

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PROYECTO DE COMPENSACIÓN DE FACTOR DE
POTENCIA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN DE
10kV CON NEUTRO AISLADO**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MICHAEL GABRIEL TURCO ARÉVALO

**PROMOCIÓN
2000 - I**

**LIMA – PERÚ
2005**

**PROYECTO DE COMPENSACIÓN DE FACTOR DE POTENCIA EN
REDES DE MEDIA TENSIÓN DE 10kV CON NEUTRO AISLADO**

*Dedico este trabajo a:
Mis padres, mis hermanas, mis hermanos, mis
amigas y amigos por el apoyo incondicional en mi carrera.*

SUMARIO

El presente trabajo describe la utilización de bancos de condensadores como alternativa de compensación reactiva en Media Tensión. Como etapa inicial, se pretende compensar la demanda valle de energía reactiva con bancos de condensadores del tipo fijo. Sentando las bases para la siguiente etapa de bancos automáticos.

En el capítulo I se da una descripción del sistema de distribución de Lima, que es mayoritariamente en 10kV sistema Delta, así también se describe las opciones de compensación reactiva existentes. Se da también antecedentes, como la importancia de la reducción de las pérdidas. Se describe el porque la aplicación de la compensación reactiva en las redes de distribución es más óptimo que aplicarlo en las redes de transmisión.

El capítulo II se refiere al detalle de los criterios y metodología a aplicar para la ubicación óptima de los bancos de condensadores, así también el análisis de la información recabada para el desarrollo del proyecto. Se detalla el sistema de protección para los bancos de condensadores.

El capítulo III desarrolla los cálculos para la ubicación de los bancos de condensadores: realizándose los flujos de carga, análisis de armónicos de tensión y corriente, y el análisis de cortocircuito.

El capítulo IV describe la evaluación económica del proyecto determinándose los beneficios económicos del mismo. Se analiza el flujo económico, definiéndose la rentabilidad del proyecto y el tiempo de recupero de la inversión.

En los Anexos se entregan los cuadros de cálculos realizados del impacto de los bancos de condensadores en los armónicos de tensión y de corriente; los diagramas de carga modelados para alimentador. Además, se incluye la ingeniería de detalle para el montaje, operación y mantenimiento de los bancos de condensadores.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

1.1 Introducción	3
1.2 Sistema distribución primaria 10kV neutro aislado	5
1.3 Antecedentes	7
1.3.1 Sistema estático de compensación reactiva	8
1.4 Pérdidas en el sector distribución	8
1.5 Compensación Reactiva en Media Tensión	10

CAPÍTULO II

CRITERIOS Y METODOLOGÍA

2.1 Conceptos previos	13
2.1.1 Potencia Activa	14
2.1.2 Potencia Reactiva	15
2.1.3 Potencia Aparente	15
2.2 Compensación del Factor de Potencia	16
2.3 Criterios	18
2.3.1 Reducción de pérdidas	19

2.3.2 Mejora del perfil de tensiones	20
2.3.3 Liberación parcial de la capacidad total de distribución de la red	21
2.3.4 Mejora del factor de potencia	22
2.3.5 Simplicidad de la operación y mantenimiento de los equipos	22
2.3.6 Impacto en los armónicos de tensión y corriente	23
2.4 Metodología	24
2.4.1 Descripción	25
2.4.2 Objetivos	29
2.4.3 Criterios de Selección de Alimentadores	29
2.4.4 Información utilizada en el estudio	30
2.4.5 Software utilizado	30
2.5 Análisis de la información base del estudio	31
2.5.1 Demanda de los alimentadores	31
2.5.2 Criterios de selección de banco de condensadores para cada alimentador	36
2.5.3 Parámetros de líneas y cables	37
2.5.4 Datos de carga de cada subestación de distribución	39
2.5.5 Registros de mediciones de armónicos	39
2.6 Evaluación de armónicos	43
2.6.1 Resonancia paralelo	46
2.7 Protección de bancos de condensadores	49
2.7.1 Conexión de los Bancos de Condensadores	49
2.7.2 Protección para Sobreintensidades	51
2.7.3 Protección para Sobretensiones	52

CAPÍTULO III

ESTUDIOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA

3.1 Introducción	54
3.2 Flujo de Carga	54
3.2.1 Objetivos	54
3.2.2 Criterios y premisas	55
3.2.3 Resultados obtenidos	56
3.3 Análisis de los armónicos de tensión y corriente en los condensadores	68
3.3.1 Objetivos	68
3.3.2 Criterios y premisas	68
3.3.3 Barrido de impedancias en barras principales 10kV de SET's	69
3.3.4 Barrido de impedancias en puntos con condensadores	77
3.3.5 Tensiones y corriente armónicas en los condensadores	83
3.4 Análisis de cortocircuito	86
3.4.1 Objetivos	86
3.4.2 Criterios y premisas	86
3.4.3 Resultados obtenidos	88
3.5 Ubicación de los Bancos de Condensadores	90

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1 Determinación del costo de la inversión y mantenimiento	92
4.2 Determinación de flujos de ingresos o ahorros	92
4.2.1 Reducción de pérdidas en potencia y energía activa	93
4.2.2 Reducción del consumo de energía activa	93

4.3 Indicadores económicos	94
4.4 Resultados del Análisis	96
CONCLUSIONES	97
APENDICES	
APENDICE A	100
INGENIERÍA DE DETALLE	
APÉNDICE B	114
TABLAS DE RESULTADOS	
CUADROS AC-01 AL AC-10 TENSIONES Y CORRIENTE ARMONICAS	
CUADROS CF-01 AL CF-10 CORTOCIRCUITOS EN EL CONDENSADOR EN CADA ALIMENTADOR	
NORMAS LDS SOBRE CONDENSADORES	
ESTUDIOS DE ANÁLISIS DE ARMÓNICOS– IEEE STD 99-1997 CAPITULO 10	
BIBLIOGRAFÍA	154

PRÓLOGO

Una de las aplicaciones más difundidas de los condensadores ha sido la de corregir el factor de potencia de las líneas de transmisión, distribución y en las instalaciones industriales, aumentando de esta manera la capacidad de transportar energía activa en las líneas, regular la tensión en los puntos de toma de carga y en general, la mejora de eficiencia de la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El capacitor eléctrico o condensador, fue inventado en el año 1745 por von Kleist, en Camin in Pommern y poco después e independientemente, por Cunaeus y Muschenbroek en Leyden, Francia. En su primera versión, consistió en un cilindro de vidrio recubierto en sus paredes interna y externa por una laminilla metálica y fue utilizado como “almacenador” o “condensador” de cargas eléctricas.

En 1746, Wilson enunció la Ley de que la cantidad de carga eléctrica almacenada es inversamente proporcional al espesor del medio aislante interpuesto entre las laminillas metálicas y más tarde, en el año 1830 aproximadamente, Michael Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía del medio aislante empleado, mostrando que la capacidad de almacenamiento específica de sustancias tales como

azufre, vidrio era considerablemente mayor que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, introdujo el concepto de “dieléctrico” y determinó las primeras constantes dieléctricas conocidas.

La compensación reactiva utilizando Bancos de Condensadores fijos en redes de distribución primaria de 10 kV, es una alternativa técnica y económicamente rentable para suministrar energía reactiva que demandan los usuarios así también los equipos instalados en la red. La instalación de bancos de condensadores fijos obedece a que la compensación reactiva se inicia con la demanda valle, que es permanente durante todo el año. Debido a su condición de fijos, hace que su instalación no requieran de mayor inversión en equipos accesorios para su operación y protección.

Siendo la energía activa la que consumen los usuarios transmitida y distribuida a través de la red, la reducción de las pérdidas en la red impacta directamente en la relación de la compra de energía a los generadores versus la energía vendida a los usuarios, es decir, toda mejora en la eficiencia en la red reditúa en un beneficio económico para la empresa distribuidora.

Este proyecto de compensación reactiva en redes media tensión de 10kV prosigue con el criterio de que la compensación debe hacerse lo más cercano a la carga que demande energía reactiva. La compensación reactiva en Subestaciones de Transmisión de barras 60/10kV, es continuada ahora en los alimentadores de 10kV con bancos de condensadores fijos, siendo el siguiente nivel la compensación automática y la compensación reactiva en baja tensión, que serán evaluadas técnico y económicamente para su aplicación futura.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

1.1 Introducción

El aprovechamiento de las redes de transmisión y de distribución para transportar la mayor cantidad de energía activa es una tarea constante que la ingeniería eléctrica busca resolver utilizando diferentes alternativas para mejorar el factor de potencia de las redes. La utilización de motores síncronos, que proporcionan un trabajo mecánico y al mismo tiempo, actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados, pueden considerarse como una alternativa para mejorar el factor de potencia aunque no constituyen una manera de compensación fácilmente controlable. Los static VAR compensators (SVC, equipos automáticos diseñados exclusivamente para controlar el factor de potencia, los niveles de tensión y la estabilidad de un sistema eléctrico). Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Sin embargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso. Los capacitores de potencia proporcionan la potencia reactiva de carácter capacitiva que se requiera, estos se pueden instalar en

bancos fijos o bancos fijos y desconectables. La aplicación de los Bancos de Condensadores en la red de Media Tensión, aparte de la compensación del factor de potencia en las redes, también debe de considerar otros aspectos igualmente importantes como: la caída de tensión, capacidad de reserva de transformadores y líneas, potencia aparente liberada, pérdidas activas en la red, la operación y mantenimiento de los equipos que provean la energía reactiva.

Todo esto, a un costo considerablemente menor que lo supondría la inversión en nuevas líneas de distribución y/o en equipos para producir el mismo efecto de regulación de voltaje o aumento de la energía activa disponible.

El Proyecto desarrolla la instalación de diez (10) Bancos de Condensadores Fijos Exteriores en la Red de Distribución Primaria de 10 kV. Evaluando las condiciones técnicas y económicas para cada uno de ellos. Dándose preferencia a los circuitos predominantes de red aérea, que facilitará que la ubicación óptima determinada en el análisis sea la más exacta cuando se realice su instalación física en el terreno.

Los beneficios que se esperan de la utilización de los Bancos de Condensadores son además de la reducción de pérdidas técnicas en la Red de Media Tensión y aumento de la capacidad de transporte de energía activa, es la aplicación de soluciones técnicas para satisfacer la necesidad de proveer energía reactiva lo más cercano posible a los tomadores de carga. Siendo estos Bancos de Condensadores del tipo fijo, con los cuales se compensará la demanda valle, una primera etapa dentro un contexto de aplicar posteriormente la Compensación Reactiva Variable en Media Tensión utilizando Bancos de Condensadores Automáticos.

1.2. Sistema Distribución Primaria 10kV Neutro Aislado

El sistema de distribución primaria de Media Tensión de la ciudad de Lima, se caracteriza por ser un sistema de Neutro Aislado de 10kV. Luz del Sur como empresa concesionaria de distribución de la zona sur de la ciudad de Lima, recibe la energía en las Barras de los SET de Santa Rosa, San Juan y Balnearios en una tensión de 220 kV, transformando ésta tensión a 60kV para llevarla a través de su red de Subtransmisión de 60kV hacia los diferentes SET's que tiene dentro de su concesión: San Juan, San Bartolo, Bujama, Villa María, Villa el Salvador, Barranco, Limatambo, Neyra, San Isidro, Gálvez, Salamanca, Monterrico, Puente, La Planicie, Huachipa, San Mateo, Chosica, Surco y otros. En estas Subestaciones de Transformación, existen transformadores de 60/10 kV, de las barras de 10kV salen los circuitos de distribución primaria, que se conocen con el nombre de alimentadores. Los alimentadores se nombran con las iniciales de los SET y un número correlativo. Por ejemplo el alimentador CH-01, pertenece al SET Chorrillos y la celda de donde sale el terminal del cable es la primera contándose desde la derecha, ver figura 1.1.

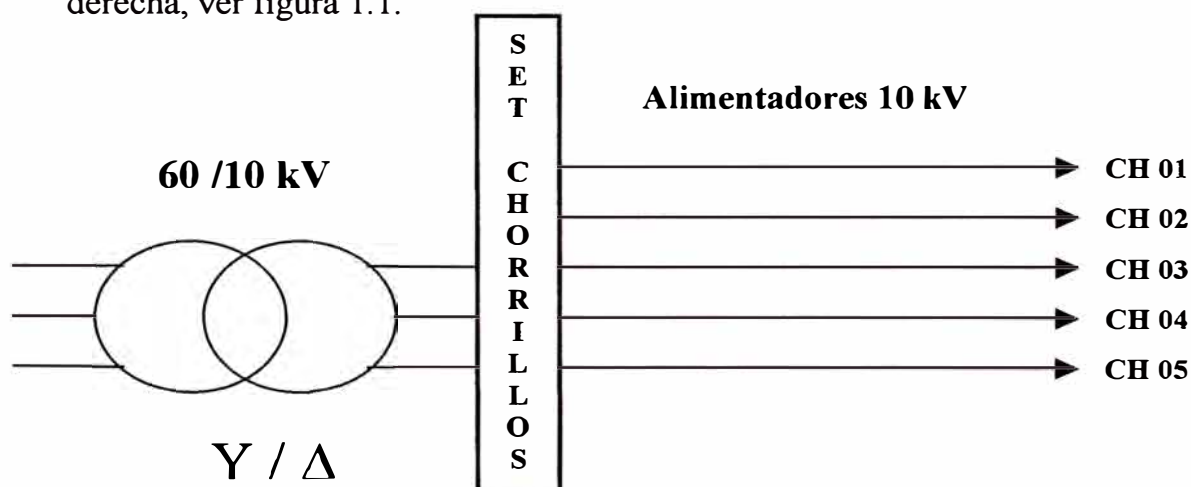


Fig. 1.1 Alimentadores del SET Chorrillos con iniciales CH

En la actualidad se viene realizando el cambio de transformadores de los SET's de 60/10 kV a Transformadores de Potencia de tres devanados 60/22,9/10 kV, debido a que los nuevos circuitos que ingresan estén de acorde con el Código Nacional de Suministro (Julio 2001), que indica que los sistemas de utilización deben ser del tipo estrella-neutro aterrado. Actualmente algunas SET's tienen transformadores de tres devanados, sistema estrella en el lado Alta Tensión (60kV), sistema delta (10kV) y sistema estrella-neutro aterrado (22,9kV) en el lado de Media Tensión, como se muestra en la figura 1.2

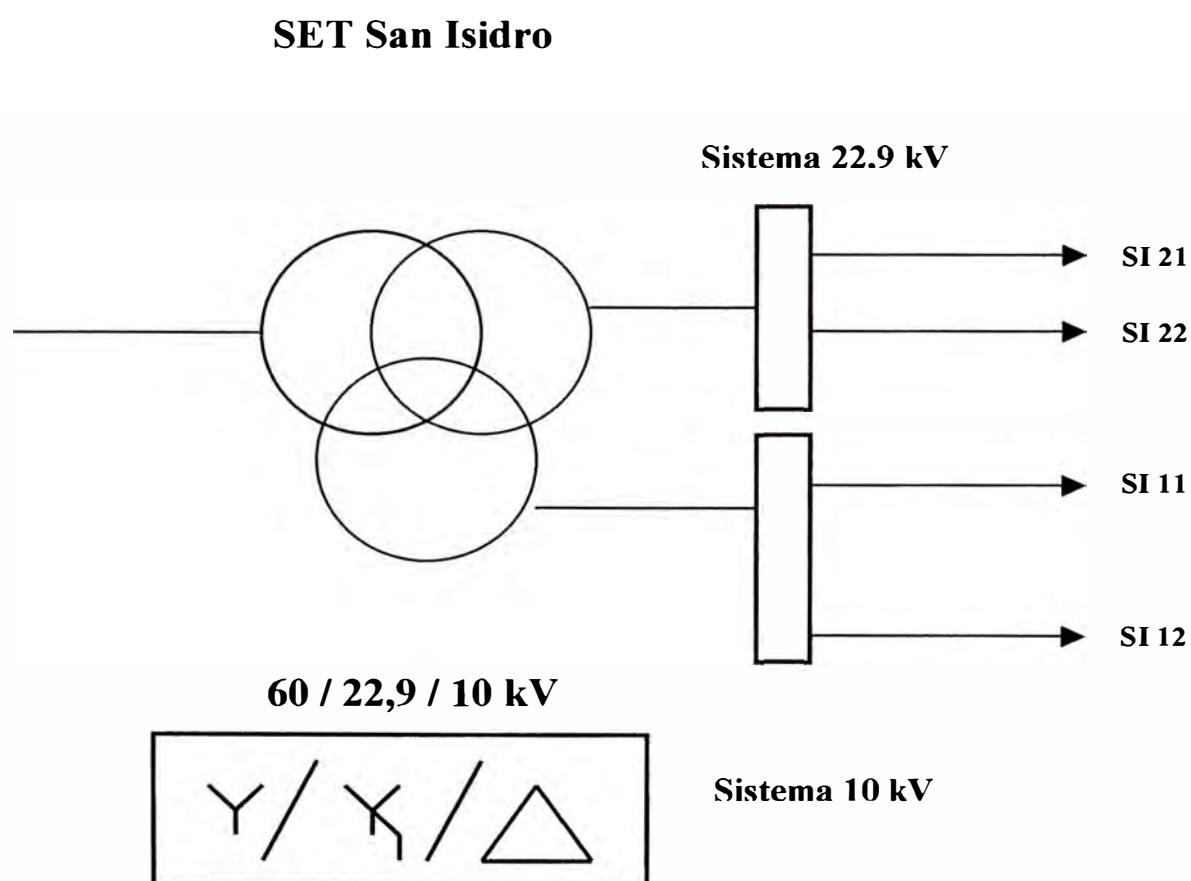


Fig. 1.2 Set San Isidro sistema 60/22.9/10 kV

1.3. Antecedentes

La experiencia en compensación reactiva que tenía Luz del Sur era en el sistema de Subtransmisión. Los Bancos de Condensadores anteriores a este proyecto se encuentran instalados en los SET's y en el lado de 10 kV, son del tipo fijo y conmutable como se muestra en la figura 1.3. En los años 2001 y 2002 se ejecutó una ampliación de la Potencia Reactiva instalada en SET en 32 Mvar a un costo de \$12.33 mil/MVAR.

