima a la puerta por la caída de tensión que produce en P_2 la circulación lateral de corriente de puerta. Parte de los electrones inyectados alcanzan por difusión la unión P_2N_1 , que bloquea el potencial exterior, y son acelerados por ella iniciándose la conducción.

Modo I - : Terminal T_2 positivo respecto a T_1 .

2.5.8.2.2. Intensidad de puerta saliente.

El disparo es similar al de los tiristores de puerta de unión. Inicialmente conduce la estructura auxiliar $P_1N_1P_2N_2$ y luego la principal $P_1N_1P_2N_2$. El disparo de la primera se produce como un tiristor normal actuado T_1 de puerta y P de cátodo. Toda la estructura auxiliar se pone a la tensión positiva de T_2 y polariza fuertemente la unión P_2N_2 que inyecta electrones hacia el área de potencial positivo. La unión P_2N_1 de la estructura principal que soporta la tensión exterior, es invadida por electrones en la vecindad de la estructura auxiliar, entrando en conducción.

Modo III +: Terminal T_2 negativo respecto a T_1 .

2.5.8.2.3. Intensidad de puerta entrante.

El disparo tiene lugar por el procedimiento llamado de puerta remota. Entra en conducción la estructura $P_2N_1P_1N_2$. La inyección de electrones de N_2 a P_2 es igual a la descrita en el modo I +. Los que alcanzan por difusión la unión P_2N_1 son absorbidos por su potencial de unión, haciéndose más conductora. El potencial positivo de puerta polariza más positivamente el área de la unión P_2N_1 próxima a ella que la próxima a T_1 , provocándose una inyección de huecos desde P_2 a N_1 que alcanza en parte la unión N_1P_1 encargada de bloquear la tensión exterior y se produce la entrada en conducción.

Modo III - : Terminal T_2 negativo respecto a T_1 .

2.5.8.2.4. Intensidad de puerta saliente.

También se dispara por el procedimiento de puerta remota, conduciendo las capas $P_2N_1P_1N_2$. La capa N_3 inyecta electrones en P_2 que hacen más conductora la unión P_2N_1 . La tensión positiva de T_1 polariza el área próxima de la unión P_2N_1 más positivamente que la próxima a la puerta. Esta polarización inyecta huecos de P_2 a N_1 que alcanzan en parte la unión N_1P_1 y la hacen pasar a conducción.

Los cuatro modos de disparo descritos tienen diferente sensibilidad. Siendo los modos I + y III - los más sensibles, seguidos de cerca por el I - , el modo III + es el disparo más difícil y debe evitarse su empleo en lo posible.

2.6. Compatibilidad de componentes electromagnéticos y magnéticos

Los circuitos electrónicos de potencia, cambiando cantidades grandes de corriente a voltajes alto, pueden generar signos eléctricos que afectan otros sistemas electrónicos. Estos signos no deseados dan lugar a la interferencia electromagnética (EMI), también conocido como interferencia de frecuencia de radio (RFI), estos ocurren en las frecuencias más altas. Los signos pueden ser transmitidos por radiación a través del espacio o por conducción a lo largo del cable.

Aparte de emitir EMI, el circuito del mando de sistemas de poder puede ser afectado también por EMI generado por su propia circuitería de poder, a través de otros circuitos o por fenómenos naturales. Cuando esto ocurre se dice que el sistema es susceptible a EMI. Cualquier sistema que no emite EMI sobre un nivel dado, y no es afectado por EMI, se declara para haber logrado compatibilidad electromagnética (EMC).

Hay tres elementos a cualquier sistema de EMC, la fuente del EMI, los medios de comunicación a través de los que se transmite, y el receptor que es cualquier sistema que sufre adversamente debido a la EMI recibida. Por consiguiente la compatibilidad electromagnética puede ser lograda reduciendo los niveles de EMI de la fuente y puede bloquearse el camino de la propagación del EMI, o haciendo al receptor menos susceptible a los signos de EMI recibidos. La fuente del EMI es principalmente cualquier sistema donde la corriente o el voltaje cambian rápidamente (por ejemplo, la ruptura de corriente por contactos de la parada, formando arco de conmutaciones de motor, alta frecuencia que cambia como el encendido rápido y apagado de un tiristor). EMI puede radiarse a través del espacio, como ondas electromagnéticas, o puede ser dirigido como una corriente a lo largo de un cable.

3. FACTS (sistemas flexibles de transmisión de corriente eléctrica)

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. Además, la red tiene una respuesta lenta ante contingencias, lo cual dificulta el control del flujo de potencia del sistema en términos de velocidad y versatilidad. Esto se debe a que los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad están primordialmente controlados por elementos mecánicos, que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido a que sufren desgaste.

El flujo de potencia entre dos puntos a través de una línea de transmisión sin pérdidas está dado por la siguiente relación:

$$P_{ij} = V_i V_j \frac{\text{sen}(\theta_{ij})}{X_{ij}}$$

donde P_{ij} es la potencia real o activa transferida a través de la línea de transmisión que conecta los nodos $i - j$, V_i y V_j corresponden a la magnitud del voltaje en los nodos $i - j$, respectivamente, θ_{ij} es la diferencia angular entre los nodos terminales y X_{ij} es la reactancia de la línea de transmisión. De esta expresión se puede observar que la potencia que fluye por una línea depende de los parámetros físicos de la red: voltaje en los extremos de la línea, reactancia de la línea y la diferencia angular entre los voltajes extremos. En sistemas de potencia convencionales el parámetro X_{ij} no es controlable; sin embargo, es posible ajustar dentro de un margen estrecho los parámetros V_i , V_j y θ_{ij} para controlar el flujo de potencia.

La filosofía de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), desarrollada a finales de los años 80, es utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para modificar los parámetros descritos y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. Esta circunstancia permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas. Los tiristores presentan ventajas sobre los dispositivos de conmutación mecánicos, como la capacidad de conmutar mucho más rápido, además de poder utilizarse para redireccionar la potencia en una fracción de ciclo. Esta ventaja permite, por ejemplo, amortiguar oscilaciones de potencia, lo cual no puede lograrse con el empleo de controladores mecánicos. Además, los dispositivos de conmutación mecánicos tienden a desgastarse, mientras que los controladores basados en tiristores pueden conmutar dos veces cada ciclo sin deteriorarse.

Debido a la rapidez en su operación, estos dispositivos también pueden ser utilizados para impactar positivamente en los problemas dinámicos del sistema.

La característica principal de los controladores FACTS es la capacidad que tienen para modificar los parámetros del sistema, lo que a su vez permite controlar el flujo de potencia (ver figura 30). Esto es:

- al controlar la impedancia de la línea X_{ij} se puede regular la corriente, así como la potencia activa;
- el control del ángulo permite regular el flujo de corriente;
- inyectar un voltaje en serie con la línea, ortogonal al flujo de corriente puede aumentar o disminuir la magnitud de ésta;
- inyectar un voltaje en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase puede regular la magnitud y la fase de la corriente de línea y, por lo

tanto, se puede controlar la potencia real y reactiva en forma más precisa;

- la combinación del control de la impedancia de línea con un controlador en serie, y la regulación de voltaje con un controlador en derivación, puede ser una medida efectiva para controlar el flujo de potencia real y reactiva entre dos subsistemas.

Los controladores FACTS ofrecen oportunidades sin precedentes para regular la transmisión de corriente alterna (CA), incrementando o disminuyendo el flujo de potencia en líneas específicas y respondiendo de manera casi instantánea a los problemas de estabilidad. Por esta razón se han denominado Sistemas Flexibles de Transmisión de corriente alterna. Según el IEEE la definición de estos dispositivos es la siguiente: “Sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos y otros basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia.”

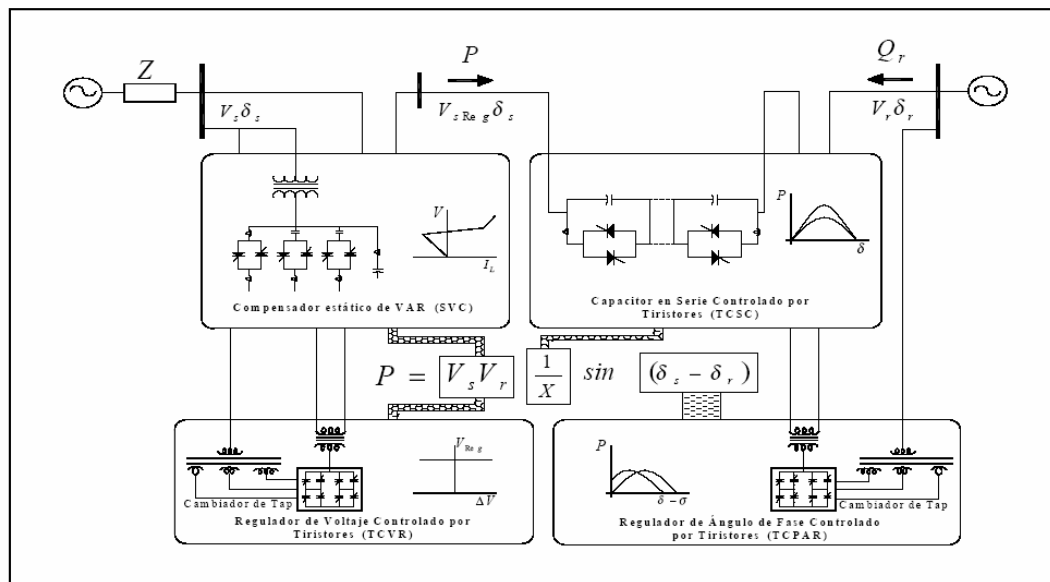


Figura 30 representación grafica del efecto de los dispositivos FACTS

La tecnología de FACTS abre nuevas oportunidades en el control de la potencia y el incremento de la capacidad disponible, ya que la posibilidad de controlar la corriente a través de una línea a un costo razonable permite incrementar la capacidad de las líneas existentes; permite además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema. Asimismo, el desarrollo de estos dispositivos también ha tenido repercusiones importantes en el aspecto económico de las compañías suministradoras debido al ambiente competitivo actual (desregulación). El potencial de esta tecnología se basa en la posibilidad de controlar la ruta del flujo de potencia y la habilidad de conectar redes que no estén adecuadamente interconectadas, dando la posibilidad de comerciar energía entre agentes distantes, lo que antes era muy difícil.

3.1. Soluciones modernas para la industria eléctrica

Se han analizado algunos problemas involucrados en la transmisión de energía eléctrica y la forma en que los dispositivos basados en electrónica de potencia se perfilan como una alternativa de solución.

En el pasado los sistemas eléctricos de potencia eran relativamente simples y diseñados para ser autónomos. Actualmente los sistemas de potencia constan de una gran cantidad de interconexiones, no sólo entre compañías prestadoras de servicio eléctrico 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.

3.2. Perspectiva de los FACTS

3.2.1 Flexibilizando su Sistema Eléctrico

El término FACTS (Flexible AC Transmission Systems), aplicado a los sistemas eléctricos, engloba distintas tecnologías que mejoran la seguridad, capacidad y seguridad de las redes existentes de transporte, a la vez que mantienen o mejoran los márgenes operativos necesarios para la estabilidad de la red.

Como consecuencia, puede llegar más energía a los consumidores con un impacto mínimo en el medio ambiente, con plazos de ejecución de los proyectos sustancialmente inferiores y con inversiones más reducidas.

Todo ello en comparación con la alternativa de construir nuevas líneas de transporte o nuevas plantas generadoras.

Las dos razones principales para incorporar equipos FACTS a los sistemas eléctricos son:

- elevar los límites de estabilidad dinámica
- mejorar el control de flujo de energía

Los fabricantes de estos equipos disponen de una gama completa de equipos FACTS y fabrican en sus instalaciones los componentes principales.

3.3. Poderosos sistemas para una transmisión flexible de energía

El rápido proceso de transformación en que se encuentra el mercado de la energía ha confrontado a los operadores de sistemas de transmisión de alta tensión con nuevas oportunidades y nuevos desafíos. Estos últimos son, principalmente, el resultado del gran crecimiento de la transferencia de energía entre compañías de electricidad, de la liberación del mercado y de los límites económicos y medioambientales impuestos a la construcción de nuevas instalaciones de transmisión. Las redes actuales de transmisión de corriente alterna no se concibieron en su momento para poder controlar fácilmente la tensión y el flujo de energía en un mercado liberalizado; el resultado es que en ellas aparecen problemas de control en régimen permanente, así como problemas de estabilidad dinámica. El desarrollo de los sistemas FACTS (*Flexible AC Transmissions Systems*), basados en la electrónica de alta potencia, ofrece un nuevo y potente medio para afrontar con éxito los nuevos desafíos.

La demanda de energía eléctrica continúa incrementándose sin cesar, especialmente en los países que se encuentran en el umbral de la industrialización. Por diversas razones, la mejora de las redes de energía eléctrica, y en especial, la construcción de nuevas líneas de transmisión, no puede mantener el ritmo del aumento de capacidad de las centrales eléctricas y del incremento de la demanda de energía. Conseguir los derechos de paso adecuados es especialmente difícil en los países industrializados y obtener los permisos necesarios requiere más tiempo que

nunca. Además, la construcción de líneas de transmisión de energía implica inmovilizar capitales que podrían invertirse en otros proyectos.

Debido a esta situación, los operadores están buscando formas de utilizar más eficientemente las líneas de transmisión de energía existentes. Hay dos campos que requieren una especial atención. En primer lugar, hay una necesidad de mejorar la estabilidad de las líneas de gran longitud, tanto en régimen transitorio como en régimen permanente. Esto se debe a que algunas líneas de transmisión de energía no pueden recibir una carga próxima a su capacidad nominal y mucho menos a su límite térmico nominal debido a que sus límites de estabilidad son relativamente bajos. Las medidas que se han tomado para mejorar la estabilidad durante y después de una avería de la línea pueden mejorar la fiabilidad del sistema tanto, al menos, como añadir una o más líneas complementarias. En segundo lugar, es necesario mejorar el flujo de carga en redes estrechamente interconectadas, ya que el flujo «natural» de carga, resultante de las condiciones de carga y de las impedancias dadas de línea, no es necesariamente el flujo para el cual son mínimas las pérdidas de transmisión.

Otro aspecto es la flexibilidad: la liberalización del mercado de la energía requiere utilizar sistemas de transmisión flexibles para asegurar el cumplimiento de los contratos de suministro de electricidad.

Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, los llamados FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), tienen toda la capacidad que necesitan los operadores de redes de energía eléctrica para afrontar los retos que trae consigo un mercado energético en rápido cambio.

3.4. Mejora del rendimiento de las redes eléctricas

El sector del suministro de energía esta evolucionando rápidamente por causa de la desregulación y privatización. Durante años, las inversiones en la red de transmisión de muchos mercados no han sido suficientes y esto ha centrado finalmente la atención en el aumento de utilización de las líneas de transmisión existentes, en la cooperación multidisciplinar y en el problema de la calidad de la energía. La consecuencia es el gran interés actual por soluciones, tanto nuevas como clásicas.

Precisamente se trata de las soluciones FACTS (Flexible AC Transmission Systems), entre ellas SVC, SVC Light, TCSC y otras. Estas soluciones, que se benefician de los importantes avances técnicos de la última década, hoy son las soluciones más actuales para muchas y variadas necesidades. Una aplicación típica consistiría en aumentar la capacidad de cualquier línea de transmisión, se describirán varios casos especiales y el modo en que se han afrontado los requerimientos específicos de los mismos.

Si alguna vez ha sido necesario un proyecto de prestigio para demostrar las credenciales de FACTS en lo que se refiere a la mejora de las redes de transmisión y distribución, ninguno mejor que los condensadores en serie de 500 kV para Dafang, destinados a asegurar el suministro de electricidad de Beijing, el enlace ferroviario a través del Túnel del Canal de la Mancha o el Paso del Águila, que une Estados Unidos y México, o Cada uno a su manera, estos proyectos evidencian por qué los FACTS despiertan tanto interés en el sector de la electricidad.

3.5. Clasificación y aplicaciones

Existen diferentes formas de clasificar los dispositivos FACTS; una de ellas es en función de la conexión de los dispositivos: controladores serie, controladores en derivación, controladores serie-serie y controladores serie-derivación. O se pueden clasificar también en dos grupos tomando como referencia la función de sus principales elementos. El primer grupo utiliza elementos reactivos y transformadores cambiadores de *taps* controlados por tiristores. Dentro de este grupo se encuentran:

SVC Compensador estático de VAR

TCVR Regulador de voltaje controlado por tiristores

TCPAR Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores

TCSC Capacitor en serie controlado por tiristores.

El segundo grupo utiliza convertidores de voltaje auto conmutados que actúan como fuentes estáticas de voltaje síncrono. A este grupo corresponden:

STATCOM Compensador estático síncrono

SSSC Compensador serie estático síncrono

IPFC Controlador de flujos de potencia interlínea

UPFC Controlador unificado de flujos de potencia

3.5.1. Controlador serie

La figura 31 Puede consistir en una impedancia variable como un capacitor, reactor, etc., o una fuente variable basada en electrónica de potencia a frecuencia fundamental. El principio de operación de todos los controladores serie es inyectar un voltaje en serie con la línea. Una impedancia variable multiplicada por la corriente que fluye a través de ella representa un voltaje en serie inyectado a la línea. Mientras el voltaje esté en cuadratura con la corriente de línea el controlador serie sólo aporta o

consume potencia reactiva; cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa.

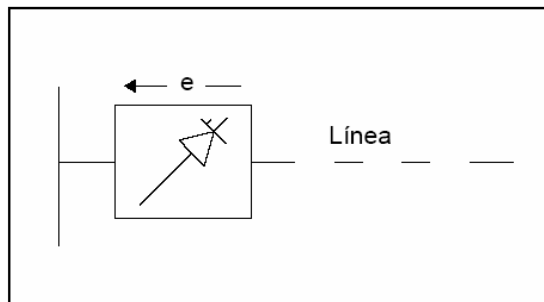


Figura 31 Diagrama esquemático de un controlador serie

3.5.2. Controlador en derivación

Al igual que como sucede con el controlador serie, el controlador en derivación puede consistir de una impedancia variable, fuente variable o una combinación de ambas figura 32 El principio de operación de todos los controladores en derivación es inyectar corriente al sistema en el punto de conexión. Una impedancia variable conectada al voltaje de línea causa un flujo de corriente variable y de esta manera representa una inyección de corriente a la línea. Mientras que la corriente inyectada esté en cuadratura con el voltaje de línea, el controlador en derivación sólo aporta o consume potencia reactiva; cualquier otro ángulo de fase representa manejo de potencia activa.

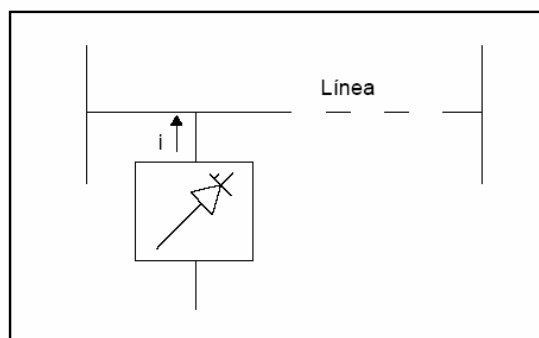


Figura 32 Diagrama esquemático de un controlador en derivación

3.5.3. Controlador serie-serie

Este tipo de controlador puede ser una combinación de controladores serie coordinados en un sistema de transmisión multilínea, o puede también ser un controlador unificado en el que los controladores serie proveen compensación reactiva en serie para cada línea, además de transferencia de potencia activa entre líneas a través del enlace de potencia figura 33 La capacidad de transferencia de potencia activa que presenta un controlador serie-serie unificado, llamado controlador de flujo de potencia interlínea, hace posible el balance de flujo de potencia activa y reactiva en las líneas y de esta manera maximiza el uso de los sistemas de transmisión. En este caso el término “unificado” significa que las terminales de CD de los convertidores de todos los controladores se conectan para lograr una transferencia de potencia activa entre sí.

3.5.4. Controlador serie-derivación

Este dispositivo puede ser una combinación de controladores en derivación y serie separados, controlados de manera coordinada, o un controlador de flujo de potencia unificado con elementos en serie y en derivación. El principio de operación de los controladores serie-derivación es inyectar corriente al sistema a través de la componente en derivación del controlador, y un voltaje en serie con la línea utilizando la componente en serie. Cuando los controladores en serie y en derivación son unificados puede haber un intercambio de potencia activa entre ellos a través de su enlace figura 34

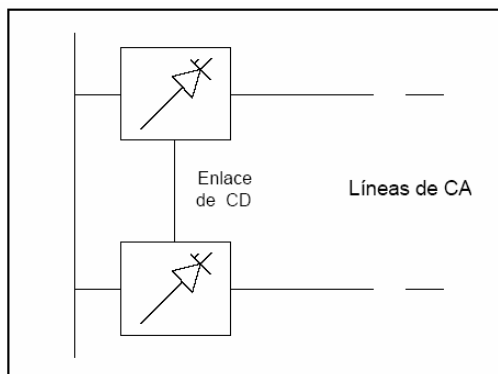


Figura 33 Diagrama esquemático de un controlador serie-serie

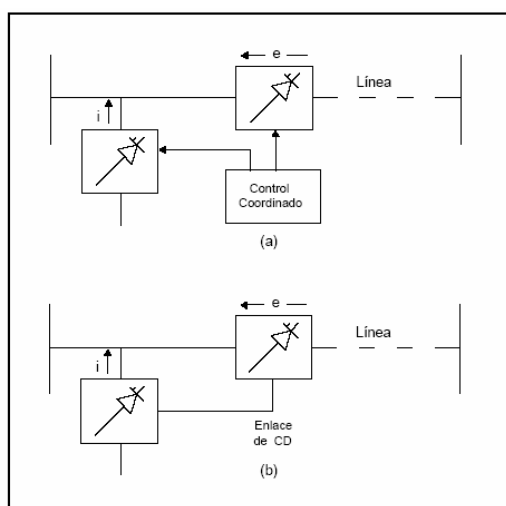


Figura 34 (a) Controlador coordinado serie-paralelo; (b) controlador unificado serie-paralelo.

3.5.5. Compensador estático de VAR (SVC)

A lo largo de los años se han construido compensadores estáticos con diseños muy diversos. Sin embargo, la mayoría de ellos tienen elementos controlables similares. Los más comunes son:

- Reactancia controlada por tiristores (TCR)
- Condensador conmutado por tiristores (TSC)
- Reactancia conmutada por tiristores (TSR)

- Condensador conmutado mecánicamente (MSC)

3.5.5.1. Principio de funcionamiento

En el caso del TCR, una bobina de reactancia fija, habitualmente del tipo sin núcleo magnético, está conectada en serie a una válvula de tiristores bidireccional. La corriente de frecuencia fundamental es variada mediante el control de la fase de la válvula de tiristores. Un TSC comprende un condensador en serie con una válvula de tiristores bidireccional y una reactancia amortiguadora. La función del conmutador de tiristores es conectar o desconectar el condensador para un número entero de semiciclos de la tensión aplicada. El condensador no es de control por fase, sino que simplemente está conectado o desconectado. La reactancia del circuito del TSC sirve para limitar la corriente en condiciones anormales y para ajustar el circuito a la frecuencia deseada.

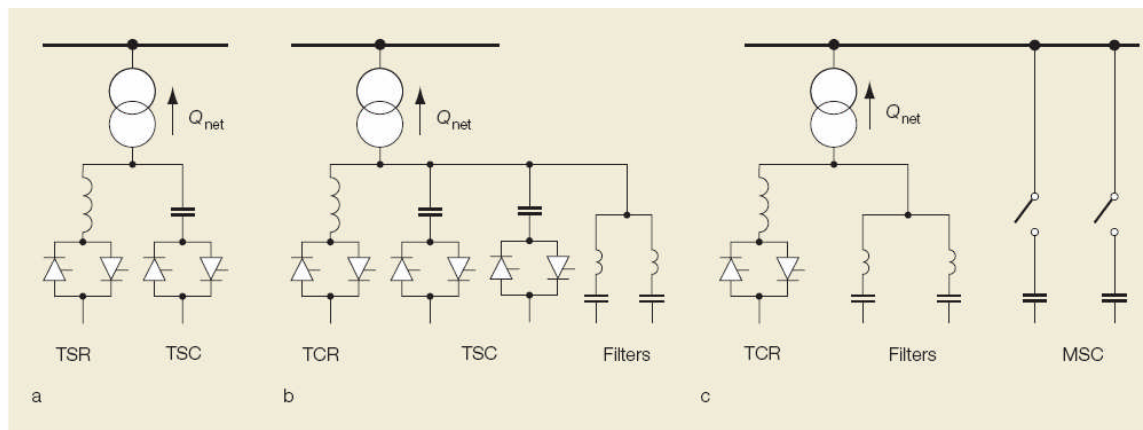
Las impedancias de reactancias y condensadores y del transformador de potencia definen la gama de funcionamiento del SVC. El esquema V-I correspondiente tiene dos regiones de funcionamiento diferentes. Dentro de la gama de control, la tensión es controlable con una precisión que viene dada por la pendiente. Fuera de la gama de control, la característica para bajas tensiones es la de una reactancia capacitiva y para tensiones altas la de una corriente constante. El rendimiento de baja tensión puede mejorarse fácilmente añadiendo una batería adicional de TSC (que se utiliza sólo en condiciones de baja tensión).

El TSR es un TCR sin control de fase de la corriente, que se conecta o se desconecta como un TSC. Frente al TRCR, este dispositivo tiene la ventaja de que no se genera corriente armónica alguna.

El MSC es una derivación sintonizada que comprende una batería de condensadores y una reactancia. Está diseñado para ser conmutado sólo unas pocas veces al día, ya que la conmutación se realiza por disyuntores. La misión del MSC es satisfacer la demanda de potencia reactiva en régimen permanente.

3.5.5.2. Configuraciones de SVC

En los sistemas de distribución de energía eléctrica, la compensación controlada de potencia reactiva se logra normalmente con las siguientes configuraciones de SVC, que pueden verse en la figura 35



Configuraciones de SVC utilizadas para controlar la compensación de potencia reactiva en sistemas de transmisión de energía eléctrica

- a Configuración TSR-TSC
- b Configuración TCR-TSC
- c Configuración TCR-MSC

b Flujo neto de potencia reactiva a la red

Figura 35 Configuraciones del SVC

3.5.5.3. Aplicaciones del SVC

Los SVC se instalan para desempeñar las funciones siguientes:

- Estabilización de la tensión dinámica: aumento de la capacidad de transferencia de energía, reducción de la variación de tensión.

- Mejora de la estabilidad sincrónica: aumento de la estabilidad en régimen transitorio, mejor amortiguación del sistema de transmisión de energía eléctrica.
- Equilibrio dinámico de la carga
- Soporte de la tensión en régimen permanente

Habitualmente, los SVC se dimensionan de modo que puedan variar la tensión del sistema $\pm 5\%$ como mínimo. Esto significa que, normalmente, la gama de funcionamiento dinámico está entre el 10% y el 20% aproximadamente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común (PCC). Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red, y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción.

Ubicación 1:

Centros de carga importantes La razón habitual para instalar sistemas SVC en centros de carga es reducir el efecto de las perturbaciones de la red sobre las cargas sensibles. Puede tratarse de cortocircuitos y/o de la pérdida de líneas importantes de transmisión. Los centros de carga pueden estar al final de una red radial o en un sistema mallado. La característica común de ambas ubicaciones es que las cargas están situadas lejos de grandes centrales eléctricas. Un ejemplo de instalación en una red mallada es el SVC situado en la localidad noruega de Sylling, próxima a Oslo. Esta central tiene una potencia nominal de ± 160 MVar y está conectada a un sistema de 420 kV en una subestación situada al sudoeste de la ciudad como se muestra en la figura 36.

