

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



COMPENSACIÓN SERIE EN SISTEMAS DE POTENCIA

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ARTURO RAUL PUCUTAY ARNAO

PROMOCIÓN

1983 - I

LIMA – PERÚ

2005

A mis Padres, Hermanos, Esposa e Hijos;
por todo el apoyo incondicional para
concluir con este Informe

COMPENSACIÓN SERIE EN SISTEMAS DE POTENCIA

SUMARIO

El presente Informe, tiene como objetivo describir el principio de funcionamiento de los Reguladores de Tensión Serie los cuales pueden prevenir paralizaciones de producción mejorando así la confiabilidad en el suministro de energía.

El primer capítulo del Informe corresponde a la definición de la Calidad de Energía y trata sobre las perturbaciones y las causas que podrían originar problemas de Calidad de Energía, las caídas de voltaje en donde se presenta el concepto de sags (caídas de voltaje), swells (elevaciones de voltaje) y las interrupciones.

El segundo capítulo trata sobre los Sistemas de Compensación – FACTS los cuales se han desarrollado para atenuar los efectos indeseados asociados con la operación de cargas variables lo que va a permitir mejorar la confiabilidad e incrementar la capacidad de transmisión de potencia, asimismo se describe el principio de funcionamiento de los FACTS usados actualmente como el TCR, TSC, SVC, TCSC, SPS, STATCOM, SSSC y el UPFC.

El tercer capítulo trata sobre el control y modo de operación del Inversor de Tensión (Convertidores DC-AC), asimismo trata sobre los inversores tipo fuente de tensión y tipo fuente de corriente.

El capítulo cuatro presenta el concepto del Restaurador Dinámico de Voltaje (DVR) y del Regulador Estático Serie de Voltaje (SSVR), trata sobre el principio de funcionamiento y sus propiedades para finalmente presentar ejemplos de aplicación práctica.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
CALIDAD DE ENERGÍA	4
1.1 Introducción	4
1.2 Calidad de Energía	6
1.3 Clases generales de problemas de Calidad de Energía	7
1.4 Caída de Voltaje e Interrupciones	9
1.4.1 Interrupciones	10
1.4.2 SAGS	11
1.4.3 SWELLS	13
1.5 Curva CBEMA	15
CAPÍTULO II	
SISTEMAS DE COMPENSACIÓN – FACTS	16
2.1 Introducción	16
2.2 El TCR	17
2.3 El TSC	18
2.4 El SVC	19
2.5 El TCSC	21
2.6 El SPS	24

2.7 El STATCOM	26
2.8 El SSSC	28
2.9 El UPFC	31
CAPÍTULO III	
INVERSOR DE TENSIÓN (CONVERTIDORES DC-AC), CONTROL Y MODO DE OPERACIÓN	35
3.1 Introducción	35
3.2 Inversor de Ancho de Pulso Modulado – PWM	37
3.2.1 Control del Inversor de Tensión como fuente de corriente	37
3.3 Inversor de Onda Cuadrada (SWI)	38
3.4 Inversor de Tensión Monofásico Semi-Puente	40
3.5 Inversor de Tensión Monofásico Puente Completo	42
3.6 Inversor de Tensión Trifásico	42
3.6.1 Inversor de Tensión de seis pulsos	43
3.6.2 Inversor PWM	46
CAPÍTULO IV	
REGULADOR DE TENSIÓN ESTÁTICO SERIE (RTES)	52
4.1 El DVR	52
4.2 Principio de operación del DVR	52
4.3 Propiedades dinámicas del DVR	56
4.4 Caso de aplicación práctica	58
4.5 RTES para cargas sensibles (SSVR)	61
4.5.1 Compatibilidad con el Recloser	67
4.5.2 Experiencia de Campo	67

4.5.3 Características Nominales de un SSVR	68
4.5.4 Configuración del Sistema	70
CONCLUSIONES	72
BIBLIOGRAFIA	74

PRÓLOGO

Gran cantidad, de sistemas de generación de energía eléctrica están normalmente interconectados, incluyendo conexiones utilizadas dentro del propio territorio para utilizarlas internamente, luego regionalmente y finalmente internacionalmente. Esto se ha hecho por razones económicas, para reducir los costos de la energía eléctrica y mejorar la confiabilidad en el abastecimiento de la misma.

Los sistemas de energía de hoy en día, en general, son mecanismos controlados. Existe un extendido uso de la microelectrónica, computadoras y comunicaciones de alta velocidad para controlar y proteger los sistemas de transmisión presentes; sin embargo, cuando operan, envían señales a circuitos de energía donde la acción final de control es tomada, los dispositivos de interrupción son mecánicos y existen pequeños controles de alta velocidad. El problema con los dispositivos mecánicos es que el control puede ser frecuentemente inicializado, porque estos dispositivos mecánicos tienden a desgastarse muy rápidamente comparado con los dispositivos estáticos. En efecto, desde el punto de vista de ambos, dinámico y en estado estable de operación, el sistema es realmente incontrolable.

Debido a la capacidad de los Dispositivos FACTS – Flexibles AC Transmission Systems (Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna) - de controlar los parámetros interrelacionados que gobiernan la operación de sistemas de transmisión incluyendo impedancias serie, impedancias paralelo, corriente, voltaje, ángulo de fase, así como el amortiguamiento de oscilaciones de varias frecuencias que están

por debajo de la frecuencia fijada, no pueden ser superados, aún manteniendo la confiabilidad requerida del sistema, por medios mecánicos sin disminuir la capacidad utilizable de transmisión. Confiabilidad es una palabra importante para las instalaciones y sus consumidores en general, y es crucial en compañías que operan en un ambiente comercial muy competitivo, porque afecta la rentabilidad, que definitivamente es la tendencia obligada en la industria. Aunque los sistemas de transmisión y distribución eléctrica han alcanzado un nivel muy alto de confiabilidad, las perturbaciones no pueden ser totalmente evitadas.

Algunos de los Controladores Electrónicos de Potencia, ahora introducidos al concepto de FACTS, fueron previos a la introducción del concepto de FACTS por Hingorani a la comunidad técnica. Los Controladores usados en transmisión en Alta Tensión están agrupados bajo el nombre de FACTS (Hingorani, 1993) y los usados en distribución en Baja Tensión bajo el nombre de Custom Power (Hingorani, 1995). La industria moderna depende de la sensibilidad del equipo electrónico instalado para interrumpir la producción rápidamente ante severas perturbaciones en el Sistema de Potencia. Un gran número de estas perturbaciones en el Sistema de Potencia pueden atribuirse a fallas de línea que causan momentáneos voltajes SAGS. Las paralizaciones de la producción resultantes, sin embargo, pueden durar mucho tiempo.

El Regulador de Tensión Estático Serie previene tales rupturas regulando automática y rápidamente los voltajes de suministro de las tres fases, separando las cargas críticas de las perturbaciones y evitando tiempos fuera de servicio y costo de reposición.

En esta era de computadoras digitales y equipo electrónico, los consumidores de energía son menos tolerantes a las caídas de voltaje de corto plazo y voltajes SAGS. En el pasado, se ignoraban interrupciones de servicio de unos pocos segundos; ahora, incluso las caídas de voltaje momentáneas pueden perturbar procesos sensibles y producir costos muy altos debido al producto perdido, tiempo de producción perdido, reposición, y reajuste del proceso.

Las cargas sensibles en procesos industriales son frecuentemente interrumpidas por caídas de voltaje en una o más fases del suministro entrantes. La causa más común de estas caídas es la ocurrencia de una falla en otra fuente que está eléctricamente en paralelo a la fuente de suministro entrante, predominantemente con fallas de una fase a tierra.

La tolerancia de las cargas eléctricas a los voltajes SAGS varía ampliamente en magnitud y duración. Una de las normas usadas como referencia es el de la Asociación de Fabricantes de Equipo de Computadora Comercial, o CBEMA, curva, que sugiere una tolerancia por equipo de computadora. Muchos controles electrónicos son muy sensibles, mientras los dispositivos electromecánicos tienden a ser algo más tolerantes.

CAPÍTULO I

CALIDAD DE ENERGÍA

1.1. Introducción

Existen definiciones completamente diferentes de calidad de energía, dependiendo de nuestro cuadro de referencia. Por ejemplo, las empresas de servicios públicos definirían a la calidad de energía como confiable y muestran estadísticas que demuestran que el sistema es 99.98% confiable. Los fabricantes de equipos pueden definir la calidad de energía como aquellas características del suministro de energía que son capaces de hacer que el equipo trabaje adecuadamente. Estos pueden ser muy diferentes para diferentes equipos y diferentes fabricantes. Sin embargo, la calidad de energía por último es manejo del usuario y así su punto de vista es importantísimo.

El problema de calidad de energía se puede definir como, cualquier problema de energía manifestado en el voltaje, corriente, o variación de frecuencia que resulte en una falla o la mala operación de los usuarios del equipo.

Cuando hay un problema de energía con una parte del equipo, los usuarios finales pueden reclamar inmediatamente a la compañía de servicios por una interrupción del servicio (*outage*) o una interferencia de baja frecuencia (*glitch*) que pudo ocasionar el problema. Sin embargo, los registros de la compañía pueden indicar situaciones normales en la atención del cliente. Esto puede indicar que existen muchas

situaciones que resultan en problemas para el usuario que nunca se muestran en las estadísticas de la compañía.

Un ejemplo es la conmutación de un capacitor, el cual es de uso común en los sistemas, pero puede causar una sobretensión transitoria que puede ocasionar un corte en algún mecanismo de fabricación. Otro ejemplo es el que ocurra una falla temporal en cualquier parte del sistema que ocasione una breve caída del voltaje que va al usuario, esto podría causar que un dispositivo con control de velocidad ajustable falle sin que la compañía de servicio se entere de que hay un error en la alimentación, a menos que se tenga instalado un monitor que verifique la calidad de energía.

En adición a estos problemas reales en la calidad de energía, se encuentran también otros problemas que actualmente pueden derivarse al uso de software, hardware, o mal funcionamiento del sistema de control. Los componentes electrónicos podrían degradarse a lo largo del tiempo para repetir voltajes transitorios y ocasionar fallas de bajas magnitudes. A pesar de ello, es difícil asociar una falla a una causa específica. El software de control no podría tener nada previsto para una falla particular.

La calidad de energía, al igual que la calidad en otros bienes y servicios, es difícil de cuantificar, pues no existe una simple definición aceptada. Existen estándares para el voltaje y otros criterios técnicos que podrían medirse, pero la última medida de calidad de energía es determinada por el comportamiento y productividad del equipo del usuario final. Si la energía eléctrica es inadecuada para algunas necesidades, entonces la calidad está ausente.

1.2. Calidad de Energía

Aunque el término común es calidad de energía, es en realidad la calidad de voltaje el que está siendo puntualizado en muchos casos. Técnicamente, en términos de ingeniería, *potencia* es un modo de entrega de energía y es proporcional al producto de voltaje y corriente. Sería difícil definir la calidad de esta cantidad de alguna manera significativa. El suministro del sistema de potencia solo puede controlar la calidad de voltaje, este no tiene control sobre corrientes que cargas particulares podrían requerir. Por lo tanto los estándares en el área de calidad de energía están dedicados a mantener el suministro de voltaje dentro de ciertos límites.

Los sistemas de potencia de corriente alterna son diseñados para operar con un voltaje senoidal a una magnitud y frecuencia dada (típicamente 50 o 60 Hz.). Cualquier desviación significativa en magnitud, frecuencia o forma de onda, es un problema potencial de calidad de energía. Por supuesto, existe una cercana relación entre voltaje y corriente en un sistema de potencia práctico. Aunque los generadores podrían proveer una casi perfecta onda de voltaje, la corriente pasando a través de impedancias del sistema podrían causar una variedad de perturbaciones a la tensión.

Por ejemplo

1. La corriente resultante de un corto circuito causa la caída o simplemente la pérdida de voltaje, dependiendo del caso.
2. Las corrientes provenientes de descargas atmosféricas que pasan a través del sistema de energía causan altos impulsos de voltaje que frecuentemente atraviesan el aislamiento y conducen a otros fenómenos, tales como un corto circuito.

3. Corrientes distorsionadas por cargas que producen armónicos, también distorsionan el voltaje cuando pasan a través de las impedancias del sistema. De este modo un voltaje distorsionado es entregado a otros usuarios.

1.3. Clases generales de problemas de Calidad de Energía

La terminología que se presenta aquí refleja recientes esfuerzos internacionales por estandarizar términos en el tema de Calidad de Energía. El Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Coordinating Committee 22 (IEEE SCC22) ha hecho el principal esfuerzo en los Estados Unidos para coordinar términos estándares en Calidad de Energía y tiene la responsabilidad a través de diferentes asociados a la IEEE, principalmente la Industry Applications Society y la Power Engineering Society. Estos coordinan esfuerzos internacionales a través de enlaces con la International Electrotechnical Commission (IEC) y el Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension (CIGRE).

La IEC clasifica los fenómenos electromagnéticos en grupos mostrados en la Tabla 1.1.

TABLA 1.1 : Clasificación IEC de los Principales fenómenos causados por Perturbaciones Electromagnéticas

Fenómeno de Conducción a Baja Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Armónicos, interarmónicos • Señal de sistema (línea de transmisión de energía) • Fluctuaciones de voltaje • Caídas e interrupciones de voltaje • Desbalance de voltaje • Variaciones de la frecuencia de energía • Voltaje DC de baja frecuencia inducido en redes AC
Fenómeno de Radiación a Baja Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Campos magnéticos • Campos eléctricos
Fenómeno de Conducción a Alta Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Ondas continuas inducidas de voltaje o corriente • Transitorios unidireccionales • Oscilaciones transitorias
Fenómeno de Radiación a Alta Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Campos magnéticos • Campos eléctricos • Campos electromagnéticos • Ondas continuas • Transitorios
Fenómeno de Descarga Electrostática (ESD)
Pulso Electromagnético Nuclear (NEMP)

Se han adicionado unos términos a la terminología de IEC. SAG es usado como un sinónimo del término IEC caída (dip). La categoría variaciones de corta duración (short-duration variations) es usado para referirse a las caídas y pequeñas interrupciones de voltaje. El término SWELL es introducido como un inverso del SAG.

1.4. Caída de voltaje e interrupciones

Las caídas de voltaje e interrupciones están generalmente relacionadas con problemas de calidad de energía, son causadas por condiciones de falla, energización de grandes cargas que requieren altas corrientes de arranque, o conexiones sueltas intermitentes en el cableado. Dependiendo de la localización de la falla y de las condiciones del sistema la falla puede causar caídas de voltaje (sags), o elevaciones de voltaje (swells) temporales, o una pérdida completa de voltaje (interrupciones).

Una caída de voltaje es una reducción de corta duración (típicamente de 0.5 a 30 ciclos) en voltaje rms causado por fallas en el sistema de energía o el arranque de una gran carga, como motores. Interrupciones momentáneas (típicamente no mas de 2 a 5 seg.) causan una pérdida completa de voltaje y son el resultado común de acciones tomadas por las Empresas de Servicios para resolver fallas pasajeras en sus sistemas. Interrupciones sostenidas por más de un minuto son generalmente debidas a fallas permanentes.

En los últimos años, las empresas de servicios han sido enfrentadas con un número creciente de quejas acerca de la calidad de energía debido a las caídas de voltaje e interrupciones. Existe un gran número de razones para esto, siendo la más importante, clientes con cargas más sensibles en todos los sectores (residencial,

comercial e industrial). La afluencia de computadoras digitales y otros tipos de controles electrónicos son el corazón del problema. Los controles de computadoras tienden a perder sus memorias y el proceso que está siendo controlado también tiende a ser mas complejo, tomando mas tiempo para reiniciar. Las industrias están dependiendo más de equipos automáticos para lograr el máximo de productividad para seguir siendo competitivos. Así que, una interrupción tiene mas impacto que las cargas comunes desde hace pocos años.

1.4.1. Interrupciones

Una interrupción ocurre cuando el voltaje de suministro o la corriente de carga disminuye menos de 0.1 pu por un período de tiempo que no excede a 1 minuto.

Las interrupciones pueden ser resultado de fallas en el sistema de potencia , fallas en el equipo y mal funcionamiento de los controles. Las interrupciones son medidas por su duración ya que la magnitud del voltaje es siempre menor que 10% de la nominal. La duración de una interrupción debido a una falla en el sistema está determinado por el tiempo de operación de los dispositivos de protección. Generalmente instantáneas reposiciones limitaran la interrupción causada por una falla no permanente menor a 30 ciclos. Demoras de reposición por parte de los dispositivos de protección pueden causar una momentánea o temporal interrupción. La duración de una interrupción debido a mal funcionamiento del equipo o conexiones sueltas pueden ser irregulares.

Algunas interrupciones pueden ser precedidas por un voltaje SAG cuando son debido a fallas en la fuente de alimentación. El voltaje SAG ocurre entre el tiempo de inicio de la falla y la operación del dispositivo de protección. La Figura 1.1 muestra una

interrupción momentánea durante un voltaje SAG de aproximadamente el 20% para aproximadamente tres ciclos y un descenso hacia cero por aproximadamente 1.8 segundos hasta que el recloser cierre.

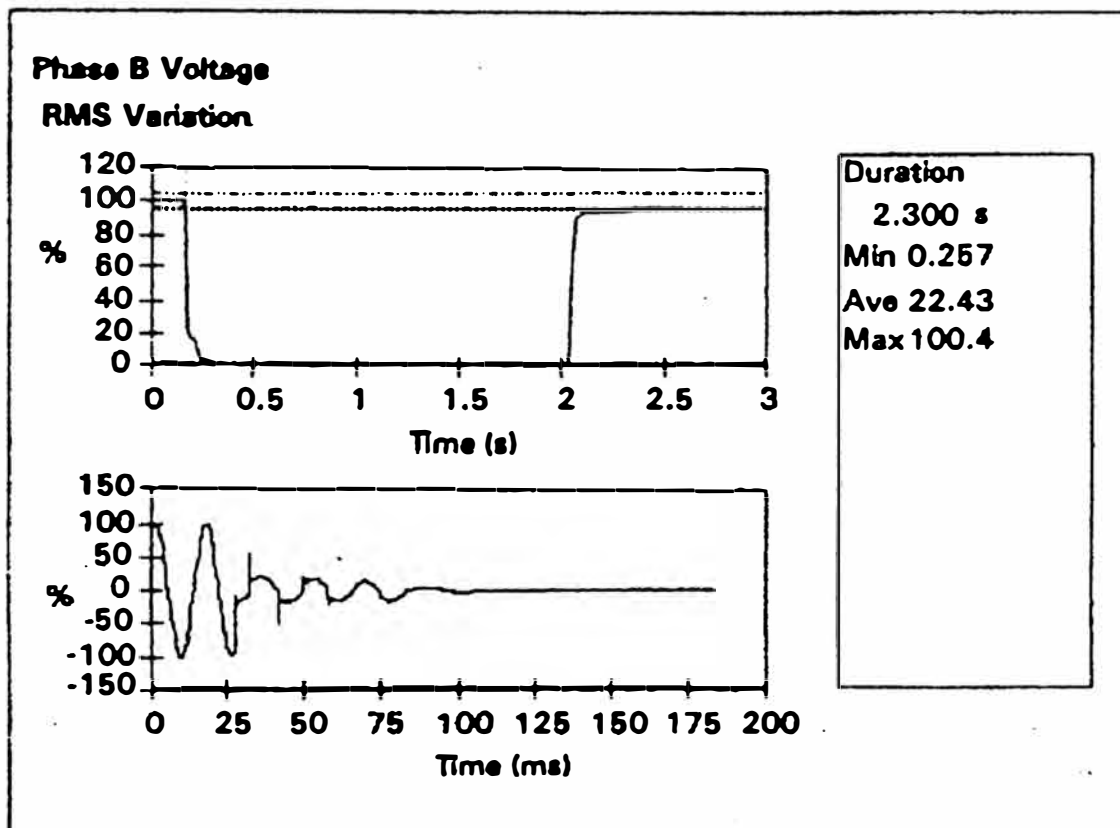


Figura 1.1 - Interrupción momentánea debido a una falla y una ulterior operación de recloser

1.4.2. SAGS (caídas)

Un SAG es una disminución entre el 0.1 y el 0.9 pu del voltaje rms o de la corriente en la frecuencia de la energía para duraciones entre 0.5 ciclos a 1 minuto.

El término SAG ha sido usado por muchos años para describir una disminución de voltaje de corta duración. La definición IEC para este fenómeno es dip (caída). Los voltajes SAG son usualmente asociados con fallas en el sistema pero también pueden

ser causados por energización de grandes cargas o grandes motores. La Figura 1.2 muestra un voltaje SAG típico que puede ser asociado a una falla de línea a tierra en otro alimentador de la misma subestación. Un SAG del 80% subsiste para aproximadamente tres ciclos hasta que el interruptor de la subestación es capaz de interrumpir la corriente de falla. El rango típico del tiempo para la desaparición de la falla es de 3 a 30 ciclos, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y el tipo de protección contra sobrecorriente.

La Figura 1.3 ilustra el efecto del arranque de un motor grande. La duración de SAG está subdividido en tres categorías – instantáneo, momentáneo y temporal – que coincide con las tres categorías de Interrupciones y SWELLS.

