

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

Sistema de compensación dinámica y reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico de ENOSA

Jorge Marcelino Camasca Palomino

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2019

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

ASESOR

Ing. Jorge Eliseo Lozano Miranda

AGRADECIMIENTO

Principalmente agradecemos a DIOS por darnos la sabiduría buena salud, vida y fortaleza para enfrentar los inconvenientes y lograr este sueño tan anhelado.

A la Escuela Académico Profesional de Ingeniería de la Universidad Continental, por haberme permitido formarme en sus aulas.

Mi agradecimiento sincero al Señor Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Continental.

Al Doctor. Felipe Gutarra Meza, por su valioso aporte al desarrollo de las ciencias de Ingeniería y su constante preocupación para motivarnos en el desarrollo de la investigación científica y engrandecimiento de la Universidad.

Al Asesor Ing. Jorge Lozano Miranda, por sus acertadas sugerencias y orientaciones en el campo metodológico de la Ingeniería Eléctrica, quien con su destreza y habilidades nos conduce por el camino exitoso de la investigación.

DEDICATORIA

A mis padres por ser ejemplo a seguir, por la orientación que me dieron, para ir por el camino del bien. Y también a tu ayuda incondicional, a pesar de los momentos muy difíciles, que pasamos, pero estuviste motivándome y ayudándome hasta donde tus alcances lo permitían. Te agradezco muchísimo, a ti mi amor Roxana Casavilca.

ÍNDICE

PORTADA.....	I
ASESOR	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE	V
LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
LISTA DE ECUACIONES	IX
RESUMEN.....	X
ABSTRACT.....	XI
INTRODUCCIÓN.....	XII
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO.....	13
1.1. Planteamiento del estudio	13
1.2. Formulación del problema.....	16
1.2.1. Problema general	16
1.2.2. Sub preguntas:	16
1.3. Objetivos.....	16
1.3.1. Objetivo general	16
1.3.2. Objetivos específicos.....	17
1.4. Justificación e importancia	17
1.4.1. Justificación Social	17
1.4.2. Justificación Técnica.	18
1.4.3. Justificación Económica	18
1.4.4. Importancia.....	20
1.5. Hipótesis y descripción de variables	20
1.5.1. Hipótesis general.....	20
1.5.2. Hipótesis específicas.....	20
1.6. Descripción de variables	21
1.7. Operacionalización de las variables.....	22
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	23
2.1. Antecedentes del problema.....	23
2.1.1. Antecedentes Internacionales	23
2.1.2. Antecedentes Nacionales.....	29
2.2. Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS).....	31
2.2.1. Tipos de FACTS	36
2.3. COMPENSACIÓN REACTIVA EN UN SISTEMA DE POTENCIA	62
2.3.1. Potencia aparente (S):.....	62
2.3.2. Potencia activa (P):	62
2.3.3. Potencia reactiva (Q):.....	62
2.4. PROBLEMÁTICA PARA LA NECESIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA.....	65
2.4.1. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	67
2.4.2. SOLUCIONES EN COMPENSACIÓN SERIE	68
2.4.3. SOLUCIONES EN COMPENSACIÓN PARALELA	69
2.5. ANTECEDENTES DE LOS SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DENTRO DEL PAÍS (SEIN) 69	
2.6. SISTEMAS FACTS SVC Y SCSR.....	76
2.6.1. COMPENSADOR ESTÁTICO DE POTENCIA REACTIVA (SVC)	76
2.6.2. SISTEMA DE REACTOR SHUNT SATURABLE (SCSR) BASADO EN MCSR (REACTOR MAGNÉTICAMENTE CONTROLADO).....	89
2.6.3. Diagramas típicos para el SCSR.....	92
2.6.4. Principio de Funcionamiento del SCSR	93

2.6.5.	Principio de Operación del MCSR (2)	95
2.6.6.	Aplicaciones del SCSR.....	97
2.7.	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	97
	CAPÍTULO III METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	100
3.1.	Método de la investigación	100
3.1.1.	Método de la investigación	100
3.1.2.	Tipo de la investigación	100
3.1.3.	Nivel de la investigación	101
3.2.	Diseño de la investigación.....	101
3.3.	Población y muestra de la investigación	102
3.3.1.	Población.....	102
3.3.2.	Muestra.....	102
3.4.	Técnica e instrumentos de recolección de datos	103
3.4.1.	Técnicas de análisis de datos	103
3.4.2.	Instrumentos.....	104
3.5.	Técnicas de procesamiento y análisis de datos.....	104
	CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN	105
4.1.	Análisis e interpretación de resultados.....	105
4.1.1.	Procesamiento de la información	105
4.1.2.	Objetivo de las pruebas.....	105
4.1.3.	MODELAMIENTO COMPENSADOR ESTÁTICO DE POTENCIA REACTIVA (SVC) PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ENOSA:	106
4.1.4.	MODELAMIENTO REACTORES SATURABLES MAGNÉTICAMENTE CONTROLADOS (SCSR) PARRA EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ENOSA.	109
4.1.5.	Proceso de contratación y modelamiento de la hipótesis	111
4.1.6.	Contrastación de la primera hipótesis específica.....	114
4.1.7.	Contrastación de la segunda hipótesis específica	117
4.2.	Prueba de Hipótesis	119
4.2.1.	Hipótesis general.....	119
4.2.2.	Hipótesis específicas.....	120
4.2.3.	Protección con duración de interrupciones	122
4.3.	Discusión e interpretación de resultados	122
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	124
	RECOMENDACIONES	125
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	126
	ANEXOS	127

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Bancos de Condensadores existentes en el SEIN – 2019	69
Tabla 2: Capacitores Serie existentes en el SEIN – 2019	71
Tabla 3: Compensadores Síncronos existentes en el SEIN – 2019	72
Tabla 4: Reactores existentes en el SEIN – 2019	72
Tabla 5: FACTS - SVC existentes en el SEIN – 2019	75
Tabla 6: FACTS - STATCOM existentes en el SEIN – 2019	76
Tabla 7: La población está definida por el personal de operaciones, mantenimiento.	102
Tabla 8: Ajustes del bloque Constants.....	108
Tabla 9: Ajustes del bloque I1lim	108
Tabla 10: Ajustes del bloque TCRlim.....	108
Tabla 11: Ajustes del bloque U2lim.....	108
Tabla 12: Ajustes del bloque Undervoltage Strategy.	108
Tabla 13: Ajustes del bloque Voltage Regulator.	109
Tabla 14: Ajustes de parámetros del SCSR.	109
Tabla 15: Matriz de datos.....	111
Tabla 16: Calculo del estadístico de prueba y de p valor para la hipótesis general.....	113
Tabla 17: Datos de la matriz en el SPSS.....	114
Tabla 18: Calculo del estadístico de prueba y de p valor para la primera hipótesis.....	116
Tabla 19: Datos de la matriz en el SPSS.....	117
Tabla 20: Calculo del estadístico de prueba y de p valor para la segunda hipótesis	118
Tabla 21: Datos de la matriz en el SPSS.....	119
Tabla 22: Pruebas de chi-cuadrado de Pearson.....	120
Tabla 23: Selectividad en tipos de interrupciones.....	121
Tabla 24: Protección con duración de interrupciones	122

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de transmisión propuesto al año horizonte.....	15
Figura 2: Componentes de la tecnología FACTS.....	31
Figura 3: Símbolo general para un controlador FACTS.....	32
Figura 4: Tipos de compensación empleando en la tecnología FACTS.....	37
Figura 5: Controlador serie ideal.....	38
Figura 6: Diagrama equivalente de la compensación serie.....	39
Figura 7: Arquitectura básica del dispositivo TSSC.....	41
Figura 8: Arquitectura básica de dispositivo TCSC.....	41
Figura 9: Arquitectura básica del dispositivo SSVC.....	42
Figura 10: Arquitectura básica de dispositivo SSSC.....	43
Figura 11: Arquitectura básica de dispositivo TCSR o TSSR.....	44
Figura 12: Esquema de compensador por ángulo de fase.....	44
Figura 13: Diagrama equivalente de la compensación en paralelo.....	45
Figura 14: Compensador en paralelo ideal.....	45
Figura 15: Variación del flujo de potencia en una línea debido a compensación paralela.....	46
Figura 16: Arquitectura básica de dispositivo TCR.....	47
Figura 17: Dispositivo TCR de seis pulsos.....	48
Figura 18: Arquitectura básica del dispositivo TSC.....	49
Figura 19: Arquitectura básica de un dispositivo SVC.....	50
Figura 20: Compensador SVC trifásico compuesto de capacitores fijos y TCR's.....	50
Figura 21: Representación Esquemática de un STATCOM.....	51
Figura 22: Compensador de ángulo de fase.....	52
Figura 23: Diagrama del controlador unificado de potencia.....	53
Figura 24: Controlador IPFC compuesto por n convertidores.....	55
Figura 25: Diagrama de la compensación serie-paralelo.....	56
Figura 26: Diagrama del controlador unificado de potencia.....	56
Figura 27: Principio operacional de dispositivo UPFC de tres convertidores.....	58
Figura 28: Arquitectura básica de dispositivo UPFC.....	60
Figura 29: Curvas características para los diferentes tipos de compensación.....	61
Figura 30: Triángulo de Potencia.....	63
Figura 31: Composición gráfica del Triángulo de Potencia.....	64
Figura 32: Transformador de 1500 kVA con un consumo constante de 1000 kW y para varios valores de Factor de Potencia.....	64
Figura 33: Esquema simplificado para un SVC.....	77
Figura 34: Configuración de un TCR.....	77
Figura 35: Configuración de un TSC.....	78
Figura 36: Diagrama Unifilar de un SVC tipo TSC – TCR con dos ramas.....	85
Figura 37: Distribución clásica de componentes de un SVC.....	85
Figura 38: Complejo de un SVC y distribución de equipos.....	86
Figura 39: Vista en 3D del SVC Ligth y sus componentes.....	87
Figura 40: Vista de planta del SVC Ligth.....	88
Figura 41: Diagrama Unifilar de un SCSR.....	90
Figura 42: Diagrama típico unifilar de SCSR.....	92
Figura 43: Composición del SCSR.....	93
Figura 44: Reactor Shunt Magnéticamente Controlado (MCSR).....	94
Figura 45: Calidades de amplificación magnética de acero a Silicio.....	95
Figura 46: Núcleo del MCSR.....	96
Figura 47: Núcleo magnético del MCSR.....	97
Figura 48: Vista panorámica de ubicación de la investigación.....	103
Figura 49: Diagrama de bloques del SVC.....	106
Figura 50: Diagrama de bloques del controlador del SVC.....	107
Figura 51: Diagrama de bloques del regulador de voltaje del SVC.....	107
Figura 52: Componentes del SCSR.....	110
Figura 53: Ajustes del lazo de control del ACS.....	111

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1: Potencia entre dos puntos.....	35
Ecuación 2: Potencia activa transmitida.	36
Ecuación 3. Cálculo de la corriente.....	39
Ecuación 4: Potencia activa en la transferencia.	39
Ecuación 5: Potencia reactiva suministrada	40
Ecuación 6: Potencia activa en el nodo S.....	46
Ecuación 7: Potencia reactiva en el nodo S.....	46

RESUMEN

TÍTULO: Sistema de Compensación Dinámica y Reactores de Núcleo Saturable en el Sistema Eléctrico de ENOSA

AUTOR: Jorge Marcelino Camasca Palomino

La investigación responde al problema ¿Qué ventaja presenta la compensación dinámica frente a los reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico de ENOSA?, como objetivo pretende, Determinar la ventaja que presenta la compensación dinámica frente a los reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico de ENOSA y como hipótesis se plantea que el sistema flexible de compensación reactiva (SCSR) basado en reactores saturables magnéticamente controlados (MCSR), presenta costos menores en comparación al SVC. A quien se aplicó la experimentación, basado en el análisis de criticidad que permitió mejorar la confiabilidad operacional del sistema eléctrico de ENOSA. Concluyendo que Los costos de suministro del SCSR son menores a los del SVC, por contener menor equipamiento que este último, ya que no requiere de un sistema de electrónica de potencia y por ello no requiere un sistema de refrigeración, la cual permite obtener niveles seguros de funcionamiento y productividad dentro de cada componente del sistema eléctrico de ENOSA, también el estudio correlacional permitió confirmar que los sistemas SCSR más el reactor de núcleo saturable MCSR requieren de menor áreas de terreno para su implementación comparado al SVC.

Cabe señalar en este punto, que, a nivel nacional, dentro del SEIN, aún no se cuenta con antecedente de implementación de esta novedosa tecnología SCSR, el cual a nivel internacional viene siendo utilizado con mayor participación en los sistemas eléctricos de Rusia.

Palabras claves: Compensación dinámica, reactores de núcleo y sistema eléctrico.

ABSTRACT

TITLE: Dynamic Compensation System and Saturated Nuclear Reactors in the ENOSA Electrical System

AUTHOR: Jorge Marcelino Camasca Palomino

The research responds to the problem What is the advantage of dynamic compensation compared to saturable core reactors in the ENOSA electrical system? As a goal, Determine the advantage of dynamic compensation compared to saturable core reactors in the electrical system of ENOSA and as a hypothesis it is proposed that the flexible reactive compensation system (SCSR) based on magnetically controlled saturable reactors (MCSR), presents lower costs compared to the SVC. To whom the experimentation was applied, based on the criticality analysis that allowed improving the operational reliability of the ENOSA electrical system. Concluding that the costs of supplying the SCSR are lower than those of the SVC, because it contains less equipment than the latter, since it does not require a power electronics system and therefore does not require a cooling system, which allows obtaining safe levels of operation and productivity within each component of the ENOSA electrical system, the correlational study also confirmed that the SCSR systems plus the MCSR saturable core reactor require smaller areas of land for their implementation compared to the SVC.

It should be noted at this point that, at the national level, within the SEIN, there is still no precedent for the implementation of this new SCSR technology, which at the international level is being used with greater participation in the electrical systems of the Russian country.

Keywords: Dynamic compensation, core reactors and electrical system.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los avances de la ciencia en todos los ámbitos han tenido un efecto positivo, por ello el equipamiento involucrado en los sistemas de potencia, también han venido evolucionado manteniendo siempre el principio básico de la operación, funcionalidad y seguridad.

Por tanto, los sistemas estáticos de compensación reactiva en sistemas de potencia, también han evolucionado con tecnologías acorde a la actualidad, sin embargo, específicamente en este tipo de sistemas, esta evolución no necesariamente ha repercutido en el tema económico, por lo que las nuevas tecnologías tradicionales han migrado a diseñar equipos un poco más compactos, más rápidos en tiempo de respuesta y sobre todo con cierto incremento de confiabilidad (este aspecto es garantizado por el proveedor, para nuestro caso la empresa ABB).

Finalmente, el presente trabajo busca introducir los sistemas flexibles de compensación reactiva (SCSR – Sistema de Reactor Shunt controlado) basado en reactores saturables magnéticamente controlados (MCSR – Sistema de Reactor Shunt magnéticamente controlado), analizándolos en aspectos técnicos y económicos comparado con la tecnología tradicional SVC (compensador estático de potencia reactiva).

El autor.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

Para una comprensión rápida de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, referiremos a un grupo de recursos utilizados para superar ciertas limitaciones en la capacidad de transmisión de las redes eléctricas; asimismo en referencia a sistemas flexibles está relacionado con la capacidad rápida y continua de alterar los principales parámetros que controlan la dinámica de un sistema eléctrico. Los sistemas FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna) engloba la totalidad de sistemas basados en la electrónica de alta potencia que se utilizan para la transmisión de energía de CA, sin embargo la empresa de ingeniería especializada en el suministro de dispositivos para la administración flexible de redes eléctricas FARAMAX de nacionalidad rusa, ha desarrollado soluciones técnicas y dispositivos para compensación automatizada flexible de potencia reactiva (SCSR) basados en reactores controlados magnéticamente (MCSR) y bancos de capacitores, resolviendo los mismos inconvenientes a menores costos de inversión y mantenimiento en comparación con los tradicionales FACTS.

La presente investigación se limitará a realizar la comparación Técnica, Económica, Operación y Mantenimientos así como sus ventajas y desventajas de los sistemas FACTS (se aclara que dicha comparación se realizará con los sistemas SVC por ser sistemas similares) y SCSR sistemas flexibles de compensación reactiva, basado en reactores saturables magnéticamente controlados (MCSR); para finalmente concluir y recomendar al sistema que cumpla con los objetivos técnicos y económicos más recomendables.

Esta tecnología (SCSR) es usualmente utilizada en Rusia, con más de 73 unidades operando, y en el caso más antiguo desde el año 2004; otros países tales como Kazajistán, Belarus, Uzbekistan, y Angola; a nivel Latinoamérica no se ha encontrado antecedentes de su implementación, sin embargo, para Perú se ha obtenido el INFORME TÉCNICO CSL-115500-2-6-IT-003 desarrollado por la empresa CESEL INGENIEROS para el Proyecto: Estudios de viabilidad técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba– Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV 220/33 kV (Información publicada por PROINVERSIÓN el año 2012 <http://www.proyectosapp.pe/default.aspx>), donde proponen el uso del sistema flexible de compensación reactiva SCSR a cambio del SVC; mencionando las ventajas técnicas, operativas y económicas.

En la presente tesis, no se abordará aspectos de diseño y cálculos justificativos que sustenten las capacidades del equipo flexible de compensación reactiva, debido a que estas requieren de otro tipo de especialización, así como información real de los sistemas según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente (NTCSE) del sistema en evaluación. Asimismo, la presente no pretende realizar estudios de calidad de energía.

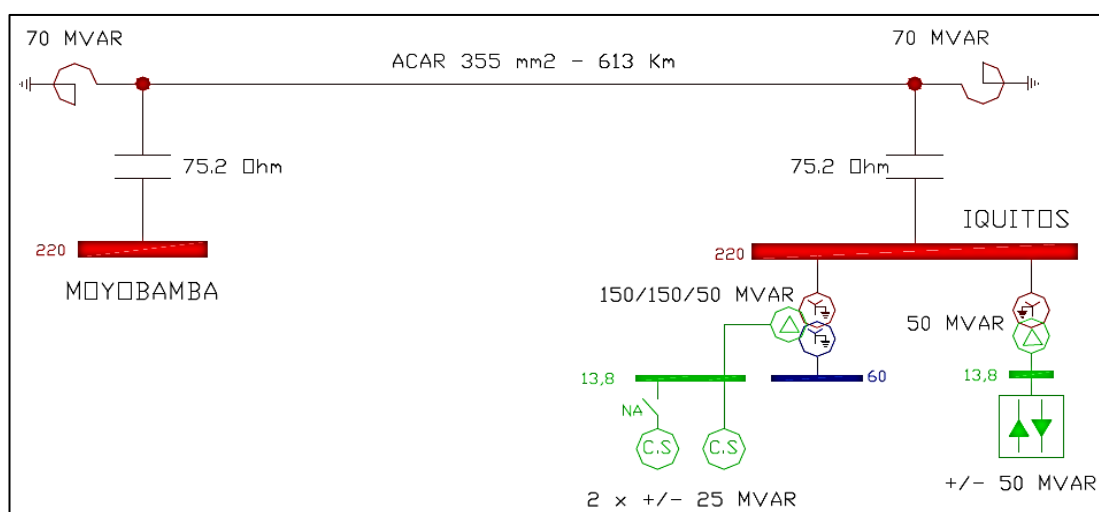
Con respecto a nuestro país, afirmó que ABB, desde 1987 al presente, ha ido instalando compensadores estáticos (SVC) en las subestaciones Chavarría, Balnearios, Tintaya, Chiclayo, Trujillo Norte, Vizcarra, Cajamarca y Socabaya; de igual forma procedió con los compensadores serie (SC), en la subestación Cotaruse. Gracias a los FACTS, se impide que ocurran caídas en el servicio de transmisión de electricidad. Un caso a evaluar y fines de formular el planteamiento del problema, tomaremos información del INFORME TÉCNICO CSL-115500-2-6-IT-003 desarrollado por la empresa CESEL INGENIEROS para el Proyecto: Estudios de viabilidad técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba– Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV 220/33 kV (Información publicada por PROINVERSIÓN el año 2012 <http://www.proyectosapp.pe/default.aspx>); dada la longitud de la línea de 660 km aproximadamente, el cual es mucho mayor que líneas convencionales en este nivel de tensión, el análisis arroja la necesidad de implementar equipamientos adicionales para mantener la correcta operación con el sistema interconectado respetando las tolerancias establecidas en la NTCSE y CNE. En conclusión, el informe la implementación del siguiente equipamiento:

A partir del año 2021, debido a la magnitud de potencia transmitida de 105.924 MW, se considera compensación serie de 60% de la impedancia de la línea en las barras de 220 kV de las SET Moyobamba y SET Iquitos (70 MVAR en cada una).

Con la finalidad de lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos con tiempos de respuesta rápidos, se hace necesaria la instalación de un equipo de compensación estática SVC de +/- 50 MVAR, pues frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo.

Finalmente, para obtener niveles de cortocircuito adecuados, que se traduce en una mayor “fortaleza eléctrica del sistema”, se ha considerado la instalación de un compensador síncrono de +/- 25 MVAR en la subestación Iquitos que operará de manera conjunta con el SVC y un segundo compensador síncrono de las mismas características que servirá de respaldo ante la indisponibilidad del primero

Figura 1: Esquema de transmisión propuesto al año horizonte



Para el fin de la presente investigación, centraré todos los aspectos técnicos y económicos para la implementación del equipo de compensación estática SVC (tecnología utilizada en varios sistemas del SEIN), comparándolo con los aspectos técnicos y económicos, así como las ventajas y desventajas de la implementación del sistema flexible de compensación reactiva SCSR cuyo componente principal es el reactor de núcleo saturable magnéticamente controlado MCSR. Esta última tecnología es un nuevo sistema que se viene utilizando en varios países, principalmente en Rusia con desempeños muy favorables, y que en nuestro país todavía no cuenta con antecedentes de implementación debido al desconocimiento e inflexibilidad de la normativa y requerimientos estándar

peruanos que regula y establece la implementación de equipamientos en el SEIN dados por el MEM, COES y OSINERGMIN.

Durante el proceso de la presente investigación, se desarrollará conceptos fundamentales del principio de operación del SVC y SCSR, resaltando en todo momento sus ventajas y desventajas comparativas en aspectos técnicos, operáticos y económicos. Pudiendo asumir preliminarmente que el sistema SCSR pretendería ser la alternativa más económica frente al SCV y posiblemente al STATCOM, debido a su simplicidad de implementación y menores áreas requeridas, por no contar con electrónica de potencia, el cual es indispensable en las dos opciones anteriores.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

¿Cuáles son las ventajas de contar con equipo SCSR frente a un SVC?, ¿Cómo se puede verificar el correcto desempeño del equipo SCSR?, Si el usuario requiere una subestación altamente confiable y un punto fundamental a plantearse es ¿Cuánto cuesta la implementación de estos equipos?;

¿Qué ventaja presenta la compensación dinámica frente a los reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico de ENOSA?

1.2.2. SUB PREGUNTAS:

- a.** ¿Qué soluciones pueden aplicarse?, ¿En qué consiste las soluciones planteadas?
- b.** ¿Cuál es la alternativa técnica – económica más adecuada?
- c.** ¿Se identifica la compensación dinámica en el sistema eléctrico de ENOSA?
- d.** ¿Se identifica los reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico de ENOSA?

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

El Objetivo de la investigación es: Proponer la implementación de una nueva tecnología con innovación en los sistemas de compensación estática de potencia reactiva dentro del SEIN denominado SISTEMA FLEXIBLE DE COMPENSACIÓN REACTIVA (SCSR) BASADO EN REACTORES SATURABLES MAGNÉTICAMENTE CONTROLADOS (MCSR); a costos más rentables, demostrando que se garantizará los parámetros de operación y confiabilidad del sistema frente a tecnologías tradicionales tipo SVC.

Determinar la ventaja que presenta la compensación dinámica frente a los reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico de ENOSA.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

El objetivo específico se ha establecido en:

- a.** Comparar los costos de suministro, montaje, operación y mantenimiento de los sistemas flexibles de compensación reactiva, específicamente los SVC y SCSR.
- b.** Analizar de forma descriptiva los diversos tipos de equipos de compensación reactiva en sistemas de potencia, especialmente SVC y SCSR, comparando y determinando sus ventajas y desventajas de los componentes o accesorios que los diferencia y otros.
- c.** Especificar características técnicas de los equipos de compensación reactiva, tanto para SVC y SCSR en el sistema eléctrico en anillo de 60 kV de la SET Piura Oeste, específicamente la implementación en la barra de 60 kV de la SET Paita (ENOSA)
- d.** Mediante planos y distribución de componentes se determinará la disponibilidad de los espacios mínimos requeridos para su implementación de los SVC y SCSR, así como la simplicidad en el requerimiento de especialización.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

1.4.1. JUSTIFICACIÓN SOCIAL

El incremento en la demanda de la energía eléctrica debido a la industrialización y crecimiento residencial en nuestro país, está demandando la mejora de los sistemas eléctricos incrementando los niveles de tensión en los sistemas de transmisión y en otros casos la construcción de nuevas líneas de transmisión a fin de abastecer las demandas actuales; sin embargo, en muchos casos este crecimiento en la demanda no podrá ser mantenido por el ritmo de incremento en la capacidad de las centrales eléctricas o nuevos centros de generación a corto plazo.

1.4.2. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.

Las concesionarias de transmisión y distribución de energía eléctrica están buscando nuevas formas de utilizar más eficientemente los sistemas eléctricos existentes, para ello es necesario mejorar en primera instancia la estabilidad de las líneas de gran longitud tanto en régimen transitorio como en régimen permanente, los límites de tensión de operación, los límites térmicos ligados directamente en la capacidad de transmisión de energía eléctrica, así como la reducción de pérdidas de potencia activa; por ello los principales desarrolladores de soluciones integradas ofrecen los sistemas FACTS como opción para el uso eficiente de los sistemas eléctricos, cuyas características principales basados en electrónica de potencia justifican su implementación siempre que estos sistemas requieran rapidez de respuesta, variación frecuente de la potencia suministrada y suavidad de regulación de la potencia suministrada.

1.4.3. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

La implementación de los FACTS requiere de una inversión por suministros inicial y espacios considerables, así como especialidad tanto en la etapa de implementación, operación y mantenimiento, haciendo que la mayoría de concesionarias y operadores opten por otras alternativas que no involucre la implementación de los FACTS, salvo necesidad extrema; estas otras alternativas incluso si requiere la remodelación o implementación de nuevas líneas de transmisión muchas veces tienen un costo inferior a la implementación de los FACTS; pero en esta parte también se deberá evaluar las autorizaciones respectivas por las instituciones que velan por la integridad ambiental, zonas protegidas y arqueológicas, así como los tiempos y costos que involucran estas, donde será necesario la implementación de estos equipos.

Por tanto, a fin de hacer más económico la implementación de SISTEMAS FLEXIBLES DE COMPENSACIÓN REACTIVA, se propone como alternativa más económica en comparación a un SVC al equipo SCSR basado en reactores saturables magnéticamente controlado MCSR.

1.4.4. IMPORTANCIA

La finalidad de la tesis es que se cumplan las políticas mundiales, nacionales y las normas de electricidad para la confiabilidad del sistema y la reducción de las interrupciones que se dan en el sistema para una mejor calidad de suministro y utilización de esta.

Determinar situaciones que se presentan en las actividades cotidianas de las empresas que dependen de la energía nos lleva a determinar que, este estudio contendrá un análisis basado en datos reales de operación y mantenimiento que son recopilados en función a las condiciones de trabajo que requiere para evitar las pérdidas y estas no afecten la utilización.

A fin de hacer más económico la implementación de SISTEMAS FLEXIBLES DE COMPENSACIÓN REACTIVA, se propone como alternativa más económica en comparación a un SVC al equipo SCSR basado en reactores saturables magnéticamente controlado MCSR en el sistema eléctrico de empresa nacional Electronoroeste (ENOSA).

1.5. HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES

1.5.1. HIPÓTESIS GENERAL

El sistema flexible de compensación reactiva (SCSR) basado en reactores saturables magnéticamente controlados (MCSR), presenta costos menores en comparación al SVC.

1.5.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.

- a. Los costos de suministro del SCSR son menores a los del SVC, por contener menor equipamiento que este último, ya que no requiere de un sistema de electrónica de potencia y por ello no requiere un sistema de refrigeración.
- b. Los sistemas SCSR mas el reactor de núcleo saturable MCSR requieren de menor áreas de terreno para su implementación comparado al SVC.

1.6. DESCRIPCIÓN DE VARIABLES

Variable independiente (x):

- Sistema de compensación dinámica

Variable dependiente (y):

- Reactores de Núcleo Saturable en el Sistema Eléctrico de ENOSA

1.7. OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

Variable	Definición	Dimensión	Indicadores	instrumentos
Compensación dinámica FACTS	Es la habilidad de acomodar y reajustar los cambios en el sistema de transmisión eléctrico o en las condiciones operativas, mientras se mantiene suficiente margen de estabilidad transitoria y de régimen permanente.	Controlador de potencia	Equipamientos electrónicos con la función de controlar y limitar la potencia eléctrica entregada a una carga eléctrica genérica.	Base de datos.
		Perturbaciones eléctricas	Operará en el entorno de una Red Inteligente (Smart Grid).	Instrumentos socio métricos.
		Transmisión de energía.	Eficiencia en el proceso de la transmisión de energía eléctrica.	Base de datos.
Reactor de núcleo saturable	Se conoce como característica de saturación, la cual está formada por un conjunto de puntos experimentales proporcionados por el fabricante. Para aproximar un modelo a dicha curva, existen diversas formas de lograrlo y en este trabajo se emplea una función no lineal que es la tangente hiperbólica.	Densidad de flujo	Es el flujo magnético por unidad de área de una sección normal a la dirección del flujo, y es igual a la intensidad del campo magnético.	Instrumentos magnetómetros.
		Material ferromagnético	Son compuestos de hierro y sus aleaciones con cobalto, tungsteno, níquel, aluminio y otros metales, son los materiales magnéticos más comunes y se utilizan para el diseño y constitución de núcleos de los transformadores y maquinas eléctricas.	Base de datos

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

2.1.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES

Rivera (2008), desarrolló un trabajo de investigación “Modelamiento y Simulación de Dispositivos facts para Estudios eléctricos de estado Estable” desarrollado en la ciudad de Medellin en donde plantea lo siguiente “Las innovaciones en tecnología de semiconductores han permitido la construcción de nuevos y poderosos tiristores como los tiristores de apagado de puerta, GTOs (Gate Turn-off Thyristors) y como los transistores bipolares de puerta aislada, IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). El desarrollo basado en esos dispositivos semiconductores primero estableció la tecnología de transmisión DC a alto voltaje HVDC, como una alternativa para la transmisión AC a largas distancias [6], y ésta tecnología, a su vez, estableció la base para el desarrollo de los sistemas de transmisión flexible en AC, FACTS, equipos que pueden ser usados para resolver los problemas en sistemas de transmisión AC mencionados en los numerales anteriores.

Los controladores FACTS son el resultado de una combinación de equipos convencionales de compensación, tecnología de punta en electrónica de potencia y de microelectrónica. Estos aspectos sumados al uso de los avances en el área de las comunicaciones, hacen de los dispositivos FACTS equipos que contribuyen a una operación óptima de un SEP.

Así, los FACTS pueden ser definidos como aquellos sistemas de transmisión en corriente alterna basados en electrónica de potencia, y en otros controladores estáticos, cuyo fin es aumentar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia de un SEP”.

Gómez, Vinasco, López (2016), desarrollaron un trabajo de investigación “Análisis técnico y económico para la incorporación de facts en sistemas de potencia” desarrollado en la ciudad de Medellín en donde plantea lo siguiente “En el planeamiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se busca predecir requerimientos futuros de la red (ubicación y tipo de demandas futuras, requerimientos de generación, etc.) para mantener un servicio económico (con menores costos para los usuarios finales) y seguro. Esto implica limitar transferencias de potencia y uso de generación de seguridad. Esta última se define como la generación requerida en un área, para evitar problemas de sobrecargas y de tensiones tanto en caso base como ante contingencias N-1. Las restricciones de transporte de los SEP se pueden aliviar con nuevos proyectos de transmisión, pero las exigencias ambientales, sociales y económicas para su construcción son cada vez más severas. Algunos problemas como estabilidad y límites de generación de seguridad tienen alternativas de solución vía instalación de dispositivos de compensación controlados por electrónica de potencia, llamados dispositivos Facts. El reto para el planeador del sistema consiste en justificar técnica y económicamente los beneficios de instalar Facts, mostrando que estos son mayores que la inversión requerida.