Si se produce un cortocircuito en la red, el SVC detecta la caída de tensión resultante en el sistema de 420 kV y modifica su impedancia para

restaurar rápidamente la tensión en la ciudad. Como resultado de la avería, los alternadores del sistema comienzan también a aumentar su potencia reactiva de salida para restablecer la tensión en las máquinas. El SVC asegura que este proceso tenga lugar suavemente, de manera que el efecto del cortocircuito no se note en la ciudad. Al reparar la avería, frecuentemente se produce una sobre tensión como resultado de la acción de los excitadores. El SVC contrarresta esta sobre tensión transitoria. Debido a la actuación del SVC durante y después de la avería, los cambios de la tensión son prácticamente imperceptibles en los puntos de carga de la ciudad. Por consiguiente, se puede decir que el SVC aísla la ciudad de los efectos producidos por la avería en el sistema remoto. Una curva resultante de una prueba en la subestación muestra el principio de funcionamiento descrito anteriormente en la figura 37

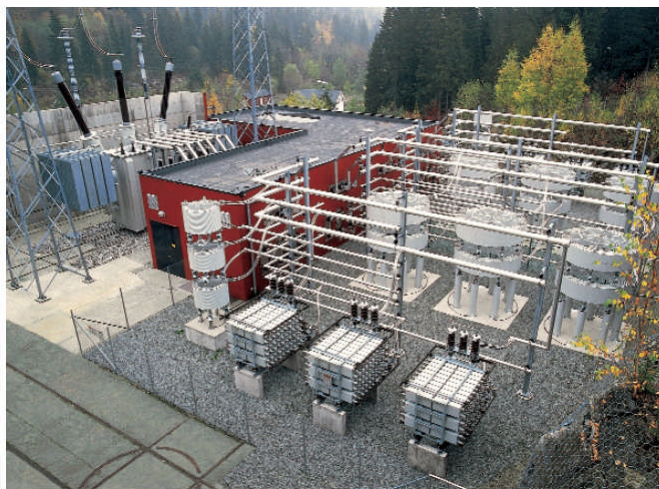


Figura 36 Instalación SVC de 420 kV en Sylling, Noruega

Ubicación 2:

Subestaciones críticas Otra ubicación característica de los SVC está en las barras críticas de la red. Normalmente, estos SVC se instalan para

impedir las bajas tensiones durante las variaciones de potencia activa y para evitar sobre tensiones o subtensiones temporales excesivas en el caso de que se pierdan estaciones generadoras o líneas de transmisión importantes. Otra misión importante es prestar un continuo apoyo al suministro de tensión durante el ciclo diario de carga para que no sea necesario tener activadas grandes baterías de condensadores, lo que podría generar unas condiciones de tensión problemáticas durante, y sobre todo después, de la reparación de averías graves de la red. La amortiguación de las oscilaciones de potencia es otra misión de los SVC. A condición de que esté ubicado en el punto adecuado de la red, el SVC podrá contribuir a una amortiguación importante de las variaciones de potencia. Esta aplicación de los SVC se hace cada vez más importante a medida que las compañías eléctricas aumentan la carga de las líneas hasta niveles muy por encima de la carga de impedancia de sobre tensión (SIL). De hecho, hay compañías que hacen funcionar sus líneas a dos o tres veces dicha carga SIL. En tales casos, se debe dar prioridad al soporte de potencia reactiva.

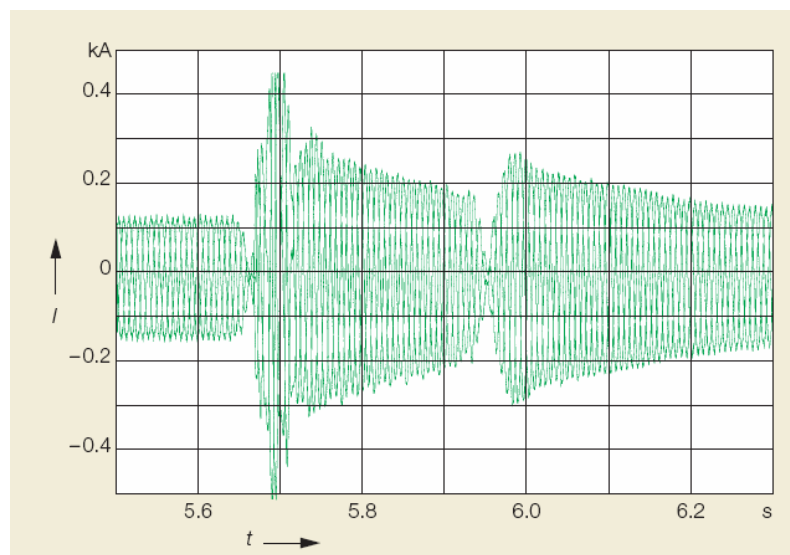


Figura 37 Intensidad en el sistema SVC de Sylling durante una avería trifásica alejada del alternador.

Ubicación 3:

Grandes cargas industriales o de tracción También se instalan sistemas SVC en el punto de alimentación de industrias importantes u otros tipos de cargas comerciales. En las fábricas de acero, por ejemplo, actúan como compensadores en los hornos de arco eléctrico para asegurar que los demás clientes conectados a la red no tengan problemas con la calidad de la energía que reciben. Estos compensadores, denominados SVC industriales, no son tomados en este estudio. Sin embargo, hay un tipo de compensador interesante diseñado para cargas especiales, aunque es todavía un SVC para compañía eléctrica. Se trata del SVC de equilibrio de la carga, utilizado en subestaciones a las que están conectados modernos sistemas de tracción a 50 Hz. Un sistema de ferrocarril requiere alimentación de energía cada 50 Km. Las cargas de los sistemas de tracción son monofásicas y están alimentadas directamente por transformadores conectados entre dos fases de la red de energía. Este tipo de subestaciones tiene una carga característica de 50 MVA. Al tomar dicha carga entre dos fases se produce un desequilibrio en el sistema de transmisión de energía. En general, no es fácil encontrar en la red de distribución de energía puntos con una potencia de cortocircuito lo bastante alta como para tolerar una asimetría de carga en todos los lugares en que se requieren subestaciones. El desequilibrio genera problemas para otros clientes conectados a la red, que reciben energía de peor calidad. Los SVC tienen la capacidad de equilibrar perfectamente estas redes.

3.5.5.4. Compensación en serie

Los condensadores en serie han venido siendo utilizados con éxito durante muchos años para mejorar la estabilidad y la capacidad de carga de las redes de transmisión de alta tensión. Funcionan introduciendo tensión capacitiva para compensar la caída de tensión inductiva en la línea, es decir,

reducen la reactancia eficaz de la línea de transmisión como se muestra en la figura 38

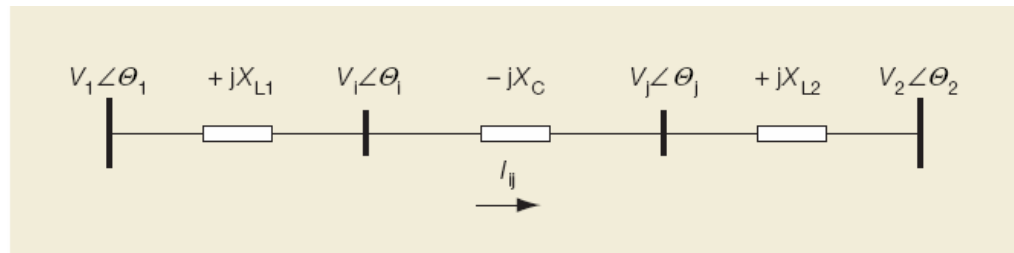


Figura 38 Un sistema de transmisión compensado en serie

I_{ij} Intensidad entre barras i y j $V_{i,j}$ Magnitud de tensión, barras i y j , θ_1 , θ_2 Ángulo de tensión, barras 1 y 2 X_C Reactancia del condensador θ_i , θ_j Ángulo de tensión, barras i y j en serie $V_{1,2}$ Magnitud de la tensión, barras 1 y 2 X_{L1} , X_{L2} Reactancias del segmento de la línea

3.5.5.5. Principio de funcionamiento

Efecto de la compensación en serie de un sistema de potencia

La tensión introducida por un condensador en serie es proporcional a la intensidad de la línea y está en cuadratura de fase ella. Por consiguiente, la potencia reactiva generada por el condensador es proporcional al cuadrado de la corriente, de ahí que un condensador en serie tenga un efecto autorregulador. Cuando aumenta la carga del sistema, también aumenta la potencia reactiva generada por el condensador en serie. A continuación se exponen los efectos de la compensación en serie.

Regulación de la tensión en régimen permanente y prevención de la caída de tensión.

Un condensador en serie es capaz de compensar la caída de tensión en una línea de transmisión causada por la inductancia en serie. Para tensiones bajas, la caída de tensión del sistema es menor y la tensión de compensación en serie es más baja. Cuando la carga aumenta y la caída de tensión se hace mayor, también aumenta la contribución del compensador en serie y, en consecuencia, se regula la tensión del sistema. La compensación en serie también amplía la zona de estabilidad de la tensión al reducir la reactancia de línea, ayudando con ello a impedir la caída de tensión. La figura 39 muestra que el límite de estabilidad de la tensión aumenta desde P_1 al nivel superior P_2 .

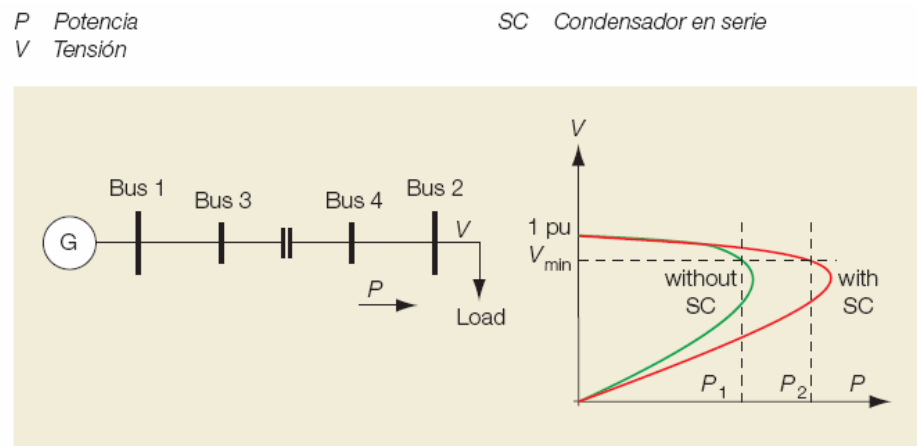


Figura 39 Perfil de tensión para un sistema sencillo de transmisión de electricidad

Mejora de la estabilidad del ángulo del rotor en régimen transitorio

En el sistema de un solo alternador y una barra de distribución infinita se representa en la figura 40 se aplica el criterio de igualdad de superficies para mostrar cómo un condensador en serie mejora eficazmente la estabilidad en régimen transitorio. En condiciones de régimen permanente

$P_e = P_m$ y el ángulo del alternador es δ_0 . Si se produce una avería trifásica en un punto cercano a la máquina, la potencia de salida eléctrica del alternador disminuye hasta el valor cero. Una vez reparada la avería, el ángulo deberá incrementarse hasta δ_c . El sistema permanecerá estable siempre que A_{dec} sea mayor que A_{acc} . En la figura 40 puede verse que el margen de estabilidad aumenta notablemente si se instala un condensador en serie, que hace que la curva $P-\delta$ se desplace hacia arriba.

A_{acc} Energía de aceleración, P_m Energía mecánica suministrada, A_{dec} Energía de retardo al alternador, δ Ángulo del alternador X_C Reactancia del condensador en serie δ_0 Ángulo del alternador, previo a la avería X_L Reactancia de la línea δ_c Ángulo en el momento de eliminar la avería, I_S Fuente infinita, P_e Energía eléctrica procedente del alternador SC Condensador en serie.

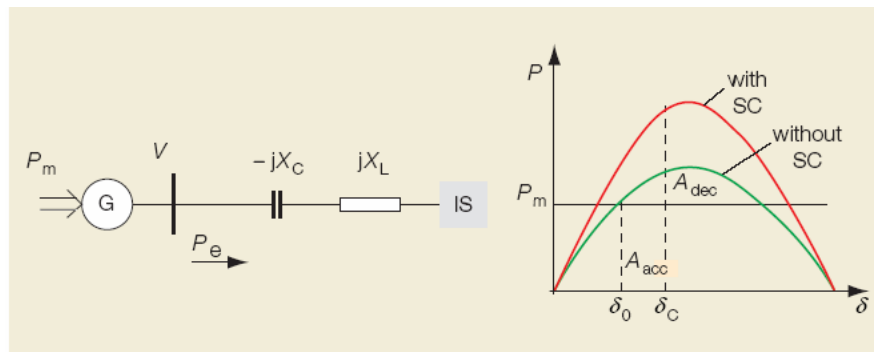


Figura 40 Mejora del margen de estabilidad en régimen transitorio por medio de un condensador en serie

3.5.5.6. Esquemas de compensación en serie

La compensación de líneas de transmisión puede conseguirse por medio de condensadores en serie fijos o, para conseguir más versatilidad, mediante condensadores en serie controlables. En la figura 41 se muestran dos esquemas característicos de compensación en serie.

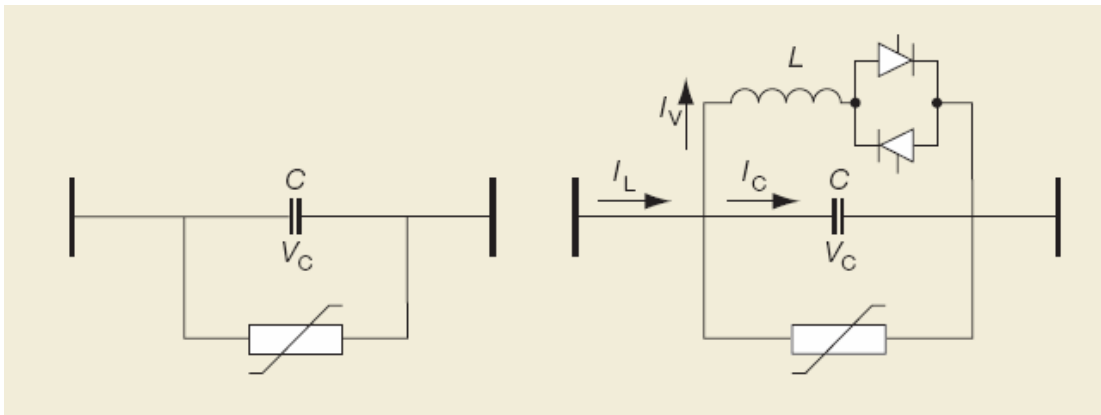


Figura 41 Dos esquemas característicos de compensación en serie con un condensador en serie fijo y un TCSC

3.5.6. Regulador de voltaje controlado por tiristores

Dispositivos FACTS utilizados en el control de potencia reactiva, control de voltaje, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje. Los cuales pueden intercambiar potencia real o reactiva, pero no son capaces de generar potencia reactiva.

3.5.7. Regulador de Angulo de fase controlado por tiristores (TCPAR)

Es un dispositivo facts utilizado en el control de amortiguación para las oscilaciones de baja frecuencia (0,2 – 1,0 Hz) que afectan a grandes subsistemas de un sistema interconectado tienen una característica inherente al funcionamiento del sistema eléctrico. Estas oscilaciones incluyen muchos modos electromecánicos, con frecuencia más numerosos que los dispositivos controlables instalados en el sistema. En los últimos años se ha investigado mucho el diseño de nuevas estructuras de control que mejoren la amortiguación de estos múltiples modos oscilatorios. La idea principal que persigue el diseño del control es emplear una combinación de señales remotas de estabilización con diverso contenido modal. A menudo, a las señales remotas de estabilización se las conoce como 'señales globales'

para ilustrar que contienen información sobre la dinámica general de la red, a diferencia de las señales de control local, que carecen de la adecuada capacidad de observación de la dinámica pertinente del sistema. Puede ser más rentable implementar controladores centralizados utilizando señales globales que instalar nuevos dispositivos de control local. A este respecto, el objetivo del equipo de proyecto es demostrar y probar una metodología de diseño de control multivariable para conseguir una sólida amortiguación de las oscilaciones entre áreas, empleando señales remotas de estabilización para un regulador del ángulo de fase controlado mediante tiristor o TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) instalado en el modelo de sistema objeto de estudio mostrado en. Este otro dispositivo FACTS será necesario para amortiguar diversos modos oscilatorios y se diseñará en armonía con los controladores existentes de la excitación de los generadores (incluidos en el modelo) sin que sea necesario volver a diseñar ese control.

3.5.8. Capacitor en serie controlado por tiristores TCSC

La configuración de los TCSC comprende varias reactancias controladas, en paralelo, con secciones de una batería de condensadores. Esta combinación hace posible un control uniforme de la reactancia capacitiva de frecuencia fundamental en un amplio intervalo. La batería de condensadores de cada una de las fases está montada sobre una plataforma para asegurar un completo aislamiento contra tierra. La válvula incluye una serie de tiristores de gran potencia conectados en serie. El inductor es del tipo sin núcleo magnético. Un varistor de óxido metálico (MOV) está conectado a través del condensador para impedir que se produzcan sobre tensiones.

La característica del circuito principal del TCSC depende de las reactancias relativas de la batería de condensadores, $X_c = -\frac{1}{\omega_n C}$ y de la

serie de tiristores, $XV = \omega nL$ donde ωn es la velocidad angular fundamental, C es la capacitancia de la batería de condensadores y L es la inductancia de la reactancia en paralelo.

El TCSC puede funcionar en varios modos diferentes con valores variables de reactancia aparente, X_{app} . En este contexto, X_{app} se define simplemente como la parte imaginaria del cociente indicado a continuación, donde los fasores representan el valor fundamental de la tensión de condensador, \vec{U}_{c1} y la intensidad de la línea, \vec{I}_{L1} a la frecuencia nominal:

$$X_{app} = \text{Im} \left\{ \frac{\vec{U}_{c1}}{\vec{I}_{L1}} \right\}$$

También resulta práctico definir un factor reforzador, K_B , como el cociente entre las reactancias aparente y física, X_C , del TCSC:

$$K_B = \frac{X_{app}}{X_C}$$

Modo de bloqueo

Si la válvula de tiristores no está activada y los tiristores permanecen en estado no conductivo, el TCSC funcionará en modo de bloqueo. La corriente de la línea pasa sólo a través de la batería de condensadores. El fasor de tensión del condensador \vec{U}_{c1} , se expresa en función del fasor de intensidad de la línea, \vec{I}_{L1} , mediante la fórmula:

$$\vec{U}_c = jX_C \vec{I}_L \quad X_C < 0$$

En este modo, el TCSC actúa como un condensador en serie fijo con un factor reforzador igual a la unidad.

Modo de by-pass

Si la válvula de tiristores está activada continuamente permanecerá en estado conductivo todo el tiempo y el TSCC se comportará como una conexión en paralelo de la batería de condensadores en serie y del inductor de la derivación de válvula de tiristores.

En este modo, la tensión de condensador para una intensidad dada de la línea es mucho más baja que en el modo de bloqueo. Por consiguiente, el modo de derivación se utiliza para reducir la sollicitación en el condensador durante las averías.

Modo de refuerzo capacitivo

Si se suministra un impulso activador al tiristor, con tensión directa, justo antes de que la tensión del condensador atraviese la línea cero, un impulso de corriente de descarga del condensador circulará a través de la derivación inductiva en paralelo. El impulso de corriente de descarga se suma a la corriente de línea a través de la batería de condensadores y produce una tensión de condensador que se suma a la tensión producida por la corriente de línea figura 42. La tensión máxima del condensador se incrementará así en proporción a la carga que pasa a través de la derivación de tiristores. La tensión fundamental también se incrementa, casi en proporción a la carga.

El TCSC dispone de los medios necesarios para controlar el ángulo de conducción, así como para sincronizar la activación de los tiristores con la corriente de línea.

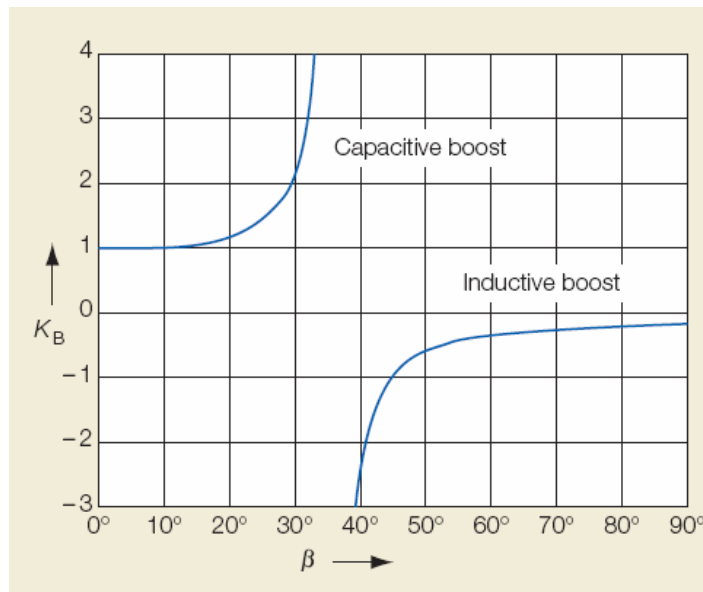


Figura 42 Factor de refuerzo K_B , en función del ángulo de conducción β , en un TCSC

3.5.8.1. Aplicación de los TCSC para amortiguar las oscilaciones electromecánicas

La ecuación básica del flujo de energía expresa que la modulación de la tensión y de la reactancia influye sobre el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión. En principio, un TCSC es capaz de controlar rápidamente la potencia activa a través de una línea de transmisión. La posibilidad de controlar la energía transmisible apunta a que este dispositivo puede ser utilizado para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en el sistema de transmisión de energía eléctrica. Este efecto amortiguador tiene las características siguientes:

- La eficacia del TCSC para controlar las variaciones de potencia aumenta para los niveles más altos de transferencia de energía.
- El efecto amortiguador de un TCSC sobre una interconexión no resulta afectado por la situación del TCSC.
- El efecto amortiguador es insensible a la característica de la carga.

- Cuando un TCSC está diseñado para amortiguar modos inter zonas, no activará ningún modo local.

3.5.8.2. Reducción de la resonancia subsincrónica con el TCSC

Aplicar la compensación en serie mejora el comportamiento del sistema de transmisión, tanto en términos de estabilidad de la tensión como de estabilidad angular. Sin embargo, al mismo tiempo podría introducirse en el sistema una resonancia eléctrica. La experiencia ha demostrado que, en ciertas circunstancias, una resonancia eléctrica podría interactuar con las resonancias torsionales mecánicas de los sistemas de ejes de los turboalternadores en las centrales térmicas. Este fenómeno es una forma de resonancia subsincrónica (SSR). Actualmente, el problema de la SSR se comprende bien y se tiene en cuenta cuando se diseñan equipos de compensación en serie. Algunas veces, las condiciones de la SSR podrán limitar el grado de compensación necesaria para mejorar el rendimiento del sistema de transmisión de energía. La utilización de un TCSC reduciría dichas limitaciones.

3.5.8.3. Impedancia aparente de los TCSC

Las condiciones para que se produzca una resonancia subsincrónica (SSR) dependen de la impedancia de la red, según se observa desde la máquina sincrónica a las frecuencias subsincrónicas y supersincrónicas correspondientes a su frecuencia de resonancia torsional m .

La reactancia de un condensador en serie fijo varía inversamente a la frecuencia; una vez seleccionada su reactancia a la frecuencia nominal, ésta determina su reactancia a todas las frecuencias. Esto, sin embargo, no ocurre así en un TCSC, ya que su nivel reforzador depende de las acciones

de control que pueden cambiar la activación de los tiristores durante cada semiciclo de la intensidad de la línea.

La impedancia aparente, Z_{app} , del TCSC puede definirse entonces como un cociente complejo:

$$Z_{app}(\omega_m) = R_{app}(\omega_m) + jX_{app}(\omega_m) = \frac{\Delta \vec{U}_c}{\Delta \vec{I}_L}$$

Debe tenerse en cuenta que la impedancia aparente es una propiedad del circuito principal del TCSC y de su sistema de control. En general, la impedancia aparente de un TCSC concreto en una red concreta debe ser determinada mediante simulación o medición. Los informes existentes sobre diferentes esquemas de control muestran que, en la gama de frecuencias subsíncronas, la impedancia aparente es de tipo resistiva-inductiva. Un cálculo simplificado, suponiendo que las inversiones de tensión del condensador son instantáneas y equidistantes al doble de la frecuencia nominal, y sin tener en cuenta las pérdidas, revela que la impedancia aparente del TCSC es:

$$X_{app}(\omega_m) = -X_c \frac{\omega_n}{\omega_m} \frac{1 - \cos\left(\frac{\omega_m \pi}{\omega_n 2}\right)}{\cos\left(\frac{\omega_m \pi}{\omega_n 2}\right)}$$

La función, positiva en todo el intervalo de frecuencia subsincrónica, muestra que la reactancia aparente es inductiva como se observa en la figura 43. Para frecuencias próximas a la frecuencia nominal, el control de la impedancia aparente hará que esta se convierta en capacitiva. En 43 se indica un caso real de reducción de la SSR.

X_C Reactancia física del condensador

X_{app} Reactancia aparente del condensador

f Frecuencia

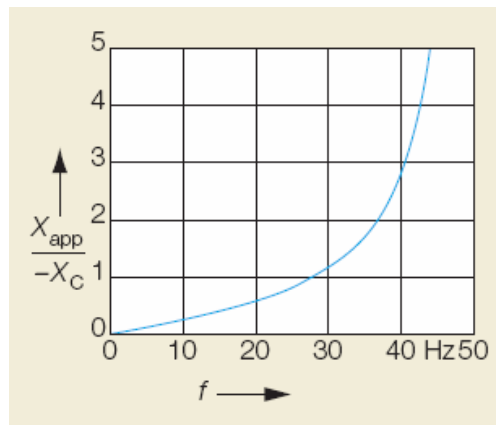


Figura 43 Reactancia aparente ideal del TCSC funcionando en modo de inversión de tensión sincrónica (frecuencia nominal: 50 Hz)

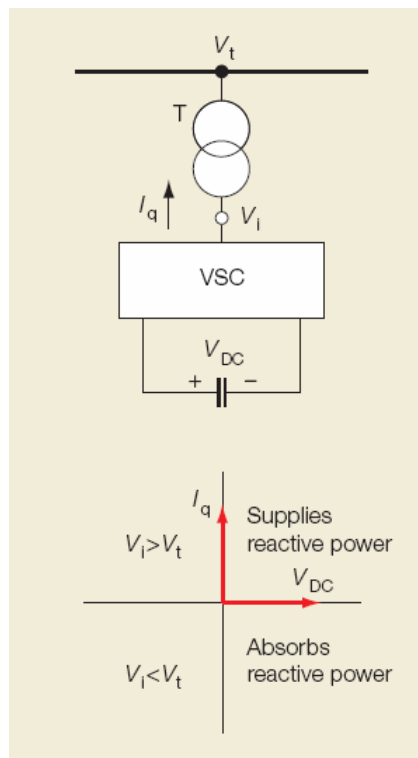
3.5.9. Compensador estático sincrónico (STAT COM)

El compensador estático está basado en una fuente de tensión sincrónica de estado sólido, similar a una máquina síncrona, que genera un conjunto equilibrado de (tres) tensiones sinusoidales a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de desplazamiento de fase controlables. Sin embargo, este dispositivo no tiene ninguna inercia.

3.5.9.1. Principio de funcionamiento

Un compensador estático consiste en un convertidor de fuente de tensión, un transformador de acoplamiento y controles. En esta aplicación, el dispositivo de fuente de energía de CC puede ser sustituido por un condensador de CC, de forma que el intercambio de energía en régimen permanente entre el compensador estático y el sistema de CA pueda ser solo reactivo, según se muestra en la figura 44. I_q es la intensidad de salida

del convertidor, perpendicular a la tensión del convertidor V_i . Es posible controlar la magnitud de la tensión del convertidor, y por tanto la potencia de salida reactiva del mismo. Si V_i es mayor que la tensión entre terminales, V_{TU} , el compensador estático suministrará potencia reactiva al sistema de CA. Si V_i es menor que V_T , el compensador estático absorberá potencia reactiva.