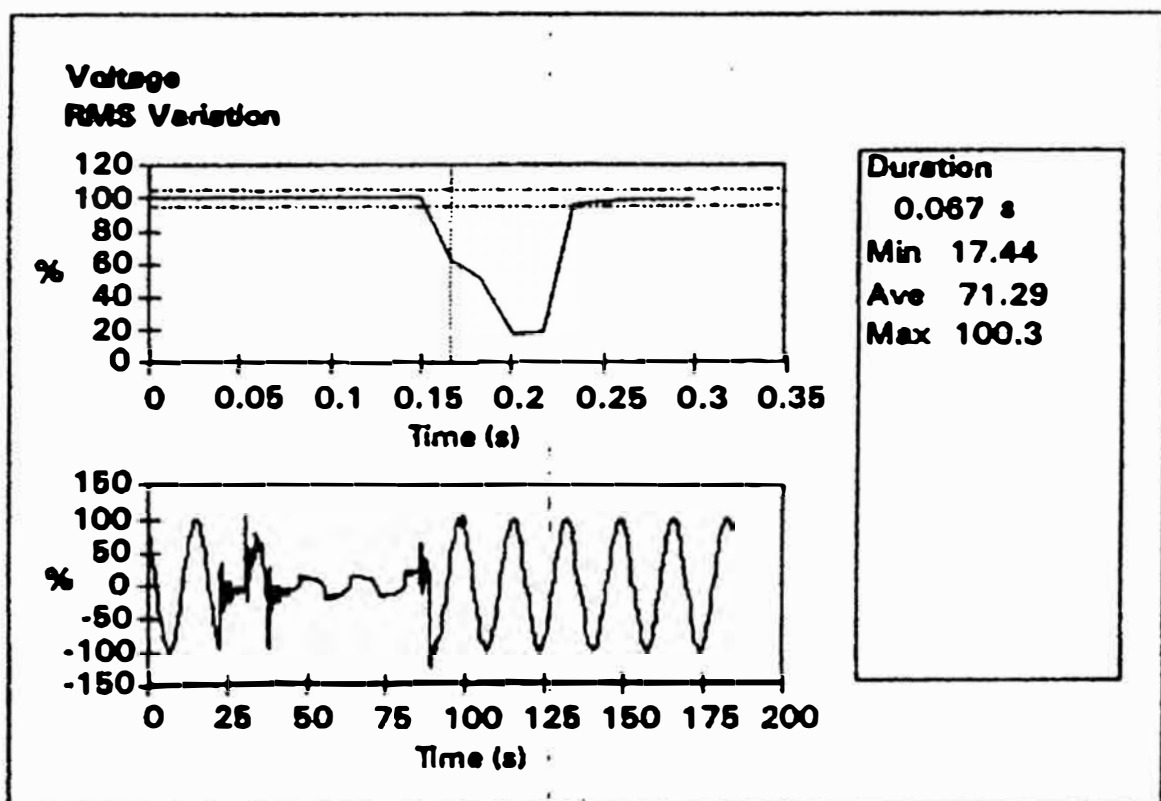


Figura 1.2 - Voltaje SAG causado por una falla de línea a tierra (SLG)

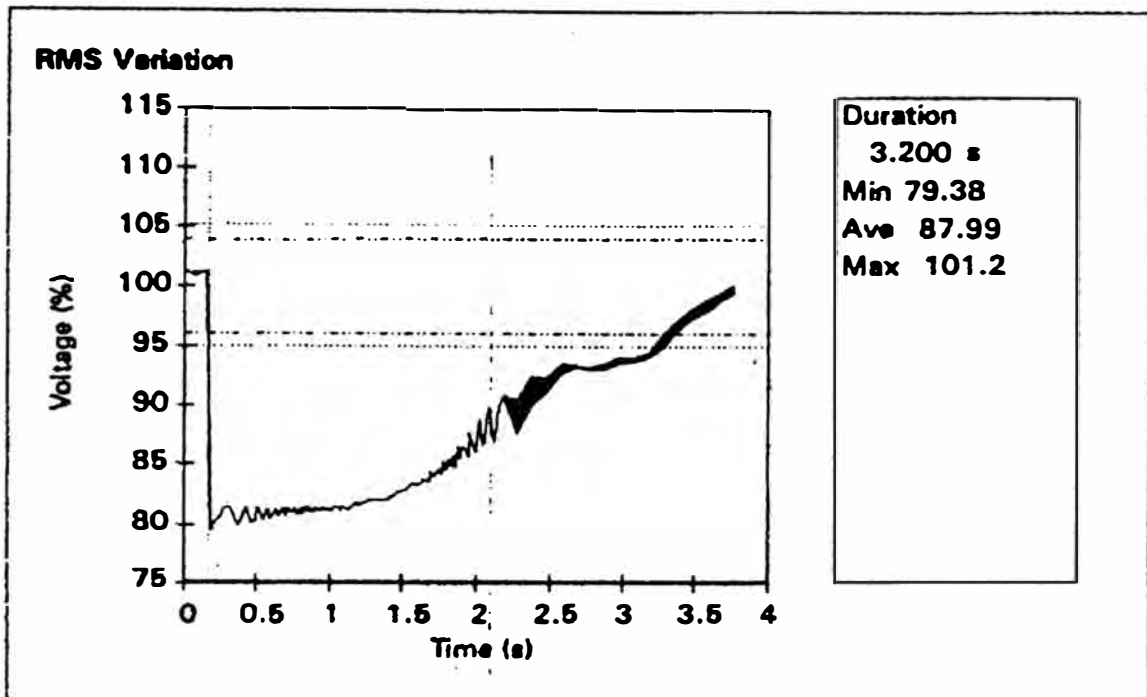


Figura 1.3 - Voltaje SAG temporal causado por arranque de motor

1.4.3. SWELLS

Un SWELL es definido como un incremento entre el 1.1 y 1.8 pu del voltaje rms o corriente en la frecuencia de la energía para duraciones desde 0.5 ciclos hasta 1 minuto.

Al igual que los SAGS, los SWELLS están asociados con condiciones de fallas del sistema, pero no son tan comunes como los voltajes SAGS. Una forma de que un SWELL pueda ocurrir es desde la temporal elevación de voltaje en fases sin falla durante una falla de línea a tierra. La Figura 1.4 ilustra un voltaje SWELL causado por una falla de línea a tierra. Los SWELLS también pueden ser causados por la desconexión de una gran carga o la energización de un gran banco de capacitores.

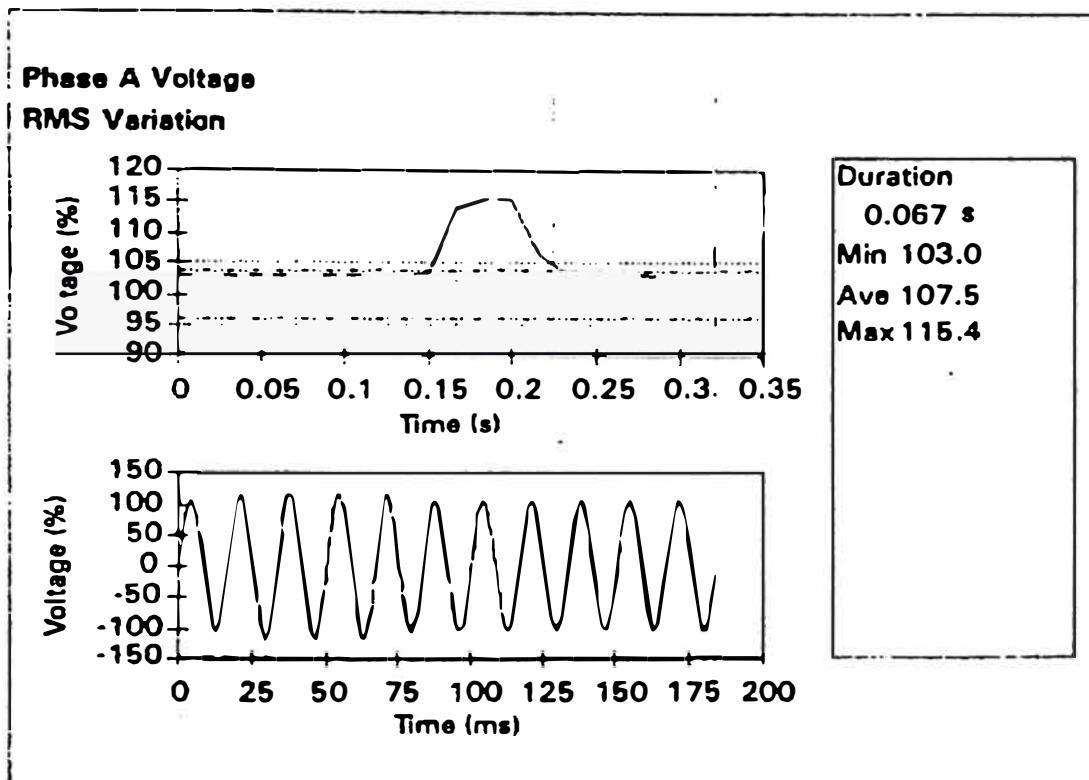


Figura 1.4 - Voltaje SWELL instantáneo causado por una falla de línea a tierra

Los SWELLS están caracterizados por su magnitud (valor rms) y duración. La variedad de voltajes SWELLS durante una condición de falla están en función de la localización de la falla, impedancia del sistema y conexión a tierra. En un sistema aislado con una infinita impedancia de secuencia cero, el voltaje de línea a tierra en una fase aislada será 1.73 por unidad durante una falla de línea a tierra. Cerca de la subestación en un sistema con conexión a tierra, habrá una pequeña o ninguna elevación de voltaje en las fases sin falla debido a que el transformador de la subestación está usualmente conectado en Delta – Estrella, dando un circuito de baja impedancia de secuencia cero para la corriente de falla.

1.5. Curva CBEMA

Uno de los gráficos empleado muy frecuentemente para representar la calidad de energía es la llamada curva CBEMA. Una porción de la curva adaptada por IEEE Standard 446 usada en el monitoreo de resultados de la calidad de energía es mostrada en la Figura 1.5. Esta curva fue desarrollada originalmente por CBEMA para describir la tolerancia de la magnitud y duración de las variaciones de voltaje del sistema de potencia.

Los ejes representan la magnitud y duración del evento. Los puntos bajo la curva son supuestamente para causar la separación de la carga debido a la falta de energía. Los puntos encima de la curva son supuestamente para causar otros mal funcionamientos falla de aislamiento, sobretensiones de disparo y sobreexcitación.

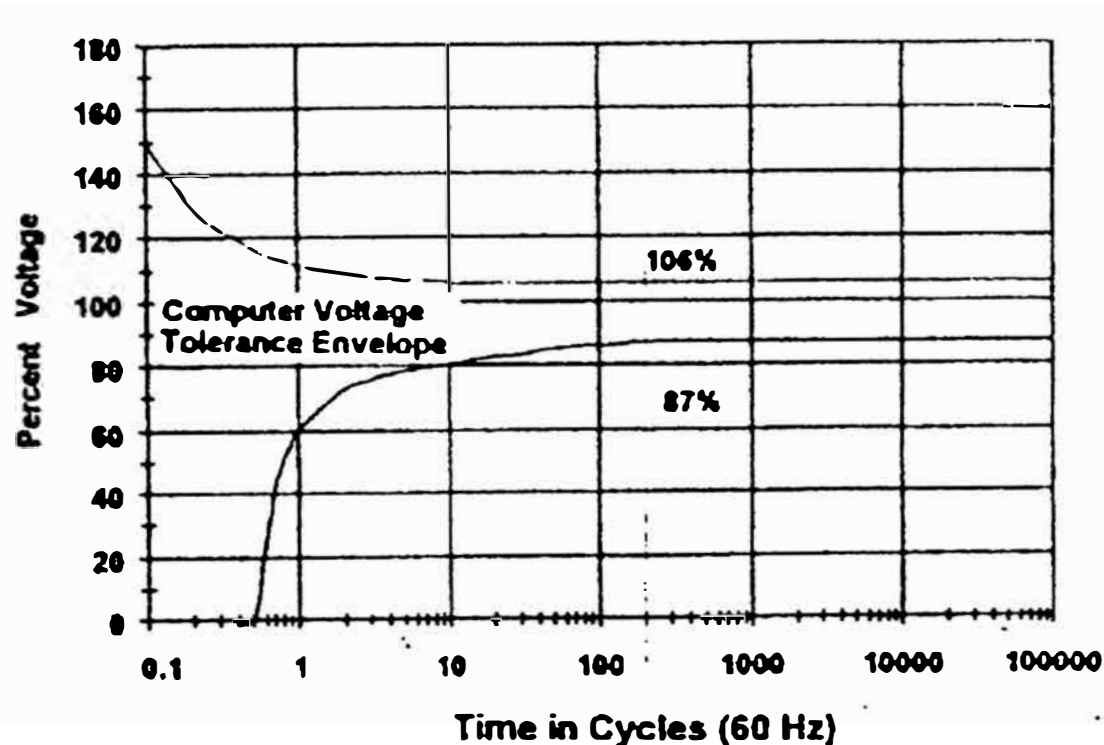


Figura 1.5 - Porción de curva CBEMA comunmente usada para el reporte de la variación de datos de la calidad de energía

CAPÍTULO II

SISTEMAS DE COMPENSACIÓN - FACTS

2.1. Introducción

FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna) es un termino introducido por Hingorani en 1991 y desarrollados para atenuar los efectos indeseables asociados con la operación de las cargas variables. Según la IEEE los FACTS se definen como sistemas de transmisión en corriente alterna que incorpora sistemas electrónicos de potencia (convertidores) y otros controladores estáticos para mejorar la confiabilidad e incrementar la capacidad de transmisión de potencia. Los FACTS básicamente buscan regular la potencia eléctrica transmitida o consumida a través del control de componentes electrónicos de alta potencia como Tiristores, GTO, MCT, IGBT, etc.

Los dispositivos FACTS usados actualmente son:

- Reactor Controlado por Tiristor (Thyristor Controlled Reactor – TCR)
- Condensador Conmutado por Tiristor (Thyristor Switched Capacitor – TSC)
- Compensador Estático de Potencia Reactiva (Static Var Compensator – SVC)
- Capacitor Serie Controlado por Tiristor (Thyristor Controlled Serie Capacitor– TCSC)
- Desplazador Estático de Fase (Static Phase Shifter–SPS)
- Compensador Síncrono Estático (Static Synchronous Compensator–STATCOM)

- Compensador Serie Síncrono Estático (Static Synchronous Serie Compensator-SSSC)
- Controlador Unificado de Flujo de Potencia (Unified Power Flow Controller-UPFC)

Los controladores FACTS son convertidores de estado sólido (desarrollados por la electrónica de potencia) que permiten el control de uno o más parámetros que intervienen en la transmisión en corriente alterna de la energía eléctrica.

2.2. El TCR

Los tiristores conectados en antiparalelo como se muestra en la Figura 2.1 y ubicados entre la fuente AC de alimentación y la reactancia permiten el control del flujo de potencia a través de la variación del valor rms de la tensión aplicada sobre la reactancia.

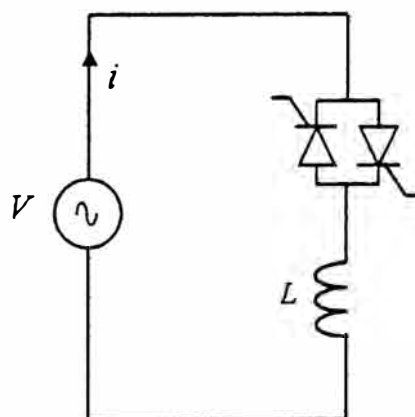


Figura 2.1 - TCR

La ecuación de la reactancia controlada del TCR es

$$X_V = X_L \cdot \frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \text{sen } 2\alpha} \quad (2,1)$$

α : ángulo de disparo

Si α es 90° el TCR conduce totalmente y la reactancia equivalente X_V es igual a X_L .

Si α es 180° la reactancia presentada por el TCR tomara prácticamente el valor infinito.

La característica estática del TCR indica que a medida que la tensión de la red cae, cambia el ángulo de conducción reduciendo el consumo de potencia reactiva del TCR este es el principio de la compensación reactiva. Si el consumo de potencia reactiva de la carga aumenta, disminuye el consumo del TCR y viceversa.

La conducción no continua de los tiristores hace que la corriente por el reactor presente un contenido armónico que cambia en función del ángulo de conducción.

2.3. El TSC

El TSC, en principio busca realizar la misma función del TCR, es decir, compensar los efectos de las variaciones de carga, corregir el factor de potencia o equilibrar cargas. A diferencia del TCR un condensador no admite ser sometido a cambios rápidos de tensión debido a los elevados picos de corriente producidos, el TSC requiere que el instante de la conmutación de los tiristores sea realizado de manera que la tensión instantánea de la red se encuentre próxima de la tensión remanente en el condensador. La extinción de la corriente en el condensador se produce siempre, cuando la tensión es máxima.

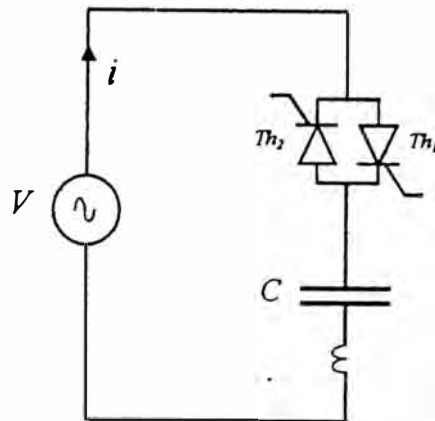


Figura 2.2 - TSC

2.4. El SVC

Desde el punto de vista operacional, el SVC tiene el comportamiento similar a una reactancia variable en conexión shunt, ya que genera o absorbe cualquier potencia reactiva para regular la magnitud del voltaje en el punto de conexión de la red AC. En su forma simple, el SVC consiste de un TCR en paralelo con un banco de condensadores. El control del ángulo de disparo del tiristor permite al SVC tener una casi instantánea velocidad de respuesta. Es usado extensamente para proveer rápida potencia reactiva y regulación de voltaje. Es también usado para incrementar el margen de estabilidad y amortiguar oscilaciones en el sistema de potencia.

En estudios de flujo de potencia el SVC es normalmente modelado como un generador síncrono con generación cero de potencia activa; los límites superior e inferior están dados por la generación de potencia reactiva. La representación del generador del SVC es cambiado a una admitancia constante si el SVC alcanza uno de sus límites.

Un modelo más flexible y realista del SVC está basado en el concepto de una reactancia shunt no lineal, que es ajustado usando el algoritmo de Newton para

satisfacer una magnitud de voltaje específica en el terminal del SVC. La representación esquemática del SVC y sus circuitos equivalentes son mostrados en la Figura 2.3, donde un TCR es conectado en paralelo con un banco de capacitores fijo. Una representación esquemática mas detallada del TCR es mostrada en la Figura 2.4.

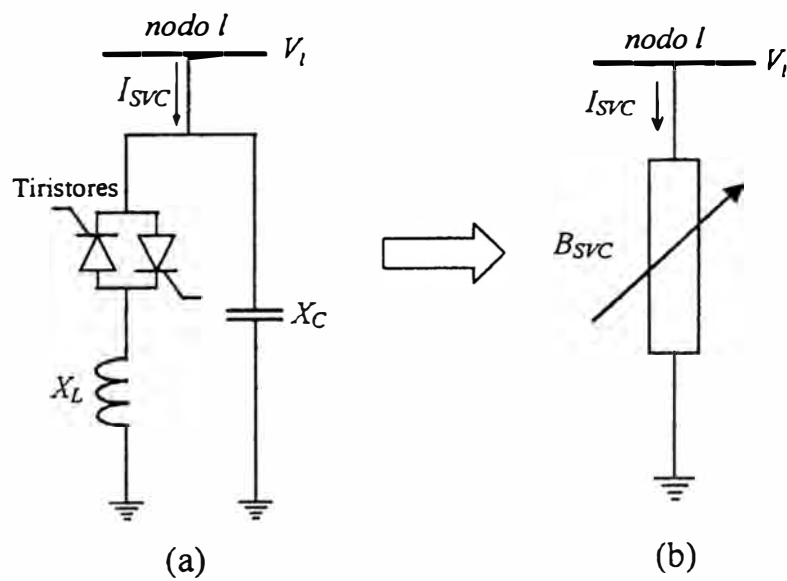


Figura 2.3 - SVC. (a) Estructura formada por capacitor fijo y TCR; y (b) Representación de susceptancia variable

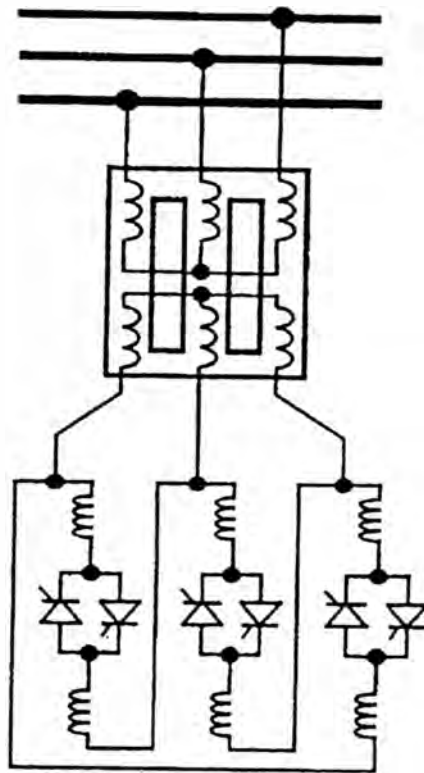


Figura 2.4 - Esquema trifásico del tiristor controlado por reactor conectado en delta

Un compensador shunt variable ideal es asumido para discriminar las componentes no resistivas, es decir $G_{SVC} = 0$. En consecuencia, no toma potencia activa de la red. De otro lado, su potencia reactiva es una función de la magnitud del voltaje de nodo en el punto de conexión, nodo l , y de la susceptancia equivalente del SVC, B_{SVC} .

$$P_l = 0 \quad (2,2)$$

$$Q_l = - |V_l|^2 B_{SVC} \quad (2,3)$$

2.5. El TCSC

El TCSC varía la duración de la compensación eléctrica en la línea de transmisión con pequeños atrasos. Debido a esta característica, puede ser usado para suministrar regulación rápida de potencia activa. También incrementa el margen de estabilidad

del sistema y demuestra mucha eficiencia para amortiguar la Resonancia Sub-Síncrona (SSR) y las oscilaciones de potencia.