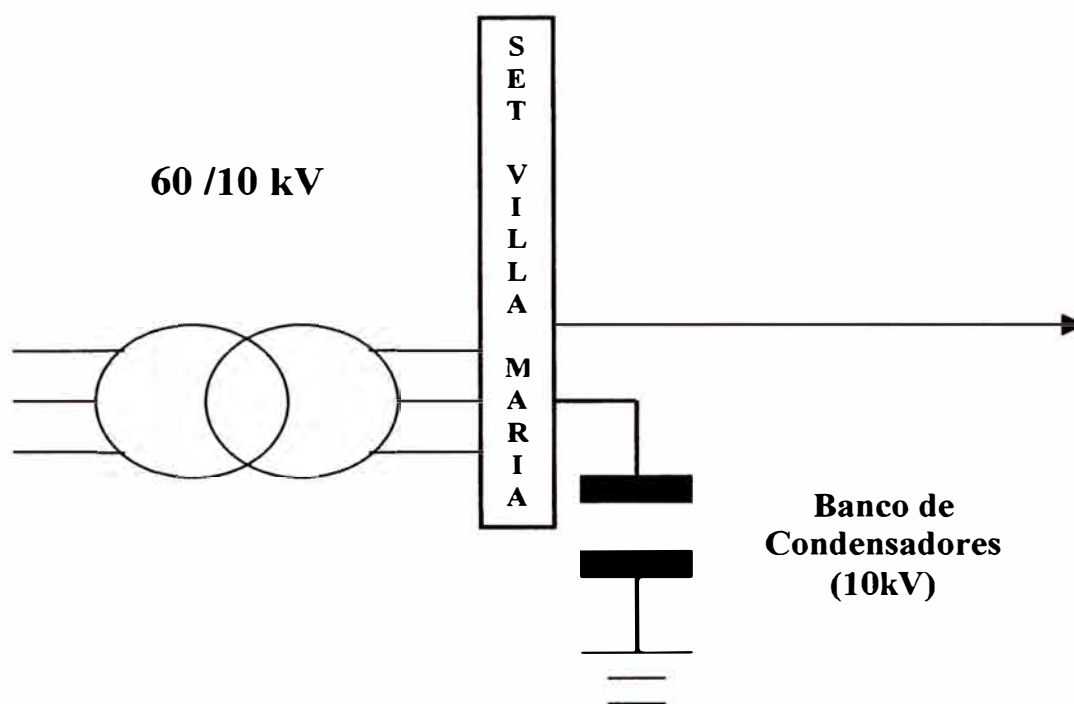


Fig. 1.3: Banco de Condensadores conectados en la Barra de 10kV SET Villa María

Con estos Bancos de Condensadores se compensa la demanda de potencia reactiva de los alimentadores. Se reduce las pérdidas en el Sistema de Subtransmisión de 60 kV, así también, se reduce el factor de utilización del transformador de potencia en el SET. Por otro lado, Luz del Sur cuenta con un sistema estático de compensación reactiva instalado en el SET Balnearios, es un SVC (static Var Compensator).

1.3.1 Sistema Estático de Compensación Reactiva

En Luz del Sur se cuenta con un sistema estático de compensación reactiva (es estático por que usa tiristores de potencia) que se encuentra conectado a la barra de 60 kV del SET Balnearios y cuya capacidad alcanza los 50 MVAR capacitivos y 25 MVAR inductivos, emplea tiristores de potencia (4 kV – 2400 A) que tiene una capacidad de respuesta de 26 milisegundos.

Regulador Automático de voltaje

Este equipo está compuesto de toda la electrónica necesaria basada en un controlador programable de alta velocidad (PHSC) para el control de voltaje en la barra colectora de 60kV, para el control de la corriente que fluye por los reactores y tiene una función auxiliar para la operación del banco de capacitores. El programa del PHSC ha sido efectuado con la ayuda de una microcomputadora PC y un software elaborado por la firma Brown Boveri llamado FUPLA (Function programing editor).

1.4. Pérdidas en el Sector Distribución

En el año 1992, cuando se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) el Sector Electricidad atravesaba por una grave crisis lo cual se manifestó en un fuerte racionamiento producto del fenómeno del Niño, además de un diseño y planificado deficiente del sector.

La ley General de Electricidad, promulgada en 1982 y vigente hasta 1992, propugnaba entre uno de sus criterios la garantía de la recuperación del costo invertido más un rentabilidad de 12%. Si bien este criterio nunca fue aplicado, este recogía la experiencia del sector de los últimos 30 años, donde se ofrecía al inversionista una renta segura del 12% real sobre lo invertido.

Este esquema de garantía favorecía la construcción de obras de gran envergadura y alto costo ya que la tarifa lo pagaría. Al final, luego de 30 años se observó en el sector un sistema de generación muy hidráulico y sistemas de distribución con redes subterráneas en demasía.

Cuando se revisó la tarifa en el año 1992, se encontró que los costos reales de las empresas no podrían ser pagadas nunca por una tarifa competitiva con otros países, por lo que se tomó la decisión de encontrar un equivalente económico a las decisiones adoptadas. Es así como en la LCE nace el concepto de sistema económicamente adaptado en el cual para el caso de valorizar las inversiones se busca la instalación que suministraría el mismo servicio pero al menor costo.

En el caso de la actividad de distribución, al inicio de la aplicación de la LCE la pérdida en la red de distribución llegaba en promedio al 22%, pudiéndose encontrar empresas con pérdidas superiores al 40%. Para esto, la LCE propone un mecanismo de incentivo mediante el cual se adelanta una previsión de pérdidas las cuales se incluyen en las tarifas y si las empresas no reducen las pérdidas sus ingresos serán insuficientes para pagar la compra de electricidad y además rentar la inversión en las redes.

Por el contrario, aquella empresa que logra reducir sus pérdidas por debajo del estándar, los ingresos adicionales son ganancia para el inversionista. Esta política de incentivos permitió lograr que las pérdidas se redujeran desde 22% a cerca del 10% en el 2001, por debajo del estándar fijado por el regulador para ese año. En la figura 1.4 se muestra la evolución de las pérdidas en las empresas distribuidas comparadas con las metas establecidas para cada año por la Comisión de Tarifas Eléctricas (ahora OSINERG – GART).

Es conveniente mencionar que la pérdida estándar considera la pérdida física en los equipos más una pérdida comercial prefijada en 50% de las pérdidas físicas.

En marco de este beneficio, el proyecto de Banco de Condensadores busca reducir las pérdidas físicas en la red y beneficiar a la empresa por mantener una pérdida por debajo del estándar del regulador.

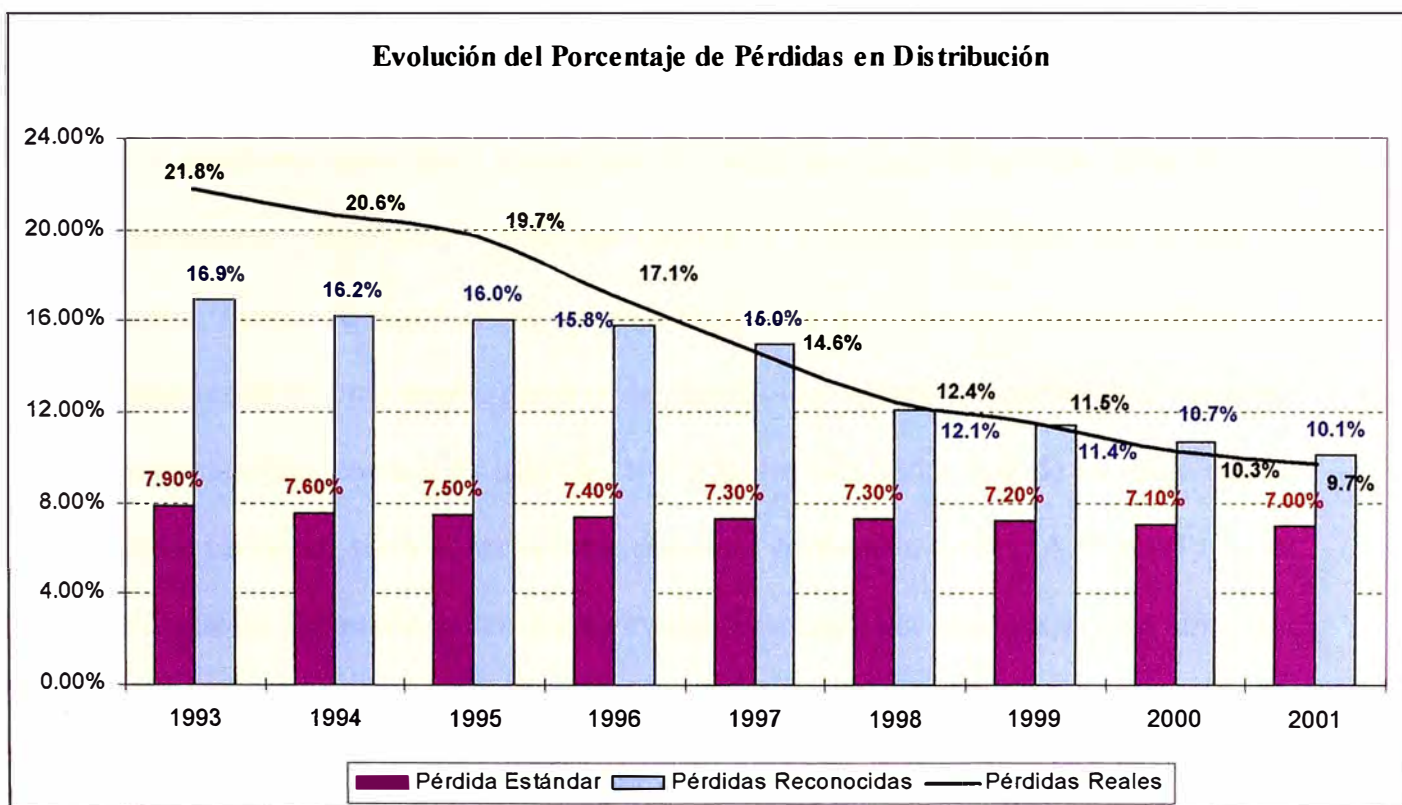


Fig. 1.4 Pérdidas en el Sector Distribución Reales versus las reconocidas en la tarifa

1.5 Compensación Reactiva en Media Tensión

La experiencia en la Compensación Reactiva con que se cuenta es en el ámbito de Subtransmisión. Se tiene instalado en los SET de transformación 60/10kV, Bancos de Condensadores en celdas del lado de 10kV. Así también se tiene un SVC conectado a la Barra de 60kV en el SET Balnearios. No se tiene instalado

condensadores en baja tensión. En la Red de Distribución Primaria (2.3kV, 10kV, 22.9kV) no se tiene bancos de condensadores instalados por la empresa de distribución.

La compensación reactiva ha sido desarrollada por el área de Transmisión, que sigue un plan principal de reducción de pago en hora punta del exceso de potencia reactiva de la demanda total. Siendo su efecto mayor en la reducción del factor de utilización de los transformadores en SET's así también en las líneas de Subtransmisión (60kV). Sin embargo, debido a que se mejoraba el sistema eléctrico hasta la subestación AT/MT donde se instalaban los bancos de condensadores: liberaban capacidad de transformación, mejoraban perfil de tensión y reducían pérdidas en la red de transporte, la red de distribución no se beneficiaba en absoluto de esta aplicación, permaneciendo tal cual estaba antes de la instalación de esta compensación reactiva. La compensación reactiva es más efectiva cuanto más cerca esté de la carga que lo demande. Es decir, sería ideal aportar potencia capacitiva en BT, MT y AT, de tal manera que el factor de potencia en cualquier punto del sistema sea de un valor próximo a 1, siendo 0.98 un valor aceptable que implicaría el no pago por exceso de potencia reactiva.

Habiéndose alcanzado un valor de factor de potencia al nivel de MT/AT que se considera bueno, debido a la limitación propia de este nivel de tensión que maneja bancos de condensadores de dimensiones de MVAR, se considera que es necesario pasar a la siguiente etapa que es la compensación reactiva en las redes MT.

Se tiene varias opciones existentes: Bancos de Condensadores Fijos, Automáticos, STATCOM, etc. Como primera etapa se compensará la potencia reactiva valle, siendo la alternativa técnica-económica más óptima la aplicación Banco de

Condensadores Fijos en la red MT, específicamente en la red primaria de 10kV que es la más extendida y que soporta la mayor demanda de los usuarios actuales, cuyos índices de utilización son los más altos con respecto a las redes de 22.9kV.

Cuando se instalan condensadores en cualquier punto de los sistemas eléctricos, no solo se corrige el factor de potencia, sino también se reduce la magnitud de corriente a fluir por los conductores de las redes que preceden a esta ubicación.

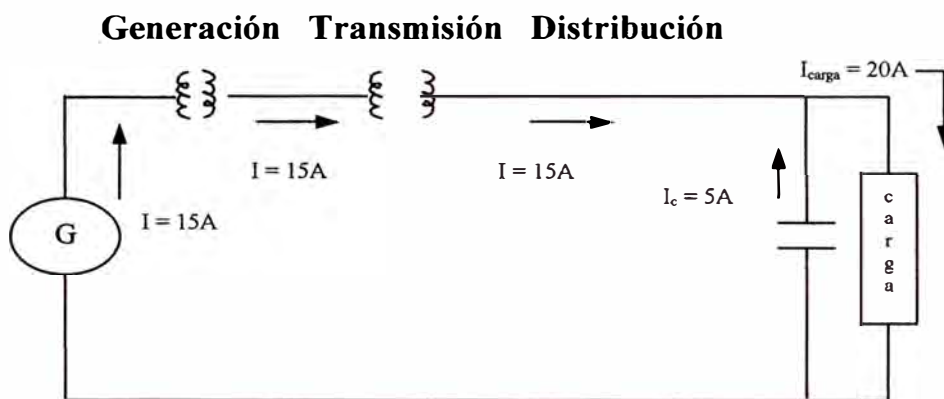


Figura 1.5 Compensación en Red de Distribución

De la figura 1.5, se observa que si el banco de condensadores se instala cerca de la carga que demanda potencia reactiva inductiva, la reducción de corriente se reflejará en todas las etapas anteriores, por el contrario, si compensamos en subestaciones AT/MT (Transmisión) el beneficio se refleja en las líneas de trasmisión, mientras que las redes de distribución seguirán igual.

CAPÍTULO II

CRITERIOS Y METODOLOGÍA

2.1 Conceptos previos

La utilización de la energía eléctrica, distribuida mediante redes de corriente alterna ya sea para fines industriales, comerciales o residenciales, lleva implícita la existencia de campos electromagnéticos para el establecimiento de los campos rotantes que mueven a los motores, para las reactancias de las lámparas de descarga o tubos fluorescentes, etc.

Tales campos magnéticos requieren de la red de alimentación una cierta potencia reactiva (kVAR) que, si bien no significa un aumento directo de la potencia activa (kW) que se está utilizando, se traducen, además del costo económico para aquellos usuarios a los que se les factura la energía reactiva, en mala regulación de la tensión de suministro (llamado “baja tensión”), mayores pérdidas en líneas y elementos de distribución y aumento de la potencia aparente (kVA) requerida para igual potencia activa utilizada.

En las redes eléctricas de corriente alterna, pueden distinguirse dos tipos fundamentales de cargas: Cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas. Como se muestra en la figura 2.1.

Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas. Debido a esto, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran desfasadas 90° con respecto al voltaje aplicado y por lo tanto, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético, durante un corto período de tiempo y se devuelve a la red en un tiempo igual al que tardó en almacenarse.

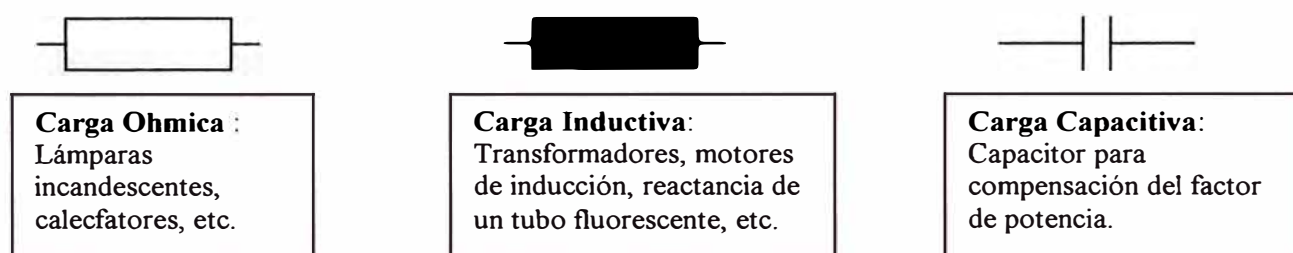


Fig. 2.1 Tipos de carga

Todo usuario de energía eléctrica tiene una cierta tensión de alimentación U (Volts) que aplicada a los motores, artefactos de iluminación, calefactores, etc. dará lugar a una cierta corriente I (Amperes). Ambas magnitudes pueden ser representadas mediante vectores o, más propiamente, “fasores” que tendrán entre sí un cierto ángulo o desfasaje, que dependerá del tipo de carga considerada.

2.1.1 Potencia Activa

Es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en el eje de un motor, la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor, etc.

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (2.1)$$

2.1.2 Potencia Reactiva

Es la que los campos magnéticos de los motores, de los reactores o balastos de iluminación, etc. intercambian con la red sin significar un consumo de energía activa en forma directa.

$$Q = U \cdot I \cdot \sen\varphi \quad (2.2)$$

2.1.3 Potencia Aparente

Es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo y la corriente que éste demanda, esta potencia es lo que limita la utilización de transformadores, líneas de alimentación y demás elementos componentes de los circuitos eléctricos.

$$S = U \cdot I \quad (2.3)$$

Efectuadas las definiciones de las potencias y teniendo en cuenta que tanto las instalaciones industriales como comerciales y residenciales, el tipo de consumo es preponderantemente inductivo puede decirse que el diagrama fasorial de un consumo tipo, teniendo en cuenta las potencias será como se muestra en la figura 2.2:

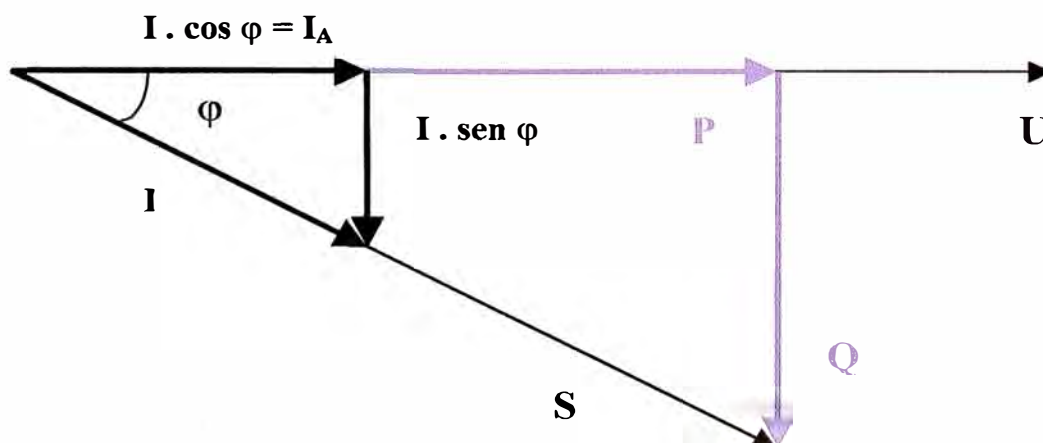


Figura 2.2 Diagrama Fasorial de cargas

Se puede apreciar que para una misma potencia activa P , que efectivamente utilizemos, tendremos que la corriente I y la potencia aparente S son mínimas cuando el ángulo $\varphi = 0$, es decir, cuando el $\cos\varphi = 1$.