Con el crecimiento y desregulación de los sistemas eléctricos de potencia, surgieron problemáticas de operación y nuevos requerimientos para el control del flujo de potencia y el cumplimiento de criterios de confiabilidad. Los Facts permiten redistribuir el flujo de potencia y aprovechar la capacidad de transmisión no utilizable en actuales instalaciones por problemas de estabilidad; así se logran beneficios al aplazar inversiones para la construcción de nuevos corredores de transmisión, o reducir plantas de generación destinadas como seguridad para un área débil.

Dentro de los dispositivos Facts se encuentran los SVC (Static Var Compensators), que se instalan en paralelo para generar o absorber potencia reactiva. Estos dispositivos intercambian corriente reactiva capacitiva o inductiva. Por otro lado, los Statcom (Static Synchronous Compensator) son un tipo de Facts más avanzado,

cuya corriente reactiva de intercambio no depende de la tensión a la que está conectado. El compensador serie controlado por tiristores (sigla-TCSC) es un Facts que permite un ajuste rápido y continuo de la impedancia en una línea de transmisión, y su estructura básica consta de un banco de condensadores en paralelo con un reactor TCR (Thyristor controlled reactor). Otro tipo de Facts son las baterías BESS (Battery Energy Storage System) las cuales tienen la capacidad de acumular energía y entregarla en forma rápida al sistema permitiendo que las unidades de generación permanezcan en rangos nominales. Los costos de estos dispositivos dependen de factores como su potencia nominal y tecnología, siendo más onerosos aquellos dispositivos dinámicos que controlan potencia reactiva inductiva y capacitiva como los Statcom.”

Ríos, Muñoz (2016), desarrolló un trabajo de investigación “Dimensionamiento de un Sistema de Compensación para el Control de Tensión de un Parque Eólico en el punto de acople con la red” desarrollado en la ciudad de Pereira en donde plantea lo siguiente “El constante aumento de la demanda de energía eléctrica unido a la integración de las energías renovables (especialmente la eólica) al sistema eléctrico, ha implicado el uso a de equipos que permitan aumentar la capacidad de transporte de potencia. Para superar estas dificultades se plantea la utilización de nuevas tecnologías como lo son los FACTS “Sistemas de transporte flexible en corriente alterna”. Los FACTS son un grupo de nuevos equipos de electrónica de potencia que permiten dar una mayor flexibilidad al control de los sistemas eléctricos, controlando el flujo de potencia y corrigiendo las diversas perturbaciones de la red eléctrica de forma rápida y continua.

La filosofía de los FACTS se desarrolló a finales de 1980 y principios de los 90, surgiendo con dos objetivos principales.

- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia eléctrica.
- Aumentar el margen de estabilidad controlando el flujo de potencia activa/reactiva.

El Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) define el término FACTS como “Los sistemas de transmisión de corriente alterna que incorporan electrónica de potencia y otros controladores estáticos para mejorar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia en los sistemas de potencia”. Los principales beneficios e usas dispositivos FACTS son:

- a. Mejor control sobre el flujo de potencia, guiándola a través de determinados caminos (menos cargados).
- b. Posibilidad de operación con niveles de carga seguros (sin sobre cargas) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- c. Mayor capacidad de transferencia de potencia en áreas controladas, con la consiguiente reducción del margen de reserva en generación.
- d. Aumento de la seguridad del sistema, aumentando el límite de estabilidad transitoria y restringiendo las corrientes de cortocircuito y las de sobrecarga.
- e. Atenuación de las oscilaciones de potencia del sistema, las cuales son dañinas para los sistemas y equipamientos conectados a la red.
- f. Actuación rápida ante cambio en las condiciones de la red, proporcionando un control del flujo de la potencia real y efectivo".

Coronado (2001), desarrolló un trabajo de investigación "Ubicación de dispositivos FACTS desde una perspectiva dinámica" desarrollado en la ciudad de Guadalajara en donde plantea lo siguiente "Existen tres factores a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS:

- El tipo de dispositivo
- La capacidad requerida
- La ubicación que optimice el funcionamiento del dispositivo

De estos factores, el último es de gran 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 se tiene que identificar el anillo y después se debe 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”.

Pérez (2014), desarrolló un trabajo de investigación “Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna” desarrollado en la ciudad de Panamá en donde plantea lo siguiente “Los sistemas de transmisión y distribución de las empresas eléctricas han comenzado un período de cambio, debido principalmente a la aplicación de la electrónica de potencia, microprocesadores y comunicaciones en general. Esto los ha llevado a una operación más segura, controlable y eficiente.

En esta área se han llevado a cabo diversas investigaciones, las que han conducido al desarrollo de los FACTS, dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo de los sistemas de corriente alterna, cuyo propósito es dar flexibilidad a la transmisión de la energía sobre la base de dos objetivos principales:

- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión.
- Mantener el flujo en las trayectorias de la red para que se establezcan de acuerdo a las distintas condiciones operativas.

Esto permite mejorar la eficiencia del sistema debido a:

- Un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de las rutas predeterminadas.
- La operación con niveles de carga seguros (sin sobrecarga), y cercano 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.
- Prevención de salidas de servicio en cascada, limitando el efecto de fallas en el sistema y equipos.

- El amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.

Los sistemas de control de los FACTS están basados en la posibilidad de manejar los parámetros interrelacionados que restringen los sistemas (impedancias serie y paralelo, ángulo de fase, oscilaciones a frecuencias subsíncronas), permitiendo 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.

Cada sistema de las empresas posee redes de potencia eléctrica que integran sus centros de generación y cargas, las que a su vez se interconectan con los sistemas vecinos. Esto permite compartir potencia entre las redes de regiones alejadas, con el propósito de aprovechar la diversidad de las cargas, debido a diferencias de clima y horario, disponibilidad de diversas reservas de generación en zonas geográficas distintas, cambios en precios del combustible y en la regulación, etc.

Para facilitar gran parte de las transferencias de potencia, estas redes interconectadas ayudan a minimizar la necesidad de aumentar las plantas de generación y permiten a empresas y regiones vecinas comprar y vender energía entre ellas. Esto lleva a una operación segura y a más bajo costo.

En los últimos años, la demanda eléctrica ha crecido y seguirá creciendo considerablemente, unido a un aumento en la competencia en el sector generación. La gran dificultad que ha surgido es la adquisición de nuevos “derechos de vía”. Los FACTS pueden aportar en este caso, permitiendo una mejor utilización de las líneas ya existentes, aumentando su capacidad útil por medio de modificaciones de la impedancia y del ángulo de fase”.

Méndez (2001), desarrolló un trabajo de investigación “Modelado de Elementos en Sistemas Eléctricos de Potencia para estudios sobre energización” desarrollado en la ciudad de Nuevo León en donde plantea lo siguiente “En los sistemas eléctricos de potencia se tienen elementos como reactores y transformadores, los cuales están expuestos a fenómenos transitorios como descargas atmosféricas, fallas, operaciones de conexión y desconexión rutinarias o de energización, siendo éstos últimos el tema en el cual se concentra este trabajo. Los reactores y los transformadores están formados por un núcleo magnético que presenta una característica no lineal y por dos o más circuitos eléctricos, acoplados mediante el circuito magnético; configuración común en el caso de transformadores.

Los circuitos acoplados magnéticamente juegan un papel importante en la transmisión y en la conversión de la energía, por lo cual se debe establecer un modelo matemático que represente adecuadamente el comportamiento del circuito acoplado, tanto en el estado estable, como en el estado transitorio. Durante la energización de elementos con núcleos magnéticos, se presenta un transitorio electromagnético, el cual se caracteriza por la circulación de corrientes de magnitud mayor a la nominal, un alto contenido armónico, así como una componente considerable de corriente directa. El fenómeno se denomina como "corriente de avalancha" o "corriente de inrush". Para efectuar estudios sobre ésta corriente y evaluar sus efectos, la no linealidad del núcleo, que es la principal causa para que se presente la corriente de avalancha, debe ser simulada de manera adecuada incluyendo un modelo para el comportamiento del núcleo magnético. Los principales efectos de la no linealidad del núcleo son la saturación y la histéresis”.

Polanco (2009), desarrolló un trabajo de investigación “Características y Aplicaciones de Reactores con Núcleo de Aire” desarrollado en la ciudad de Guatemala en donde plantea lo siguiente “Un reactor con núcleo de aire es un dispositivo eléctrico utilizado para introducir reactancia a un circuito eléctrico de potencia. En este capítulo, se indicarán los principios básicos que fueron la base para la implementación de estos elementos en sistemas eléctricos de potencia.

El electromagnetismo representa una parte integral en varios de los dispositivos eléctricos de la industria, en los reactores con núcleo de aire no es la excepción, por esta razón, en este trabajo se presenta una explicación de los fenómenos electromagnéticos en reactores con núcleo de aire”.

2.1.2. ANTECEDENTES NACIONALES

Reinoso (2013), desarrollo un trabajo de investigación “Diseño y Simulación de una línea de transmisión de extra alta tensión de 500 kv” desarrollado en la ciudad de Lima en donde plantea lo siguiente “El sector eléctrico en el Perú ha experimentado sorprendentes mejoras en los últimos 15 años. Nuestro sistema eléctrico ha crecido ya la vez mejoró la calidad y la eficacia de la prestación del servicio. Estas mejoras fueron posibles gracias a las privatizaciones posteriores a las reformas iniciadas en el año de 1992. Al mismo tiempo, las tarifas de electricidad han permanecido en consonancia con el promedio de América Latina.

Sin embargo, aún quedan muchos retos. Los principales son el bajo nivel de acceso en las áreas rurales y el potencial sin explotar de algunas energías renovables, en concreto la energía eólica y la energía solar.

La capacidad actual de generación de electricidad está dividida de manera uniforme entre las fuentes de energía térmica e hidroeléctrica. El renovado y reciente dinamismo del sector eléctrico del país se basa en el cambio por plantas a gas natural, fomentado por la producción del campo de gas de Camisea en la selva amazónica.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) abastece al 85% de la población conectada, con varios sistemas “aislados” que cubren el resto del país. A pesar de que la inversión en generación, transmisión y distribución en las áreas urbanas es principalmente privada, los recursos para la electrificación rural provienen únicamente de recursos públicos.

En nuestro país, la entidad encargada de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo de nuestro sistema eléctrico, preservar la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)”.

Dammert, García, Molinelli (2008), desarrollaron un libro “Regulación y supervisión del sector eléctrico” desarrollado en la ciudad de Lima en donde plantean lo siguiente “La operación económica de los sistemas eléctricos, la evaluación, las decisiones de inversión en transmisión e incluso los métodos de asignación de costos entre los usuarios, están condicionados por las leyes físicas que gobiernan el funcionamiento de estos sistemas. Por ello, para entender los métodos de regulación de esta actividad es conveniente resumir algunas leyes del funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. En primer lugar, debemos considerar las variables físicas que intervienen en la transmisión de electricidad.

Se denomina corriente continua o directa cuando tanto el voltaje como la intensidad de corriente también conocida como amperaje son constantes en magnitud y dirección. Se denomina corriente alterna cuando el voltaje y la intensidad de corriente varían en magnitud y dirección, formando ciclos en el tiempo. La frecuencia es el número de ciclos por segundo y se mide en hertz (H), que corresponde a un ciclo por segundo.

La posibilidad de transmitir un mismo nivel de potencia modificando el voltaje y la intensidad tiene una serie de consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos, lo cual se ilustra en el siguiente ejemplo sobre cambios en el nivel de voltaje y reducción de las pérdidas de energía.

2.2. SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

Debido a que en la actualidad no todos los sistemas de potencia son controlados de manera automática se puede decir que la capacidad de respuesta de dichos sistemas es lenta y genera altos costos de mantenimiento, por lo tanto, son inflexibles y poco controlables. A pesar de estas limitantes, los ingenieros, operadores y proyectistas trabajan en conjunto empleando una variada gama de ingeniosas técnicas para hacer que los sistemas trabajen eficientemente, pero a un precio que implica una mayor inversión en infraestructura y más gastos de operación. (1)

En años recientes la demanda de transmisión de energía continúa aumentando, por lo cual se ha presentado la necesidad de buscar nuevas formas de optimizar la capacidad de los sistemas de transmisión existentes, manteniendo los niveles de seguridad y estabilidad dentro de los márgenes preestablecidos. Una de las posibilidades que se tienen para lograr lo anterior son los controladores basados en electrónica de potencia, los cuales han demostrado ser sustitutos potenciales de las soluciones convencionales basadas en elementos electromecánicos. A pesar de que los primeros son más costosos, ofrecen un gran número de funciones de control que no pueden ser logrados con equipos tradicionales. (1)

Figura 2: Componentes de la tecnología FACTS.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

Las definiciones precisas dadas por el Capítulo de Potencia del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE-PES, USA), para esta tecnología es:

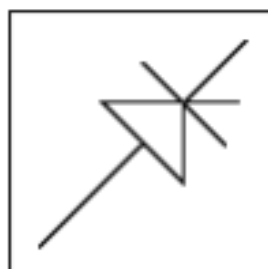
- **Flexibilidad de Transmisión de la Potencia Eléctrica:**

Es la habilidad de acomodar y reajustar los cambios en el sistema de transmisión eléctrica o en las condiciones operativas, mientras se mantiene suficiente margen de estabilidad transitoria y de régimen permanente. (1)

- **Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACTS):**

Son sistemas de transmisión de corriente alterna basados en dispositivos de electrónica de potencia cuyas técnicas de control aumentan la controlabilidad e incrementan la capacidad de transferencia de potencia de los sistemas eléctricos de potencia. A estos dispositivos se les denomina Controladores FACTS y son representados tal y como se muestra en la Figura 3.

Figura 3: Símbolo general para un controlador FACTS



Fuente: Universidad Autónoma de México

Como se mencionó, la tecnología FACTS hace uso de los últimos avances de la electrónica de potencia en alto -voltaje y alta-corriente para lograr un control efectivo de los parámetros de un sistema eléctrico (ej. potencia y voltaje). Estos dispositivos permiten resolver algunas de las dificultades más comunes en un SEP, permitiendo a las empresas optimizar el uso de los recursos de transmisión y reforzar la confiabilidad de la red. (1)

Lo que resulta interesante es que los dispositivos basados en este concepto abren una nueva oportunidad para controlar la potencia transmitida, haciendo que una línea pueda incrementar su capacidad de conducción aproximándose a su límite térmico y de esta manera aumentar las capacidades de transmisión tanto en condiciones de operación normales como de contingencias. Estas oportunidades aumentan cuando se tiene la habilidad para controlar los parámetros que rigen la operación de los sistemas de transmisión. (1)

FACTS son una más de las herramientas usadas en el diseño y operación de un SEP y representan una tecnología alternativa y no substituye uno a uno los actuales conmutadores mecánicos o la construcción de nuevas líneas y plantas de generación. (1)

En esta área se han llevado a cabo diversas investigaciones, las que han conducido al desarrollo de los FACTS, dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo de los sistemas de corriente alterna, cuyo propósito es dar flexibilidad a la transmisión de la energía sobre la base de dos objetivos principales: (2)

Incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión.

Mantener el flujo en las trayectorias de la red para que se establezcan de acuerdo a las distintas condiciones operativas.

Esto permite mejorar la eficiencia del sistema debido a:

Un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de las rutas predeterminadas.

La operación con niveles de carga seguros (sin sobrecarga), y cercano 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.

Prevención de salidas de servicio en cascada, limitando el efecto de fallas en el sistema y equipos.

El amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.

Los sistemas de control de los FACTS están basados en la posibilidad de manejar los parámetros interrelacionados que restringen los sistemas (impedancias serie y paralelo, ángulo de fase, oscilaciones a frecuencias subsíncrona), permitiendo 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. (2)

Cada sistema de las empresas posee redes de potencia eléctrica que integran sus centros de generación y cargas, las que a su vez se interconectan con los sistemas vecinos. Esto permite compartir potencia entre las redes de regiones alejadas, con el propósito de aprovechar la diversidad de las cargas, debido a diferencias de clima y horario, disponibilidad de diversas reservas de generación en zonas geográficas distintas, cambios en precios del combustible y en la regulación, etc. (2)

En los últimos años, la demanda eléctrica ha crecido y seguirá creciendo considerablemente, unido a un aumento en la competencia en el sector generación. La gran dificultad que ha surgido es la adquisición de nuevos "derechos de vía". Los FACTS pueden aportar en este caso, permitiendo una mejor utilización de las líneas ya existentes, aumentando su capacidad útil por medio de modificaciones de la impedancia y del ángulo de fase. (2)

El flujo de potencia entre dos puntos a través de una línea de transmisión está dado por:

Ecuación 1: Potencia entre dos puntos.

$$P_{ij} = V_i * V_j * \left[\frac{\sin(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}} \right]$$

De esta expresión se desprende que la potencia que fluye por una línea no depende de los propietarios, de los contratos ni de los límites térmicos, sino más bien de los parámetros físicos de la red: voltaje en los extremos de la línea (V_i , V_j), impedancia de la línea (x_{ij}) y ángulos de fase de voltaje y corriente (θ_i , θ_j) que se presenta al comienzo y al final de cada línea por el camino posible. Esto conlleva la dificultad de transmitir flujos de potencia a través de caminos determinados. (2)

La diferencia entre una ruta directa y la determinada por la red se denomina: “flujo de anillo”, y se caracteriza por una circulación de potencia que disminuye la capacidad disponible de la línea. (2)

Las principales ventajas de los dispositivos FACTS son:

- Permiten bloquear flujos en anillo indeseados. Esto posibilita aumentar la capacidad de las líneas en un 20-40% cuando de otra manera un “cuello de botella” en éstas obligaría a reducir la capacidad de flujo a través de ellas.
- Posibilitan la operación de las líneas a valores cercanos a sus límites térmicos, manteniendo o mejorando la seguridad y confiabilidad en el sistema. Esto permite a las empresas ahorrar dinero mediante la mejor utilización de sus activos (cables y quipos en general) acomodándose al aumento de demanda de energía y potencia por parte de los clientes.
- Facilitan responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real, el cual es necesario cuando se produce un gran número de transacciones en un mercado eléctrico completamente desregulado.

2.2.1. TIPOS DE FACTS

Existe un gran número de dispositivos FACTS con distintas constituciones, no obstante, su principio de funcionamiento no suele ser complicado y en muchos de ellos se deriva de la simple aplicación de la electrónica a equipos conocidos tradicionalmente. Por ello, se puede dividir a los FACTS en base a su concepción en dos grandes grupos: FACTS derivados de la aplicación de “conmutadores electrónicos” a equipos tradicionales y FACTS basados en la aplicación de “convertidores”. (2)

Los controladores FACTS proporcionan un control directo y un manejo de los parámetros que se encuentran directamente interrelacionados dentro de las líneas de transmisión tales como: la impedancia en serie, la impedancia en derivación, la corriente, el voltaje, el ángulo de fase y el amortiguamiento de las oscilaciones a frecuencias distintas de la frecuencia nominal. (1)

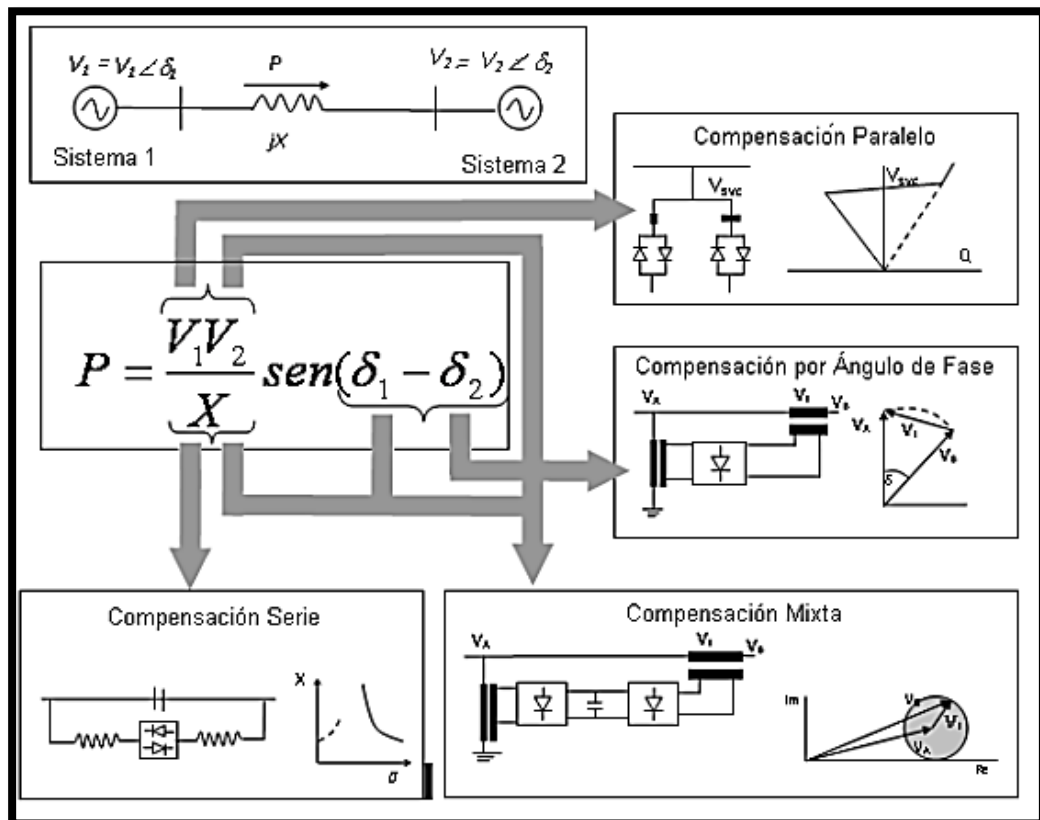
La base tecnológica de estos dispositivos no es un simple interruptor de alta potencia que conecta o desconecta un determinado elemento activo, sino un conjunto de controladores, los cuales pueden ser activados individualmente o en coordinación con otros para controlar uno o más de los parámetros del sistema. (1)

En general, la compensación de los controladores FACTS puede ser dividida en cuatro categorías, considerando el tipo de conexión y los parámetros sobre los cuales se tiene control, como se aprecia en la Figura 4, donde de manera esquemática se observa una interconexión entre dos sistemas y la potencia activa transmitida entre ellos es definida por la siguiente ecuación: (1)

Ecuación 2: Potencia activa transmitida.

$$P = \frac{V_s V_r}{X} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2)$$

Figura 4: Tipos de compensación empleando en la tecnología FACTS.

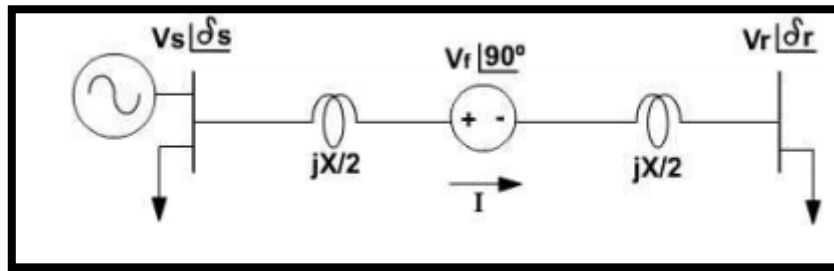


Fuente: Capítulo II Introducción al concepto de FACTS

2.2.1.1. Compensadores en serie

El controlador serie puede ser una impedancia variable, como un condensador, un reactor, o un convertidor estático con frecuencias fundamental, subsíncrona y armónicas. En principio, todos los 28 controladores serie inyectan un voltaje en serie con la línea ya que una impedancia variable en serie, multiplicada por el flujo de corriente, representa un voltaje serie inyectado a la línea. Mientras que el voltaje esté en cuadratura con la corriente de línea, el controlador serie solo consume o inyecta potencia reactiva. Cualquier otra combinación de fase involucrará también el manejo de potencia activa. Así, el efecto fundamental de este tipo de equipos es controlar la corriente en la línea de transmisión. (3)

Figura 5: Controlador serie ideal.

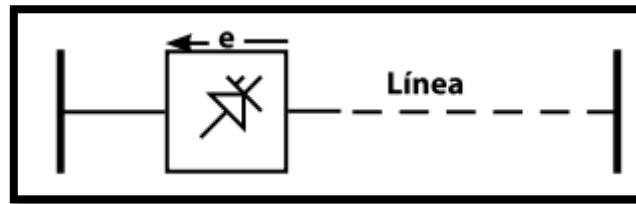


Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

Podemos encontrar dos tipos de controladores. En primer lugar, el control se hace por separado, pero de modo coordinado en un sistema de múltiples líneas. O, como se muestra en la figura, el centro de control es unificado y permite entregar la compensación reactiva serie requerida por cada línea, pero también permite el flujo de potencia activa entre las líneas involucradas. (2)

Como su nombre lo indica, en este grupo se encuentran los controladores que se conectan en serie al elemento específico (una línea de transmisión, por ejemplo) y que pueden ser impedancias variables tales como capacitores o reactores, o una fuente variable construida en base a elementos electrónicos de potencia que entreguen una señal de voltaje a frecuencia primaria, subsíncrona o a las frecuencias armónicas deseadas. Mientras la señal de voltaje esté en cuadratura con la corriente de línea, el controlador consumirá o entregará sólo potencia reactiva. En cualquier otro caso se verá involucrado un manejo de potencia activa. (2)

Figura 6: Diagrama equivalente de la compensación serie.



Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

Un controlador serie ideal puede representarse como una fuente de voltaje conectada en la mitad de la línea de transmisión como se indica en la figura 5, y el voltaje serie inyectado, V_f , puede reemplazarse por una impedancia reactiva, si éste está en cuadratura con la corriente como se indica en la figura 6. La corriente bajo esta condición será: (3)

Ecuación 3. Cálculo de la corriente

$$\vec{I} = \frac{\vec{V}_s - \vec{V}_r}{jX(1-a)}; \text{ donde } a = \frac{X_{comp}}{X}$$

De esta expresión observamos que la impedancia total equivalente de la línea de transmisión se modifica sumando o restando la impedancia de compensación a la impedancia de la línea. El factor a es el grado de compensación serie. El valor absoluto de a varía entre 0 y 1, y su signo es positivo para compensación capacitiva y negativo para compensación inductiva. (3)

Observando el análisis, la ecuación de transferencia de potencia activa en la línea de transmisión mostrada cambiaría de la siguiente manera: (3)

Ecuación 4: Potencia activa en la transferencia.

$$P = \frac{V_s * V_r}{X(1-a)} \sin(\delta)$$

Y la potencia reactiva suministrada por el controlador quedará definida por:

Ecuación 5: Potencia reactiva suministrada

$$Q_c = I^2 X_{comp} = (V_s^2 + V_r^2 - 2 * V_s * V_r * \cos(\delta)) \frac{a}{X(1-a)^2}$$

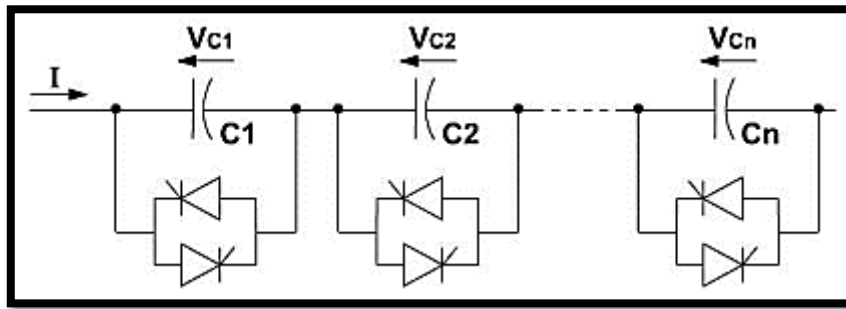
De las ecuaciones 4 y 5, se observa que para un determinado valor de desfase entre nodos, δ , la variación del grado de compensación serie, a , permite incrementar el valor de la potencia activa transferida a través de la línea, mediante el incremento de la potencia reactiva inyectada por el dispositivo serie.

La compensación en serie inserta energía reactiva en la línea de transmisión. Mediante esto se logra acortar virtualmente las líneas. Como consecuencia, el ángulo de transmisión se reduce, y la transferencia de energía se puede aumentar sin la reducción de la estabilidad del sistema. (2)

Dentro de los elementos a que encontramos en este grupo están:

Compensador Serie Conmutado por Tiristores (TSSC): Este dispositivo es una reactancia capacitiva que consiste en un arreglo de bancos de condensadores en serie con la línea y en paralelo con un interruptor formado por tiristores para lograr una variación escalonada de la reactancia. El grado de compensación varía sólo entre valores discretos. En este caso la capacitancia equivalente se controla con el número de interruptores cerrados Figura 7. (3)

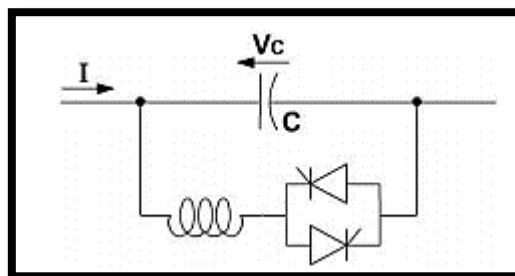
Figura 7: Arquitectura básica del dispositivo TSSC.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

Compensador Serie Controlado por Tiristores (TCSC): Este controlador es, en esencia, un condensador en serie con la línea y en paralelo con un reactor controlado por un arreglo de tiristores. Controlando el ángulo de encendido del tiristor se puede modificar la impedancia efectiva del reactor en paralelo. De esta forma, con el TCSC puede obtenerse un rango continuo de variación para el grado de compensación Figura 8. (3)

Figura 8: Arquitectura básica de dispositivo TCSC.

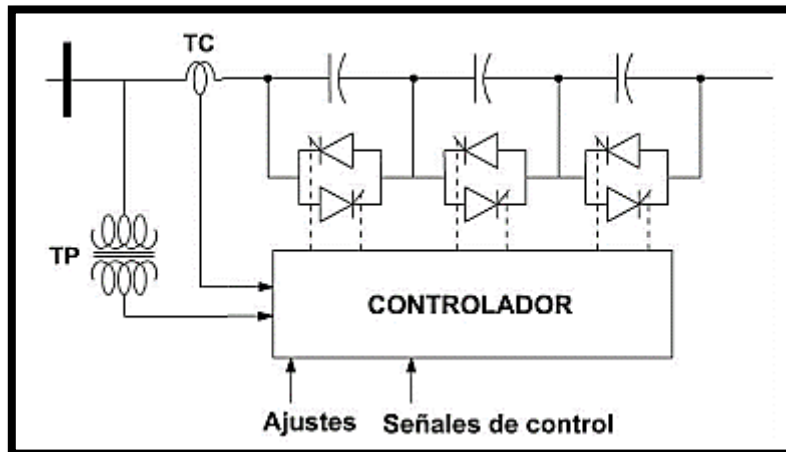


Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

Compensador Serie de VAR Estático (SSVC): Consiste en un arreglo de compensadores en serie con la línea (TSSC, TCSC), manejados por un controlador con una estrategia de control específica, típicamente mantener un flujo determinado de potencia activa por una línea Figura 9. El sistema de control requiere datos de corriente y de voltaje que se

obtienen de transformadores de medida que se indican en la figura 9 como TC y TP. (3)

Figura 9: Arquitectura básica del dispositivo SSVC.