El modelo presentado del flujo de potencia TCSC está basado en el concepto de una reactancia serie no lineal, que es ajustado usando el algoritmo de Newton para satisfacer un flujo de potencia activa específica a través de la reactancia variable representando al TCSC. La representación esquemática del TCSC y su circuito equivalente son mostrados en la Figura 2.5.

Esta representación esquemática es un equivalente del TCSC mostrado en la Figura 2.6

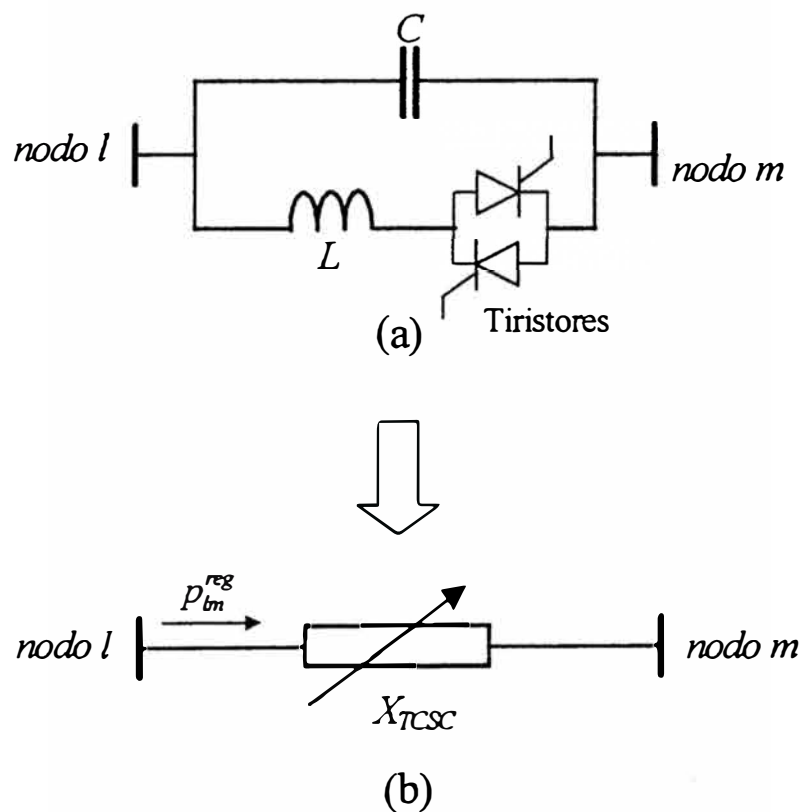


Figura 2.5 - TCSC. (a) Estructura formada por capacitor fijo y TCR; y (b) Representación de reactancia variable

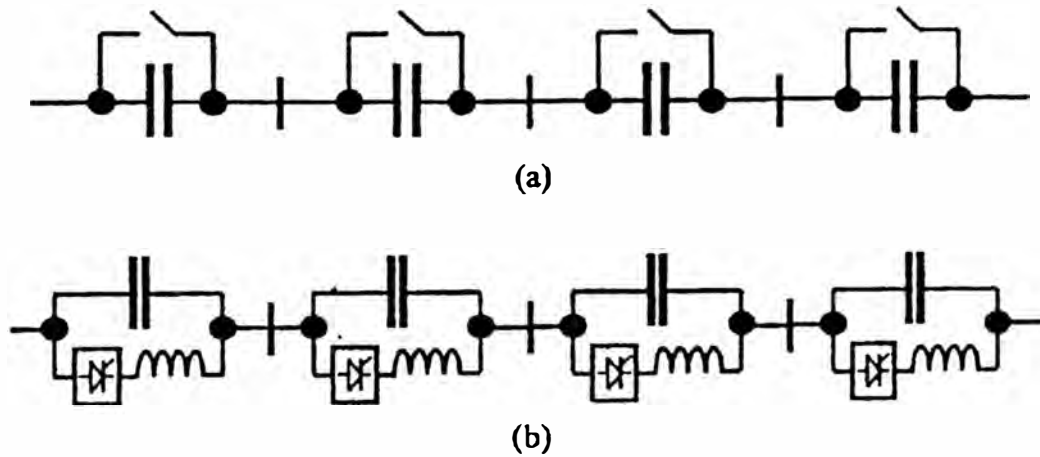


Figura 2.6 - Esquema monofásico de capacitores serie electrónicamente controlados

La potencia activa transferida P_{lm} a través de una impedancia conectada entre los nodos l y m está determinada por las magnitudes de los voltajes $|V_l|$ y $|V_m|$, la diferencia de ángulos de voltaje de fase θ_l y θ_m y la resistencia de la línea de transmisión R_{lm} y la reactancia X_{lm} . En líneas de transmisión de alta tensión, la reactancia es mucho mas grande que la resistencia y se puede usar la siguiente ecuación aproximada para calcular la potencia activa transferida P_{lm} .

$$P_{lm} = \frac{|V_l| \cdot |V_m|}{X_{lm}} \text{Sen}(\theta_l - \theta_m) \quad (2,4)$$

Si la derivación eléctrica es un controlador TCSC inverso para una línea de transmisión entonces P_{lm} es calculado usando la siguiente expresión

$$P_{lm} = \frac{|V_l| \cdot |V_m|}{X_{TCSC}} \text{Sen}(\theta_l - \theta_m) \quad (2,5)$$

donde X_{TCSC} es la reactancia equivalente del controlador TCSC que puede ser ajustado para regular la transferencia de potencia activa a través del TCSC, de P_{im} a P_{imreg} .

2.6. El SPS

El SPS varía el ángulo de fase del voltaje final de una línea con pequeños atrasos. Esto se logra inyectando un voltaje en cuadratura con el voltaje final de línea en el despacho final. Este equipo también puede ser usado para suministrar regulación rápida del flujo de potencia activa.

El modelo del flujo de potencia activa del SPS está basado en el concepto de un transformador sin pérdidas con taps compuestos. El control variable es un ángulo de fase, que es ajustado usando el algoritmo de Newton para satisfacer un flujo de potencia específico a través del transformador sin pérdidas representando al SPS. La representación esquemática del SPS y su circuito equivalente se muestra en la Figura 2.7.

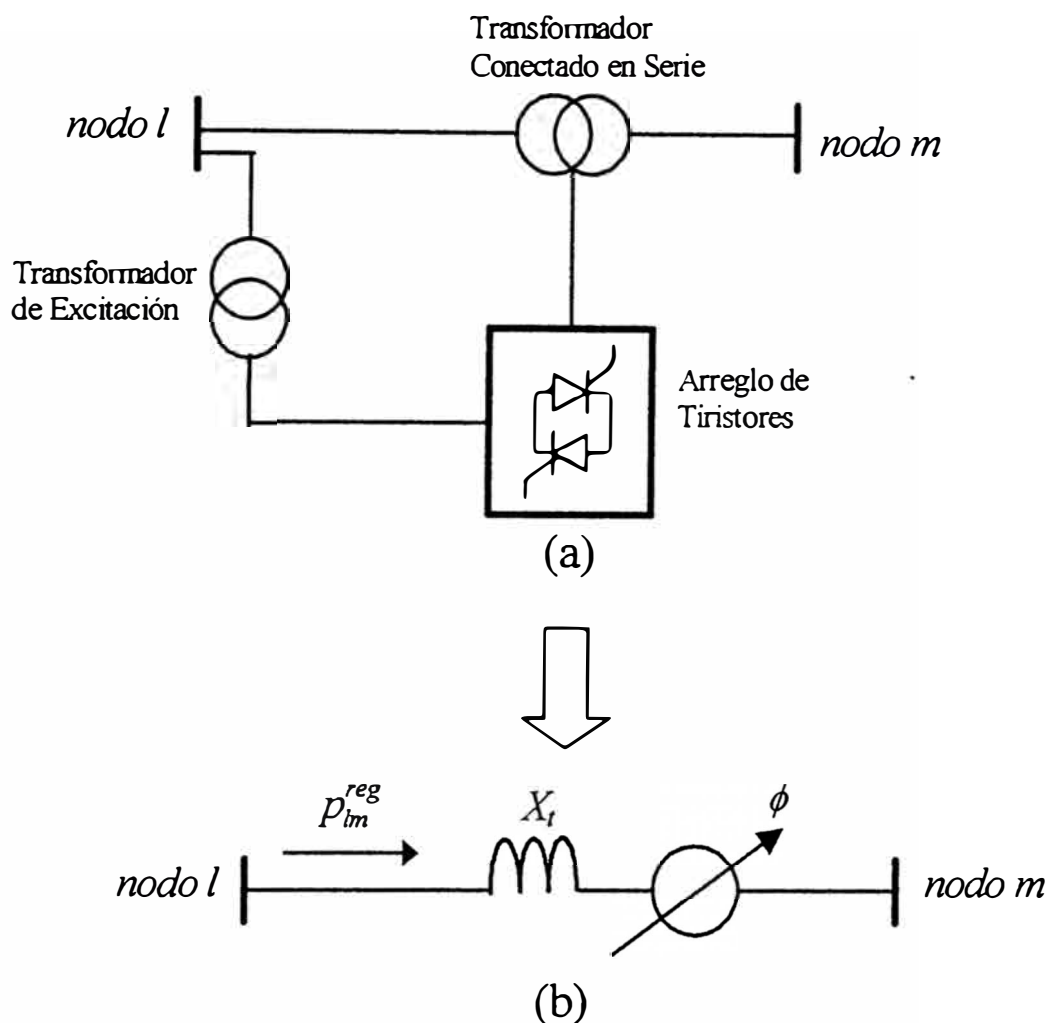


Figura 2.7 - SPS. (a) Estructura formada por un transformador serie. Un transformador de excitación y una red de tiristores; y (b) Representación del ángulo de fase variable

Un controlador de desplazamiento de fase con relación compleja de ángulo de fase

$$T_V = \cos \phi + j \operatorname{sen} \phi \quad (2,6)$$

$$T_I = \cos \phi - j \operatorname{sen} \phi \quad (2,7)$$

tiene la siguiente matriz de admitancia de transferencia

$$\begin{bmatrix} I_l \\ I_m \end{bmatrix} = \frac{1}{X_r} \begin{bmatrix} 1 & -(\cos \phi + j \operatorname{sen} \phi) \\ -(\cos \phi - j \operatorname{sen} \phi) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_l \\ V_m \end{bmatrix} \quad (2,8)$$

donde X_t es la reactancia de dispersión de los transformadores serie y T_V y T_I son cambios complejos de tap variable relacionados entre sí por la operación conjugada.

Su magnitud es 1 y su ángulo de fase es ϕ .

La transferencia de potencia activa a través del desplazador de fase P_{lm} es calculada usando la siguiente expresión

$$P_{lmreg} = \frac{|V_t| \cdot |V_m|}{X_t} \text{Sen}(\theta_t - \theta_m - \phi) \quad (2,9)$$

El apropiado ajuste del ángulo de fase ϕ permite la regulación de potencia activa P_{lmreg} por medio del desplazador de fase. Se debe remarcar que el desplazador de fase logra regular el ángulo de fase consumiendo potencia reactiva de la red.

2.7. EL STATCOM

El compensador síncrono estático como se muestra en la Figura 2.8 consiste en un inversor tipo fuente de tensión conectado al sistema de potencia a través de un transformador o conectado directamente a través de tres reactores. Con este convertidor se entregará o absorberá potencia reactiva de manera que puede ser utilizado para compensar cargas de tipo inductivas o de regular la tensión en el punto donde esta conectado. Para estas aplicaciones será necesario solo de la presencia del condensador C ya que el valor medio de la corriente en el lado DC es cero. Inicialmente con el condensador descargado y sin accionar las llaves de potencia, el condensador puede ser cargado a través de los diodos hasta un valor máximo determinado por el rectificador trifásico. Para inyectar potencia reactiva, el ángulo γ de la tensión generada por STATCOM se incrementa (negativamente como el caso de rectificador) a partir de cero y en cantidades reducidas, produciendo con esto

un flujo de corriente i_o con valor medio positivo que carga al condensador e incrementa su tensión E , incrementando al mismo tiempo la tensión $V_{ca,n}$ la que deberá superar a la tensión $V_{sa,n}$ de la red de manera que una corriente capacitiva sea inyectada en el punto de conexión.

Considerando solo a la componente fundamental de la tensión de convertidor $V_{ca,n}$ se puede establecer un circuito equivalente como el mostrado en la figura 2.8 y en el que el control del flujo de potencia activa y reactiva responde a la ecuación conocida:

$$S_{\omega} = \frac{V_{sa,n} \cdot V_{ca,n}}{X_s} \sin(\gamma) - j \left\{ \frac{V_{sa,n} \cdot V_{ca,n}}{X_s} \cos(\gamma) - \frac{V_{sa,n}^2}{X_s} \right\} \quad (2,10)$$

Cuando el ángulo γ en esta relación se modifica en un pequeño intervalo (0-5 grados), se aumentará o reducirá la tensión en el condensador, la potencia reactiva Q entregada o absorbida por el STATCOM dependerá de la amplitud de la tensión del convertidor $V_{ca,n}$ respecto de la tensión de la red $V_{sa,n}$.

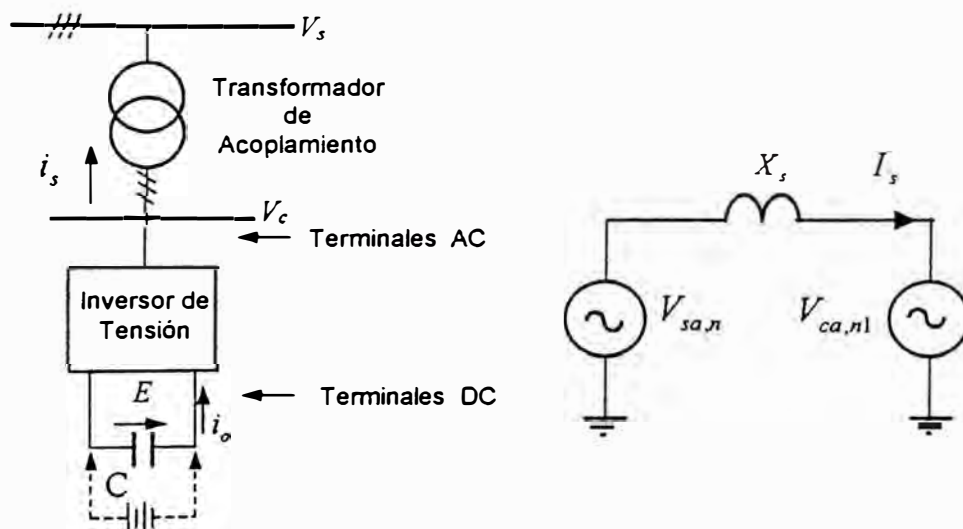


Figura 2.8 - STATCOM y Circuito equivalente en sus terminales AC

El STATCOM podría tener conectado en sus terminales en DC una fuente como baterías o algún elemento que almacene energía como una bobina superconductora y en este caso el convertidor estará en capacidad de controlar no solo el intercambio de potencia reactiva sino también el intercambio de potencia activa. Esta posibilidad puede ser utilizada para un efectivo amortiguamiento de la oscilación de potencia, capacidad exclusiva del inversor autoconmutado y lo que fundamentalmente le distingue de su contraparte que es el SVC convencional basado en tiristores.

2.8. El SSSC

El SSSC mostrado en la Figura 2.9 emplea al inversor tipo fuente de tensión como elemento de control con el que se inyecta tensión en serie con la línea en forma controlada o independiente de la corriente de la línea.

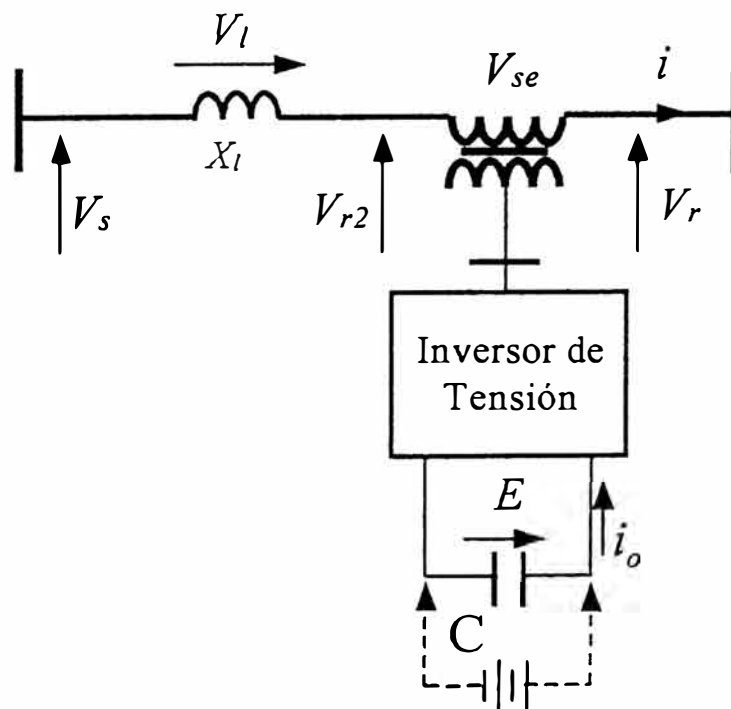


Figura 2.9 - Compensación serie : Compensador Síncrono Estático Serie (SSSC)

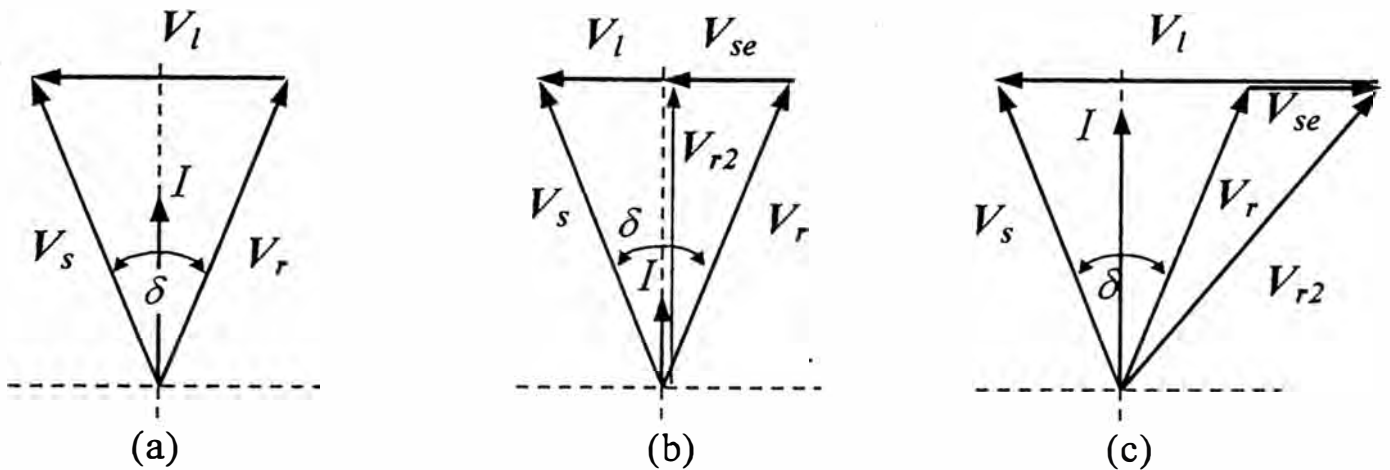


Figura 2.10 - *Compensación serie. (a) Línea sin compensar; (b) Línea compensada inductivamente; y (c) Línea compensada capacitivamente*

La función de un condensador en serie con la línea es generar una tensión a frecuencia fundamental del sistema para compensar parcialmente la caída de tensión en la reactancia de la línea producida por la componente fundamental de la corriente de línea de manera tal que la caída de tensión de la línea compensada sea equivalente eléctricamente al de una línea corta. De esto se desprende que si se tiene una fuente de tensión AC que genere una tensión sincronizada y en atraso de 90° de la corriente de línea inyectada en serie con amplitud proporcional a la corriente; su efecto será equivalente al producido por un condensador.

$$V_c = -jkX_L \cdot I \quad (2,11)$$

$$\bar{V}_{se} = -jkX_L \bar{I} \quad (2,12)$$

donde V_c es el fasor de tensión de compensación, I es el fasor de corriente en la línea, X_L es la impedancia reactiva de la línea, k es el grado de la compensación serie

$$X_L = X_L(\omega) \quad \text{reactancia de la línea} \quad (2,13)$$

$$k = \frac{X_C}{X_L} = \frac{V_C}{I \cdot X_L} \text{ grado de compensación} \quad (2,14)$$

X_C : Impedancia capacitiva virtual

EL SSSC puede disminuir, así como incrementar el flujo de potencia en el mismo grado, simplemente invirtiendo la polaridad de la tensión inyectada. La inversión (desfasaje en 180°) de la tensión se suma a la caída de tensión reactiva de la línea como si esta se hubiera incrementado. Adicionalmente si la amplitud de esta tensión inyectada (de polaridad invertida) se hiciera más grande que la tensión aplicada a la línea sin compensación producida por las tensiones de envío y recepción, esto es:

$$V_{se} > |V_s - V_r| \quad (2,15)$$

entonces el flujo de potencia se invertirá generando una corriente de línea:

$$I = (V_{se} - V_s - V_r) / X \quad (2,16)$$

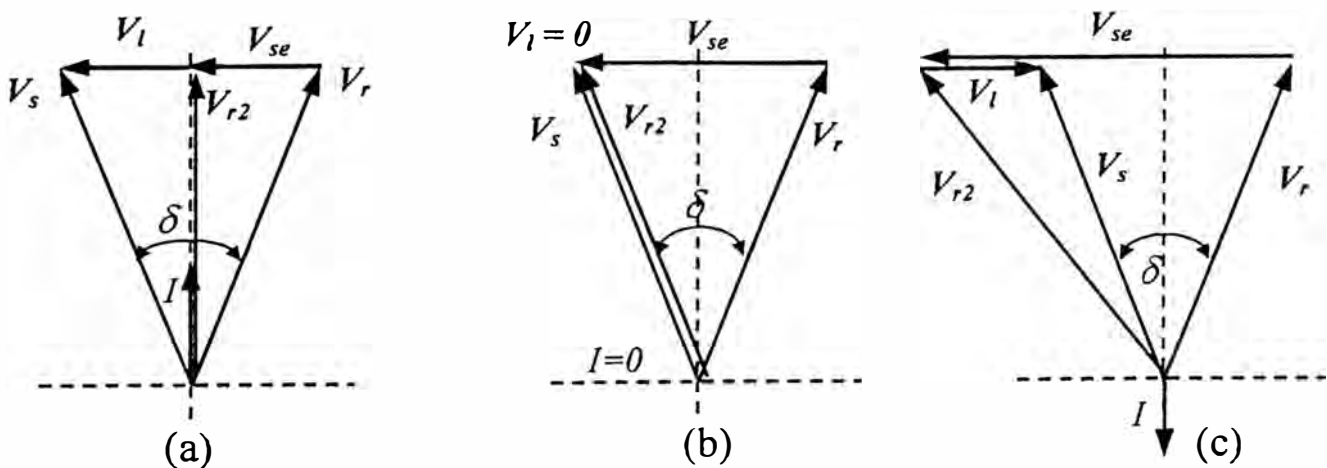


Figura 2.11 - Inversión del flujo de potencia a través de la compensación reactiva serie

A parte de la capacidad de compensación bi-direccional, la característica mas importante del SSSC comparado con el TCSC es su inmunidad a la resonancia que se presenta en la compensación serie clásica.