Al coseno del ángulo φ que forma la corriente activa I_A con la corriente total resultante I , se le llama “factor de potencia”, por que representa la relación existente entre la potencia real consumida $I_A * U = P$, o potencia activa y la potencia aparente $I*U = S$. Es decir:

$$\frac{P}{S} = \frac{I * \cos\varphi * U}{I * U} = \cos\varphi \quad (2.4)$$

En la práctica se multiplica por cien al factor $\cos\varphi$, quedando medido el factor de potencia en tanto por ciento: porcentaje de potencia real consumida, con relación a la potencia aparente.

2.2 COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

La potencia activa es ineludiblemente suministrada por la red como se muestra en la figura 2.3, sin embargo la potencia reactiva, salvo en casos especiales en que se disponga de máquinas síncronas, puede ser compensada con la conexión de capacitores (ver figura 2.4).

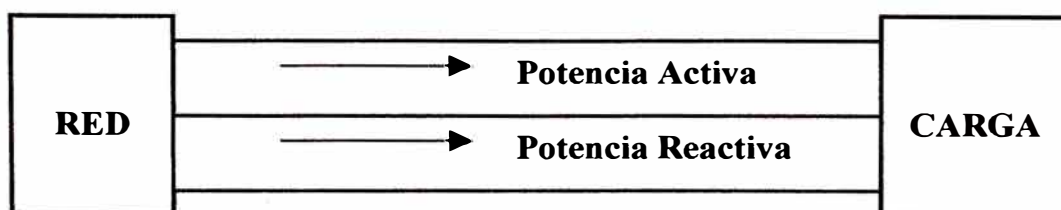


Fig. 2.3 Tipos de Potencia

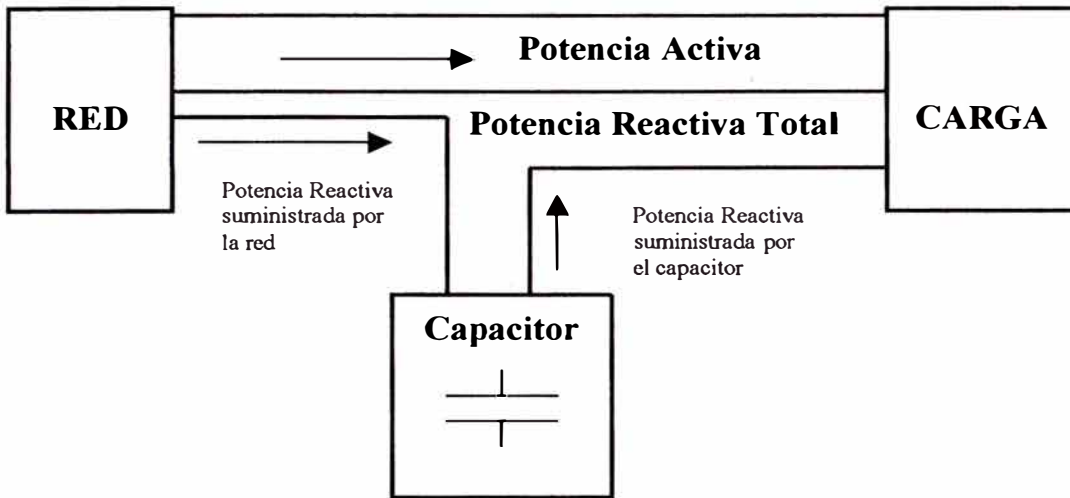


Fig. 2.4 Compensación Reactiva

Los capacitores de potencia conectados en paralelo, representan una carga reactiva de carácter capacitivo, que toma corrientes desfasadas en 90° , en adelante respecto al voltaje. Estas corrientes, al hallarse en oposición de fase con respecto a las corrientes reactivas de tipo inductivo, tienen por efecto el reducir la corriente reactiva total que la red entrega a la carga, como se muestra en la figura 2.5

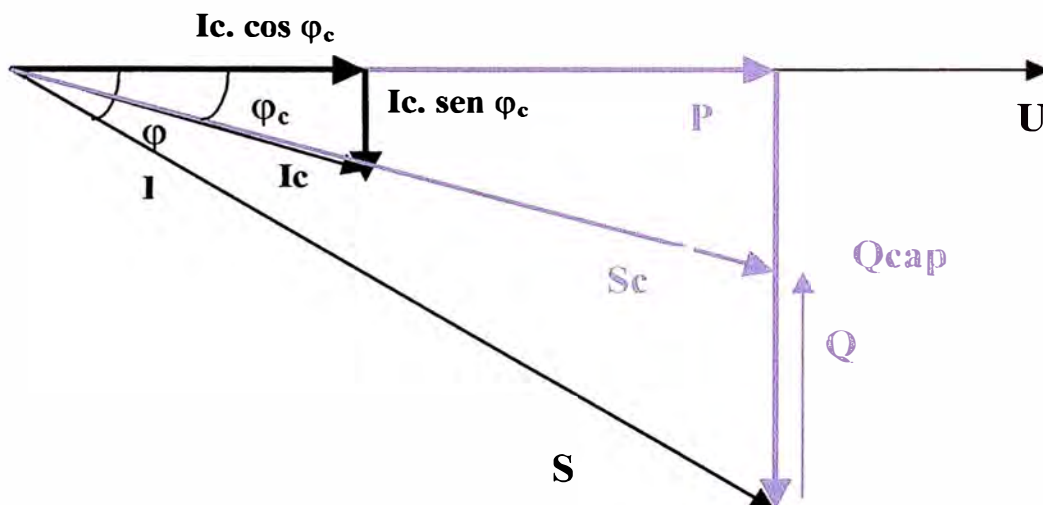


Fig. 2.5 Diagrama fasorial de corrientes con compensación reactiva

En el diagrama de la figura 2.5 se observa la aplicación de una potencia reactiva capacitiva Q_{cap} , produciéndose una disminución del ángulo φ y con él una disminución de la corriente y la potencia aparente.

Del diagrama de la figura 2.5 se puede indicar:

$$\cos\varphi_c > \cos\varphi$$

$$S_c < S$$

El factor de potencia final se aproxima más al valor de 1 y la potencia aparente se reduce con respecto al inicial, manteniéndose la misma potencia activa.

2.3 Criterios

La compensación del factor de potencia en redes primarias puede realizarse de diversas formas. Es importante que la mejora del factor potencia aparte de ser una solución del recargo tarifario por un bajo $\cos\varphi$, se tiene otros aspectos igualmente importantes a considerar:

- a. Reducción de Pérdidas en todo el sistema eléctrico precedente al banco de condensadores.
- b. Mejora del perfil de tensiones
- c. Mayor capacidad de transporte y distribución de energía de la red
- d. Mejora del factor de potencia
- e. Simplicidad en la operación y mantenimiento de los equipos
- f. Impacto en los armónicos de tensión y corriente

Siendo la prioridad los efectos sobre las redes de distribución en Media Tensión, son los dos primeros criterios los que priman para la selección de los equipos así también para su ubicación.

2.3.1 Reducción de Pérdidas

Los bancos de condensadores inyectan corriente capacitiva que reducen la intensidad de carga que circula desde la central de generación hasta el punto donde se ubican los mismos.

La mayor parte de las pérdidas ocurren en las redes de distribución debido a su mayor longitud, a la magnitud de la carga que circula por los conductores y a la tensión más baja en comparación con la red de transmisión.

Las pérdidas son directamente proporcional al cuadrado de la intensidad, al reducir la intensidad, se reducen consecuentemente las pérdidas.

I^2R : Pérdidas resistivas en kW

I^2X : Pérdidas reactivas en kVAR

Las pérdidas de una carga determinada, con y sin banco de condensadores pueden ser comparadas por la siguiente fórmula:

$$\text{Ratio de pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas con condensadores}}{\text{Pérdidas sin condensadores}} = \left[\frac{FP_1}{FP_2} \right]^2 \quad (2.5)$$

Donde : FP_1 : factor de potencia original

FP_2 : factor de potencia con condensadores

condensadores hacia la barra de salida del SET. El porcentaje de elevación de tensión a causa de los condensadores viene dado por la siguiente fórmula:

$$\Delta V \% = \frac{kVAR * I * X}{10 (kV)^2} * 100 \quad (2.7)$$

donde :

kVAR : Potencia trifásica capacitiva aplicada en kVAR

kV : Tensión fase fase en kV

X : Reactancia inductiva de la red en ohmios

Para efectos de proyecto, la mejora del perfil de tensiones será un beneficio adicional de la instalación de los bancos de condensadores, más no será determinante para su ubicación.

2.3.3 Liberación parcial de la capacidad total de distribución de la red

Es cierto que el incremento de la capacidad de transporte de mayor potencia activa no representa un ahorro o beneficio directo valorizable, es importante mencionar que uno de los beneficios que justifica la aplicación de condensadores es que permite a un sistema eléctrico en su conjunto servir más kW de carga que sin la adición de condensadores, no sería posible.

La inversión que se requiere para atender un aumento de carga a un sistema ya de por sí al límite, mediante la aplicación de condensadores, con su correspondiente en kVAR, reducirá los kVA y ello permitirá que puedan ser añadidos más kW de carga sin que sea preciso realizar cuantiosas inversiones en el cambio de conductores de mayor sección.

2.3.4 Mejora del factor de potencia

El sistema tarifario actual penaliza el exceso de consumo de energía reactiva tanto al nivel de distribución como de usuario final. Tal es así, que esta penalización es muy superior al costo que tiene generar esta potencia reactiva inductiva, con lo cual se busca que tanto los usuarios como las concesionarias de distribución inviertan en la instalación de sistemas de compensación reactiva, por lo que de por sí serán los ahorros muy superiores al costo de la inversión en los equipos.

En lo que respecta a la concesionaria de distribución, se tiene dos períodos de horas punta reactiva: 10:00 a 12:00 horas y 18:00 a 23:00 horas, todos los días. En el caso de LDS es penalizado el exceso a partir del 41% (Energía Reactiva/Energía Activa).

Por lo que la mejora del factor de potencia se reflejará en la reducción del pago por penalización del exceso de energía reactiva, como actualmente se viene produciendo.

2.3.5 Simplicidad de la operación y mantenimiento de los equipos

Para la aplicación de bancos de condensadores fijos en la red MT, también se consideró la simplicidad de su instalación y operación. La protección mediante fusibles del tipo expulsión, los cuales son ampliamente utilizados en las subestaciones aéreas. Así también, se instalarán descargadores de sobretensión (pararrayos).

Para el montaje se aprovechará un poste normal del tendido de redes, es decir, se instalarán sobre una estructura existente, debido a que su peso no es significativo.

El mantenimiento es casi nulo, se limita a una periódica revisión del estado de los capacitores y fusibles.

La ubicación de los condensadores será sobre la parte aérea en cada alimentador. Por lo que uno de los criterios para la elección de los alimentadores para este proyectos serán aquellos que tengan gran parte de su red aérea. La ubicación en el terreno dependerá de las estructuras existentes así también del armado de la línea, para seleccionar el poste sobre el cual se adosará el banco de condensadores.

2.3.6 Impacto en los Armónicos de Tensión y Corriente

Existen instalaciones industriales que son especialmente propicias a generar corrientes armónicas de importancia: instalaciones de hornos metalúrgicos de arco, hornos de inducción, grandes motores que entran y salen de operación frecuentemente, etc. En estos casos es posible que los condensadores queden sometidos a corrientes excesivas que causen una disminución notable de su vida útil media e incluso fallos de unidades en un tiempo corto de operación.

El comportamiento de la red para frecuencias armónicas con la instalación de un banco de condensadores puede dividirse en tres partes:

- * Resonancia a frecuencias armónicas que podrían originar corrientes armónicas significativas. Por ejemplo para la quinta y séptima armónica.
- * Tensiones y corrientes armónicas a través del condensador que podrían sobrepasar los límites de diseño del condensador.
- * Amplificación de tensiones armónicas que podrían exceder las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.

Se evaluará el impacto de instalar el banco de condensadores en el punto óptimo definido por la máxima reducción de pérdidas. En el caso que se de una probabilidad

de producirse resonancia por armónicos, la ubicación será cambiada a fin de asegurar que el banco de condensadores no sufra de sobretensiones que lo puedan dañar.

2.4 Metodología

Una red de distribución de energía eléctrica, funciona a un rendimiento máximo y a la vez más económico, cuando su factor de potencia se acerca lo más posible a la unidad. En la realidad, debido a que la curva de la carga oscila a lo largo de las horas del día, como se muestra en la figura 2.6, es por lo que la corrección a la unidad es prácticamente inviable.

En condiciones de la red, de mínima demanda, se puede instalar un banco de condensadores del tipo fijo que pueda permanecer conectado permanentemente a la red. Si se dimensiona bancos de condensadores con la máxima demanda, en las horas de valle habría un excedente de kVAR en la red que provocaría un factor de potencia capacitivo que podría llegar a ocasionar inestabilidad en el sistema y otros fenómenos perjudiciales.

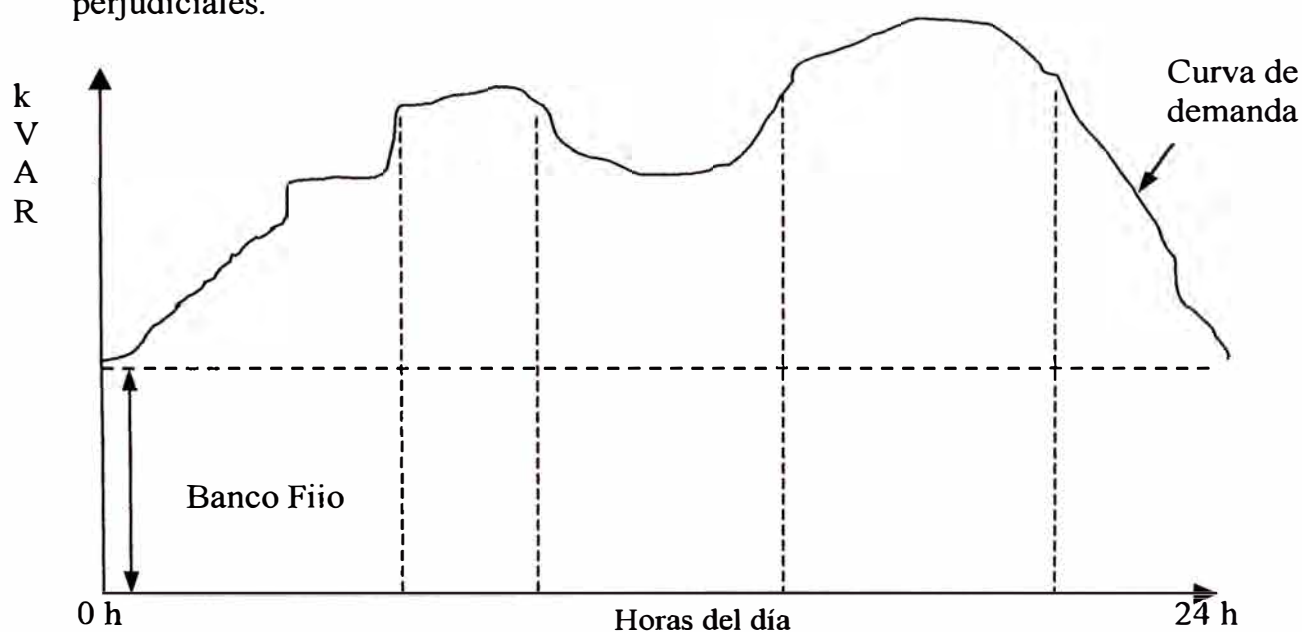


Fig. 2.6 Curva de demanda de un día

2.4.1 Descripción

Con el propósito de reducir las pérdidas técnicas en las redes de distribución primarias de 10 kV, dentro de su plan de inversiones del año 2000 Luz del Sur adquirió 30 condensadores monofásicos con la potencia total de 5 292 kVAR efectivos para instalarse en conexión estrella con neutro aislado en la red Media Tensión 10kV.

Primera Paso: Determinación de los alimentadores para el proyecto

Se cuenta con los registros de energía activa y reactiva en intervalos de 15 minutos de los 246 alimentadores que tiene Luz del Sur en toda su zona de concesión de cada mes del año 2000.

Se analiza el comportamiento anual de cada alimentador, identificándose aquellos que tienen un factor de potencia bajo, una demanda de energía reactiva sostenida en todo el año y de magnitud considerable.

Además se cuenta con la longitud total de red aérea de cada alimentador.

Con estos elementos se selecciona los 10 alimentadores del proyecto, implementado en el año 2001.

Segundo Paso: Determinación de la Demanda Reactiva de cada alimentador

De los registros diarios de energía reactiva de los 10 alimentadores, se analiza su comportamiento durante todo el año 2000, obteniéndose los valores de máxima y mínima demanda reactiva, así también los factores de potencia, carga y pérdidas.

Tercer Paso: Determinación del Banco de Condensadores para cada alimentador

En la Norma DNC-ET-058 de Luz del Sur, se establece las características técnicas de estos equipos y su conexión estrella con neutro no aterrado, así también los valores de potencia nominales estandarizados.

Complementando la demanda mínima de potencia reactiva de cada alimentador y los valores estandarizados por norma, se determina el valor del banco de condensadores que se instalarán en cada alimentador para atender la demanda valle sin producir sobrecompensación de potencia reactiva capacitiva.

Cuarto Paso: Ubicación del Banco de Condensadores

Para la ubicación del banco de condensadores será por la mayor reducción de pérdidas de potencia. Para realizar el flujo de carga, se ha considerado que se tiene la demanda de potencia activa y reactiva de cada alimentador, así también, se cuenta con el registro de demanda de carga de cada subestación de distribución de estos alimentadores. Para la modelación, el programa de flujo de carga realiza un ajuste considerando la demanda registrada a la salida de SET del alimentador y las cargas de cada subestación, realizando un reparto de carga equivalente entre la demanda registrada a la salida del SET y la demanda de subestaciones de distribución más las pérdidas en los conductores.

Con este flujo de carga obtenido para máxima y mínima demanda se le considera como el inicial (sin banco de condensadores) y será comparado con los flujos de carga resultantes de ubicar el banco de condensadores en diferentes puntos de la red de cada alimentador.

Como las cargas han sido distribuidas, el flujo de carga que sale del SET será alterado por el banco de condensadores, por lo que será menor en potencia activa y reactiva. Se compara entonces el flujo de potencia que sale del SET inicial versus los flujos de cargas de ubicar el banco de condensadores en cada punto del alimentador. Donde el banco de condensadores se produzca la mayor diferencia entre la potencia inicial sin banco y con banco, ése se considerará como la ubicación óptima del banco de condensadores.

Quinto Paso: Evaluación de armónicos tensión y corriente

Con la ubicación definida de los bancos de condensadores en cada uno de los alimentadores 10 kV y con la información de los registros de tensión y corriente armónica proporcionada por el Dpto. Control Técnico, mediante barrido de impedancias en los puntos de ubicación, se calculó las tensiones y corrientes armónicas esperadas en los bornes de los condensadores. Para el caso del alimentador BJ-03 se tuvo que modificar la ubicación de los condensadores por la presencia del armónico de orden 7mo, originado principalmente por la baja potencia de cortocircuito en las barras de la SET Bujama.