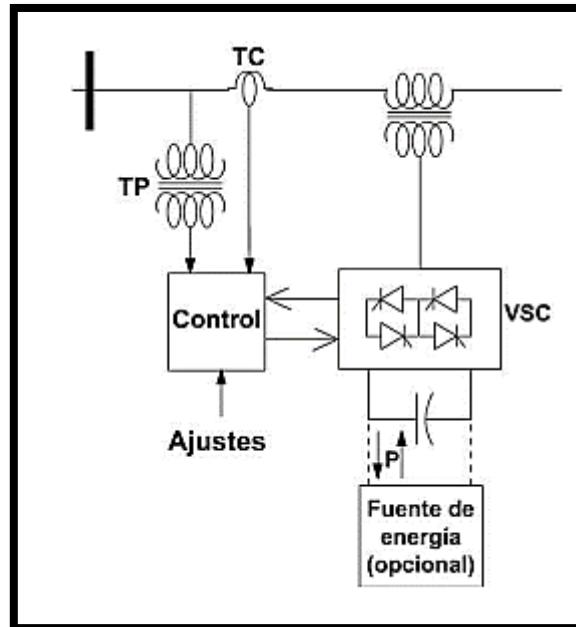
Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

Compensador Serie Sincrónico Estático (SSSC): Es uno de los controladores FACTS más importantes. Este permite la inyección de un voltaje serie en cuadratura con la corriente de línea e independientemente de esta. Su propósito es aumentar o disminuir la caída de voltaje reactiva de la línea y controlar así la potencia transferida.

Este compensador, a diferencia de otros equipos serie, no utiliza dispositivos de conmutación para controlar la circulación de corriente del elemento de compensación (condensador, bobina). La inyección de voltaje en cuadratura se obtiene con un condensador en corriente continua, conectado a la línea de transmisión a través de un convertor de fuente de voltaje (VSC) y un transformador serie. El grado de compensación se controla modificando el voltaje de salida del VSC, pudiendo incluso invertirse la fase, obteniéndose así compensación inductiva. El SSSC puede entregar un voltaje de salida independiente de la corriente de línea, por lo tanto, su impedancia es esencialmente cero en la frecuencia fundamental, Figura 10. El sistema de control requiere

muestreos de corriente y de voltaje que se obtienen de transformadores de medida que se indican en la figura 10 como TC y TP. (3)

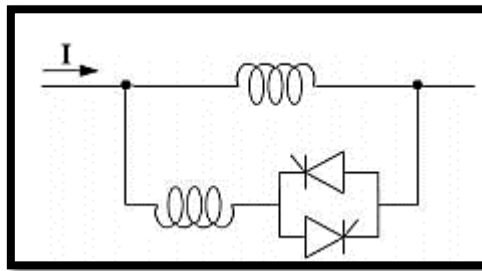
Figura 10: Arquitectura básica de dispositivo SSSC.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

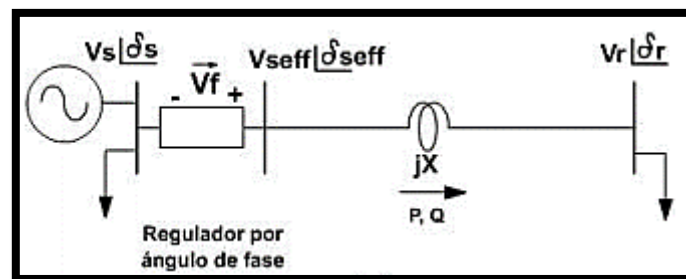
Reactor serie controlado por tiristores (TCSR): Es básicamente un compensador de reactancia inductiva que se conforma de un reactor en serie con la línea y en paralelo a un reactor controlado por tiristores. Este dispositivo logra una variación continua de la reactancia inductiva. Hay una versión conocida como TSSR, que corresponde a un reactor serie conmutado por tiristores que solo permite una variación discreta de la reactancia inductiva. (3)

Figura 11: Arquitectura básica de dispositivo TCSR o TSSR.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

Figura 12: Esquema de compensador por ángulo de fase.

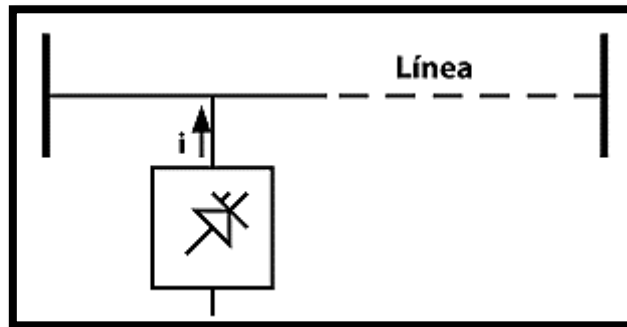


Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

2.2.1.2. Compensadores en paralelo

La compensación en paralelo (shunt) consiste en suministrar potencia reactiva a la línea, para aumentar la transferencia de potencia activa, manteniendo los niveles de tensión dentro de los rangos aceptables de seguridad. Tal como los controladores series, los elementos que se pueden conectar son los mismos, y la diferencia es que inyectan señales de corriente al sistema en el punto de conexión. El manejo de potencia activa mediante estos elementos está condicionado por los ángulos de desfase, del mismo modo que los controladores serie. (2)

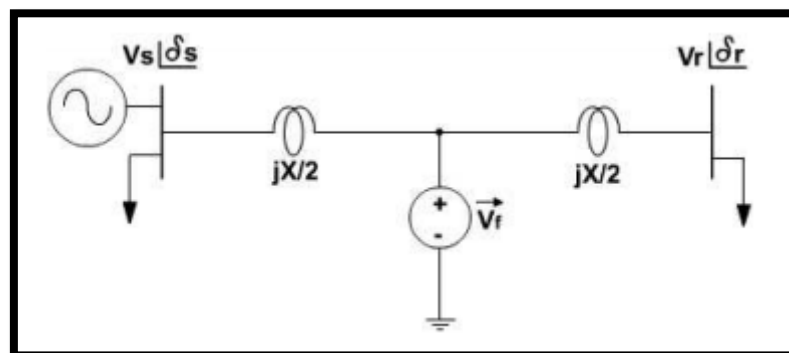
Figura 13: Diagrama equivalente de la compensación en paralelo.



Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

Los controladores en paralelo son dispositivos que, mediante la inyección de corriente reactiva, permiten controlar el voltaje en un nodo, independientemente de las líneas conectadas a este, (a diferencia de un controlador serie, que en algunos casos podría requerir controladores independientes para cada línea, sobre todo en el supuesto fallo de una de las líneas). (3)

Figura 14: Compensador en paralelo ideal.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

Para un análisis simple del principio de la compensación en paralelo, es conveniente tomar un esquema circuital como el mostrado en la figura 14, donde, suponiendo pérdidas resistivas nulas, se ubica el compensador paralelo en el punto medio de una línea de transmisión. Como se indica

en la figura, se supone que la línea queda dividida en dos segmentos iguales. (3)

Considerando que el compensador paralelo inyecta una corriente tal que los voltajes en los extremos y el punto medio de la línea sean de la misma magnitud, es decir que $|V_s| = |V_r| = |V_f| = V$, y haciendo un análisis similar al realizado, las potencias activa y reactiva en el nodo S estarían dadas por la ecuación 6, y su representación gráfica corresponde a la figura 15. (3)

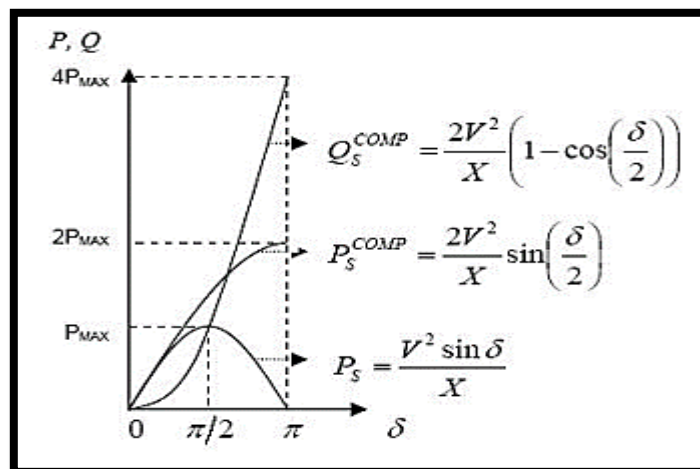
Ecuación 6: Potencia activa en el nodo S.

$$P_S^{COMP} = \frac{2 \cdot V^2}{X} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

Ecuación 7: Potencia reactiva en el nodo S.

$$Q_S^{COMP} = \frac{4 \cdot V^2}{X} \left(1 - \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)\right)$$

Figura 15: Variación del flujo de potencia en una línea debido a compensación paralela.



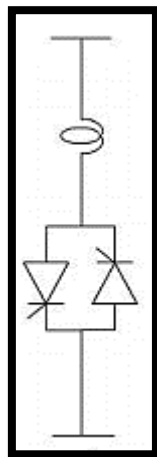
Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

Observando las ecuaciones 6 y 7 y la figura 15, es evidente como la compensación en paralelo puede incrementar la transferencia de potencia en una línea de transmisión.

Los dispositivos FACTS diseñados para realizar compensación en paralelo, más relevantes, son:

- Reactor Controlado por Tiristores (TCR): Es un reactor en serie con un arreglo bidireccional de tiristores, conectado en paralelo al sistema y cuya reactancia es variada de manera continua mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores del arreglo. De esta manera se logra un control de la corriente de compensación. La arquitectura básica de un dispositivo TCR se presenta en la figura 16. (3)

Figura 16: Arquitectura básica de dispositivo TCR.

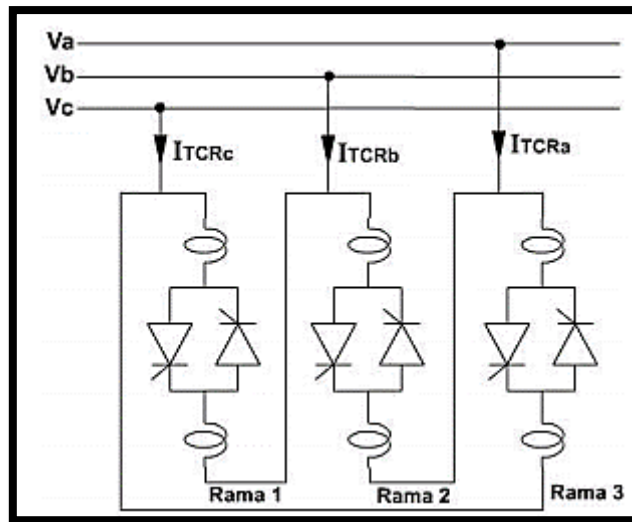


Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

- En un sistema de potencia se utilizan dispositivos TCR trifásicos que utilizan filtros y otros arreglos de cancelación de armónicos para prevenir que las corrientes armónicas generadas por los suicheos de los tiristores alcancen el lado de alta tensión de la red. (3)

- En la figura 17 se muestra un TCR conectado en delta a un sistema de potencia trifásico. Esta topología es conocida como TCR de seis pulsos. (3)

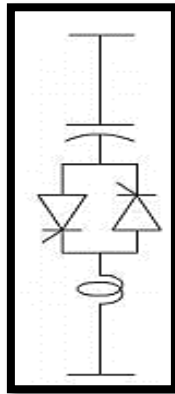
Figura 17: Dispositivo TCR de seis pulsos.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACT

- Condensador Conmutado por Tiristores (TSC): Consiste en un condensador en serie con una inductancia. Éstos a su vez están en serie con un arreglo bidireccional de tiristores figura 18. El capacitor es de capacidad fija y la inductancia es para limitar sobre corrientes. Controlando el ciclo de trabajo del tiristor se puede variar la corriente de compensación inyectada en la línea. (3)

Figura 18: Arquitectura básica del dispositivo TSC



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

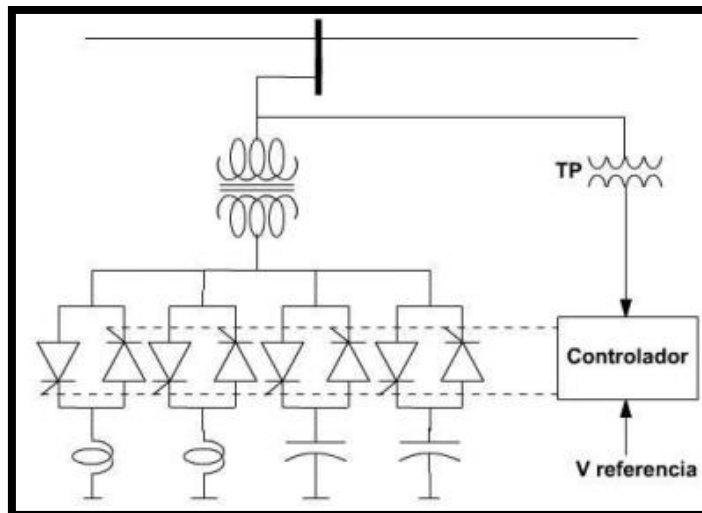
- Compensador de VAR Estático (SVC): En su forma simple, el SVC consiste de un TCR en paralelo con banco de capacitores. Puede contar, en lugar de un TCR con un TSC de manera que permite realizar compensación capacitiva o inductiva. (3)

Desde el punto de vista operacional, el SVC se comporta como una reactancia variable conectada en paralelo, la cual genera o absorbe potencia reactiva con el objeto de regular la magnitud del voltaje en el punto de conexión a la red AC. Son usados ampliamente para proveer de manera rápida potencia reactiva, dar soporte en la regulación del voltaje, controlar sobre voltajes ante la salida de carga, mejorar la estabilidad de los sistemas de AC y dar amortiguamiento ante las oscilaciones de potencia. Los compensadores operan coordinados por un sistema de control, y tienen velocidad de respuesta casi instantánea. (3)

- Compensador Estático de VAR (STATCOM): Es un controlador que proporciona una corriente capacitiva o inductiva que puede ser controlada independientemente del voltaje del sistema de CA. Es uno de los controladores FACTS más importantes y no utiliza dispositivos de conmutación directamente, sino que está basado en un convertor estático de fuente de voltaje (VSC). La inyección de corriente se obtiene con un condensador en corriente continua, conectado a la línea de transmisión mediante el VSC y un

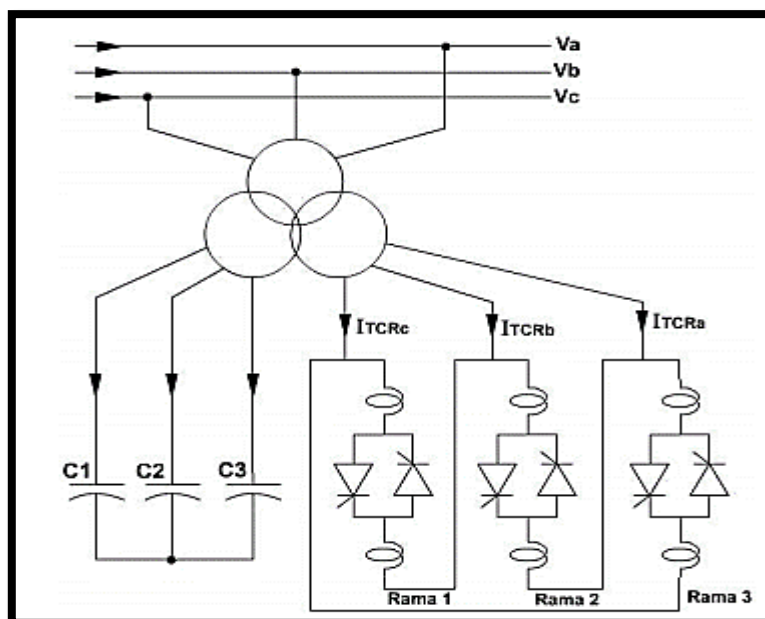
transformador en paralelo. La salida de voltaje es controlada de manera que se puede mantener la corriente requerida. EL voltaje del condensador se ajusta automáticamente para que sirva de fuente de corriente directa al inversor que forma al STATCOM. (3)

Figura 19: Arquitectura básica de un dispositivo SVC.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

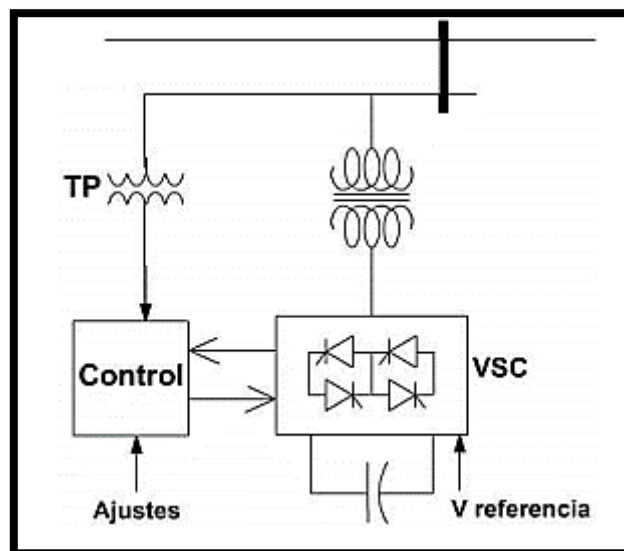
Figura 20: Compensador SVC trifásico compuesto de capacitores fijos y TCR's.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

- El STATCOM puede proporcionar compensación capacitiva o inductiva, según sea la necesidad, controlando la magnitud relativa entre el voltaje de línea y el voltaje de salida del inversor. Este compensador se comporta esencialmente como un compensador síncrono, permitiendo un control 36 continuo de la potencia reactiva, y ofreciendo una mayor velocidad de respuesta, mayor estabilidad y mejor manejo de perturbaciones dinámicas que un SVC. En la figura 21 se muestra una representación esquemática de un STATCOM.

Figura 21: Representación Esquemática de un STATCOM.



Fuente: Juan Rivera, Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS

En las figuras 19 y 21 se observa que el sistema de control del SVC y el STATCOM requieren un muestreo de la tensión de la barra a compensar, así como una tensión de referencia, la cual depende de los requerimientos del sistema y/o la estrategia de control impuesta.

- Generador síncrono estático, SVG: Es en esencia un dispositivo que produce voltajes multi-fásicos y, acoplado a la línea, puede intercambiar potencia activa y reactiva con ésta. Es una combinación de un STATCOM y una fuente de energía para poder suministrar o absorber energía. La fuente de energía puede ser un

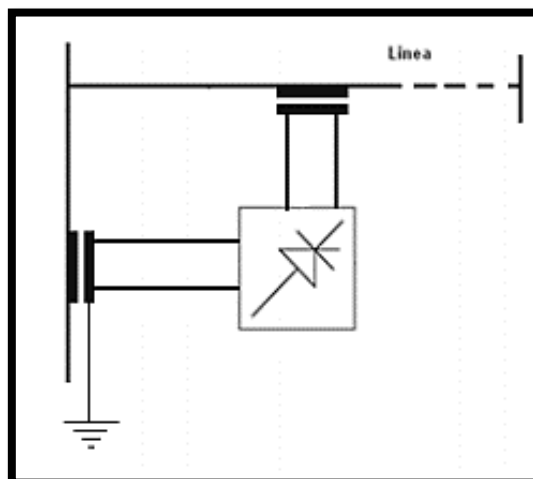
banco de baterías o un elemento de almacenamiento superconductor, entre otros. (3)

2.2.1.3. Compensadores de ángulo de fase

La compensación de ángulo de fase es un caso especial del compensador serie. El flujo de potencia se controla mediante la manipulación de un ángulo de fase. El compensador de fase se inserta entre el generador en el extremo de transmisión, y la línea de transmisión. Este compensador es una fuente de voltaje de AC con amplitud y ángulo de fase controlables. Es capaz de manipular la diferencia de fases entre dos sistemas, y con ello puede controlar la potencia tanto activa como reactiva intercambiada entre los dos sistemas. Este tipo de compensación es llevada a cabo por equipos tales como: (1)

- Reguladores de Fase (PAR, Phase Angle Shifter)
- Transformadores de Cambio de Fase Controlados por Tiristores (TCPST, Thyristor Controller Phase Shift Transformer).

Figura 22: Compensador de ángulo de fase.



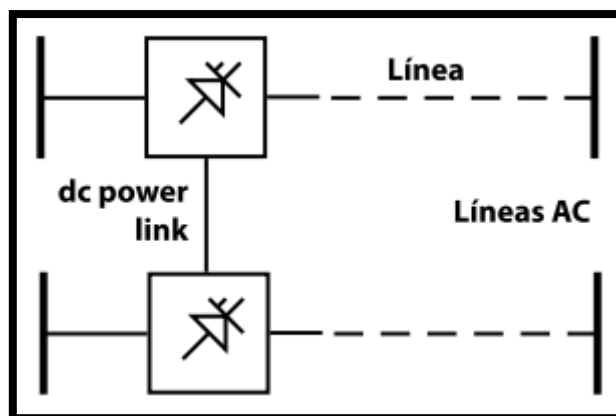
Fuente: Capítulo II Introducción al concepto de FACTS

2.2.1.4. Compensadores combinados serie – serie

Podemos encontrar dos tipos de controladores. En primer lugar, el control se hace por separado pero de modo coordinado en un sistema de múltiples líneas. El centro de control es unificado y permite entregar la compensación que reactive la serie requerida por cada línea, pero también permite el flujo de potencia activa entre las líneas involucradas mediante el DC Power Link. Esta capacidad de controlar el tránsito de potencia activa se conoce como Controlador de Flujo de Potencia Interlíneas hace posible balancear el flujo de las potencias reactivas y activas en las líneas de transmisión y mediante esto, maximizar la utilización y capacidad de transporte de las mismas. (2)

Se implementan compensadores serie en líneas diferentes, los cuales son controlados mediante un sistema de transmisión multilínea, Los controladores permiten un control de reactivos en la línea, y además transfieren potencia real entre las líneas mediante un enlace de CD. Esta capacidad de transferencia de potencia permite balancear tanto el flujo de potencia activa como reactiva, logrando maximizar la utilización de los sistemas de transmisión. Son conocidos como Interline Power Flow Controller. (1)

Figura 23: Diagrama del controlador unificado de potencia.

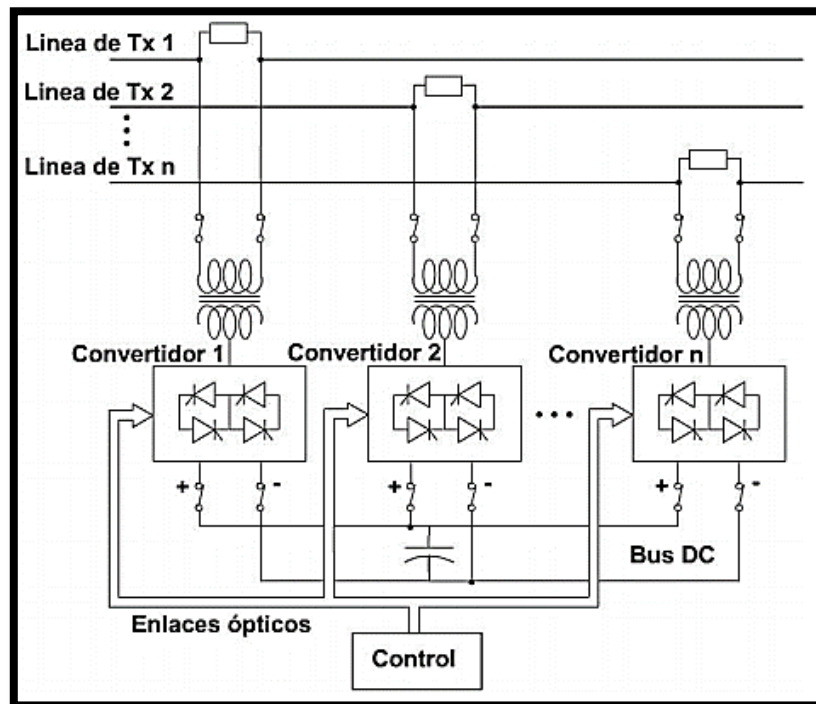


Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

El IPFC, propuesto por Gyugyi, Sen y Schauder en 1998, básicamente consiste en un dispositivo que controla un arreglo de compensadores serie (como mínimo dos), cada uno de los cuales está instalado en líneas diferentes. Los compensadores serie son del tipo SSSC, los cuales comparten un enlace común en corriente continua, por lo cual, al igual que en el UPFC, la suma de la potencia activa intercambiada entre los convertidores debe ser igual a cero si se desprecian las pérdidas en los circuitos de los convertidores. (3)

El esquema IPFC, junto con la compensación reactiva serie independientemente controlable de cada línea individual, permite manipular la potencia activa entre las líneas controladas. Esto permite estabilizar potencia activa y reactiva entre las líneas, reducir la carga de líneas sobrecargadas mediante la transferencia de potencia activa permitiendo hacer un manejo adecuado de la congestión, compensar contra caídas de voltaje resistivas en la línea y la correspondiente demanda de potencia reactiva, e incrementar la efectividad del sistema de compensación global para perturbaciones dinámicas. En otras palabras, el IPFC puede proveer un esquema altamente efectivo para el manejo de la transmisión de potencia en una subestación donde converjan múltiples líneas. (3)

Figura 24: Controlador IPFC compuesto por n convertidores.



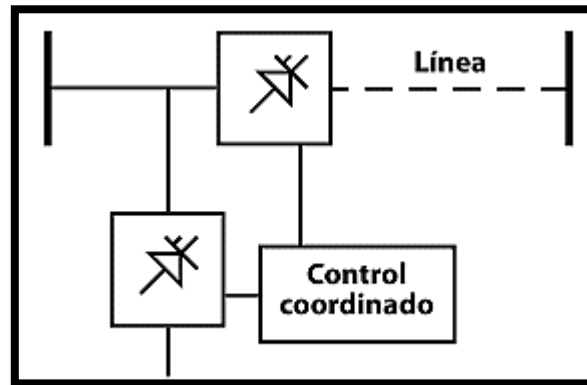
Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

2.2.1.5. Compensadores combinados serie – paralelo

Del mismo modo que la combinación serie-serie, también se pueden operar de dos maneras. La primera mediante una combinación de controladores serie y paralelo controlados coordinadamente como se muestra a continuación: (2)

Se trata de una combinación entre un controlador serie y otro en paralelo, controlados en forma coordinada. Este dispositivo suministra corriente a la línea por el controlador paralelo y tensión por el controlador serie. Sin embargo, debido a un enlace de CD que existe entre ambos controladores, se presenta un intercambio de potencia activa entre ellos, pudiendo controlarse tanto la potencia activa como la reactiva. Ver Figura 26. Son conocidos como UPFC los cuales pueden controlar de manera individual o conjunta voltaje, ángulo y potencia. (1)

Figura 25: Diagrama de la compensación serie-paralelo.

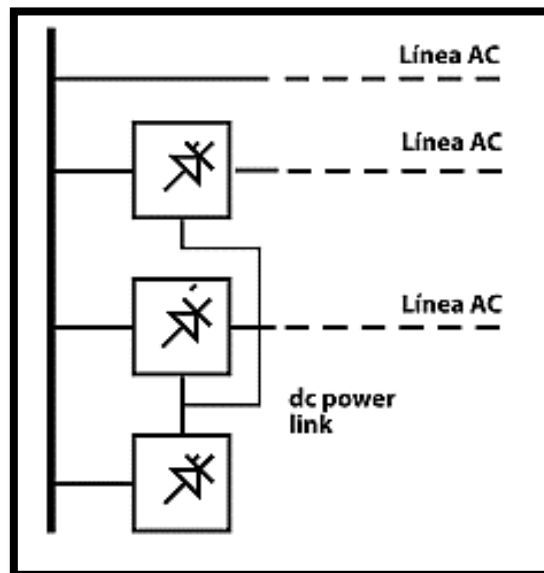


Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

O mediante un Controlador de Flujo de Potencia Unificado, que tal como en el caso anterior, posee la capacidad de agregar transferencia de potencia activa entre líneas si es necesario, mediante el DC Power Link.

(2)

Figura 26: Diagrama del controlador unificado de potencia.



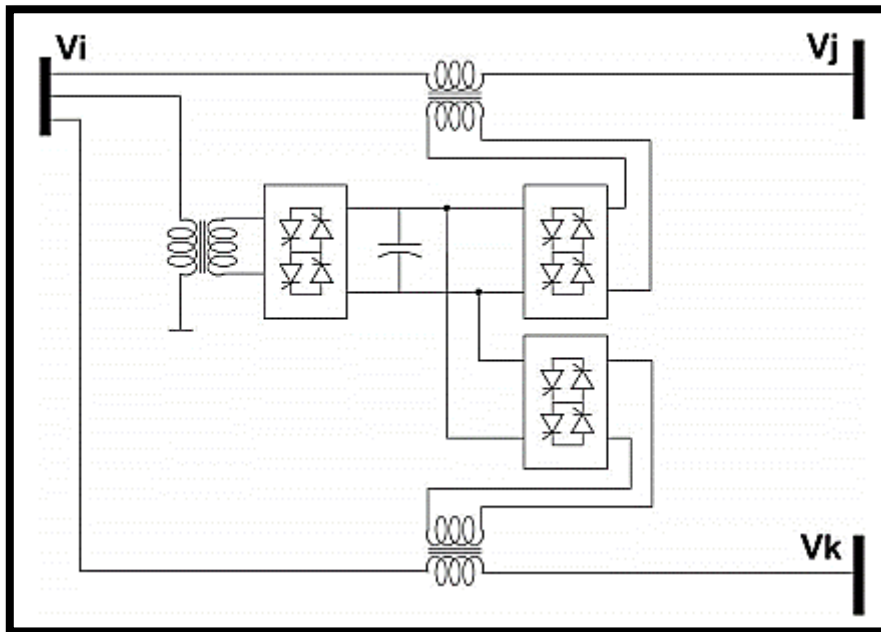
Fuente: Francisco Pérez. Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

Dentro de los controladores serie-paralelo encontramos:

- Controladores de Flujo de Potencia Unificados (UPFC).
- Transformador Cambiador de Fase Controlado por Tiristores (TCPST). • Regulador de Ángulo de Fase Controlado por Tiristores (TCPAR)
- Controlador de Potencia de Interfase (IPC). Existen otros controladores que no están en el marco de los grupos descritos y que son los siguientes:
- Limitador de Voltaje Controlado por Tiristores (TCVL), que es un varistor controlado por Tiristores usado para limitar la tensión entre sus terminales durante condiciones transientes.
- Regulador de Voltaje Controlado por Tiristores (TCVR), que corresponde a un transformador controlado por tiristores que puede proveer voltaje variable con control continuo. (2)

El dispositivo UPFC, propuesto por Gyugyi y colaboradores en 1998, combina tres o más convertidores serie y paralelo trabajando juntos para incrementar las ventajas del control de voltaje y del control de flujo de potencia que se pueden lograr con el equipo de dos convertidores UPFC, dispositivo que discutiremos a continuación. El UPFC más simple tiene tres convertidores como se muestra en la figura 28. Uno de los tres convertidores es conectado en paralelo con un nodo y los otros dos están en serie, a través de transformadores, con dos líneas de transmisión, conectados todos en una subestación. (3)

Figura 27: Principio operacional de dispositivo UPFC de tres convertidores.



Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

La arquitectura de un UPFC indicada en la figura 28 provee al sistema control total sobre cinco cantidades del sistema de potencia incluyendo la magnitud del voltaje en el nodo i y los flujos de potencia activa y reactiva independientes en las dos líneas. Mientras más convertidores en serie se incluyan en el UPFC, más grados de libertad de control se introducirán y, de esta manera, se puede lograr una mayor cantidad de objetivos de control. Puede intercambiarse potencia activa entre los conversores serie y paralelo a través del enlace común en corriente continua. Si se desprecian las pérdidas en los conversores, la suma de potencia activa intercambiada entre los conversores debe ser cero. (3)

Observando las figuras 26, 27 y 28, es claro que el GUPFC básico puede representarse como la combinación de un UPFC y un IPFC, obteniéndose de esta forma un controlador con todas las características y ventajas de estos dos dispositivos FACTS. (3)

Controlador Unificado de Flujos de Potencia, UPFC: El concepto de controlador unificado de flujo de potencia fue introducido en la literatura mundial en 1991 por Gyugyi, y fue concebido para el control en tiempo

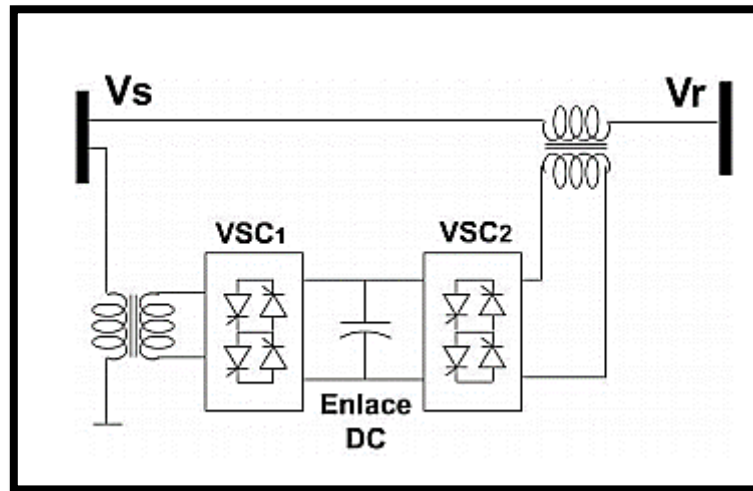
real y la compensación dinámica de los sistemas de transmisión AC mediante el suministro de la flexibilidad multifuncional requerida para el control de un sistema de potencia moderno. El UPFC es capaz de controlar simultánea o selectivamente todos los parámetros, que afectan el flujo de potencia en una línea de transmisión. Adicionalmente, el dispositivo es capaz de controlar de manera independiente la potencia activa y la potencia reactiva, a diferencia de los dispositivos serie o paralelo, en los que el control de potencia activa es asociado con un cambio similar en potencia reactiva, es decir, en estos dispositivos simples incrementar el flujo de potencia activa también involucra un incremento de la potencia reactiva en la línea. (3)

Los dispositivos FACTS serie o paralelo pueden realizar algún tipo de compensación que modifica el flujo de potencia de una línea. Sin embargo, cada uno presenta ciertas limitaciones en cuanto a la generación de reactivos y el intercambio de potencia activa con la línea. En los equipos basados en tiristores y válvulas convencionales, estas capacidades se encuentran separadas. Los equipos son, o bien generadores de reactivos como el SVC y el TCSC, incapaces de intercambiar potencia activa con el sistema, o reguladores como el TCPAR, que pueden intercambiar potencia activa pero no pueden generar reactivos. (3)

En cambio, los equipos basados en convertidores de fuente de voltaje, VSC, como el STATCOM y el SSSC, tienen la capacidad inherente de intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema. Estos equipos generan o absorben automáticamente la potencia reactiva requerida y, por lo tanto, pueden realizar compensación de reactivos sin necesidad de condensadores o reactores en corriente alterna. Sin embargo, la potencia activa intercambiada con el sistema debe ser suministrada por ellos o absorbida desde ellos. (3)

Básicamente, el UPFC puede representarse como una combinación de un STATCOM y un SSSC unidos mediante un enlace en corriente continua, permitiendo de este modo el libre flujo de potencia activa entre ambos dispositivos. (3)

Figura 28: Arquitectura básica de dispositivo UPFC.

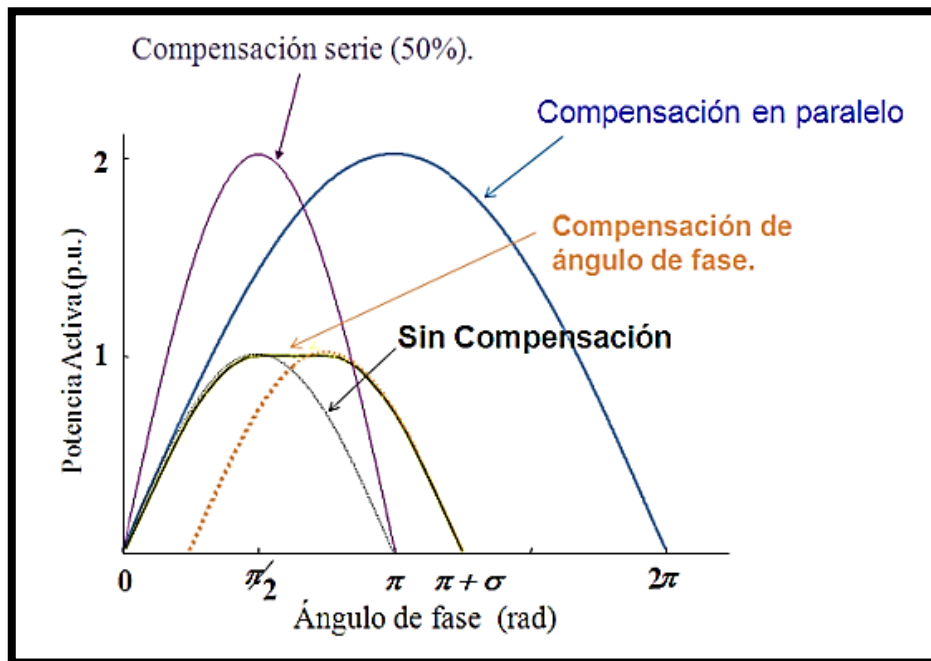


Fuente: Francisco Pérez, Sistema de transmisión flexible en corriente alterna

La arquitectura básica del UPFC, está constituida por dos convertidores AC/DC, basados en equipos VSC (convertidores de fuente de voltaje), con un enlace DC común (condensador en corriente continua), y unidos al sistema mediante transformadores de acoplamiento, uno en paralelo con la línea de transmisión y el otro en serie con ella. El condensador en el acoplamiento provee soporte de voltaje DC para la operación de los conversores y funciona como elemento de almacenamiento de energía. La potencia activa fluye entre los terminales AC serie y paralelo del UPFC a través del enlace común en DC. La potencia reactiva es generada o absorbida localmente por los conversores del UPFC, independientemente entre sí, por lo que la potencia reactiva no fluye a través del enlace DC. (3)

La Figura 29 muestra las curvas características potencia-ángulo, para los diferentes tipos de compensación en un SEP.

Figura 29: Curvas características para los diferentes tipos de compensación.



Fuente: Capítulo II Introducción al concepto de FACTS

En resumen:

- Si las magnitudes de voltaje son compensadas se denomina compensación paralelo o shunt.
- Si la impedancia de línea es compensada se denomina compensación serie.
- Si dos o más parámetros son compensados estaremos hablando de compensación mixta.
- Si se alteran los ángulos se tratará de compensación de ángulo de fase. (1)

2.3. COMPENSACIÓN REACTIVA EN UN SISTEMA DE POTENCIA

La potencia reactiva es uno de los conceptos más mal interpretados en la electricidad. Por definición, una potencia activa es la energía eléctrica que realiza un trabajo activo tales como brindar luz a los focos y encender los ejes del motor para suministrar potencia eléctrica. Por otro lado, la potencia reactiva es un componente misterioso de la electricidad única a un sistema de corriente alterna (AC). Por lo que, los voltamperios reactivos (VAR) es la medida de la cantidad de corriente que conforma el componente reactivo. El componente VAR de un sistema eléctrico fluye fuera de fase con respecto al componente real y típicamente está retrasado al flujo de potencia activa. Se necesitan las VAR para sostener los campos magnéticos en los transformadores y en los devanados de los motores, por ello son necesarios dentro del sistema eléctrico de distribución alterna ya que sin él no se lograría el efecto inductivo de las bobinas y sin ello no existirían los transformadores y motores. (8)

Al componente VAR de un sistema eléctrico de corriente alterna se le conoce comúnmente como la parte inútil de un circuito de potencia. En resumen, además de la potencia instantánea, en un circuito de corriente alterna podemos hablar de los siguientes conceptos fundamentales:

2.3.1. POTENCIA APARENTE (S):

Es la potencia total consumida por la carga y es el producto de los valores eficaces de tensión e intensidad. Se obtiene como la suma vectorial de las potencias activa y reactiva. Su unidad de medida es el voltamperio (VA).

2.3.2. POTENCIA ACTIVA (P):

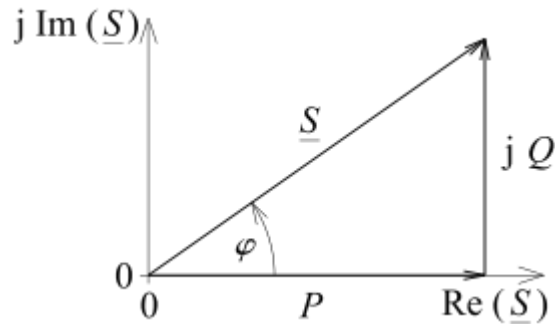
Es la que se aprovecha como potencia útil. También se llama potencia media, real o verdadera y es debida a los dispositivos resistivos. su unidad de medida en el vatio (W).

2.3.3. POTENCIA REACTIVA (Q):

Es la potencia que necesitan las bobinas y los condensadores para generar campos magnéticos o eléctricos, pero que no se transforma en trabajo efectivo, sino que

fluctúa por la red entre el generador y los receptores. Su unidad de medida es el voltamperio reactivo (VAR).

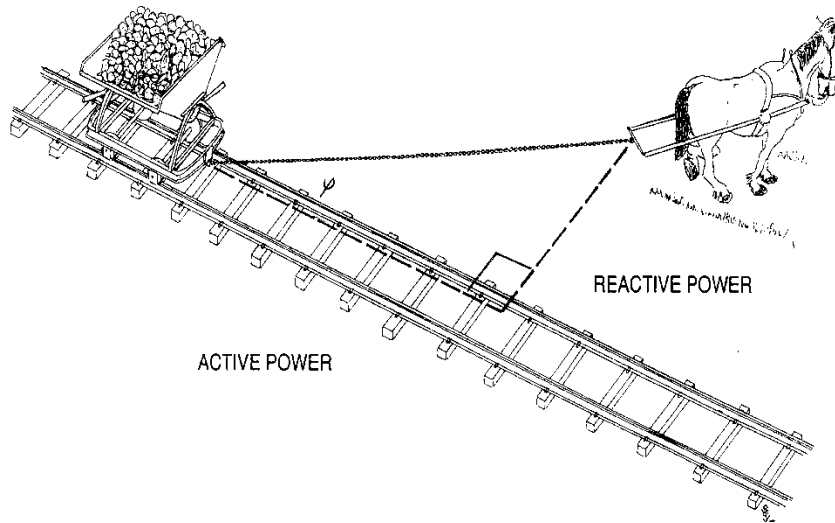
Figura 30: Triángulo de Potencia



Del gráfico anterior, concluimos que al mínimo cambio del ángulo φ , el requerimiento de potencia reactiva (Q) varía para una misma potencia activa (P); el Coseno del ángulo φ es denominado como el factor de potencia, por lo que su incremento obedece a menores requerimientos de potencia reactiva, por ello un factor de potencia de valor 1 es el ideal, sin embargo por temas propios de operación de los sistemas eléctricos este valor es inferior al valor ideal y en sistemas críticos este valor $\text{COS}(\varphi)$ llega a ser inferior al 0.7, perdiendo eficiencia el sistema eléctrico; por ello la necesidad de compensar la potencia reactiva a fin de elevar el Factor de potencia $\text{COS}(\varphi)$.(1)

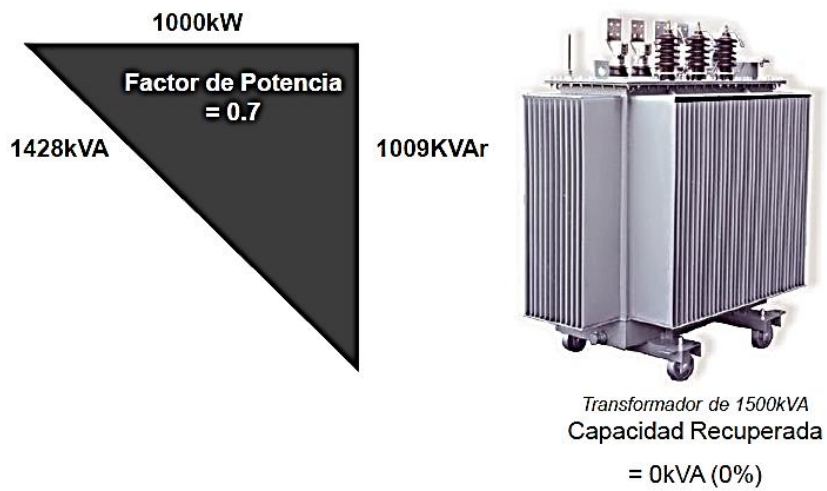
Matemáticamente, este es un concepto muy básico, pero sigue siendo uno de los conceptos más malinterpretados de la teoría eléctrica. En términos del uso común en los sistemas de potencia, los vatios y los VAR como kilovatios (kW), kVAR y kVA, con los términos kVA y kW usados indistintamente. (1)

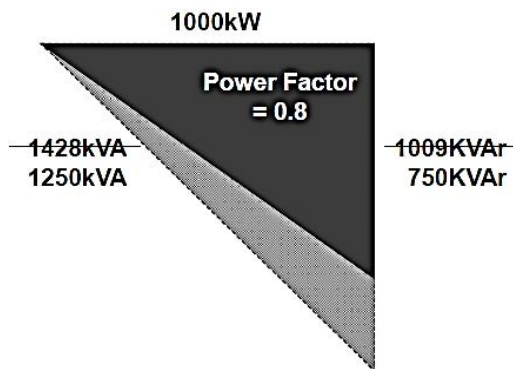
Figura 31: Composición gráfica del Triángulo de Potencia



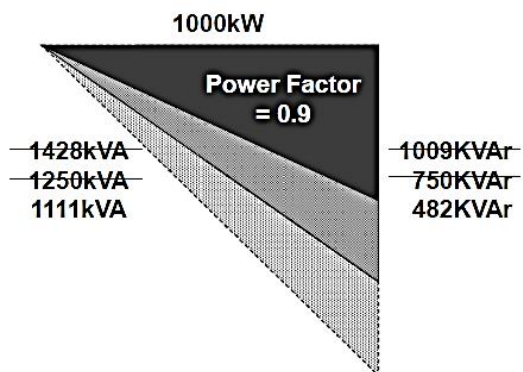
De manera gráfica se sustentará lo expuesto anteriormente:

Figura 32: Transformador de 1500 kVA con un consumo constante de 1000 kW y para varios valores de Factor de Potencia





Transformador de 1500kVA
Capacidad Recuperada
= 178kVA (12.46%)



Transformador de 1500kVA
Capacidad Recuperada
= 317kVA (22.19%)

Del gráfico anterior se puede concluir que en cuanto el factor de potencia sea cercano a 1.0 para una misma demanda de potencia activa, tendrá mayor disponibilidad de potencia aparente, por tanto, podrá asumir mayor cantidad de potencia activa (cercana al valor de la potencia aparente kVA).

2.4. PROBLEMÁTICA PARA LA NECESIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia, por su naturaleza, configuración y cargabilidad, se ve afectado en sus parámetros principales de operación tales como el nivel de tensión de operación, factor de potencia y capacidad de transporte de energía; asimismo, la carga requiere de potencia reactiva que varía continuamente e incrementa las pérdidas de

transmisión afectando los voltajes de la red; para prevenir fluctuaciones de voltaje inaceptable y dar como resultados fallas de la red, la potencia reactiva tiene que ser compensada y mantenida en balance, cuya solución óptima podría ser la mejora de los sistemas eléctricos que va desde la repotenciación parcial o total del sistema incluso remodelaciones hasta implementaciones de nuevos sistemas tales como nuevas subestaciones de potencia, nuevos centros de generación, migración de nivel de tensión, cambio de mayores secciones de conductor y otros; cuyos costos y tiempos de ejecución son elevados y requieren en nuestro país de una debida planificación, programación de presupuestos y autorizaciones que demandan tiempos importantes incluso años, asimismo en el proceso de ejecución se requiere inversiones adicionales para lograr la servidumbre y obtención de los espacios necesarios así como cortes de energía con interrupción de servicio; por tanto, la mejora de estos sistemas ha sido ejecutada por elementos pasivos tales como reactores o capacitores o una combinación de ambos, que suministre la potencia reactiva inductiva y capacitiva requerida. Mientras más rápida y precisa sea lograda la compensación reactiva, pueden ser controlados de forma más eficiente los parámetros de la red. Por esta razón, cada vez más, componentes maniobrados mecánicamente están siendo reemplazados por componentes más rápidos y sin límite de operaciones, maniobrados (switched) o controlados por transistores o tiristores. (3)

La potencia reactiva tiene los siguientes efectos: (3)

- Incrementa las pérdidas de transmisión: Aumenta la necesidad de plantas generadoras distribuidas y por ende mayores costos de operación.
- Mayor responsable en la desviación de voltaje: Degradación del rendimiento de la carga con tensión baja y riesgo de ruptura de aislamientos por sobre voltaje.
- Limitación de la transferencia de potencia.
- Límites de estabilidad estática y dinámica.

Según lo descrito anteriormente y en la justificación del problema, existen diversos conjuntos de dispositivos que realizan el control dinámico de estos y otros parámetros fundamentales de operación de manera **rápida y continua**, garantizando la operación ininterrumpida del sistema, sin embargo nos limitaremos a los SVC debido a que es el equipo FACT con mayor aplicación en el sistema eléctrico nacional y por otra parte el equipo innovador SCSR debido a que este posee similares características de operación al SVC; ya que de compararlo con otra tecnología tal como el STATCOM, los SCSR no podría competir con la velocidad de compensación del primero. (Autor)

2.4.1. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Las empresas distribuidoras y de otro tipo, compensan los VAR o potencia reactiva en los circuitos de potencia eléctrica a lo largo de todo el sistema, desde la red de transmisión eléctrica hasta los centros de control de motores en una planta industrial típica. En la mayoría de los casos, se disponen de condensadores fijos en bancos de diferentes tamaños para suministrar una compensación reactiva. Generalmente, estos conmutan remotamente en respuesta a las condiciones cambiantes de la carga. La conmutación de más condensadores permite un camino para que circule la potencia reactiva sin tener que fluir en todo el sistema eléctrico. Al reducir el flujo de corriente reactiva en el sistema, se eleva la tensión del sistema eléctrico. Al agregar más corrección del factor de potencia se aumenta la tensión del sistema eléctrico. Por lo tanto, las empresas distribuidoras emplean dispositivos de cambio de tomas del transformador en las subestaciones con bancos de condensadores para manejar el valor de la tensión nominal del sistema de potencia. (10)

En una planta industrial, los bancos de condensadores son usados por el mismo propósito, aunque en una escala menor. A los bancos de condensadores se les conoce como "correction caps" de factor de potencia. La mayoría son bancos de válvula fija; algunos se conmutan mecánicamente en pasos usando contactores ya sean manuales o de forma automática. A medida que cambia la carga de la planta durante el día, pueden ocurrir conmutaciones de estos bancos de condensadores. (10)

La conmutación de un banco de condensadores genera grandes subidas de corriente y de transitorios de tensión dado que los condensadores están conectados a un circuito y estos poseen muchas veces pasos de ingreso o desconexión de condensadores con valores fijos; en esta parte se aclara que para lograr este objetivo de ingreso o desconexión de grupo de condensadores, es necesario equipamiento adicional tales como interruptores, reactores inrush, contactores y otros según sea la capacidad a compensar, adicionalmente si este se realizará de manera automática o manual.

Dependiendo de dónde ocurra la conmutación en la onda senoidal de tensión, los grandes transitorios pueden llegar a apagar dispositivos sensibles conectados al sistema de potencia. Este problema puede ser mucho peor, y cubrir un área mucho

más amplia cuando en una empresa distribuidora conmuta un gran banco de condensadores en el sistema de media o de alta tensión. Se emplean diferentes esquemas y dispositivos para limitar este fenómeno, pero sigue siendo un problema para los clientes con cargas sensibles. Las cargas que generan grandes cantidades de VAR con una variación rápida requieren soluciones especiales. A los dispositivos que pueden mitigar estos problemas se les conoce como sistemas dinámicos o de "VAR rápidos". (10)

Por otra parte, también hay sistemas eléctricos con condiciones particulares que aparte de requerir mitigar los problemas expuestos líneas arriba de manera rápida y los VAR necesarios también requieren cambiar su modo de operación de entrega a consumo de potencia reactiva mediante reactores también de manera rápida, por ello, los dispositivos que logran esto son los denominados FACTS.

FACTS, es el acrónimo de Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (Flexible Alternating Current Transmission Systems), y se dividen en dos categorías, determinados por la forma en que están conectados al sistema de potencia: Compensación en Paralelo (que sigue siendo el más común) y Compensación Serie. (8)

2.4.2. SOLUCIONES EN COMPENSACIÓN SERIE

La compensación serie se utiliza en las líneas de transmisión para disminuir su reactancia serie y por lo tanto la distancia eléctrica entre sus barras terminales.

- FSC - Fixed Serie Capacitor
- FSR - Fixed Serie Reactor
- TCSC - Thyristor Controlled Series Capacitors
- TPSC - Thyristor Protected Series Capacitors

Los bancos de capacitores soportan el flujo y reducen la inductancia.

Componentes Claves:

- Capacitores
- Descargadores
- Spark Gaps

2.4.3. SOLUCIONES EN COMPENSACIÓN PARALELA

La compensación paralela proporciona una mejor utilización de la red actuado en la calidad de la energía y reducción de costos a los consumidores.

- MSC Mechanical Switched Capacitors
- MSR Mechanical Switched Reactors
- TSC Thyristor Switched Capacitors
- TCR Thyristor Controlled Reactors
- SVC Static Var Compensation (Combinación de ramas de TSCs y TCRs + filtros)
- STATCOM
- Capacitores maniobrados por tiristores TSC
- Reactores controlados por tiristores
- Complementados con filtros de armónicos

También como materia de investigación, se describirá un sistema que requiere este tipo de compensación FACTS, y este, es el sistema de la SET Paita en el nivel de 60 kV, en el cual posteriormente se explicará sus características y condiciones necesarias para lograr una compensación eficiente. (Autor)

2.5. ANTECEDENTES DE LOS SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DENTRO DEL PAÍS (SEIN)

En la base de datos de equipamientos del Sistema Interconectado nacional, extraído de la página oficial del COES URL: <http://www.coes.org.pe/Portal/equipamiento/equipo/index>, se evidencia que en la actualidad se encuentran operando sistemas de compensación de potencia reactiva, aproximadamente 44 bancos de condensadores, 10 capacitores serie, 03 compensadores síncronos y 70 reactores de diversas capacidades y especificaciones; asimismo también se encuentran operando sistemas FACTS aproximadamente 11 SVC y 01 STATCOM. En las siguientes tablas se describen su ubicación y características generales de lo expuesto anteriormente:

Tabla 1: Bancos de Condensadores existentes en el SEIN – 2019

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
1	STATKRAFT S.A	BANCO	SAN MATEO - EAN	BC - 9MVA _r	BC - 9MVA _r
2	TRANSELECTRIC	BANCO	MACHALA	BC-01	BC-01
3	EGEMSA	BANCO	DOLORESPATA	BC-01	BC-01
4	EGEMSA	BANCO	CACHIMAYO	BC-01	BC-01
5	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	CHIMBOTE 1	BC-01	BC-01
6	TRANSELECTRIC	BANCO	MACHALA	BC-02	BC-02
7	EGEMSA	BANCO	CACHIMAYO	BC-02	BC-02
8	EGEMSA	BANCO	DOLORESPATA	BC-02	BC-02
9	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	CHIMBOTE 1	BC-02	BC-02
10	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	SAN JUAN	BC-03	BC-03
11	EGEMSA	BANCO	CACHIMAYO	BC-03	BC-03
12	EGEMSA	BANCO	DOLORESPATA	BC-03	BC-03
13	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	HUÁNUCO	BC-04	BC-04
14	EGEMSA	BANCO	CACHIMAYO	BC-04	BC-04
15	EGEMSA	BANCO	DOLORESPATA	BC-04	BC-04
16	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	TINGO MARÍA	BC-06	BC-06
17	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	SAN JUAN	BC-08	BC-08
18	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	SAN JUAN	BC-09	BC-09
19	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	SAN JUAN	BC-10	BC-10
20	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	SAN JUAN	BC-11	BC-11
21	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	JULIACA	BC-12	BC-12
22	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	JULIACA	BC-13	BC-13
23	NOR PERUANA	BANCO	TRUJILLO NORTE	BC-15MVAR	BC-15 MVAR
24	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	SANTA ROSA N.	BC-16	B-16
25	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	SANTA ROSA N.	BC-17	B-17
26	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	CHAVARRÍA	BC-18	BC-18

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
27	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	CHAVARRÍA	BC-19	BC-19
28	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	TRUJILLO NORTE	BC-20 15MVAR	BC-20
29	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	PIURA OESTE	BC-21	BC-21
30	STATKRAFT S.A	BANCO	CHUMPE	BC-CHUMPE_3.3 MVar	BC-CHUMPE
31	SEAL	BANCO	CHALA	BC-Chala 2x2.7 MVar	BC-Chala
32	EGEMSA	BANCO	DOLORESPATA	BC1.K1	BC1.K1
33	EGEMSA	BANCO	DOLORESPATA	BC2.K2	BC2.K2
34	EGEMSA	BANCO	DOLORESPATA	BC3.K4	BC3.K4
35	ELECTRO NOR OESTE	BANCO	EL ARENAL	BCO	BCO
36	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	PUNO	BCO-24	BCO-24
37	RED DE ENERGIA DEL PERU	BANCO	PUNO	BCO-25	BCO-25
38	STATKRAFT S.A	BANCO	OROYA NUEVA	BC_01_10MVAR	BC_01
39	STATKRAFT S.A	BANCO	OROYA NUEVA	BC_02_10MVAR	BC_02
40	STATKRAFT S.A	BANCO	PACHACHACA	BC_9.6MVAR	BC
41	DEPOLTI	BANCO	TÚNEL TRASANDINO		BC-002
42	DEPOLTI	BANCO	ILLIMO		BC-001
43	ELECTRO NORTE	BANCO	MOTUPE		BC-001
44	MINERA HUARON	BANCO	HUARÓN		BC-001

Tabla 2: Capacitores Serie existentes en el SEIN – 2019

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
1	ABY TRANSMISIÓN SUR	CAPACITOR SERIE	POROMA	BCS-5382 260 Mvar	BCS-5382
2	ABY TRANSMISIÓN SUR	CAPACITOR SERIE	OCONA	BCS-5482 183.2 Mvar	BCS-5482
3	ABY TRANSMISIÓN SUR	CAPACITOR SERIE	OCONA	BCS-5484 183.2 Mvar	BCS-5484
4	MINERA CERRO VERDE	CAPACITOR SERIE	SAN JOSE	BCS-5982	BCS-5982
5	TRANSMANTARO	CAPACITOR SERIE	COTARUSE	CAPACITOR SERIE XC1	CAPAC XC1
6	TRANSMANTARO	CAPACITOR SERIE	COTARUSE	CAPACITOR SERIE XC2	CAPAC XC2
7	TRANSMANTARO	CAPACITOR SERIE	COTARUSE	CAPACITOR SERIE XC3	CAPAC XC3
8	TRANSMANTARO	CAPACITOR SERIE	COTARUSE	CAPACITOR SERIE XC4	CAPAC XC4
9	TRANSMANTARO	CAPACITOR SERIE	POROMA	XC-5	XC-5
10	TRANSMANTARO	CAPACITOR SERIE	POROMA	XC-6	XC-6

Tabla 3: Compensadores Síncronos existentes en el SEIN – 2019

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
1	RED DE ENERGIA DEL PERU	COMPENSADOR SINCRONO	INDEPENDENCIA	CS-1	CS-1
2	MINERA ANTAMINA	COMPENSADOR SINCRONO	ANTAMINA		CS-02
3	MINERA ANTAMINA	COMPENSADOR SINCRONO	ANTAMINA		CS-01

Tabla 4: Reactores existentes en el SEIN – 2019

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
1	ISA PERU	REACTOR	PUCALLPA	L-6	L-6
2	ELECTRO SUR ESTE	REACTOR	MAZUCO	R-10MVar	R-10MVar
3	ISA PERU	REACTOR	PUCALLPA	R-11	R-11
4	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	JULIACA	R-12	R-12
5	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	AZÁNGARO	R-14	R-14
6	TRANSMANTARO	REACTOR	CARABAYLLO	R-17	R-17
7	TRANSMANTARO	REACTOR	CHIMBOTE 500	R-18	R-18
8	TRANSMANTARO	REACTOR	CHIMBOTE 500	R-19	R-19
9	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	INDEPENDENCIA	R-2	R-2
10	TRANSMANTARO	REACTOR	CHIMBOTE 500	R-20	R-20
11	TRANSMANTARO	REACTOR	TRUJILLO 500	R-21	R-21
12	TRANSMANTARO	REACTOR	SURIRAY	R-22	R-22
13	TRANSMANTARO	REACTOR	ABANCAY NUEVA	R-23	R-23
14	TRANSMANTARO	REACTOR	TRUJILLO 500	R-24	R-24
15	TRANSMANTARO	REACTOR	LA NIÑA	R-25	R-25
16	TRANSMANTARO	REACTOR	COLCABAMBA	R-28	R-28
17	TRANSMANTARO	REACTOR	COLCABAMBA	R-29	R-29
18	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	MARCONA	R-3	R-3
19	ELECTRO SUR ESTE	REACTOR	MAZUCO	R-3 MVar	R-3 MVar
20	TRANSMANTARO	REACTOR	YARABAMBA	R-30	R-30
21	ETESSELVA	REACTOR	TINGO MARÍA	R-30MVAR	R-30MVAR
22	TRANSMANTARO	REACTOR	YARABAMBA	R-31	R-31
23	TRANSMANTARO	REACTOR	POROMA	R-32	R-32
24	TRANSMANTARO	REACTOR	POROMA	R-33	R-33
25	TRANSMANTARO	REACTOR	POROMA	R-34	R-34
26	TRANSMANTARO	REACTOR	POROMA	R-35	R-35
27	TRANSMANTARO	REACTOR	MOLLEPATA-CTM	R-36	R-36
28	TRANSMANTARO	REACTOR	LA NIÑA	R-37	R-37
29	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	MARCONA	R-4	R-4

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
30	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	GUADALUPE	R-5	R-5
31	ELECTRO ORIENTE	REACTOR	TARAPOTO	R-5MVAR	R-5MVAR
32	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	PIURA OESTE	R-7	R-7
33	RED DE ENERGIA DEL PERU	REACTOR	PARAMONGA NUEVA	R-8	R-8
34	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION CCNCM S.A.C.	REACTOR	CACLIC	RB-3201	RB-3201
35	CCNCM S.A.C.	REACTOR	BELAUNDE TERRY	RB-4201	RB-4201
36	ATN S.A.	REACTOR	KIMAN AYLLU	REA-531 50MVAR	REA-531
37	ATN S.A.	REACTOR	KIMAN AYLLU	REA-532 50MVAR	REA-532
38	TRANSMANTARO	REACTOR	CHILCA-CTM	REACTO SERIE_R_26	R-26
39	TRANSMANTARO	REACTOR	COTARUSE	REACTOR XL11	XL11
40	TRANSMANTARO	REACTOR	COTARUSE	REACTOR XL12	XL12
41	TRANSMANTARO	REACTOR	COTARUSE	REACTOR XL13	XL13
42	TRANSMANTARO	REACTOR	COTARUSE	REACTOR XL14	XL14
43	TRANSMANTARO	REACTOR	COTARUSE	REACTOR XL15	XL15
44	TRANSMANTARO	REACTOR	COTARUSE	REACTOR XL16	XL16
45	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	OCONA	REB-5450 100Mvar	REB-5450
46	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	CHILCA-CTM	REL-5281	REL-5281
47	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	POROMA	REL-5381 200Mvar	REL-5381
48	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	POROMA	REL-5383 13 Mvar	REL-5383
49	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	OCONA	REL-5481 130Mvar	REL-5481
50	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	OCONA	REL-5483 130Mvar	REL-5483
51	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	MONTALVO	REL-5681 130Mvar	REL-5681
52	ENGIE	REACTOR	MONTALVO	REL-5682	REL-5682
53	SAMAY I S.A.	REACTOR	SAN JOSE	REL-5984	REL-5984