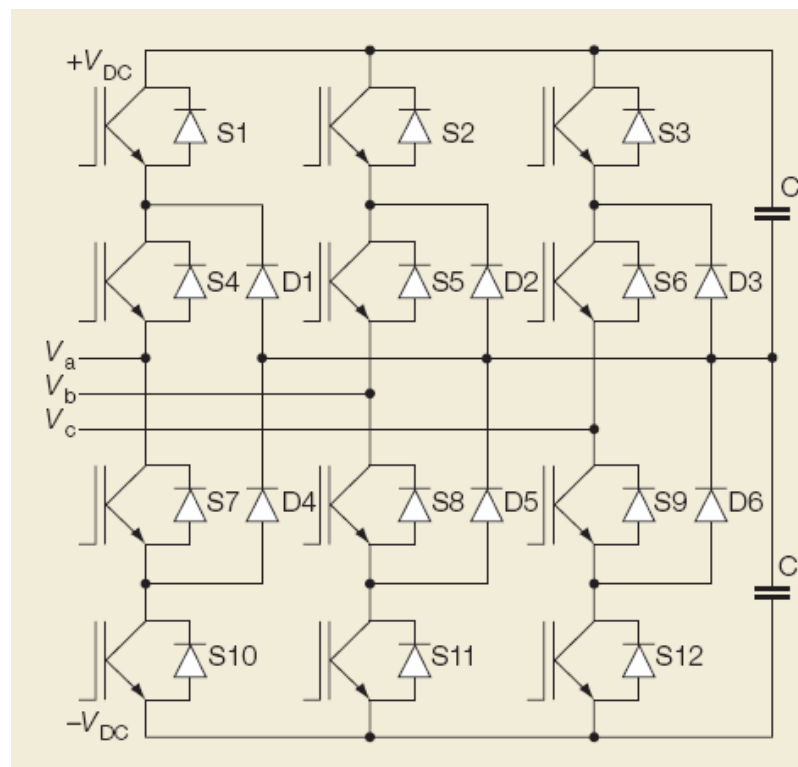


I_q Intensidad de salida del convertidor
 V_i Tensión del convertidor
 V_t Tensión entre terminales

Figura 44 Compensador estático con un VSC, un transformador de acoplamiento T y sistema de control

Convertidor de fuente de tensión (VSC)

En la figura 45 se muestra una configuración básica del circuito trifásico de un convertidor de fuente de tensión de tres niveles. Consiste en doce conmutadores de semiconductores de tipo autoconmutable, cada uno de los cuales es puesto en derivación por un diodo de tipo inversión conectado en paralelo, y seis derivaciones de diodo conectadas entre el punto medio del condensador y el punto medio de cada par de conmutadores. Conectando la fuente de CC secuencialmente a los terminales de salida, el inversor puede producir un conjunto de tres formas de tensión cuasicuadradas de una frecuencia determinada.



S1-12 Grupos de IGBT C Condensador de CC
D1-6 Grupos de diodos

Figura 45 Convertidor básico de fuente de tensión de tres niveles

La frecuencia, amplitud y fase de la tensión de CA puede ser variada mediante un control adecuado. Por consiguiente, el convertidor de fuente de tensión puede ser considerado como una fuente de tensión controlable.

Las válvulas de un convertidor de fuente de tensión actúan como conmutadores. Los potenciales de fase con respecto al punto medio del condensador pueden tener tres valores diferentes:

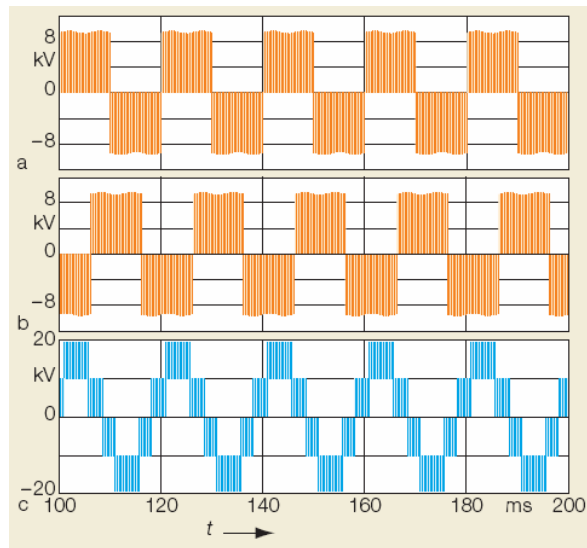
1. $V = +V_{dc}$
2. $V = 0$
3. $V = -V_{dc}$

Este esquema recibe el nombre de convertidor de fuente de tensión de tres niveles.

Debe tenerse en cuenta que, por cada una de las fases, sólo uno de los dos conmutadores puede estar activado en un momento dado, ya que de lo contrario el enlace de CC sufriría un cortocircuito. La tensión de salida puede ser controlada en términos de fase y amplitud. La frecuencia fundamental de la tensión de CA depende de la tensión de CC, por consiguiente:

$$V_{a,b,c} = K_u V_{dc}$$

El factor de dependencia, K_u , es controlado por la forma de conmutación de la válvula. Este procedimiento es denominado generalmente modulación por impulsos de duración variable (PWM). En la figura 46 se muestra un ejemplo de dos tensiones neutras entre línea y convertidor y las formas de onda de la tensión entre fases, resultantes en el caso de PWM.



a, b *Tensión entre línea y punto medio*
 c *Tensión entre línea y línea*

Figura 46 Formas de la onda de tensión entre terminales del convertidor con modulación por impulsos de duración variable

Utilizando la modulación por impulsos de duración variable es posible variar el valor de K_u . Este coeficiente, denominado índice de modulación, puede variar entre cero y un valor máximo.

3.5.9.2. Aplicaciones

Los sistemas STATCOM cumplen las siguientes funciones:

- Estabilización de la tensión dinámica: aumento de la transmisión de energía, menores variaciones de tensión.
- Mejora de la estabilidad sincrónica: mejor estabilidad en régimen transitorio, mejor amortiguamiento del sistema de transmisión, amortiguamiento de SSR.
- Equilibrio dinámico de carga
- Mejora de la calidad de la energía.

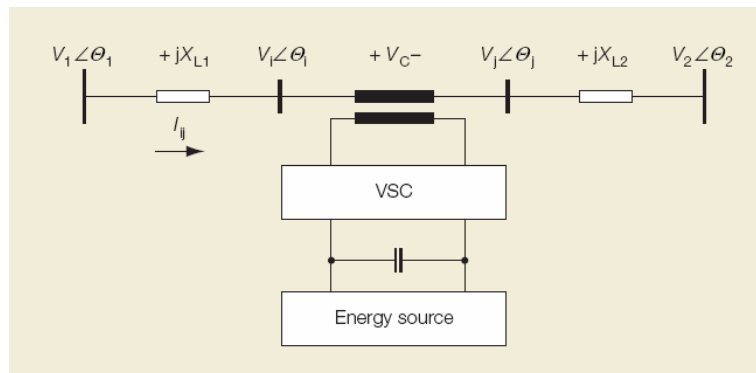
- Soporte de tensión en régimen permanente.

3.5.10. Compensador serie estático síncrono (SSSC)

En un sistema de transmisión se puede utilizar un convertidor de fuente de tensión conectado en serie. Este dispositivo recibe el nombre de compensador en serie síncrono estático.

3.5.10.1. Principio de funcionamiento

La figura 47 muestra un convertidor de fuente de tensión conectado en serie a una línea de transmisión por medio de un transformador. Es necesaria una fuente de energía para suministrar la tensión de CC a través del condensador y compensar las pérdidas del VSC.



$+V_C$ Tensión a través del transformador en serie del SSSC

Figura 47 Configuración básica de un compensador en serie síncrono estático (SSSC)

En principio, un SSSC es capaz de intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión de energía eléctrica. Sin embargo, si

sólo se pretende compensar la potencia reactiva, la fuente de energía podría ser bastante pequeña. La tensión inyectada puede controlarse, en cuanto a magnitud y fase, si se dispone de una fuente de energía suficientemente grande. Con compensación de potencia reactiva sólo es controlable la magnitud de la tensión, puesto que el vector de la tensión inyectada es perpendicular a la intensidad de la línea. En este caso, la tensión inyectada en serie puede adelantar o retrasar 90 grados la intensidad de la línea. Esto significa que el SSSC puede ser controlado uniformemente en cualquier valor, de adelanto o de retardo, dentro del intervalo de funcionamiento del VSC. Por consiguiente, un SSSC puede comportarse como un condensador en serie y una reactancia en serie controlables. La diferencia fundamental es que la tensión inyectada por un SSSC no está relacionada con la intensidad de la línea y puede ser controlada independientemente. Esta importante característica implica que el SSSC puede ser utilizado con excelentes resultados tanto con cargas bajas como con cargas altas.

3.5.10.2. Aplicaciones

La aplicación general de un condensador en serie controlable es también válida en el caso del SSSC: control dinámico del flujo de energía y mejora de la estabilidad de la tensión y del ángulo. El hecho de que un SSSC pueda inducir tensión capacitiva y tensión inductiva en una línea amplía el campo de operación del dispositivo. Para controlar el flujo de energía se puede utilizar un SSSC, tanto para aumentar como para reducir el flujo. Dentro del intervalo de estabilidad ofrece más potencial para amortiguar oscilaciones electromecánicas.

Sin embargo, la inclusión de un transformador de alta tensión en el esquema da lugar a una desventaja de costes en comparación con los condensadores en serie controlables. El transformador también reduce el rendimiento del SSSC, debido a que se introduce una reactancia adicional. Este defecto podrá ser eliminado en el futuro mediante la utilización de

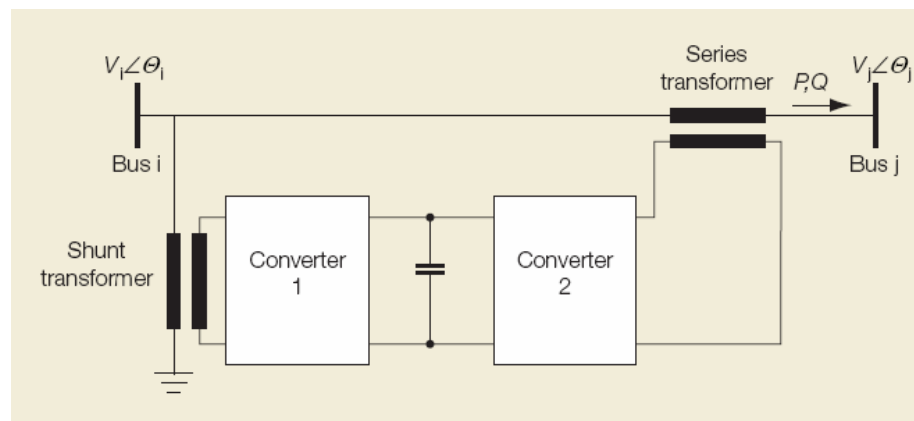
dispositivos SSSC sin transformador. El esquema también exige un aparato de protección que ponga en derivación el SSSC en caso de que en la línea existan altas intensidades de fallo.

3.5.11. Controlador flujo de potencia interlínea (IPFC)

El controlador unificado de flujo de potencia interlínea es utilizado en control de potencia reactiva, control de voltaje, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje

3.5.12. Controlador unificado de flujos de potencia (UPFC)

El controlador unificado de flujo energético consiste en dos convertidores de conmutación operados desde un enlace común de CC como se muestra en la figura 48



P Potencia activa de la línea
 Q Potencia reactiva de la línea

$V_{i,j}$ Magnitudes de tensión, barras i y j
 $\theta_{i,j}$ Ángulos de tensión, barras i y j

Figura 48 Disposición básica del circuito del controlador unificado de flujo de potencia (UPFC)

3.5.12.1. Principio de funcionamiento

En la figura 48, el convertidor 2 realiza la función principal del UPFC inyectando en la línea de transmisión una tensión de CA, con magnitud y ángulo de desplazamiento de fase controlable en serie, por medio de un transformador en serie. La función básica del convertidor 1 es entregar o absorber la potencia real demandada por el convertidor 2 en el enlace común de CC. También puede generar o absorber potencia reactiva controlable y proporcionar una compensación reactiva en derivación para la línea. El convertidor 2 entrega o absorbe localmente la potencia reactiva requerida e intercambia la potencia activa como resultado de la tensión inyectada en serie.

3.5.12.2. Aplicaciones

Un sistema UPFC puede regular al mismo tiempo la potencia activa y reactiva. En general tiene tres variables de control y puede operar en diferentes modos. El convertidor conectado en derivación regula la tensión de la barra de distribución i en y y el convertidor conectado en serie regula la potencia activa y reactiva, o la potencia activa y la tensión, en el nodo conectado en serie. En principio, un UPFC puede desempeñar las funciones de los otros dispositivos FACTS descritos, a saber, soporte de tensión, control del flujo de energía y mejora de la estabilidad.

4. Aspectos importantes de los facts

4.1. Objetivos de los FACTS

El reto básico del sistema de transmisión, cualquiera que sea su evolución y forma final, es proporcionar una red capaz de suministrar la energía eléctrica requerida desde la generación hasta los centros de consumo sobre una amplia área geográfica bajo un mercado eléctrico variante. **La solución a cualquier restricción es que, debido al costo, derechos de paso, y problemas ambientales; la red cada vez más estará basada en la estructura física existente.**

Tomando en cuenta lo anterior, al final de los ochentas, EPRI en los Estados Unidos de América, formalizó el concepto general de FACTS, con los siguientes dos objetivos principales:

- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia de los sistemas de transmisión,
- Mantener el flujo en las rutas designadas.

El primer objetivo implica que el flujo de potencia en una línea dada debe poderse incrementar hasta su límite térmico, forzando la corriente necesaria por la impedancia en serie si y solo si, al mismo tiempo, se mantiene la estabilidad del sistema con el control adecuado en tiempo real de los flujos durante y después de una falla.

El segundo objetivo implica que, controlando la corriente en una línea (por ejemplo, cambiando su impedancia aparente), el flujo de potencia se restringe a corredores designados. También implícito en este objetivo es que la trayectoria primaria de flujo pueda cambiar rápidamente a una trayectoria

secundaria bajo alguna condición de contingencia, y así mantener la operación adecuada del sistema.

4.2. Mejoramiento de los equipos FACTS

Las redes de distribución de energía continúan extendiéndose y adaptándose a medida que crece la demanda de electricidad, surgen nuevas tecnologías y cambian las condiciones del mercado. Sin embargo, añadir la función 'controlabilidad' para utilizar al máximo la capacidad de transmisión existente, o añadir nuevas líneas controlables, puede plantear nuevos problemas. A menudo es necesario ajustar la controlabilidad del sistema resultante.

Actualmente se dispone de dispositivos controlables de electrónica de potencia que no sólo ofrecen a las compañías eléctricas muchas nuevas opciones, sino que están originando un nuevo tipo de sistema: los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, conocidos por FACTS (Flexible AC Transmisión Systems). Los dispositivos FACTS se integran en un sistema por diversas razones. Por ejemplo para el control de flujo de potencia, para la compensación de potencia reactiva (var) o para asumir funciones auxiliares, como la amortiguación de las oscilaciones.

Los tramos de transmisión controlada son cada vez más necesarios para ajustar la logística de transmisión y conseguir un funcionamiento más competitivo del sistema eléctrico. Sin embargo, el número de tramos controlables está limitado actualmente por la incapacidad de los sistemas de control para hacer frente a la tendencia intrínseca a estos sistemas de interaccionar de forma desfavorable. Además, los modos oscilatorios mal amortiguados pueden limitar la capacidad de transmisión y reducir la eficiencia del uso de energía generada a distancia, como es el caso de la hidroeléctrica. Las actividades comerciales también pueden resultar

limitadas. Dada la complejidad de este problema, coordinar los controladores de amortiguación puede ser bastante difícil.

Para resolver los problemas expuestos, ABB Corporate Research y ABB Power Systems han puesto en marcha un proyecto de cooperación con el Swiss Federal Institute of Technology y el Imperial College de Londres. Estas dos instituciones tienen gran experiencia en el control de sistemas eléctricos y su trabajo ha influido notablemente en la buena aceptación de los dispositivos FACTS por parte de la industria.

Objetivos del proyecto

El problema fundamental es que el diseño del controlador para un nuevo dispositivo afecta al sistema eléctrico en su conjunto. Esto se debe a que cualquier dispositivo funciona en un entorno que contiene otros controladores, que no sólo pueden interactuar entre sí, si no que además influyen en el problema de diseño. De aquí se deriva que todo nuevo controlador ha de cumplir el requisito fundamental de no afectar negativamente al sistema en su conjunto ni exigir el rediseño de los controladores ya implementados, como, por ejemplo, los controles de generadores o los estabilizadores del sistema eléctrico.

El objetivo principal del proyecto iniciado es, por consiguiente, determinar los requisitos y limitaciones para dicho controlador y proponer un diseño apropiado. Este debe ser fácilmente escalable para diferentes rangos de control y ser compatible con funciones auxiliares. Estos requisitos condujeron a la definición de las siguientes especificaciones:

- El diseño del controlador no debe requerir el rediseño de los controladores ya implementados en la red.
- Los diversos controladores de la red deben funcionar conjuntamente y tener el mismo enfoque de control.

- El diseño ha de ser robusto, de acuerdo con los cambiantes requisitos de funcionamiento de los sistemas eléctricos actuales.
- Todas las tareas de control han de ser modulares, para que los dispositivos FACTS puedan adaptarse a aplicaciones de todo tipo.
- Ha de ser posible la escalabilidad del diseño para diferentes rangos de control.
- Se han de evitar comportamientos o funcionamientos defectuosos, que resultan indeseables en situaciones imprevistas.

4.3. Ventajas de los FACTS

Las siguientes son las principales ventajas que representan el uso de dispositivos FACTS:

- permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas.
- se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos.
- amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible;
- responden rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real.

- proveen una mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras.
- proporcionan seguridad en las conexiones a través de las líneas de enlace entre empresas y regiones vecinas.

Una propiedad única de los FACTS es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema de potencia: prefalla, falla y postfalla. La capacidad para controlar transitorios y para impactar rápida y significativamente el estado de postfalla los hace sumamente atractivos.

4.4. Aspectos operativos

En un sistema eléctrico de potencia se presentan contingencias entre las que pueden estar la pérdida de generación de carga, de una o varias líneas; una vez que éstas se liberan mediante la operación de interruptores, relevadores u otros dispositivos de protección, el sistema queda en un estado llamado de postfalla, si éste es aceptable el sistema se dice “seguro”.

La seguridad de un sistema implica tener un margen adecuado de recursos, ya sea de generación, transmisión, etc., para que éste pueda continuar abasteciendo energía después de que ocurre una contingencia, además de que el personal de operaciones pueda controlar elementos ajustables del sistema para garantizar una operación segura ante posibles fallas; para lograr esto se deben establecer límites de operación en el estado de prefalla y a menudo en el estado de postfalla. Un sistema que satisface estos límites es seguro para hacer una transición a un estado aceptable una vez que se ha liberado la falla; la presencia de límites en el estado de postfalla restringe la operación del sistema en estado normal, a menudo a expensas de los aspectos económicos.

La habilidad que presentan los dispositivos FACTS para controlar transitorios, y para afectar rápida y significativamente el estado siguiente inmediato a una falla, con frecuencia significa que el impacto que tienen las restricciones impuestas a éste en las operaciones del sistema en estado normal se pueden minimizar, dejando así una región de operación de prefalla mayor para optimizar aspectos económicos. Un sistema que se diseña adecuadamente con un margen de operación suficiente hace posible satisfacer seguridad y economía durante su operación.

Por otro lado, un dispositivo FACTS puede lograr que una línea opere muy cercana a sus límites térmicos; esto afecta favorablemente el aspecto económico, ya que se evita la construcción de nuevas líneas de transmisión, además de que la energía se puede hacer fluir a través de rutas establecidas, permitiendo así el intercambio de potencia entre diferentes compañías prestadoras de servicio eléctrico, así como entre diferentes países. Una de las consecuencias que trae el incremento en la transferencia de potencia a través de una o más líneas del sistema es que puede conducir a sobrecalentamientos; de esta manera, con el uso extensivo de estos dispositivos se hará necesario el monitoreo térmico de la red.

Otro de los aspectos que también deben tomarse en cuenta es que los FACTS, así como cualquier otro componente en el sistema, introduce modos de oscilación en su comportamiento, y se vuelve más complejo de operar; esto puede conducir a interacciones no deseadas entre equipos. Debido a ello, debe preverse la coordinación de todos los controladores en el sistema incluyendo los dispositivos FACTS, haciendo cada vez más complejo el control del sistema de potencia. Así pues, la inclusión de este tipo de elementos al sistema de potencia ofrece una serie de ventajas en diferentes aspectos como el económico, entre otros, pero también trae consigo complejidades que deben tomarse en cuenta para la operación segura del sistema.

4.5. Nuevas tecnologías en compensadores estáticos

La aplicación de la Electrónica de Potencia en los sistemas de transmisión de energía eléctrica a través de los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna FACTS (Flexible AC transmission Systems) está logrando hoy en día un control sin precedente sobre el transporte de la energía en los sistemas de potencia. A continuación se muestran los resultados obtenidos por simulación de una nueva tecnología de dispositivos FACTS conocido como "Condensador estático" (STATCON) de estado sólido tipo paralelo (Shunt) para la compensación reactiva y que utiliza un Inversor de Tensión de Tres Niveles. Este dispositivo muestra una buena respuesta dinámica, formas de onda de corriente poco distorsionadas y operación a baja frecuencia de conmutación.

El avance tecnológico logrado en semiconductores de potencia como es el caso del "GTO" (Gate Turn-off thyristor) Tiristor apagado por puerta, esta dando paso a la llamada segunda generación de compensadores estáticos de potencia o dispositivos FACTS. En la actualidad existen dos aplicaciones importantes de estos sistemas en los Estados Unidos, la primera consiste en un compensador estático (STATCON) de ± 100 MVAR de potencia que viene operando desde noviembre de 1995 en la Subestación Sullivan que da soporte al nivel de tensión de una línea de transmisión absorbiendo o inyectando potencia reactiva con capacidad además de amortiguar rápidamente cualquier tipo de disturbio que se presente en el sistema. La segunda gran aplicación se viene dando en la Subestación de Inez la que consiste en un sistema de compensación de dos etapas, en la primera etapa se conectó un compensador shunt (STATCON) de ± 160 MVAR que comenzó a operar mediados de 1997 y al que a comienzos de 1998, en una segunda etapa, se le acopló un segundo compensador tipo serie (Static Synchronous Series Compensator "SSSC") de ± 160 MVAR formando así la topología conocida como Controlador Unificado de Flujo de

Potencia UPFC (Unified Power Flow Controller). Con este sistema se controla simultáneamente el voltaje, la impedancia de la línea y el ángulo de fase entre las tensiones, que son los tres parámetros básicos de la transmisión de energía eléctrica.

Este dispositivo FACTS ayuda a transferir energía para regiones mineras dando soporte en el nivel de tensión y mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico. Se puede concluir entonces que la preferencia por esta tecnología se debe a que, además del incremento en la capacidad de transporte de energía (característica estática), se tienen otros beneficios como son la capacidad de controlar el flujo de potencia en la línea, mejora de la estabilidad transitoria y capacidad de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia (características dinámicas).

4.6. Principio de operación

El STATCON es básicamente un inversor trifásico, tipo fuente de tensión, de estado sólido que es operado en forma sincronizada con la red donde va conectado y por esta razón toma el nombre de Fuente de Tensión Sincronizada SVS (Synchronous Voltage Source) Figura 49 a. Con este inversor se genera tres tensiones balanceadas a la misma frecuencia de la red con amplitud y ángulo de fase variables, teniendo por lo tanto un comportamiento equivalente al de una máquina síncrona sin momento de inercia operada como compensador. De esta forma el SVS se constituye en una fuente de compensación de potencia reactiva (capacitiva o inductiva) de rápida respuesta al no tener momento de inercia y adoptando por este motivo el nombre de Condensador Estático "STATCON" (Static Condenser). A diferencia del Compensador Estático SVC (Static Var Compensator), cuyo control de potencia reactiva se basa en el control del ángulo de conducción de tiristores Figura 49 b, la capacidad de corriente del STATCON es casi

insensible al nivel de tensión AC donde está conectado. El STATCON tiene además la posibilidad de intercambiar potencia activa con la red siempre que en sus terminales DC se encuentre acoplado a una fuente de almacenamiento de energía (banco de baterías) que pueda entregarla o absorberla del sistema de potencia. Si el STATCON es usado sólo para compensación reactiva, en sus terminales DC se conectará sólo un condensador como se muestra en la Figura 49a.

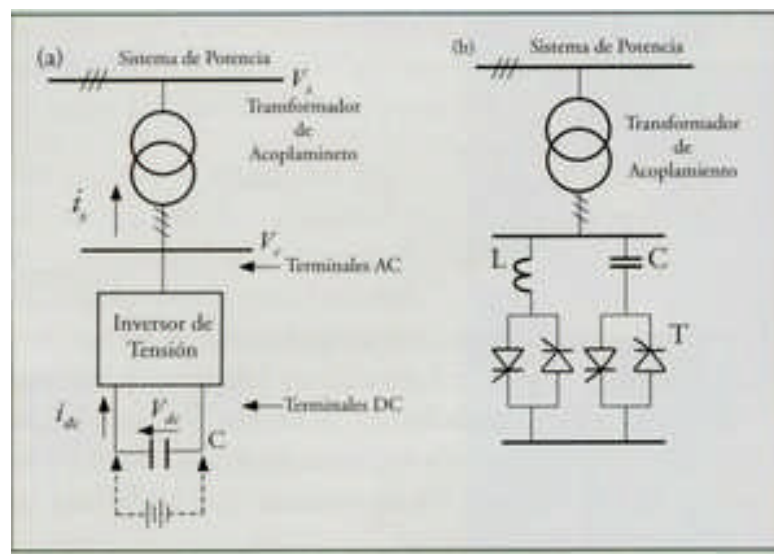


Figura 49 el STAT COM a) Inversor de Tensión como compensador. b) Compensador SVC.

En general un inversor tipo fuente de tensión, convierte la tensión continua en sus terminales de entrada (DC) en una tensión alterna en sus terminales de salida (AC) de amplitud y frecuencia variables, este convertidor tiene aplicaciones como fuente ininterrumpida de potencia (UPS) o como fuente de frecuencia variable para control de velocidad de motores de corriente alterna entre otras aplicaciones. Los inversores de tensión de dos niveles son los mas usados para aplicaciones en media y baja potencia los que normalmente emplean frecuencias de conmutación del orden de los 20 KHz o más con el objeto de generar ondas de corriente con poca distorsión armónica lo que restringe su aplicación para grandes potencias

debido a las elevadas pérdidas por conmutación que se produciría en las llaves de potencia. La solución para su aplicación en el rango de grandes potencias está en la utilización de topologías multinivel las que emplean una mayor cantidad de llaves y generan formas de onda de tensión con múltiples niveles y reducido contenido armónico obtenidas con bajas frecuencias de conmutación de los dispositivos y logrando una máxima utilización de los mismos y obteniendo una mayor eficiencia para el convertidor.

Actualmente se cuenta con “GTO” de 6kV y 6kA de capacidad que pueden ser usadas para esta aplicación. En la Figura 50 se muestra el compensador STATCON que emplea una topología multinivel, conocida como Inversor Trifásico de Tensión de Tres niveles usando llaves GTO (Fase a: $T_{h11}, T_{h12}, \dots, T_{h14}$). Este convertidor tiene como característica que la tensión que deben soportar los dispositivos semiconductores cuando no están conduciendo es la mitad de la tensión Vdc, la otra característica es que las llaves no son accionadas simultáneamente y, por tanto, son mejor utilizadas. Fig. 50.