2.9. El UPFC

Propuesto Por Gyugyi en 1991. El UPFC fue desarrollado para controlar y compensar dinámicamente a los sistemas de transmisión en corriente alterna suministrando flexibilidad multifuncional necesaria para resolver muchos de los problemas enfrentados por la industria de la transmisión de energía eléctrica. El UPFC es capaz de controlar simultáneamente o selectivamente todos los parámetros que afectan al flujo de potencia en la línea de transmisión, esta característica le adjudica el calificativo de unificado. Alternativamente el UPFC puede realizar un control independiente del flujo de potencia activo y reactivo en la línea de transmisión.

El UPFC es una fuente de tensión síncrona (Synchronous Voltage Source – SVS) en serie con la línea con amplitud V_{se} ($0 \leq V_{se} \leq V_{sem\acute{a}x}$) y ángulo de fase ρ ($0 \leq \rho \leq 2\pi$) regulables como se muestra en la Figura 2.12. En esta forma irrestricta de operación, el SVS intercambiará potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión y como se mostró anteriormente el SVS es capaz de generar potencia reactiva, pero la potencia activa P_{se} podrá ser suministrada o absorbida por el SVS siempre que tenga una fuente de tensión activa en sus terminales DC. En el arreglo del UPFC el intercambio de potencia activa es suministrado por una de las barras de envío o recepción.

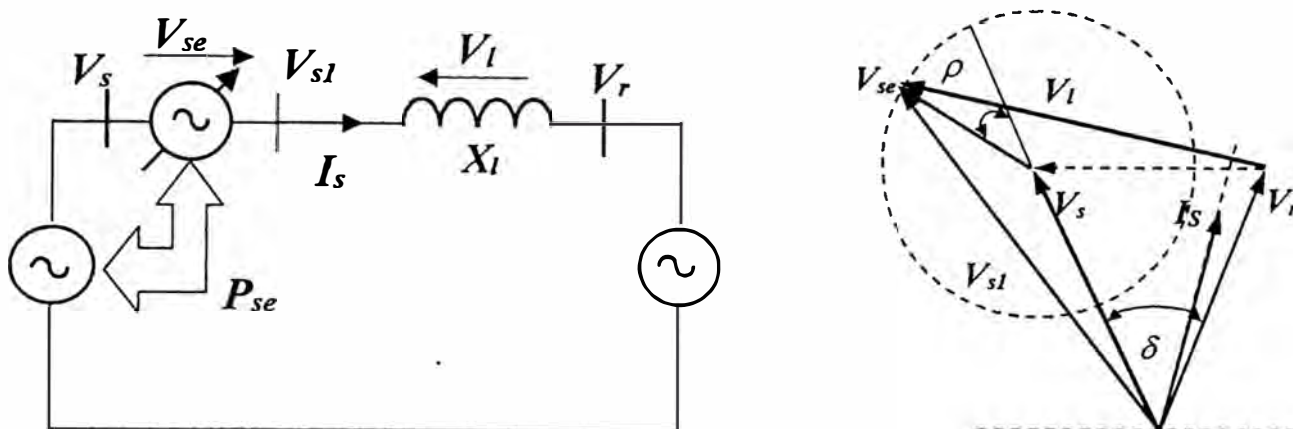


Figura 2.12 - Principio del UPFC

La implementación práctica del UPFC consiste en dos inversores de tensión como se muestra en la Figura 2.13 conectados por sus terminales en DC (back to back converters), compartiendo un condensador común, denominados inversor 1 y 2 operan a partir de la tensión DC mantenida en los terminales del condensador. Este arreglo tiene un funcionamiento como un convertidor ideal AC-AC en el que la potencia activa puede fluir libremente entre los terminales AC de los dos convertidores y en ambas direcciones, y donde cada convertidor puede independientemente generar o absorber potencia reactiva en sus terminales AC de salida.

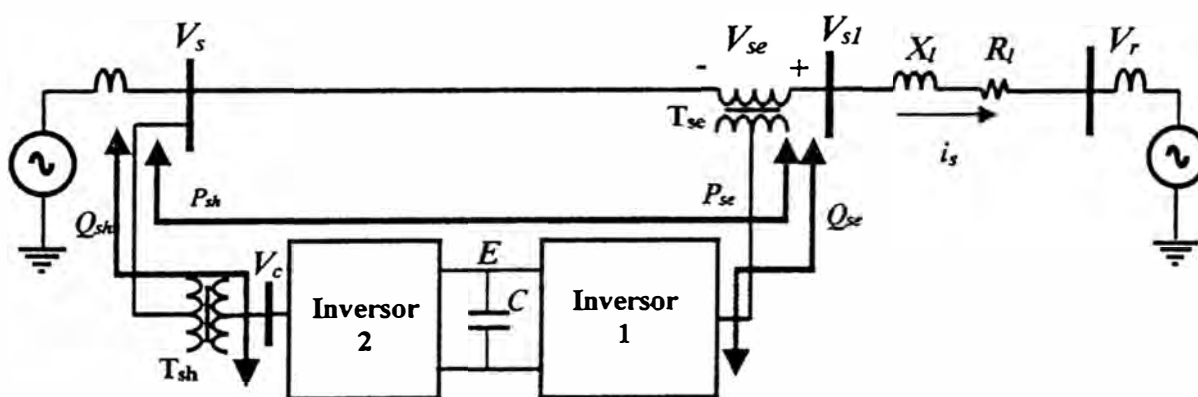


Figura 2.13 - Compensador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC)

El inversor 1 provee la función principal del UPFC que es la de inyectar una tensión V_{se} de amplitud y fase controlables en serie con la línea a través de un transformador de inserción. La corriente de la línea fluyendo por los terminales de esta fuente produce un intercambio de potencia activa y reactiva entre esta fuente y el sistema AC. La potencia reactiva intercambiada en los terminales AC es generada internamente por el inversor. El intercambio de potencia activa en los terminales AC es convertida en potencia DC la que aparece en los terminales en DC como potencia positiva o negativa demandada. La función básica del inversor 2 es la de suministrar o absorber la potencia real demandada por el inversor 1 en los terminales DC y satisfacer el intercambio de potencia activa resultado de la inyección de una tensión en serie con la línea. Adicionalmente el convertidor 2 puede generar o absorber potencia reactiva si se desea y por lo tanto suministrar compensación reactiva shunt independiente para la línea. El inversor 2 puede operar a factor de potencia uno o ser controlado para tener un intercambio de potencia reactiva con la línea, independiente del intercambio de potencia activa con el inversor 1.

El UPFC puede realizar las funciones de compensación shunt, compensación serie y regulación del ángulo de fase y por lo tanto satisfacer múltiples objetivos de control por la suma de la tensión V_{se} con la apropiada amplitud y fase a los terminales V_s (tensión en la barra de envío).

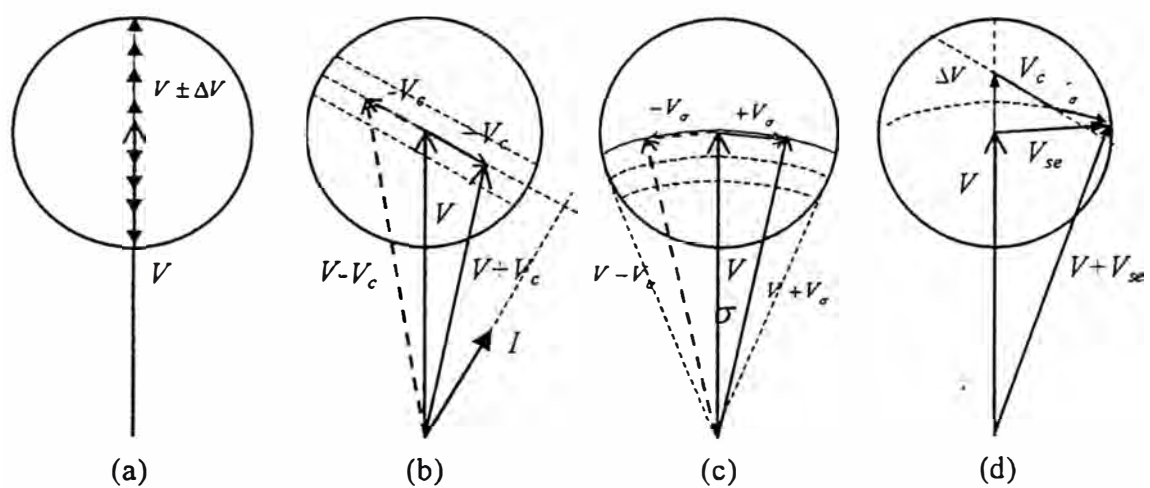


Figura 2.14 - UPFC. (a) Regulador de tensión; (b) Compensación reactiva serie; (c) Regulador del ángulo de fase; y (d) Control de flujo de potencia multi-función

CAPÍTULO III

INVERSOR DE TENSIÓN (CONVERTIDORES DC – AC), CONTROL Y MODO DE OPERACIÓN

3.1. Introducción

Los inversores son usados en mandos de los motores de Corriente Alterna (CA) y en suministro ininterrumpido de potencia en CA donde el objetivo es producir una salida en Corriente Alterna AC sinusoidal cuya magnitud y frecuencia puedan ser controladas. Los inversores convierten la tensión o corriente continua en tensión o corriente alterna de amplitud y frecuencia variable. Estos se clasifican en inversores tipo fuente de tensión y tipo fuente de corriente en el sentido que la fuente conectada a la entrada del inversor sea una fuente de tensión constante o una fuente de corriente constante. Los inversores tipo fuente de tensión son implementados generalmente usando tecnologías como el IGBT o GTO (Dispositivos Autoconmutados) mientras que para el caso de los inversores tipo fuente de corriente se emplean tecnologías como tiristores o GTO en aplicaciones de gran potencia (MW). Los inversores pueden ser monofásicos o multifásicos generando ondas de tensión o corriente bipolar y permiten que flujo de potencia sea bidireccional.

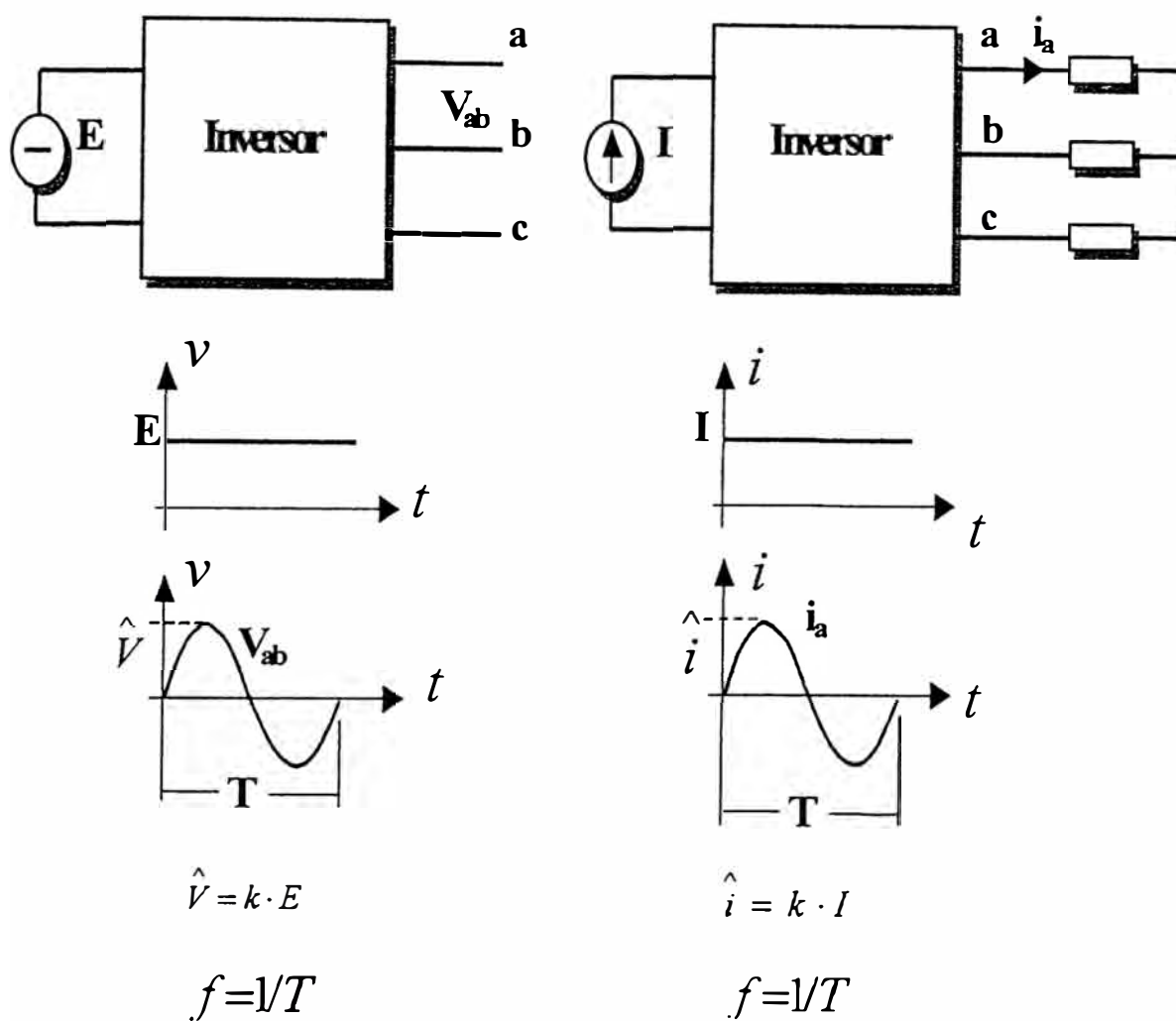


Figura 3.1 - Esquemas de principio de inversores de Tensión y Corriente

Los inversores tipo fuente de tensión pueden ser divididos en los siguientes tres tipos:

- Inversor de Ancho de Pulso Modulado (Pulse-Width-Modulated Inverters – PWM)
- Inversor de Onda Cuadrada (Square-Wave Inverters)
- Inversor Monofásico con Supresión de Voltaje (Single-Phase Inverters with Voltage Cancellation)

3.2. Inversor de Ancho de Pulso Modulado - PWM

En estos inversores, la entrada de voltaje en Corriente Continua (DC) es esencialmente constante en magnitud. Asimismo, el inversor debe controlar la magnitud y la frecuencia del voltaje en Corriente Alterna (AC) de salida; además de un control sobre el contenido armónico de la tensión. Esto se consigue a través de la Modulación de Ancho de Pulso (PWM) de los dispositivos de potencia y llamados por esta razón como inversores PWM. Existen varios esquemas para la modulación PWM del inversor de acuerdo a la forma de la tensión AC de salida la que trata de acercarse lo más posible a la onda senoidal.

Los métodos de modulación se pueden dividir en realimentadas y no realimentadas.

Entre los métodos no realimentados se puede mencionar:

- La modulación sinusoidal natural SPWM (analógico).
- La modulación sinusoidal por muestreo regular simétrico y asimétrico (digital).
- La modulación por eliminación selectiva de armónicos SHEPWM.
- La modulación por vector espacial SVPWM.
- La modulación por técnicas de Optimización.

3.2.1. Control del inversor de tensión como fuente de corriente

Si la fuente de tensión E tiene suficiente nivel, se puede implementar un lazo de control (realimentación) de corriente muy rápido el que mantendrá a la corriente de carga cerca del valor de referencia y en el caso de alimentar a un motor de inducción con esta fuente de corriente, esta eliminará el circuito estático de la dinámica del control de velocidad. Para este fin se puede emplear el PWM a frecuencia de conmutación constante o comparadores con banda de histéresis de corriente (on /

off), este sistema de control tiene la ventaja de tener rápida respuesta pero con frecuencia de conmutación variable.

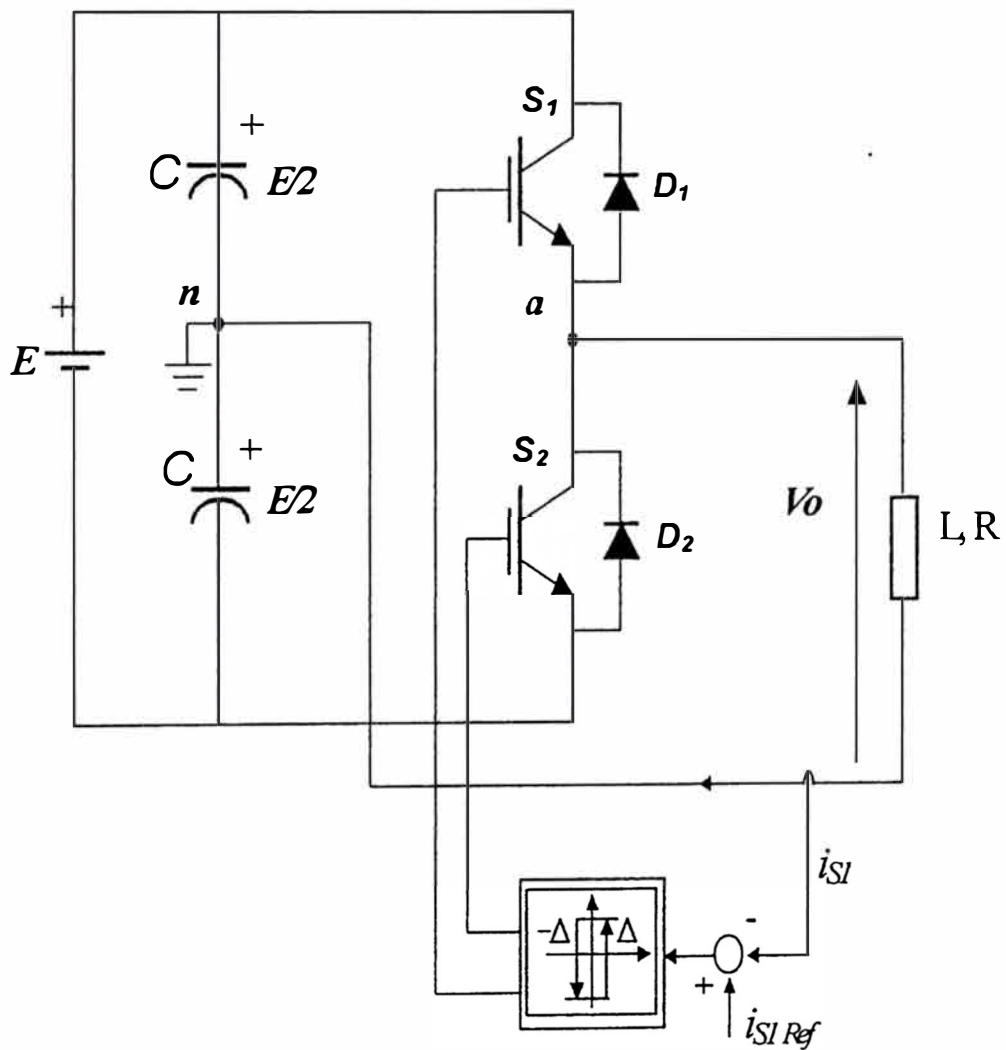


Figura 3.2 - Inversor monofásico con control de corriente on-off

3.3. Inversor de Onda Cuadrada (SWI)

En el esquema de onda cuadrada, cada interruptor del circuito del inversor de la Figura 3.3 está adelantado medio ciclo (180°) de la frecuencia de salida deseada.

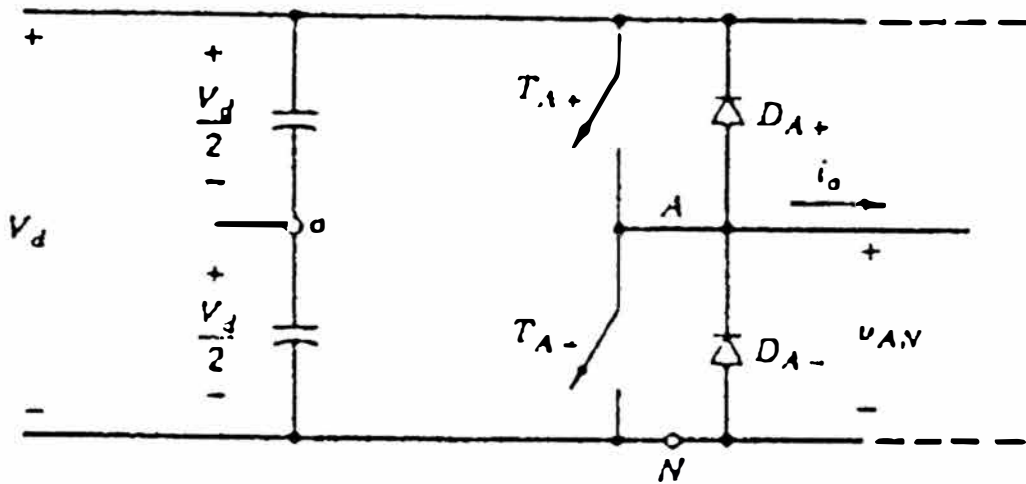


Figura 3.3 - Un circuito de Inversor de Modo Interruptor

Esto resulta en una forma de onda del voltaje de salida tal como se muestra en la Figura 3.4a, en la Figura 3.4b se muestra los valores impares de los armónicos.