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
54	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	CHILCA-CTM	REN-5281	REN-5281
55	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	POROMA	REN-5381 187Ohm	REN-5381
56	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	POROMA	REN-5383 459Ohm	REN-5383
57	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	OCONA	REN-5481 459Ohm	REN-5481
58	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	OCONA	REN-5483 596.89Ohm	REN-5483
59	ABY TRANSMISIÓN SUR	REACTOR	MONTALVO	REN-5681 596.89Ohm	REN-5681
60	ENGIE	REACTOR	MONTALVO	REN-5682	REN-5682
61	SAMAY I S.A.	REACTOR	SAN JOSE	REN-5984	REN-5984
62	TRANSMANTARO	REACTOR	CARABAYLLO	RN-1	RN-1
63	TRANSMANTARO	REACTOR	CHIMBOTE 500	RN-2	RN-2
64	TRANSMANTARO	REACTOR	TRUJILLO 500	RN-3	RN-3
65	TRANSMANTARO	REACTOR	TRUJILLO 500	RN-4	RN-4
66	TRANSMANTARO	REACTOR	LA NIÑA	RN-5	RN-5
67	TRANSMANTARO	REACTOR	COLCABAMBA	RN-6	RN-6
68	TRANSMANTARO	REACTOR	YARABAMBA	RN-7	RN-7
69	TRANSMANTARO	REACTOR	POROMA	RN-8	RN-8
70	TRANSMANTARO	REACTOR	POROMA	RN-9	RN-9

Tabla 5: FACTS - SVC existentes en el SEIN – 2019

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
1	RED DE ENERGIA DEL PERU	SVC	TINTAYA	SVC	SVC
2	ATN S.A.	SVC	CAJAMARCA NORTE	SVC +88/-92 MVar	SVC
3	RED DE ENERGIA DEL PERU	SVC	TRUJILLO NORTE	SVC-1	SVC-1
4	RED DE ENERGIA DEL PERU	SVC	CHICLAYO OESTE	SVC-2	SVC-2
5	TRANSMANTARO	SVC	SOCABAYA	SVC-5	SVC-5
6	LUZ DEL SUR	SVC	BALNEARIOS	SVC-BALNEARIOS	SVC-BALNEARIOS
7	ENEL DISTRIBUCION PERU	SVC	CHAVARRÍA	SVC-CHAVARRÍA	SVC-CHAVARRÍA

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
8	MINERA CERRO VERDE	SVC	SAN JOSE	SVC-SAN JOSE	SVC-5931
9	MINERA ANTAMINA	SVC	VIZCARRA	SVC-VIZCARRA	SVC-VIZCARRA
10	CIA MINERA ANTAPACCAY S.A.	SVC	TINTAYA	SVC-XSTRATA	SVC-XSTRATA
11	ACEROS AREQUIPA	SVC	ACEROS AREQUIPA	SVC_ACEROS AREQUIPA	SVC_ACEROS

Tabla 6: FACTS - STATCOM existentes en el SEIN – 2019

ÍTEM	Empresa	Tipo de Equipo	Ubicación	Nombre de equipo	Abreviatura
1	ISA PERU	STATCOM	PUCALLPA	SVC-6 (SVC PLUS)	SVC-6

2.6. SISTEMAS FACTS SVC Y SCSR

En términos generales en el presente ítem describiré de manera general las funciones principales de los sistemas de compensación y elección de la misma para finalmente centrarnos en el objetivo de la investigación, el cual es comparar de manera técnica y económica dos tecnologías similares los cuales cumplen la misma función y requerimientos mínimos de operación en un mismo sistema (para este caso se evaluará en el sistema eléctrico de la SET Paíta de propiedad de ENOSA en la ciudad de Piura), estas tecnologías son el SVC (COMPENSADOR ESTÁTICO DE POTENCIA REACTIVA) y el SCSR (REACTORES SATURABLES MAGNÉTICAMENTE CONTROLADOS). (Autor)

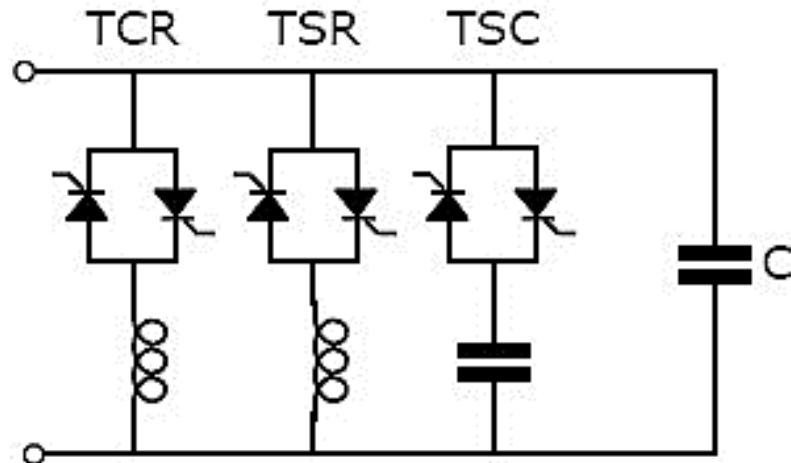
2.6.1. COMPENSADOR ESTÁTICO DE POTENCIA REACTIVA (SVC)

Según la Empresa JEMA Irizar Group, los SVC son parte de la familia de aparatos del sistema de transmisión flexible AC (FACTS), por lo que es un compensador estático de VAR (SVC) o también definido como, aparato eléctrico para proporcionar energía reactiva de acción rápida en redes de transmisión eléctrica de alto voltaje.. (JEMA: <http://www.jemaenergy.com/es/producto/compensador-static-var-scv/>).

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o

controladas (TCR) por tiristores, estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia. (3)

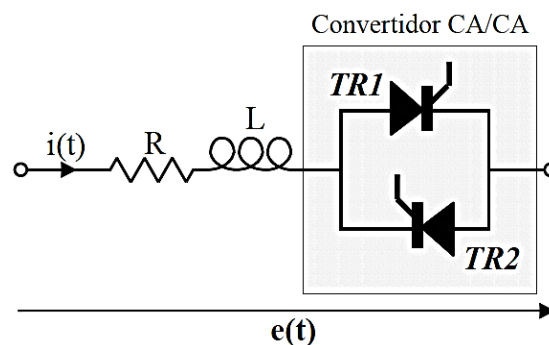
Figura 33: Esquema simplificado para un SVC



2.6.1.1. Componentes Principales del SVC:

Bobina Controlada por Tiristores (TCR):

Figura 34: Configuración de un TCR



La principal misión de la bobina controlada por tiristores o thyristor controlled reactor (TCR) es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida por una bobina. El esquema de un TCR de la figura anterior está formado por una bobina (R+L) y un

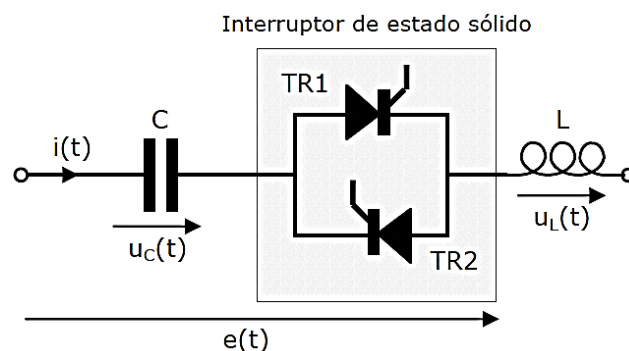
convertidor CA/CA compuesto por dos tiristores en antiparalelo. En este caso, a la electrónica de potencia se le aplica un control de fase, de forma que se regula el valor eficaz de la corriente que circula a través de la reactancia. (3)

Bobina Controlada por Tiristores (TSR):

De la figura 4, si en vez de realizar un control de fase, los tiristores se emplean como si fuesen un interruptor estático, la configuración descrita recibe el nombre de bobina conmutada por tiristores o thyristor swithed reactor (TSR). Su misión principal es para minimizar los transitorios de desconexión, siendo el instante más favorable cuando la tensión de alimentación alcanzase su nivel máximo o mínimo. (3)

Condensador Conmutado por Tiristores (TSC):

Figura 35: Configuración de un TSC



El esquema del condensador conmutado por tiristor o thyristor switched capacitor (TSC) representa la configuración más sencilla de la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en el control de reactiva. Este elemento está formado por un interruptor de estado sólido en serie con un condensador o batería de condensadores se muestra un interruptor de estado sólido formado por dos tiristores (TR1 y TR2) en antiparalelo. De forma que, f, ya sea para limitar la derivada de la intensidad $di(t)/dt$ y así proteger a los tiristores, o bien, para crear un filtro sintonizado a una determinada frecuencia. La actuación del interruptor estático es prácticamente instantánea, por consiguiente, se puede elegir como instante de

conexión aquel en que el valor de la tensión de alimentación provoque la menor corriente transitoria. (3)

2.6.1.2. Características de los Componentes primordiales del SVC:

TRANSFORMADOR DE ACOPLAMIENTO

Este transformador será trifásico, con voltaje nominal en el lado de alta tensión según el voltaje requerido del sistema a compensar (60 kV, 138 kV, 220 kV o 500 kV); el voltaje del lado de baja tensión queda a la elección del ingeniero especialista para optimizar su diseño, así como el valor óptimo de impedancia y los distintos parámetros que se considere pertinentes para su correcto funcionamiento; por lo general el voltaje del lado de baja tensión nunca supera de 13.8 kV, debido a que los componentes electrónicos de potencia serían de diseños especiales; asimismo, la potencia nominal del transformador de acoplamiento deberá tener la capacidad en potencia igual o mayor a la necesaria a compensar. (1)

BANCOS DE CAPACITORES

Los bancos de capacitores estarán formados por unidades de una capacidad tal que la desconexión de una de ellas en cualquier fase, no ocasione una elevación de voltaje en el resto de las unidades de esa fase que haga necesario el disparo del SVC. Los fusibles de las unidades deben ser de tipo interno. En caso de condensadores secos con tecnología Fuseless se debe garantizar que ante la falla de una o dos unidades el banco de capacitores total soporta las condiciones extremas de operación especificadas y en estos casos se debe dar alarma identificando por separado la condición de falla de una unidad o la condición de falla de 2 unidades. Para falla de 3 unidades de capacitores se debe dar disparo. El material dieléctrico será libre de PCB. Para los diseños de los filtros, en el diseño se debe considerar la estandarización de los valores de capacitancia de los filtros y las tensiones de operación, esto con el fin de poder utilizar las unidades en cualquier filtro 5th, 7th, 11th, 3th (Si estos son requeridos). (1)

REACTORES

Los Reactores deben garantizar la linealidad en cualquier condición de operación. Sus diseños deben considerar las distancias magnéticas recomendadas entre reactores y piezas metálicas con el fin de asegurar que No aparecerán altas corrientes circulantes por la tierra, las mallas, las estructuras, entre otras, como consecuencia de los altos campos magnéticos producido por los reactores.

VÁLVULAS DEL SVC

Las características de las válvulas del SVC convencional deben ceñirse a la Norma Internacional IEC 61954 y para el caso de tecnología VSC a las normas IEC 60747-1, IEC 60747-6 e IEC 62501. Para ambos tipos de tecnología aplica todo lo establecido en cualquiera de las normas internacionales que las involucra, en lo referente a los requerimientos de los niveles de aislamiento, pruebas y tolerancias y demás parámetros que se requieran para un adecuado funcionamiento de estos dispositivos.

Las válvulas deben ser de construcción robusta y ser diseñadas para soportar las condiciones de operación en estado estable y transitorio. El diseño de la estructura deberá ser tal que permita un fácil acceso a la inspección visual y para el mantenimiento. También debe considerarse en su diseño del SVC, las válvulas y cualquier componente del SVC la capacidad de soportar actividades sísmicas y sus aceleraciones verticales/horizontales. Las válvulas del SVC se diseñarán de tal forma que el reemplazo de un tiristor fallado (SVC convencional) o de un IGBT fallado (tecnología VSC), se realice con facilidad y sin necesidad de desconectar otras válvulas. El número de tiristores o de IGBT en cada fase, permitirá la operación continua de la válvula con un tiristor o IGBT fallado, generando con esta situación una señal de alarma y la indicación de la posición del tiristor o IGBT fallado.

El SVC deberá dispararse para voltajes superiores a 1.3 p. u. con duración de 1 segundo o

más. En ninguna condición de bajo voltaje se deberá emitir orden de disparo al SVC. El sistema de control deberá contar con elementos de monitoreo continuo que permitan:

- Detección local del estado de cada tiristor o IGBT en cada una de las ramas, así como la indicación de la fase y la posición del (los) tiristores o IGBT(s) fallado(s) en la rama.
- Registro de la ubicación del (los) tiristores o IGBT(s) fallado(s), indicándose en pantalla, sistema de alarmas e impresión de la siguiente información: rama y fase.

El sistema de monitoreo de falla de tiristores o IGBT(s) será inmune a detecciones erróneas de falla en tiristores o IGBT(s) en las siguientes condiciones:

- Energización del SVC.
- Desenergización del SVC.
- Disparo del SVC por operación de protecciones.
- Operación del control a respuesta de transitorios de la Red.

Los tiristores o IGBTs deberán estar diseñados para soportar todas las exigencias esperadas bajo condiciones de estado estable, transitorias y sobretensiones temporales como se solicita en esta especificación, incluyendo, pero no limitado a lo siguiente:

- Sobretensiones transitorias debidas a fallas en el sistema de AC y durante aclaración de fallas.
- Sobretensiones temporales que se originen en el sistema de AC (como, por ejemplo, el rechazo de carga), o causados por fallas en el sistema de AC (con exigencias resultantes combinadas de sobrecorriente y sobretensiones).
- Las oscilaciones de tensión resonantes en el transformador de acoplamiento del SVC excitado, por perturbaciones del sistema tales como las inyecciones de fallas, despeje de fallas las maniobras de las líneas y la energización del transformador, entre otras.
- Sobretensiones por impulsos transferidos desde el sistema de AC.

- Impulsos de frente escalón generados debidos a fallas del aislamiento en equipos dentro de la subestación y que se introducen al SVC a través del transformador de acoplamiento.
- Las sobretensiones debidas al mal funcionamiento del control tales como: falsos disparos de los tiristores o IGBTs, pérdida de la señal de disparo, mala operación del bucle de control de tensión y la pérdida de sincronización.
- Las sobretensiones transitorias debidas a bloqueo parcial causado por, por ejemplo: el disparo indebido (misfiring) a las válvulas, la protección de tensión de recuperación directa (forward voltage) de las válvulas o el disparo de la VBO / EOP de las válvulas (protección contra sobretensiones electrónico). (1)

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

El sistema de enfriamiento de las válvulas de tiristores o de IGBTs, debe ser del tipo cerrado con agua desmineralizada, con un sistema de bombeo redundante con transferencia automática y

manual que asegure su correcta operación a plena carga ante cualquier condición climatológica del sitio, medio ambiente y temperatura extrema. El sistema de enfriamiento deberá activar los controles, bloqueos, alarmas y permisivos necesarios para la oportuna protección de las válvulas de tiristores o de IGBTs. El sistema de enfriamiento deberá diseñarse para que, en el evento de pérdida de alimentación de CA, el SVC soporte esta condición al menos por un tiempo 5 segundos sin dispararse. Deberán proponer un sistema de UMD (Uninterruptible Motor Drive) para brindar un soporte como mínimo de 30 minutos garantizado y que permita sostener en funcionamiento las bombas de enfriamiento y ventiladores ante perdida de alimentación CA. En cualquier caso, el SVC no se debe disparar por pérdida temporal de la alimentación de servicios auxiliares.

- a. El sistema de enfriamiento será suministrado completo con todo el equipamiento necesario, incluyendo sin ser limitativo: tuberías de interconexión, bombas de circulación, ventiladores,

intercambiadores de calor, reservorios, filtros, circuitos de tratamiento de agua, instrumentación, control automático, sistema eléctrico de distribución auxiliar, soportes y estructuras. Debiendo garantizar materiales contra corrosión (tuberías de acero inoxidable u otro material que no sean corrosivos) y libre de fugas de agua. El agua será usada a través del sistema de enfriamiento para prevenir congelamiento en el caso de pérdida de la fuente auxiliar de corriente de la subestación.

- b. Todas las válvulas, bombas y tuberías del sistema de enfriamiento deberán ser de acero inoxidable (“stainless steel”).
- c. Los intercambiadores de calor deben contar con al menos un ventilador de respaldo.
- d. El sistema de enfriamiento debe ser diseñado para permitir trabajar con falla en una bomba sin restringirse la operación del SVC.
- e. El diseño y las pruebas de los recipientes de presión debe cumplir con la Norma ASME o equivalente. Para las tuberías se cumplirá con las Normas ISO/DIN aplicables, y para el diseño y pruebas de los circuitos eléctricos la Norma IEC correspondiente.
- f. El Sistema de enfriamiento deberá suministrarse con instrumentación electrónica con indicación local (Display) para el monitoreo de los siguientes parámetros como mínimo:
 - Presiones:
 - Succión
 - Descarga
 - Sistema de sellado
 - Presiones de entrada y salida de filtros
 - Temperaturas:
 - Agua de Alimentación
 - Agua de Retorno
 - Temperatura ambiente en el exterior del SVC

- Temperatura en la sala de válvula de tiristores
- Conductividad del agua de enfriamiento
- Medición de flujo individual por cada una de las válvulas de tiristores
- Medición de flujo total a la salida del sistema de bombeo
- Indicadores de operación de:
 - Bombas
 - Paquetes de Enfriamiento
 - Alarmas de operación
 - Alarmas de disparo

Todas las mediciones y alarmas antes descritas además de disponer de indicadores alfanuméricos locales, deberán integrarse al Sistema de Control y Monitoreo local (IHM) del SVC. Para fines del monitoreo del sistema de enfriamiento, se debe implementar pantallas gráficas de operación, así como la graficación de tendencias de las variables operativas (presiones, temperaturas, flujos, conductividad). (1)

SERVICIOS AUXILIARES DE CA Y CD

Los servicios Auxiliares tanto en CA y CD serán para la alimentación de los sistemas de control y protección del SVC. Dentro del diseño se debe incluir, la instalación de los cables, ductos, protecciones y todos los elementos que sean necesarios para proveer los servicios respectivos requeridos por el SVC. El transformador de servicios auxiliares de la subestación deberá ser diseñado con la potencia necesaria de tal manera alimente las potencias necesarias de la subestación y SVC. En la etapa del montaje del SVC se conectaría de esta alimentación de AC para alimentar sus propios consumos de para el SVC tanto de AC como de DC. También se llevaría una alimentación de respaldo AC desde el grupo electrógeno actual de la subestación. El fabricante del SVC, entonces, debe proveer sus servicios auxiliares a partir de estas fuentes alternativas de alimentación AC. Los servicios auxiliares de CA y CD del SVC se tomarán directamente de los servicios auxiliares existentes de la

subestación. Ante la falla de esta fuente de alimentación, el proveedor debe suministrar una solución mediante una UMD (Uninterruptible Motor Drive) que soporte las bombas y ventiladores del sistema de enfriamiento en al menos 30 minutos de autonomía de operación, sin producir disparo del SVC. (1)

AIRE ACONDICIONADO

Los equipos para acondicionamiento de temperatura en el interior de la caseta o contenedor (control y válvulas de tiristores o de IGBTs), serán de tipo centralizado con dos unidades con capacidad de 100% cada una, para mantener la temperatura recomendada en el área de tiristores o de IGBTs y de confort en el cuarto o contenedor de control, así como para proporcionar presión positiva al interior de la caseta o contenedor. El sistema operará en forma automática y se realizará un cambio de unidad en forma automática cada semana.

Figura 36: Diagrama Unifilar de un SVC tipo TSC – TCR con dos ramas

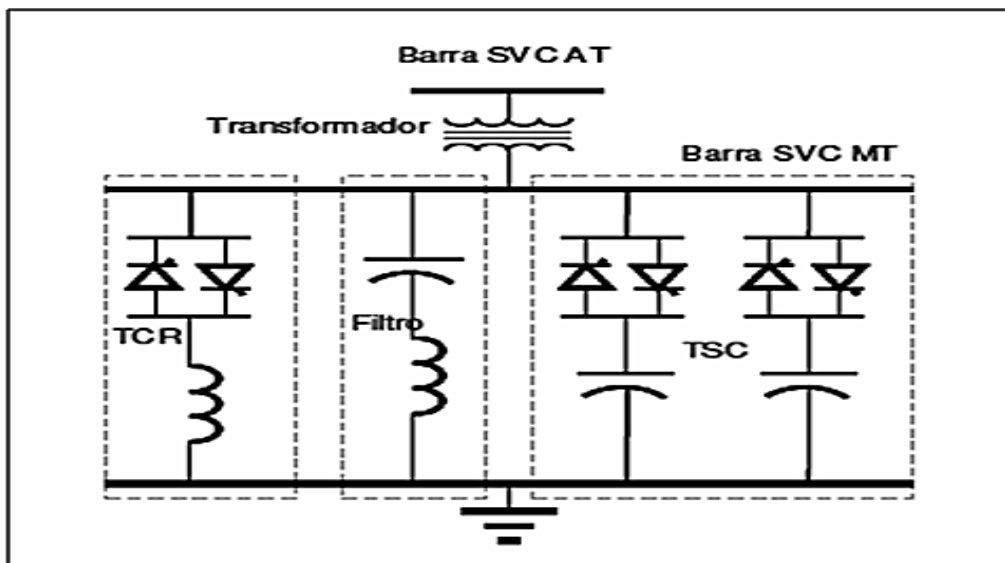
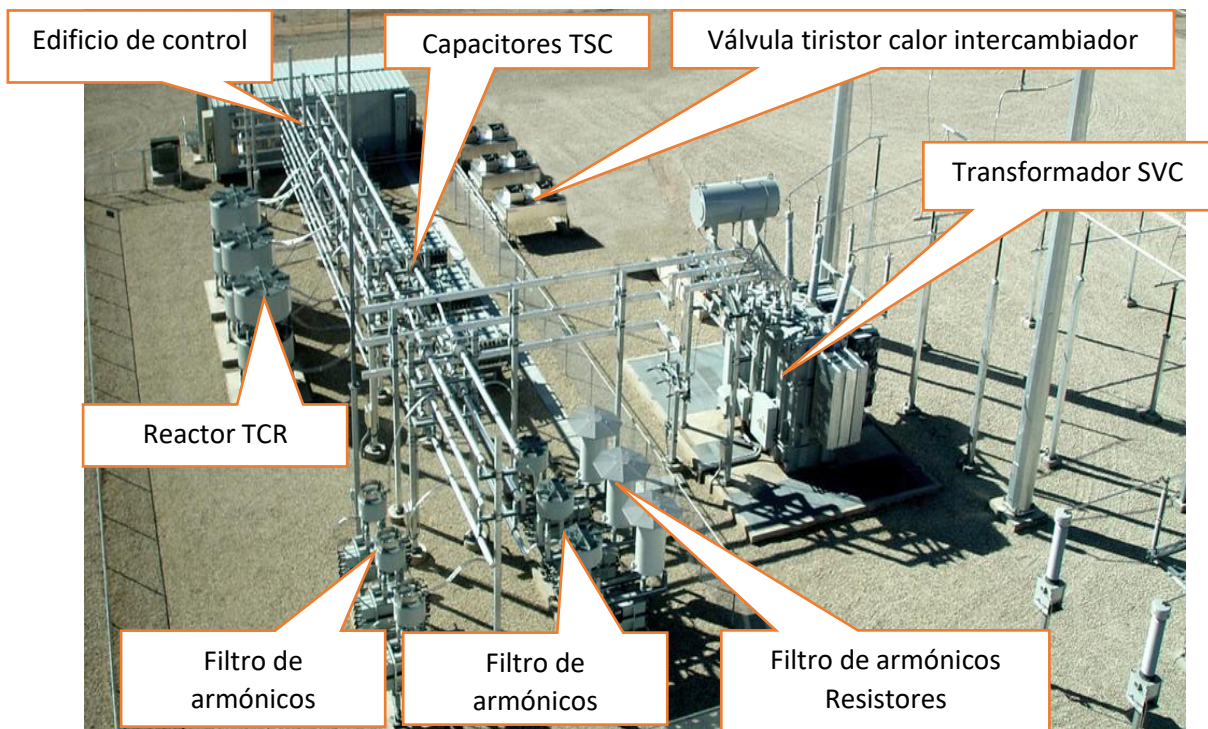


Figura 37: Distribución clásica de componentes de un SVC



Figura 38: Complejo de un SVC y distribución de equipos



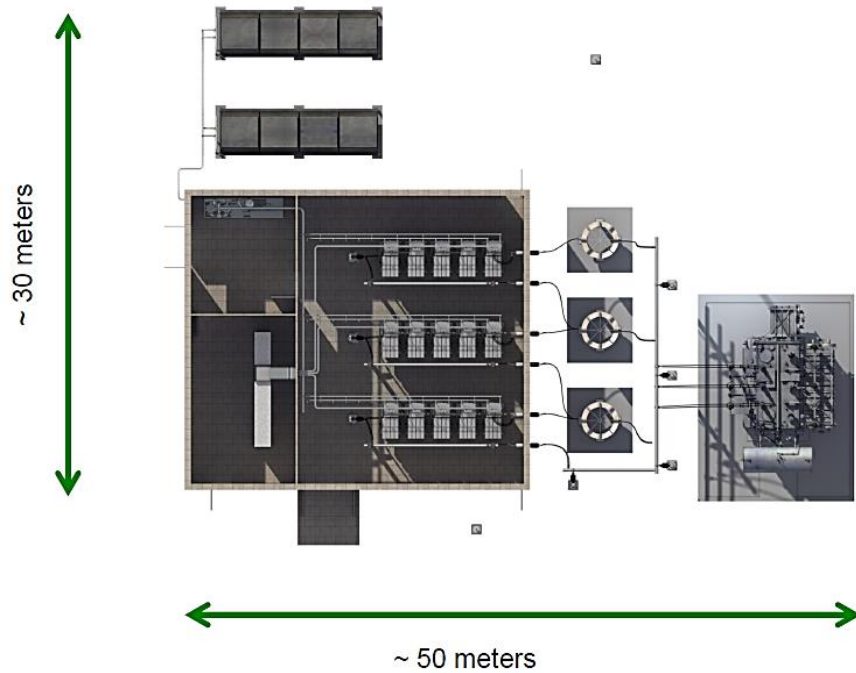
En la actualidad según la empresa ABB, existen soluciones SVC del tipo LIGHT, sin embargo, todavía dentro del país no se cuenta con antecedentes; pero tal como se muestra en la figura siguiente, esta solución requerirá necesariamente de la implementación de un local (construcción) para albergar a sus componentes tales como las válvulas de los reactores y ello hace necesario mayor performance en el su sistema de refrigeración, haciéndolo costoso.

Figura 39: Vista en 3D del SVC Ligth y sus componentes



1. VSC Sala de la válvula,
2. Sala de Control & Protección,
3. Sala de bombas,
4. Reactores de línea,
5. Radiadores,
6. Transformador de poder

Figura 40: Vista de planta del SVC Ligth



2.6.1.3. Aplicaciones del SVC

Dentro de las aplicaciones de los SVC destacan:

- Control de la tensión para aumentar la calidad del suministro permitiendo, por ejemplo, mitigar la aparición de flicker cuando existen hornos de arco. (1)
- Desde el lado del transporte de energía eléctrica se emplean para mejorar la estabilidad y la capacidad de transporte de las líneas de transporte. (1)
- Estabilización de la tensión dinámica: aumento de la capacidad de transferencia de energía, reducción de la variación de tensión. (8)
- Mejora de la estabilidad sincrónica: aumento de la estabilidad en régimen transitorio, mejor amortiguación del sistema de transmisión de energía eléctrica. (8)
- Equilibrio dinámico de la carga. (8)
- Soporte de la tensión en régimen permanente. (8)

- El SVC se puede poner en paralelo con un determinado consumo cuyo comportamiento varíe rápidamente para obtener un factor de potencia cercano a la unidad en todo instante. (1)
- En el caso de consumos monofásicos variables, como es el caso de la tracción en trenes eléctricos, el SVC se usa para equilibrar el consumo en cualquier régimen de funcionamiento. (1)

2.6.2. SISTEMA DE REACTOR SHUNT SATURABLE (SCSR) BASADO EN MCSR (REACTOR MAGNÉTICAMENTE CONTROLADO)

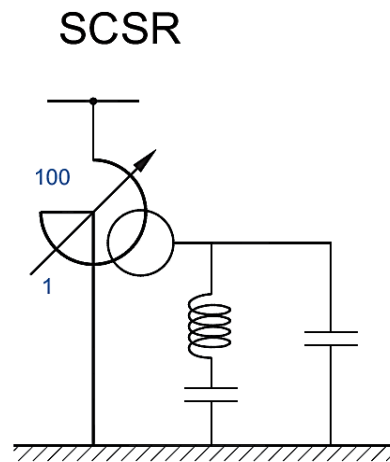
Hace 40 años, cuando se lograron avances significativos en tecnologías de semiconductores, las nuevas soluciones técnicas para el sector eléctrico se buscaron principalmente sobre la base de semiconductores, abandonando, en gran medida, los esfuerzos para desarrollar amplificadores / transductores magnéticos de alta tensión y alta potencia. Sin embargo, se continuaron los esfuerzos de investigación en el ámbito de los amplificadores magnéticos de alta tensión y dieron soluciones novedosas, tecnologías y métodos de producción de Magnetically Controlled Shunt Reactors (Reactor Shunt Magnéticamente Controlado). (2)

De esto se dio como resultado que la conexión del reactor shunt lleva a disminución de capacidad de línea de extra alta tensión en regímenes de cargas máximas. Para aumentar la capacidad de línea ahora se toman las medidas adicionales como desconexión de parte de los reactores shunt y compensación parcial de la potencia consumida por ellos con fuentes controlables de potencia reactiva. Actualmente han sido diseñados y dominados reactores shunt magnéticamente controlados y pueden ser fabricados con niveles de tensiones entre 35 - 500 kV y potencias de hasta 180 MVar. Además, a base de estos reactores han sido diseñadas las fuentes reversivas de potencia reactiva. Aplicación de estos equipos en lugar de reactores shunt no controlados permite mantener la misma capacidad transferible como con equipos antes mencionados, al mismo tiempo

disminuyendo considerablemente la potencia total de los dispositivos de compensación.

Componentes Principales de SCSR con MCSR

Figura 41: Diagrama Unifilar de un SCSR



De la figura anterior, fácilmente notamos que los componentes del SCSR, está constituido principalmente por un Reactor Shunt con capacidad de saturación mediante el sistema MCSR que es un conjunto de pequeños transformadores y rectificadores de semiconductores y por otra parte, el banco de condensadores que es el elemento fundamental para la compensación reactiva del sistema, este último puede ser en varios grupos en paralelo según el requerimiento del sistema eléctrico a compensar.

Para denominar los componentes de los SCSR — Sistema de Reactor Shunt controlado o también denominado CSR System se utilizará el término (EACR) que significa Equipamiento Automático de Compensación de Reactivos.

2.6.2.1. Reactor variable por saturación de núcleo ó MCSR

El reactor variable deberá contar con un sistema de magnetización del núcleo por medio de inyección de corriente continua en un bobinado de control, de tal manera que permita la rápida saturación material ferromagnético y consiguiente consumo de potencia reactiva en las barras de alta tensión de la subestación.

El reactor variable deberá ser apto para uso intemperie, trifásico, con circulación natural de aceite y ventilación natural y/o forzada de aire ONAN/ONAF. Será utilizado para servicio permanente (continuo) y podrá ser sometido a los regímenes de sobrecarga según requerimiento específico.

2.6.2.2. Sistema de refrigeración de componentes electrónicos de SCSR (MCSR)

El sistema de enfriamiento de reguladores de saturación, compuestos de transformadores de acoplamiento y rectificadores semiconductores, debe ser de tipo ONAN (Aceite y refrigeración natural), sistema similar de enfriamiento de los transformadores de distribución y de potencia básicos.