Para solucionar este problema, se ubicó el banco de condensadores en un punto más cercano al SET Bujama, con lo cual se paso al armónico 18 como posible frecuencia de resonancia.

La frecuencia de resonancia está relacionada directamente con la potencia de cortocircuito y la magnitud de la resonancia está directamente relaciona con la potencia del banco de condensadores. La potencia de cortocircuito del SET Bujama es baja en comparación con el resto de SET de la red de 60kV, debido a que es el

punto más alejado de la red de 60 kV y de la concesión en el Sur de Lima (km. 90 Panamericana Sur). Por lo tanto, mientras más lejos del SET se ubique el banco de condensadores del alimentador BJ-03, la potencia de cortocircuito se hace menor. Esto se debe a que el valor de la impedancia va en aumento, es decir, a la impedancia de cortocircuito en el SET Bujama se le va sumando la impedancia propia de la línea de 10kV, por lo que el cociente: $P_{cc} = V_{cc}^2/Z_{cc}$, se hace menor por que $Z_{cc} = Z_{60kV} + Z_{red\ 10kV}$

Sexto Paso: Análisis de Cortocircuito

De igual manera, se efectuó los cálculos de la corriente de cortocircuito en los puntos donde se ubicarán los condensadores. Los valores obtenidos para falla trifásica son menores a 5 kA. . La magnitud de corriente de falla obtenida es menor que la capacidad de ruptura de los seccionadores fusibles definidos para la protección de sobrecorriente.

Con los resultados obtenidos en el estudio se desarrolló la ingeniería de detalle para efectuar la instalación de los bancos de condensadores, el mismo que esta contenido en el Anexo I del presente trabajo.

Séptimo Paso: Evaluación Económica

Con los resultados obtenidos de máxima reducción de pérdidas, los factores de carga y pérdida, además de los costos de la energía y las penalizaciones por exceso de consumo de energía reactiva se estiman los ahorros proyectados para determinar la rentabilidad del proyecto.

2.4.2 Objetivos

Se instalarán bancos de condensadores en diez (10) alimentadores 10 kV para lograr:

- Reducir las pérdidas de potencia y energía.
- Aumentar la capacidad de utilización de la red como potencia activa.
- Mejorar el perfil de tensiones en las subestaciones extremas.

2.4.3 Criterios de Selección de Alimentadores

Para este proyecto de compensación reactiva los alimentadores fueron seleccionados considerando los siguientes criterios:

- Bajo factor de potencia
- Volumen de energía reactiva consumida
- Preponderancia de redes aéreas

En el Cuadro 2.1 se indican los alimentadores seleccionados para el proyecto.

Cuadro 2.1. Alimentadores del Proyecto Compensación Factor de Potencia

Centro de Servicio	SET	Alimentador 10 kV
San Juan	Bujama	BJ-03
	Chorrillos	CH-04
		CH-06
	San Juan	SJ-04
	Villa María	VM-13
		VM-14
VM-16		
Vitarte	Ñaña	NA-04
	La Planicie	PL-02
		PL-06

2.4.4 Información utilizada en el estudio

El estudio fue desarrollado basándose en la siguiente información proporcionada por las áreas técnicas:

- Esquemas unifilares de los diez alimentadores a Enero 2001 junto con la información de topología del archivo CYMDIST.
- Parámetros de los cables y conductores.
- Potencia de cortocircuito monofásica y trifásica en los SET's.
- Registros de energía activa, reactiva de los diez alimentadores (archivo PRN's) correspondientes al período dic -99 y dic-2000.
- Factor del medidor que corresponde a cada alimentador.
- Registro de mediciones de armónicos en 220 V y 10 kV correspondiente a clientes de ocho (8) alimentadores.
- Registro de variación diaria de la tensión en las barras de las SET's.
- Registro de carga de subestaciones de distribución
- Registro de demandas de clientes MT con máxímetros.
- Lista de subestaciones, clientes MT pertenecientes a cada alimentador.
- Preliminar de norma para la instalación de condensadores 10 kV.

2.4.5 Software utilizado

Se ha utilizado el software WinFdc que comprende los siguientes módulos:

- WinFdc Sistema de gestión de base de datos para Access 97 ó Access 2000.
- NewFdc Programa de flujo de carga para redes de distribución (kW) y redes de transmisión (MW).

- NewCf Programa de cortocircuito que incluye fallas trifásicas, monofásicas a tierra, bifásicas y bifásicas a tierra. NewCf efectúa cálculos según las normas ANSI e IEC-909.
- FdcHarmo Programa de armónicos que permite efectuar barridos de impedancia e incluir fuentes de corrientes armónicas.
- FdcLine Utilitario gráfico para AutoCad 14 y AutoCad 2000.

2.5 Análisis de la Información Base del Estudio

2.5.1 Demanda de los alimentadores

Los registros históricos de demanda de cada alimentador, han sido procesados a partir de los datos contenidos en los archivos PRN correspondientes al año 2000.

Los valores considerados para máxima y mínima tensión demanda corresponden a registros de carga normal, descartando los valores muy altos y muy bajos que corresponden a una operación no usual el alimentador.

En los Cuadros 2.2 al 2.11 se muestran para cada alimentador el resumen mensual del consumo total de energía activa y reactiva, los factores de potencia, de carga y de pérdidas, la demanda máxima y la demanda mínima registrada.

CUADRO 2.2 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 KV BJ-03

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	1186158	750167	0.85	0.51	0.28	3139	1462	90.6%	1012	766	79.8%
	Febrero	1132964	723559	0.84	0.50	0.27	3249	1480	91.0%	1022	647	84.5%
	Marzo	1147227	745924	0.84	0.51	0.28	3047	1456	90.2%	1025	800	78.9%
	Abril	1062015	691017	0.84	0.49	0.26	3017	1424	90.4%	962	809	76.5%
	Mayo	978161	625127	0.84	0.53	0.31	2505	1311	88.6%	704	536	79.6%
	Junio	930439	574466	0.85	0.54	0.31	2407	1221	89.2%	778	647	76.9%
	Julio	943120	569629	0.86	0.53	0.30	2437	1184	90.0%	700	598	76.1%
	Agosto	926792	569477	0.85	0.55	0.33	2259	1120	89.6%	781	634	76.9%
	Setiembre	898199	560377	0.85	0.53	0.31	2341	1175	89.4%	735	650	74.9%
	Octubre	958065	607572	0.84	0.53	0.30	2438	1240	89.1%	698	561	78.0%
	Noviembre	932233	600641	0.84	0.51	0.28	2556	1275	89.5%	787	644	77.4%
	Diciembre	1041114	680340	0.84	0.40	0.18	3573	1639	90.9%	650	463	81.5%

CUADRO 2.3 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 KV CH-04

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	2060793	1125812	0.88	0.63	0.41	4431	2064	90.6%	1628	1109	82.6%
	Febrero	1996010	1096666	0.88	0.63	0.41	4576	2122	90.7%	1835	1077	86.2%
	Marzo	2093125	1140036	0.88	0.62	0.41	4512	2125	90.5%	1648	1029	84.8%
	Abril	1951938	1025095	0.89	0.61	0.39	4474	2041	91.0%	1691	960	87.0%
	Mayo	2047656	1044067	0.89	0.64	0.42	4373	1988	91.0%	1581	825	88.7%
	Junio	1980890	967396	0.90	0.62	0.42	4414	1904	91.8%	1587	947	85.9%
	Julio	2063255	985637	0.90	0.64	0.42	4419	1975	91.3%	1627	789	90.0%
	Agosto	2123220	1004698	0.90	0.63	0.42	4533	2019	91.3%	1695	820	90.0%
	Setiembre	2058317	965235	0.91	0.64	0.43	4486	1956	91.7%	1592	698	91.6%
	Octubre	2011356	1006495	0.89	0.61	0.40	4409	1930	91.6%	1511	920	85.4%
	Noviembre	2018564	1004367	0.90	0.63	0.42	4465	1947	91.7%	1527	941	85.1%
	Diciembre	2103006	1090030	0.89	0.61	0.39	4735	1924	92.6%	1598	1054	83.5%

CUADRO 2.4 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 KV CH-06

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	2081262	1398663	0.83	0.66	0.48	4212	2552	85.5%	1558	1059	82.7%
	Febrero	1920894	1265686	0.84	0.62	0.43	4425	2632	85.9%	1537	1015	83.5%
	Marzo	2338197	1491518	0.84	0.71	0.52	4452	2822	84.5%	1582	1032	83.8%
	Abril	2177122	1369259	0.85	0.67	0.46	4537	2889	84.5%	1747	1382	78.4%
	Mayo	2273478	1408082	0.85	0.71	0.51	4356	2655	85.4%	1798	962	88.2%
	Junio	2229095	1348815	0.86	0.70	0.52	4418	2543	86.7%	1795	1052	86.3%
	Julio	2261445	1384853	0.85	0.68	0.49	4510	2751	85.4%	1721	1099	84.3%
	Agosto	2381378	1482213	0.85	0.71	0.52	4508	2836	84.6%	2096	1157	87.5%
	Setiembre	2228957	1325779	0.86	0.70	0.50	4432	2638	85.9%	2003	1068	88.2%
	Octubre	2261719	1313949	0.86	0.70	0.51	4327	2608	85.6%	1912	992	88.8%
	Noviembre	2179108	1268185	0.86	0.70	0.51	4317	2434	87.1%	1817	991	87.8%
	Diciembre	2180997	1290309	0.86	0.70	0.51	4297	2323	88.0%	1706	893	88.6%

Fpot : Factor de potencia

--

 : Valores de demanda tomadas como referencia para el flujo de carga

CUADRO 2.5 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 KV SJ-04

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	1717307	929235	0.88	0.56	0.34	4145	1964	90.4%	1091	873	78.1%
	Febrero	1852580	1030308	0.87	0.53	0.31	5018	2400	90.2%	1309	1091	76.8%
	Marzo	1889180	1040508	0.88	0.55	0.34	4582	2182	90.3%	1527	1091	81.4%
	Abril	1784453	985308	0.88	0.60	0.39	4145	1964	90.4%	1309	873	83.2%
	Mayo	1809544	963217	0.88	0.59	0.38	4145	1964	90.4%	1309	873	83.2%
	Junio	1753307	894817	0.89	0.51	0.29	4800	1964	92.6%	1309	873	83.2%
	Julio	1830925	907254	0.90	0.60	0.39	4145	1964	90.4%	1091	655	85.7%
	Agosto	1873689	915217	0.90	0.55	0.33	4582	1964	91.9%	1309	873	83.2%
	Setiembre											
	Octubre	1743537	1014615	0.86	0.51	0.31	4582	1964	91.9%	1527	873	86.8%
	Noviembre	1795843	1039981	0.87	0.54	0.31	4582	1964	91.9%	1309	873	83.2%
	Diciembre	2067107	1053272	0.89	0.52	0.28	5455	2182	92.8%	1527	873	86.8%

CUADRO 2.6 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 KV VM-13

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	1557706	923570	0.86	0.53	0.30	3937	1857	90.4%	1153	616	88.2%
	Febrero	1487232	910578	0.85	0.61	0.40	3503	1740	89.6%	1149	820	81.4%
	Marzo	1562649	945685	0.86	0.55	0.33	3790	1923	89.2%	1283	696	87.9%
	Abril	1480764	879659	0.86	0.59	0.37	3507	1748	89.5%	1176	821	82.0%
	Mayo	1220014	695364	0.87	0.49	0.26	3407	1653	90.0%	759	514	82.8%
	Junio	1048452	558167	0.88	0.47	0.16	3124	1519	89.9%	817	418	89.0%
	Julio	1090355	552220	0.89	0.40	0.17	3724	1455	93.1%	676	465	82.4%
	Agosto	1011547	513667	0.89	0.49	0.28	2780	1340	90.1%	661	346	88.6%
	Setiembre	879941	453597	0.89	0.49	0.28	2504	1216	89.9%	625	327	88.6%
	Octubre	919590	497659	0.88	0.48	0.27	2567	1241	90.0%	637	348	87.8%
	Noviembre	896019	500246	0.87	0.49	0.28	2555	1272	89.5%	647	403	84.9%
	Diciembre											

CUADRO 2.7 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 KV VM-14

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	1962870	1139152	0.86	0.54	0.33	4898	2458	89.4%	1628	1116	82.5%
	Febrero	1854747	1117121	0.86	0.54	0.33	4917	2483	89.3%	1472	857	86.4%
	Marzo	1985984	1188372	0.86	0.55	0.34	4875	2465	89.2%	1646	1193	81.0%
	Abril	1911846	1123529	0.86	0.54	0.33	4930	2556	88.8%	1567	1097	81.9%
	Mayo	1745842	995672	0.87	0.49	0.27	4802	2436	89.2%	1285	696	87.9%
	Junio	1551106	849015	0.88	0.55	0.34	3919	1887	90.1%	1221	804	89.6%
	Julio	1637293	876226	0.88	0.55	0.33	4077	1928	90.4%	1262	638	89.2%
	Agosto	1671889	898542	0.88	0.53	0.32	4250	2093	89.7%	1259	611	90.0%
	Setiembre	1646166	899943	0.88	0.51	0.30	4475	2223	89.6%	1288	628	89.9%
	Octubre	1582042	897542	0.87	0.49	0.27	4352	2152	89.6%	1226	600	89.8%
	Noviembre	1535930	891660	0.86	0.52	0.31	4075	2121	88.7%	1272	873	82.5%
	Diciembre											

Fpot : Factor de potencia

: Valores de demanda tomadas como referencia para el flujo de carga

CUADRO 2.8 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 kV VM-16

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	1631289	934635	0.87	0.56	0.34	3927	1964	89.4%	1309	873	83.2%
	Febrero	1552417	904417	0.86	0.57	0.35	3927	1964	89.4%	1309	873	83.2%
	Marzo	1678526	970472	0.87	0.61	0.36	3709	1964	88.4%	1309	873	83.2%
	Abril	1570600	877417	0.87	0.56	0.34	3927	1964	89.4%	1091	655	85.7%
	Mayo	1561144	830563	0.88	0.57	0.36	3709	1964	88.4%	1309	655	89.4%
	Junio	1565998	797781	0.89	0.59	0.34	3709	1745	90.5%	1309	655	89.4%
	Julio	1652289	821836	0.90	0.61	0.40	3709	1745	90.5%	1309	655	89.4%
	Agosto	1627307	812672	0.89	0.56	0.35	3927	1964	89.4%	1091	436	92.8%
	Setiembre	1503980	766254	0.89	0.56	0.35	3709	1745	90.5%	1091	436	92.8%
	Octubre	1601754	932138	0.86	0.58	0.35	3709	1745	90.5%	1091	655	85.7%
	Noviembre	1525480	887750	0.86	0.57	0.35	3709	1745	90.5%	1309	655	89.4%
	Diciembre	1634180	851617	0.89	0.52	0.28	4364	1964	91.2%	1309	655	89.4%

CUADRO 2.9 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 kV NA-04

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	911655	621876	0.83	0.46	0.26	2650	1316	89.6%	691	669	71.8%
	Febrero	877077	642293	0.81	0.47	0.26	2707	1601	86.1%	724	779	68.1%
	Marzo	953854	699271	0.81	0.48	0.27	2691	1463	87.9%	752	824	67.4%
	Abril	935528	672860	0.81	0.47	0.26	2782	1576	87.0%	747	773	69.5%
	Mayo	937620	627541	0.83	0.46	0.26	2737	1452	88.3%	703	620	75.0%
	Junio	872553	515785	0.86	0.46	0.26	2656	1297	89.9%	668	569	76.1%
	Julio	1185146	697250	0.86	0.42	0.22	3844	1825	90.3%	704	584	77.0%
	Agosto	917572	538383	0.86	0.41	0.14	2987	1389	90.7%	691	576	76.8%
	Setiembre	870377	526708	0.86	0.46	0.26	2631	1224	90.7%	685	579	76.4%
	Octubre	893470	563831	0.85	0.46	0.26	2623	1262	90.1%	639	479	80.0%
	Noviembre	872016	559451	0.84	0.45	0.25	2698	1295	90.2%	653	555	76.2%
	Diciembre	943829	605635	0.84	0.46	0.15	2795	1334	90.2%	693	600	75.6%

CUADRO 2.10 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 kV PL-02

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	2190881	1024149	0.91	0.61	0.40	4825	2023	92.2%	1245	795	84.3%
	Febrero	2139730	1033250	0.90	0.53	0.30	5811	2113	94.0%	1479	749	89.2%
	Marzo	2304154	1122975	0.90	0.61	0.40	5039	2159	91.9%	1825	1108	85.5%
	Abril	2200704	1054614	0.90	0.59	0.26	5153	2249	91.6%	1762	985	87.3%
	Mayo	2351602	1053605	0.91	0.62	0.41	5153	2051	92.9%	1741	932	88.2%
	Junio	2369716	982493	0.92	0.62	0.41	5308	1960	93.8%	1739	862	89.6%
	Julio	2391841	947538	0.93	0.64	0.36	5133	2008	93.1%	1772	856	90.0%
	Agosto	2468452	988001	0.93	0.62	0.41	5351	1996	93.7%	1781	862	90.0%
	Setiembre	2351451	971008	0.92	0.63	0.43	5193	1991	93.4%	1756	885	89.3%
	Octubre	2361853	1025212	0.92	0.62	0.42	5079	2016	92.9%	1747	919	88.5%
	Noviembre	2274983	994753	0.92	0.61	0.40	5147	2137	92.4%	1708	875	89.0%
	Diciembre	2172936	990298	0.91	0.60	0.38	4963	2105	92.1%	1305	852	83.7%

Fpot : Factor de potencia

: Valores de demanda tomadas como referencia para el flujo de carga

CUADRO 2.11 : DEMANDA DEL ALIMENTADOR 10 kV PL-06

Año	Mes	Energía		Factores de:			Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kWh	kVARh	Potencia	Carga	Pérdidas	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot
2000	Enero	2282596	989525	0.92	0.67	0.48	4604	1960	92.0%	1731	921	88.3%
	Febrero	2270972	1035769	0.91	0.68	0.49	4833	2240	90.7%	1802	958	88.3%
	Marzo	2465719	1134760	0.91	0.69	0.52	4786	2173	91.1%	1784	970	87.9%
	Abril	2238806	1013752	0.91	0.65	0.46	4762	1944	92.6%	1752	947	88.0%
	Mayo	2265937	988556	0.92	0.68	0.50	4508	1678	93.7%	1658	896	88.0%
	Junio											
	Julio	2178276	871206	0.93	0.67	0.47	4438	1534	94.5%	1711	827	90.0%
	Agosto	2034992	821164	0.93	0.66	0.47	4141	1532	93.8%	1563	753	90.1%
	Setiembre	2176760	863993	0.93	0.67	0.48	4513	1645	94.0%	1678	861	89.0%
	Octubre	2263028	918856	0.93	0.67	0.48	4562	1664	93.9%	1699	864	89.1%
	Noviembre	2240162	904529	0.93	0.66	0.46	4737	1863	93.1%	1726	845	89.8%
	Diciembre	2381197	1020257	0.92	0.69	0.49	4752	1916	92.7%	1772	819	90.8%

Fpot : Factor de potencia

--

 : Valores de demanda tomadas como referencia para el flujo de carga

Para el flujo de carga de los alimentadores y otras evaluaciones se ha considerado los valores indicados en el Cuadro 2.12.