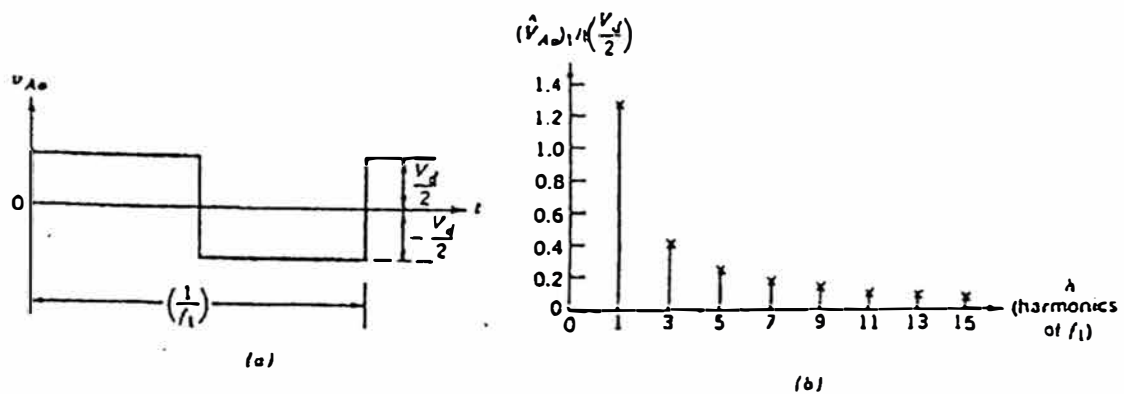


Figura 3.4 - Conmutación de Onda Cuadrada

Uno de los avances de la operación de onda cuadrada es que cada interruptor del inversor cambia su estado solo dos veces por ciclo, lo cual es importante en niveles altos de potencia donde los interruptores de estado sólido generalmente tienen velocidades lentas de conexión y desconexión. Una de las serias desventajas de la conmutación de onda cuadrada es que el inversor no es capaz de regular la magnitud

del voltaje de salida. Por consiguiente, el voltaje DC de entrada al inversor debe ser ajustado para el control de la magnitud del voltaje de salida.

3.4. Inversor de Tensión Monofásico Semi-Puente

La Figura 3.5 muestra el inversor semi-puente. Aquí, los condensadores son conectados en serie y el conjunto conectado en paralelo a la fuente de entrada DC de manera de dividir la tensión en $(E/2)$ voltios sobre cada condensador.

La forma de onda del voltaje de salida es la mostrada en la Figura 3.6.

Deberá notarse que sin tener en cuenta los estados de las llaves S_1 y S_2 , la tensión entre los dos condensadores está igualmente dividida. Cuando la llave S_1 está conectada, cualquiera de los dispositivos S_1 o D_1 , conducirá dependiendo de la dirección de la corriente de carga. Similarmente, cuando la llave S_2 está conectada, cualquiera de los dispositivos S_2 o D_2 , conducirá dependiendo de la dirección de i .

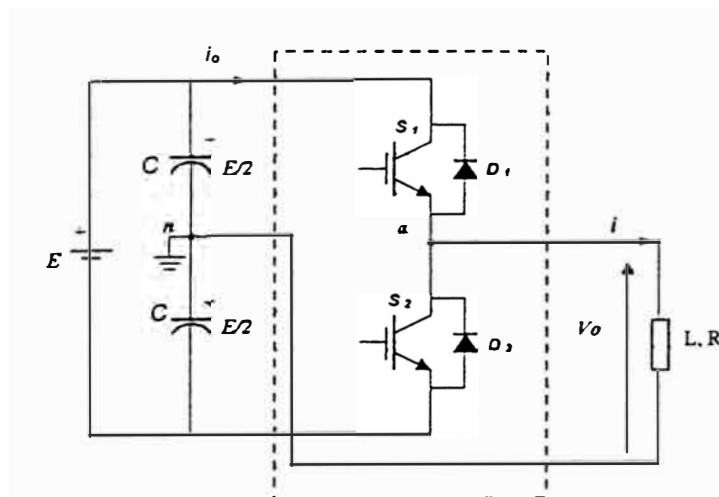


Figura 3.5 - Inversor de tensión monofásico semi-puente.

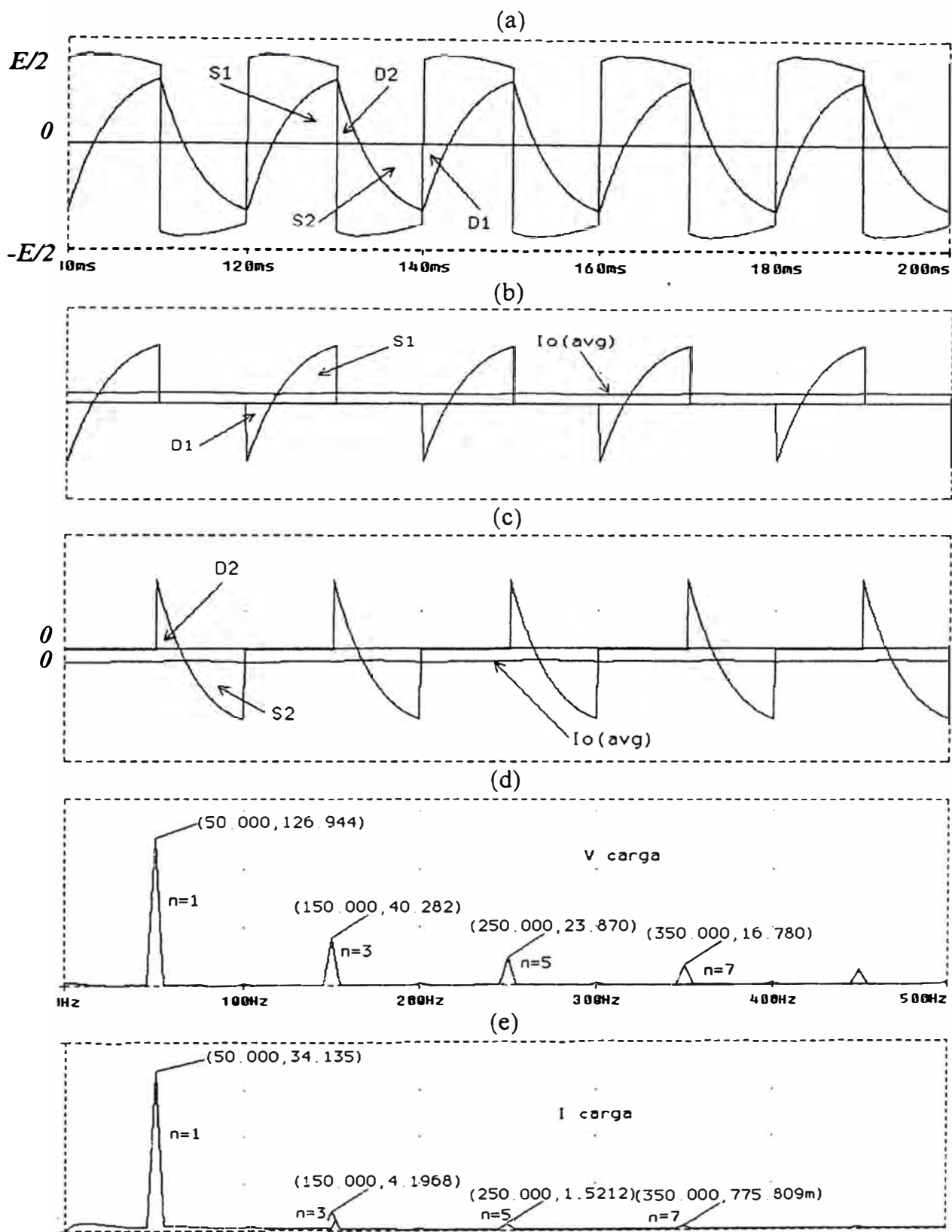


Figura 3.6 - (a) formas de onda de tensión y corriente de carga; (b) Corriente i_{br1} ; (c) Corriente i_{br1} ; (d) Espectro armónico de la tensión sobre la carga; (e) Espectro armónico de la corriente en la carga.

3.5. Inversor de Tensión Monofásico Puente Completo

La Figura 3.7 muestra un inversor puente completo. Este inversor consiste de dos inversores semi-puente y es el mayormente utilizado sobre otros arreglos en altas potencias. Con la misma tensión de entrada, la máxima tensión de salida del inversor de puente completo es el doble de la del inversor semi-puente. Esto implica que para la misma potencia, la corriente de salida y la corriente media en las llaves son la mitad de las del inversor semi-puente.

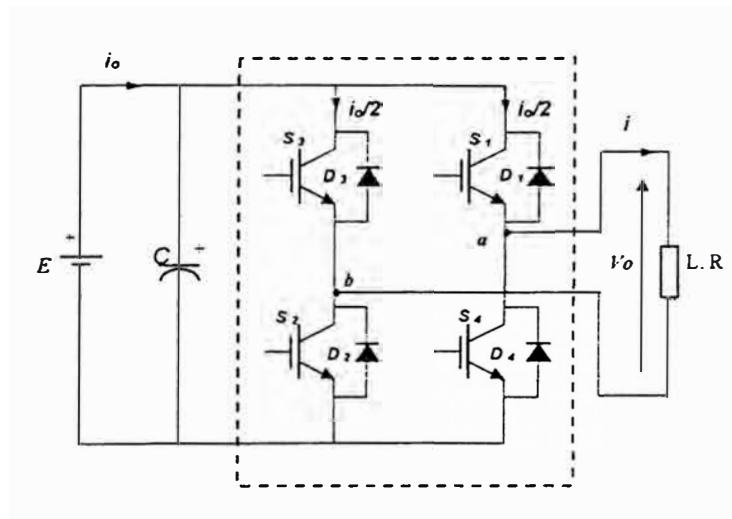


Figura 3.7 - Inversor de tensión monofásico puente completo

3.6. Inversor de Tensión Trifásico

En aplicaciones como suministro ininterrumpido de potencia en CA y mandos de motores en CA, inversores trifásicos son comunmente usados en el suministro de cargas trifásicas. Es posible alimentar una carga trifásica por medio de tres inversores monofásicos separados, donde cada inversor produce una tensión de salida desfasadas 120° (de la frecuencia fundamental) con respecto a cada una de las otras. El circuito del inversor trifásico usado mas frecuentemente consiste de tres circuitos, uno por cada fase, como se muestra en la Figura 3.8.

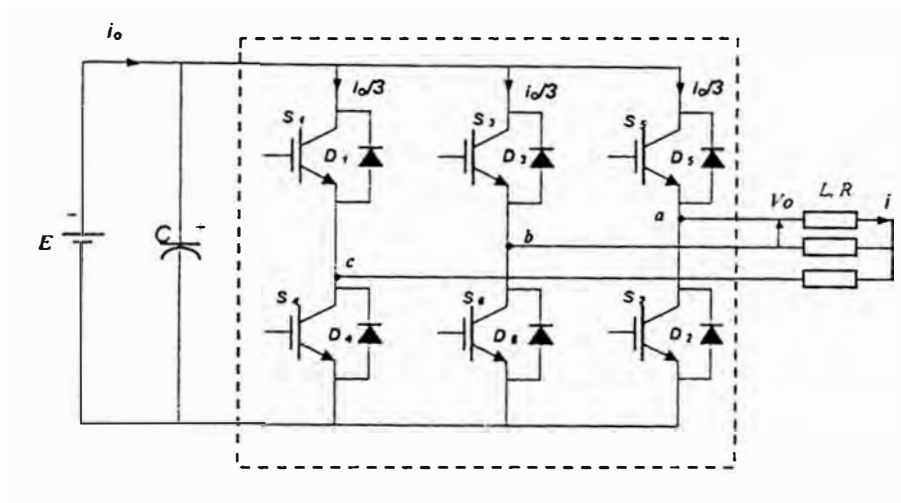


Figura 3.8 - Inversores de Tensión Trifásico

Por consiguiente, la salida de cada circuito, depende solo del voltaje de entrada E y del estado (on u off) de las llaves correspondientes; el voltaje de salida es independiente de la corriente de carga en el sentido que una de las dos llaves en cada fase está siempre conectada en cualquier instante.

3.6.1. Inversor de Tensión de seis pulsos

En el inversor de tensión de seis pulsos la magnitud de la tensión alterna de salida es regulada por un rectificador controlado cuya tensión en DC es alisada por el filtro (L,C) pasa bajos, como se muestra en la Figura 3.9, mientras que la frecuencia de la tensión es controlada por el periodo de conducción de las llaves de potencia ($S_1, S_2, S_3, \dots, S_6$). Es así, que para la fase "a" por ejemplo la llave S_1 está accionada durante el 50% del periodo "T" y S_2 está accionada durante el otro 50%. Las otras fases son accionadas de la misma forma pero considerando que entre ellas debe existir un desfase de 120 grados.

Las desventajas que presenta este inversor es la presencia de armónicos de baja frecuencia en la tensión de salida y una respuesta transitoria lenta condicionada por la presencia del filtro L,C.

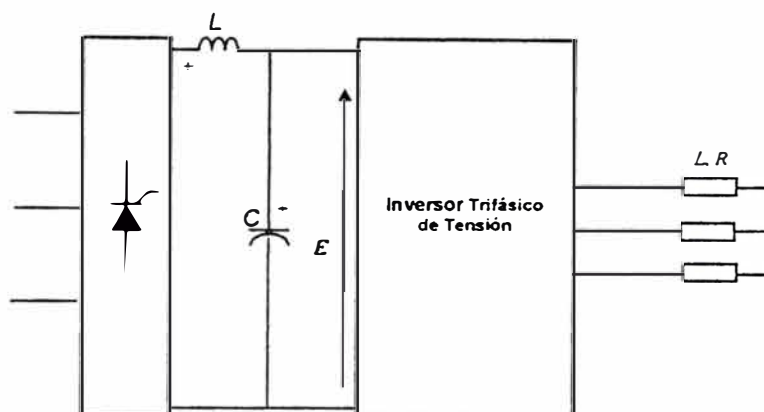


Figura 3.9 - Inversor trifásico de tensión de seis pulsos

Para el análisis de las formas de onda de tensión generadas, se considera un punto ficticio de referencia en la tensión de entrada del inversor como se muestra en la Figura 3.10 se considera "0" como el punto neutro del inversor.

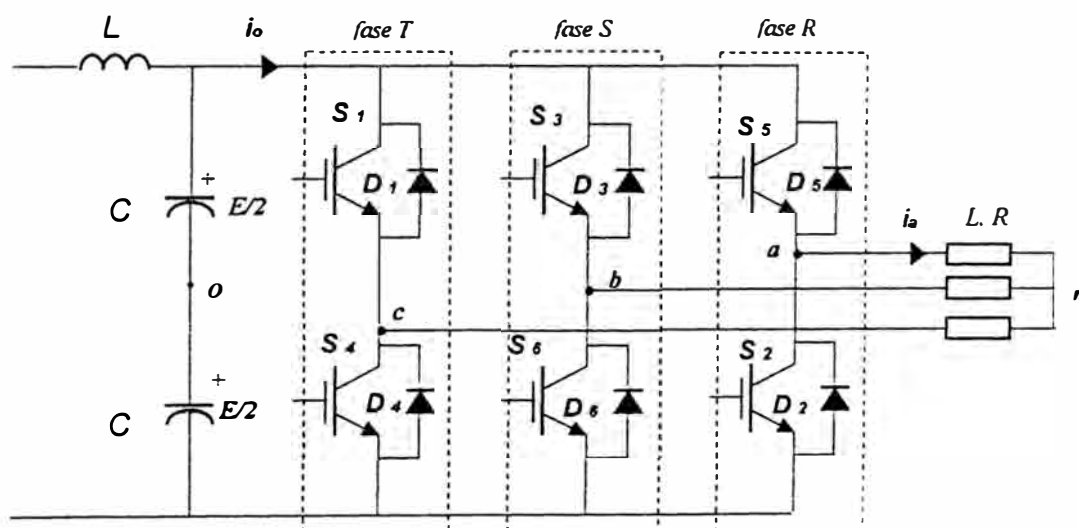


Figura 3.10 - Tensiones y corrientes en el inversor de tensión.

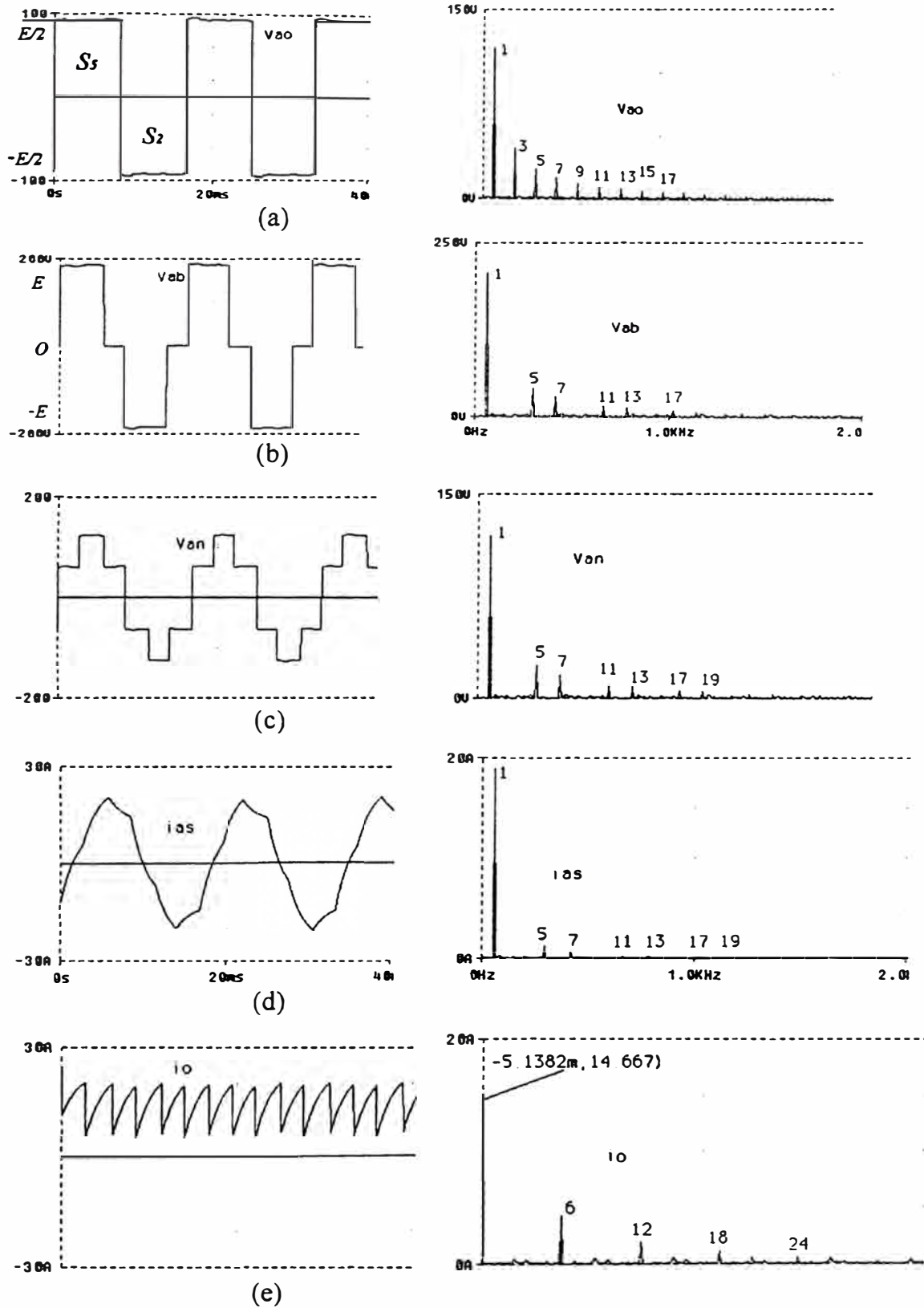


Figura 3.11 - Inversor de tensión de 6 pulsos con $f_l = 60$ Hz, (a) V_{ao} : tensión por fase del inversor, (b) V_{ab} : tensión de línea (c) V_{an} : tensión por fase de la carga, (d) i_{as} : corriente de línea, (e) i_o : corriente de entrada al inversor

3.6.2. Inversor PWM

Los dispositivos de potencia del inversor pueden ser accionados con la técnica de modulación de ancho de pulso (PWM) es decir, que los dispositivos son accionados conectándolos y desconectándolos (on y off) a través de una señal de control. Escogiéndose los instantes de conmutación es posible generar cualquier tipo de forma de onda que se quiera de un inversor y no se necesita de una tensión de red externa. Si se dispone de dispositivos con capacidad de conmutar a relativas altas frecuencias entonces es posible usar el PWM para crear una tensión alterna senoidal a través de la conmutación entre dos tensiones fijas. EL filtraje de las componentes de baja frecuencia de la onda de tensión pulsada permitirá obtener la tensión deseada, Figuras 3.12 y 3.13.