2.6.2.3. Sistema de control y monitoreo

El EACR deberá contar con un sistema de control que proporcione una operación segura, automatizada, confiable y coordinada con la necesidad de la red. Además, deberá ser capaz de proteger y monitorear los parámetros más importantes del propio sistema con funciones de diagnóstico y autocontrol. Dicho sistema de control tendrá un adecuado nivel de redundancia tal que se garantice los requisitos de confiabilidad y disponibilidad de operación ante fallas del propio sistema. El sistema a suministrar deberá contar con un software de interfaz para el operador, de manera que se pueda visualizar y controlar el EACR de manera estructurada y ordenada. En cuanto a la seguridad informática del sistema, teniendo en cuenta que el monitoreo del EACR deberá contar con acceso remoto por tecnología de comunicación IP, el mismo deberá contar con un adecuado firewall y protecciones ante cyber ataques.

2.6.2.4. Reactores fijos y Filtros

En caso de ser necesario, se deberán utilizar reactores tipo secos, aptos para uso intemperie, de núcleo en aire, monofásicos, como así también

para reducir a valores aptos para la operación, las armónicas introducidas por el sistema EACR.

Se deberá considerar en el diseño del equipo los efectos producidos por el campo magnético del reactor, debiendo minimizar el acoplamiento con reactores de otras fases y nivel de ruido magnético a valores aceptables.

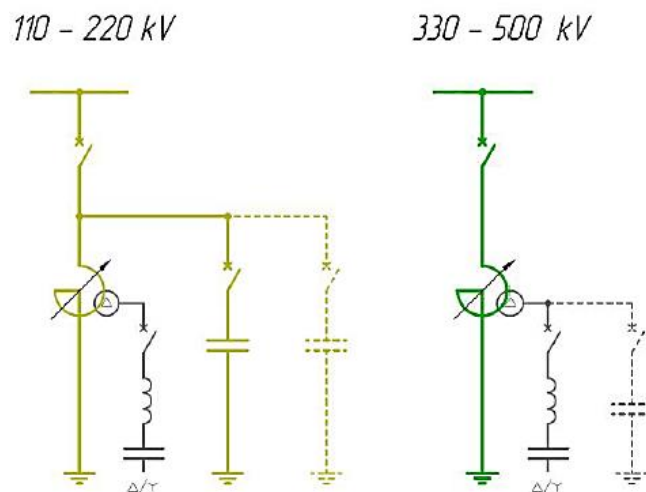
2.6.2.5. Capacitores

Los capacitores no tendrán ningún diseño en especial al comúnmente especificado, sin embargo, deberán ser de un solo paso fijo y la capacidad necesaria que requiere el sistema, se recomienda del tipo intemperie a fin de bajar los costos de suministro.

2.6.3. DIAGRAMAS TÍPICOS PARA EL SCSR

De acuerdo al nivel de tensión a compensar la empresa responsable de la fabricación FARAMAX propone 02 configuraciones distintas:

Figura 42: Diagrama típico unifilar de SCSR



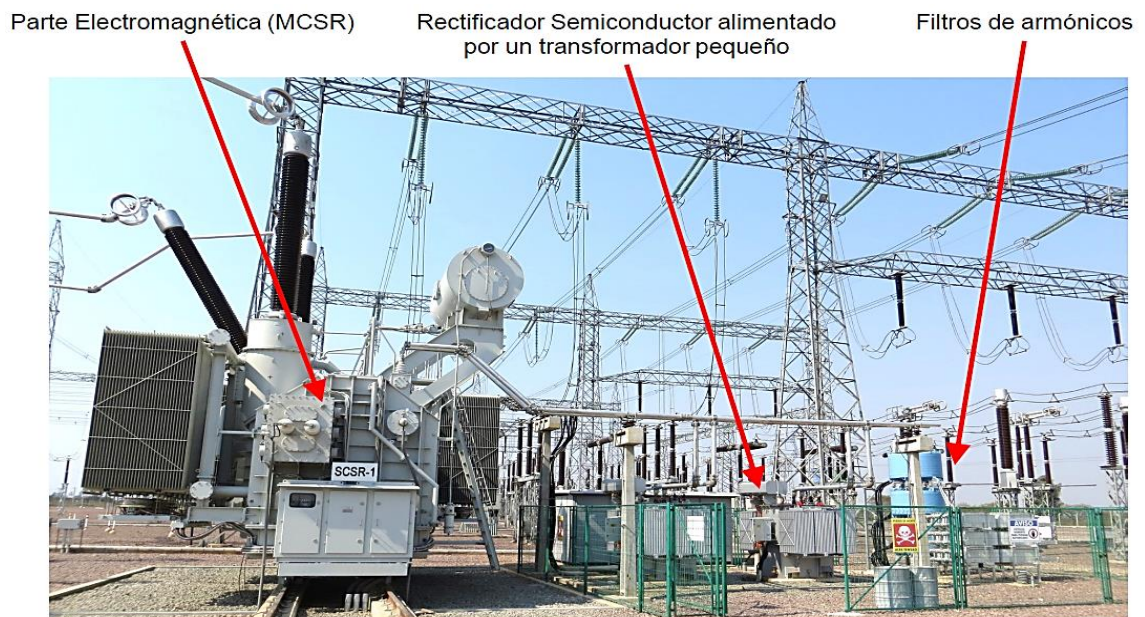
Tal como se puede apreciar de la figura anterior, los SCSR se conectan directamente a una red de alta tensión, por ello no requieren de transformadores intermedios tal como si lo requiere los SVC. (2)

Para un SCSR de voltaje entre 110 – 220 kV los capacitores pueden ser conectados en paralelo al reactor, directamente a ductos de barras AT. Para un SCSR de voltaje

entre 330 – 500 kV los capacitores de costumbre se conectan al devanado secundario de SCSR (de voltaje nominal 10 – 35 kV). (2)

Nótese que para ambas configuraciones el sistema del Reactor Shunt Magnéticamente controlado (MCSR), se conecta en el devanado secundario del Reactor shunt principal, por ello que el nivel de tensión de está también estará entre 10 – 35 kV.

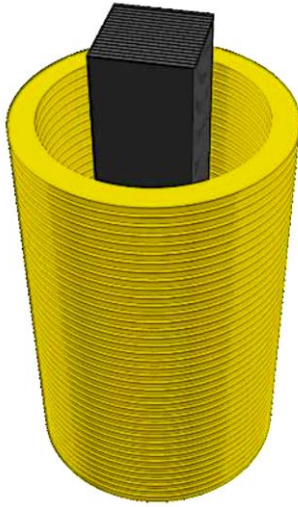
Figura 43: Composición del SCSR



2.6.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SCSR

En lugar de conectar equipo adicional al reactor fijo tradicional, en el reactor controlado magnéticamente su inductancia se ajusta de una manera controlada. Para esto, un núcleo magnético se inserta dentro del bobinado del reactor. El ajuste de la inductancia se consigue mediante el ajuste de la permeabilidad magnética del núcleo. Este efecto se consigue cuando núcleo magnético este forzado dentro de su zona de saturación.

Figura 44: Reactor Shunt Magnéticamente Controlado (MCSR)

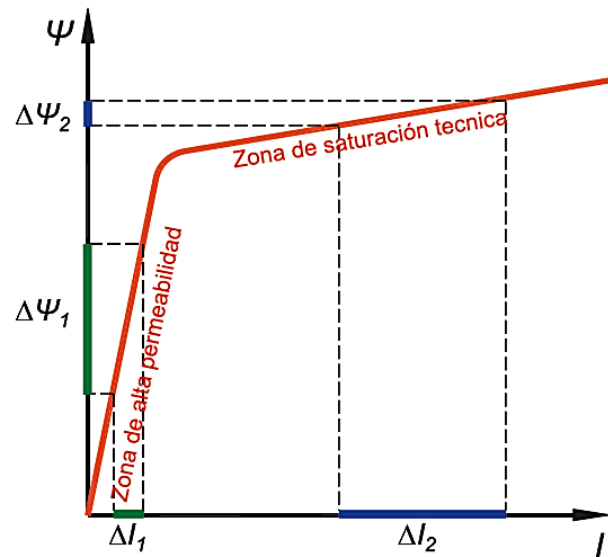


$$Q = \frac{U^2}{\omega L} \quad L = \mu\mu_0 \frac{W^2 S}{h}$$

Donde: w,S,h son constantes

El núcleo magnético de MCSR está hecho de acero a silicio tradicional, usando la calidad de amplificación magnética de acero.

Figura 45: Calidades de amplificación magnética de acero a Silicio

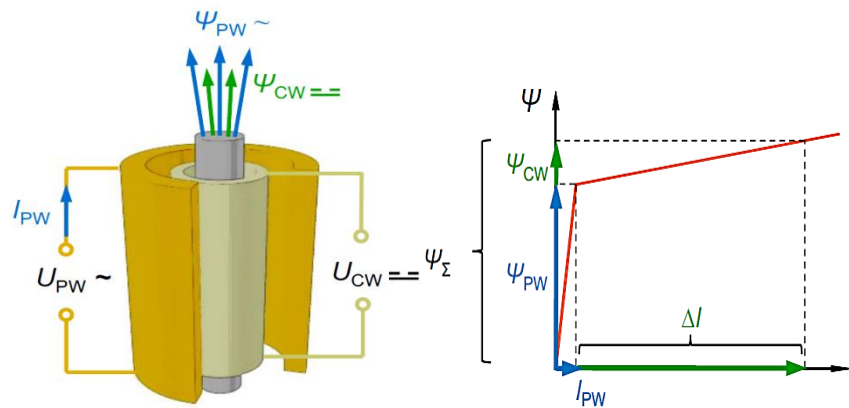


En la zona de alta permeabilidad del acero una pequeña variación de la corriente ΔI_1 en el bobinado está asociada a una amplia variación de flujo $\Delta \Psi_1$ en el núcleo magnético. En la zona de saturación técnica del acero una pequeña variación de flujo magnético $\Delta \Psi_2$ está asociada a una variación amplia de flujo de corriente ΔI_2 en el bobinado. Este efecto de amplificación magnética permite ajustar la intensidad en el reactor con una insignificante potencia. El uso de esta cualidad permite controlar la capacidad del reactor con un dispositivo de relativamente baja potencia.

2.6.5. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL MCSR (2)

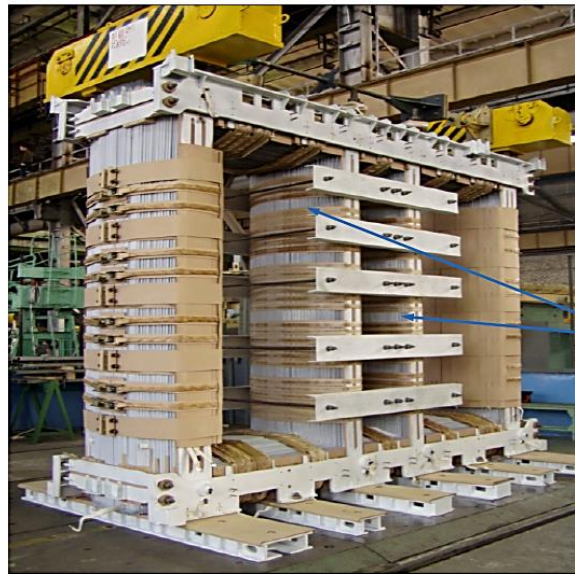
El núcleo magnético del MCSR dentro de la bobina primaria (PW) también está equipado con una bobina de control (CW).

Figura 46: Núcleo del MCSR



- Cuando el bobinado primario está conectado a la red, aparece un flujo magnético Ψ_{PW} dentro del núcleo magnético, que es inducido por la corriente sin carga I_{PW} en el bobinado principal.
- Cuando se aplica la corriente directamente al bobinado de control, aparece flujo magnético directo adicional Ψ_{CW} en el núcleo magnético.
- El flujo magnético agregado se incrementa: $\Psi_{\Sigma} = \Psi_{PW} + \Psi_{CW}$
- Cuando el flujo magnético alcanza la zona de saturación técnica del núcleo, debido al flujo magnético adicional inducido por el bobinado, se produce un incremento dramático de la corriente en el bobinado principal.

Figura 47: Núcleo magnético del MCSR



Semi-columnas del núcleo magnético de MCSR monofásico 60 Mvar 500 kV

Una característica distintiva del MCSR es que el regulador que ajusta la potencia reactiva del MCSR es un sistema de magnetización muy pequeño y fiable – sólo el 1% de la potencia nominal de MCSR.

2.6.6. APLICACIONES DEL SCSR

Las aplicaciones de SCSR y MCSR son similares a los de SVC, y estas son:

- Reducción de pérdidas de potencia en las redes.
- Incremento de la capacidad de transmisión de las redes y líneas de transmisión.
- Incremento de la estabilidad angular del sistema eléctrico.
- Incremento de la estabilidad transitoria del sistema eléctrico.
- Eliminación de las precondiciones para faltas del sistema.
- Mejora de la calidad de energía, niveles de tensión, factor de potencia.

2.7. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

ACS: (Automatic control system): Sistema Automático de Control

COES: Comité de operación económica del SEIN.

CSC: (Controlable Condenser of Serie) condensador de serie controlables.

EACR: Equipamiento Automático de Compensación de Reactivos.

EMP: Parte Electromagnética del SCSR

FACTS: (Flexible AC Transmisión System): sistema de transmisión flexible.

MCSR: Sistema de Reactor Shunt magnéticamente controlado.

SCSR: Sistema de Reactor Shunt controlado.

SEIN: Sistema eléctrico interconectado nacional.

STATCOM: (Static Synchronous Compensator): compensadores estáticos síncronos.

SSG: (Static Synchronous Compensator): generador estático síncrono.

SSSC: (Static Synchronous Series Compensator): compensadores estáticos síncronos serie.

SVC: (Static Var Compensator): compensador estático de reactivos.

SVG: (Static Var Generator or Absorber): generador (o consumidor) estático de reactivos.

SVS: (Static Var System): sistema estático de VARS.

TCSC: (Thyristor Controlled Switched Capacitor): condensador controlado por transistores serie.

TCSR: (Thyristor Controlled Switched Reactor): reactor controlado por transistores serie.

TCR: (Thyristor Controlled Reactor): reactor controlado por tiristores

TSC: (Thyristor Switched Capacitor): condensador encendido por tiristores

TSSC: (Thyristor-SwitchedSeries Capacitor): condensador encendido por transistores serie.

TSR: (Thyristor Switched Reactor): reactor encendido por tiristores

UPFC: (Unified Power Flow Controller): Controlador unificado del flujo de potencia.

VARS: compensador estático de potencia reactiva.

IPC: (Controller of Power Interface) controlador de potencia de interface.

IPFC: (Controller interline Flow Controller): controlador interlinea del flujo de potencia.

VSC: (Convertor of source voltage) convertidor de fuente de voltaje.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

3.1. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

Según SALAZAR CÓRDOVA (23), es el procedimiento riguroso de una manera lógica que el investigador debe seguir en la adquisición del conocimiento. En la investigación se utilizará el **método científico**, el cual se basa en la argumentación de un problema sobre el cual se establece un conjunto de información para luego plantear posibles respuestas, luego comprobando estas respuestas mediante el contraste.

La presente investigación es de **estudio cuantitativo**, por tener características de medición de fenómenos eléctricos.

3.1.2. TIPO DE LA INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación es **aplicada**, hace referencia a la profundidad con la que se espera abordar el problema del conocimiento, para el caso de la presente investigación, se ha procurado realizar una investigación que tome en consideración conceptos previos acerca del tema de investigación, por lo cual se aplica este saber anterior (24). En la búsqueda de la resolución del problema de mejorar la producción empleando adecuados procedimientos de seguridad, se basa en la comparación de resultados de la simulación manual y con automatización claramente con una diferencia de trabajo frente al Sistema de compensación dinámica en el sistema eléctrico, la cual se desarrolla aplicando los conocimientos adquiridos en la carrera

de ingeniería eléctrica en la Universidad Continental. Así como la Reactores de núcleo saturable.

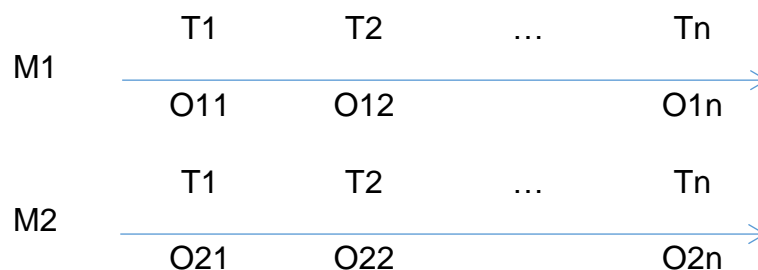
3.1.3. NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

Según Espinoza Montes (26), Tiene como propósito describir los objetos de investigación tal como están funcionando u ocurriendo. En la presente investigación tiene un nivel de investigación **descriptivo comparativo**. Corresponde a una investigación descriptiva comparativa porque va a examinar las características más importantes de la línea de estudio, en este el sistema de compensación dinámica, y reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico ENOSA, sobre las que establecerán relaciones de comparación entre la situación actual y la situación antes de aplicar los sistemas de compensación.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Espinoza Montes (26), Recoge información actualizada de varias muestras sobre un mismo objeto de investigación y lo caracteriza sobre la base de una comparación. El diseño de investigación de tipo **comparativa longitudinal**, toma muestra del objeto de investigación, la misma que es evaluada en distintos momentos en el tiempo y por periodos bastante largos.

Los datos obtenidos del sistema de compensación dinámica se obtienen comparando la forma de trabajo de los reactores de núcleo saturable. Cuasi - experimental, porque el autor no hace uso de ningún tipo de manipulación sobre el objeto en el momento de tomar detalle de los datos obtenidos, pero si en el caso de la simulación, esto se detalla en el siguiente diagrama:



Donde:

M1: muestra del resultado 1.

M2: muestra del resultado 2.

T1, T2,..., Tn: periodos de tiempo en las que se trabaja la muestra

O11, O12,..., O1n: observación de las variables de la muestra 1.

O21, O22,..., O2n: observación de las variables de la muestra 2.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN

3.3.1. POBLACIÓN

En la siguiente investigación se desarrolló en:

Tabla 7: La población está definida por el personal de operaciones, mantenimiento.

EMPRESA	ÁREA	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN
Sistema eléctrico ENOSA.	Sistema eléctrico	Redes eléctricas	ENOSA

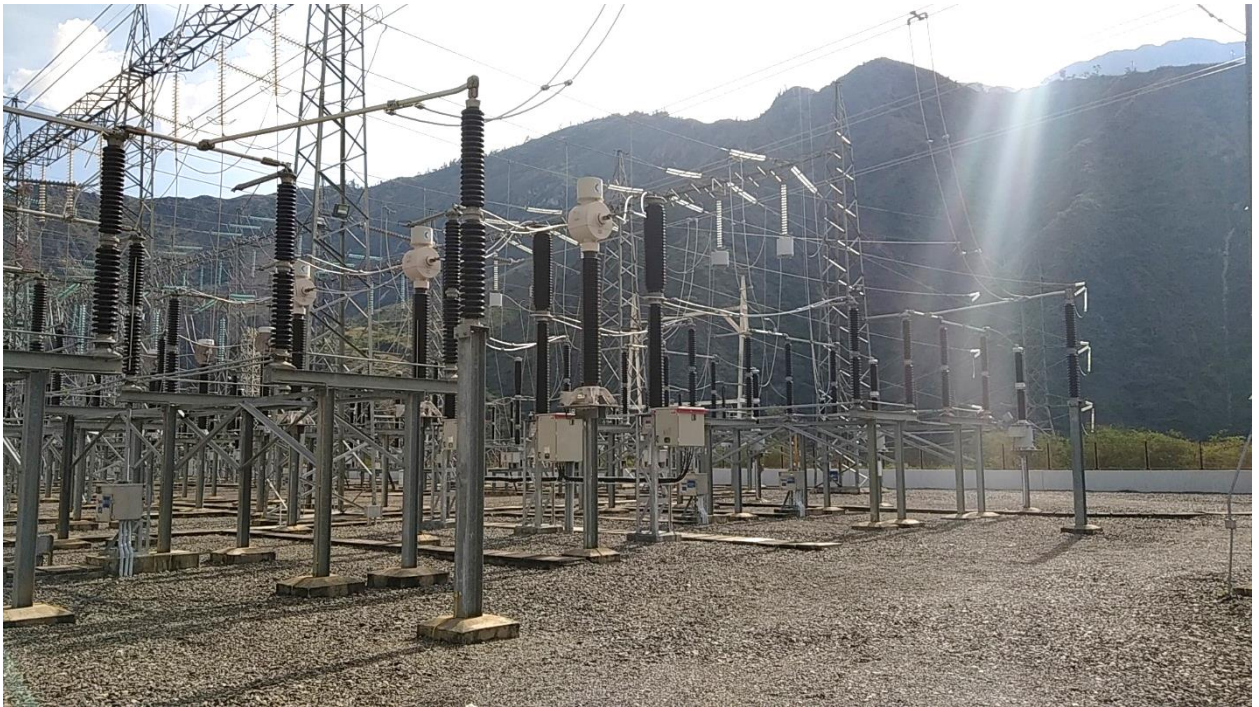
Fuente: Sistema eléctrico ENOSA

3.3.2. MUESTRA

La muestra es un subgrupo de la población del cual se colectan los datos, para el caso de la presente investigación, dado que se pretende hacer énfasis a la comparación de la compensación dinámica y los reactores saturables en el sistema eléctrico, se hace uso de una muestra no probabilística o por conveniencia, de forma tal que se pueda dirigir el fenómeno que se busca estudiar.

La investigación se realizó en el área de Redes Eléctricas.

Figura 48: Vista panorámica de ubicación de la investigación.



Fuente: Sistema eléctrico ENOSA

3.4. Técnica e instrumentos de recolección de datos

3.4.1. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS

Para la recolección de datos de la variable independiente, se utilizará la Técnica Documental, que permitirá la recopilación de evidencias para demostrar la hipótesis de investigación, que estará formado por documentos de diferentes tipos como: registro de datos, memorias información estadística, base de datos, etc.

Para la recolección de datos de las variables dependientes; para el caso del sistema de compensación dinámica se utilizó la técnica empírica, mediante la observación, además de la experimentación como principio de prueba para la parte demostrativa del proceso de utilización de los reactores de núcleo saturable. (25)

3.4.2. INSTRUMENTOS

Para la variable independiente y dependiente, se utilizará como instrumentos registros, formatos de registros de observaciones, hojas de registros, etc. El procedimiento utilizado para la recolección de datos en la funcionalidad de la compensación dinámica y de los reactores de núcleo saturable. Obteniendo el siguiente registro en el software de Excel.

3.5. TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

Para el análisis de datos se utilizó el programa estadístico informático de ciencias sociales y aplicadas SPSS. Ya que es el más conocido teniendo en cuenta su capacidad de trabajar con grandes bases de datos como los obtenidos en la presente investigación.

El proceso de prueba de hipótesis se detalla mediante el estadístico t – Student, el cual servirá para poder establecer la significancia de los procedimientos. Primero se procede a hacer una comparación entre los dos procesos, para lo cual se realizó un test de medias, con el cual se obtuvo el nivel de diferencia, el valor t calculado para la prueba y finalmente el nivel de significancia, llamado también p – valor de la prueba estadística.

En este sentido, los valores de t deben de ser superiores a los teóricos (2.04 en valor absoluto para un 5% de significancia). Una vez comprobado ello se puede ver de la misma manera, que el p – valor de la prueba debe ser inferior a 0.05 para que la prueba nos diga que la comparación en promedio de los dos procesos **NO SON IGUALES**, y por ende se asume que hay suficiente base estadística para poder afirmar lo contrario, que los procesos

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1.1. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Para el presente capítulo se describe el funcionamiento del sistema de compensación dinámica y del mismo modo los reactores de núcleo saturable en el sistema eléctrico de ENOSA, para ello se han estudiado los parámetros de operación, del sistema eléctrico, disponibilidad, tiempo de, el porcentaje de productividad, la cobertura todas estas variables se obtendrán con el uso de la matriz de seguridad en energías en un primer caso en el segundo caso se calculó sin la matriz de seguridad, para ello primero se realiza un análisis descriptivo acerca del trabajo , luego se pasarán a mostrar los resultados y finalmente la contrastación estadística acerca de las hipótesis general y específica.

4.1.2. OBJETIVO DE LAS PRUEBAS

En objetivo de las pruebas y operación fue lograr realizar la estabilidad y continuidad del sistema brindando una mejor calidad de suministro que para ello previo a una coordinación de protección, optimizando los tiempos de las diferentes interrupciones o eventos que ocurren. Antes de las mejoras el sistema salía constantemente de servicio y perjudicando la producción minera y demás a los alimentadores independientes, las pruebas realizadas se centraron básicamente en las etapas del diagrama y ver las curvas de actuación, las cuales contemplan los mayores tiempos durante la ejecución de dichos procesos.

El motivo es la constante apertura de los equipos y frente a ello se evalúa y se toma como inicio este estudio de coordinación de protección frente a la calidad de suministro que implica la continuidad y selectividad de los equipos y buen reajuste para su funcionamiento.

4.1.3. MODELAMIENTO COMPENSADOR ESTÁTICO DE POTENCIA REACTIVA (SVC) PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ENOSA:

El modelamiento del sistema de control automático de tensión, fue tomado del modelo existente en la base de datos del COES y desarrollado por la empresa ABB, el cual reproduce el comportamiento de un SVC. En la siguiente figura se muestra el diagrama de bloques del modelo dinámico empleado en la simulación:

Figura 49: Diagrama de bloques del SVC.

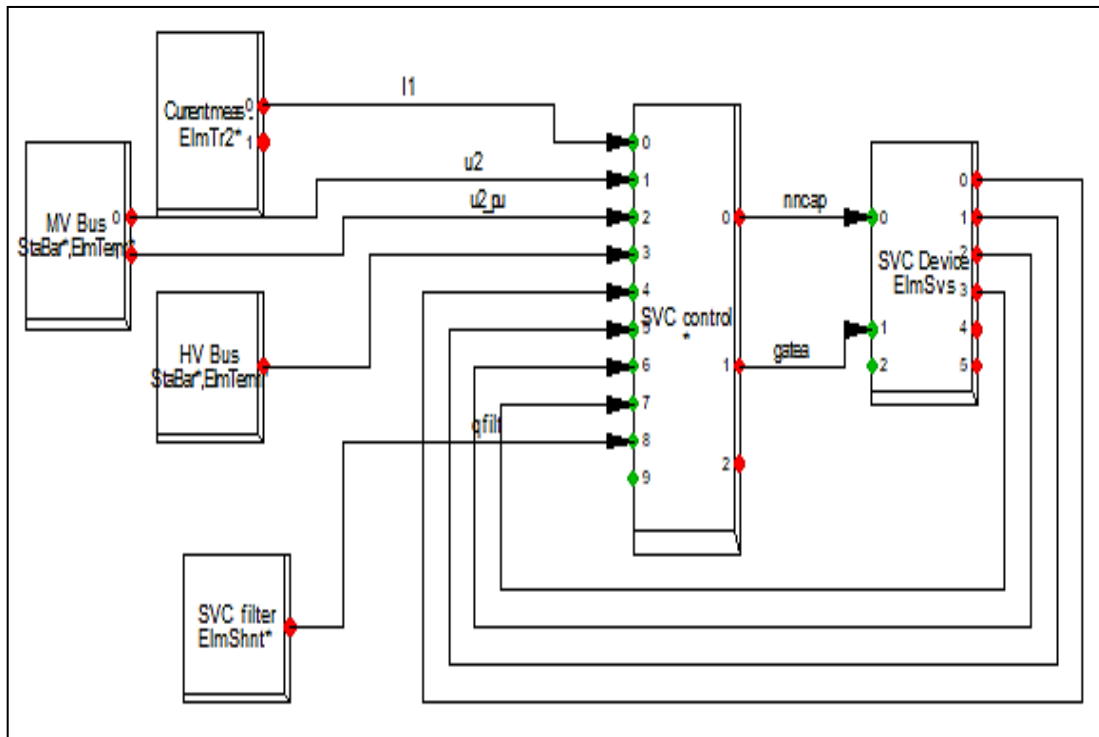


Figura 50: Diagrama de bloques del controlador del SVC.

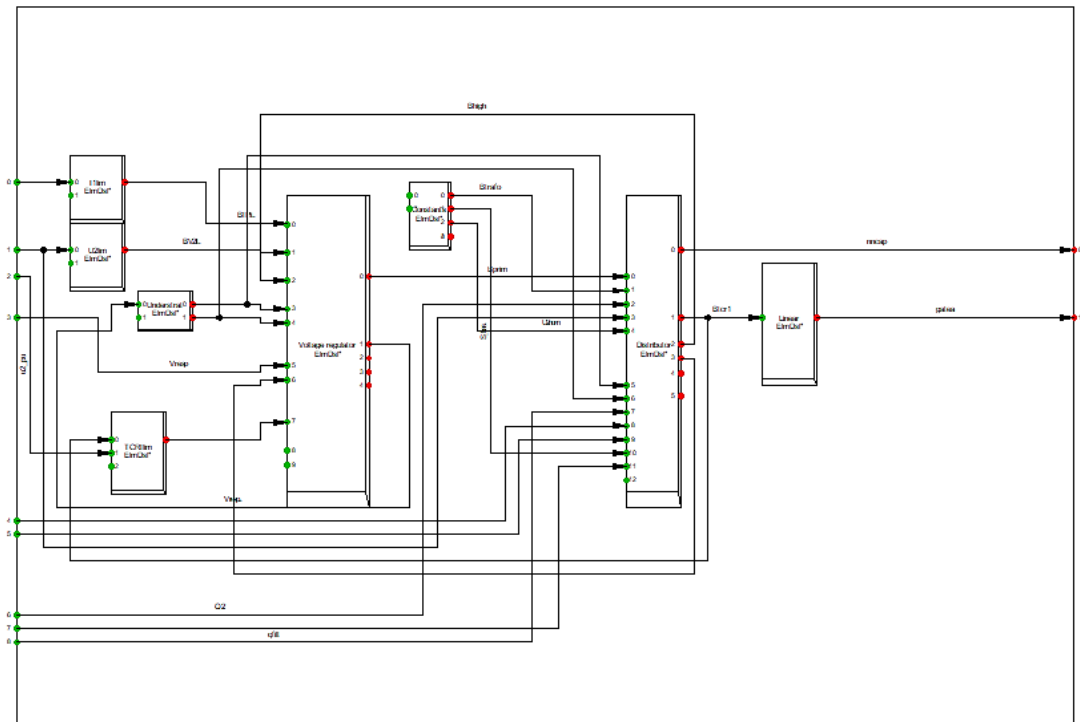
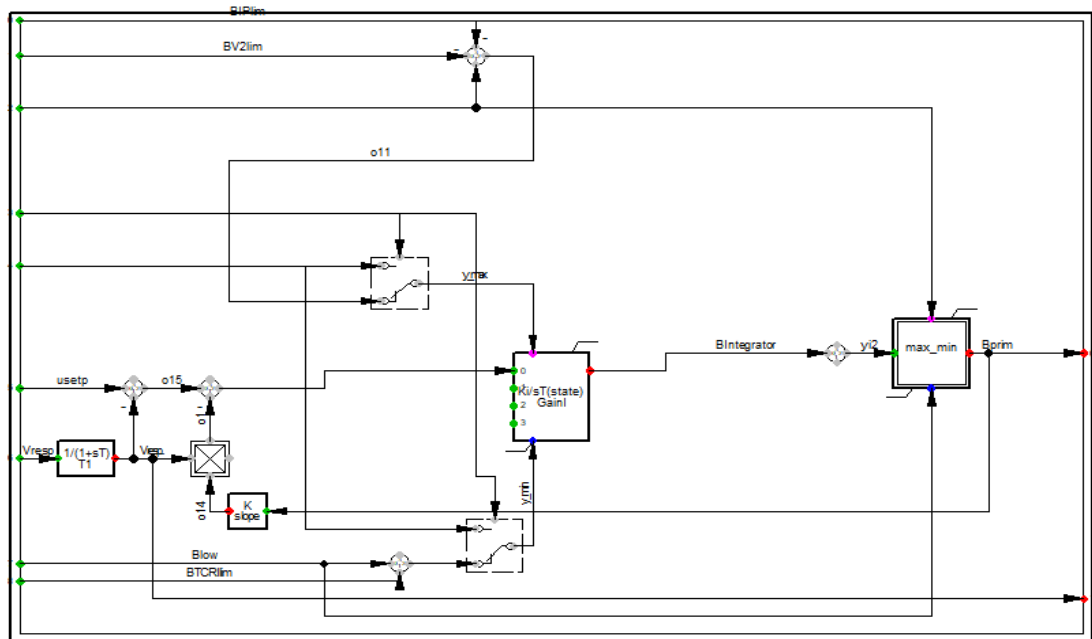


Figura 51: Diagrama de bloques del regulador de voltaje del SVC.