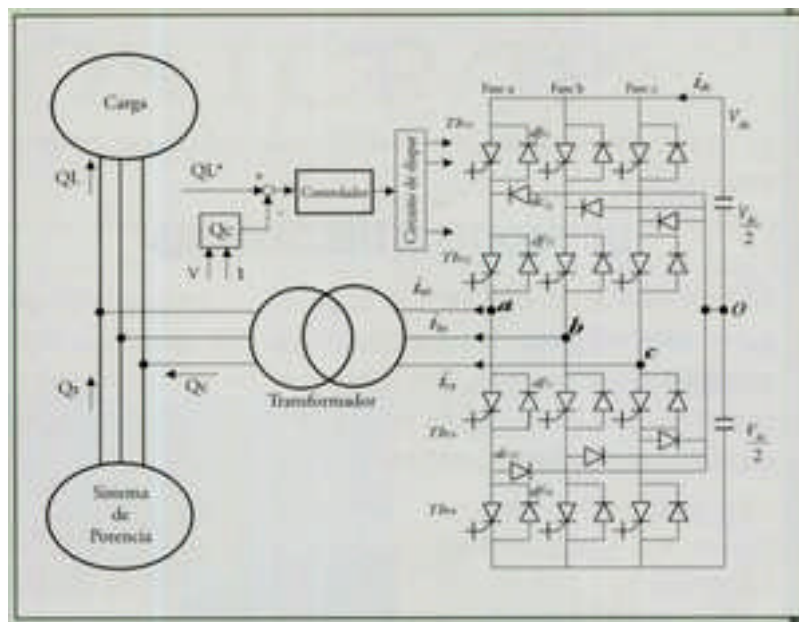


Figura 50 Inversor de Tensión de Tres Niveles como compensador de potencia de reactiva STATCON

Con este tipo de inversor es posible generar ondas de tensión por fase de tres niveles como la mostrada en la Figura 51 a cuyo contenido armónico puede ser atenuado a través de técnicas de modulación de largo pulso (PWM) como en la Figura 51 b este tipo optimizara para un mayor aprovechamiento del nivel DC. En este método se calculan los ángulos

$$\alpha_1 \alpha_2 \alpha_3$$

y para diferentes amplitudes de la componente fundamental de tensión con la condición de minimizar las pérdidas producidas por la distorsión de la onda de corriente. En general los parámetros de la modulación son: a) La relación de frecuencias: $k = f_c / f_1$ donde f_c es la frecuencia de conmutación y f_1 es la frecuencia de la componente fundamental, b) Índice de modulación $I_M = V_1 / (V_{dc} / 2)$ Donde V_1 es la amplitud de la componente fundamental. La serie de Fourier correspondiente para la onda de tensión V_{cao} Figura 50 es:

$$V_{CR0}(wt) = \sum_{n=1,2,3..n}^{\varphi} \frac{V_n}{n} \text{sen}(nwt)$$

Siendo n: el orden del armónico y V_n la amplitud del armónico correspondiente.

$$V_n^A = \frac{4}{n\pi} \frac{V_c}{2} \sum_{i=1}^m -1^{k+1} \cos(n\alpha_k)$$

m: es el número de ángulos considerados que en este caso es 3.

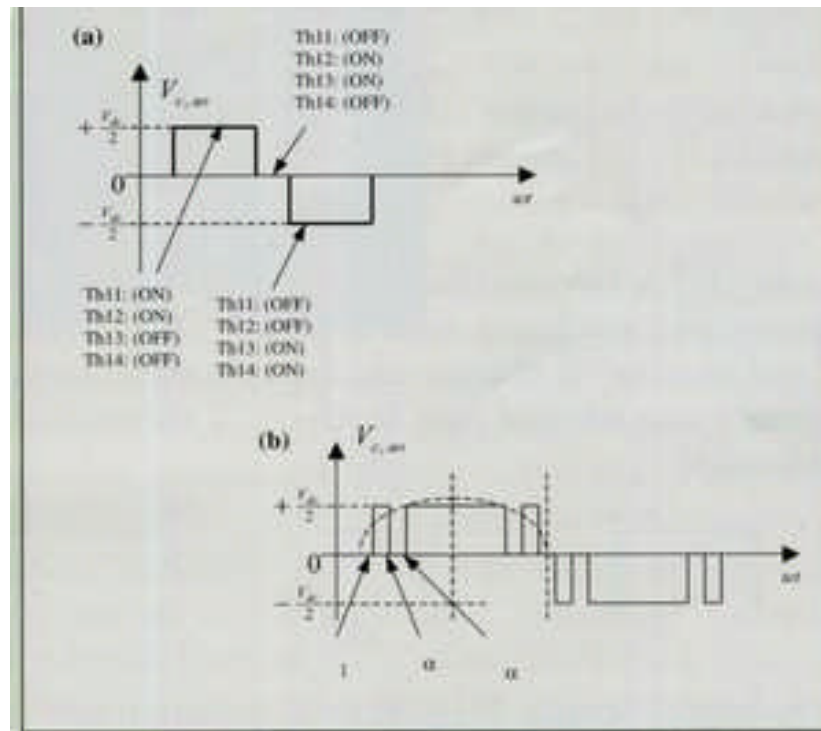


Figura 51. a) Accionamiento de las llaves por fase del inversor.
b) Modulación de ancho de pulso de la tensión por fase

4.7. Modelo del sistema

El inversor de la Figura 52 se le puede asumir como un generador trifásico de tensiones donde las componentes armónicas de tensión son despreciadas y sólo la componente fundamental es considerada, lo que permite escribir la siguiente expresión:

$$V_{c,a0}(wt) \cong \overset{A}{V}_1 \text{sen}(wt + \gamma)$$

$$V_{c,b0}(wt) \cong \overset{A}{V}_1 \text{sen}(wt - 120 + \gamma)$$

$$V_{c,c0}(wt) \cong \overset{A}{V}_1 \text{sen}(wt + 120 + \gamma)$$

siendo

$$\overset{A}{V}_1 = \frac{4}{\pi} \frac{V_{dc}}{2} (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2 + \cos \alpha_3)$$

γ : ángulo de fase entre las tensiones del sistema de potencia y las del compensador. En forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_{c,a0} \\ V_{c,b0} \\ V_{c,c0} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} S V_{dc} \quad S = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{K}{2} \begin{bmatrix} \text{sen}(wt + \gamma) \\ \text{sen}(wt - 120 + \gamma) \\ \text{sen}(wt + 120 + \gamma) \end{bmatrix} \quad K = \sqrt{\frac{3}{2}} IM$$

Las tensiones del sistema de potencia son:

$$\begin{bmatrix} V_{s,an} \\ V_{s,bn} \\ V_{s,cn} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_s \begin{bmatrix} \text{sen}(wt) \\ \text{sen}(wt - 120) \\ \text{sen}(wt + 120) \end{bmatrix}$$

Siendo " V_s " la tensión eficaz de línea. De la igualdad de potencias instantáneas entre la entrada DC y la salida AC del inversor se obtiene una relación entre las corrientes y una relación para la tensión y corriente del condensador:

$$i_{dc} = \frac{1}{2} S^T \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, \quad i_{dc} = \frac{C}{2} \frac{dv_{dc}}{dt}$$

Las fuentes de tensión se conectan a través del transformador trifásico que es modelado por su impedancia de dispersión L_s y una resistencia en serie R_s que representa las pérdidas del sistema así queda expresada por

$$\begin{bmatrix} V_{s,an} \\ V_{s,bn} \\ V_{s,cn} \end{bmatrix} = \left\{ \begin{bmatrix} R_s, 0, 0 \\ 0, R_s, 0 \\ 0, 0, R_s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_s, 0, 0 \\ 0, L_s, 0 \\ 0, 0, L_s \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \right\} \begin{bmatrix} I_{an} \\ I_{bn} \\ I_{cn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{can} \\ V_{cbn} \\ V_{ccn} \end{bmatrix}$$

Por tanto las ecuaciones describen al sistema de compensación.

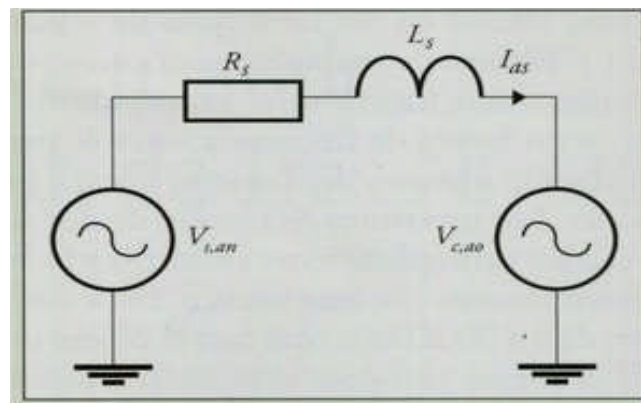


Figura 52 Modelo equivalente por fase

La Figura 52 representa al sistema por fase y en donde el control de flujo de potencia entre las tensiones del STATCON y de la red responde a la conocida relación de sistema de potencia:

$$S = \frac{V_{san} V_{can}}{X_s} \text{sen}(\gamma) - j \left(\frac{V_{san} V_{can}}{X_s} \text{cos}(\gamma) - \frac{V_{san}^2}{X_s} \right)$$

De las relaciones mostradas se puede decir lo siguiente:

- El flujo de potencia activa P_c es bilateral (parte real de). El flujo P_c va de la fuente $V_{s,an}$ a $V_{c,ao}$ cuando el ángulo (γ) está en atraso. El flujo P_c va de la fuente $V_{c,ao}$ a $V_{s,an}$ cuando el ángulo está en adelanto.
- Para el caso límite de $\gamma = 0$ y $R_s = 0$, sólo existirá flujo de potencia reactiva Q_c (parte imaginaria de).
- Para $\gamma = 0$ y $V_{c,ao} > V_{s,an}$ el STATCON entregará potencia reactiva.
- Para $\gamma = 0$ y $V_{c,ao} < V_{s,an}$ el STATCON absorberá potencia reactiva.
- Para $\gamma = 0$, I_{as} es directamente proporcional a la diferencia $(V_{s,an} - V_{c,ao})$.

4.8. Localización de los FACTS

Existen tres factores importantes a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS: el tipo de dispositivo, la capacidad requerida y la ubicación que optimice el funcionamiento del dispositivo. De estos factores, el último es de suma importancia, ya que la ubicación de los FACTS depende del efecto deseado y de las características propias del sistema. Por ejemplo, si se desea evitar el flujo en anillo primero debe identificarse el anillo y después ubicar el dispositivo en una de las líneas de transmisión de éste para forzar el flujo en la manera deseada. Ahora bien, si se desea mejorar la operación económica del sistema al incrementar la capacidad de transmisión de potencia, el dispositivo FACTS se puede ubicar en una línea subutilizada, aumentando el flujo a través de ella, o bien, colocarlo en la línea más cargada para limitar el flujo por la misma, permitiendo mayor flujo por el resto del sistema.

Otro aspecto que hay que tomar en cuenta es la selección de las señales de retroalimentación para estos dispositivos, ya que esta información es de vital importancia para el diseño de estabilizadores basados en dispositivos FACTS. El criterio para la selección ha sido la capacidad máxima de los estabilizadores para amortiguar las oscilaciones en

el sistema de potencia. Sin embargo, para un buen diseño de los estabilizadores, además de la máxima eficiencia de los mismos, un factor relevante es la robustez de los estabilizadores a las condiciones de operación del sistema de potencia. Esto significa que en la etapa de selección de la localización y las señales de retroalimentación, se debe examinar no sólo la efectividad de los estabilizadores en condiciones típicas de operación, sino también su robustez sobre otras condiciones de operación.

En la Unidad Guadalajara del Cinvestav se propuso una metodología para la selección de señales de retroalimentación y la localización de controladores FACTS para el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas. Esta técnica está basada en las gráficas de respuesta a la frecuencia, evaluadas para las funciones de transferencia de lazo abierto y lazo cerrado. La figura 53 muestra la configuración de lazo cerrado adoptada aquí para comparar la respuesta a la frecuencia tanto de la planta, el lazo abierto, y el lazo cerrado del sistema.

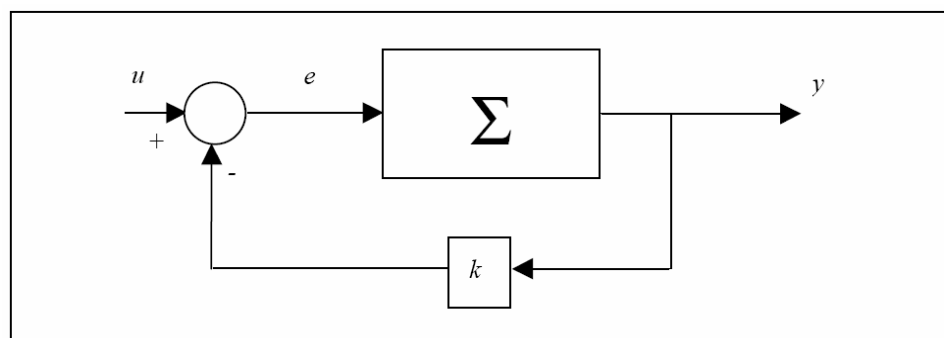


Figura 53 Configuración del sistema retroalimentado

La idea principal se basa en el hecho de que para pequeños valores de la señal de retroalimentación (k_y) la gráfica polar de la función de transferencia de lazo cerrado experimenta una pequeña variación con

respecto a la gráfica polar de lazo abierto, considerando un intervalo reducido de frecuencias $[\omega_{lo}, \omega_{up}]$ alrededor de la frecuencia de interés ω (frecuencia de oscilación, figura 54).

Se propone un índice basado en el valor medio de tal diferencia, tomando en cuenta que el intervalo $[\omega_{lo}, \omega_{up}]$ se plotean N puntos. Con dispositivos FACTS con varias entradas, como el UPFC, algunas señales de entrada pueden tener mayor impacto que otras, por lo que hay que seleccionar una apropiada. Además, el amortiguamiento puede reducirse o incrementarse con la localización del dispositivo. Es necesario, por lo tanto, analizar las distintas localizaciones a fin de seleccionar la mejor, así como la mejor señal de retroalimentación. Para hacer lo anterior, se inserta el dispositivo FACTS y se analizan las gráficas polares para cada señal de control, seleccionando la mejor de acuerdo a los criterios descritos. Posteriormente se sigue cambiando la localización del dispositivo FACTS y se lleva a cabo un nuevo análisis. Este procedimiento se repite para todas las posibles localizaciones. Al final del proceso podemos cuantificar la señal y la localización que produce el mayor impacto en el amortiguamiento de la frecuencia de oscilación en estudio.

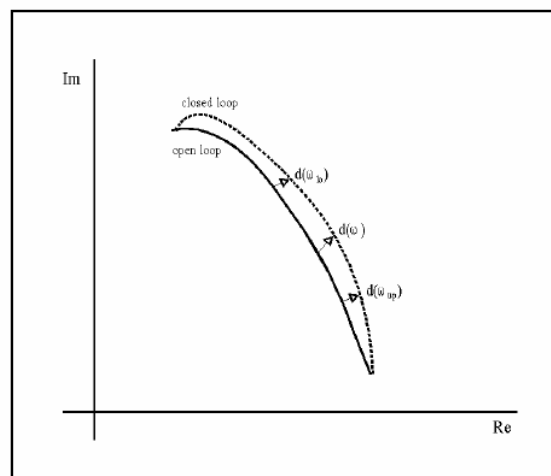


Figura 54 Respuesta de lazo cerrado y lazo abierto

4.9. Filosofía y criterios de implementación

Los dos aspectos importantes de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia son la suficiencia y la seguridad.

La suficiencia de un sistema eléctrico es su capacidad de satisfacer la demanda de energía, dentro de las capacidades del equipo y los límites de voltaje preestablecidos. La seguridad de un sistema de potencia es su habilidad de manejar incidentes o disturbios sin la pérdida incontrolable de carga.

Las aplicaciones de los controladores FACTS buscan el incremento en el uso de la capacidad disponible de transmisión. Se tienen presiones de todo tipo (técnicas, económicas, ecológicas, políticas) que hacen cada día más difícil la construcción de nuevas instalaciones de transmisión. Esto tiene como consecuencia una utilización más intensa de las redes de transmisión existentes. Este uso más intensivo debe lograrse sin que peligre la seguridad de los sistemas de transmisión. Esta es la razón de que los controladores FACTS se deben definir a partir de las necesidades de las redes eléctricas.

Desde el punto de vista de la planeación, la capacidad más importante que se espera de los dispositivos FACTS diseñados para mejorar la estabilidad de las redes, es su capacidad de reducir el impacto del disturbio primario. Esto no solo mejora la utilización de la capacidad de transmisión disponible, sino logra que la red sea capaz de soportar un segundo incidente, evitando posible fallas subsecuentes en cascada.

En general, la pérdida de una línea de transmisión no pone en peligro la estabilidad del sistema, si éste es lo suficientemente mallado. Sin embargo, pueden ocasionar caídas de voltaje de magnitud inaceptable, o sobrecargas en las trayectorias paralelas. Estas caídas de voltaje y

sobrecargas son las causas más comunes de las limitaciones en transmisión. En este caso, el propósito de los controladores FACTS debe ser contener los efectos de las contingencias y por lo tanto permitir una mayor carga inicial en las líneas de transmisión.

Existen otras consideraciones relacionadas con la operación en estado estable, que también contribuyen a los límites en transmisión. Se pueden mencionar los flujos en anillo, y la integración de nueva generación, como los Productores Independientes. En este caso, los retos resultantes que los controladores FACTS deben resolver son el control de flujos de potencia y la limitación de niveles de corto circuito.

Desde el punto de vista de planeación, existe un gran potencial de capacidad de transmisión no utilizada. Las soluciones convencionales que están disponibles son: para mitigar los flujos en anillo (reguladores de ángulos de fase), para caídas de voltaje (capacitores en derivación desconectables, compensadores estáticos de Vars) y para sobrecargas (procedimientos de operación). En la mayoría de los casos estas soluciones no son completamente satisfactorias. El reto de los controladores FACTS es hacer lo anterior en forma más sencilla y a un costo razonable.

5. Aplicaciones

5.1. Metodología de planeación

En el proceso de planeación se toman en cuenta los parámetros futuros: tanto técnicos como económicos; de manera que se logre una solución “óptima”, o de “mínimo costo”. Sin embargo, la situación actual del sistema de transmisión, en cuanto a la dificultad de construir nuevas líneas, o en la reestructuración de la industria y el acceso a la transmisión; hacen este proceso de planeación más complicado e incierto. La disponibilidad actual de diferentes controladores FACTS, aunque ofrece soluciones alternas, complican el logro o la existencia de un sistema óptimo.

Las principales tareas que comprenden los estudios de planeación están interrelacionadas. La evaluación de los requisitos de la línea y del equipo demandan estudios tanto en estado estable (flujos de carga) como dinámicos (estabilidad transitoria y oscilatoria), que tienden a ser iterativos por naturaleza.

5.1.1. Criterios de estudio

En la evaluación de los planes de expansión de la transmisión, y en particular de los límites de transferencia, se establecen criterios de determinación para probar el comportamiento tanto en estado estable como transitorio de las alternativas. Algunos de estos criterios se enumeran a continuación:

- Definir la banda de voltajes permisibles en operación en estado estable.
- Definir la banda de voltajes permisibles durante condiciones de contingencia.

- Definir cómo se aliviarán condiciones de voltaje inaceptables, durante condiciones de contingencia sencilla (por ej. Utilizando solamente compensación y/o cambiadores de ángulo de fase, pero no permitiendo recortes de carga o reducción en la generación).
- Establecer límites térmicos. No exceder la capacidad de conducción en estado estable y en emergencia de los conductores eléctricos.
- Bajo el criterio de contingencia sencilla, selección de las contingencias más severas.
- Definir el valor límite para el colapso de voltaje. Por ejemplo, no exceder el 95% del valor de voltaje que lleva a la inestabilidad (margen del 5%).
- Definir la falla o fallas para evaluar la estabilidad (por ejemplo una falla trifásica *que se libera en cinco ciclos*).
- Definir el modelo de carga para condiciones de operación normal y contingencia, así como para las simulaciones dinámicas (por ej. potencia constante para operación normal y para simulaciones dinámicas caracterizar la potencia real como corriente constante y la potencia reactiva como impedancia constante).

5.1.2. Qué papel juegan los controladores FACTS

Es importante reconocer que la disponibilidad actual de controladores FACTS no cambia sustancialmente el procedimiento de planeación. Es decir, en el corazón del proceso está la búsqueda de la aplicación de cualquier dispositivo o dispositivos que maximice el uso de la transmisión disponible. Lo que implica el “concepto FACTS” es una nueva generación de equipo basado en electrónica de potencia, básicamente con la misma función de otros equipos convencionales; *pero con un alto grado de control y capacidad de respuesta*. El nuevo paradigma es como utilizar estos nuevos controladores y la justificación de su aplicación.

5.1.3 Aplicación de los controladores FACTS

Al considerar los controladores FACTS, se debe poner atención especial a la planeación de los reactivos. Las fuentes de potencia reactiva deben tomarse en cuenta de manera especial, ya que líneas largas de transmisión con controladores FACTS se cargan muy por arriba de su potencia natural (SIL) y las pérdidas de reactivos son muy grandes.

La aplicación de controladores FACTS en las áreas de calidad de la energía y corto circuito normalmente están asociadas con los sistemas de subtransmisión y distribución. Sin embargo, un entorno de un mercado competitivo puede resultar en aplicaciones FACTS a niveles superiores de tensión como resultado de grandes variaciones en los niveles de corto circuito: Una disponibilidad baja de corto circuito puede resultar en la necesidad de regulación de voltaje. Por otro lado, niveles altos de corto circuito pueden requerir una reducción a niveles aceptables (lo que se puede hacer con el IPC ó Interphase Power Controller).

La forma más sencilla para identificar el beneficio potencial de los controladores FACTS es examinar sus funciones y relación con equipo convencional. En la tabla III se ilustra esta relación.

Las aplicaciones básicas de los controladores FACTS son:

5.1.4. Control de flujo

Este control tiene requisitos mínimos de velocidad de respuesta y se puede lograr con equipo convencional (capacitores o reactores en serie), así como transformadores reguladores de ángulo de fase, a menos que la condición inmediata poscontingencia contempla un colapso de voltaje. Una alternativa es redespacho de generación. Esto requiere un compromiso entre el costo del equipo de control y el no contar con despacho económico.

5.1.5. Control de voltaje

Este control puede requerir una capacidad continua, incremental y/o de alta velocidad. Una inestabilidad potencial de voltaje puede requerir de la aplicación de un SVC, STATCOM o algún otro dispositivo de alta velocidad.

5.1.6. Control dinámico

Los controles suplementarios adicionales pueden mejorar la estabilidad dinámica. Aunque el equipo convencional puede incrementar los límites de estabilidad (por ejemplo capacitores serie), se obtiene un mejor amortiguamiento por el uso de SVC, STATCOM, TCSC, o algún otro controlador a base de electrónica de potencia. Un aspecto importante de esta aplicación es preguntarse si el dispositivo está simplemente proporcionando un control dinámico o si está suministrando potencia reactiva y/o control del flujo de potencia.

La selección del equipo dependerá de la función, disponibilidad, costo, aplicabilidad e incertidumbres futuras.

En particular para los controladores FACTS mencionados en los capítulos 3 y 4.

5.1.7. Requisitos de estudio

Una de las principales aplicaciones de los controladores FACTS es el mejorar el comportamiento dinámico y transitorio de la estabilidad en el sistema. Se requieren programas de estabilidad convencionales y de pequeñas señales para sintonizar los controles y darles robustez. Es necesario identificar las señales de entrada, su ubicación y salida para proporcionar el amortiguamiento necesario. Se deben considerar una amplia

Tabla III Función de los controladores facts

| Función | Controladores FACTS y equipo convencional |
|------------------------------|---|
| Control de voltaje | Plantas generadoras Cambiadores de taps convencionales Capacitor/reactor convencional en derivación Compensador estático de VARs (SVC) Compensador estático síncrono (STATCOM) Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) Almacenamiento superconductor de energía (SMES) Sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) Compensador estático convertible (CSC) |
| Control de flujo de potencia | Plantas generadoras Regulador convencional de ángulo de fase Compensación serie convencional Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) Reactor en serie controlado por tiristores (TCSR) Cambiador de fase controlado por tiristores (TCPST) Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) Sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) Compensador serie estático síncrono (SSSC) |
| Estabilidad transitoria | Capacitor serie convencional Resistencia controlada por tiristores (TCBR) SVC, STATCOM, TCSC, TCPST, UPFC, BESS, SMES, SSSC, CSC Métodos convencionales <ul style="list-style-type: none"> ▪ Resistencia ▪ Excitación ▪ Seccionar L.T. , etc. |
| Estabilidad dinámica | Capacitor serie convencional Estabilizador de sistema potencia TCSC, SVC, STATCOM, UPFC, SSSC |

variedad de condiciones del sistema, incluyendo el mantenimiento de L.T. y los despachos de generación.

El uso de flujos óptimos ofrece una metodología para estudiar una gran variedad de escenarios. Las funciones objetivo pueden incluir la maximización de límites térmicos o de voltaje, o la minimización de costos con la aplicación de dispositivos en serie, en paralelo, o dispositivos reguladores de ángulo de fase. La experiencia ha mostrado que una solución híbrida de controladores FACTS actuando en conjunto con equipo convencional pudiera ser lo que nos llevara al sistema “óptimo”, ya mencionado con anterioridad. Se deben considerar controles FACTS multipropósito para maximizar la flexibilidad en la operación.

5.2. Estudio para un controlador FACTS UPFC de tres generadores

Realización un análisis para determinar la localización y la señal de retroalimentación óptimas ejemplificando un UPFC, el cual será instalado en el sistema de tres generadores, mostrado en la figura 55. En la Tabla IV se muestran la potencia y el voltaje nodal controlado por el dispositivo, considerando tres condiciones operativas llamadas: (a) caso base, en el cual se utilizan los parámetros originales del sistema y se establece una potencia a mantener por el UPFC; (b) caso débil, en el cual se incrementa en un 35% la potencia demandada, además se incrementa en un 25% la impedancia serie de las líneas 4-5 y 8-9 y añadiendo una nueva carga en el nodo 8, $S_8 = 0.25 + j0.075$; (c) caso misma potencia, donde el UPFC controla la misma potencia $S_{ij} = 0.35 + j0.20$ y el mismo voltaje $|V_i| = 1.035$ en todas las posiciones.