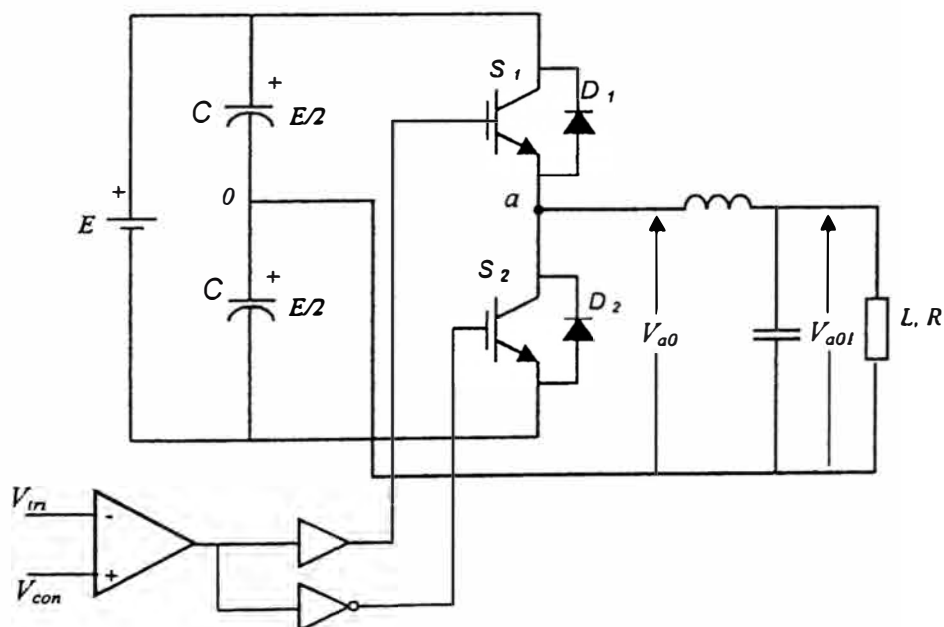


Figura 3.12 - Una fase del inversor de tensión controlado con la técnica PWM

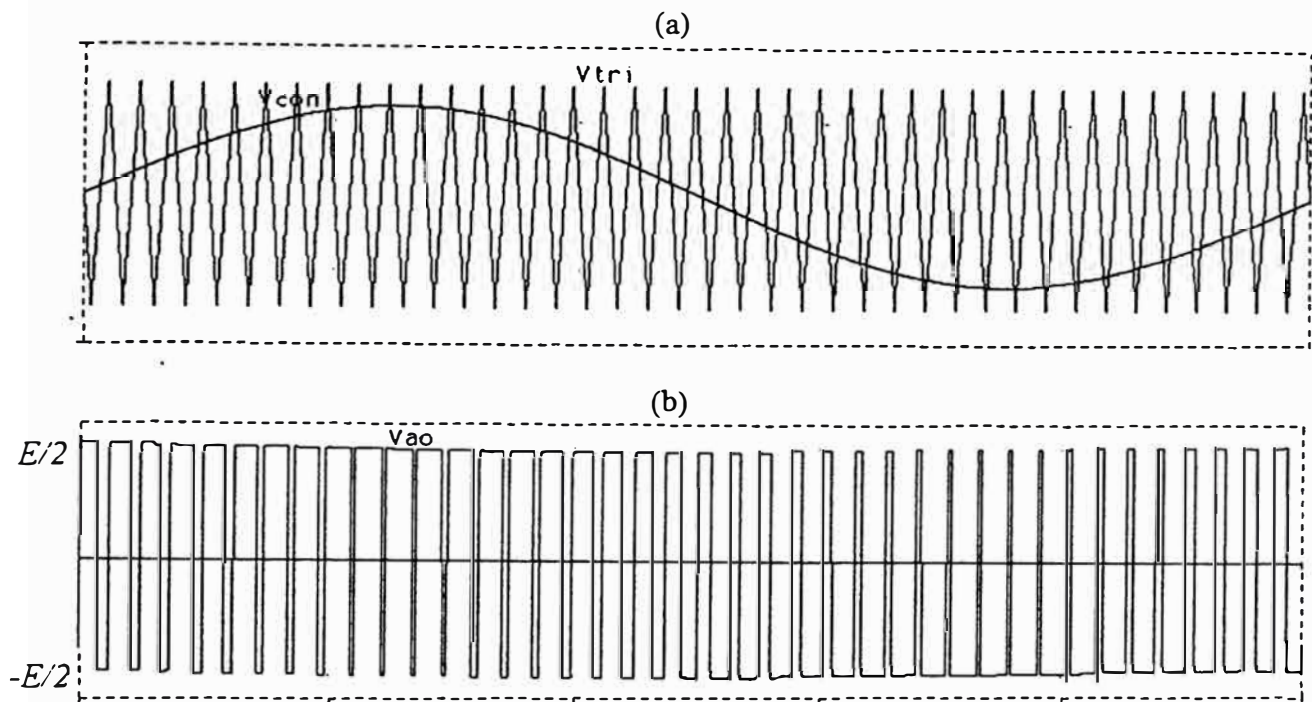


Figura 3.13 - (a) Señal de control "Vcon" y señal portadora "Vtri" (b) Forma de onda de tensión obtenida por la modulación PWM la que se aplica a la carga

La componente fundamental V_{ao1} de la tensión V_{ao} aplicada sobre la carga tiene la siguiente expresión

$$V_{ao1}(t) = \hat{V}_{ao1} \text{Sen } \omega_1 t \quad (3,1)$$

donde:

$$\hat{V}_{ao1} = \left(\frac{E}{2 \cdot \hat{V}_t} \right) \cdot \hat{V}_c \quad (3,2)$$

siendo G ganancia del convertidor

$$G = \left(\frac{E}{2 \cdot \hat{V}_t} \right) \quad (3,3)$$

adicionalmente se definen otros factores como:

$$m_a = \frac{\hat{V}_c}{\hat{V}_t} \quad (3,4)$$

$$m_f = \frac{f_{sw}}{f_1} \quad (3,5)$$

$$0 \leq m_a \leq 1 \quad (3,6)$$

$$f_{sw} = 1/T_{sw} \quad (3,7)$$

$$f_1 = 1/T_1 \quad (3,8)$$

donde E es la tensión en CC de entrada al inversor; \hat{V}_c y \hat{V}_t son las amplitudes de las señales de control o senoidal y portadora o señal triangular; m_a es relación de amplitudes; m_f es relación de frecuencias; f_{sw} es la de frecuencia de la señal triangular y f_1 es la frecuencia de la onda de control senoidal

El índice de molulación se define como:

$$IM = \frac{\hat{V}_{ao1}}{E/2} \quad (3,9)$$

$$0 \leq IM \leq 1 \quad (3,10)$$

y el orden de los armónicos presentes en la tensión de salida es determinado por la siguiente relación:

$$n = i \cdot (m_f) \pm j \quad (3,11)$$

donde

si "i" es impar "j" sera par

si "i" es par "j" sera impar

De las relaciones indicadas se observa que la amplitud de la componente fundamental senoidal de salida es controlada a través de la amplitud de la señal V_c

de control ya que E y V_i son constantes. Así mismo la frecuencia de la tensión de salida depende del período de la señal de control $f_1 = 1/T_1$. El contenido armónico de la tensión de salida depende de la relación de frecuencias m_f , siendo escogidos normalmente valores altos, limitados por las pérdidas por conmutación producido en los dispositivos semiconductores de potencia. De esto se concluye que con el inversor PWM es posible controlar el ángulo de fase, la amplitud y frecuencia cambiando la señal PWM, lo que puede ser realizado casi instantáneamente. Esta característica hacen del inversor fuente de tensión con PWM un componente casi ideal en un sistema de potencia pues se comporta como un generador sin momento inercia y con el que se puede controlar la potencia activa y reactiva casi instantáneamente. Adicionalmente, este inversor no contribuye con la corriente de cortocircuito ya que la corriente alterna puede ser controlada.

En la Figura 3.14 se muestra las formas de onda generadas por un inversor trifásico controlado por la modulación de ancho de pulso PWM. Se debe indicar que la tensión de salida, Figura 3.14 (b), se aplica directamente sin filtro pasabajos a una carga trifásica de tipo inductiva generando una corriente, Figura 3.14 (c), con poca distorsión de baja frecuencia.

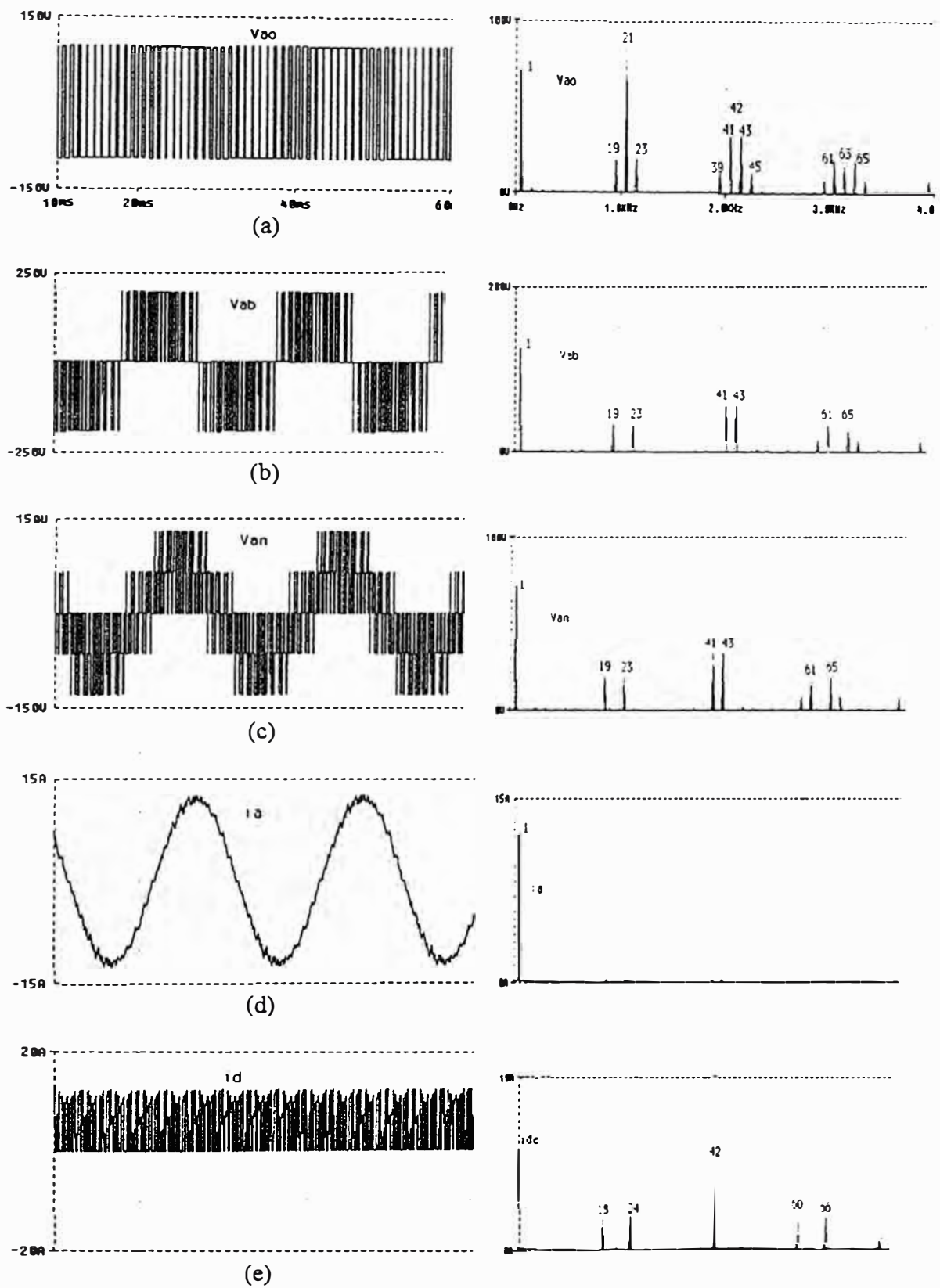


Figura 3.14 – Resultados de la modulación senoidal natural de ancho de pulso (SPWM): (a) Tensión por fase del inversor; (b) Tensión de línea; (c) Tensión por fase de la carga; (d) Corriente de carga; (e) Corriente de entrada al inversor.

En la figura 3.15 se muestra una aplicación del inversor PWM que consiste en inyectar tensión V_{ab}' en serie con la tensión de la red V_g la misma que permitirá regular la tensión aplicada a la carga a través del transformador trifásico de acoplamiento. Como se mostró en la figura 3.14 (b) la tensión inyectada tendrá forma pulsada cuyo contenido armónico genera una distorsión despreciable sobre la corriente resultante. De esta manera se logra una regulación óptima de calidad de tensión sobre la carga.

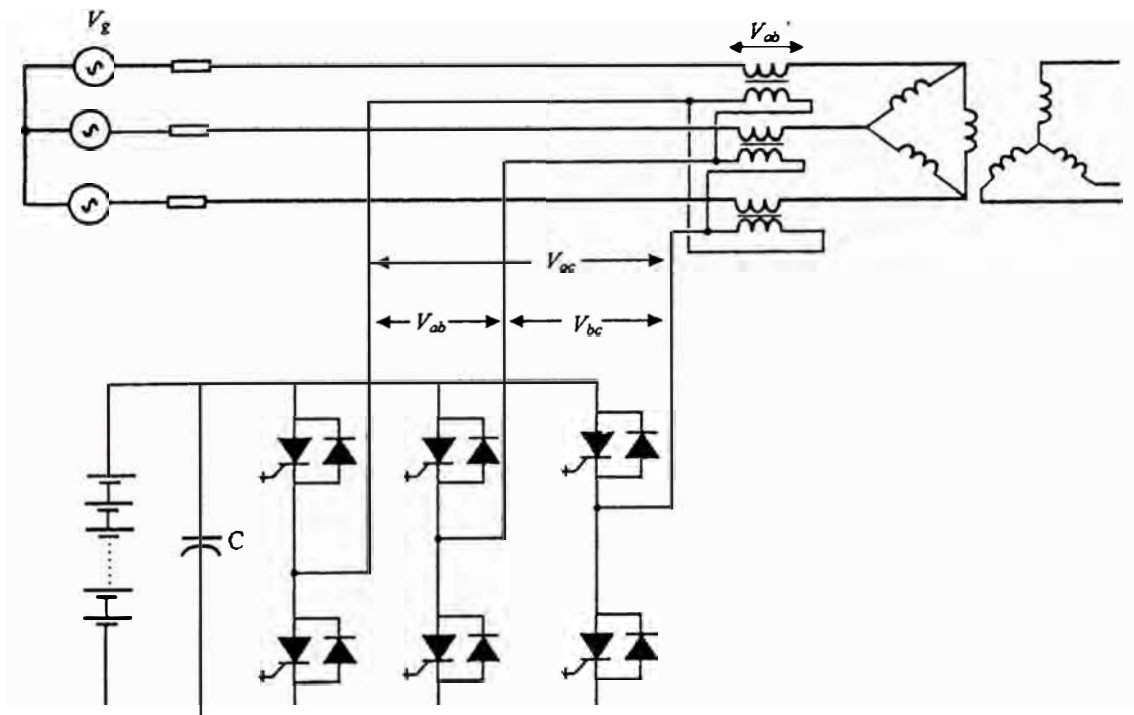


Figura 3.15 - Inversor PWM trifásico fuente de tensión inyectando tensión en serie con la línea de alimentación

CAPÍTULO IV

REGULADOR DE TENSIÓN ESTÁTICO SERIE (RTES)

4.1. Introducción

Se presenta el concepto de un Restaurador Dinámico de Voltaje (Dynamic Voltage Restorer - DVR) que sirve como un separador ó aislador de energía conectado para cargas sensibles, asimismo, evita caídas de tensión y pérdidas de voltaje en el suministro de energía a la carga. El estudio está referido a sistemas operacionales encargados para examinar en 1998. El DVR compensa para una duración mayor de 150 milisegundos, una carga de 4.0 MVA y caídas de voltaje monofásica y trifásica de 50% y 38%, respectivamente. Los componentes principales de este sistema son descritos, incluyendo un debate sobre el Disyuntor de Estado Sólido (Solid State Breaker – SSB), que puede interrumpir corrientes de carga en menos de 500 microsegundos. También, los conceptos de Control y Protección del DVR son presentados para ilustrar el comportamiento del sistema que se puede lograr con éste dispositivo de potencia adecuadamente seleccionado.

4.2. Principio de Operación

Cuando se habla de mantener cierto nivel de voltaje en una barra, normalmente se piensa primero en los condensadores y Compensadores Estáticos de VAR (Static Var Compensators - SVC). Sin embargo, ellos sólo controlan indirectamente el voltaje a través de la impedancia eficaz del sistema. Para proteger de los voltajes SAGS causados por fallas en los sistemas de transmisión o distribución, es necesaria la

inyección de voltaje combinado con el suministro de potencia activa, que es el rasgo o característica distintiva del Restaurador Dinámico de Voltaje (DVR).

La idea básica del DVR es que debe inyectar un voltaje controlado dinámicamente $V_G(t)$ generado por un convertidor con conmutación forzada (forced-commutated converter ó inversor fuente de tensión) en serie con el voltaje de la barra mediante un transformador elevador (ver Figura 4.1). Las amplitudes momentáneas de los tres voltajes de fase inyectados son controladas de manera de eliminar cualquier efecto perjudicial de una falla en la barra sobre el voltaje en la carga V_L . Esto significa que cualquier diferencial de voltaje causado por perturbaciones transitorias en el alimentador AC será compensado por un voltaje equivalente generado por el convertidor ó inversor e inyectado en serie entre el voltaje del alimentador y la carga por el transformador elevador T_1 .

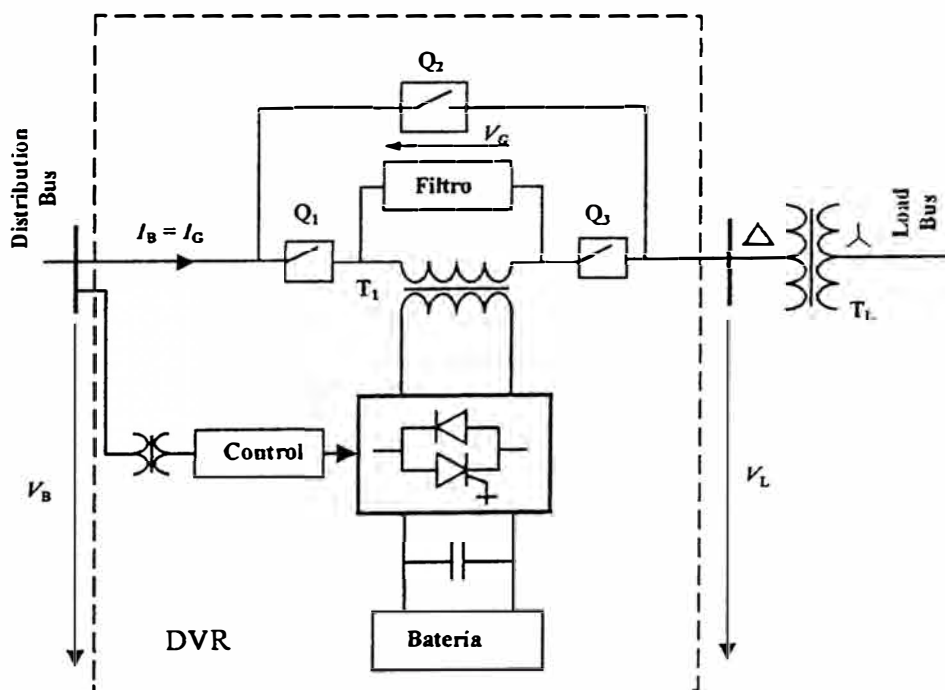


Figura 4.1 - Configuración básica del DVR

Este dispositivo en principio trabaja independientemente del tipo de falla AC que se presente, con tal que el sistema completo permanezca conectado a la red de suministro, es decir, que el disyuntor de línea no se desenganche. Para la mayoría de los casos prácticos un diseño más económico se puede lograr sólo compensando las componentes de la secuencia positiva y negativa del voltaje perturbado vistas a la entrada del DVR. Esta opción es razonable porque para la secuencia cero de una típica configuración de barra de distribución parte de una perturbación no circulará por el transformador reductor debido a una impedancia infinita para esta componente. En la Figura 4.1, esta función de bloqueo de la secuencia cero es lograda por el devanado en delta del transformador reductor de la línea T_L . El condensador DC entre el acumulador (cargador) y el convertidor sirve como una fuente de energía para el DVR, generando y absorbiendo potencia durante las caídas e incrementos (Dips y Swell) de voltaje respectivamente.

La mayor parte del tiempo, el DVR virtualmente no tiene “nada que hacer” excepto monitorear el voltaje de barra, eso significa que no inyecta ningún voltaje ($V_G = 0$), y es independiente de la corriente de carga. Por consiguiente, es sugerido el enfoque particularmente sobre las pérdidas de un DVR durante la operación normal en espera (stand-by).

Dos rasgos específicos dirigidos a este problema de pérdidas han sido implementados en este concepto y que son el diseño del transformador con baja impedancia, y los dispositivos semiconductores empleados.

El devanado de bajo voltaje del transformador elevador es puesto en corto circuito mediante el convertidor en la modalidad de espera del DVR (lado izquierdo en la Figura 4.2). Ningún accionamiento de los semiconductores de potencia se produce en

este modo de operación porque los terminales individuales del convertidor están activados de manera de poner en cortocircuito la conexión del transformador. Por consiguiente, sólo las pérdidas de conducción comparativamente bajas de los semiconductores por esta corriente de circuito cerrado contribuyen a las pérdidas.

Como se muestra en la Figura 4.2, el transformador del DVR en modo stand-by parece un transformador de corriente en cortocircuito. Otra parte de pérdida resulta de la tecnología del IGCT (Tiristor Integrado de Puerta Conmutada) utilizado en este convertidor. Estos nuevos dispositivos semiconductores combinan las bajas pérdidas de conducción de un Tiristor GTO (tiristor con desconexión por puerta) con un comportamiento similar de conmutación de un transistor. Con los tiempos de bloqueo en el rango de unos microsegundos, convertidores de alta potencia usando el IGCT muestran aproximadamente 30% de pérdidas más bajas que los sistemas convencionales que emplean GTO.