Los parámetros del modelo dinámico del modelo del SVC, empleado para las simulaciones tiene los siguientes ajustes calculados con las características del equipamiento:

Tabla 8: Ajustes del bloque Constants.

<i>Bloque: Constants</i>	Value
x_trafo :Transformer Reactance [p.u.]	0.1
U2_nom :Nominal Secondary Voltage [kV]	13.8
S_trafo :Transformer rated power [MVA]	60

Tabla 9: Ajustes del bloque I1lim

<i>Bloque: I1lim</i>	Value
I1max :Primary current limit [kA]	0.568

Tabla 10: Ajustes del bloque TCRlim.

<i>Bloque: TCRlim</i>	Value
Ilimlow :Maximum TCR current, Low limiter [p.u.]	1.06
Ilimlow :Maximum TCR current, High limiter [p.u.]	10

Tabla 11: Ajustes del bloque U2lim.

<i>Bloque: U2lim</i>	Value
U2max :Maximum secondary voltage [kV]	15.9

Tabla 12: Ajustes del bloque Undervoltage Strategy.

<i>Bloque: Undervoltage strategy</i>	Value
Set :Voltage to activate strategy [p.u.]	0.4
Tset :Time to active strategy [s]	0.04
Reset :Voltage to reset strategy [p.u.]	0.45
Trset: Time to reset strategy [s]	0.01
Set2 :Voltage to active strategy 2 [s]	0
Tset2 :Time to activate strategy 2 [s]	0.01
Reset2 :Voltage to reset strategy 2 [s]	0
Trset2 :Time to reset strategy 2 [s]	0.02
B_under :Susceptance when strategy is activated [p.u.]	0

Tabla 13: Ajustes del bloque Voltage Regulator.

Bloque: Voltage regulator	Value
Gainl :Integral Gain [p.u.]	100
slope 100 MVA Base [p.u.]	0.01
T1 :Filter Time Constant [s]	0.01

4.1.4. MODELAMIENTO REACTORES SATURABLES MAGNÉTICAMENTE CONTROLADOS (SCSR) PARRA EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ENOSA.

El modelamiento del sistema de control automático de tensión para el SCSR para la condición de estabilidad, fue desarrollado por la empresa FARAMAX e implementado por el autor, el cual reproduce el comportamiento de un SCSR basado en el funcionamiento EMP (Electromagnetic part) y CBs (Capacitor Banks), así como el regulador de tensión encargado de control automático del sistema (ACS) tal como se muestra en el siguiente diagrama de bloques funcionales:

En la siguiente tabla, se muestran los valores de los ajustes usados en el modelo dinámico del SCSR, proporcionado por el fabricante.

Tabla 14: Ajustes de parámetros del SCSR.

Parameter Name	Default Value	Range of values	Unit	Description
freq	50	50-60	Hz	Network frequency.
CB_delay	0,06	0,01 – 1	s	CB switching delay. If the condition is TRUE during CB_delay time, the CB will be switched on / off.
Skss	250	-	MW	Value of complete 3-phase short circuit power at the SCSR connection busbar. This parameter is required to be set up by the user in order to provide SCSR model correct performance.
Tforce	0,1	0,04 – 1	s	Forced mode time constant. Defines speed of SCSR in forced regime of work. Performance of voltage stabilization depends greatly on this parameter. Power increase from no-load to rated regime is 3*Tforce approximately. The lowest possible value is limited by 0,04s of reference voltage level. In general, decreasing this parameter leads to better voltage

				stabilization performance. In the other hand, it may cause unwanted voltage oscillations.
overload	105	100-140	% of ref. power	Overload capability. Depends on the design of particular SCSR. Default value is 105%.
accuracy	0,1	0,05-5	% of ref. voltage	Defines a border of dead zone. If error signal is lower than accuracy then voltage is stabilized and SCSR performs no actions. It is allowed to tune the accuracy of voltage stabilization by changing this parameter, but the lowest possible value is limited by 0,05% of reference voltage level..

En la siguiente tabla se muestran los ajustes de parámetros del SCSR en el software DigSilent, utilizados en la simulación:

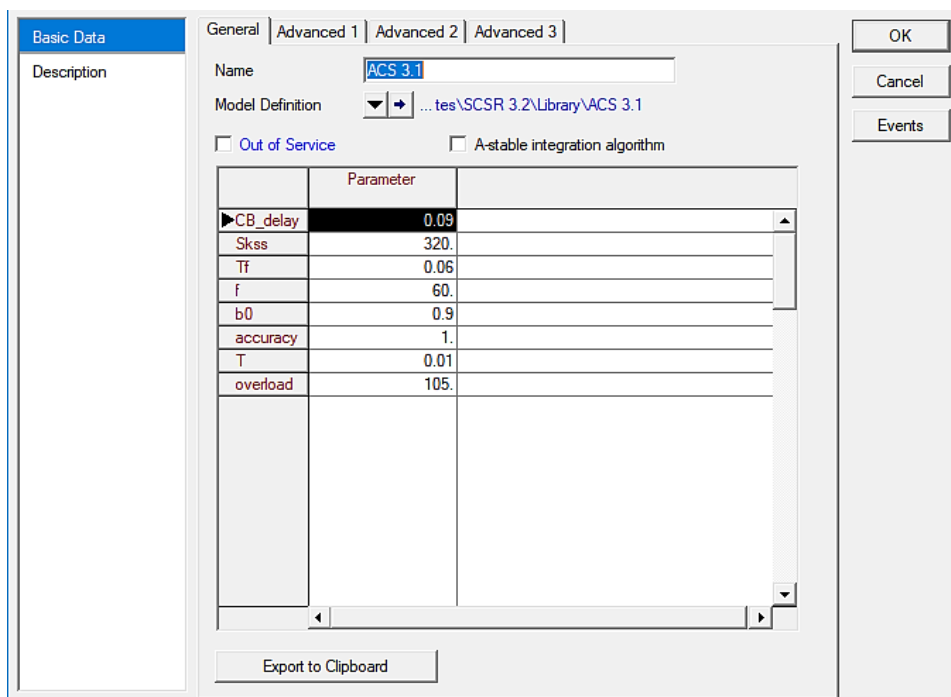
Figura 52: Componentes del SCSR

The screenshot shows the configuration window for SCSR 3.1. The 'Name' field is 'SCSR 3.1' and the 'Frame' is '... SR 3.2\Library\newSCSR_frame'. There is an unchecked checkbox for 'Out of Service'. The 'Slot Definition' table is as follows:

	Slots Blk.Slot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef
1	ACS_slot	✓ ACS 3.1
2	CB Slot	✓ CB SCSR
3	EMP_slot	✓ EMP of SCSR 3.1
4	Voltage Measurement slot	✓ SCSR busbar voltage measuren

Buttons at the bottom include 'Slot Update' and 'Step Response Test'. On the right side, there are 'OK', 'Cancel', and 'Contents' buttons.

Figura 53: Ajustes del lazo de control del ACS.



Finalmente, de ambos modelos se realizó la comparación entre ambos equipos de compensación para condiciones de estabilidad; cabe señalar para los estudios de flujos de potencia y perfiles de tensión ambas tecnologías presentan iguales condiciones.

4.1.5. PROCESO DE CONTRATACIÓN Y MODELAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

Tabla 15: Matriz de datos

	Variable Independiente				Variable Dependiente			
Evolución de (Nro. & Duración) de interrupciones (mensual)/ Agosto.	Nivel de protección (Nro. Reajuste)	Selectividad de equipo (Nro.)	Tiempo de actuación del equipo (Hrs, min, s)	Graduación de tiempos (Hrs, s)	Tiempo promedio entre fallas (Hrs, min, s)	Nivel de seguridad y calidad (Nro.)	Duración de interrupciones (Hrs, min, s)	Estabilidad de la frecuencia (Hrz)

Ene	2	1	0 s	10 s	0 Hrs	1	0 min	59.95 Hz
Feb	2	1	3 s	8 s	2 Hrs	2	35 min	60.05 Hz
Mar	1	1	5 s	8 s	0 Hrs	1	0 min	58.95 Hz
Abr	1	0	10 s	8 s	0 Hrs	0	0 min	59.95 Hz
May	1	0	8 s	8 s	0 Hrs	1	60 min	60 Hz
Jun	0	0	0 s	10 s	1 Hrs	0	0 min	59.98 Hz
Jul	1	0	0 s	9 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hz
Ago	0	0	15 s	15 s	0 Hrs	1	45min	60.07 Hz
Set	0	1	10 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	58.95 Hz
Oct	1	1	5 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	60 Hz
Nov	1	1	11 s	10 s	0 Hrs	1	55 min	59.05 Hz
Dic	2	1	5 s	10 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hz

Fuente: Informe Sistema eléctrico ENOSA (ICG)

4.1.5.1. Paso I: Formulación de la Hipótesis Nula y Alternativa

La tesis postula que; la implementación de estos equipos influye positivamente en la Calidad de Suministro del Sistema Eléctrico ENOSA - 2017.

Partiendo de dicha hipótesis se formula la hipótesis nula e hipótesis alterna siguientes:

La coordinación de protección (nivel de protección y selectividad de equipo) No influye positivamente en la Calidad de Suministro (tiempo de actuación, N° interrupciones) del Sistema Eléctrico ENOSA- 2017.

Ho: ($X_1=0$; $X_2=0$; $X_3=0$; $X_4=0$)

X_1, X_2, X_3, X_4 : Indicadores de cada variable.

La coordinación de protección (nivel de protección y selectividad de equipo) influye positivamente en la Calidad de Suministro (tiempo de actuación, N° interrupciones) del Sistema Eléctrico ENOSA - 2017.

Ha: ($X_1 \neq 0$; $X_2 \neq 0$; $X_3 \neq 0$; $X_4 \neq 0$)

X_1, X_2, X_3, X_4 : Indicadores de cada variable.

4.1.5.2. Paso 2: Determinación del nivel de significancia

El nivel de significancia con base en la gravedad de cometer un error tipo I es de $\alpha = 0.05$, que representa la probabilidad de rechazar la hipótesis nula siendo cierta. Esto nos da la severidad de tener el porcentaje de trabajar al 95% que se da en la mayoría de los casos.

4.1.5.3. Paso 3: Determinación del estadístico de prueba

El estadístico de prueba definido es F de Fisher.

4.1.5.4. Paso 4: Estimación del P- valor

En la tabla se observa el cálculo del estadístico de prueba y de p valor calculado por el SPSS para la hipótesis general que es de 0.0314.

Tabla 16: Cálculo del estadístico de prueba y de p valor para la hipótesis general

Pruebas de chi-cuadrado

	Valor	gl	Sig. asintótica (bilateral)
Chi-cuadrado de Pearson	4,8000 ^a	2	,0314
Razón de verosimilitudes	3,2591	2	,0898
Asociación lineal por lineal	,375	1	,0540
Coef. (F-Probabilidad statistic)			0.1526

Fuente: Elaboración propia

Paso 5: Toma de decisión

Para la toma de decisión estadística se estableció como regla de decisión, el propuesto por el ritual de la significación estadística (1); rechace H_0 si el valor p es menor que o igual al nivel de significancia α , ($p < \alpha$).

No rechace H_0 si el valor p es mayor que α , ($p > \alpha$).

Como $p = 0.0314 < \alpha = 0.05$; se rechaza la hipótesis nula, es decir; La implementación de equipos (SVC y SCSR) influye positivamente en la Calidad de Suministro del Sistema Eléctrico ENOSA – 2017. Dicha influencia calculada a través del coeficiente de determinación es de 0.1526 como se muestra en la tabla N° 5, donde se puede observar también como es que cada una de los indicadores ejerce su influencia individual con un alto nivel de significancia. Es así que la estimación del modelo elaborado por el SPSS es:

Tabla 17: Datos de la matriz en el SPSS

Evolución del Nro de Reajuste	Nivel de protección	Selectividad del equipo	Tiempo de actuación del equipo	Graduación de tiempo	Tiempo promedio de fallas	Nivel de seguridad y calidad	Duración de interrupciones	Estabilidad de la frecuencia
Ene	2,0	1	0 s	10 s	0 Hrs	1	0 min	59.95 Hz
Feb	2,0	1	3 s	8 s	2 Hrs	2	35 min	60.05 Hz
Mar	1,0	1	5 s	8 s	0 Hrs	1	0 min	58.95 Hz
Abr	1,0	0	10 s	8 s	0 Hrs	0	0 min	59.95 Hz
May	1,0	0	8 s	8 s	0 Hrs	1	60 min	60 Hz
Jun	,0	0	0 s	10 s	1 Hrs	0	0 min	59.98 Hz
Jul	1,0	0	0 s	9 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hz
Ago	,0	0	15 s	15 s	0 Hrs	1	45 min	60.07 Hz
Set	,0	1	10 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	58.95 Hz
Oct	1,0	1	5 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	60 Hz
Nov	1,0	1	11 s	10 s	0 Hrs	1	55 min	59.05 Hz
Dic	2,0	1	5 s	10 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hz

Fuente: Elaboración propia

4.1.6. CONTRASTACIÓN DE LA PRIMERA HIPÓTESIS ESPECÍFICA

4.1.6.1. Paso 1: Formulación de hipótesis nula y alterna.

La tesis postula que; La selectividad del equipo influye directamente en el nivel de seguridad y calidad del sistema eléctrico ENOSA - 2017.

Partiendo de dicha hipótesis se formula la hipótesis nula e hipótesis alterna siguientes:

La selectividad del equipo (seleccionar y ajustar los dispositivos de protección), NO influye en el nivel de seguridad y calidad del sistema eléctrico ENOSA - 2017.

$$H_0: (X_1=0; X_2=0; X_3=0; X_4=0)$$

X_1, X_2, X_3, X_4 : Indicadores de cada variable.

La selectividad del equipo (seleccionar y ajustar los dispositivos de protección), influye directamente en el nivel de seguridad y calidad del sistema eléctrico ENOSA – 2017

$$H_a: (X_1 \neq 0; X_2 \neq 0; X_3 \neq 0; X_4 \neq 0)$$

X_1, X_2, X_3, X_4 : Indicadores de cada variable.

4.1.6.2. Paso 2: Determinación del nivel de significancia

Determinado con base en la gravedad de cometer un error tipo I es de $\alpha = 0.05$, que representa la probabilidad de rechazar la hipótesis nula siendo cierta.

4.1.6.3. Paso 3: Determinación del estadístico de prueba

El estadístico de prueba definido es F de Fisher

4.1.6.4. Paso 4: Estimación del p-valor

En la tabla se observa el cálculo del estadístico de prueba y de p valor para la hipótesis general que es de 0.00314.

Tabla 18: Calculo del estadístico de prueba y de p valor para la primera hipótesis

	Valor	gl	Sig. asintótica (bilateral)
Chi-cuadrado de Pearson	4,8000 ^a	2	,00314
Razón de verosimilitudes	3,2591	2	,00898
Asociación lineal por lineal	,375	1	,00540
Coef. (F-Probabilidad statistic)			0.01526

Fuente: Reporte SPSS.

4.1.6.5. Paso 5: Toma de decisión

Como $p = 0.00314 < \alpha = 0.05$; se rechaza la hipótesis nula, es decir; La selectividad del equipo influye directamente en el nivel de seguridad y calidad del sistema eléctrico ENOSA - 2017.

Dicha influencia calculada a través del coeficiente de determinación es de 0.01526 como se muestra en la tabla N° 7, donde se puede observar también como es que cada una de los indicadores ejerce su influencia individual con un alto nivel de significancia. Es así que la estimación del modelo elaborado por el SPSS es:

Tabla 19: Datos de la matriz en el SPSS

Evolución de N...	Nivel de protección Nro Reajuste	Selectividad de equipo Nro	Tiempo de actuación de equipo Hrs mins	Graduación de tiempos Hrs	Tiempo promedio de fallas Hrs mins	Nivel de seguridad Nro	Duración de interrupciones Hrs mins	Estabilidad de la frecuencia Hrz
	-	-				-		
Ene	2,0	1	0 s	10 s	0 Hrs	1	0 min	59.95 Hrz
Feb	2,0	1	3 s	8 s	2 Hrs	2	35 min	60.05 Hrz
Mar	1,0	1	5 s	8 s	0 Hrs	1	0 min	58.95 Hrz
Abr	1,0	0	10 s	8 s	0 Hrs	0	0 min	59.95 Hrz
May	1,0	0	8 s	8 s	0 Hrs	1	60 min	60 Hrz
Jun	,0	0	0 s	10 s	1 Hrs	0	0 min	59.98 Hrz
Jul	1,0	0	0 s	9 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hrz
Ago	,0	0	15 s	15 s	0 Hrs	1	45min	60.07 Hrz
Set	,0	1	10 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	58.95 Hrz
Oct	1,0	1	5 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	60 Hrz
Nov	1,0	1	11 s	10 s	0 Hrs	1	55 min	59.05 Hrz
Dic	2,0	1	5 s	10 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hrz

Fuente: Elaboración propia

4.1.7. CONTRASTACIÓN DE LA SEGUNDA HIPÓTESIS ESPECÍFICA.

4.1.7.1. Paso 1: Formulación de hipótesis nula y alterna.

La tesis postula que; la implementación de FACTS influirá positivamente en la reducción de duración de interrupciones en el sistema eléctrico ENOSA - 2017. Partiendo de dicha hipótesis se formula la hipótesis nula e hipótesis alterna siguientes:

El nivel de protección NO influye en la reducción de duración de interrupciones en el sistema eléctrico ENOSA - 2017.

Ho: ($X_1=0$; $X_2=0$; $X_3=0$; $X_4=0$)

X_1, X_2, X_3, X_4 : Indicadores de cada variable.

El nivel de protección influirá positivamente en la reducción de duración de interrupciones en el sistema eléctrico ENOSA - 2017.

Ha: ($X_1 \neq 0$; $X_2 \neq 0$; $X_3 \neq 0$; $X_4 \neq 0$)

X_1, X_2, X_3, X_4 : Indicadores de cada variable.

4.1.7.2. Paso 2: Determinación del nivel de significancia

Determinado con base en la gravedad de cometer un error tipo I es de:

$\alpha = 0.05$, que representa la probabilidad de rechazar la hipótesis nula siendo cierta.

4.1.7.3. Paso 3: Determinación del estadístico de prueba

El estadístico de prueba definido es F de Fisher

4.1.7.4. Paso 4: Estimación del p-valor

En la tabla se observa el cálculo del estadístico de prueba y de p valor para la hipótesis general que es de 0.0001314.

Tabla 20: Calculo del estadístico de prueba y de p valor para la segunda hipótesis

	Valor	gl	Sig. asintótica (bilateral)
Chi-cuadrado de Pearson	4,8000 ^a	2	,000314
Razón de verosimilitudes	3,2591	2	,000898
Asociación lineal por lineal	,375	1	,000540
Coef. (F-Probabilidad statistic)			0.001526

Fuente: Reporte SPSS.

4.1.7.5. Paso 5: Toma de decisión

Como $p = 0.0000314 < \alpha = 0.05$; se rechaza la hipótesis nula, es decir; la implementación de los equipos FACTS influirá positivamente en la reducción de duración de interrupciones en el sistema eléctrico ENOSA - 2017. Dicha influencia calculada a través del coeficiente de determinación es de 0.001526 como se muestra en la tabla N° 9, donde se puede observar también como es que cada una de los indicadores ejerce su

influencia individual con un alto nivel de significancia. Es así que la estimación del modelo elaborado por el SPSS es:

Tabla 21: Datos de la matriz en el SPSS

Evolución de N...	Nivel de protección Nro Reajuste	Selectividad de equipo Nro	Tiempo de actuación de equipo Hrs mins	Graduación de tiempo Hrs	Tiempo promedio de fallas Hrs mins	Nivel de seguridad Nro	Duración de interrupciones Hrs mins	Estabilidad de la frecuencia Hrz
	.	.				.		
Ene	2,0	1	0 s	10 s	0 Hrs	1	0 min	59.95 Hrz
Feb	2,0	1	3 s	8 s	2 Hrs	2	35 min	60.05 Hrz
Mar	1,0	1	5 s	8 s	0 Hrs	1	0 min	58.95 Hrz
Abr	1,0	0	10 s	8 s	0 Hrs	0	0 min	59.95 Hrz
May	1,0	0	8 s	8 s	0 Hrs	1	60 min	60 Hrz
Jun	,0	0	0 s	10 s	1 Hrs	0	0 min	59.98 Hrz
Jul	1,0	0	0 s	9 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hrz
Ago	,0	0	15 s	15 s	0 Hrs	1	45min	60.07 Hrz
Set	,0	1	10 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	58.95 Hrz
Oct	1,0	1	5 s	12 s	0 Hrs	0	0 min	60 Hrz
Nov	1,0	1	11 s	10 s	0 Hrs	1	55 min	59.05 Hrz
Dic	2,0	1	5 s	10 s	1 Hrs	1	0 min	60.05 Hrz

Fuente: Elaboración propia

4.2. PRUEBA DE HIPÓTESIS

4.2.1. HIPÓTESIS GENERAL

HO: No influye positivamente, La implementación del SVC o SCSR en la calidad de suministro del sistema eléctrico ENOSA - 2017.

HI: Influye positivamente, La implementación del SVC o SCSR en la calidad de suministro del sistema eléctrico ENOSA - 2017.

Tabla 22: Pruebas de chi-cuadrado de Pearson

Pruebas de chi-cuadrado de Pearson		COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN - CALIDAD DE SUMINSTRO
TIEMPO DE ACTUACIÓN DEL EQUIPO	Chi cuadrado	2.11
	gl	2
	Sig.	0,05

$$\left. \begin{array}{l} X^2 \text{ calculado} = 4.8000 \\ X^2 \text{ tabulado} = 0.1526 \end{array} \right\} \boxed{X^2 \text{ calculado} > X^2 \text{ tabulado}}$$

Fuente: Elaboración Propia

Por lo tanto, a un nivel de significancia de 0,05 y con 2 grados de libertad, se acepta la hipótesis alterna, con lo que se puede afirmar influye positivamente la implementación del SVC o SCSR en la calidad de suministro del sistema eléctrico ENOSA - 2017.

4.2.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

4.2.2.1. Hipótesis Específica 1:

Ho: La relación entre la selectividad del equipo sin el nivel de seguridad y calidad del sistema eléctrico de ENOSA - 2017.

Hi: La relación entre la selectividad del equipo con el nivel de seguridad y calidad del sistema eléctrico de ENOSA – 2017.

Tabla 23: Selectividad en tipos de interrupciones

Selectividad en tipos de interrupciones

	EVENTOS	%
SELECTIVIDAD SIN EL NIVEL DE SEGURIDAD	3	98.96
SELECTIVIDAD - CALIDAD DEL SISTEMA	0	100.00

Fuente: Elaboración propia

En la tabla nos indica relación que hay entre la selectividad y calidad del sistema eléctrico de ENOSA. Según la tabla se tiene la relación entre los indicadores que representan la selectividad sin nivel de seguridad que puede afectar al sistema y el otro es selectividad teniendo en cuenta la calidad del sistema y su promedio de eventos ocurridos y la influencia de porcentaje que se da en el sistema dado. En el registro de eventos (Nevada hizo contacto entre línea y cable PAT), teniendo como fecha el 15 de enero del 2017, un registro alto y con mayor frecuencia saliendo de servicio en la población y sus aledaños alimentadores.

4.2.2.2. Hipótesis Específica 2:

Ho: La relación entre el nivel de protección en la reducción de interrupciones en el sistema eléctrico de ENOSA - 2017.

Hi: La relación entre el nivel de protección en la reducción de duración de interrupciones en el sistema eléctrico de ENOSA - 2017.

4.2.3. PROTECCIÓN CON DURACIÓN DE INTERRUPCIONES

Tabla 24: Protección con duración de interrupciones

	Eventos	%
PROTECCIÓN SIN REDUCCIÓN DE INTERRUPCIONES	1	99.98
PROTECCIÓN CON REDUCCIÓN INTERRUPCIONES	0	100.00

Fuente: Elaboración propia

En el diagrama se muestra la continuidad del servicio sin ninguna interrupción, por lo tanto, se tiene un diagrama de confiabilidad y un comportamiento aseverativo para la minera.

Realizando la coordinación de tiempos y reajustes de los equipos se concluye el nivel de calidad de servicio eléctrico en la subestación de ENOSA es apropiado para la producción y reducción de eventos en el sistema eléctrico.

4.3. DISCUSIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Durante la discusión, se presenta la generalización de los resultados, sus implicaciones, el cumplimiento de los objetivos del estudio, como es que se relaciona con la teoría vigente y como se relacionan los postulados y resultados con los antecedentes.

Generalizando los resultados, la investigación se concluye que La implementación del SVC o SCSR influye positivamente en la calidad de suministro del sistema eléctrico de ENOSA - 2017. Dicha influencia calculada a través del coeficiente de determinación es de 0.1526.

Así mismo el estudio tiene su implicación en la confiabilidad del sistema eléctrico por ello La implementación del sistema FACTS tiene como herramienta la toma de reajustes de los dispositivos de aparamenta en el sistema eléctrico de ENOSA 2017, el mismo que nos permite la configuración y selectividad de los equipos para su calidad de suministro , así mismo facilita el conocimiento de los diferentes interrupciones que se podrían dar en una subestación eléctrica y es por ello que se tiene en cuenta los dispositivos de aparamenta en el sistema eléctrico de ENOSA. es así que el objetivo de formulado al iniciar la

investigación se ha cumplido a cabalidad, pues en la tesis se logra explicar en qué medida influye la coordinación de protección en la calidad de suministro. Concluyendo que la coordinación de protección influye positivamente en la calidad de suministro del sistema eléctrico de ENOSA - 2017.

- Como X^2 cuadrada $>$ X^2 tabulada por lo tanto a un nivel de significancia de 0,05 y con 2 grados de libertad, se acepta la hipótesis alterna, con lo que se puede afirmar influye positivamente la coordinación de protección en la calidad de suministro del sistema eléctrico de ENOSA - 2017.
- Se observa que, la selectividad del equipo sin nivel de seguridad y calidad llegó a 3 interrupciones mensuales (98.96%) durante las pruebas realizadas, respecto a la selectividad y calidad de suministro es continuo (100%).
- Con respecto a la hipótesis, se rechaza la hipótesis nula (H_0) y aceptamos la hipótesis alterna (H_1); la cual menciona la relación entre la selectividad del equipo sin el nivel de seguridad y calidad del sistema eléctrico de ENOSA - 2017.
- Se observa que, la protección con reducción de interrupciones llegó a ser 1 evento mensual (99.98%) durante las pruebas realizadas, respecto a la protección y duración en condiciones normales sin ninguna interferencia en el sistema (100%).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se concluye que la implementación del sistema FACTS actúa frente a la calidad de suministro de la energía eléctrica y la reducción de tiempos de actuación de los equipos ante una perturbación frente al sistema eléctrico de la subestación de Paita de ENOSA.
2. Teniendo en cuenta el software DigSilent nos ayuda a ver la curva de actuación frente a un evento suscitado y es por ello que se hace el análisis del equipo al actuar en situación de interrupción del sistema.
3. Los equipos SVC y SCSR, cumplen con el objetivo de compensación y mejora en los perfiles de tensión de los sistemas eléctricos, para el caso del sistema evaluado, cumplen notablemente con el objetivo, manteniendo los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.
4. Los costos de suministro (costo total del equipamiento completo para compensar) son de S/. 35'812,500.00 soles para el SVC y S/. 14'828,800.00 soles para el SCSR, por tanto, el SCSR es la mejor opción para corregir los problemas del sistema evaluado ya que su rentabilidad es mayor comparado al SVC.
5. Las áreas de terreno requerido para la implementación de los equipos de compensación también difieren en requerimiento de 675.07 m² para el SVC y un área de 311.73 m² para el SCSR + MCSR; por tanto, bajo este criterio también es recomendable la alternativa del SCSR por ocupar menos espacios de terreno para su implementación, y ello conllevará a menores costos de montaje por implementación de obras civiles
6. El presente trabajo proporciona una guía práctica para establecer un sistema simple para monitorear la energía, a la vez muestra como las curvas de coordinación de los equipos pueden reducir el costo de su operación y mantenimiento, haciendo uso de la información cotidiana acerca de la energía y sus procesos en el sistema eléctrico de la subestación de ENOSA.