Cuadro 2.12 Máxima y Mínima Demanda, Factores Promedio de Potencia, Carga y Pérdida de los alimentadores seleccionados

Alimentador	Demanda Máxima		Demanda Mínima		Factores Promedio de		
	kW	kVAR	kW	KVAR	Potencia	Carga	Pérdidas
BJ-03	3 369	1 409	761	545	0,85	0,51	0,31
CH-04	4 575	2 135	1 507	880	0,89	0,63	0,42
CH-06	4 531	2 873	1 550	1 029	0,85	0,69	0,51
SJ-04	5 018	2 403	1 334	819	0,88	0,55	0,34
VM-13	3 507	1 747	690	371	0,87	0,51	0,30
VM-14	4 919	2 356	1 217	607	0,87	0,52	0,33
VM-16	3 930	1 959	1 091	475	0,88	0,57	0,36
NA-04	2 490	1 388	646	500	0,84	0,46	0,26
PL-02	5 301	1 963	1 306	789	0,91	0,61	0,41
PL-06	4 832	2 201	1 564	762	0,92	0,67	0,49

2.5.2 Criterios de selección de banco de condensadores para cada alimentador

a. Características de los bancos de condensadores

Los bancos serán del tipo fijo, para uso exterior, montaje en postes (ver normas DNC-ET-058, TE-7-701) y están conformados por tres unidades de condensadores de igual valor de capacitancia.

Características Eléctricas:

Número de fases	:	3
Potencia nominal de cada unidad monofásica	:	150, 200, 300, 400 kVAR
Conexión del banco	:	Estrella con neutro aislado
Tensión nominal del condensador	:	6,8 kV
Número de bushings	:	2
Tensión de Ensayo con onda de impulso 1,2/50 us (BIL)	:	95 kV
Tensión no disruptiva a frecuencia nominal	:	38 kV
Sobre tensión continua permisible	:	10%
Tipo de dieléctrico	:	No PCB
Resistencia de descarga interna	:	Si

La potencia nominal se asocia con la tensión nominal del condensador 6,8 kV. La potencia efectiva de la unidad conectada a 5,77kV (tensión fase $10/\sqrt{3}$ kV) será como se muestra en el cuadro 2.13.

Cuadro 2.13. Potencias Nominales y Potencias Efectivas

Pot. Nom.(kVAR)	150	200	300	400
Pot. Efec. (kVAR)	108	144	216	288

$$\text{Donde : kVAR efectivos} = \text{kVAR nominal} * (\text{kV suministrado/kV nominal})^2$$

$$\text{kVAR efectivos} = \text{kVAR nominal} * [(10/\sqrt{3})/ 6.80]^2$$

b. Determinación de la Capacidad del Banco de Condensadores

La determinación de la capacidad del banco de condensadores para cada alimentador se definió según los siguientes criterios:

- Mínima demanda de potencia reactiva
- Banco de Condensadores tipo fijo, cumpliendo con las especificaciones de la Norma DNC-ET-058

En el cuadro 2.14 se indican las potencias de los bancos seleccionados para cada alimentador.

Cuadro 2.14 Potencia de los Bancos de Condensadores

Alimentador 10 kV	Demanda Mínima (kVAR)	Banco de Condensadores Elegido (kVAR)	Potencia Efectiva a 5,77 kV (kVAR)
BJ-03	545	3 x 200	432
CH-04	880	3 x 300	648
CH-06	1029	3 x 400	864
SJ-04	819	3 x 300	648
VM-13	371	3 x 150	324
VM-14	607	3 x 200	432
VM-16	475	3 x 200	432
ÑA-04	500	3 x 200	432
PL-02	789	3 x 300	648
PL-06	762	3 x 200	432

2.5.3 Parámetros de líneas y cables

La información de equipo fue suministrada en un archivo de CymDist que posee los parámetros de los diferentes tipos de líneas y cables utilizados en la red de distribución de Luz del Sur. Dichos se muestran en el cuadro 2.15.

CUADRO 2.15 : PARAMETROS ELECTRICOS DE CONDUCTORES Y CABLES 10 kV

IdLinea	Descripción	$R_1(\Omega/\text{km})$	$X_1(\Omega/\text{km})$	$B_1(\mu\text{S}/\text{km})$	$X_1(\Omega/\text{km})$	$X_0(\Omega/\text{km})$	I_n (A)
C-0002	NKY_16_3_D	1.37700	0.13600	60.90	7.63353	0.21048	79
C-0003	NKY_16_3_A	1.37700	0.13600	60.90	7.63353	0.21048	79
C-0004	NKY_35_3_D	0.63000	0.12000	72.30	4.44000	0.29800	130
C-0005	NKY_35_3_A	0.63000	0.12000	72.30	4.44000	0.29800	130
C-0006	NKY_70_3_D	0.32300	0.10900	95.60	3.95000	0.26800	189
C-0007	NKY_70_3_A	0.32300	0.10900	95.60	3.95000	0.26800	144
C-0008	NKY_95_3_D	0.24400	0.17000	106.00	3.48000	0.25600	168
C-0009	NKY_120_3_D	0.18600	0.10100	117.00	3.24000	0.24900	252
C-0010	NKY_120_3_A	0.18600	0.10100	117.00	3.24000	0.24900	192
C-0011	NKY_120_3_G	0.18600	0.10100	117.00	3.24000	0.24900	192
C-0012	NKY_240_3_D	0.09500	0.09600	127.00	2.45000	0.22800	285
C-0013	N2XSY_50_3_D	0.49346	0.19998	83.90	1.76357	0.71972	201
C-0014	N2XSY_50_3_A	0.49346	0.19998	83.90	1.76357	0.71972	201
C-0015	N2XSY_70_3_D	0.34173	0.18894	95.60	1.40125	0.38911	246
C-0016	N2XSY_70_3_A	0.34173	0.18894	95.60	1.40125	0.38911	246
C-0017	N2XSY_70_3_G	0.34173	0.19911	95.60	1.40125	0.41004	240
C-0018	N2XSY_95_3_D	0.34173	0.18894	106.00	1.40125	0.38911	246
C-0019	N2XSY_120_3_D	0.19509	0.17432	117.00	0.79298	0.06562	333
C-0020	N2XSY_240_3_D	0.09614	0.15786	127.00	0.38735	0.05942	487
C-0021	N2XSY_240_3_H	0.09614	0.15786	127.00	0.38735	0.05942	487
C-0022	NYSY_35_3_D	0.66350	0.20880	72.30	2.02185	1.07292	162
C-0023	NYSY_35_3_A	0.66350	0.20880	72.30	2.02185	1.07292	162
C-0024	NYSY_16_3_D	1.45150	0.24360	60.90	2.89430	2.00180	74
C-0025	NYSY_70_3_D	0.34173	0.18894	95.60	1.40125	0.38911	232
C-0026	N2XSY_16_3_D	1.45150	0.24360	60.90	2.89430	2.00180	92
C-0027	N2XSY_35_3_D	0.66350	0.20880	72.30	2.02185	1.07292	160
C-0028	N2XSY_25_3_D	0.92700	0.21553	66.10	2.33661	1.43930	144
C-0029	N2XSY_25_3_A	0.92700	0.21553	66.10	2.33661	1.43930	144
C-0030	N2XSY_300_3_D	0.07740	0.15660	135.00	0.30906	0.05895	595
C-0031	N2XSY_25_3_G	0.92700	0.21553	66.10	2.33661	1.43930	144
C-0032	N2XSY_50_3_G	0.49346	0.20962	83.90	1.76357	0.75442	198
C-0033	N2XSY_120_3_G	0.19509	0.18057	117.00	0.79298	0.06797	320
C-0034	N2XSY_240_3_G	0.09614	0.16281	127.00	0.38735	0.06128	452
C-0035	N2XSY_25_2_D	0.92700	0.19812	66.10	2.33661	1.43930	144
C-0036	N2XSY_50_2_D	0.49346	0.18257	83.90	1.76357	0.71972	201
C-0037	NYSY_35_1_B	0.66350	0.20880	72.30	2.02185	1.07292	162
C-0038	NYSY_16_1_B	1.45150	0.24360	60.90	2.89430	2.00180	74
L-0003	CU_8_3_D	1.99635	0.49579	3.11	2.14635	1.73527	75
L-0004	CU_8_3_A	1.99635	0.49579	3.11	2.14635	1.73527	75
L-0005	CU_13_3_A	1.40174	0.47564	3.38	1.55174	1.66474	112
L-0006	CU_16_3_D	1.40174	0.47564	3.44	1.55174	1.66474	112
L-0007	CU_16_3_A	1.40174	0.47564	3.44	1.55174	1.66474	112
L-0008	CU_16_3_G	1.40174	0.49966	3.44	1.55174	1.74880	112
L-0009	CU_25_3_D	0.85420	0.45729	3.58	1.00420	1.60051	149
L-0010	CU_25_3_A	0.85420	0.45729	3.58	1.00420	1.60051	149
L-0011	CU_35_3_D	0.63992	0.44596	3.65	0.78992	1.56087	182
L-0012	CU_35_3_A	0.63992	0.44596	3.65	0.78992	1.56087	182
L-0013	CU_35_3_G	0.63992	0.46998	3.65	0.78992	1.64493	182
L-0014	CU_50_3_D	0.35552	0.41733	3.82	0.50552	1.46065	231
L-0015	CU_70_3_D	0.32742	0.41977	3.99	0.47742	1.46920	275
L-0016	CU_95_3_D	0.35552	0.41733	4.15	0.50552	1.46065	231
L-0017	CU_120_3_D	0.32742	0.41977	4.15	0.47742	1.46920	275
L-0018	AA_16_3_D	1.14060	0.44596	3.55	1.29060	1.56087	134
L-0019	AA_25_2_D	1.14060	0.44596	3.55	1.29060	1.56087	134
L-0020	AA_25_3_D	1.14060	0.44596	3.55	1.29060	1.56087	134
L-0021	AA_35_3_D	1.14060	0.44596	3.73	1.29060	1.56087	134
L-0022	AA_35_3_A	1.14060	0.44596	3.73	1.29060	1.56087	134
L-0023	AA_35_3_G	1.14060	0.46998	3.73	1.29060	1.64493	134
L-0024	AA_50_3_D	0.58340	0.42119	3.85	0.73340	1.47418	201
L-0025	AA_70_3_D	0.58340	0.42119	3.98	0.73340	1.47418	201
L-0026	AA_70_3_A	0.58340	0.42119	3.98	0.73340	1.47418	201
L-0027	AA_70_3_G	0.58340	0.44521	3.98	0.73340	1.55824	201
L-0028	AA_95_3_D	0.32260	0.39950	4.11	0.47260	1.39827	284

2.5.4 Datos de carga de cada subestación de distribución

La carga típica de cada SED en máxima demanda en 10 kV entregada en archivos de CymDist, fue utilizada junto con la carga total de cada alimentador determinada en el numeral 2.5.1, para ajustar la carga de cada SED según los casos de máxima y mínima demanda analizados.

2.5.5 Registros de mediciones de armónicos

Los registros de las mediciones de armónicos corresponden a mediciones efectuadas en periodos entre 7 y 10 días durante los años 1 999 y 2 000 para 23 clientes tanto en 220 V y como en 10 kV. Estos registros incluyen las tensiones y corrientes armónicas en el rango de 60 a 3 000 Hz.

La información fue procesada tomando en cuenta que refleja en promedio la carga armónica típica de diferentes subestaciones de distribución de Luz del Sur y no solamente de los 10 alimentadores en estudio.

El objetivo, es determinar los valores máximos de las tensiones armónicas en los alimentadores antes de la instalación del banco de condensadores.

Del análisis de los resultados obtenidos se concluye en lo siguiente:

El cuadro 2.16 muestra los valores de distorsión armónica en 23 puntos de registro para el instante con mayor distorsión armónica. Cada uno de estos valores es un máximo correspondiente a un periodo de medición de varios días.

CUADRO 2.16 : RESUMEN DE ARMONICOS DE 3^{er}, 5^{to}, 7^{mo}, 9^{no} y 11^{vo} ORDEN**ARMONICO DE 3^{er} ORDEN**

ALIMENTADOR	SUMINISTRO	SED	Vab %	Vbc %	Vca %	Vmed %	la %	lb %	lc %
BJ-03	1093519	20462	0.68	0.71	1.13	0.84	2.20	16.41	11.50
BJ-03	1093530	3565	0.50	0.23	0.35	0.36	0.90	1.54	0.38
BJ-03	1093580	3411	0.32	0.21	0.52	0.35	0.27	0.12	0.22
BJ-03	1222970	3414	0.15	0.42	0.27	0.28	0.97	3.31	4.98
BJ-03	1294185	20479	0.20	0.27	0.10	0.19	0.68	0.68	0.58
BJ-03	1321277	20831	0.41	0.58	0.28	0.43	4.71	20.00	8.33
CH-04	944236	2806	0.20	0.23	0.13	0.19	4.32	0.43	3.95
CH-04	944236	2806	0.17	0.18	0.33	0.23	0.53	4.31	3.98
CH-04	653687	1835	0.41	0.43	0.89	0.58	0.59	2.88	3.44
CH-06	10383	1365	0.50	0.55	1.10	0.72	0.84	1.51	0.72
CH-06	1224326	1239	0.54	0.65	1.24	0.81	1.25	2.32	0.95
CH-06	65508	3359	0.48	0.17	0.37	0.34	3.15	1.40	1.78
CH-06	869503	6873	0.47	0.58	1.07	0.71	0.91	0.40	0.73
CH-06	43891	1239	0.77	0.67	1.50	0.98	0.40	0.41	0.17
CH-06	S65508	3359	0.63	0.51	1.20	0.78	0.39	1.82	1.36
SJ-04	1255190	4651	0.69			0.69	2.76		
SJ-04	757295	1945	0.18			0.18	0.18		
VM-13	876521	20244	0.58	0.57	1.15	0.77	0.28	0.41	0.46
VM-14	695563	2951	0.21			0.21	0.56		
VM-16	33345	4284	0.60	1.40	1.97	1.33	0.38	1.66	1.96
VM-16	667213	1586	0.83	0.55	1.38	0.92	0.66	1.41	0.87
VM-16	941240	4482	0.75	0.45	1.03	0.75	0.49	1.60	1.29
PL-02	962665	510	0.09	0.15	0.26	0.17	1.41	3.53	2.41

ARMONICO DE 5^{to} ORDEN

ALIMENTADOR	SUMINISTRO	SED	Vab %	Vbc %	Vca %	Vmed %	la %	lb %	lc %
BJ-03	1093519	20462	2.01	1.76	2.19	1.99	3.52	1.54	3.10
BJ-03	1093530	3565	1.78	1.46	1.57	1.60	3.37	3.34	3.61
BJ-03	1093580	3411	0.87	0.93	0.64	0.81	1.05	1.06	1.09
BJ-03	1222970	3414	0.87	1.07	1.19	1.04	1.93	1.32	0.93
BJ-03	1294185	20479	0.76	0.84	0.76	0.79	0.58	0.58	0.49
BJ-03	1321277	20831	0.48	0.15	0.44	0.36	4.71	6.67	3.57
CH-04	944236	2806	1.27	1.30	1.13	1.23	7.94	7.86	3.93
CH-04	944236	2806	1.14	1.26	1.30	1.24	6.59	4.31	6.47
CH-04	653687	1835	0.90	0.78	0.41	0.70	3.35	4.43	4.26
CH-06	10383	1365	1.00	0.72	0.53	0.75	5.10	4.34	4.87
CH-06	1224326	1239	1.18	1.02	0.70	0.97	0.76	1.18	1.50
CH-06	65508	3359	0.68	1.14	0.85	0.89	1.49	1.78	1.61
CH-06	869503	6873	1.49	1.07	1.03	1.20	0.81	0.51	1.13
CH-06	43891	1239	1.06	1.17	0.48	0.90	4.05	3.39	3.30
CH-06	S65508	3359	0.67	0.56	0.16	0.46	1.49	2.28	0.65
SJ-04	1255190	4651	0.69			0.69	19.96		
SJ-04	757295	1945	1.43			1.43	2.66		
VM-13	876521	20244	3.35	2.98	2.72	3.02	4.69	4.85	4.50
VM-14	695563	2951	3.38			3.38	7.72		
VM-16	33345	4284	2.04	1.73	1.09	1.62	1.20	1.32	1.49
VM-16	667213	1586	1.85	2.20	1.93	1.99	5.52	4.96	5.42
VM-16	941240	4482	2.09	2.13	1.68	1.97	4.42	4.86	5.53
PL-02	962665	510	2.69	2.75	2.98	2.81	3.22	1.89	3.38

ARMONICO DE 7^{mo} ORDEN

ALIMENTA-DOR	SUMINISTRO	SED	Vab %	Vbc %	Vca %	Vmed %	la %	lb %	lc %
BJ-03	1093519	20462	0.68	0.86	0.80	0.78	1.32	0.77	0.66
BJ-03	1093530	3565	0.52	0.71	0.68	0.63	2.70	3.34	3.23
BJ-03	1093580	3411	0.32	0.43	0.48	0.41	0.05	0.08	0.08
BJ-03	1222970	3414	0.31	0.20	0.14	0.22	1.69	0.93	0.93
BJ-03	1294185	20479	0.46	0.39	0.52	0.45	0.29	0.49	0.39
BJ-03	1321277	20831	0.08	0.26	0.21	0.18	2.35	6.67	2.38
CH-04	944236	2806	1.32	1.22	1.30	1.28	3.74	5.53	2.18
CH-04	944236	2806	1.29	1.26	1.20	1.25	6.35	3.53	3.79
CH-04	653687	1835	0.50	0.50	0.56	0.52	0.67	1.08	1.04
CH-06	10383	1365	0.31	0.24	0.33	0.29	6.18	5.94	5.02
CH-06	1224326	1239	0.38	0.51	0.52	0.47	0.89	0.72	0.65
CH-06	65508	3359	0.48	0.37	0.46	0.44	0.70	0.54	0.59
CH-06	869503	6873	0.58	0.58	0.72	0.62	1.56	1.11	1.73
CH-06	43891	1239	0.38	0.47	0.43	0.43	3.05	2.24	2.77
CH-06	S65508	3359	0.36	0.42	0.38	0.39	0.58	0.51	0.70
SJ-04	1255190	4651	0.49			0.49	8.07		
SJ-04	757295	1945	0.53			0.53	0.73		
VM-13	876521	20244	0.56	0.63	0.87	0.69	0.84	0.72	0.85
VM-14	695563	2951	1.51			1.51	3.39		
VM-16	33345	4284	1.33	1.92	1.65	1.64	1.69	1.37	1.14
VM-16	667213	1586	1.35	1.33	1.15	1.28	6.39	5.88	6.31
VM-16	941240	4482	0.88	1.16	1.19	1.08	3.18	2.91	3.19
PL-02	962665	510	0.53	0.50	0.42	0.48	2.28	2.83	2.68