Tabla IV flujo de potencia controlado por el UPFC

| Posición del UPFC | <i>Caso base</i> | <i>Caso débil</i> | <i>Caso misma potencia</i> |
|-------------------|--|---|---|
| Línea 6-7 | $S_{6-7} = 0.35 + j0.30, V_6 = 1.035$ | $S_{6-7} = 0.50 + j0.45, V_6 = 1.005$ | $S_{6-7} = 0.35 + j0.20, V_6 = 1.035$ |
| Línea 6-5 | $S_{6-5} = 0.725 + j0.15, V_6 = 1.035$ | $S_{6-5} = 0.80 + j0.25, V_6 = 1.005$ | $S_{6-5} = 0.35 + j0.20, V_6 = 1.035$ |
| Línea 4-9 | $S_{4-9} = 0.50 + j0.45, V_4 = 1.035$ | $S_{4-9} = 0.70 + j0.55, V_4 = 1.005$ | $S_{4-9} = 0.35 + j0.20, V_4 = 1.035$ |
| Línea 4-5 | $S_{4-5} = 0.40 + j0.25, V_4 = 1.035$ | $S_{4-5} = 0.475 + j0.275, V_4 = 1.005$ | $S_{4-5} = 0.35 + j0.20, V_4 = 1.035$ |
| Línea 8-7 | $S_{8-7} = 0.35 + j0.30, V_8 = 1.035$ | $S_{8-7} = 1.00 + j0.20, V_8 = 1.005$ | $S_{8-7} = 0.35 + j0.20, V_8 = 1.035$ |
| Línea 8-9 | $S_{8-9} = 0.86 + j0.15, V_8 = 1.035$ | $S_{8-9} = 1.15 + j0.25, V_8 = 1.005$ | $S_{8-9} = 0.35 + j0.20, V_8 = 1.035$ |

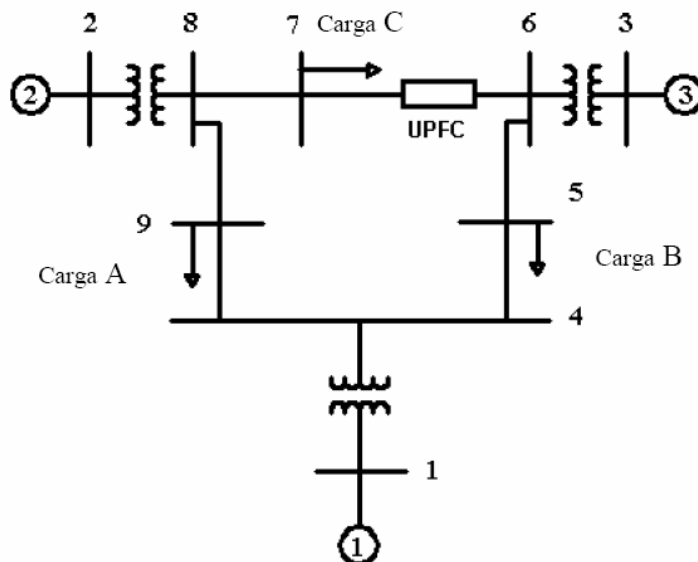


Figura 55 Sistema de potencia de tres Generadores

Los resultados que se muestran a continuación se obtienen al analizar las entradas de control para el UPFC, $u = [m E, \delta E, m B, \delta B]$, tomando el flujo de potencia activa linealizado como señal de retroalimentación y, con un control proporcional con ganancia $k = 0.01$. Se consideran las seis líneas del sistema de potencia como el conjunto de localizaciones factibles. Cabe hacer mención de que en un sistema de potencia de grandes dimensiones se debe seleccionar un conjunto reducido de líneas donde el impacto sobre

los modos electromecánicos pueda ser importante. Con el propósito de enfocarse en los modos electromecánicos, se van a utilizar modelos clásicos para las máquinas síncronas, con un factor de amortiguamiento $D_i = 0.025$. Por lo que las frecuencias de interés cuando el UPFC se inserta en la línea 6-7, por ejemplo, son $\omega_1 = 10.08$ rad/seg y $\omega_2 = 16.03$ rad/seg. Como estas frecuencias pueden cambiar, se usará un intervalo de frecuencia $[\omega_1 \pm 0.5]$, y $[\omega_2 \pm 0.5]$, con la finalidad de obtener robustez sobre las incertidumbres. En todos los casos el control del enlace de CD del UPFC se lleva a cabo a través de un control proporcional $\delta E = K_{Vdc} (V_{dc_ref} - V_{dc})$, con $K_{Vdc} = 1$.

En las Tablas V – X se muestran los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta para cada una de las posibles localizaciones, señales de entrada y diferentes modos electromecánicos, además se muestran los residuos para cada caso. En la figura 56, se muestran las gráficas de respuesta a la frecuencia para el caso base cuando el UPFC se inserta en la línea 4-5.

Tabla V Distancias normalizadas para el caso base

| Posición 4-5 | | Posición 4-9 | | Posición 6-5 | |
|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8.9116 rad/seg | 13.4115 rad/seg | 8.9118 rad/seg | 13.4537 rad/seg | 10.1006 rad/seg | 16.0342 rad/seg |
| 0.0137 | 0.0087 | 0.0191 | 0.0077 | 0.0011 | 0.0064 |
| 0.2596 | 0.3943 | 0.4940 | 0.2317 | 0.0462 | 0.1343 |
| 0.0155 | 0.0236 | 0.1310 | 0.0223 | 0.0142 | 0.0611 |
| 0.0008 | 0.0028 | 0.0013 | 0.0031 | 0.0003 | 0.0008 |

| Posición 6-7 | | Posición 8-7 | | Posición 8-9 | |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 10.0865 rad/seg | 16.0340 rad/seg | 12.5630 rad/seg | 13.2884 rad/seg | 12.5616 rad/seg | 13.3706 rad/seg |
| 0.0229 | 0.0046 | 0.0095 | 0.0403 | 0.0025 | 0.0110 |
| 1.0000 | 0.2831 | 0.1374 | 1.0000 | 0.0156 | 0.0896 |
| 0.0604 | 0.0003 | 0.0283 | 0.4300 | 0.0158 | 0.0768 |
| 0.0030 | 0.0018 | 0.0011 | 0.0069 | 0.0000 | 0.0001 |

Tabla VI Distancias normalizadas para el caso débil

| Posición 4-5 | | Posición 4-9 | | Posición 6-5 | |
|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| 8.4136 rad/seg | 13.3096 rad/seg | 8.3796 rad/seg | 13.3450 rad/seg | 9.7784 rad/seg | 16.4371 rad/seg |
| 0.0159 | 0.0127 | 0.0127 | 0.0206 | 0.0019 | 0.0120 |
| 0.2915 | 0.2758 | 0.4918 | 0.1093 | 0.0314 | 0.0907 |
| 0.0324 | 0.0527 | 0.0800 | 0.0333 | 0.0072 | 0.0348 |
| 0.0005 | 0.0022 | 0.0033 | 0.0076 | 0.0005 | 0.0020 |

| Posición 6-7 | | Posición 8-7 | | Posición 8-9 | |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 9.8041 rad/seg | 16.4367 rad/seg | 12.6176 rad/seg | 13.1539 rad/seg | 12.6143 rad/seg | 13.2365 rad/seg |
| 0.0520 | 0.0083 | 0.0180 | 0.0640 | 0.0026 | 0.0115 |
| 1.0000 | 0.2324 | 0.2149 | 1.0000 | 0.0116 | 0.0517 |
| 0.1087 | 0.0000 | 0.0386 | 0.4163 | 0.0119 | 0.0606 |
| 0.0063 | 0.0037 | 0.0024 | 0.0140 | 0.0001 | 0.0005 |

Tabla VII Distancia normalizada para el caso misma potencia

| Posición 4-5 | | Posición 4-9 | | Posición 6-5 | |
|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8.8965 rad/seg | 13.4204 rad/seg | 8.7750 rad/seg | 13.4796 rad/seg | 10.0973 rad/seg | 16.0343 rad/seg |
| 0.0122 | 0.0078 | 0.0102 | 0.0094 | 0.0018 | 0.0089 |
| 0.2516 | 0.3578 | 0.3917 | 0.1898 | 0.0391 | 0.1007 |
| 0.0308 | 0.0546 | 0.1164 | 0.0680 | 0.0031 | 0.0101 |
| 0.0004 | 0.0016 | 0.0035 | 0.0007 | 0.0013 | 0.0052 |

| Posición 6-7 | | Posición 8-7 | | Posición 8-9 | |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 10.0678 rad/seg | 16.0340 rad/seg | 12.5640 rad/seg | 13.2906 rad/seg | 12.5631 rad/seg | 13.3678 rad/seg |
| 0.0233 | 0.0042 | 0.0029 | 0.0111 | 0.0035 | 0.0146 |
| 1.0000 | 0.2623 | 0.1649 | 1.0000 | 0.0120 | 0.0649 |
| 0.0670 | 0.0009 | 0.0426 | 0.4712 | 0.0079 | 0.0351 |
| 0.0013 | 0.0007 | 0.0009 | 0.0035 | 0.0014 | 0.0059 |

Tabla VIII Caso débil

| Posición 4-5 | | Posición 4-9 | | Posición 6-5 | |
|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8.9116 rad/seg | 13.4115 rad/seg | 8.9118 rad/seg | 13.4537 rad/seg | 10.1006 rad/seg | 16.0342 rad/seg |
| 0.7815 | 0.2876 | 0.9364 | 0.0276 | 0.0723 | 0.0975 |
| 3.8991 | 2.4518 | 5.4689 | 0.2489 | 0.4299 | 0.9586 |
| 0.8513 | 0.7494 | 2.5453 | 0.0097 | 0.0050 | 0.0113 |
| 0.1822 | 0.1818 | 0.2064 | 0.0007 | 0.0033 | 0.0025 |

| Posición 6-7 | | Posición 8-7 | | Posición 8-9 | |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 10.0865 rad/seg | 16.0340 rad/seg | 12.5630 rad/seg | 13.2884 rad/seg | 12.5616 rad/seg | 13.3706 rad/seg |
| 0.9766 | 0.1277 | 0.3439 | 1.0013 | 0.1164 | 0.0833 |
| 6.5158 | 1.2529 | 2.8041 | 5.4603 | 0.9703 | 0.5730 |
| 1.5901 | 0.0076 | 0.0907 | 3.1594 | 0.0099 | 0.0259 |
| 0.3431 | 0.0033 | 0.0174 | 0.4352 | 0.0009 | 0.0071 |

Tabla IX Caso débil

| Posición 4-5 | | Posición 4-9 | | Posición 6-5 | |
|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| 8.4136 rad/seg | 13.3096 rad/seg | 8.3796 rad/seg | 13.3450 rad/seg | 9.7784 rad/seg | 16.4371 rad/seg |
| 0.3659 | 0.3416 | 0.1792 | 0.0242 | 0.0814 | 0.1266 |
| 1.7534 | 2.0065 | 2.3753 | 0.1513 | 0.3357 | 0.9101 |
| 0.8382 | 1.0965 | 1.1415 | 0.0038 | 0.0053 | 0.0062 |
| 0.0583 | 0.0963 | 0.1861 | 0.0022 | 0.0015 | 0.0032 |

| Posición 6-7 | | Posición 8-7 | | Posición 8-9 | |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 9.8041 rad/seg | 16.4367 rad/seg | 12.6176 rad/seg | 13.1539 rad/seg | 12.6143 rad/seg | 13.2365 rad/seg |
| 1.5187 | 0.1824 | 0.8557 | 1.3213 | 0.1739 | 0.0926 |
| 6.7141 | 1.3113 | 4.8326 | 5.0806 | 0.9931 | 0.3736 |
| 2.1893 | 0.0096 | 0.2293 | 3.1541 | 0.0094 | 0.0181 |
| 0.5152 | 0.0052 | 0.0583 | 0.6318 | 0.0017 | 0.0090 |

Tabla X caso misma potencia

| Posición 4-5 | | Posición 4-9 | | Posición 6-5 | |
|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 8.8965 rad/seg | 13.4204 rad/seg | 8.7750 rad/seg | 13.4796 rad/seg | 10.0973 rad/seg | 16.0343 rad/seg |
| 0.7299 | 0.2564 | 0.6337 | 0.0193 | 0.0560 | 0.0826 |
| 3.8485 | 2.4551 | 4.7008 | 0.1988 | 0.3943 | 0.8090 |
| 1.2246 | 1.1322 | 2.2827 | 0.0058 | 0.0101 | 0.0079 |
| 0.1064 | 0.1148 | 0.3854 | 0.0020 | 0.0013 | 0.0027 |

| Posición 6-7 | | Posición 8-7 | | Posición 8-9 | |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 10.0678 rad/seg | 16.0340 rad/seg | 12.5640 rad/seg | 13.2906 rad/seg | 12.5631 rad/seg | 13.3678 rad/seg |
| 0.9808 | 0.1283 | 0.3423 | 0.2847 | 0.0805 | 0.0540 |
| 6.4877 | 1.2584 | 3.0379 | 5.7731 | 0.6880 | 0.5676 |
| 1.6695 | 0.0084 | 0.1215 | 3.6783 | 0.0062 | 0.0347 |
| 0.2209 | 0.0022 | 0.0082 | 0.0775 | 0.0019 | 0.0018 |

Analizando las Tablas V- VII, se puede concluir que para este caso de estudio la mejor señal como retroalimentación es la fase de la fuente shunt (δ, E), y que las mejores localizaciones que pueden afectar significativamente las frecuencias de oscilación corresponden a la posición 6-7 para ω_1 (la menor) y la posición 8-7 para ω_2 (la mayor). En todos los casos se consideró el flujo de potencia activa en la línea como señal de retroalimentación. En las Tablas VIII- X, se muestran los resultados para cada señal de entrada y para todos los casos.

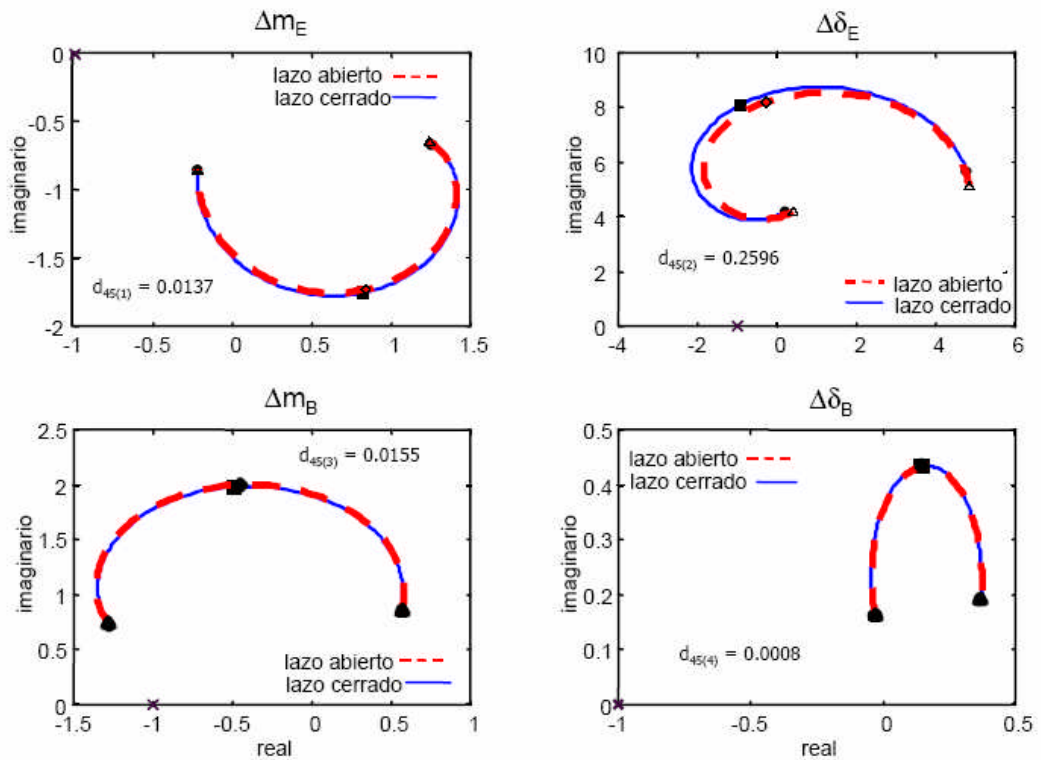


Figura 52 Respuestas de lazo abierto y lazo cerrado con el UPFC en la línea 4-5 para ω_1 .

5.3. Estudio Para implementar un controlador FACTS a un sistema complejo

A continuación se presenta un caso en el cual se desea determinar la localización de un capacitor en serie controlado por tiristores (TCSC) y un UPFC en un sistema complejo de n líneas y generadores, mostrado en la figura 57.

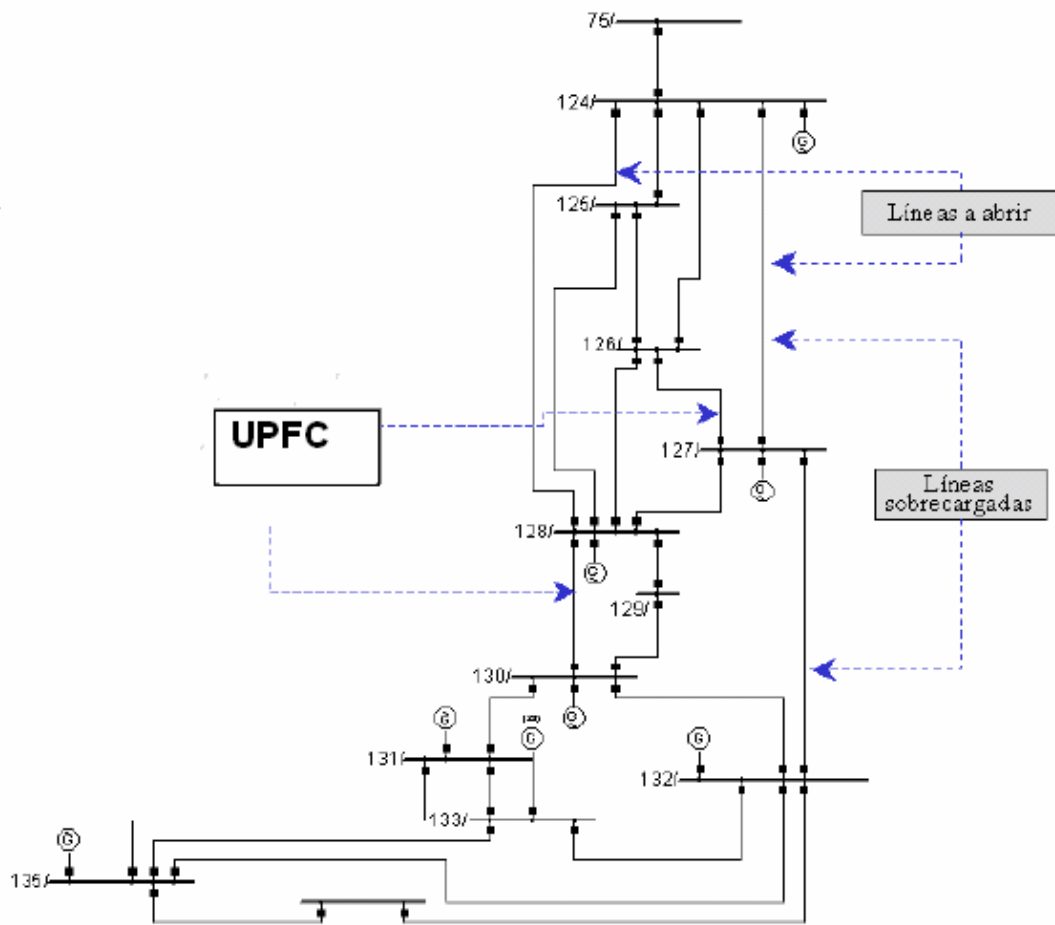


Figura 57 Sistema de potencia complejo

Para ejemplificar se consideran las líneas 75-77, 75-84 y 174-181 como el conjunto de localizaciones factibles; la señal de retroalimentación va a estar dada por el flujo de potencia activa linealizado, utilizando un control proporcional con ganancia $k=0.001$. Además se tienen cuatro entradas de control para el UPFC y una para el TCSC. Las frecuencias de un par de modos interárea de interés son: $\omega_1 = 2.4$ rad/seg y $\omega_2 = 3.2$ rad/seg, además se usará un intervalo de frecuencia $[\omega_i \pm 0.05]$, $i = 1,2$; con la finalidad de obtener robustez sobre las incertidumbres. En todos los casos el control del voltaje en el enlace de CD del UPFC se lleva a cabo mediante $\delta E = K_{vdc} (vdc_{ref} - vdc)$, con $K_{vdc} = 0.01$. Se van a considerar cuatro casos: (a) un UPFC insertado en la línea 75-84, controlando un flujo de $S_{75-84} = 0.5 + j0.5$,

y un voltaje $|V_{75}| = 1.025$; (b) un UPFC insertado en la línea 75- 77, controlando un flujo de $S_{75-77} = 5.25 - j0.4$, y un voltaje $|V_{75}| = 1.025$; (c) un TCSC insertado en la línea 174-181, con una reactancia en estado estacionario $X_{asc}= j0.129$ [5]; (d) un TCSC insertado en la línea 75-84, con una reactancia de estado estacionario de $X_{asc}=j0.015$. En las Tablas XI – XIV, se muestran las distancias normalizadas para las cuatro entradas de control del UPFC obtenidas con la metodología propuesta, además se presentan los valores de cada caso. Las Tablas XV – VII presentan las distancias normalizadas referentes al TCSC. En la figura 58 se muestran las gráficas de la respuesta a la frecuencia cuando el UPFC se inserta en la línea 75-84, caso (a).

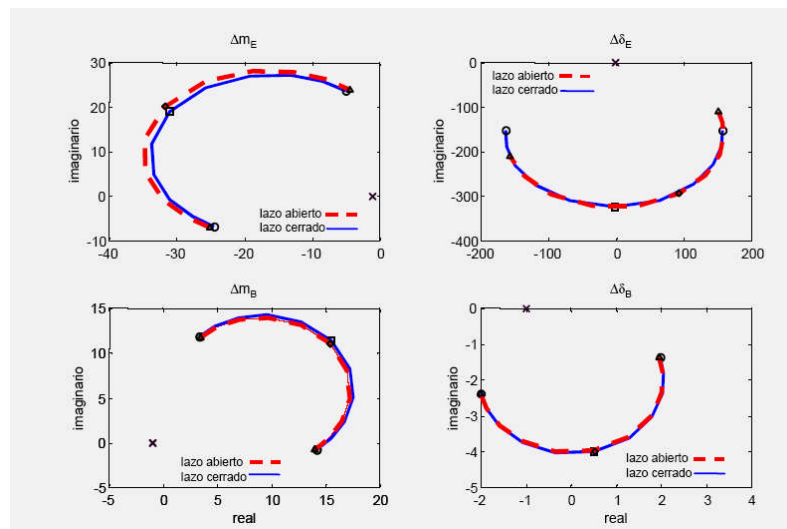


Figura 58 Gráficas de respuesta a la frecuencia para la ω_1 (frecuencia menor), cuando el UPFC se inserta en la línea 75-84.

Tabla XI Distancias normalizadas para el caso a)

| | $\omega_1 = 2.4953 \text{ rad/seg}$ | | $\omega_2 = 3.6109 \text{ rad/seg}$ | |
|-------------------|-------------------------------------|----------|-------------------------------------|----------|
| | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuos | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuos |
| Δm_E | 0.0316 | 0.2450 | 0.0069 | 0.1329 |
| $\Delta \delta_E$ | 0.8682 | 1.2983 | 1.0000 | 0.0860 |
| Δm_B | 0.0127 | 0.0648 | 0.0089 | 0.0321 |
| $\Delta \delta_B$ | 0.0003 | 0.0069 | 0.0004 | 0.0120 |

Tabla XII Distancias normalizadas para el caso b)

| | $\omega_1 = 2.4923 \text{ rad/seg}$ | | $\omega_2 = 3.6101 \text{ rad/seg}$ | |
|-------------------|-------------------------------------|----------|-------------------------------------|----------|
| | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuos | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuos |
| Δm_E | 0.0211 | 0.1223 | 0.0070 | 0.1473 |
| $\Delta \delta_E$ | 1.0000 | 0.6645 | 0.9821 | 0.1448 |
| Δm_B | 0.0221 | 0.0552 | 0.0704 | 0.1055 |
| $\Delta \delta_B$ | 0.0000 | 0.0037 | 0.0000 | 0.0131 |

Tabla XIII Distancias normalizadas para el caso c)

| | $\omega_1 = 2.7480 \text{ rad/seg}$ | | $\omega_2 = 3.8597 \text{ rad/seg}$ | |
|-------------------|-------------------------------------|---------|-------------------------------------|---------|
| | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuo | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuo |
| Δu_{TCSC} | 0.0017 | 1.2710 | 0.0037 | 5.5477 |

Tabla XIV Distancias normalizadas para el caso d)

| | $\omega_1 = 2.6925 \text{ rad/seg}$ | | $\omega_2 = 3.6122 \text{ rad/seg}$ | |
|-------------------|-------------------------------------|---------|-------------------------------------|---------|
| | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuo | $d_{(i)}$ normalizadas | Residuo |
| Δu_{TCSC} | 1.0000 | 3.7889 | 1.0000 | 2.4888 |

De acuerdo con las Tablas XI y XII, los resultados de la respuesta a la frecuencia indican que el impacto del UPFC en el amortiguamiento, desde la perspectiva de ω_1 , es comparable si se inserta en la línea 75-84 o en la línea 75-77, cuando se utiliza $\Delta \delta E$ como señal de retroalimentación. El UPFC tiene un mayor impacto sobre ω_1 si se inserta en la línea 75-84, usando $\Delta \delta E$ como señal de retroalimentación. Respecto a ω_2 , las Tablas XI y XII muestran que el impacto del UPFC en el amortiguamiento es comparable, de acuerdo a la respuesta a la frecuencia, si se inserta en la línea 75-84 o en la línea 75-77 cuando se usa $\Delta \delta E$ como señal de retroalimentación.

El UPFC presenta un mayor impacto sobre ω_2 si se inserta en la línea 75-77, usando Δ_{mE} o $\Delta \delta E$ como señal de retroalimentación. De acuerdo a las Tablas XIII y XIV, los resultados de la respuesta a la frecuencia indican que el impacto del TCSC en el amortiguamiento, desde la perspectiva de ω_1 , es mayor si se inserta en la línea 75-84, respecto a ω_2 , las Tablas XII y XIV muestran que el impacto del TCSC en el amortiguamiento es mayor, de acuerdo a la respuesta a la frecuencia, si el dispositivo se inserta en la línea 75-84. El TCSC tiene un mayor impacto sobre ω_2 si se inserta en la línea 174-181.

5.4. Sintonización de estabilizadores

La sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSSs) de los generadores y los estabilizadores de un controlador unificado de flujos de potencia (UPFC) y de un capacitor serie controlado por tiristores (TCSC), los cuales se van a instalar en el sistema de potencia complejo. Para demostrar la efectividad y desempeño de los estabilizadores diseñados se lleva a cabo un análisis de estabilidad transitoria.

El UPFC se conecta en la línea que une a los nodos 75 y 84, teniendo su rama en derivación en el nodo 75; el TCSC se conecta en la línea 181-174. Las simulaciones se van a llevar a cabo en cuatro escenarios:

Caso uno o caso base, en esta condición operativa se considera que el sistema ya incluye el UPFC y el TCSC.

Caso dos o caso débil, en esta condición se aumenta la potencia real generada y de carga en un 15% y se disminuye la magnitud de los voltajes nodales en un 1.5%.

Caso tres, tomando como referencia el *caso base* se sacan dos líneas de operación, la línea 158-141 y la línea 185-183.

Caso cuatro, tomando como referencia el *caso base* se sacan dos líneas de operación, la línea 172-174 y la línea 75-89.

En todos los casos el UPFC está controlando un flujo de $S_{75-84} = 0.5 + j0.5$. Las señales de retroalimentación son las siguientes: velocidades angulares, ω_i , asociadas a cada generador para los PSSs, el flujo de potencia activa, P_{ij} , en las líneas en las cuales se localizan el UPFC y el TCSC respectivamente. La función de transferencia de los estabilizadores tiene la forma:

$$h_i(s) = K_i \frac{sT_i}{1+sT_i} \frac{1+sT_{1i}}{1+sT_{2i}} \frac{1+sT_{3i}}{1+sT_{4i}}$$

En la figura 59 se muestran los esquemas utilizados para los estabilizadores de los dispositivos FACTS.

En la tabla XV, se muestran los parámetros para los trece PSSs instalados en el sistema de potencia. De la misma forma en la tabla XVI se muestran los parámetros para los dos estabilizadores basados en FACTS utilizados en el sistema. Cabe hacer mención que la sintonización de los estabilizadores se llevo a cabo a través de la metodología expuesta anteriormente.