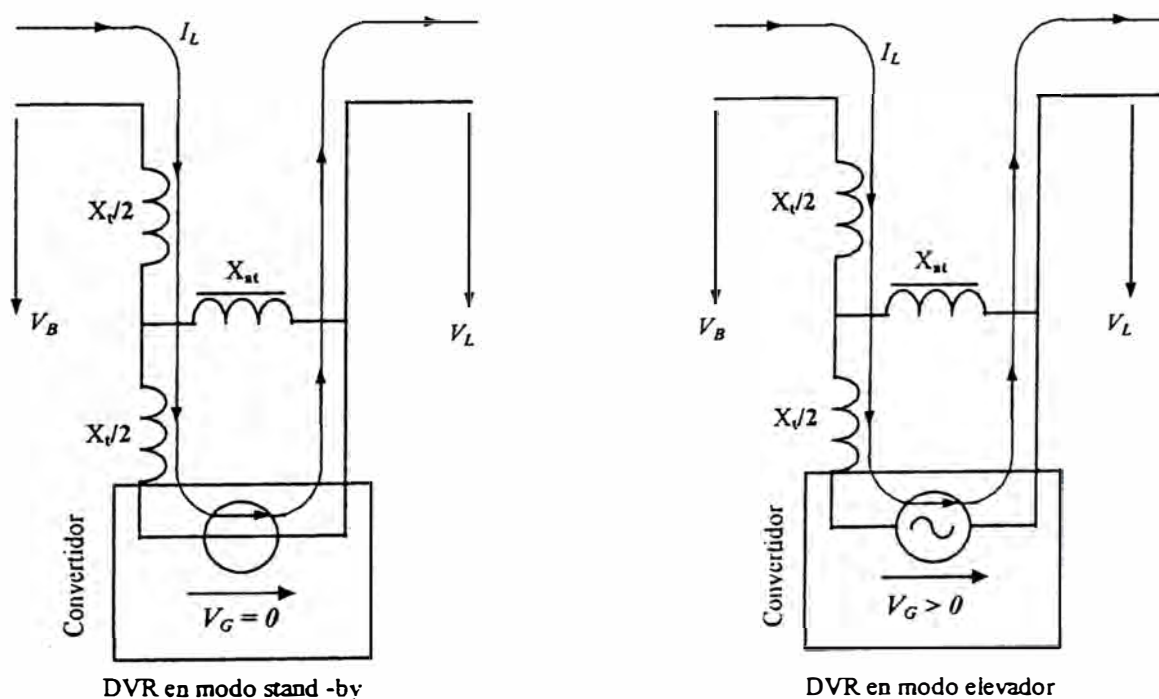


Figura 4.2 - Conexiones del transformador en los modos stand-by y elevador.

4.3. Propiedades Dinámicas

Gracias al principio de la inyección de voltaje y a una arquitectura de control de realimentación positiva (feed-forward), el DVR muestra un superior desempeño dinámico. La respuesta dinámica que se obtiene del DVR se relaciona con los siguientes parámetros:

- Tiempo de muestreo del control de realimentación positiva.
- Frecuencia eficaz de conmutación del convertidor.
- Umbral del disparo en el que un voltaje oscilante de barra se hace crítico para la carga.

Tiempos de muestreo muy por debajo de un milisegundo son hoy en día el standard del control, y por consiguiente no constituye ninguna limitación práctica para el sistema. Lo mismo es válido para la frecuencia de conmutación del convertidor. Una frecuencia eficaz de conmutación de aproximadamente 2 kHz es adecuada para una respuesta dinámica del DVR en el rango menor al de los milisegundos. De hecho, el parámetro decisivo para el desempeño dinámico del DVR es la regulación del disparo y la constante de tiempo del filtrado asociado, porque el control necesita distinguir entre la distorsión armónica y los voltajes SAGS reales en el voltaje. Los gráficos en la Figura 4.3 obtenidas de una simulación digital, muestran las amplitudes de voltaje distorsionadas en la barra y en los del DVR que se suman para mantener el voltaje nominal en los bornes de la carga.

La concepción del DVR es atractivo para la compensación de caídas parciales de la fuente de voltaje AC por un periodo limitado de tiempo, normalmente por encima de varios cientos de milisegundos. Sólo opera de manera que una falla AC no lo lleve hacia una situación de alta impedancia como la apertura transitoria de uno o tres

polos de la línea para eliminar la falla. Esta limitación es obvia ya que la corriente necesita siempre un circuito cerrado por medio de un sistema AC adjunto.

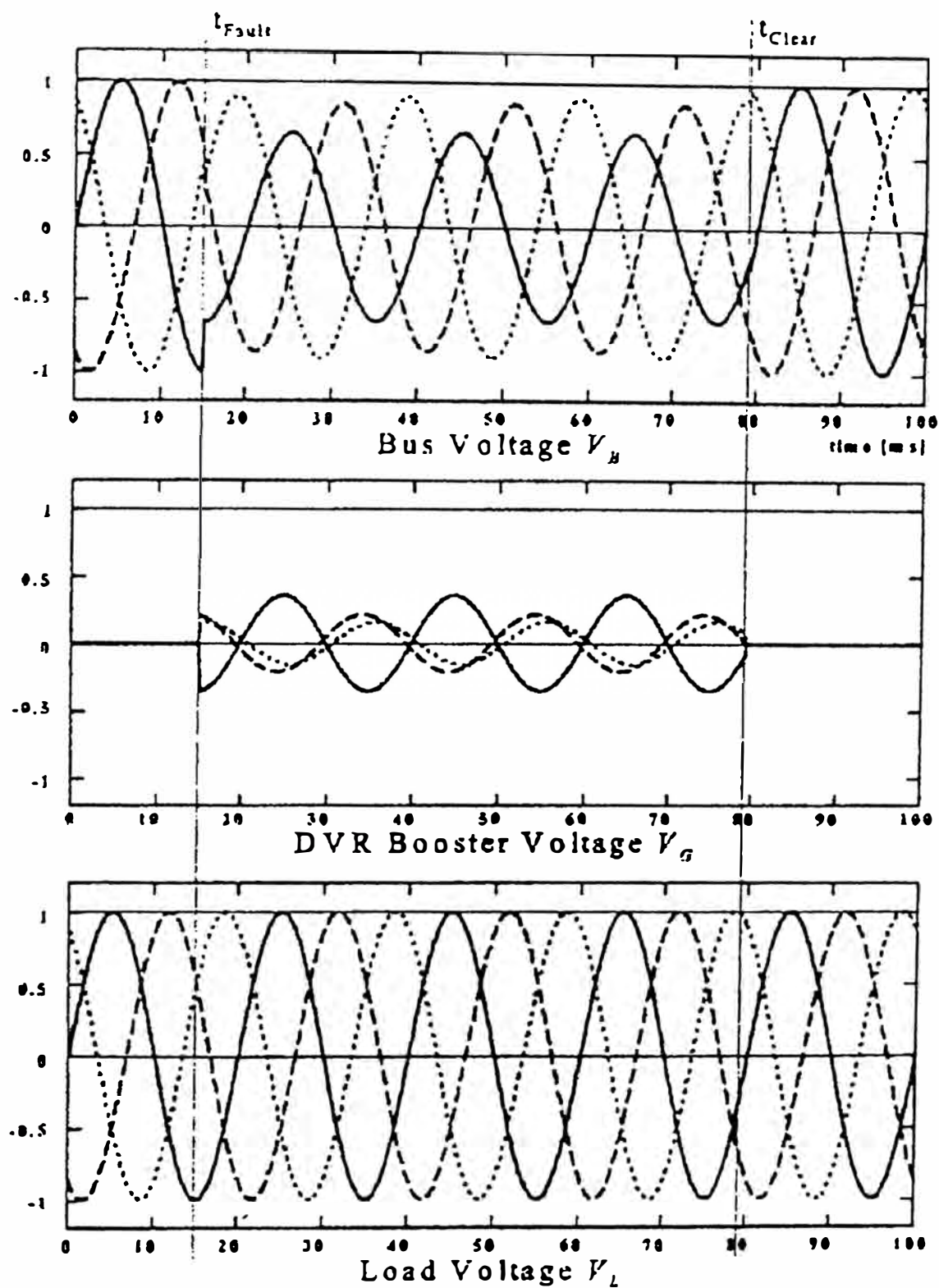


Figura 4.3 - Inyección de voltaje del DVR en barra con voltaje SAG (t_{fault}).

4.4. Caso de Aplicación Práctica

Para proteger la computadora, elemento sensible, en el proceso de fabricación de circuitos integrados en una planta de semiconductores, el DVR seleccionado tiene una característica nominal de 4.0 MVA en la barra de distribución de 21 kV. El sistema puede compensar voltajes SAGS trifásicos y monofásicos por encima del 38% y del 50%, respectivamente. Existe un lugar en el Sur Este de Asia que se distingue por tener uno de los niveles isoceráunicos más altos en el mundo, es decir, muy alta frecuencia de descargas atmosféricas sobre las líneas.

Por consiguiente, la mayor parte del sistema de transmisión y distribución es por medio de cables subterráneos que son dañados frecuentemente debido a trabajos de excavación. Son de dos tipos las perturbaciones de voltaje típica monitoreada en las barras de distribución producidos por i) Daños mecánicos en el cable y ii) Cortocircuitos de otras cargas, y está caracterizada por el tiempo de eliminación de una falla por encima de los 100 milisegundos. Esto originó como característica que el DVR soporte el voltaje por encima de los 150 milisegundos. El dispositivo de almacenamiento de energía tiene una capacidad efectiva de 600 kJ.

El diagrama en la Figura 4.4 muestra los componentes principales del DVR incluyendo interruptores de derivación (bypass) y de puesta a tierra para la instalación y mantenimiento. La comunicación entre el sistema de control y la parte de electrónica de potencia está hecha con cables de fibra óptica lo que la hace inmune a cualquier interferencia electromagnética.

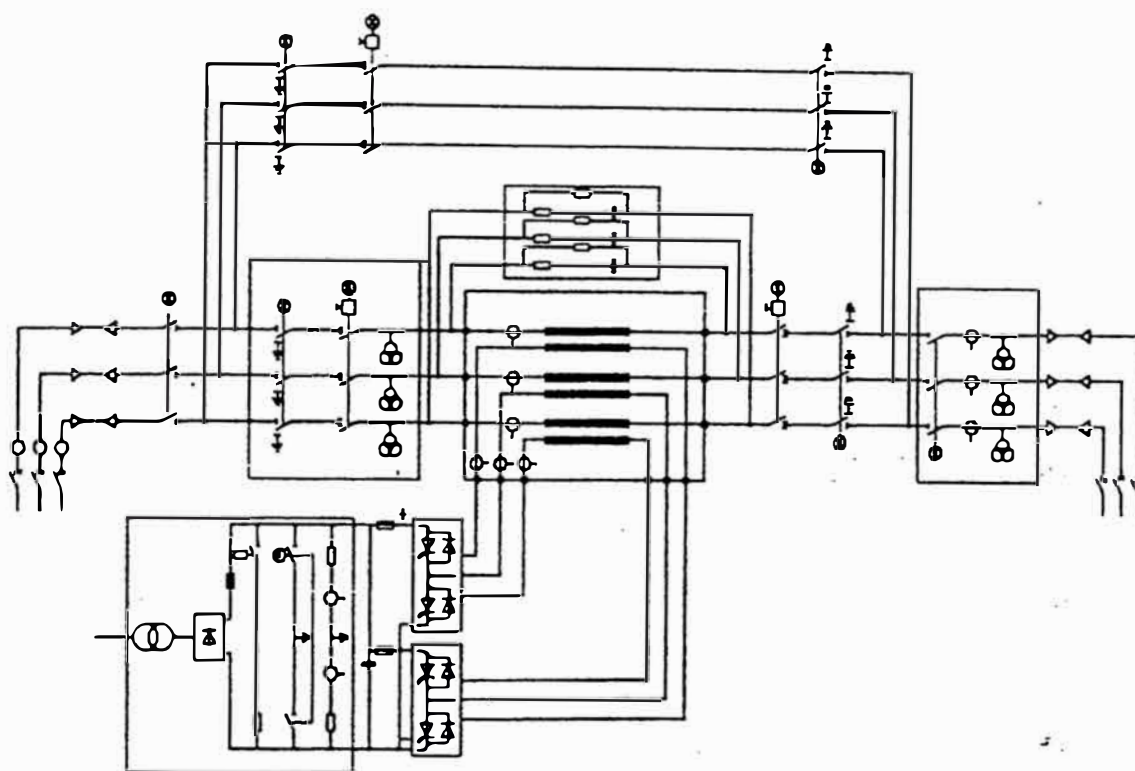


Figura 4.4 - Diagrama trifásico del Restaurador Dinámico de Voltaje DVR de 4.0 MVA.

Debido al corto ciclo de trabajo de 150 milisegundos del convertidor, el enfriamiento por aire forzado es suficiente para los semiconductores. El convertidor consiste de dos unidades de 6-pulsos, en conexión paralelo, y es controlado por un voltaje DC de 2.3 kV, optimizando costos y comportamiento de los componentes principales. Acerca del ciclo de trabajo, un banco de condensadores como dispositivo de almacenamiento de energía es más económico, aunque la probabilidad de baterías se ha investigado pero se ha rechazado por el mantenimiento y el tiempo de vida.

Todos los componentes de potencia excepto el transformador y el circuito del filtro, encajan en un contenedor estándar de 7.80 x 4.10 metros (25.5" x 13.5"). Todas las partes vitales son protegidas con placas acrílicas transparentes, aquí el sistema es accesible para la inspección visual sin previa paralización. Debido a las bajas

pérdidas, el enfriamiento activo del contenedor puede ser llevado a cabo por tres unidades estándar de aire acondicionado, lo cual es bastante. Debido a la alta humedad en el área, se ha prestado atención particular al aislamiento térmico del contenedor para evitar condensación en partes eléctricas. El proyecto de poner en contenedores muestra ventajas sustanciales con respecto a la instalación y tiempo perdido de puesta en servicio en el sitio. Preparando el sistema completo y poniéndolo en operación toma solo un par de semanas, porque toda la instalación eléctrica y las pruebas del sub-sistema fueron hechas en fábrica.

El hardware de control está basado en una arquitectura modular del multi-procesador digital, con un dispositivo de supervisión y obtención de datos en tiempo real. El último, llamado Supervisor de Caída (Dip Monitor), corre en una computadora personal estándar con una interface RS-485 para la unidad de control y permite supervisar en línea el comportamiento y la transmisión de datos del suceso al DVR. Los datos obtenidos están almacenados en archivo de formato estándar ASCII para fácil visualización y mejor procesamiento. La actualización del programa de control puede ejecutarse a distancia desde la ubicación del fabricante, incluso la verificación del sistema y problemas de disparo vía un teléfono módem.

Las especificaciones del usuario del tiempo de respuesta es no mayor de 10 milisegundos, y el máximo del diseño se fijó en menos de 6 milisegundos; gracias a la topología del control de suministro de envío y el uso de semiconductores IGCT, el tiempo de respuesta del sistema propiamente dicho es de menos de 1 milisegundo. Durante el inicio de la puesta en servicio, los niveles de disparo en el voltaje de barra fueron fijados con márgenes demasiado estrechos, causando en el DVR varios tiempos de operación por hora, aunque en la instalación del consumidor se consideró

el volumen de estos eventos como insignificante para la carga conectada. Por consiguiente, los umbrales finalmente han sido regulados para $\pm 5\%$ de la magnitud del voltaje y $\pm 2\%$ de desfasamiento del voltaje.

4.5. RTES para cargas sensibles

El Regulador Estático Serie de Voltaje (SSVR) fue desarrollado específicamente para eliminar paralizaciones debido a fallas en una, dos y tres fases regulando el voltaje entregado a las cargas sensibles ó críticas.

La Figura 4.5 muestra una sección de un típico sistema de distribución alimentando a una instalación, así como a varios otros alimentadores radiales adyacentes. Una falla en una de estas líneas adyacentes provocado por descargas atmosféricas, condiciones meteorológicas o accidentes, causa la caída de tensión en la fase con falla de esa línea o en todas las otras fuentes que suministran desde las subestaciones cercanas. Durante el tiempo que la falla persiste, las cargas conectadas a los otros alimentadores verán un bajo voltaje de fase.

Cuando el voltaje de una o más fases de la fuente de alimentación entrante cae debajo del límite de umbral el SSVR inyecta una cantidad controlada de voltaje en la fase afectada para elevar el voltaje entregado a la carga hasta un nivel conveniente. La carga es aislada de la perturbación y continuará operando normalmente reduciendo así significativamente las paralizaciones de producción y los costos asociados.

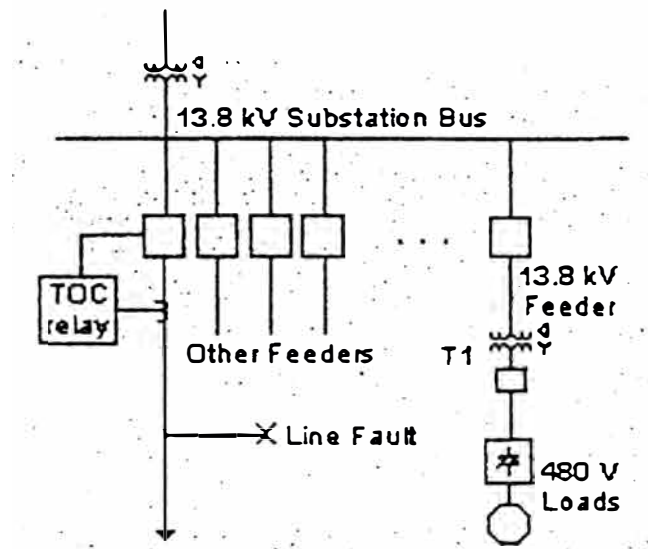


Figura 4.5 - Sistema de Distribución con Falla en Línea Adyacente.

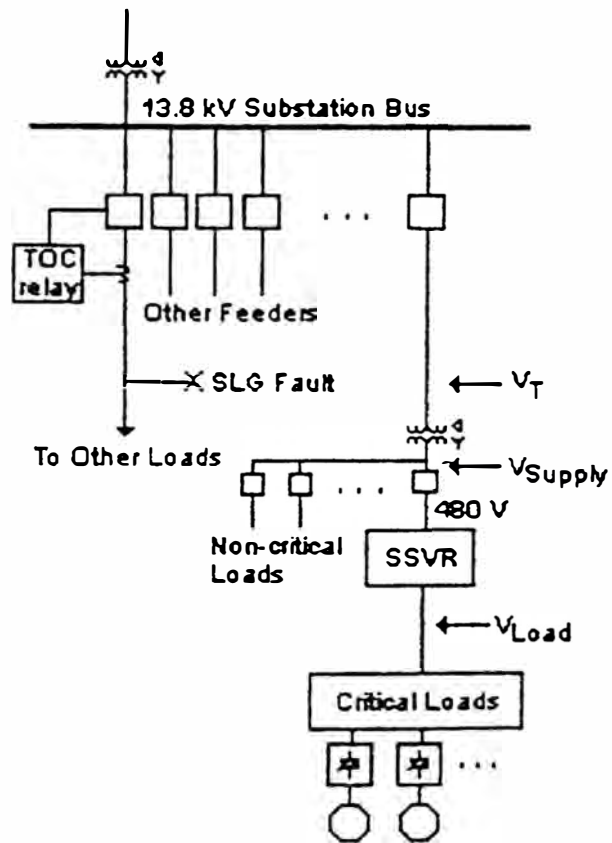


Figura 4.6 - Sistema de Distribución con un SSVR conectado en serie con cargas críticas.

La Figura 4.6 muestra un SSVR instalado en serie con cargas críticas en el sistema de distribución del ejemplo anterior.

Un diagrama unifilar simplificado con SSVR se muestra en la Figura 4.7. El voltaje recuperado o “voltaje incrementado”, es generado por un inversor tipo fuente de tensión. El voltaje incrementado se acopla a la fuente de alimentación a través de un transformador de núcleo conectado en serie con cada conductor de fase. Un microprocesador de control determina de manera precisa cuanto de incremento se requiere para mantener el voltaje en la carga.

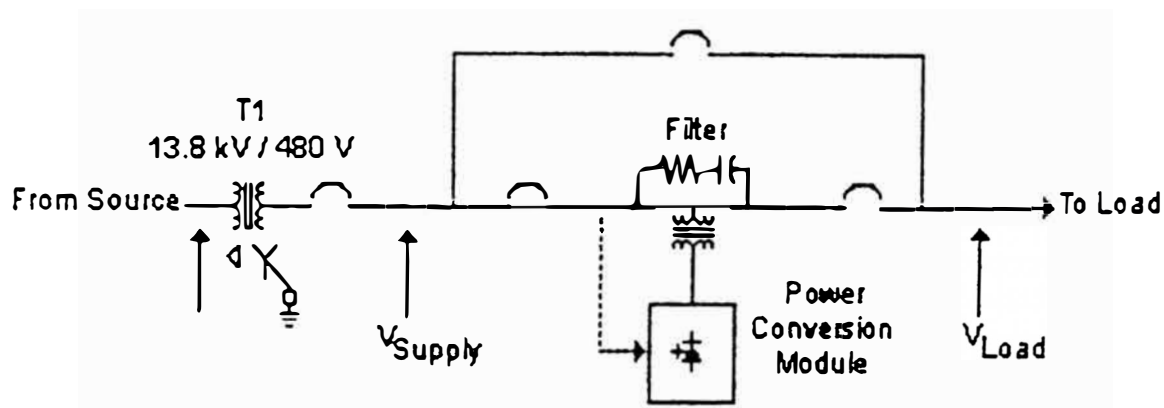


Figura 4.7 - Diagrama unifilar simplificado con SSVR.