ARMONICO DE 9^{no} ORDEN

ALIMENTA-DOR	SUMINISTRO	SED	Vab %	Vbc %	Vca %	Vmed %	la %	lb %	lc %
BJ-03	1093519	20462	0.15	0.15	0.31	0.21	0.44	0.51	0.66
BJ-03	1093530	3565	0.11	0.05	0.06	0.07	0.67	0.51	0.19
BJ-03	1093580	3411	0.07	0.09	0.18	0.11	0.02	0.06	0.03
BJ-03	1222970	3414	0.09	0.14	0.05	0.09	0.24	0.66	0.62
BJ-03	1294185	20479	0.04	0.06	0.03	0.05	0.10	0.00	0.10
BJ-03	1321277	20831	0.08	0.08	0.03	0.06	1.18	6.67	1.19
CH-04	944236	2806	0.07	0.24	0.24	0.19	3.74	0.81	4.36
CH-04	944236	2806	0.20	0.05	0.18	0.14	0.71	3.42	3.59
CH-04	653687	1835	0.11	0.11	0.22	0.14	0.13	0.22	0.16
CH-06	10383	1365	0.13	0.15	0.29	0.19	0.60	0.64	0.57
CH-06	1224326	1239	0.16	0.13	0.27	0.19	0.05	0.15	0.08
CH-06	65508	3359	0.09	0.02	0.07	0.06	0.18	0.23	0.25
CH-06	869503	6873	0.16	0.16	0.31	0.21	1.46	1.19	0.64
CH-06	43891	1239	0.11	0.16	0.30	0.19	0.32	0.31	0.08
CH-06	S65508	3359	0.11	0.13	0.27	0.17	0.10	0.10	0.10
SJ-04	1255190	4651	0.13			0.13	1.06		
SJ-04	757295	1945	0.02			0.02	0.23		
VM-13	876521	20244	0.13	0.09	0.22	0.14	0.07	0.07	0.05
VM-14	695563	2951	0.16			0.16	0.38		
VM-16	33345	4284	0.12	0.33	0.45	0.30	0.15	0.07	0.15
VM-16	667213	1586	0.28	0.06	0.30	0.21	0.61	0.72	0.84
VM-16	941240	4482	0.08	0.08	0.15	0.10	0.38	0.85	0.65
PL-02	962665	510	0.02	0.02	0.04	0.03	1.22	1.11	0.78

ARMONICO DE 11^{VO} ORDEN

ALIMENTA-DOR	SUMINISTRO	SED	Vab %	Vbc %	Vca %	Vmed %	la %	lb %	lc %
BJ-03	1093519	20462	0.22	0.29	0.20	0.24	0.88	0.51	0.66
BJ-03	1093530	3565	0.46	0.46	0.47	0.46	0.67	0.51	0.76
BJ-03	1093580	3411	0.16	0.05	0.11	0.11	0.12	0.11	0.11
BJ-03	1222970	3414	0.43	0.25	0.39	0.35	1.09	0.93	0.62
BJ-03	1294185	20479	0.12	0.11	0.12	0.12	0.49	0.49	0.49
BJ-03	1321277	20831	0.15	0.17	0.16	0.16	0.00	6.67	0.00
CH-04	944236	2806	3.19	3.05	2.19	2.81	13.72	15.80	8.27
CH-04	944236	2806	1.88	2.30	2.26	2.15	8.64	8.37	9.42
CH-04	653687	1835	0.28	0.22	0.19	0.23	0.29	0.22	0.49
CH-06	10383	1365	0.15	0.09	0.09	0.11	0.69	0.70	0.69
CH-06	1224326	1239	0.27	0.11	0.27	0.22	0.62	0.60	0.68
CH-06	65508	3359	0.15	0.17	0.04	0.12	0.26	0.23	0.25
CH-06	869503	6873	0.31	0.16	0.18	0.22	1.65	1.47	1.69
CH-06	43891	1239	0.14	0.04	0.16	0.11	1.57	1.96	1.86
CH-06	965508	3359	0.13	0.09	0.05	0.09	0.19	0.20	0.30
SJ-04	1255190	4651	0.31			0.31	1.91		
SJ-04	757295	1945	0.15			0.15	3.06		
VM-13	876521	20244	0.19	0.04	0.22	0.15	0.26	0.27	0.28
VM-14	695563	2951	0.42			0.42	0.94		
VM-16	33345	4284	0.32	0.39	0.55	0.42	2.28	1.64	1.73
VM-16	667213	1586	0.27	0.25	0.26	0.26	2.08	2.37	2.01
VM-16	941240	4482	0.28	0.23	0.31	0.27	5.40	6.37	5.93
PL-02	962665	510	0.15	0.13	0.11	0.13	1.65	1.81	1.44

Para fines de calculo del impacto de estas tensiones armónicas en los condensadores se ha tomado el valor medio de estos 23 puntos de registro. Los valores utilizados son los indicados en el cuadro 2.17:

Cuadro 2.17 Valores Promedios de las Tensiones Armónicas

Orden	Tensión armónica en %
3	0,60
5	1,50
7	0,75
9	0,25
11	0,50

Las componentes de tercer y noveno orden usualmente corresponderían a secuencia cero; sin embargo, no puede existir componentes de secuencia cero dado que toda la carga se conecta a través de transformadores triángulo – estrella (Dy).

Los Armónicos múltiplos de $3+6n$ son únicamente de secuencia cero cuando la carga esta completamente balanceada, de lo contrario puede originarse armónicos de orden 3, 9...de secuencia positiva o negativa.

Cabe resaltar que los registros de armónicos poseen solo información sobre el módulo de la tensión y corriente pero no contiene información sobre los ángulos. Lo cual no permite determinar las componentes de secuencia y si la corriente armónica es inyectada o absorbida por la carga.

Para el estudio se asume de manera conservadora que todos los componentes de las tensiones armónicas son de secuencia positiva o negativa y que tendrán un impacto en los bancos de condensadores bajo estudio.

2.6 Evaluación de Armónicos

Para verificar si un banco de condensadores pueda soportar la corriente y tensión a 60 Hz y la combinación con el resto de corrientes y tensiones armónicas, existen dos métodos:

Método A: Consiste en determinar las diferentes fuentes de inyección de corrientes armónicas, para mediante un software de armónicos (por ejemplo FdcHarmo) determinar cuales serán las tensiones para cada armónico y por ende el flujo de corrientes armónicas a través del condensador.

Para lo cual, se requiere conocer todas las fuentes de corrientes armónicas. Este método es más apropiado para sistemas de transmisión donde existe un reducido número de fuentes de corrientes armónicas.

Método B: Consiste en estimar en el punto de instalación de cada condensador, a partir de mediciones de los armónicos de orden 3,5,7, 9 y 11 (que fueron las que resultaron más representativas dentro de las mediciones del 1 al 40vo. armónica), las tensiones armónicas V_{sc} previo a la instalación del banco de condensadores. Luego con el barrido de impedancias determinar las impedancias Thevenin en el punto de instalación: Z_{thsc} sin condensador y Z_{thcc} con condensador. Se tiene la siguiente expresión:

$$V_{cc} = V_{sc} * Z_{cc} / Z_{sc} \quad (2.8)$$

V_{cc} Tensión con condensador

V_{sc} Tensión sin condensador

Z_{thcc} Impedancia thevenin con condensador

Z_{thsc} Impedancia thevenin sin condensador

Una vez calculado V_{cc} puede determinarse las corrientes armónicas a través del banco de condensadores.

Para el presente estudio se ha utilizado el Método B que es rigurosamente válido para el punto de conexión de un banco de condensadores.

También es importante modelar la impedancia de la barra principal en la SET o la equivalente en 10 kV. Para lo cual, existen dos modelos:

- **Modelo aproximado en función de la potencia de cortocircuito.**

La ventaja del modelo es que se requiere un solo dato que es la potencia de cortocircuito, pero tiene como desventaja que la potencia de cortocircuito solo refleja la impedancia a 60 Hz y la evolución de la impedancia a otras frecuencias es estimada a partir de un patrón típico que podría no corresponder a la realidad, especialmente si hubiera condensadores cercanos en alta tensión.

- **Modelo 'exacto' derivado de un barrido de impedancia que incluya toda la red de alta tensión del SINAC (SICN + SISUR)**

La ventaja del modelo es su precisión pero evidentemente requiere disponer de un modelo que incluya todos los elementos significativos de la red de alta tensión aguas arriba de la barra principal de 10 kV.

Para el presente estudio se utiliza el modelo exacto, porque se dispone de un modelo de la red de alta tensión desarrollado con fines de supervisión del estudio de protección de la red de transmisión de Luz del Sur. Con lo cual, se ha procedido a efectuar barridos de impedancias en las barras principales de 10 kV de las SET's en estudio.

2.6.1 Resonancia Paralelo

Existen muchas formas de circuitos resonantes en paralelo. En general, una inductancia debe estar en paralelo con el capacitor para producir resonancia paralela. Un circuito resonante paralelo que se encuentra en los sistemas de potencia es mostrado en la figura 2.7. Cada elemento es descrito por su impedancia. Este circuito se dice que esta en paralelo resonante cuando $X_L = X_C$.

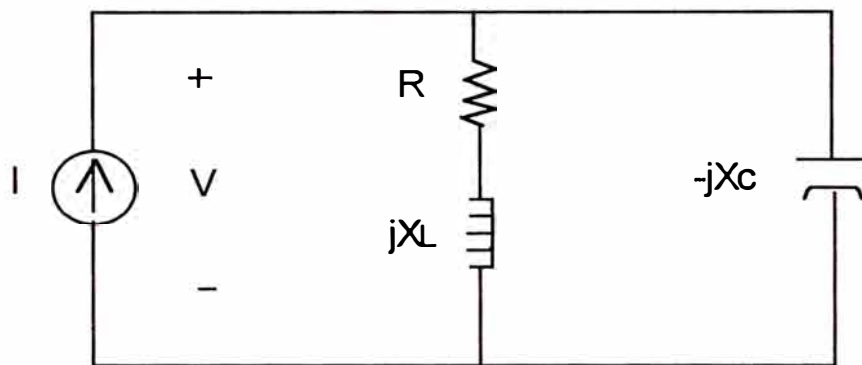


Fig. 2.7 Circuito de Resonancia en Paralelo

La impedancia equivalente es dada por la ecuación:

$$Z = \frac{-j X_C (R + jX_L)}{R + j (X_L - X_C)} \quad (2.9)$$

$$\bar{V} = \bar{I} \bar{Z} \quad (2.10)$$

Nota : Si $Z \gg X_L$ o X_C , V en (2.10) puede resultar ser muy alto para corrientes pequeñas.

En la mayoría de los casos, la resistencia de los circuitos de potencia es relativamente pequeña. De la ecuación 2.9 se puede ver que la resonancia puede producir impedancias equivalentes muy grandes en o cerca de la frecuencia de resonancia, dado que R es generalmente pequeño.

En la figura 2.8 observamos barrido de frecuencias y su efecto en la magnitud de la impedancia para circuitos en paralelo.

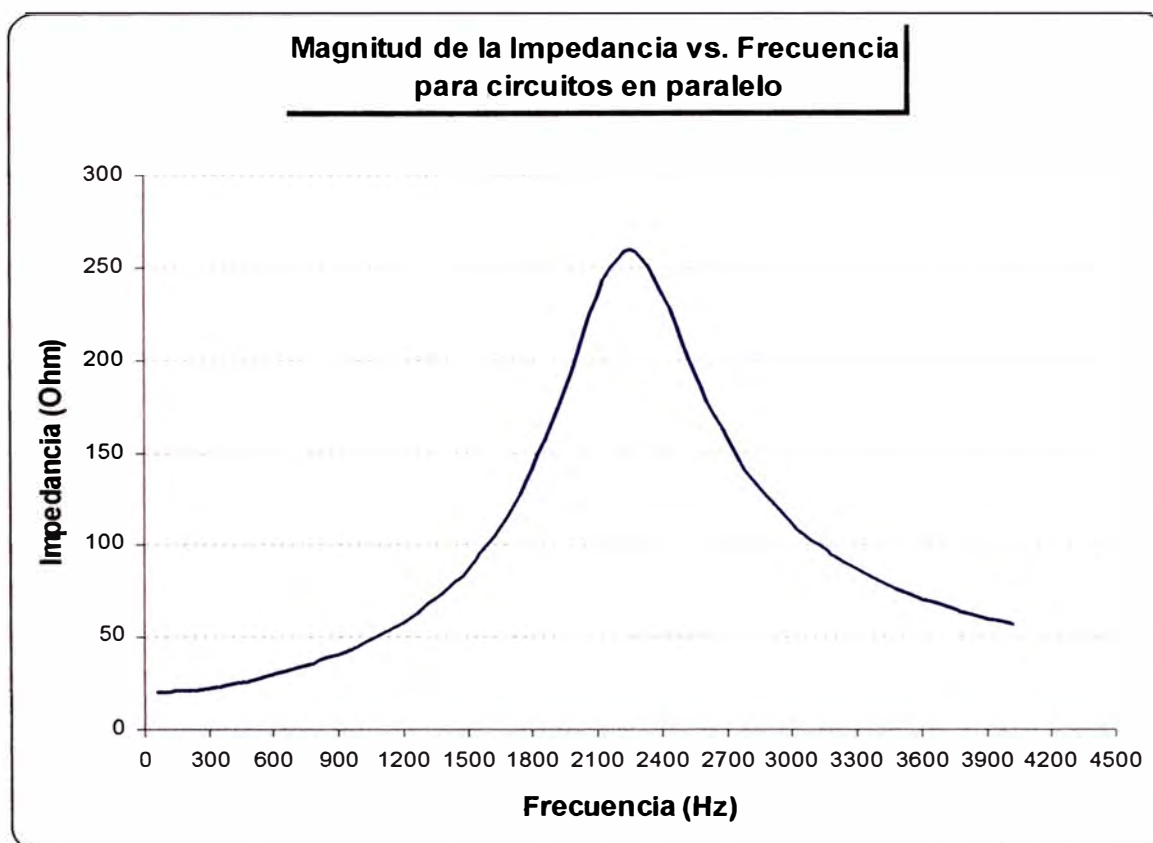


Fig. 2.8 Magnitud de la impedancia vs. Frecuencia para circuitos en paralelo

Se observa que a medida que la frecuencia aumenta la impedancia equivalente alcanza un valor máximo, este valor máximo se da cuando $X_L = X_C$. Por lo dependiendo el valor I_n (corriente armónica de orden n) multiplicado por la Impedancia de Z_n (impedancia equivalente la frecuencia armónica n), el valor de la tensión V_n puede alcanzar valores muy altos que pueden afectar al banco de condensadores.

En la siguiente figura 2.9 observamos el efecto del tamaño del banco de condensadores

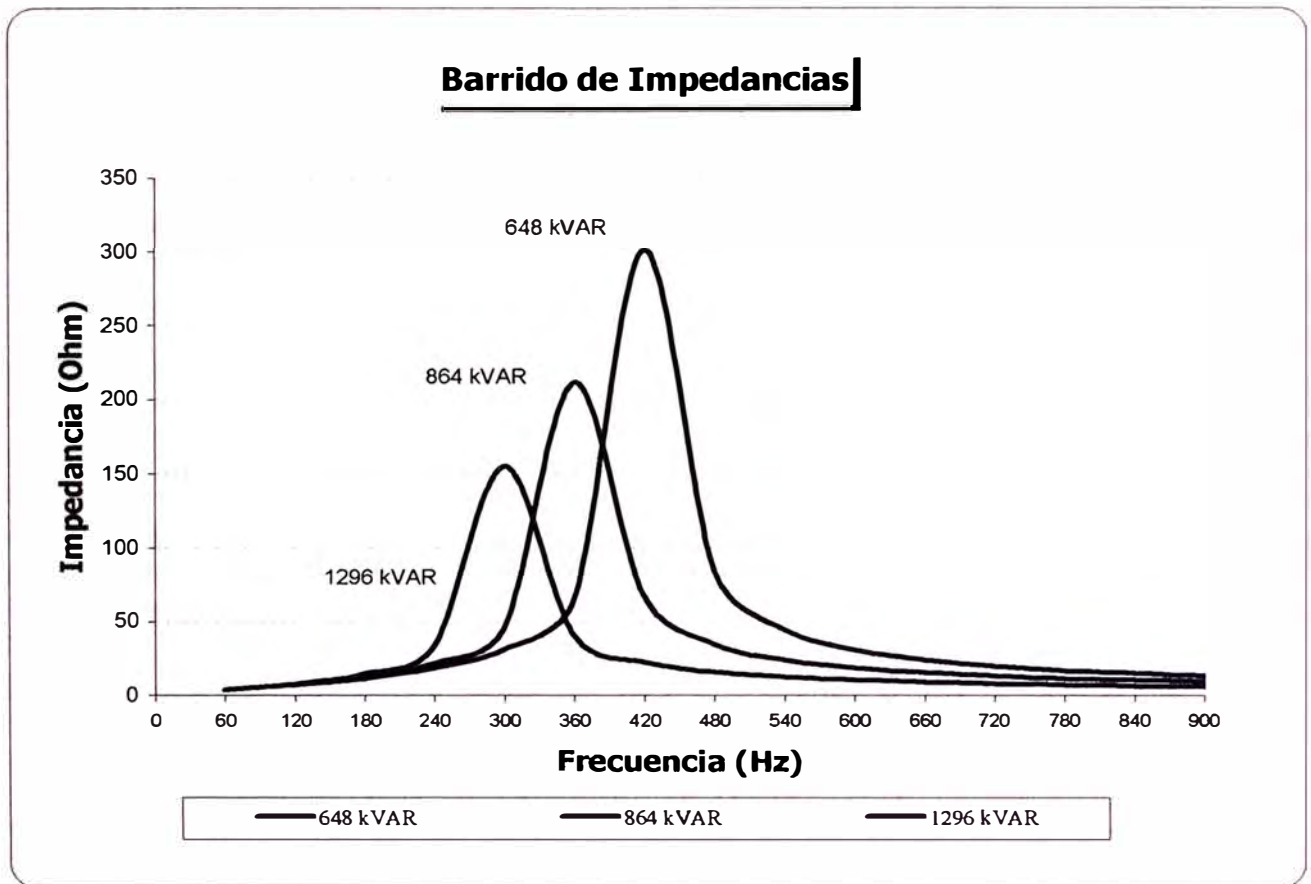


Fig. 2.9 Barrido de Impedancias con distintos valores de Banco de Condensadores

Se tiene que cuando el Banco de Condensadores es de mayor potencia, la impedancia máxima que alcanzaría se reduce con respecto a uno de menor potencia. Sin embargo, el efecto más desfavorable es que toda la curva se mueve hacia la izquierda, es decir, la frecuencia de resonancia se producirá a un múltiplo menor de la frecuencia nominal, por lo tanto será más probable que se produzca la resonancia debido a que las magnitudes de las corrientes armónicas se manifiestan en las armónicas 3, 5, 7, 9 orden y van descendiendo según aumente la frecuencia.