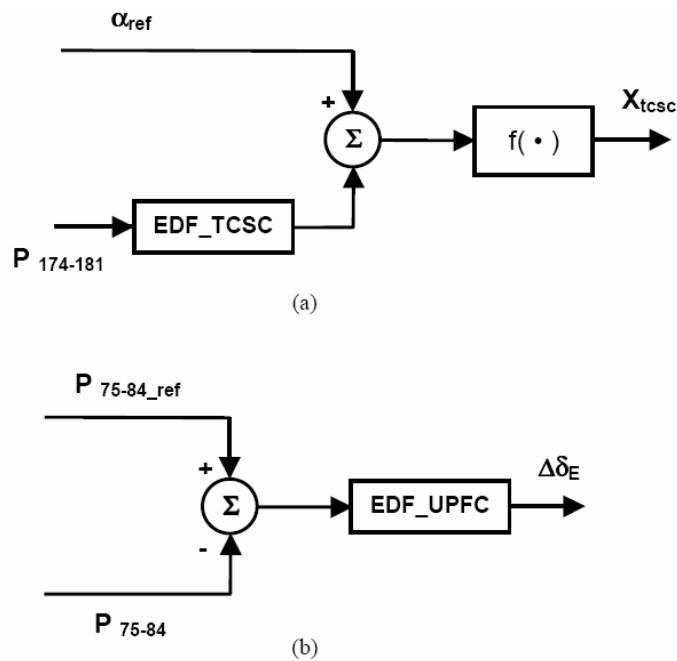


Figura 59 Estabilizadores para el TCSC y el UPFC

Tabla XV Parámetros de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) empleados en el sistema complejo

| Parámetros | T | K | T ₁ | T ₂ |
|------------|-----|--------|----------------|----------------|
| PSS_1 | 7.5 | 0.2371 | 0.0800 | 0.015 |
| PSS_2 | 7.5 | 0.2306 | 0.0800 | 0.015 |
| PSS_3 | 7.5 | 0.2435 | 0.0800 | 0.015 |
| PSS_6 | 7.5 | 0.0694 | 0.0371 | 0.015 |
| PSS_15 | 7.5 | 0.2435 | 0.0200 | 0.015 |
| PSS_19 | 7.5 | 0.2435 | 0.0200 | 0.015 |
| PSS_24 | 7.5 | 0.2500 | 0.0286 | 0.015 |
| PSS_32 | 7.5 | 0.2242 | 0.0200 | 0.015 |
| PSS_33 | 7.5 | 0.1081 | 0.0457 | 0.015 |
| PSS_35 | 7.5 | 0.2500 | 0.0200 | 0.015 |
| PSS_36 | 7.5 | 0.2371 | 0.0200 | 0.015 |
| PSS_38 | 7.5 | 0.2371 | 0.0457 | 0.015 |
| PSS_39 | 7.5 | 0.2177 | 0.0629 | 0.015 |

Tabla XVI Parámetros de los estabilizadores de los dispositivos FACTS empleados en el sistema complejo

| Parámetros | T | K | T ₁ | T ₂ |
|------------|-----|--------|----------------|----------------|
| EDF_UPFC | 7.5 | 0.1403 | 0.0371 | 0.0400 |
| EDF_TCSC | 7.5 | 0.0075 | 0.0526 | 0.0400 |

En las figuras 56 a la 79, se muestra el comportamiento de algunas posiciones de los rotores, δ_i , velocidades angulares, ω_i , y potencias eléctricas, P_{ei} , después de aplicar una falla trifásica en los nodos 59, 78, 185 ó 53, para cada uno de los escenarios propuestos. En todas las figuras se compara la respuesta del sistema cuando no se tienen estabilizadores y la respuesta del mismo cuando se tienen todos los estabilizadores y para cada una de las condiciones operativas propuestas. Cabe hacer mención que la respuesta del sistema cuando no se consideran los estabilizadores corresponde al caso base.

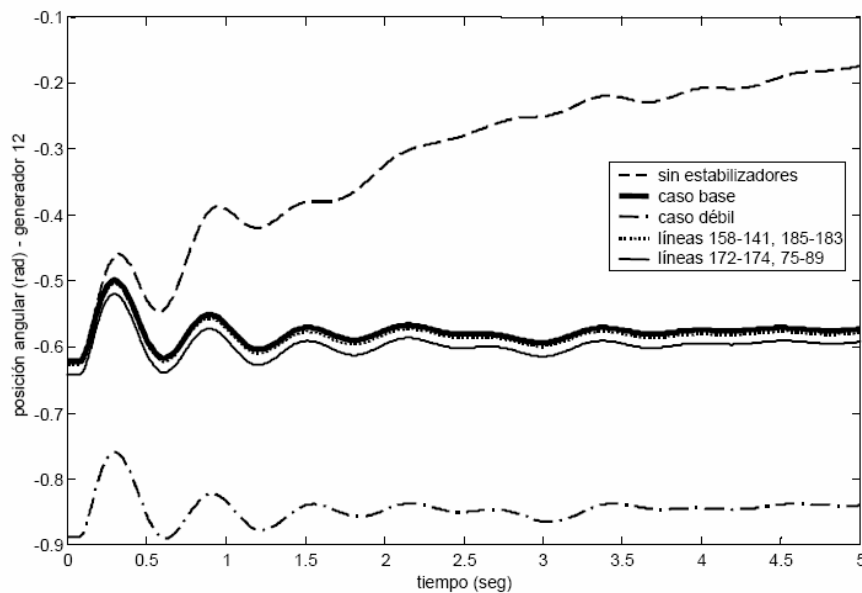


Figura 60 Ángulo del generador 12 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59

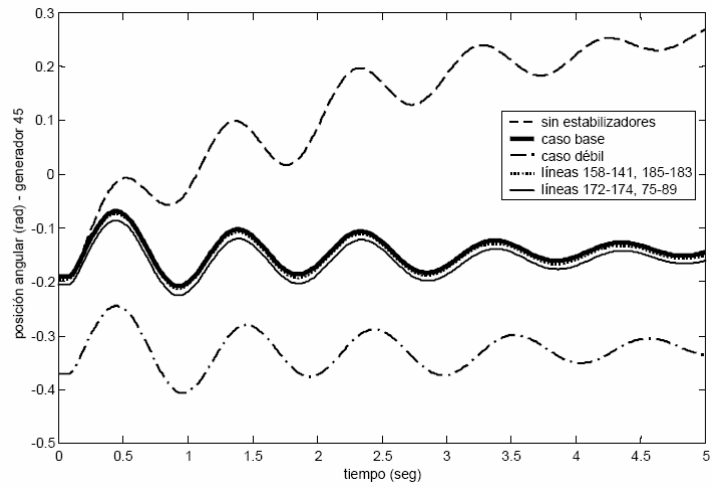


Figura 61 Ángulo del generador 45 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59

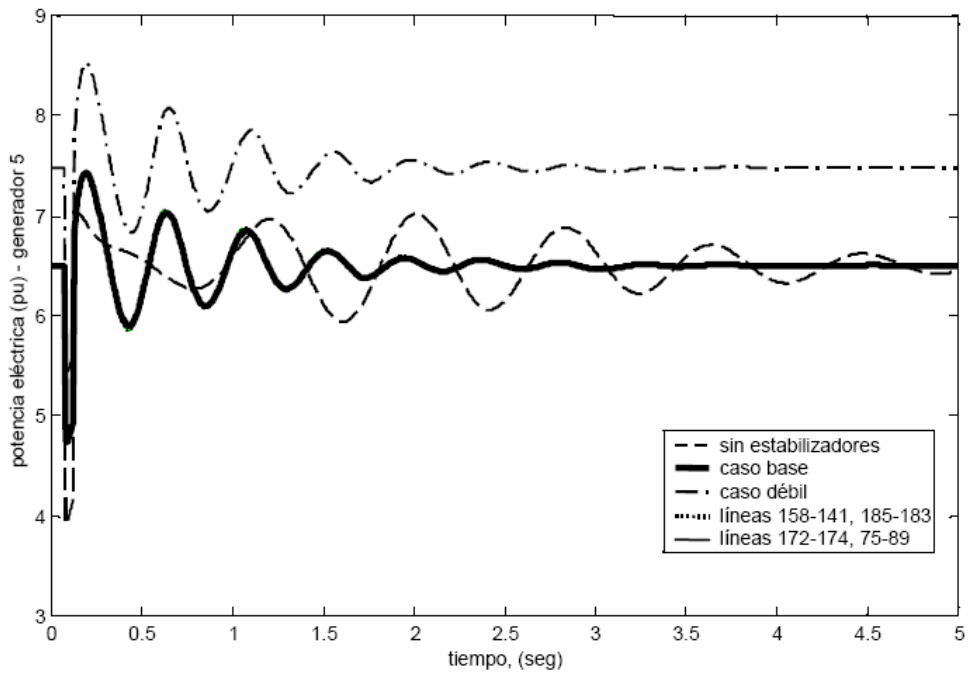


Figura 62 Potencia eléctrica del generador 5 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59

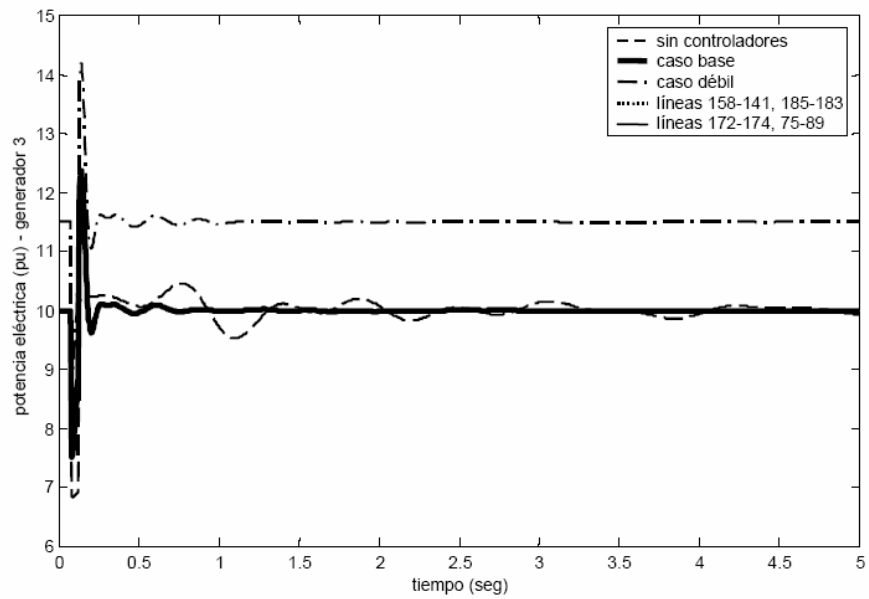


Figura 63 Potencia eléctrica del generador 3 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 59

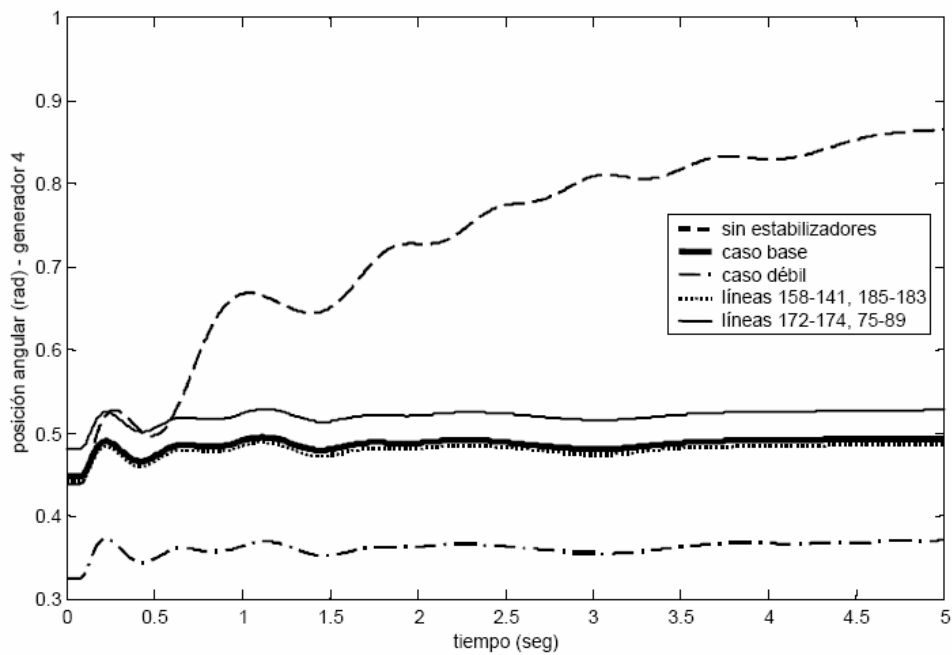


Figura 64 Ángulo del generador 4 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78

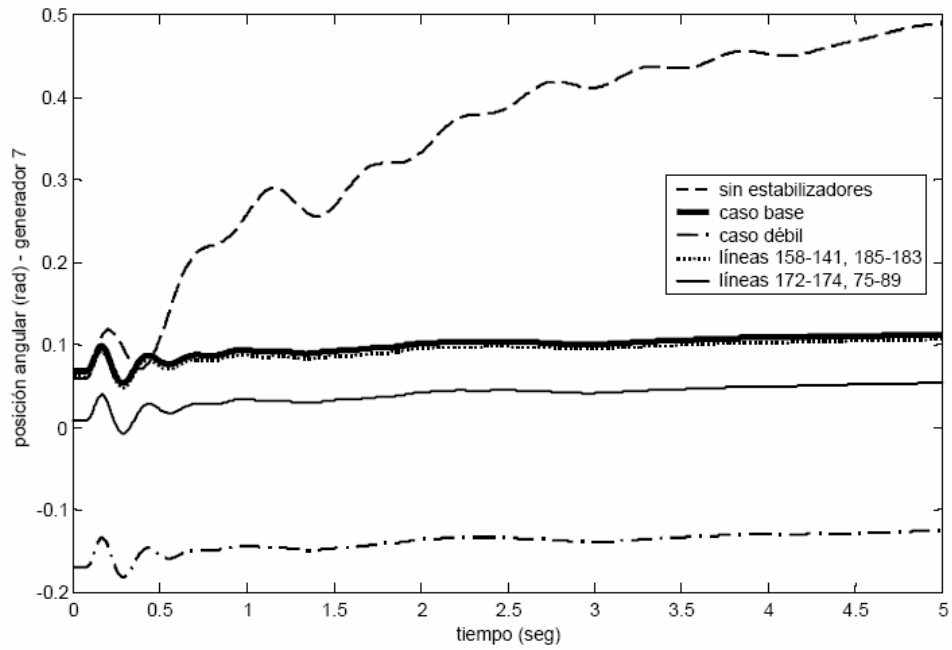


Figura 65 Ángulo del generador 7 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78

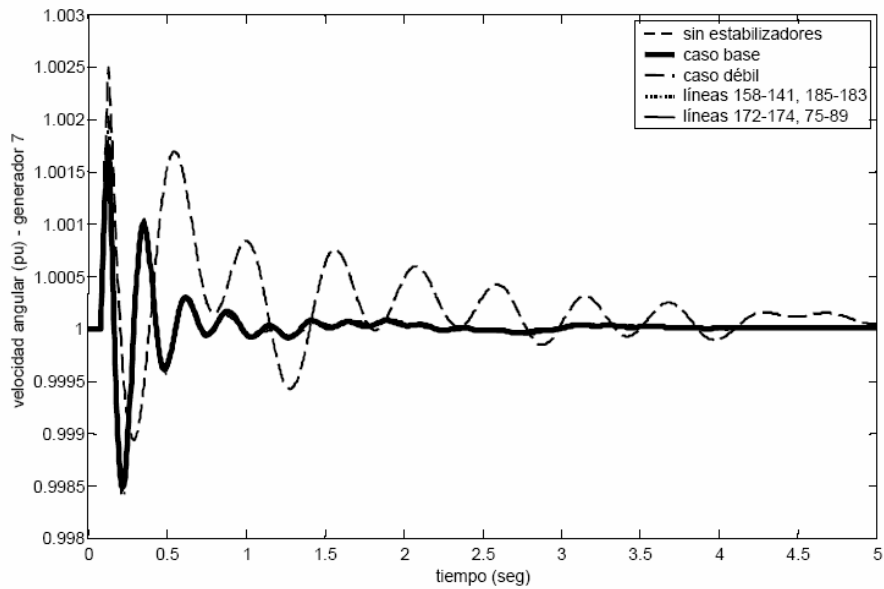


Figura 66 Velocidad del generador 7 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78

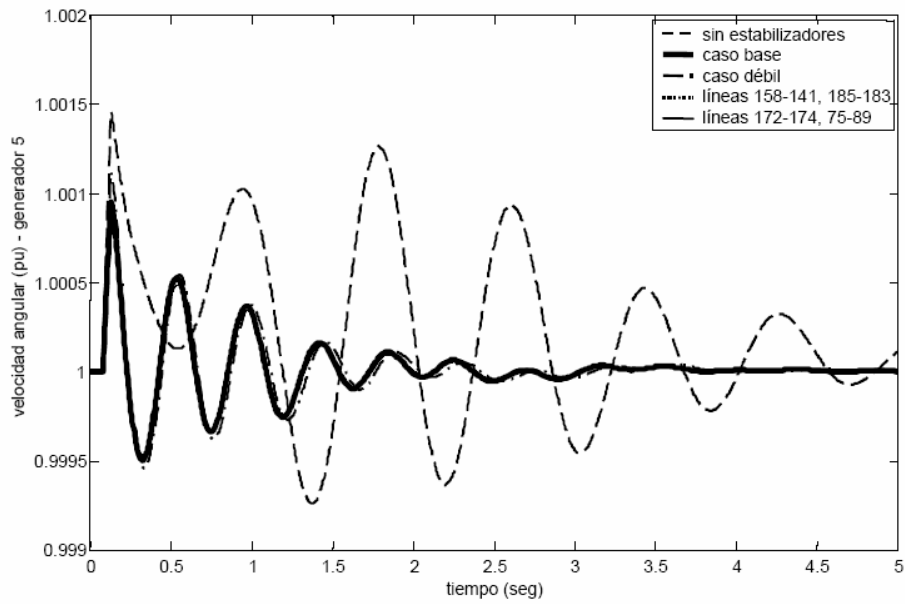


Figura 67 Velocidad del generador 5 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78

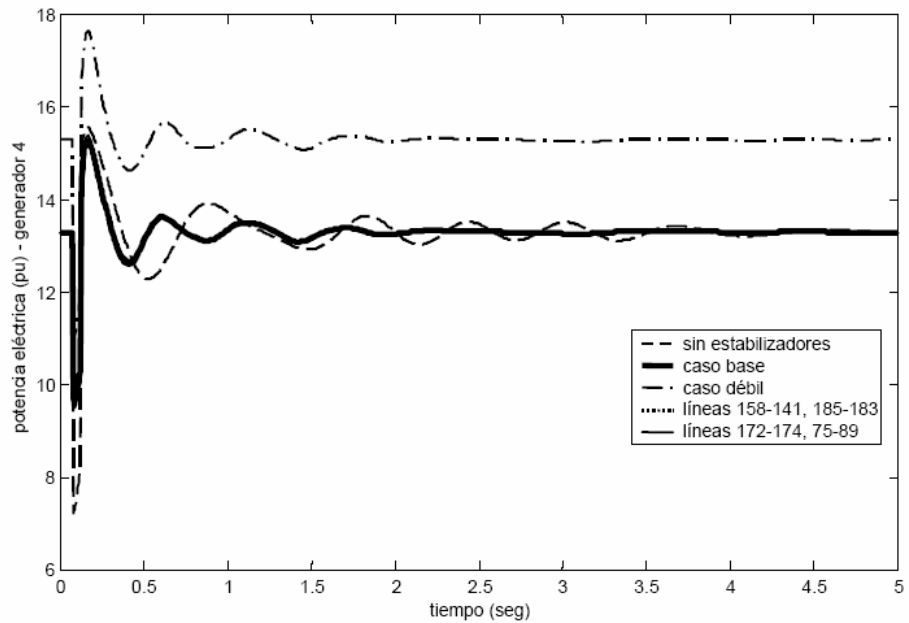


Figura 68 Potencia eléctrica del generador 4 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78

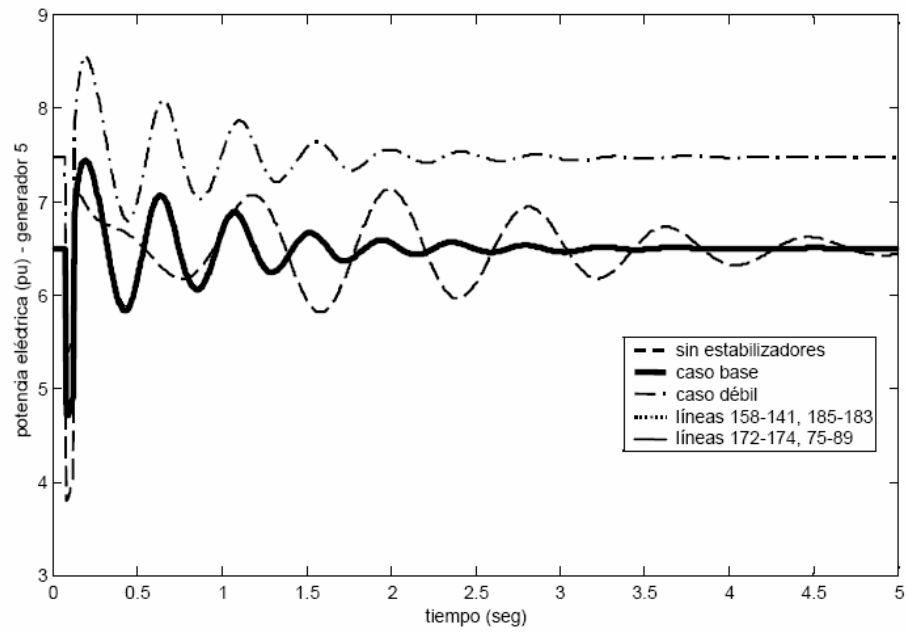


Figura 69 Potencia eléctrica del generador 5 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 78

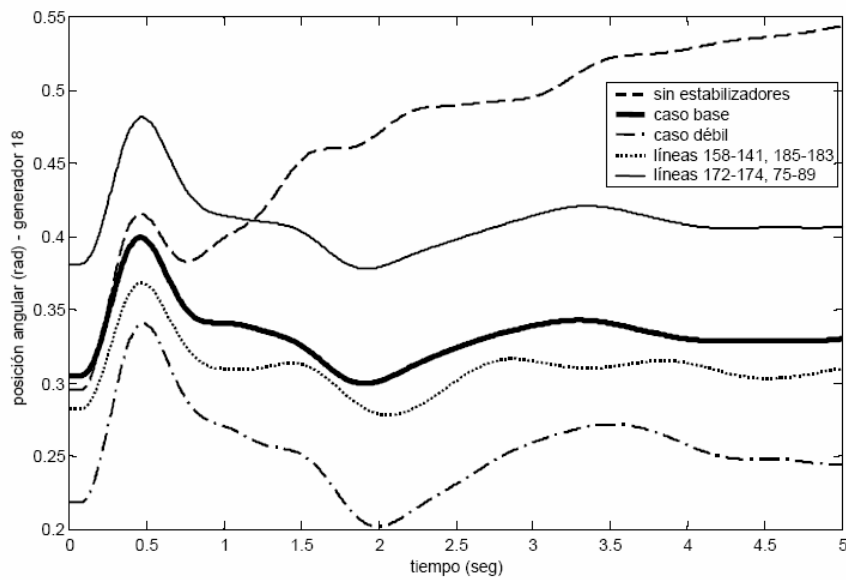


Figura 70 Ángulo del generador 18 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185

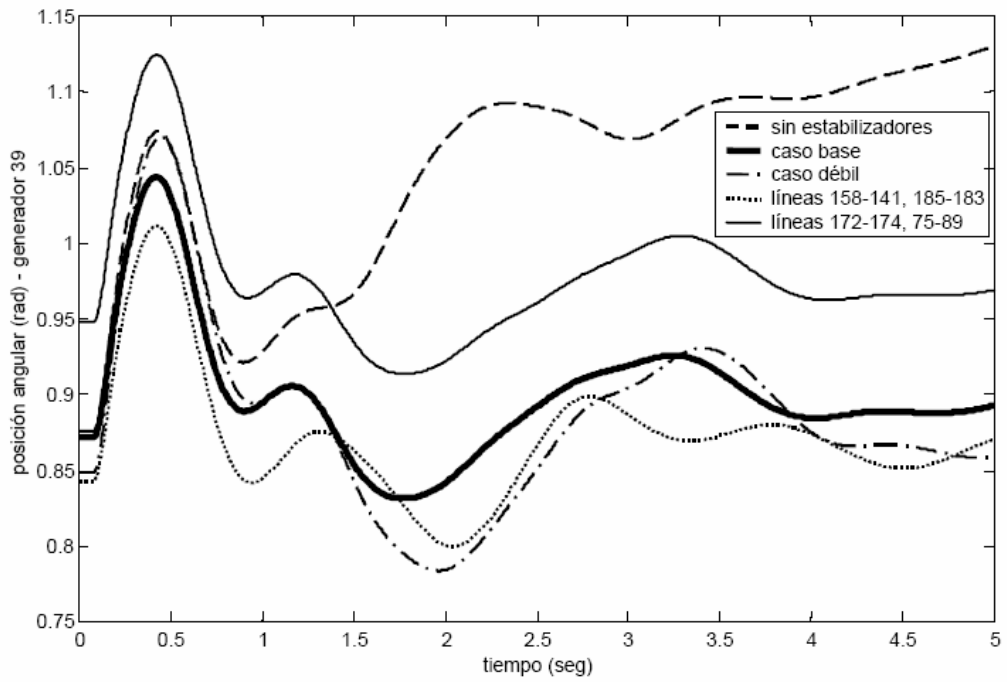


Figura 71 Ángulo del generador 39 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185

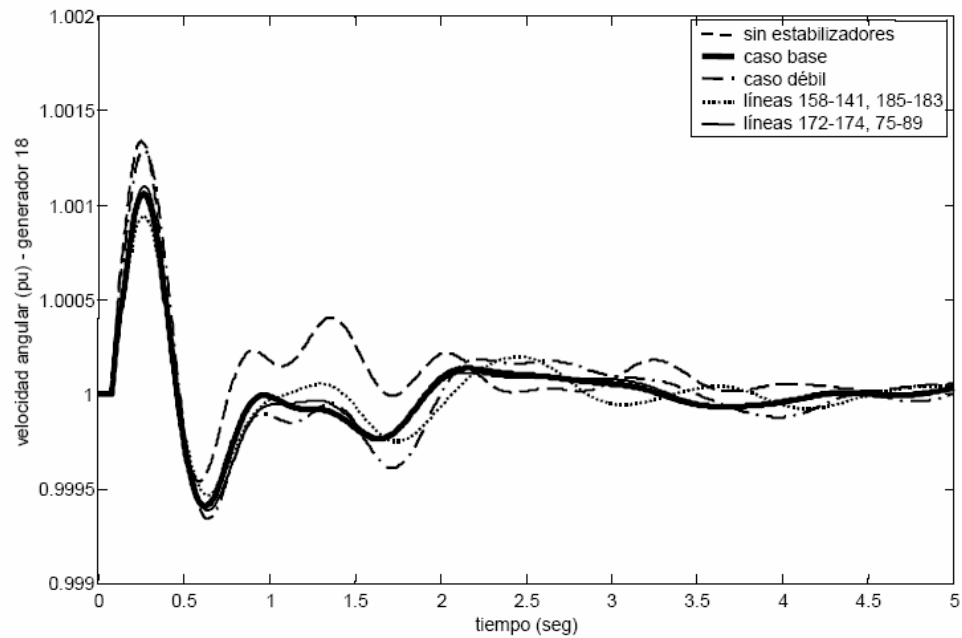


Figura 72 Velocidad del generador 18 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185