Considerando el típico sistema de potencia mostrado en las Figuras 4.5 y 4.6. Durante la operación normal, el diagrama fasorial del voltaje de la fuente en el lado del Delta del Transformador T_1 y del voltaje en la carga en la Estrella del mismo es como el mostrado en la Figura 4.8a. Cuando ocurre una falla de una línea a tierra en la fase C muy cerca de los terminales de una de las otras líneas de alimentación de la barra de 13.8 KV de la subestación, el diagrama fasorial es como el mostrado en la Figura 4.8b. Como el voltaje en la fase C tiende a hacerse cero, los vectores V_{BC} y V_{CA} se reducen al 58% del nominal. Esto a su vez ocasiona disminución parcial de la estrella tal como se muestra en la Figura 4.8b. La transformación delta - estrella ha

cambiado la falla de una línea a tierra, con cero voltios en una fase, a un voltaje SAG en dos fases de los 480 V suministrada a la carga. Los voltajes V_{bc} y V_{ca} durante el voltaje SAG son el 58% del nominal, y $V_{bc'}$ es el 50% del V_{bc} nominal

Estos voltajes SAG se mantendrán hasta que se abra el disyuntor de la fuente de alimentación con falla que puede tomar algunos segundos de acuerdo a los relés de sobrecorriente instalados en el sistema de distribución. Es muy probable que algunos voltajes SAG semejantes paralicen muchas cargas eléctricas, y produzcan una significativa o total interrupción de la producción y la pérdida del producto.

La Figura 4.8c muestra el mismo diagrama fasorial de voltaje en la carga durante la operación del SSVR. Nótese que el SSVR genera su incremento de voltaje para que las tres fases sean restauradas casi iguales y equilibradas cuando adiciona voltajes de fase individuales. En el ejemplo mostrado, los voltajes de salida de dos fases del SSVR, V_b y V_c , son iguales y opuestos. La salida de la fase "a" del SSVR es cero. El voltaje en la carga es restaurado con las tres fases balanceadas y desfasadas en 120° .

La Figura 4.9 describe el ensayo real de laboratorio de un SSVR, y muestra la operación de incremento de aproximadamente 20% del voltaje nominal. Un voltaje fase-a-fase es mostrado en la entrada (Figura 4.9a) y en la salida (Figura 4.9b) del SSVR. El tiempo de respuesta rápida del SSVR es evidente en el trazo del voltaje de salida. El SSVR restaura el voltaje en la carga muy eficazmente durante una falla severa de línea, el tiempo de respuesta es de aproximadamente 2 milisegundos y es capaz de elevar el voltaje en una, dos o tres fases.

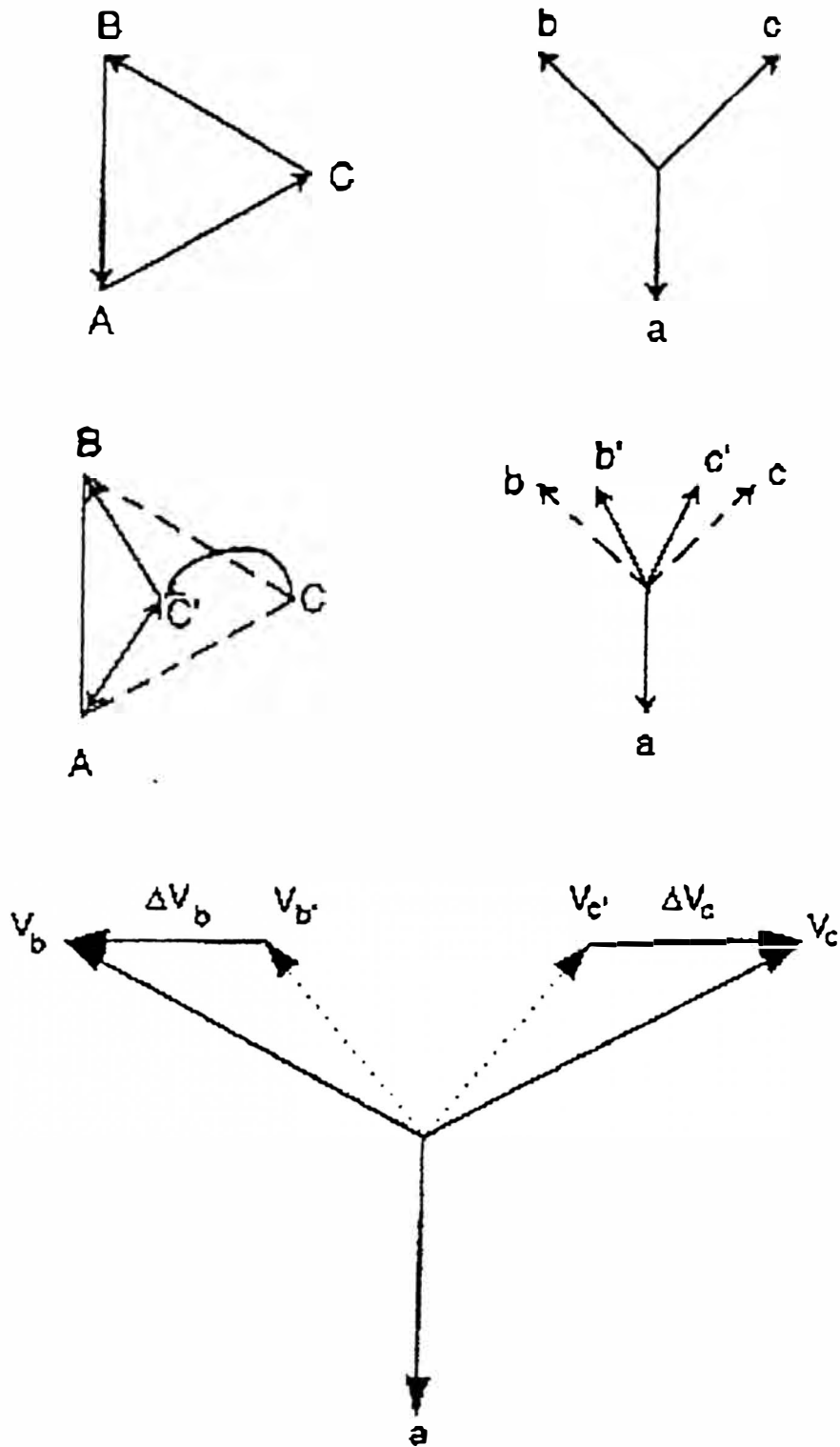
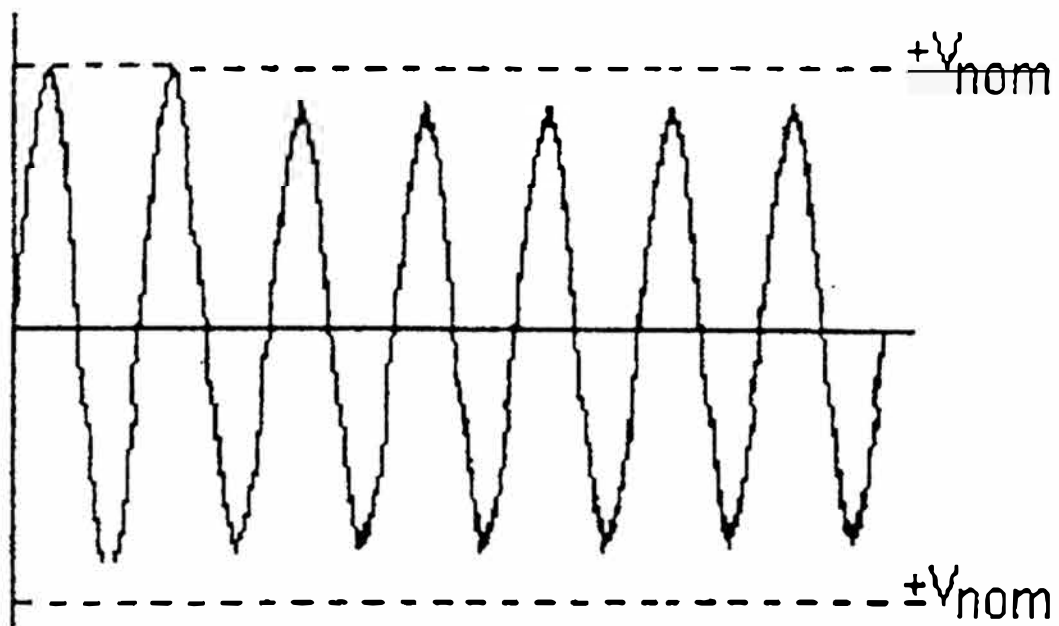
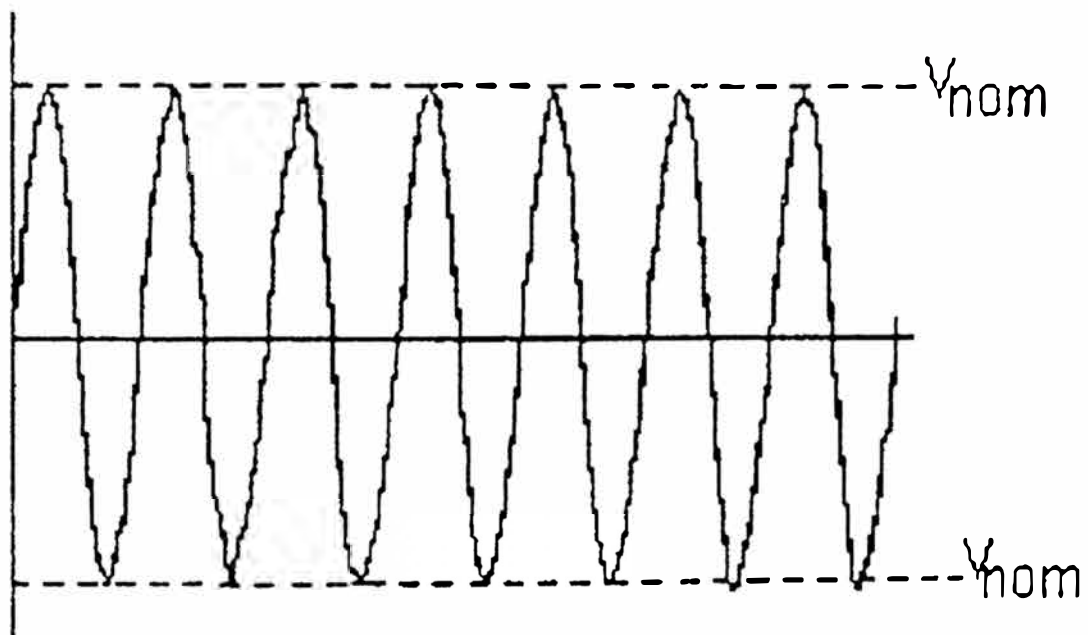


Figura 4.8 - Corrección del voltaje en la carga con SSVR durante una falla de línea a tierra.



(a)



(b)

Figura 4.9 - Ensayo de Laboratorio del SSVR

4.5.1. Compatibilidad con el Recloser

Es común en las instalaciones de media tensión de los sistemas de distribución proteger las fuentes de alimentación con reclosers de línea para minimizar la ocurrencia de paralizaciones sostenidas. Abriendo y reconectando repetidamente la fuente de alimentación, el recloser permite despejar las fallas temporales y evitar completamente una desconexión sostenida de la carga en esa fuente de alimentación. Por ejemplo, los relés de sobrecorriente de tiempo inverso protegiendo cada alimentador en la Figura 4.5 pueden alimentar a un recloser de línea que permitirá dos desenganches instantáneos de unos ciclos y dos desenganches con retardo de tiempo de unos segundos llevando a cabo la localización de la falla (con una secuencia de “cuatro desenganches para bloquear”). Cada vez que la fuente de alimentación reconecta una falla, la carga está sometida a otro voltaje SAG. Puesto que cuenta con energía almacenada internamente, el SSVR es totalmente compatible con los esquemas de protección del recloser. Si el alimentador debe ser reconectado ante una falla cuatro veces, el SSVR proporcionará cuatro eventos separados de incremento en la carga sin necesidad de recargar energía.

4.5.2. Experiencia de Campo

Un SSVR de 1.2 MVA está en servicio en el Sistema de Servicio Eléctrico Público y Gas de New Jersey desde septiembre de 1994. Esta unidad ha entregado servicio confiable y de muy alta disponibilidad durante ese tiempo. Numerosas pruebas de campo han demostrado la operación de incremento así como la protección a fallas originadas en el lado de la carga.

4.5.3. Características nominales de un SSVR

Tres parámetros se requieren para especificar las características de un SSVR para una particular aplicación

- Potencia total de la carga en kVA
- Incremento de voltaje en porcentaje del voltaje nominal de línea-a-neutro del sistema
- Voltaje nominal del sistema

La selección de la característica del incremento estará determinada por la magnitud esperada de la caída de tensión, así como la tolerancia de voltaje en la carga. Consideremos el ejemplo del caso descrito en las Figuras 4.5 - 4.8, donde una falla de una línea a tierra cerca de la barra de la subestación produce un voltaje SAG de cero voltios en la fase con falla del lado primario de T_1 . Debido a las conexiones Delta - Estrella del transformador, la inyección de un voltaje en serie de aproximadamente 50% del voltaje nominal de línea-neutro es capaz de restaurar el voltaje en la carga dentro de los límites establecidos por CBEMA. Características de incremento del 50% es suficiente para casi todas las cargas si el SSVR está instalado en el lado de la Estrella (carga) de un transformador Delta - Estrella.

Características más altas de incremento son apropiadas para aplicaciones expuestas a grandes caídas de voltaje (conectadas lejos de la fuente en un sistema de alta impedancia, por ejemplo), o en aplicaciones en las que se requiere muy alta seguridad. Características más bajas de incremento son apropiadas para aplicaciones que tienen una menor probabilidad estadística de voltajes SAGS severos. En algunos casos, los archivos indican que un módulo de 25% proporcionará adecuada protección.

La Tabla 4.1 detalla las características estándar de módulos SSVR disponible para sistemas de distribución de Baja Tensión. Combinando estas características individuales del módulo, se puede obtener un amplio rango de características. Además, para sistemas de Alta Tensión pueden ser fabricados de acuerdo al requerimiento.

TABLA 4.1 Características Estándar de SSVR para Baja Tensión.

Voltaje del Sistema	208 , 480 , 600 VAC (60Hz.)
Característica de Incremento	25 % y 50 %
Capacidad de Carga	200 , 400 , 800 , 1600 kVA,

La Figura 4.10 describe la capacidad aproximada de un SSVR regulado en 50% de incremento para mantener el voltaje en la carga durante fallas en una, dos, y tres fases, para un sistema configurado como el mostrado en la Figura 4.5. El eje horizontal es el mínimo voltaje en cualquier fase en la instalación de barras de 13.8kV. El eje vertical es el voltaje de secuencia positiva en la carga de 480V a la salida del SSVR.

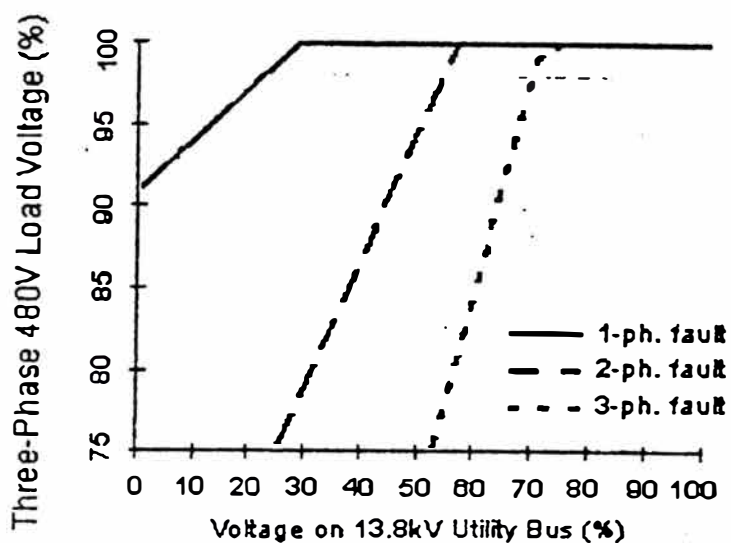


Figura 4.10 - SSVR para 50% aproximado de soporte de voltaje de tres fases.

4.5.4. Configuración del Sistema

El sistema SSVR consiste de los siguientes componentes principales

- Módulo del Convertidor de Potencia, incluyendo el montaje del inversor PWM
- Transformador Elevador
- Montaje del filtro PWM
- Interruptor de Derivación (bypass)
- Interruptores de Desacoplamiento en la entrada y en la salida

Los sistemas SSVR son construidos combinando módulos estándar. El diseño del sistema modular va hacia una variedad de aplicaciones a un costo razonable. La confiabilidad es maximizada usando menos componentes diseñados y basando todos los diseños en principios técnicos comunes. La configuración modular del SSVR está estructurada de similar manera que el sistema pudiendo actualizarse o extenderse muy fácilmente y rentablemente.

Todas las conexiones externas al sistema de potencia están hechas en la celda principal que proporciona toda la interfase externa y protección para un SSVR completo. Pueden agregarse módulos de expansión adicionales a los sistemas existentes para acondicionar futuros cambios de carga o aplicaciones no estándar adicionales necesarias, como se muestra en la Figura 4.11.

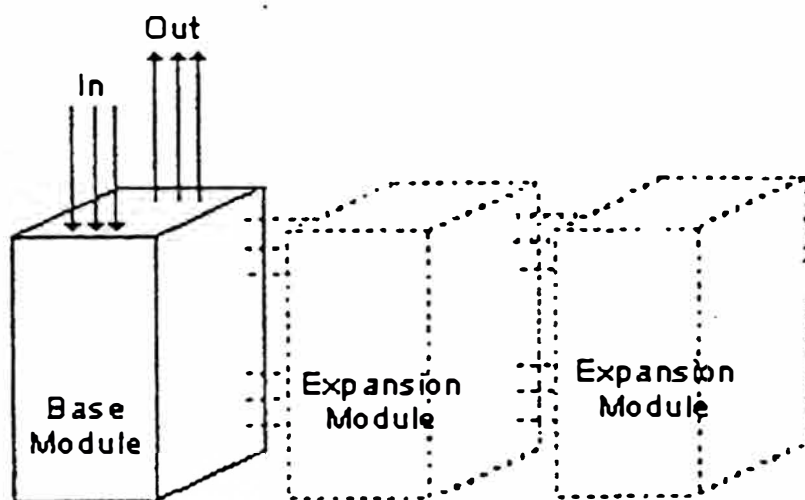


Figura 4.11 - Configuración Modular del Sistema SSVR

CONCLUSIONES

1. El DVR sirve como un separador de energía conectado a cargas sensibles, asimismo, aparta caídas de voltaje y pérdidas de voltaje en el suministro de energía de la carga.
2. El DVR compensa para una duración mayor de 150 milisegundos, una carga de 4.0 MVA y caídas de voltaje monofásica y trifásica de 50% y 38%, respectivamente.
3. El DVR es un dispositivo de Calidad de Energía que puede proteger a las industrias contra cantidades variables de perturbaciones, esto es, voltajes SAGS y SWELLS asociados a fallas remotas del sistema; compensa éstos voltajes oscilantes, con tal de que la red de generación no se desconecte completamente por los disparos del disyuntor que la protege. En último caso, la falta de un circuito cerrado de corriente le haría inútil ya que tendría que operar contra una impedancia casi infinita.
4. A pesar de la confiabilidad muy alta, las fallas de línea y voltajes SAGS son inherentes a los sistemas de distribución de potencia eléctrica interconectados. El impacto de los voltajes SAGS en equipos sensibles puede ser a menudo tan severo que puede provocar pérdida completa de la energía, y puede producir costos significativos debido a la pérdida del producto, tiempo de producción perdido y reinicio de producción.

5. El SSVR proporciona un método eficaz y de costo eficiente para consumidores industriales y comerciales que no pueden resistir la ruptura de un proceso crítico o servicio.
6. Hasta ahora, esencialmente los grandes consumidores de energía tenían dos opciones : sufrir las perturbaciones del sistema de potencia y sus costos asociados, o invertir en sistemas muy costosos para proporcionar un modo de protección de reserva completa (backup) y separada.
7. El SSVR ofrece una nueva opción a los consumidores de energía para eliminar la inmensa mayoría de rupturas del sistema de potencia por una pequeña fracción del costo de toda la protección de reserva (backup).

BIBLIOGRAFIA

- [1] “Electrical Power Systems Quality”, Roger C. Dugan, Mark F. McGranahan and H. Wayne Beaty, McGraw-Hill Companies, Inc., 1996.
- [2] “Understanding FACTS – Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”, Narain G. Hingorani and Lazlo Gyugyi, IEEE Power Engineering Society, 1999.
- [3] “Power Electronic Control in Electrical Systems”, E. Acha/ V.G. Agelidis/ O. Anaya-Lara/ T.J.E. Miller, Newnes, 2000.
- [4] “Power Electronics – Converters Applications and Design”, Ned Mohan/ Tore M. Undeland / William P. Robbins, Second Edition, John Wiley & Sons. Inc., 1995.
- [5] “Power Electronics” Muhamamad H. Rashid, Second Edition, Prentice Hall, 1995.
- [6] W. Raithmayr/ P. Daehler/ M. Eichler/ G. Lochner/ E. John/ K. Chan, “Customer Reliability Improvement with a DVR or a DUPS”, ABB, 1998
- [7] “Static Series Voltage Regulator – Methods to Improve Power Quality: GE’s Static Series Voltage Regulator”, GE Transmission, Distribution & Industrial Systems, 1999.
- [8] Rodolfo Moreno “Aplicaciones de Electrónica de Potencia”, Notas Del Curso de Titulación por Actualización de conocimientos, FIEE-UNI, Marzo 2002