2.7 Protección de Bancos de Condensadores

2.7.1 Conexión de los Bancos de Condensadores

Generalmente, los bancos de condensadores de media tensión se conectan en estrella, en ambas combinaciones de neutro flotante o neutro conectado a tierra. La conexión en delta se reduce, prácticamente, a niveles de baja tensión. La razón primordial de esta práctica, es el buscar una mayor economía en los fusibles de protección del banco de condensadores. Así también, el nivel de aislamiento que deberán tener los condensadores, al estar conectados a fase-neutro se reduce en $\sqrt{3}$ la tensión, por lo que el costo de fabricación se reducirá por el menor nivel aislamiento de los equipos. Para la conexión a tierra del neutro o dejar el neutro flotante, está sujeto a las siguientes consideraciones:

a) Conexión a tierra del sistema

Los capacitores deben conectarse con el neutro flotante siempre que se instalen en sistemas aislados. De esta manera se evita el paso de corrientes armónicas excesivas a través de los capacitores.

b) Economía de los fusibles

El costo de los fusibles de protección de un banco de capacitores está relacionado directamente con las corrientes de cortocircuito que se presentan al producirse una falla en el capacitor. Estas corrientes están relacionadas con el tipo de conexión efectuada con los condensadores para formar el banco.

Cuando se utiliza la conexión en estrella, la corriente de cortocircuito que se presenta al fallar un capacitor depende, esencialmente, de que el neutro se deje flotante o

conectado firmemente a tierra. En la primera situación, la corriente que fluye a través de un capacitor fallado en cualquier fase, antes de que llegue a actuar el fusible, está limitada por la impedancia de las otras dos fases de la estrella y se reduce, aproximadamente a un valor de tres veces la corriente nominal de la fase. Generalmente esto significa corrientes de falla bastante bajas, que pueden interrumpirse con fusibles de expulsión de bajo costo. En la segunda opción, el fallo de un capacitor implica el cortocircuito de fase a tierra, que si excede los 5000 amperes asimétricos, con capacitores de 100kVAR o más, debe ser interrumpido por medio de fusibles de potencia limitadores de corriente, cuyo costo es bastante mucho más elevado que el de los fusibles del tipo expulsión.

En conclusión, desde el punto de vista de protección más económica, la conexión en estrella con neutro no aterrado es más ventajosa frente a la conexión con neutro conectado a tierra.

c) Interferencias por armónicos

La conexión del neutro a tierra constituye un paso para las corrientes terceras armónicas y armónica múltiples de tres. Estas corrientes pueden causar interferencias en líneas telefónicas tendidas junto a las líneas aéreas.

2.7.2 Protección para Sobreintensidades

Cuando un condensador falla, lo hará probablemente debido a un cortocircuito como se muestra en la figura 2.10. La intensidad que pasa por un condensador cortocircuitado, es solo de tres veces la nominal por fase del banco.

$$I_{\text{falla}} = 3 * I_{\text{fase}} = \frac{3 \times \text{kVAR BANCO}}{\sqrt{3} \text{ Tensión Sistema}} = \frac{\text{kVAR BANCO}}{\text{Tensión Fase}} \quad (2.11)$$

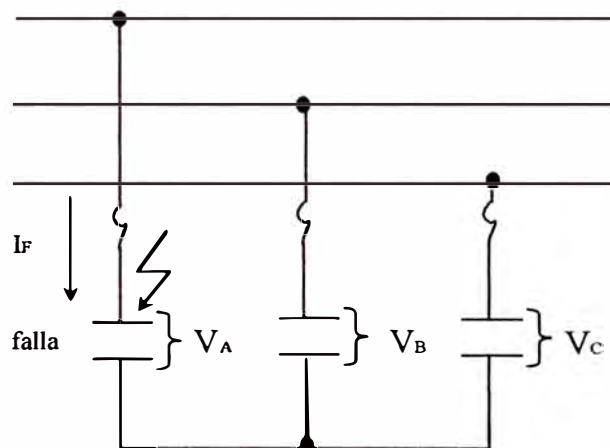


Fig. 2.10 Falla de un condensador monofásico

Esta circunstancia provoca una operación de fusión del fusible más “lenta” en comparación con el tiempo requerido de fusión cuando un fusible es sometido a una corriente de miles de amperios.

El seccionador fusible será unipolar, para uso exterior, estará previsto para alojar a los fusibles del tipo expulsión tipo K, previstos para protección contra cortocircuitos.

Seccionador Fusible:

- Tensión Nominal 10kV
- Corriente Nominal 100A
- Capacidad de Interrupción:
 - Simétrica 10 kA rms
 - Asimétrica 16 kA rms
- BIL 95kV peak

Fusibles :

De expulsión

Tensión nominal : 10kV

Tipo K - ANSI

La capacidad del fusible se ha seleccionado lo más cercana a su corriente nominal, como se indica en el Cuadro 2.18.

Cuadro 2.18 Selección de Fusibles para Bancos de Condesadores

Banco de Condensadores	Potencia Efectiva	Configuración	Iefectiva	Ifalla	Fusible Seleccionado
450 kVAR	324 kVAR	3 x 150 kVAR	18.7 A	56.1 A	20 K
600 kVAR	432 kVAR	3 x 200 kVAR	25 A	75 A	25 K
900 kVAR	648 kVAR	3 x 300 kVAR	37.5 A	112.5 A	40 K
1200 kVAR	864 kVAR	3 x 400 kVAR	49.9 A	149.7 A	50 K

2.7.3 Protección para Sobretensiones

Se considera el uso de pararrayos. Los pararrayos deberán ser diseñados para montaje en crucetas de madera, deberán suministrarse con los accesorios para tal fin así como los terminales para conexión a la línea y a tierra.

El esquema de protección se muestra en la figura 2.11 siguiente:

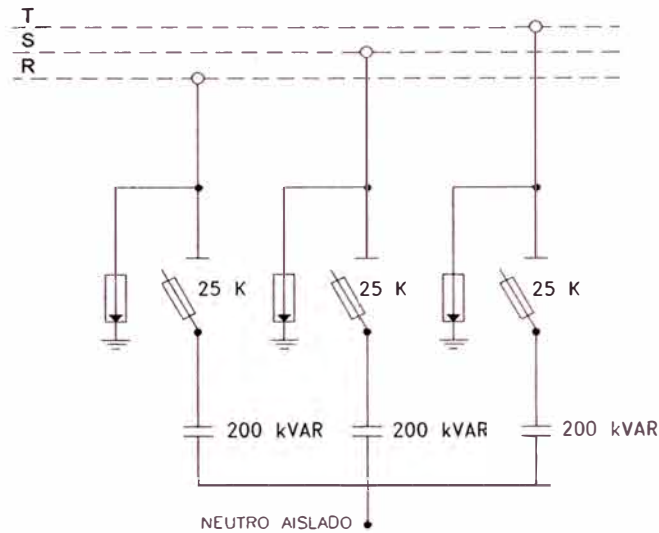


Fig. 2.11 Esquema de protección contra sobretensiones

Las principales características de los pararrayos serán:

Tipo	:	ZnO
Tensión Nominal	:	12kV
Tensión Máxima de operación continua (MCOV)	:	10,2kV
Corriente nominal de descarga	:	10kA
Clase de Aislamiento - BIL	:	95kV peak

CAPÍTULO III

ESTUDIOS PARA LA UBICACIÓN OPTIMA

3.1 Introducción

Para la ubicación de los bancos de condensadores en cada uno de los alimentadores seleccionados se siguió los siguientes criterios y premisas:

- Mínimas Pérdidas en Mínima y Máxima Demanda en el punto elegido
- Ubicación en Redes Aéreas, preferentemente en estructuras existentes
- Factibilidad de instalación en campo
- Impacto en los armónicos de tensión y corriente

3.2 Flujo de Carga

3.2.1 Objetivos

- Determinar los puntos óptimos de ubicación de los bancos de condensadores.
- Evaluar el impacto en el perfil de tensiones y el valor de las corrientes en los alimentadores antes y después de la instalación de los condensadores.
- Evaluar la reducción de las pérdidas en los alimentadores

3.2.2 Criterios y premisas

La potencia nominal de los bancos de condensadores para cada alimentador se muestra en el cuadro 3.1 siguiente:

Cuadro 3.1 Banco de Condensadores seleccionados por alimentador

Alimentador	Banco de condensadores (kVAR)	Potencia nominal a 6,8 kV (kVAR)	Potencia efectiva a 5,8 kV (kVAR)
BJ-03	3 x 200	600	432
CH-04	3 x 300	900	648
CH-06	3 x 400	1 200	864
SJ-04	3 x 300	900	648
VM-13	3 x 150	450	324
VM-14	3 x 200	600	432
VM-16	3 x 200	600	432
NA-04	3 x 200	600	432
PL-02	3 x 300	900	648
PL-06	3 x 200	600	432

En el lado de MT de las subestaciones de distribución, la tensión de operación mínima debe llegar a 9,5 kV y la máxima a 10,5 kV (rango de caída de tensión +/-5% de 10 kV), a fin de evitar en lo posible penalizaciones por la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Las simulaciones del flujo de carga para los alimentadores son efectuadas con cargas en máxima y mínima demanda. La carga de las subestaciones son ajustadas en función al registro de potencia activa y reactiva total de los alimentadores en horas de máxima y mínima demanda.

La configuración de la red de cada alimentador, los parámetros de las líneas y los cables y las cargas de las subestaciones. Se evalúa el impacto de la instalación del banco de condensadores en diferentes puntos del recorrido principal de cada alimentador.

3.2.3 Resultados obtenidos

En el Cuadro 3.2 se presenta la regulación de la tensión registrada en los puntos extremos de los alimentadores, antes de la instalación de los condensadores, siendo el alimentador BJ-03 el que presenta el mayor valor de regulación de tensión de 8,8% y una caída de tensión de 11,4 %.

CUADRO 3.2 : REGULACION DE TENSION EN PUNTOS EXTREMOS DE LOS ALIMENTADORES 10 kV SIN BANCO DE CONDENSADORES

ALIMENTADOR	TENSION CALCULADA EN PUNTOS EXTREMOS						Vpromedio (p.u.)	Regulación (%)
	DEMANDA MAXIMA			DEMANDA MINIMA				
	Tensión inicial (p.u.)	Tensión (p.u.)	$\Delta V\%$	Tensión inicial (p.u.)	Tensión (p.u.)	$\Delta V\%$		
BJ-03	1.02	0.886	11.40	1.01	0.974	2.60	0.930	8.80
CH-04	1.03	0.970	3.00	1.02	0.999	0.10	0.985	2.90
CH-06	1.03	0.979	2.10	1.02	1.000	0.00	0.990	2.10
SJ-04	1.03	0.933	6.70	1.01	0.981	1.90	0.957	4.80
VM-13	1.03	0.983	1.70	1.01	1.000	0.00	0.992	1.70
VM-14	1.03	0.972	2.80	1.01	0.995	0.50	0.984	2.30
VM-16	1.03	0.996	0.40	1.01	1.000	0.00	0.998	0.40
NA-04	1.03	0.943	5.70	1.01	0.987	1.30	0.965	4.40
PL-02	1.03	0.951	4.90	1.02	0.999	0.10	0.975	4.80
PL-06	1.03	0.987	1.30	1.02	1.006	-0.60	0.997	1.90

ΔV = Caída de tensión referida a 10 kV

En los Cuadros 3.3 al 3.12, se presenta el resultado de los flujos de carga en los alimentadores, con las diferentes ubicaciones del banco de condensadores a lo largo de la línea.

En el punto donde las pérdidas totales son menores, se selecciona la ubicación del banco de condensadores.

CUADRO 3.3 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR BJ-03

BANCO DE 600 KVAR NOMINAL (432 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga total			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
BJ03Z (sin banco)	3368.7	1408.9	92.26%	2916.0	1015.5	94.44%		452.67			
BJ03Z	3368.7	958.9	96.18%	2916.0	1015.5	94.44%	450.0	452.67	0.00	0.00	
1781T	3365.4	964.3	96.13%	2916.0	1015.5	94.44%	441.9	449.45	3.22	2.69	
1783T	3351.7	989.0	95.91%	2916.0	1015.5	94.44%	405.5	435.69	16.99	14.39	
1784T	3350.3	991.6	95.89%	2916.0	1015.5	94.44%	402.5	434.35	18.32	14.80	
CAP-BJ03	3349.8	992.6	95.88%	2916.0	1015.5	94.44%	401.1	433.78	18.90	15.22	
1785T	3338.7	1016.0	95.67%	2916.0	1015.5	94.44%	369.2	422.72	29.96	23.80	
1787T	3333.9	1025.7	95.58%	2916.0	1015.5	94.44%	352.5	417.93	34.74	30.64	
1789T	3322.2	943.9	96.19%	2916.0	1015.5	94.44%	419.0	406.19	46.48	45.95	
1797T	3321.2	947.8	96.16%	2916.0	1015.5	94.44%	414.4	405.24	47.43	46.67	
1800T	3320.6	949.9	96.14%	2916.0	1015.5	94.44%	411.7	404.65	48.02	47.30	
1801T	3320.0	951.7	96.13%	2916.0	1015.5	94.44%	409.7	404.01	48.66	47.52	
1805T	3319.6	954.0	96.11%	2915.3	1023.2	94.36%	407.0	404.26	48.41	55.57	
1812T	3319.2	958.2	96.08%	2915.3	1023.2	94.36%	402.6	403.89	48.78	55.81	
1814T	3319.4	958.6	96.07%	2915.3	1023.2	94.36%	401.7	404.01	48.66	56.26	

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
BJ03Z (sin banco)	760.7	544.9	81.30%	730.5	548.9	79.94%		30.16			
BJ03Z	760.1	94.7	99.23%	730.5	548.9	79.94%	450.0	29.58	0.58	0.14	
1781T	759.6	95.5	99.22%	730.5	548.9	79.94%	448.3	29.05	1.11	1.00	
1783T	756.5	101.0	99.12%	730.5	548.9	79.94%	440.7	26.00	4.17	3.11	
1784T	756.5	101.7	99.11%	730.5	548.9	79.94%	440.1	26.00	4.17	3.03	
CAP-BJ03	756.6	110.9	98.94%	730.5	548.9	79.94%	430.9	26.12	4.04	3.05	
1785T	753.4	106.2	99.02%	730.5	548.9	79.94%	433.0	22.91	7.26	5.71	
1787T	752.1	108.2	98.98%	730.5	548.9	79.94%	429.6	21.61	8.55	7.16	
1789T	751.0	79.3	99.45%	730.5	548.9	79.94%	456.2	20.45	9.71	9.33	
1797T	750.8	80.1	99.44%	730.5	548.9	79.94%	455.3	20.27	9.89	9.46	
1800T	750.4	80.3	99.43%	730.5	548.9	79.94%	454.9	19.93	10.24	9.63	
1801T	750.4	80.4	99.43%	730.5	548.9	79.94%	454.6	19.86	10.31	9.77	
1805T	750.6	80.7	99.43%	730.5	548.9	79.94%	454.4	20.11	10.06	9.77	
1812T	751.0	81.0	99.42%	730.5	548.9	79.94%	454.5	20.51	9.65	9.42	
1814T	751.2	80.8	99.43%	730.5	548.9	79.94%	454.8	20.67	9.50	9.28	

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.4 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR CH-04

BANCO DE 900 KVAR NOMINAL (648 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kW
CH04Z (sin banco)	4575.3	2134.6	90.62%	4414.6	2013.2	90.99%		160.68		
CH04Z	4575.3	1446.3	95.35%	4414.6	2013.2	90.99%	688.3	160.68	0.00	0.00
707S	4566.9	1462.9	95.23%	4414.6	2013.2	90.99%	660.5	152.29	8.39	11.22
87T	4564.6	1468.5	95.19%	4414.6	2013.2	90.99%	652.9	150.01	10.67	13.16
10452T	4562.4	1473.7	95.16%	4414.6	2013.2	90.99%	644.9	147.78	12.90	15.97
10885T	4562.1	1474.7	95.15%	4414.6	2013.2	90.99%	643.7	147.42	13.26	16.18
1734S	4560.6	1478.5	95.13%	4414.6	2013.2	90.99%	638.2	145.93	14.75	17.89
CAP-CH04	4560.4	1479.5	95.12%	4414.6	2013.2	90.99%	636.9	145.72	14.96	18.18
774T	4560.3	1479.9	95.12%	4414.6	2013.2	90.99%	636.4	145.64	15.04	18.30
776T	4560.1	1481.5	95.11%	4414.6	2013.2	90.99%	634.7	145.52	15.16	18.38
1707T	4561.3	1478.0	95.13%	4414.6	2013.2	90.99%	638.6	146.71	13.97	18.00

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kW
CH04Z (sin banco)	1506.9	879.6	86.36%	1488.1	912.9	85.24%		18.83		
CH04Z	1506.7	190.2	99.21%	1488.1	912.9	85.24%	688.3	18.65	0.18	1.18
707S	1504.3	194.3	99.18%	1488.1	912.9	85.24%	680.7	16.23	2.60	4.68
87T	1503.7	195.7	99.16%	1488.1	912.9	85.24%	678.8	15.65	3.17	5.12
10452T	1503.4	196.8	99.15%	1488.1	912.9	85.24%	677.1	15.31	3.52	5.78
10885T	1503.3	197.0	99.15%	1488.1	912.9	85.24%	676.8	15.24	3.59	5.83
1734S	1503.0	197.8	99.15%	1488.1	912.9	85.24%	675.8	14.90	3.92	6.10
CAP-CH04	1503.6	211.6	99.02%	1488.1	912.9	85.24%	663.2	15.52	3.30	4.85
774T	1503.3	197.5	99.15%	1488.1	912.9	85.24%	676.4	15.21	3.61	5.75
776T	1503.8	197.8	99.15%	1488.1	912.9	85.24%	676.2	15.76	3.06	5.60
1707T	1504.1	197.3	99.15%	1488.1	912.9	85.24%	676.9	15.99	2.84	5.46

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.5 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR CH-06