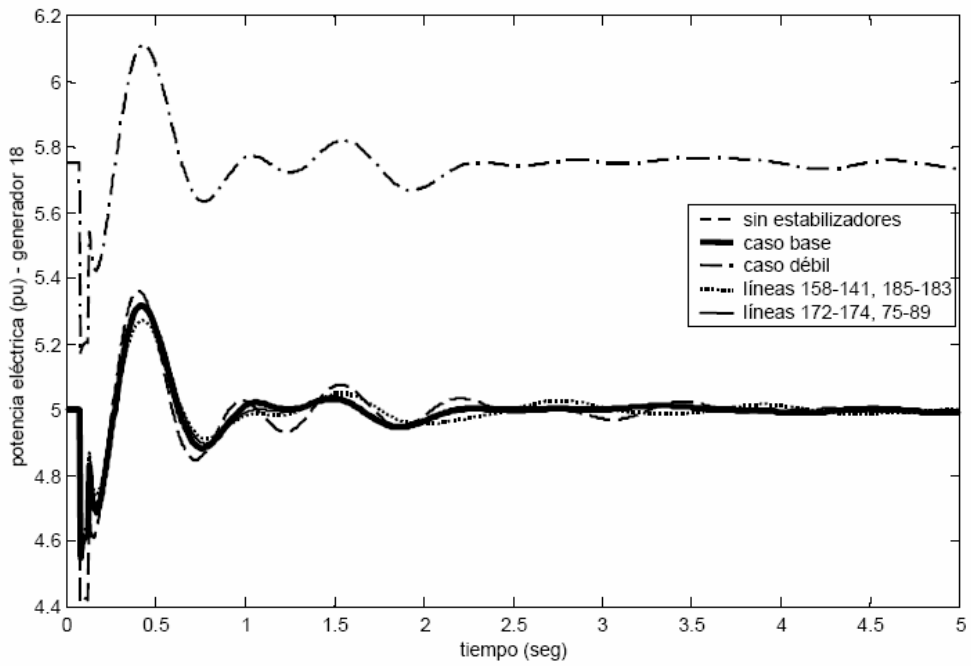


Figura 73 Potencia eléctrica del generador 18 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 185

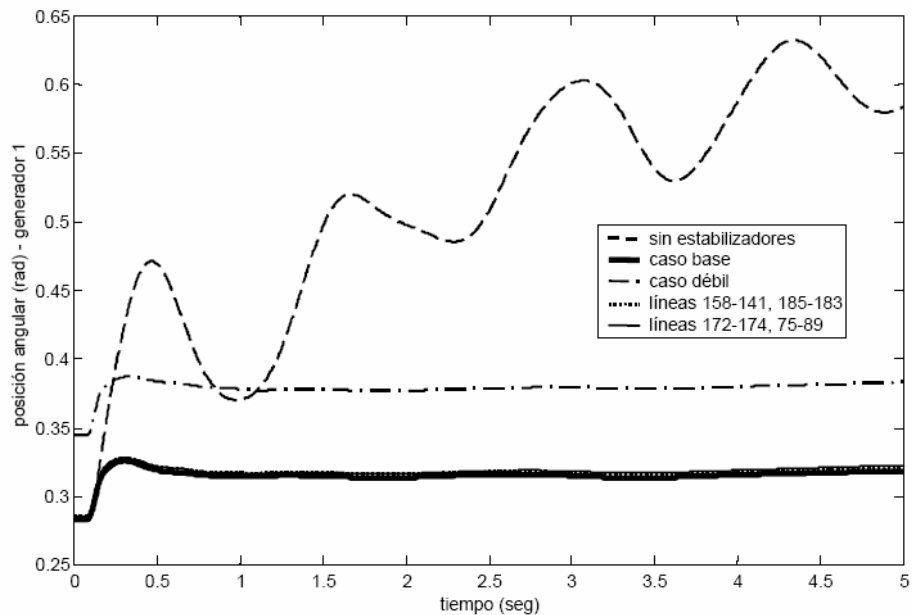


Figura 74 Ángulo del generador 1 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53

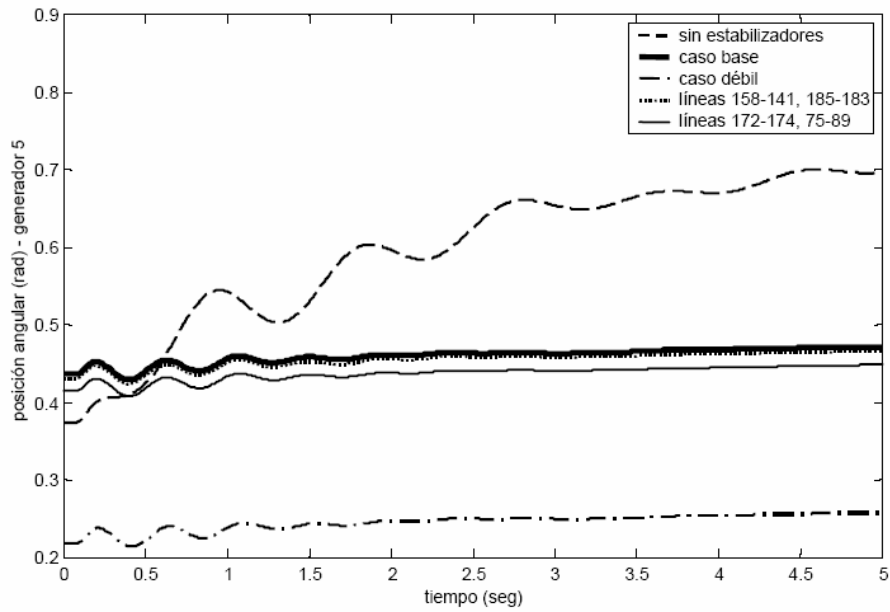


Figura 75 Ángulo del generador 5 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53

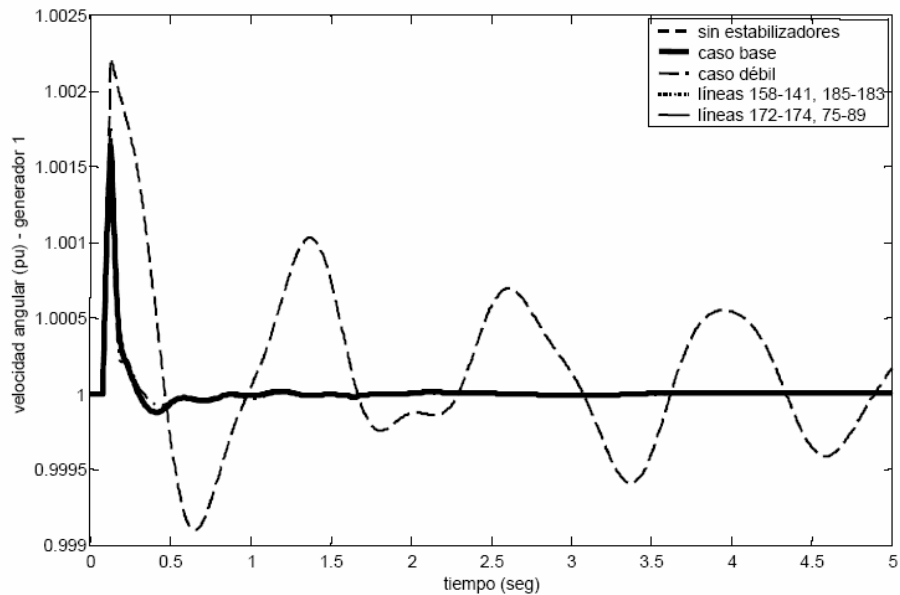


Figura 76 velocidad del generador 1 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53

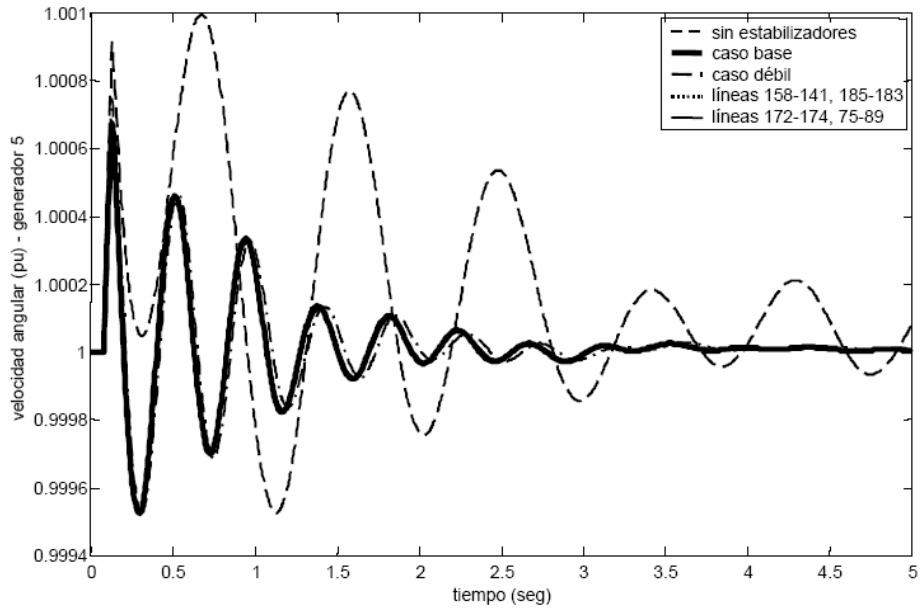


Figura 77 Velocidad del generador 5 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53

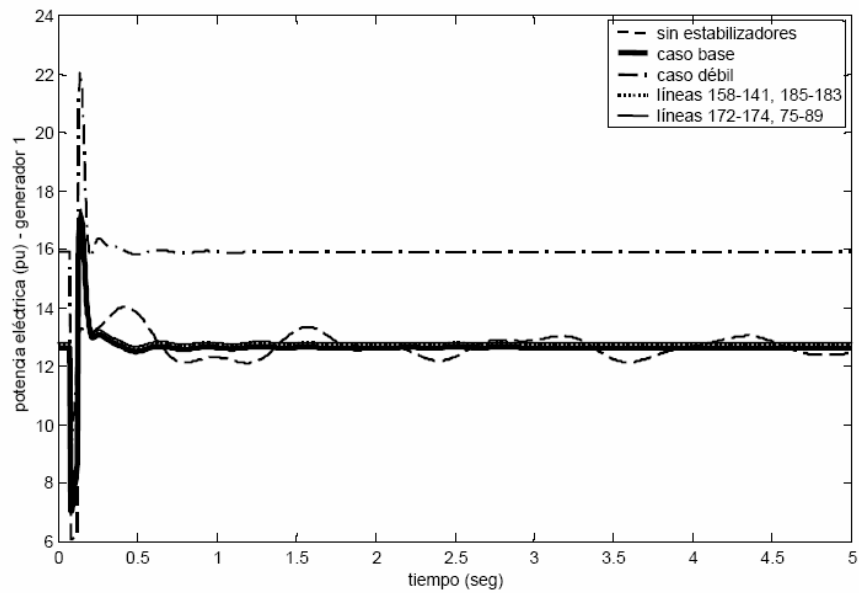


Figura 78 Potencia eléctrica del generador 1 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53

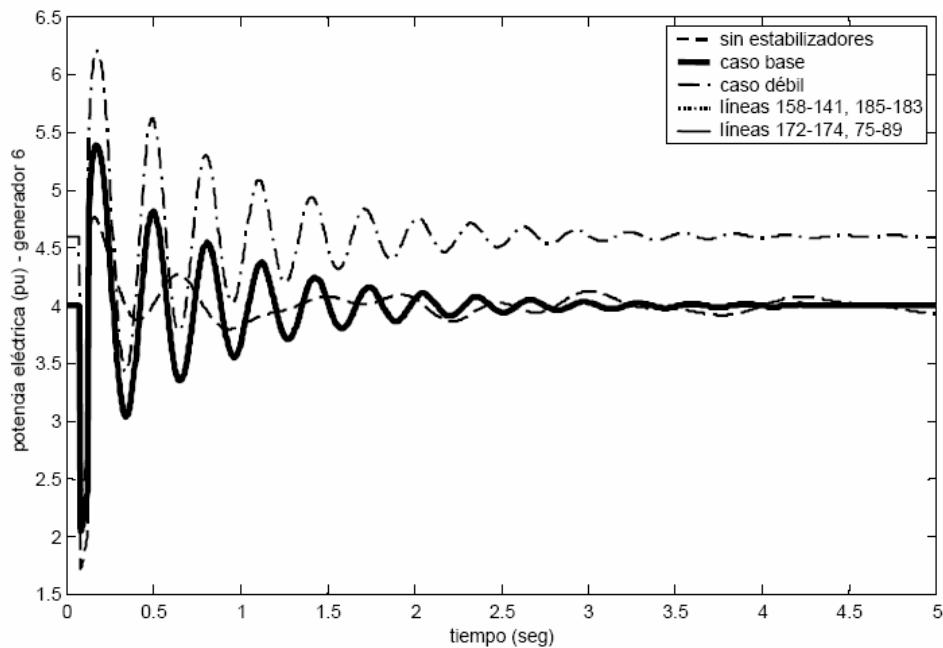


Figura 79 Potencia eléctrica del generador 6 considerando una falla de cortocircuito en el nodo 53

5.5. Aplicación móvil gracias a la estructura modular

Tras una serie de cuidadosos estudios se decidió una ejecución con condensadores conmutados por tiristores (TSC, Thyristor Switched Capacitor), constituidos por módulos transportables por carretera. Los módulos pueden montarse y desmontarse sin problemas en las subestaciones en cuestión, de modo que se obtiene la asistencia dinámica a la tensión allí donde es más necesaria.

La gama completa de regulación dinámica del compensador de potencia reactiva de 0 a 60 Mvar está cubierta por tres bancos de condensadores conmutados por tiristores para 10, 20 o 40 Mvar figura 80. Puesto que los condensadores conmutados por tiristores no producen por sí mismos armónicos, se han instalado bobinas de reactancia para impedir la amplificación los armónicos presentes en la red.

Un RSVC consiste básicamente en los siguientes módulos como se muestra en la figura 81:

- Un módulo de conmutación montado sobre un bastidor de acero al aire libre; el módulo contiene el interruptor automático y el seccionador de 13 kV, así como transformadores de medición y los descargadores.
- Tres módulos de bancos de condensadores, cada uno de ellos sobre un bastidor de acero al aire libre; los módulos contienen los bancos de condensadores y las bobinas amortiguadoras.
- Un módulo de válvulas de tiristores en carcasa prefabricada. Este módulo contiene las válvulas de tiristor, el sistema electrónico de la válvula y la refrigeración de la misma.
- Un módulo de control-mando en carcasa prefabricada. Este módulo contiene dispositivos de control, regulación, protección y distribución de corriente continua para las instalaciones auxiliares.

Un módulo de energía auxiliar en carcasa prefabricada. Este módulo contiene un transformador de energía auxiliar y dispositivos para la distribución de corriente alterna. La figura 81 muestra un módulo de banco de condensadores preparado para el transporte; en la figura 82 puede verse el compensador de potencia reactiva instalado en la subestación P_{enn} .

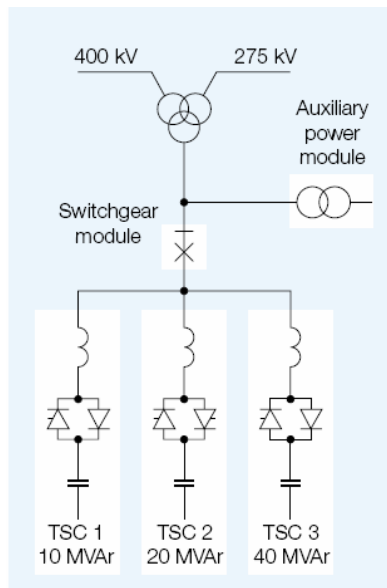


Figura 80 Esquema unifilar de la red y línea característica de corriente-tensión de un compensador estático de potencia reactiva, transportable

- | | |
|-------------------------------|-----------------------------------|
| 1 Bobina de reactancia | 5 Sistema electrónico de válvulas |
| 2 Banco de condensadores | 6 Ventilación forzada |
| 3 Válvulas de tiristores | 7 Torres de refrigeración |
| 4 Refrigeración de tiristores | 8 Regulación y protección |

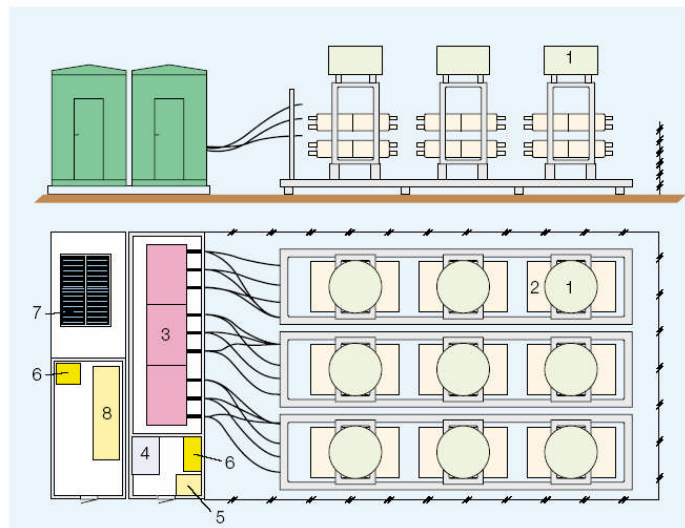


Figura 81 Estructura modular del compensador (sin módulos de interruptor automático ni de energía auxiliar)



Figura 82 Módulo de banco de condensador preparado para el transporte



Figura 83 Compensador estático de potencia reactiva, desplazable, en la subestación de NGC en Penn (Gran Bretaña).

5.5.1. Sencillez de la instalación y puesta en servicio

El diseño modular del compensador de potencia reactiva simplifica notablemente el montaje y la puesta en servicio in situ. Esto significa también que se puede ensayar en fábrica una gran parte de las instalaciones y la instalación en su conjunto, reduciéndose a un mínimo la necesidad de hacer pruebas in situ. Los trabajos de construcción se limitan a los cimientos corridos para sostener los módulos. Únicamente se necesitan pernos de anclaje para el módulo de conmutación.

5.5.2. Bajo efecto medioambiental

Las soluciones técnicas empleadas en el compensador de potencia reactiva garantizan un bajo nivel de ruidos y de perturbaciones magnéticas, de modo que el entorno casi no se ve afectado. Puesto que el compensador no tiene bobinas de inductancia controladas por tiristores, el flujo de dispersión magnética es también muy bajo. Además se utilizan TSC, de modo que el compensador no genera armónicos. Esto también contribuye al bajo nivel de ruidos.

Conclusiones

1. Los FACTS son una poderosa alternativa para el control de los sistemas eléctricos de potencia. Presentándose en este trabajo su clasificación, ventajas, localización y aplicaciones.
2. El avance de la tecnología, y principalmente de los dispositivos electrónicos, ha contribuido a mejorar la transmisión de corriente eléctrica para crear los sistemas FACTS.
3. Con la electrónica de potencia se han creado dispositivos que ayudan al sistema de potencia a ser más versátil, disminuyendo así oscilaciones y cuellos de botella, ayudando al sistema a ser más estable.
4. Los FACTS cuentan ya con numerosas aplicaciones alrededor del mundo, contribuyendo en los países desarrollados, a tener una transmisión de corriente alterna más estable, con tantas interconexiones que pueda tener un sistema entre países.
5. Los dispositivos FACTS nos permiten gran versatilidad para variar la potencia reactiva y activa de la red, según sea la demanda de las cargas instaladas.

Recomendaciones

- 1.** Iniciar el estudio del sistema de potencia actual para la implementación de los FACTS.
- 2.** Dar a conocer los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna en los cursos del área de potencia.
- 3.** Que se implemente un curso de electrónica de potencia en la Escuela de Mecánica Eléctrica, y como una de sus aplicaciones se den los sistemas flexibles para la transmisión de corriente alterna.
- 4.** Que tanto EEGSA como INDE, tengan mejor comunicación con la Escuela de Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, para elaborar proyectos con el alumnado, donde se involucre el sistema eléctrico de potencia.

Bibliografía

1. G. Hingorani, L. Gyugyi, *Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems* IEEE Press, 1999.
2. W. Fang, *Coordinated Power Control of Unified Power Flow Controller and its Application for Enhancing Dynamic Power System Performance*, tesis doctoral, Hong Kong Polytechnic University 1999.
3. S.L. Nilsson, *Electrical Power and Energy Systems* 1995.
4. Y.H. Song, A.T. Johns, *Flexible ac transmission systems (FACTS)*(IEE Power and Energy Series 30, 1999.
5. B. Avramovic, L.H. Fink, *Electrical Power & Energy Systems* 1995.
6. H.F. Wang, *IEEE Transactions on Power Systems* 1995.
7. Rolf Grünbaum, Mojtaba Noroozian, Björn Thorvaldsson, ABB Power Systems AB SE-721 64 Västerås, Suecia. Revista 5/1999.
8. Rolf Grünbaum Åke Petersson Björn Thorvaldsson ABB Utilities AB Power Systems SE-721 64 Västerås Suecia. Revista ABB 3/2002.
9. Göran Strömberg, Rolf Grünbaum Lars-Olof Larsson ABB Power Systems AB S-72164 Västerås, Suecia. Revista 5/1997.
10. Stevenson Willam D. Análisis de sistemas de potencia México McGraw-Hill 1996.
11. Robert L. Boylestad Electrónica teoría de circuitos 6ta. Edición. Mexico Prentice Hall Hispanoamérica.
12. Stephen Chapman Máquinas eléctricas. 2da edición México 1995. McGraw-Hill.

Anexos

Instalaciones FACTS en el mundo

ABB SVC projects Worldwide Utility SVC

02-mar-04

A02-0136 E Page 1

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|--|---------------|--------------------|------------------------------|-------------|-----------------|
| CFE - Cerro de Oro | Mexico | 400 kV | 300 () Mvar | Utility | 2005 |
| CFE - Pie de la Cuesta | Mexico | 230 kV | 150 () Mvar | Utility | 2005 |
| CFE - Moctezuma | Mexico | 230 kV | 300 () Mvar | Utility | 2005 |
| Trans Grid - Sydney West | Australia | 330 kV | 380 (380) Mvar | Utility | 2004 |
| LES - CTRL II Barking 1 | Great Britain | 25 kV | 45 (45) Mvar | Utility | 2004 |
| LES - CTRL II Barking 2 | Great Britain | 25 kV | 45 (45) Mvar | Utility | 2004 |
| LES - CTRL II Singlewell 3 | Great Britain | 25 kV | 45 (45) Mvar | Utility | 2004 |
| LES - CTRL II- Singlewell 4 | Great Britain | 25 kV | 45 (45) Mvar | Utility | 2004 |
| PG&E - Potrero SVC | USA | 115 kV | 340 () Mvar | Utility | 2004 |
| Austin Energy - Holly - SVC Light | USA | 138 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 2004 |
| CFE-Comisión Federal de Electricidad - Durango | Mexico | 230 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 2003 |
| CFE-Comisión Federal de Electricidad - Camargo | Mexico | 230 kV | 250 (250) Mvar | Utility | 2003 |
| Connectiv - Cardiff N.Jersey | USA | 230 kV | 250 (250) Mvar | Utility | 2003 |
| Sonelgaz - Naama | Algeria | 220 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 2002 |
| Sonelgaz - Bechar II | Algeria | 220 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 2002 |
| Sonelgaz - Behar I | Algeria | 220 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 2002 |

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|--|---------------|--------------------|------------------------------|-------------|-----------------|
| SPL - London Underground - Neasden 2 | Great Britain | 22 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 2002 |
| SPL - London Underground - Greenwich | Great Britain | 22 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 2002 |
| LES - CTRL - Singlewell 2 | Great Britain | 25 kV | 45 (45) Mvar | Utility | 2002 |
| LES - CTRL - Singlewell 1 | Great Britain | 25 kV | 45 (45) Mvar | Utility | 2002 |
| SPL - London Underground - Bethnal Green | Great Britain | 22 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 2002 |
| SPL - London Underground - Neasden 3 | Great Britain | 22 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 2002 |
| SPL - London Underground - Neasden 1 | Great Britain | 22 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 2002 |
| CERN - CERN SVC | Switzerland | 18 kV | 150 (150) Mvar | Utility | 2002 |
| PG & E - Newark | USA | 230 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 2002 |
| LES - CTRL - Sellindge Load balancer | Great Britain | 33 kV | 252 (252) Mvar | Utility | 2001 |
| Antamina - Vizcarra | Peru | 220 kV | 135 (135) Mvar | Utility | 2001 |
| Powerlink - Braemar | Australia | 275 kV | 230 (230) Mvar | Utility | 2000 |
| Powerlink - Blackwall | Australia | 275 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 2000 |
| NamPower - AUAS | Namibia | 400 kV | 330 (330) Mvar | Utility | 2000 |
| Black & Veatch, Connectiv - Nelson, Delaware | USA | 138 kV | 250 (250) Mvar | Utility | 2000 |
| CSW - Eagle Pass BtB | USA | 138 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 2000 |
| Connectiv - Indian River, Delaware | USA | 230 kV | 300 (250) Mvar | Utility | 2000 |
| CFE - Güemez | Mexico | 400 kV | 450 (300) Mvar | Utility | 1999 |
| CFE - Texcoco | Mexico | 400 kV | 450 (300) Mvar | Utility | 1999 |
| CFE - Nizuc | Mexico | 115 kV | 151 (101) Mvar | Utility | 1999 |
| CFE - Topilejo | Mexico | 400 kV | 450 (300) Mvar | Utility | 1999 |

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|----------------------------------|---------------|--------------------|------------------------------|-------------|-----------------|
| KEPCO - Seo-Daegu | S.Korea | 345 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1999 |
| SCECO C - Riyadh I | Saudi Arabia | 380 kV | 150 (150) Mvar | Utility | 1999 |
| SCECO C - Riyadh II | Saudi Arabia | 380 kV | 150 (150) Mvar | Utility | 1999 |
| HQ - Chibougamau I ext. | Canada | 735 kV | 220 (220) Mvar | Utility | 1997 |
| HQ - Chibougamau II ext. | Canada | 735 kV | 220 (220) Mvar | Utility | 1997 |
| CFE - Escarcega | Mexico | 230 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1997 |
| CFE - Xul Ha | Mexico | 115 kV | 60 (50) Mvar | Utility | 1997 |
| Virginia Power - Colington | USA | 115 kV | 216 (108) Mvar | Utility | 1997 |
| HQ - La Verendrye II ext. | Canada | 735 kV | 220 (220) Mvar | Utility | 1996 |
| HQ - La Verendrye I ext. | Canada | 735 kV | 220 (220) Mvar | Utility | 1996 |
| NGC - Oldbury | Great Britain | 13 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 1996 |
| NGC - Penn | Great Britain | 13 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 1996 |
| NGC - Coventry | Great Britain | 13 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 1996 |
| NGC - Hams Hall | Great Britain | 13 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 1996 |
| MEM/ETECEN - Peru | Peru | 138 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 1996 |
| MEM/ETECEN - Peru | Peru | 60 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 1996 |
| LANL - Los Alamos | USA | 115 kV | 150 (150) Mvar | Utility | 1996 |
| FURNAS - Barro Alto | Brazil | 230 kV | 350 (350) Mvar | Utility | 1995 |
| HQ - Chamouchouane II ext. | Canada | 735 kV | 220 (220) Mvar | Utility | 1995 |
| HQ - Chamouchouane I ext. | Canada | 735 kV | 220 (220) Mvar | Utility | 1995 |
| Statnett - Kristiansand | Norway | 300 kV | 400 (400) Mvar | Utility | 1995 |
| EGAT - Bang Saphan | Thailand | 230 kV | 350 (350) Mvar | Utility | 1995 |
| ZESA - Insukamini | Zimbabwe | 330 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 1995 |
| North. States Power - Forbes S/S | USA | 500 kV | 800 (200) Mvar | Utility | 1994 |
| B.C. Hydro - Dunsmuir | Canada | 132 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 1993 |