RECOMENDACIONES

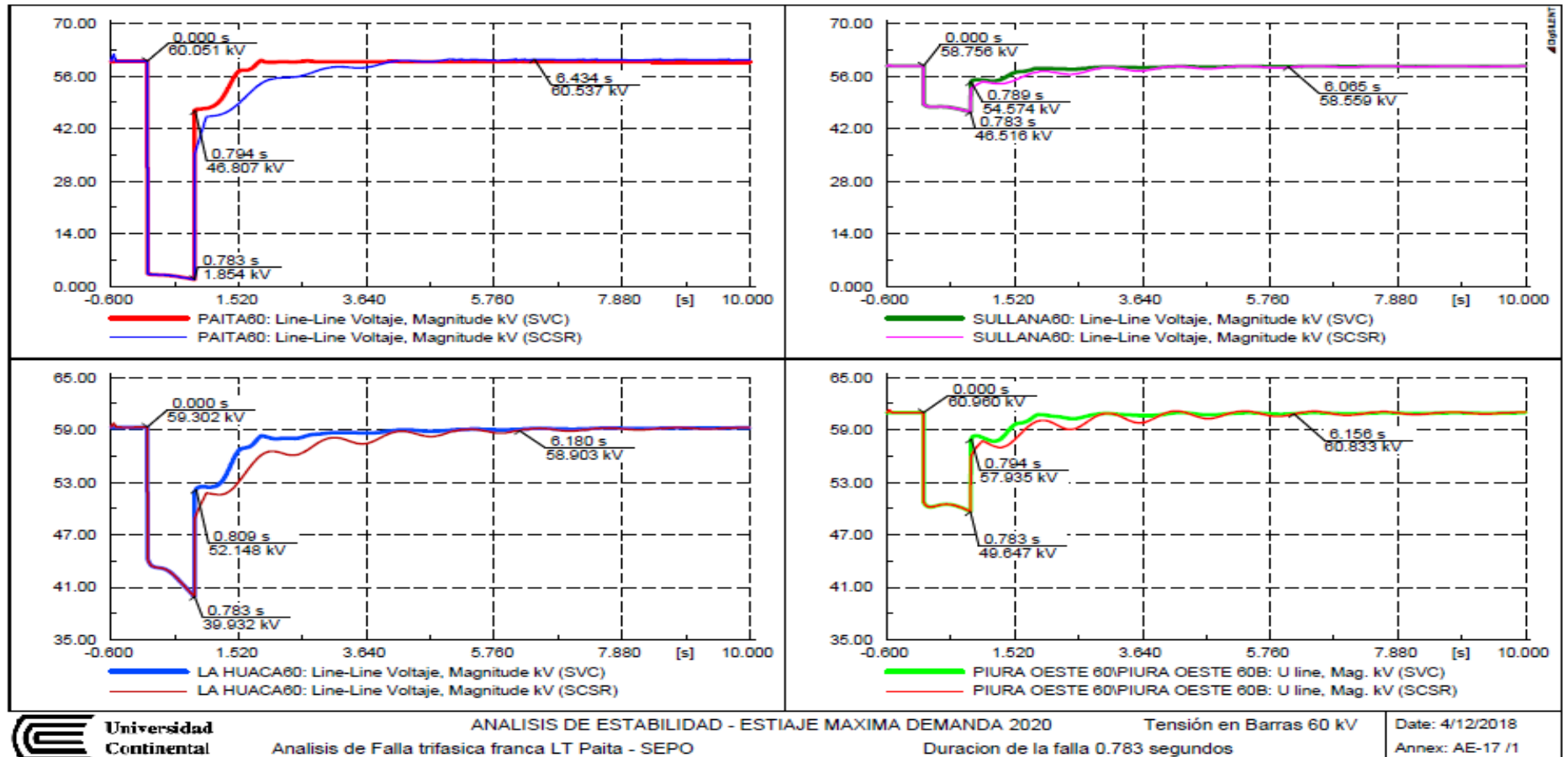
1. Para efectos de estabilidad ante grandes perturbaciones, los sistemas eléctricos de potencia deben despejar las fallas en menos de 120 ms a fin de garantizar la adecuada coordinación de protecciones, por tanto para la sub estación de Paita se recomienda implementar un SVC o en el mejor de los caso un SCSR, los cuales cumplen con el objetivo de garantizar las fallas de mayor intensidad o menor intensidad.
2. En vista que el costo de suministro del equipamiento SCSR es menor que un SVC, y los parámetros de actuación ante cualquier evento de caída o sobre tensión son las misma o mejores, dependiendo de las problemáticas de cada sistema eléctrico, en este caso en particular se recomienda para el sistema eléctrico de ENOSA utilizar un el equipamiento SCSR.
3. Con el presente trabajo realizado se pone en conocimiento y se recomienda tomar en consideración para futuros estudios e implementaciones para proyectos de compensación reactiva, considerar el equipamiento SCSR basado en MCSR, dado por su menor costo, rapidez en las actuaciones, requerimiento de menor espacio para su instalación y de fácil mantenimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

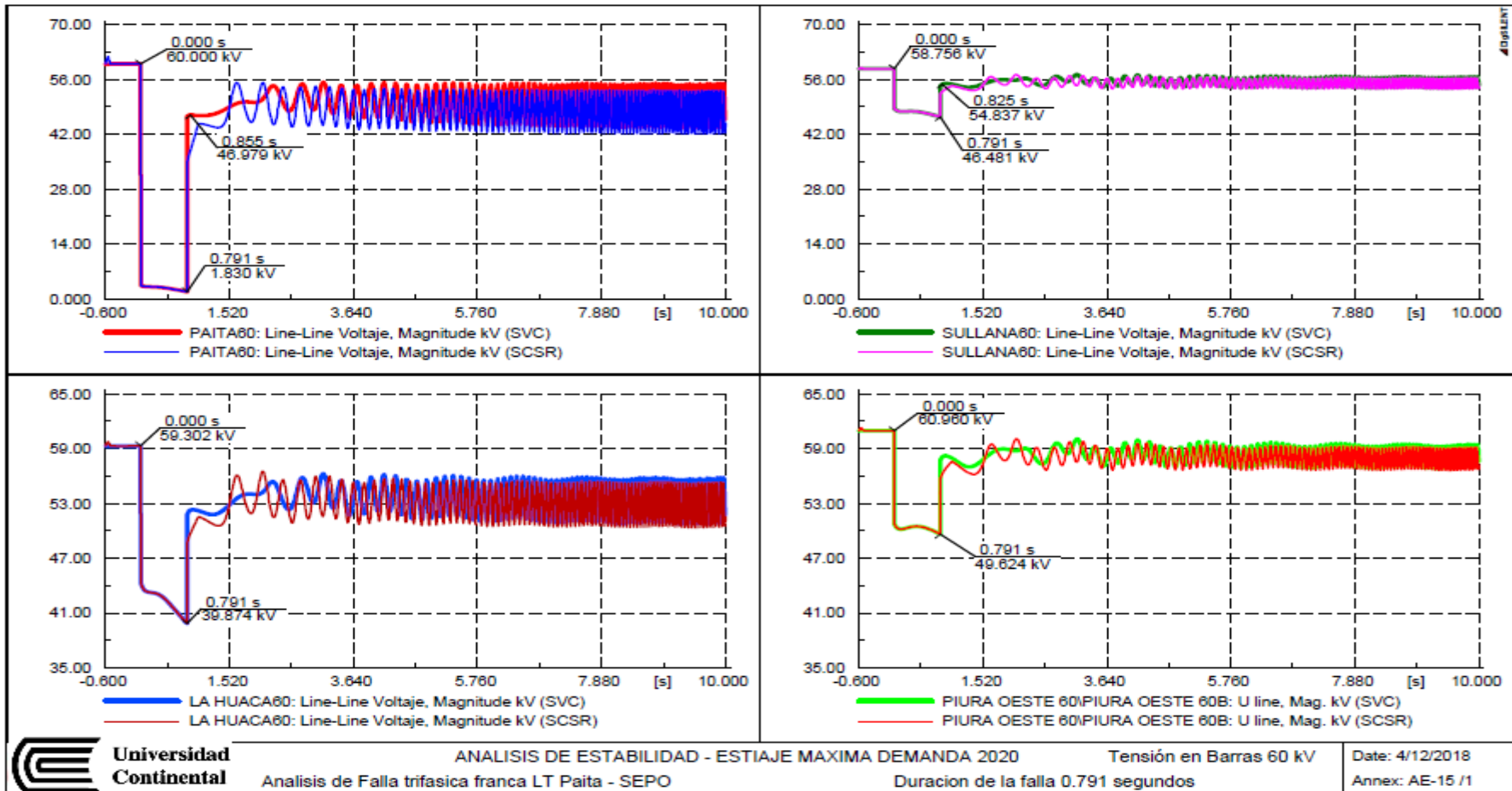
1. MÉXICO, UNIVERSIDAD AUTONOMA DE. Capítulo II Introducción al concepto de FACTS [online]. 2016. México : Universidad Autónoma de México. [Accessed 7 November 2018]. Available from: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/766/A5.pdf?sequence=5>
2. PÉREZ, Francisco D. Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna Title: Flexible Alternating Current Transmission Systems. *Prisma Tecnológico* | [online]. 2013. Vol. 4, no. 1. [Accessed 7 November 2018]. Available from: http://www.utp.ac.pa/documentos/2014/pdf/09_Sistemas_de_transmisio_n_1.pdf
3. PABLO RIVERA BARRERA, Juan. MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE DISPOSITIVOS FACTS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE ESTADO ESTABLE [online]. Medellín : Universidad de Antioquia, 2008. [Accessed 7 November 2018]. Available from: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/54/1/ModelamientoFACTSEstudiosselectronicos.pdf>
4. GÓMEZ, José D, VINASCO, Guillermo E and LÓPEZ-LEZAMA, Jesús M. *Análisis técnico y económico para la incorporación de facts en sistemas de potencia ** [online]. MEDELLIN, 2016. [Accessed 7 November 2018]. Available from: <http://www.scielo.org.co/pdf/rium/v16n31/1692-3324-rium-16-31-00231.pdf>
5. CORONADO GALLEGOS, IXTLAHUATL. *Ubicación de dispositivos FACTS desde una perspectiva dinámica* [online]. CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DE ESTUDIOS AVANZADOS DEL IPN UNIDAD GUADALAJARA, 2001. [Accessed 7 November 2018]. Available from: https://gdl.cinvestav.mx/jramirez/doctos/maestria/tesis_ubicacion.pdf
6. MENDEZ ZAMORA, OMAR. MODELADO DE ELEMENTOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA PARA ESTUDIOS SOBRE ENERGIZACIÓN [online]. UNIVERSIDAD AUTÓNOMA LEÓN, 2001. [Accessed 13 November 2018]. Available from: <http://eprints.uanl.mx/977/1/1020145484.PDF>
7. [Carrillo03] Camilo José Carrillo González y José Cidrás Pidre. "Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva", Vigo, España, 2003
8. [Gyugyi78] Gyugyi, L., Otto, R. y Puttman, T. H. "Principles and Applications of Static Thyristor-Controlled Shunt Compensator", *Trans IEEE, Power Appar., Syst.* 97, Octubre de 1978
9. [Faramax] "Sistemas Flexibles de Control de Potencia Reactiva", *Sistemas CSR (SCSR - MSCR)*, RUSIA, Mayo 2017.
10. [IsaRep] ESPECIFICACIONES TÉCNICAS SUMINISTRO DEL SVC EN LA SUBESTACIÓN PUCALLPA 60 kV. Febrero 2015
11. [ABB5] Grupo empresarial multinacional Asea Brown Boveri. "FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía", *Revista ABB* 5/1999
12. [CE-C2] XVII ERIAC decimoséptimo encuentro regional iberoamericano de CIGRÉ. "Aplicación de Reactores Shunt Controlados para Control de Tensión y Aumento de Capacidad de Líneas de Transmisión de Alta Tensión", *Comité de Estudio CE – Operación y Control del Sistema* - Mayo 2017

ANEXOS

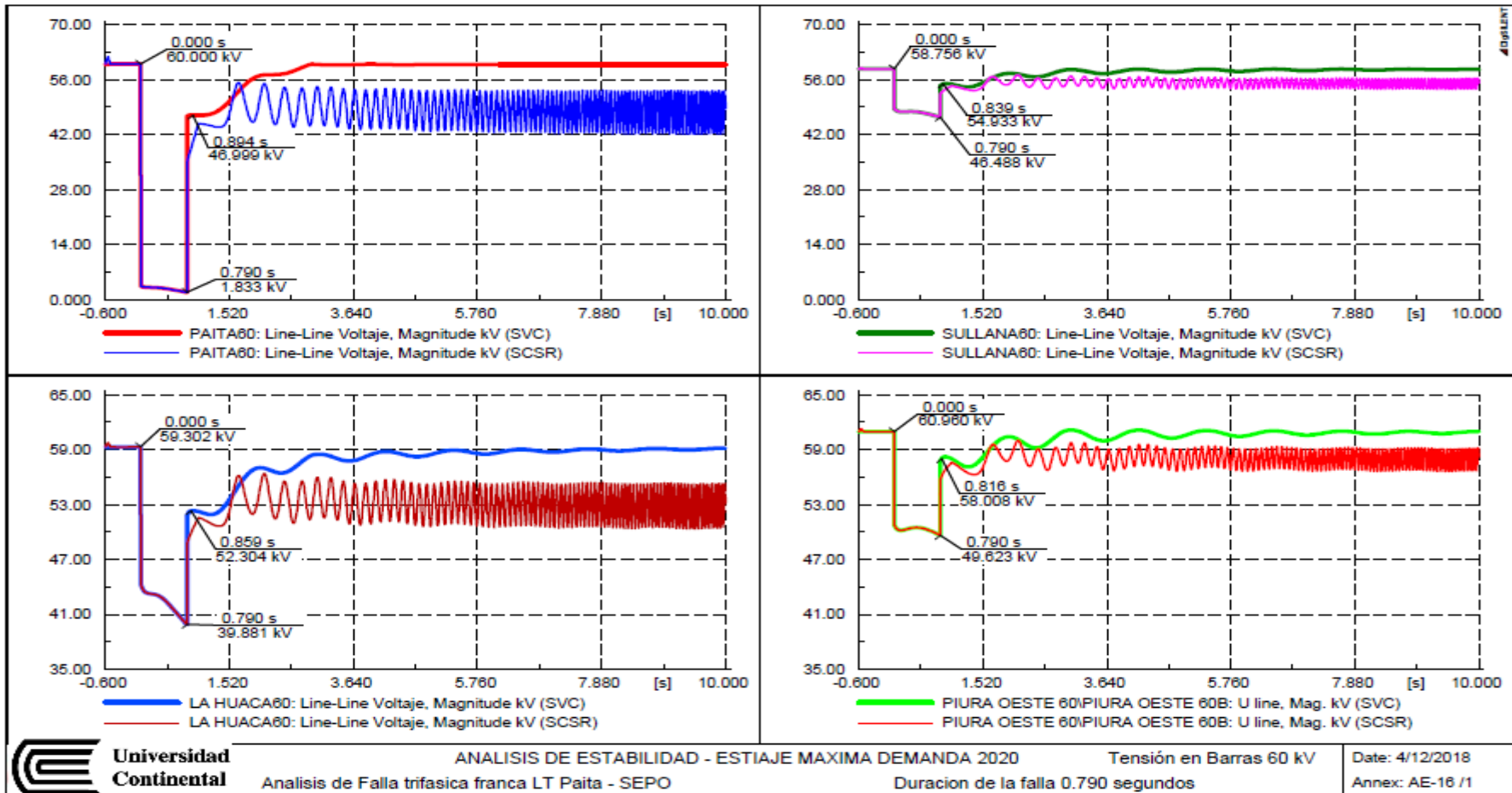
ANEXOS 01: MODELAMIENTO Y PLANOS DE DISEÑO DEL SCSR



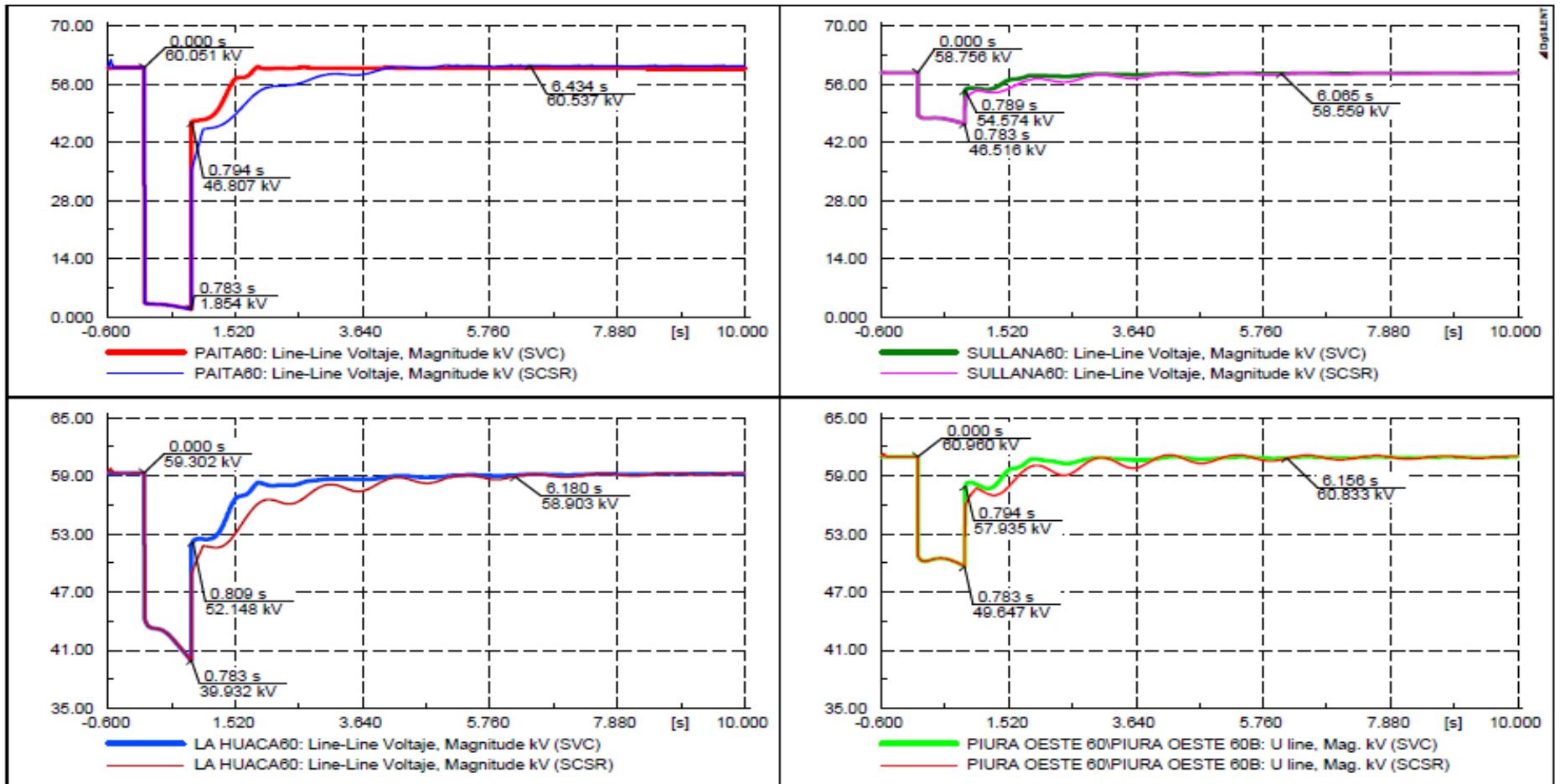
Comportamiento comparativo de la tensión de línea entre un SVC y SCSR ante una falla trifásica franca en la LT SEPO – PAITA con una duración de 783ms



Comportamiento comparativo de la tensión de línea entre un SVC y SCSR ante una falla trifásica franca en la LT SEPO – PAITA con una duración de 791ms máxima demanda tiempo de estiaje escenario 01

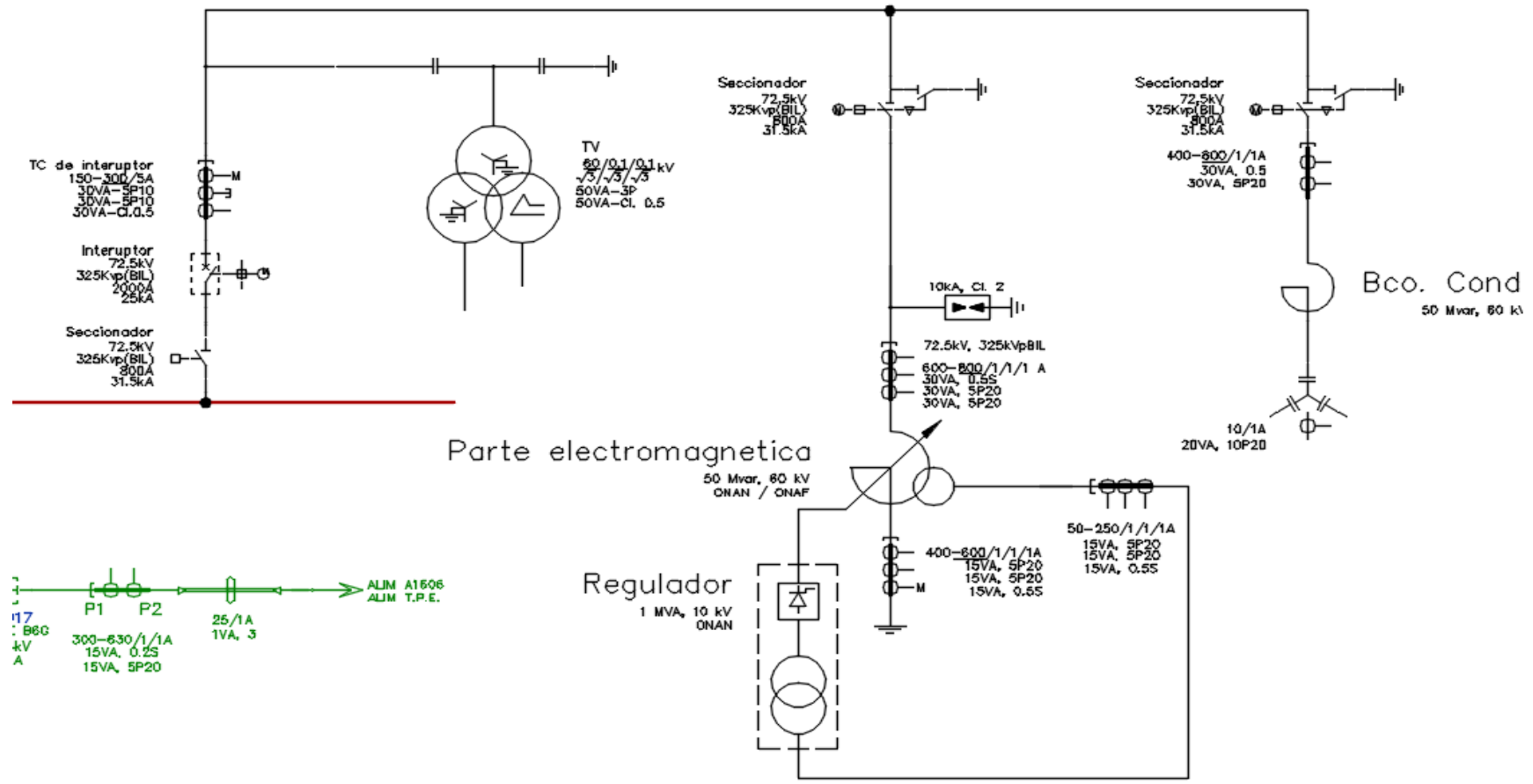


Comportamiento comparativo de la tensión de línea entre un SVC y SCSR ante una falla trifásica franca en la LT SEPO – PAITA con una duración de 790ms, máxima demanda tiempo de estiaje escenario 02



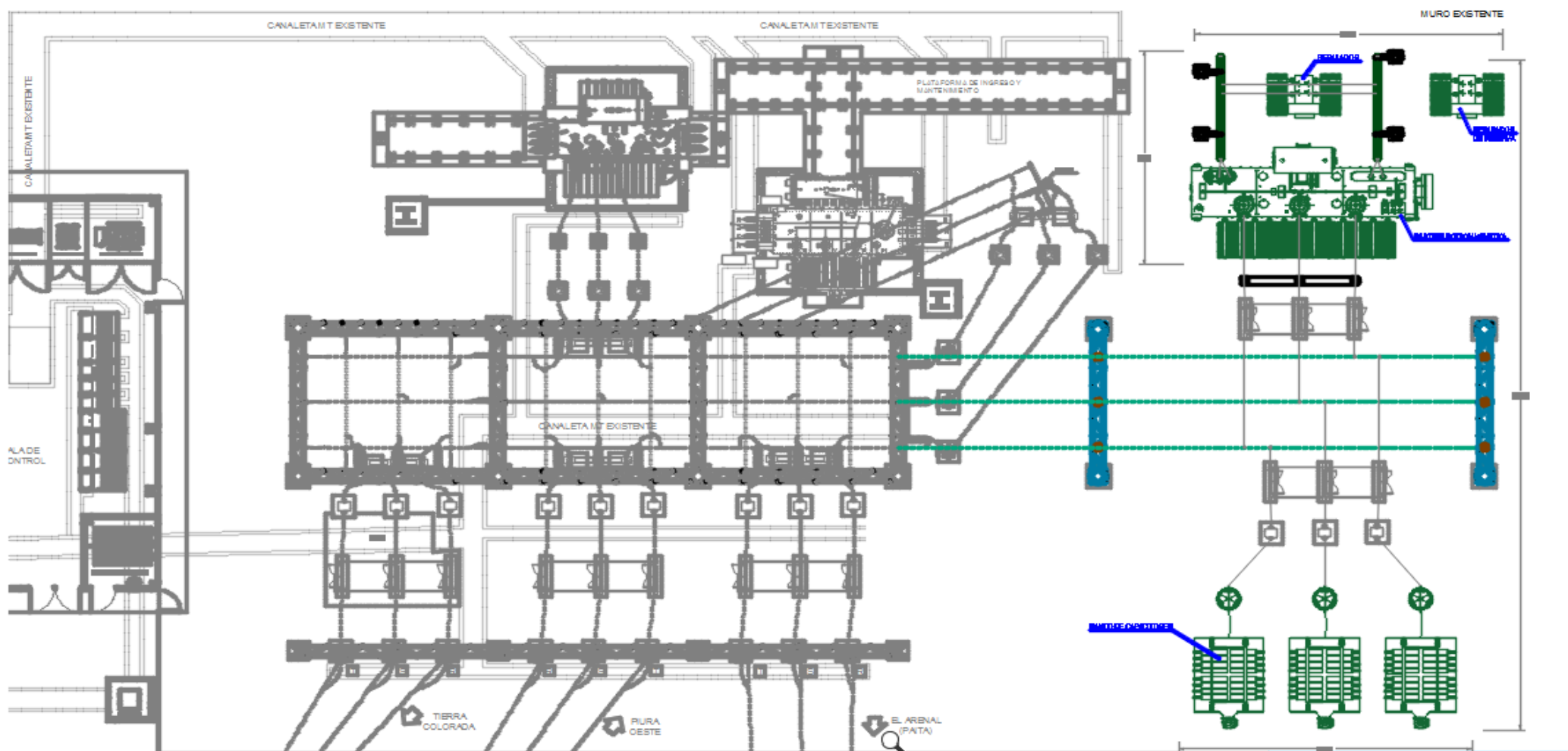
Comportamiento comparativo de la tensión de línea entre un SVC y SCSR ante una falla trifásica franca en la LT SEPO – PAITA

Con una duración de 783ms, máxima demanda tiempo de estiaje escenario 03



Regulador de reserva

Diagrama Unifilar diseñado para un equipo SCSS de 0+50MVAR en la SET Paita Propiedad de ENOSA



Plano proyecto para la implementación de un sistema de compensación Reactiva

ANEXO 02: COTIZACIONES

SIEMENS

Siemens AG, EM TS LTS FACTS S, Freyeslebenstr. 1, 91058 Erlangen, Germany

SR. JORGE MACASCA PALOMINO

Name
Department

Margarita Company Capó
EM TS LTS FACTS S

Telephone
Fax

+49 (9131) 7-33266
+49 (9131) 7-32094

E-mail
Our reference

margarita.company@siemens.com
B-10732

Date

February 02nd, 2018

Nonbinding Budgetary Estimate for Paita 60kV- SVC 50MVAR

Dear Sirs,

We thank you for your inquiry based on our recent discussions. The following document is our nonbinding budgetary estimate in response to our discussions.

Budget Estimate

The budgetary estimate for our solution is as follows:

Item	Description	Price estimate (EUR)
1	1 x SVC - 50/+ 10 MVAR for connection to 60 kV	9,550,000.-

Quoted price is net and does not include any Value Added Tax.

Project Scope

The scope of the project comprises the following items

Item 1: One SVC - 50 / + 10 MVAR

Scope of supply:

- Supply of one statcom (SVC) built in container, Valve cooling system, and Coupling Reactors
- Supply of one three phase SVC transformer
- Supply of MV equipment (Busbars, Circuit breakers, Disconnectors, Surge arrestors)
- Supply of 60 kV equipment to connect to the PCC (point of common coupling)
- Supply of Auxiliary supply system and LV system
- Shipment of SVC Equipment
- Documentation and manuals
- One set of spare parts

Siemens AG
Energy Management Division; Leitung: Ralf Christian
Transmission Solutions; Leitung: Mirko Düsel

Freyseslebenstr. 1
91058 Erlangen
Deutschland

rei: +49 (9131) 7 0

Siemens Aktiengesellschaft: Vorsitzender des Aufsichtsrats: Gerhard Cromme; Vorstand: Joe Kaeser, Vorsitzender; Roland Busch, Lisa Davis, Klaus Helmrich, Janina Kugel, Cedrik Neike, Michael Sen, Ralf P. Thomas
Sitz der Gesellschaft: Berlin und München, Deutschland; Registergericht: Berlin Charlottenburg, HRB 12300, München, HRB 6684
WEEE-Reg.-Nr DE 23691322

SCF 04/2017 V1306

Seite 1 von 1

Scope of services:

- Project Management
- System design for SVC
- Control and protection engineering
- Purchasing and manufacturing of SVC equipment
- Erection and installation
Commissioning
- Factory testing
- On-site training

This budgetary estimate excludes the following items:

- Civil engineering and civil works (incl. foundations)
- Lease or purchase of land or right of way
- Special tests for the equipment (e.g. additional type tests)
- Application for licenses and permits
- Taxes, customs duties and fees payable outside the Federal Republic of Germany
- Access Roads

Assumptions

For this budgetary estimate we have assumed the following:

- No transport restrictions (heavy or high/wide loads)
- International standards are applicable

Delivery Terms

This budgetary estimate assumes project start within the next 6 months.

The delivery would be DAP at site / PERU, according to INCOTERMS 2010.

Please note that in case of providing a firm offer we will reserve the right to split our scope of work and services between Siemens AG and the regional Siemens entity in order to comply with any fiscal regulations.

Delivery Time

Delivery time for items is approximately 17 months from the project award date until commercial operation.

Please note that the delivery time of the equipment is dependent on factory load at the time of order. The overall time frame is strictly dependent on Civil and Installation portion of the project.

Any delays in Civil and Installation portion could lead to additional delays in commissioning and/or Installation supervision conducted by the supplier.

Confidentiality

This estimate and the information contained herein are confidential and is not to be disclosed to any person or entity other than those officers, directors and employees of the buyer who have a need to know the information.

General Conditions

Please note that the above budgetary estimate reflects today's prices, terms of payment providing a neutral cash flow and assumes Siemens general terms and conditions. Please note that this estimate is for informational and budgetary planning purposes only. This estimate is not to be considered a binding offer or commitment by Siemens. Therefore any liability or responsibility of Siemens for completeness and correctness is hereby expressly excluded, whether arising from contract, tort or otherwise.

Prices do not include any taxes or duties payable outside of Germany. Moreover any costs for obtaining permits are not included in the proposal. No cost for right of way / permitting is considered in the cost estimate.

Please also note that there are many conditions, which are not known to us at present, and which may be significant for the cost. The most important ones are related to the time frame of the project, the site locations and conditions, the environmental conditions and requirements, the AC grid parameters and the grid owner's interconnection requirements.

This budgetary estimate and fulfillment of any subsequent contract is subject to the proviso that required export licenses have been granted or that there are no other impediments arising from German or other export regulations.

Finally we hope that the above budget estimate will provide you with a general impression about our solution. In case you have any additional questions please do not hesitate to contact us.

With best regards,
Siemens Aktiengesellschaft



Dana Roth, Commercial sales manager

FARAMAX



Oferta Presupuestaria

Sistema CSR 0..+50 MVar 60 kV
Para SET Paita

1. PRECIOS PRESUPUESTARIOS

Suministro de un Sistema CSR 0...+50 MVar 60 kV según la tabla abajo:

SUBESTACION	EQUIPAMIENTO	ALCANCE DE FARAMAX	PRECIO USD
PAITA	01 x Sistema CSR 0...+50 MVar 60 kV	01 x EMP 01 x Sistema Automático de Control 02 x Reguladores de saturación 02 x Sistema protección por relé (1 + 1 de reserva) 01 x Banco de Capacitores / F5 (a definir) 01 x Juego de para-rayos 1 kV 01 x Juego de seccionadores 1 kV 01 x Juego de repuestos para 5 años de operación Servicios: supervisión de montaje, ajustes y ensayos en campo, entrenamiento	4.480.000,00 USD
TOTAL			4.480.000,00 USD

2. ALCANCE

- 2.1. Diseño, fabricación y suministro en las condiciones CIF puerto Callao, Perú, de 01 (un) Sistema CSR 0...+50 MVar 60 kV para SET Paíta;
- 2.2. Presentación de la información sobre SCSR, en alcance necesario para el proyecto básico y ejecutivo de la subestación, verificación del proyecto de interconexiones, etc.;
- 2.3. Estudio de coordinación de protecciones relé;
- 2.4. Supervisión sobre montaje de los sistemas CSR y otros equipos dentro del alcance de FARAMAX. Ensayos y puesta en marcha de los sistemas SCSR. La duración de servicios está limitada a 70 turnos;
- 2.5. Entrenamiento del personal.

No incluidos en el alcance del suministro:

- Interruptores y seccionadores 60 kV, incluso sincronizador (POW);
- Cables y barras, estructuras metálicas, etc.;
- Celda 60 kV con sus equipamientos (interruptores, seccionadores, etc.);
- Diseño detallado de la subestación (aunque suministraremos toda la información necesaria);
- Obras civiles;
- Montaje, etc.

Para SET Paíta se utilizará solo 3 paneles: 1 Panel ACS con dimensiones 630 x 2130 x 630 mm ; 2 Paneles estándar de Protecciones Relé con dimensiones 800 x 2000 (2200) x 630 mm. Suponemos que estos paneles se puede instalar en Sala de control existente o en algún otro edificio adoptado para estos Paneles. La comunicación con Paneles se realiza por Microscada y no hace falta la presencia del personal operativo. Como una opción pueden ser instalados en un contenedor compuesto de paneles sandwich. Si no hay la posibilidad de comprarlo localmente podemos preparar la cotización de su suministro.

3. CONDICIONES DE SUMINISTRO

CIF puerto Callao, Perú (Incoterms 2010), descarga de equipamientos en el puerto Callao desde el barco bajo gancho.