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|---|----------|--------------------|------------------------------|-------------|-----------------|
| Statnett - Sylling | Norway | 400 kV | 320 (320) Mvar | Utility | 1993 |
| BPA - Maple Valley | USA | 230 kV | 650 (650) Mvar | Utility | 1993 |
| BPA - Keeler | USA | 230 kV | 650 (650) Mvar | Utility | 1993 |
| NTPC - Kanpur 2 | India | 400 kV | 280 (280) Mvar | Utility | 1992 |
| NTPC - Kanpur 1 | India | 400 kV | 280 (280) Mvar | Utility | 1992 |
| TAVINIR - Omedieh Iran | Iran | 420 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 1992 |
| AEA - Daves Creek | USA | 115 kV | 35 (35) Mvar | Utility | 1992 |
| AEA - Soldatna | USA | 115 kV | 110 (110) Mvar | Utility | 1992 |
| Furnas - Barro Alto | Brazil | 230 kV | 55 (55) Mvar | Utility | 1991 |
| NEB - Yong Peng | Malaysia | 275 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1991 |
| NEB - KI North 2 | Malaysia | 275 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1991 |
| NEB - KI North 1 | Malaysia | 275 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1991 |
| Soinco S.A.C.I. - Tintaya | Peru | 138 kV | 30 (15) Mvar | Utility | 1991 |
| Eletronorte - Coxipo | Brazil | 230 kV | 130 (120) Mvar | Utility | 1990 |
| HQ - Chamouchouane II | Canada | 735 kV | 445 (445) Mvar | Utility | 1990 |
| HQ - Chamouchouane I | Canada | 735 kV | 445 (445) Mvar | Utility | 1990 |
| North-East El. Power Adm. - Shenyang China | China | 500 kV | 565 (550) Mvar | Utility | 1990 |
| MEPCO - Chester | USA | 345 kV | 565 (550) Mvar | Utility | 1990 |
| EGAT - Tha Tako 1 | Thailand | 500 kV | 190 (150) Mvar | Utility | 1989 |
| EGAT - Tha Tako 2 | Thailand | 500 kV | 190 (150) Mvar | Utility | 1989 |
| Jersey Central P&L - Atlantic | USA | 230 kV | 390 (130) Mvar | Utility | 1989 |
| CNMIEC - Zhengzhou | China | 500 kV | 240 (135) Mvar | Utility | 1988 |
| TNEB - Madurai | India | 132 kV | 45 (15) Mvar | Utility | 1988 |
| TNEB - Trichur | India | 132 kV | 45 (15) Mvar | Utility | 1988 |
| TNEB - Singaropet | India | 132 kV | 45 (15) Mvar | Utility | 1988 |
| CAVM - S. E. Planta 3 | Mexico | 115 kV | 60 (40) Mvar | Utility | 1988 |

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|---|-----------------|---------------------------|-------------------------------------|--------------------|------------------------|
| CAVM - S. E. Planta 5 | Mexico | 115 kV | 70 (30) Mvar | Utility | 1988 |
| CAVM - S. E. Planta 4 | Mexico | 115 kV | 80 (40) Mvar | Utility | 1988 |
| NSPB - Verdal | Norway | 300 kV | 320 (320) Mvar | Utility | 1988 |
| NSPB - Nedre Rössåga | Norway | 300 kV | 320 (320) Mvar | Utility | 1988 |
| CEB - Chunnakam | Sri Lanka | 132 kV | 20 (20) Mvar | Utility | 1988 |
| SSPB - Stenkullen | Sweden | 400 kV | 400 (400) Mvar | Utility | 1988 |
| Niagara Mohawk - Leeds | USA | 345 kV | 600 (570) Mvar | Utility | 1988 |
| Tucson Electr Power Co - Tucson Arizona | USA | 11 kV | 30 (30) Mvar | Utility | 1988 |
| NYSEG - Fraser New York | USA | 345 kV | 625 (625) Mvar | Utility | 1988 |
| WAPA - Fargo | USA | 14 kV | 65 (65) Mvar | Utility | 1988 |
| QEC - Blackwater | Australia | 132 kV | 51 (51) Mvar | Utility | 1987 |
| QEC - Mt McLaren | Australia | 132 kV | 51 (51) Mvar | Utility | 1987 |
| QEC - Moranbah | Australia | 132 kV | 93 (93) Mvar | Utility | 1987 |
| QEC - Dysart | Australia | 132 kV | 69 (69) Mvar | Utility | 1987 |
| QEC - Nebo | Australia | 275 kV | 340 (340) Mvar | Utility | 1987 |
| QEC - Gregory | Australia | 132 kV | 51 (51) Mvar | Utility | 1987 |
| Energoinpex - Dobrudja II | Bulgaria | 400 kV | 300 (100) Mvar | Utility | 1987 |
| Guangdong Gen. Pow. Co. - Jiang Men | China | 500 kV | 290 (180) Mvar | Utility | 1987 |
| CNTIC - Dalian | China | 500 kV | 270 (105) Mvar | Utility | 1987 |
| Tavanir - Omedieh | Iran | 420 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 1987 |
| Electrolima II - Lima | Peru | 60 kV | 60 (60) Mvar | Utility | 1987 |
| Electrolima I - Lima | Peru | 60 kV | 90 (90) Mvar | Utility | 1987 |
| SCECO E - Shedgum | Saudi Arabia | 380 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1987 |
| SCECO E - Faras | Saudi Arabia | 380 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1987 |
| PUB - Labrador | Singapore | 230 kV | 100 (100) Mvar | Utility | 1987 |
| PUB - Kallang Basin | Singapore | 230 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 1987 |

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|---|-----------|--------------------|------------------------------|-------------|-----------------|
| CEB - Galle | Sri Lanka | 132 kV | 20 (20) Mvar | Utility | 1987 |
| SSPB - Hamra | Sweden | 400 kV | 400 (400) Mvar | Utility | 1987 |
| YGEC Alsthom - Sanaa | Yemen | 132 kV | 80 (30) Mvar | Utility | 1987 |
| QEC - Coppabella | Australia | 132 kV | 93 (93) Mvar | Utility | 1986 |
| QEC - Oonooie | Australia | 132 kV | 93 (93) Mvar | Utility | 1986 |
| ECNSW - Broken Hill I | Australia | 220 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 1986 |
| SECV - Horsham | Australia | 220 kV | 75 (75) Mvar | Utility | 1986 |
| QEC - Grantliegh | Australia | 132 kV | 51 (51) Mvar | Utility | 1986 |
| ECNSW - Broken Hill II | Australia | 220 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 1986 |
| QEC - Dingo | Australia | 132 kV | 69 (69) Mvar | Utility | 1986 |
| SECV - Kerang | Australia | 220 kV | 75 (75) Mvar | Utility | 1986 |
| Energoimpex - Dobrudja I | Bulgaria | 400 kV | 300 (100) Mvar | Utility | 1986 |
| S.O.E. - SEBHA I | Libya | 220 kV | 90 (90) Mvar | Utility | 1986 |
| Secretariate of Electricity S.O.E - Sebha II Libya | Libya | 220 kV | 90 (90) Mvar | Utility | 1986 |
| S.O.E. - SEBHA II | Libya | 220 kV | 90 (90) Mvar | Utility | 1986 |
| SSPB - Oxelösund | Sweden | 132 kV | 25 (25) Mvar | Utility | 1986 |
| EGAT - Chumphon | Thailand | 115 kV | 80 (80) Mvar | Utility | 1986 |
| Kansas Gas & El Co - Gordon Evans | USA | 138 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 1986 |
| Kansas Gas & El Co - Murray Gill | USA | 138 kV | 225 (225) Mvar | Utility | 1986 |
| Kansas Gas & El Company - Gordon Evans Wichita Kansas | USA | 138 kV | 300 (300) Mvar | Utility | 1986 |
| HQ - Chibougamau I | Canada | 735 kV | 445 (445) Mvar | Utility | 1985 |
| HQ - Chibougamau II | Canada | 735 kV | 445 (445) Mvar | Utility | 1985 |
| Transalta Utilit. Corp. - Langdon Alberta | Canada | 240 kV | 500 (500) Mvar | Utility | 1985 |

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|---|-----------|--------------------|------------------------------|-------------|-----------------|
| Alberta Power - Bonnyville | Canada | 144 kV | 145 (50) Mvar | Utility | 1985 |
| Com.de Aguas del Valle de Mexico, CAVM - S.E Planta Bombeo No.3 | Mexico | 115 kV | 60 (40) Mvar | Utility | 1985 |
| Com.de Aguas del Valle de Mexico, CAVM - S.E Planta Bombeo No. 4 Mexico | Mexico | 115 kV | 80 (40) Mvar | Utility | 1985 |
| Com.de Aguas del Valle de Mexico, CAVM - S.E Planta Bombeo No.5 Mexico | Mexico | 115 kV | 70 (30) Mvar | Utility | 1985 |
| Edelca - La Horqueta | Venezuela | 765 kV | 580 (580) Mvar | Utility | 1985 |
| Edelca - San Geronimo | Venezuela | 765 kV | 580 (580) Mvar | Utility | 1985 |
| HQ - La Verendrye II | Canada | 735 kV | 445 (445) Mvar | Utility | 1984 |
| HQ - Chateauguay | Canada | 120 kV | 270 (270) Mvar | Utility | 1984 |
| HQ - Chateauguay II | Canada | 120 kV | 270 (270) Mvar | Utility | 1984 |
| HQ - La Verendrye I | Canada | 735 kV | 445 (445) Mvar | Utility | 1984 |
| NSPB - Rød | Norway | 420 kV | 500 (500) Mvar | Utility | 1984 |
| Plains Electr G&T Coop - Clapham New Mex | USA | 13 kV | 50 (50) Mvar | Utility | 1984 |
| Tucson Electr Power Co - Tucson Arizona | USA | 11 kV | 30 (30) Mvar | Utility | 1984 |
| SEGBA - Rodriguez II | Argentina | 500 kV | 426 (320) Mvar | Utility | 1983 |
| SEGBA - Rodriguez I | Argentina | 500 kV | 426 (320) Mvar | Utility | 1983 |
| SECV - Rowville I | Australia | 220 kV | 160 (160) Mvar | Utility | 1983 |
| SECV - Rowville II | Australia | 220 kV | 160 (160) Mvar | Utility | 1983 |
| SOE - Tripoli | Libya | 230 kV | 75 (50) Mvar | Utility | 1983 |
| SOE - Tripoli | Libya | 230 kV | 75 (50) Mvar | Utility | 1983 |
| SOE - Tripoli | Libya | 230 kV | 75 (50) Mvar | Utility | 1983 |
| SOE - Tripoli | Libya | 230 kV | 75 (50) Mvar | Utility | 1983 |
| CERN - CERN | France | 18 kV | 37 (19) Mvar | Utility | 1982 |

| Customer | Location | Connection Voltage | Size of Comp. Total (Contr.) | Application | In service year |
|--|-----------------|---------------------------|-------------------------------------|--------------------|------------------------|
| CFE - Acatlan | Mexico | 400 kV | 200 (200) Mvar | Utility | 1982 |
| CFE - Temascal | Mexico | 400 kV | 1066 (600) Mvar | Utility | 1982 |
| CFE - Puebla | Mexico | 230 kV | 300 (200) Mvar | Utility | 1982 |
| NSPB - Kvandal | Norway | 420 kV | 320 (320) Mvar | Utility | 1982 |
| SSPB - Hagby | Sweden | 220 kV | 400 (400) Mvar | Utility | 1982 |
| CNTIC - Wu Han II | China | 500 kV | 120 (120) Mvar | Utility | 1981 |
| CNTIC - Wu Han I | China | 500 kV | 120 (120) Mvar | Utility | 1981 |
| NSPB - Hasle | Norway | 420 kV | 360 (360) Mvar | Utility | 1981 |
| Publ Serv of New Mexico - Farmington N Mex | USA | 11 kV | 30 (30) Mvar | Utility | 1980 |
| Publ Serv of New Mexico - Farmington N Mex | USA | 11 kV | 30 (30) Mvar | Utility | 1980 |
| AEP - Beaver Creek | USA | 138 kV | 450 (250) Mvar | Utility | 1980 |
| ESCOM - Ferum | South Africa | 132 kV | 90 (30) Mvar | Utility | 1979 |
| EDS - Damaskus | Syria | 66 kV | 35 (35) Mvar | Utility | 1979 |
| Minn Power Light - Duluth Minnesota | USA | 14 kV | 40 (40) Mvar | Utility | 1978 |

Number of installations: **173** **Total installed power:** **36 435** **Mvar**

SISTEMA DE LINEAS Y SUBESTACIONES PLAN DE EXPANSION DE LA RED 2,000-2,010



SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

| No. | NOMBRE | VOLTAGE (KV) | POTENCIA (MW) | No. | NOMBRE | VOLTAGE (KV) | POTENCIA (MW) |
|-----|-------------------|--------------|---------------|-----|----------------|--------------|---------------|
| 1 | ESCUATULA | 230 | 1130 | 22 | SAVA MARRA | 69/138 | 13 |
| 2 | ESCUATULA I | 230/138/69 | 1130 | 23 | SOLOLA | 69/138 | 16 |
| 3 | GUATEMALA ESTE | 230 y 138/69 | 1000 | 24 | TOTONICAPAN | 69/138 | 10 |
| 4 | GUATEMALA NORTE | 230/69 | 340 | 25 | SAN PABLO | 69/138 | 10 |
| 5 | GUATEMALA SUR | 230/69 | 186 | 26 | TIJUCAL | 69/138 | 10 |
| 6 | JOS BELLINZAGUE | 230/69 | 186 | 27 | LA PAZ | 69/138 | 10 |
| 7 | CHANTENANGO | 69/138 | 200 | 28 | LA CIBOLA | 69/138 | 10 |
| 8 | GUATEMALA | 69/138 | 100 | 29 | LA CIBOLA II | 69/138 | 10 |
| 9 | GUATEMALA II | 69/138 | 100 | 30 | LA CIBOLA III | 69/138 | 10 |
| 10 | GUATEMALA III | 69/138 | 100 | 31 | LA CIBOLA IV | 69/138 | 10 |
| 11 | LA ESPERANZA | 69/138 | 100 | 32 | LA CIBOLA V | 69/138 | 10 |
| 12 | LA NORIA YALBANEZ | 69/138 | 100 | 33 | LA CIBOLA VI | 69/138 | 10 |
| 13 | MAZATECO | 69/138 | 100 | 34 | LA CIBOLA VII | 69/138 | 10 |
| 14 | MAZATECO II | 69/138 | 100 | 35 | LA CIBOLA VIII | 69/138 | 10 |
| 15 | MELINDRES | 69/138 | 100 | 36 | LA CIBOLA IX | 69/138 | 10 |
| 16 | POLOLAN | 69/138 | 100 | 37 | LA CIBOLA X | 69/138 | 10 |
| 17 | QUETZALTENANGO | 69/138 | 100 | 38 | LA CIBOLA XI | 69/138 | 10 |
| 18 | EL GUATEMALA | 69/138 | 100 | 39 | LA CIBOLA XII | 69/138 | 10 |
| 19 | RETIQUILA | 69/138 | 100 | 40 | LA CIBOLA XIII | 69/138 | 10 |
| 20 | SAN MARCOS | 69/138 | 100 | 41 | LA CIBOLA XIV | 69/138 | 10 |
| 21 | SAN VICENTE | 69/138 | 100 | 42 | LA CIBOLA XV | 69/138 | 10 |



Datos de líneas de transmisión

Para voltaje en 230 kV

| | Nodo Inicio | Nodo Final | kV | No. Circuito | Rate A | Rate B | Longitud km | Tipo de Conductor |
|----|--------------|----------------|-----|--------------|--------|--------|-------------|---------------------|
| 1 | Aguacapa | San Joaquín | 230 | 1 | 390.4 | 491.6 | 20.2 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 2 | Arizona | San Joaquín | 230 | 1 | 232 | 294.5 | 31 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 3 | Chixoy | Tactic | 230 | 1 | 444.6 | 558.5 | 49.8 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 4 | Chixoy | Tactic | 230 | 2 | 444.6 | 558.5 | 49.8 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 5 | Enron | Escuintla 2 | 230 | 1 | 232 | 294.5 | 42 | 1*740.9 MCM |
| 6 | Escuintla 1 | Escuintla 2 | 230 | 1 | 390.4 | 491.6 | 0.4 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 7 | Escuintla 1 | Escuintla 2 | 230 | 2 | 390.4 | 491.6 | 0.4 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 8 | Escuintla 1 | Los Brillantes | 230 | 1 | 390.4 | 491.6 | 99 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 9 | Escuintla 2 | Tampa | 230 | 1 | 195.2 | 245.8 | 2 | 1 x 1000 MCM |
| 10 | Escuintla 2 | Sidegua | 230 | 1 | 195.2 | 245.8 | 19 | 1 x 1000 MCM |
| 11 | Escuintla 2 | San José | 230 | 1 | 265.3 | 338.2 | 19 | ACAR 1 * 1024 MCM |
| 12 | Escuintla 2 | San Joaquín | 230 | 1 | 390.4 | 491.6 | 3.4 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 13 | Guate Este | Ahuachapán | 230 | 1 | 406 | 430 | 112.6 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 14 | Guate Norte | Guate Este | 230 | 1 | 390.4 | 491.6 | 15.2 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 15 | Guate Norte | Tactic | 230 | 1 | 444.6 | 558.5 | 76.2 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 16 | Guate Norte | Tactic | 230 | 2 | 444.6 | 558.5 | 76.2 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 17 | Guate Sur | Guate Norte | 230 | 1 | 444.6 | 558.5 | 30 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 18 | Guate Sur | Guate Este | 230 | 1 | 444.6 | 558.5 | 15 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 19 | Guate Sur | Escuintla 1 | 230 | 1 | 444.6 | 558.5 | 44 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 20 | Guate Sur | Escuintla 1 | 230 | 2 | 444.6 | 558.5 | 44 | ACSR 2*477 MCM 26/7 |
| 21 | La Esperanza | Los Brillantes | 230 | 1 | 390.4 | 491.6 | 40.3 | ACAR 1 * 1260 MCM |

Potencias en líneas de transmisión

Línea 230 kV

Los Brillantes – Escuintla 1

La potencia entrando a Los Brillantes

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|-------|
| 1 | -49.6 |
| 2 | -49.6 |
| 3 | -49.6 |
| 4 | -49.6 |
| 5 | -49.6 |
| 6 | -49.6 |
| 7 | -49.6 |
| 8 | -49.6 |
| 9 | -49.6 |
| 10 | -49.6 |
| 11 | -49.6 |
| 12 | -49.6 |
| 13 | -49.6 |
| 14 | -49.6 |
| 15 | -49.6 |
| 16 | -49.6 |
| 17 | -49.6 |
| 18 | -49.6 |
| 19 | -49.6 |
| 20 | -49.6 |
| 21 | -49.6 |
| 22 | -49.6 |
| 23 | -49.6 |
| 24 | -49.6 |

Para esta línea, la medición no se encuentra en buen estado

Línea 138 kV

Chiquimulilla – Escuintla 1

La potencia entrando a Chiquimulilla

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|------|
| 1 | 27.8 |
| 2 | 27.6 |
| 3 | 27.2 |
| 4 | 28.4 |
| 5 | 32.6 |
| 6 | 37.5 |
| 7 | 30.6 |
| 8 | 31.8 |
| 9 | 34.5 |
| 10 | 35.8 |
| 11 | 36.1 |
| 12 | 37.4 |
| 13 | 36.4 |
| 14 | 37.9 |
| 15 | 38 |
| 16 | 37 |
| 17 | 34.9 |
| 18 | 33.1 |
| 19 | 50 |
| 20 | 49.8 |
| 21 | 44 |
| 22 | 39.3 |
| 23 | 34.6 |
| 24 | 34.5 |

Sí funciona la medición

Línea 138 kV

Jurún Marinalá – Escuintla 1

La potencia entrando a Jurún Marinalá

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|------|
| 1 | 11 |
| 2 | 11.6 |
| 3 | 10.7 |
| 4 | 8.4 |
| 5 | 11.2 |
| 6 | 15.6 |
| 7 | 13.7 |
| 8 | 13.6 |
| 9 | 13.8 |
| 10 | 12.6 |
| 11 | 14.5 |
| 12 | 13.9 |
| 13 | 12.7 |
| 14 | 12.6 |
| 15 | 13 |
| 16 | 12.4 |
| 17 | 11 |
| 18 | 11.9 |
| 19 | 13.3 |
| 20 | 13.7 |
| 21 | 13.3 |
| 22 | 12.2 |
| 23 | 13.9 |
| 24 | 11.7 |

Sí funciona la medición

Línea 230 kV

Escuintla 1 – Los Brillantes

La potencia saliendo de Escuintla

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|------|
| 1 | 13.7 |
| 2 | 12.4 |
| 3 | 12.4 |
| 4 | 13.7 |
| 5 | 21.4 |
| 6 | 39.9 |
| 7 | 35.3 |
| 8 | 29.4 |
| 9 | 22.8 |
| 10 | 23 |
| 11 | 18.1 |
| 12 | 8.4 |
| 13 | 29.8 |
| 14 | 27.1 |
| 15 | 32.2 |
| 16 | 30 |
| 17 | 28.9 |
| 18 | 41 |
| 19 | 69.5 |
| 20 | 59.5 |
| 21 | 46.7 |
| 22 | 36.3 |
| 23 | 24.1 |
| 24 | 18.8 |

Sí funciona la medición

Línea 230 kV
Escuintla 1 – Escuintla 2. Circuito 1
La potencia entrando a Escuintla 1
Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|--------|
| 1 | -73.4 |
| 2 | -84.4 |
| 3 | -72.7 |
| 4 | -75.8 |
| 5 | -94.9 |
| 6 | -109.4 |
| 7 | -108.6 |
| 8 | -114.5 |
| 9 | -128.9 |
| 10 | -121.1 |
| 11 | -137.5 |
| 12 | -142.5 |
| 13 | -143.4 |
| 14 | -138.7 |
| 15 | -143.4 |
| 16 | -139.5 |
| 17 | -128.5 |
| 18 | -136.3 |
| 19 | -164.5 |
| 20 | -168.4 |
| 21 | -140.2 |
| 22 | -117.2 |
| 23 | -108.6 |
| 24 | -77.4 |

Sí funciona la medición
por ser una línea doble
circuito. Para el circuito 2, las lecturas
son aproximadas

Línea 230 kV
Escuintla 1 – Escuintla 2. Asumiendo los 2 circuitos
La potencia entrando a Escuintla 1
Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|--------|
| 1 | -146.8 |
| 2 | -168.8 |
| 3 | -145.4 |
| 4 | -151.6 |
| 5 | -189.8 |
| 6 | -218.8 |
| 7 | -217.2 |
| 8 | -229 |
| 9 | -257.8 |
| 10 | -242.2 |
| 11 | -275 |
| 12 | -285 |
| 13 | -286.8 |
| 14 | -277.4 |
| 15 | -286.8 |
| 16 | -279 |
| 17 | -257 |
| 18 | -272.6 |
| 19 | -329 |
| 20 | -336.8 |
| 21 | -280.4 |
| 22 | -234.4 |
| 23 | -217.2 |
| 24 | -154.8 |

Sí funciona la medición
por ser una línea doble
circuito. Colocó el doble de la
potencia.

Línea 230 kV
Escuintla 1 – Guate Sur. Circuito 1
La potencia saliendo de Escuintla 1
Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|-------|
| 1 | 114.4 |
| 2 | 130.1 |
| 3 | 113 |
| 4 | 121.2 |
| 5 | 156.6 |
| 6 | 156.2 |
| 7 | 164.3 |
| 8 | 176.7 |
| 9 | 196.1 |
| 10 | 188.6 |
| 11 | 210.1 |
| 12 | 219.9 |
| 13 | 207.3 |
| 14 | 195.3 |
| 15 | 197.1 |
| 16 | 203 |
| 17 | 193.9 |
| 18 | 192.8 |
| 19 | 191.8 |
| 20 | 206.5 |
| 21 | 185.5 |
| 22 | 175.1 |
| 23 | 160.5 |
| 24 | 127.7 |

Sí funciona la medición

Línea 230 kV
Escuintla 1 – Guate Sur. Circuito 2
La potencia saliendo de Escuintla 1
Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|-------|
| 1 | 114.3 |
| 2 | 130.5 |
| 3 | 112.9 |
| 4 | 120.7 |
| 5 | 156.2 |
| 6 | 155.8 |
| 7 | 163.8 |
| 8 | 177.2 |
| 9 | 196.3 |
| 10 | 188.5 |
| 11 | 210.1 |
| 12 | 219.4 |
| 13 | 207.2 |
| 14 | 195.3 |
| 15 | 196.9 |
| 16 | 202.9 |
| 17 | 193.4 |
| 18 | 192.2 |
| 19 | 191.8 |
| 20 | 206.4 |
| 21 | 184.6 |
| 22 | 174.1 |
| 23 | 160.4 |
| 24 | 128.1 |

Sí funciona la medición

Línea 230 kV

Escuintla 1 – Escuintla 2. Circuito 1
La potencia saliendo de Escuintla 2

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|-------|
| 1 | 78.7 |
| 2 | 89.8 |
| 3 | 77.3 |
| 4 | 80.7 |
| 5 | 100 |
| 6 | 114.7 |
| 7 | 115.6 |
| 8 | 120.9 |
| 9 | 135.4 |
| 10 | 127.2 |
| 11 | 144.2 |
| 12 | 149.8 |
| 13 | 150.4 |
| 14 | 145 |
| 15 | 149.8 |
| 16 | 145.9 |
| 17 | 135.7 |
| 18 | 143 |
| 19 | 172.2 |
| 20 | 175.9 |
| 21 | 147.3 |
| 22 | 122.9 |
| 23 | 115.6 |
| 24 | 82.1 |

Sí funciona la medición

Línea 230 kV

Escuintla 1 – Escuintla 2. Circuito 2
La potencia saliendo de Escuintla 2

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|-------|
| 1 | -0.52 |
| 2 | -0.52 |
| 3 | -0.52 |
| 4 | -0.52 |
| 5 | -0.52 |
| 6 | -0.52 |
| 7 | -0.52 |
| 8 | -0.52 |
| 9 | -0.52 |
| 10 | -0.52 |
| 11 | -0.52 |
| 12 | -0.52 |
| 13 | -0.52 |
| 14 | -0.52 |
| 15 | -0.52 |
| 16 | -0.52 |
| 17 | -0.52 |
| 18 | -0.52 |
| 19 | -0.52 |
| 20 | -0.52 |
| 21 | -0.52 |
| 22 | -0.52 |
| 23 | -0.52 |
| 24 | -0.52 |

No funciona la medición

Línea 230 kV

Escuintla 1 – Escuintla 2. Asumiendo los 2 circuitos
La potencia saliendo de Escuintla 2

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|-------|
| 1 | 157.4 |
| 2 | 179.6 |
| 3 | 154.6 |
| 4 | 161.4 |
| 5 | 200 |
| 6 | 229.4 |
| 7 | 231.2 |
| 8 | 241.8 |
| 9 | 270.8 |
| 10 | 254.4 |
| 11 | 288.4 |
| 12 | 299.6 |
| 13 | 300.8 |
| 14 | 290 |
| 15 | 299.6 |
| 16 | 291.8 |
| 17 | 271.4 |
| 18 | 286 |
| 19 | 344.4 |
| 20 | 351.8 |
| 21 | 294.6 |
| 22 | 245.8 |
| 23 | 231.2 |
| 24 | 164.2 |

San Joaquín – Escuintla 2

La potencia entrando hacia Escuintla 2

Día: jueves 3 de abril del 2005

| Horas | MW |
|-------|--------|
| 1 | -121.1 |
| 2 | -122.3 |
| 3 | -113.4 |
| 4 | -111.9 |
| 5 | -146.3 |
| 6 | -148.2 |
| 7 | -148.6 |
| 8 | -148.2 |
| 9 | -167.1 |
| 10 | -168.3 |
| 11 | -189.7 |
| 12 | -175.8 |
| 13 | -172.6 |
| 14 | -166.7 |
| 15 | -173.5 |
| 16 | -167.8 |
| 17 | -166.7 |
| 18 | -167.1 |
| 19 | -194.6 |
| 20 | -193.7 |
| 21 | -191.8 |
| 22 | -145.3 |
| 23 | -131 |
| 24 | -135.6 |

Sí funciona la medición