BANCO DE 1200 KVAR NOMINAL (865 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador KVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kVAR
CH06Z (sin banco)	4530.8	2873.4	84.45%	4369.7	2794.1	84.25%		161.17		
CH06Z	4530.8	1955.6	91.81%	4369.7	2794.1	84.25%	917.7	161.17	0.00	0.00
909S	4526.8	1960.6	91.76%	4369.7	2794.1	84.25%	905.9	157.11	4.05	6.90
1652T	4519.6	1971.4	91.66%	4369.7	2794.1	84.25%	886.7	149.94	11.23	15.32
1129S	4514.0	1979.8	91.58%	4369.7	2794.1	84.25%	871.2	144.32	16.84	22.34
1365S	4511.2	1984.9	91.53%	4369.7	2794.1	84.25%	863.4	141.54	19.62	24.98
3359A	4509.7	1988.3	91.50%	4369.7	2794.1	84.25%	859.2	140.08	21.09	25.83
845T	4508.1	1991.9	91.47%	4369.7	2794.1	84.25%	854.5	138.47	22.70	26.97
CAP-CH06	4507.9	1992.6	91.46%	4369.7	2794.1	84.25%	853.7	138.23	22.94	27.13
10695T	4507.6	1993.4	91.46%	4369.7	2794.1	84.25%	852.7	137.93	23.23	27.25
846T	4507.5	1993.6	91.45%	4369.7	2794.1	84.25%	852.4	137.86	23.31	27.36
10889T	4507.0	1995.5	91.44%	4369.7	2794.1	84.25%	850.2	137.37	23.79	27.66

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor KVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kVAR
CH06Z (sin banco)	1549.8	1029.3	83.30%	1530.0	1094.1	81.34%		19.85		
CH06Z	1549.4	109.4	99.75%	1530.0	1094.1	81.34%	917.7	19.41	0.44	2.18
909S	1548.4	110.3	99.75%	1530.0	1094.1	81.34%	915.1	18.47	1.38	3.95
1652T	1546.8	112.8	99.74%	1530.0	1094.1	81.34%	910.4	16.84	3.02	6.13
1129S	1545.5	114.8	99.73%	1530.0	1094.1	81.34%	906.6	15.56	4.29	7.85
1365S	1545.4	115.6	99.72%	1530.0	1094.1	81.34%	905.7	15.46	4.39	8.01
3359A	1545.7	116.4	99.72%	1530.0	1094.1	81.34%	905.1	15.72	4.14	7.87
845T	1546.0	116.9	99.72%	1530.0	1094.1	81.34%	904.7	16.04	3.81	7.67
CAP-CH06	1546.3	137.0	99.61%	1530.0	1094.1	81.34%	886.6	16.36	3.49	5.66
10695T	1546.2	117.1	99.71%	1530.0	1094.1	81.34%	904.7	16.20	3.65	7.58
846T	1546.2	117.1	99.71%	1530.0	1094.1	81.34%	904.7	16.24	3.61	7.53
10889T	1546.9	117.1	99.71%	1530.0	1094.1	81.34%	905.2	16.99	2.86	6.99

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.6 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR SJ-04

BANCO DE 900 KVAR NOMINAL (648 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
SJ04Z (sin banco)	5017.8	2402.9	90.19%	4719.8	2108.1	91.31%		297.96			
SJ04Z	5017.8	1714.6	94.63%	4719.8	2108.1	91.31%	688.3	297.96	0.00	0.00	
1945S	4997.9	1749.1	94.39%	4719.8	2108.1	91.31%	626.0	278.01	19.94	27.84	
1327S	4993.1	1759.7	94.31%	4719.8	2108.1	91.31%	609.6	273.28	24.68	33.62	
1333S	4989.3	1771.7	94.24%	4719.8	2108.1	91.31%	595.0	269.46	28.49	36.25	
11104T	4993.0	1760.4	94.31%	4719.8	2108.1	91.31%	608.8	273.13	24.83	33.73	
CAP-SJ04	4992.8	1761.1	94.31%	4719.8	2108.1	91.31%	608.0	272.99	24.96	33.86	
10448T	4993.2	1764.0	94.29%	4719.8	2108.1	91.31%	605.4	273.36	24.59	33.44	
4797	4995.0	1764.5	94.29%	4719.8	2108.1	91.31%	606.0	275.16	22.79	32.39	

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
SJ04Z (sin banco)	1334.0	818.6	85.23%	1309.8	848.3	83.93%		24.28			
SJ04Z	1333.3	127.7	99.54%	1309.8	848.3	83.93%	688.3	23.52	0.76	2.64	
1945S	1328.9	134.6	99.49%	1309.8	848.3	83.93%	675.1	19.11	5.17	8.94	
1327S	1327.8	136.5	99.48%	1309.8	848.3	83.93%	671.7	18.03	6.24	10.44	
1333S	1327.9	138.2	99.46%	1309.8	848.3	83.93%	670.0	18.10	6.17	10.42	
11104T	1327.8	136.5	99.48%	1309.8	848.3	83.93%	670.7	18.08	6.19	11.40	
CAP-SJ04	1328.9	167.1	99.22%	1309.8	848.3	83.93%	645.2	19.09	5.18	6.31	
10448T	1329.3	136.4	99.48%	1309.8	848.3	83.93%	672.7	19.52	4.75	9.49	
4797	1331.7	135.9	99.48%	1309.8	848.3	83.93%	673.9	21.90	2.38	8.77	

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.7 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR VM-13

BANCO DE 450 KVAR NOMINAL (324 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR
VM13Z (sin banco)	3506.8	1747.4	89.50%	3390.6	1709.9	89.29%		116.20		
VM13Z	3506.8	1403.2	92.84%	3390.6	1709.9	89.29%	344.1	116.20	0.00	0.00
1282S	3500.8	1414.3	92.72%	3390.6	1709.9	89.29%	325.5	110.22	5.99	7.59
1915T	3500.4	1415.8	92.70%	3390.6	1709.9	89.29%	323.9	109.83	6.38	7.67
CAP-VM13	3500.3	1416.0	92.70%	3390.6	1709.9	89.29%	323.6	109.74	6.46	7.77
1626S	3500.1	1416.6	92.70%	3390.6	1709.9	89.29%	322.9	109.52	6.69	7.90
1425T	3500.1	1416.6	92.70%	3390.6	1709.9	89.29%	322.8	109.52	6.69	7.90
1015T	3499.8	1418.3	92.68%	3390.6	1709.9	89.29%	321.1	109.27	6.94	7.95

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR
VM13Z (sin banco)	690.1	370.6	88.10%	685.2	436.6	84.33%		4.85		
VM13Z	689.9	23.4	99.94%	685.2	436.6	84.33%	344.1	4.64	0.20	3.06
1282S	689.1	24.7	99.94%	685.2	436.6	84.33%	341.6	3.87	0.98	4.26
1915T	689.3	24.9	99.93%	685.2	436.6	84.33%	341.4	4.04	0.81	4.30
CAP-VM13	689.4	41.2	99.82%	685.2	436.6	84.33%	328.1	4.20	0.64	1.22
1626S	689.3	25.0	99.93%	685.2	436.6	84.33%	341.4	4.10	0.75	4.22
1425T	689.3	25.0	99.93%	685.2	436.6	84.33%	341.4	4.11	0.74	4.21
1015T	689.8	25.2	99.93%	685.2	436.6	84.33%	341.2	4.54	0.31	4.13

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.8 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR VM-14

BANCO DE 600 KVAR NOMINAL (432 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kVAR
VM14Z (sin banco)	4919.4	2355.6	90.19%	4710.2	2186.9	90.70%		209.20		
VM14Z	4919.4	1896.8	93.30%	4710.2	2186.9	90.70%	458.9	209.20	0.00	0.00
736S	4910.9	1911.9	93.19%	4710.2	2186.9	90.70%	431.9	200.73	8.46	11.86
1339S	4908.2	1917.0	93.15%	4710.2	2186.9	90.70%	423.3	198.02	11.18	15.28
968S	4903.7	1869.4	93.44%	4710.2	2186.9	90.70%	459.3	193.51	15.69	26.85
CAP-VM14	4901.3	1878.0	93.38%	4710.2	2186.9	90.70%	448.8	191.14	18.06	28.76
1810S	4901.1	1879.1	93.37%	4710.2	2186.9	90.70%	447.6	190.88	18.32	28.95
1054T	4901.8	1885.1	93.34%	4710.2	2186.9	90.70%	442.0	191.60	17.60	28.50
11070T	4902.1	1885.3	93.34%	4710.2	2186.9	90.70%	441.8	191.95	17.25	28.46

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kVAR
VM14Z (sin banco)	1217.4	607.2	89.49%	1202.0	713.6	85.99%		15.40		
VM14Z	1217.4	165.9	99.08%	1202.0	713.6	85.99%	441.2	15.40	0.00	0.00
736S	1215.0	169.7	99.04%	1202.0	713.6	85.99%	435.9	12.95	2.45	1.53
1339S	1215.6	170.5	99.03%	1202.0	713.6	85.99%	434.5	13.63	1.78	2.14
968S	1215.5	147.0	99.28%	1202.0	713.6	85.99%	457.5	13.45	1.95	2.68
CAP-VM14	1216.5	147.8	99.27%	1202.0	713.6	85.99%	457.1	14.47	0.93	2.22
1810S	1216.6	148.0	99.27%	1202.0	713.6	85.99%	457.0	14.58	0.82	2.15
1054T	1219.1	149.2	99.26%	1202.0	713.6	85.99%	456.2	17.04	-1.63	1.82
11070T	1219.5	149.2	99.26%	1202.0	713.6	85.99%	456.2	17.50	-2.10	1.69

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.9 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR VM-16

BANCO DE 600 KVAR NOMINAL (432 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kVAR
VM16Z (sin banco)	3929.9	1958.8	89.50%	3847.1	1947.1	89.22%		82.85		
VM16Z	3929.9	1499.9	93.43%	3847.1	1947.1	89.22%	458.9	82.85	0.00	0.00
648S	3926.1	1507.4	93.36%	3847.1	1947.1	89.22%	446.3	79.01	3.84	4.98
646S	3923.8	1512.8	93.31%	3847.1	1947.1	89.22%	440.3	76.75	6.10	5.65
3093A	3921.7	1517.3	93.26%	3847.1	1947.1	89.22%	435.6	74.58	8.27	5.80
1058T	3921.6	1517.7	93.26%	3847.1	1947.1	89.22%	435.3	74.49	8.36	5.81
CAP-VM16	3921.5	1518.0	93.26%	3847.1	1947.1	89.22%	434.9	74.44	8.42	5.83
1059T	3921.4	1518.6	93.25%	3847.1	1947.1	89.22%	434.2	74.27	8.58	5.94

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot			kW	kVAR
VM16Z (sin banco)	1090.8	474.8	91.69%	1084.4	526.2	89.97%		6.31		
VM16Z	1090.5	13.4	99.99%	1084.4	526.2	89.97%	458.9	6.05	0.26	2.55
648S	1089.9	14.9	99.99%	1084.4	526.2	89.97%	456.5	5.50	0.81	3.39
646S	1089.7	16.3	99.99%	1084.4	526.2	89.97%	455.0	5.23	1.09	3.51
3093A	1089.8	17.3	99.99%	1084.4	526.2	89.97%	454.1	5.39	0.92	3.42
1058T	1089.9	17.4	99.99%	1084.4	526.2	89.97%	454.0	5.43	0.88	3.40
CAP-VM16	1090.3	37.6	99.94%	1084.4	526.2	89.97%	436.3	5.91	0.40	0.92
1059T	1090.0	17.5	99.99%	1084.4	526.2	89.97%	454.0	5.57	0.74	3.32

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.10 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR NA-04

BANCO DE 600 KVAR NOMINAL (432 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
NA04Z (sin banco)	2989.6	1387.6	90.71%	2834.1	1231.1	91.72%		155.53			
NA04Z	2989.6	928.7	95.50%	2834.1	1231.1	91.72%	458.9	155.53	0.00	0.00	
1174S	2977.8	953.9	95.23%	2834.1	1231.1	91.72%	419.7	143.68	11.85	13.99	
4137A	2977.1	954.5	95.23%	2834.1	1231.1	91.72%	417.9	143.04	12.48	15.21	
372T	2976.6	956.3	95.21%	2834.1	1231.1	91.72%	415.8	142.46	13.07	15.44	
4140A	2975.7	960.3	95.17%	2834.1	1231.1	91.72%	412.3	141.61	13.91	14.93	
CAP-NA04	2974.5	963.4	95.13%	2834.1	1231.1	91.72%	408.0	140.43	15.09	16.16	
375T	2974.5	963.5	95.13%	2834.1	1231.1	91.72%	401.2	140.41	15.12	22.90	
4146A	2974.0	965.6	95.11%	2834.1	1231.1	91.72%	405.7	139.90	15.628	16.285	
1664T	2972.4	972.3	95.04%	2834.1	1231.1	91.72%	399.2	138.26	17.26	16.11	
364T	2977.3	954.5	95.23%	2834.1	1231.1	91.72%	417.9	143.21	12.31	15.12	
4168A	2977.4	955.2	95.22%	2834.1	1231.1	91.72%	417.3	143.33	12.20	15.02	
4171A	2978.1	956.1	95.21%	2834.1	1231.1	91.72%	416.8	144.02	11.50	14.61	

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
NA04Z (sin banco)	646.0	500.6	79.05%	636.2	499.6	78.64%		9.85			
NA04Z	645.7	41.4	99.79%	636.2	499.6	78.64%	458.9	9.50	0.35	0.29	
1174S	643.0	44.6	99.76%	636.2	499.6	78.64%	452.2	6.82	3.03	3.85	
4137A	642.9	44.8	99.76%	636.2	499.6	78.64%	451.9	6.75	3.10	3.88	
372T	642.8	45.1	99.75%	636.2	499.6	78.64%	451.6	6.68	3.17	3.90	
4140A	642.8	45.6	99.75%	636.2	499.6	78.64%	451.1	6.62	3.23	3.92	
CAP-NA04	643.2	65.9	99.48%	636.2	499.6	78.64%	432.6	7.03	2.81	2.06	
375T	642.8	46.2	99.74%	636.2	499.6	78.64%	450.6	6.66	3.18	3.85	
4146A	642.9	46.4	99.74%	636.2	499.6	78.64%	450.4	6.76	3.088	3.81	
1664T	643.6	47.0	99.73%	636.2	499.6	78.64%	453.4	7.46	2.38	0.18	
364T	643.4	47.2	99.73%	636.2	499.6	78.64%	450.0	7.20	2.65	3.42	
4168A	643.4	44.7	99.76%	636.2	499.6	78.64%	452.3	7.24	2.61	3.62	
4171A	644.3	44.5	99.76%	636.2	499.6	78.64%	452.9	8.14	1.71	3.21	

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.11 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR PL-02

BANCO DE 900 KVAR NOMINAL (648 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador KVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	KVAR	Fpot	kW	KVAR	Fpot			kW	KVAR
PL02Z (sin banco)	5301.2	1963.1	93.78%	5068.1	1826.2	94.08%		233.12		
PL02Z	5301.2	1274.8	97.23%	5068.1	1826.2	94.08%	688.3	233.12	0.00	0.00
588S	5294.1	1292.6	97.15%	5068.1	1826.2	94.08%	661.7	226.01	7.12	8.85
510S	5288.1	1310.9	97.06%	5068.1	1826.2	94.08%	639.0	220.00	13.13	13.30
1917S	5286.4	1316.3	97.04%	5068.1	1826.2	94.08%	632.5	218.32	14.81	14.32
10613A	5285.6	1319.3	97.02%	5068.1	1826.2	94.08%	629.0	217.54	15.58	14.82
3243A	5284.7	1321.1	97.01%	5068.1	1826.2	94.08%	625.1	216.67	16.45	16.86
CAP-PL02	5284.5	1322.2	97.01%	5068.1	1826.2	94.08%	623.9	216.40	16.72	17.03
3244A	5283.7	1326.7	96.99%	5068.1	1826.2	94.08%	620.2	215.70	17.429	16.157
3245A	5282.7	1332.0	96.97%	5068.1	1826.2	94.08%	613.8	214.65	18.48	17.32
401T	5282.5	1333.2	96.96%	5068.1	1826.2	94.08%	612.6	214.48	18.64	17.37
3247A	5282.5	1334.3	96.95%	5068.1	1826.2	94.08%	611.5	214.46	18.67	17.31
3241A	5286.5	1317.3	97.03%	5068.1	1826.2	94.08%	630.1	218.41	14.71	15.72
10629A	5287.4	1320.4	97.02%	5068.1	1826.2	94.08%	627.7	219.34	13.781	15.06
398T	5286.9	1319.5	97.02%	5068.1	1826.2	94.08%	629.4	218.84	14.28	14.16
399T	5287.7	1323.2	97.01%	5068.1	1826.2	94.08%	626.0	219.63	13.49	13.90
400T	5289.3	1323.5	97.01%	5068.1	1826.2	94.08%	626.2	221.26	11.86	13.41

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor KVAR	Pérdidas kW	Reducción de pérdidas	
	kW	KVAR	Fpot	kW	KVAR	Fpot			kW	KVAR
PL02Z (sin banco)	1305.5	789.8	85.56%	1288.1	844.4	83.63%		17.43		
PL02Z	1305.2	99.9	99.71%	1288.1	844.4	83.63%	688.3	17.09	0.33	1.65
588S	1303.4	102.9	99.69%	1288.1	844.4	83.63%	682.7	15.27	2.16	4.24
510S	1301.9	106.5	99.67%	1288.1	844.4	83.63%	677.8	13.79	3.64	5.49
1917S	1301.4	107.6	99.66%	1288.1	844.4	83.63%	676.4	13.28	4.15	5.80
10613A	1301.3	108.2	99.66%	1288.1	844.4	83.63%	675.8	13.25	4.17	5.82
3243A	1301.2	108.7	99.65%	1288.1	844.4	83.63%	675.2	13.15	4.28	5.90
CAP-PL02	1301.4	126.1	99.53%	1288.1	844.4	83.63%	661.6	13.34	4.09	2.06
3244A	1301.3	109.3	99.65%	1288.1	844.4	83.63%	674.7	13.19	4.232	5.873
3245A	1301.3	110.5	99.64%	1288.1	844.4	83.63%	673.6	13.25	4.17	5.71
401T	1301.5	110.6	99.64%	1288.1	844.4	83.63%	673.6	13.41	4.02	5.57
3247A	1301.8	110.6	99.64%	1288.1	844.4	83.63%	673.8	13.67	3.76	5.36
3241A	1301.9	107.8	99.66%	1288.1	844.4	83.63%	676.7	13.82	3.60	5.37
10629A	1303.3	108.0	99.66%	1288.1	844.4	83.63%	677.0	15.17	2.254	4.817
398T	1302.6	108.1	99.66%	1288.1	844.4	83.63%	676.2	14.54	2.88	5.49
399T	1304.0	108.1	99.66%	1288.1	844.4	83.63%	676.3	15.88	1.55	5.46
400T	1306.2	108.3	99.66%	1288.1	844.4	83.63%	677.1	18.09	-0.67	4.42

Fpot : factor de potencia

CUADRO 3.12 : RESUMEN DEL FLUJO DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA Y MINIMA ALIMENTADOR PL-06

BANCO DE 600 KVAR NOMINAL (432 KVAR EFECTIVO)

Flujo de carga en Demanda Máxima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Condensador kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
PL06Z (sin banco)	4831.9	2201.1	91.00%	4757.7	2245.0	90.44%		74.22			
PL06Z	4831.9	1742.2	94.07%	4757.7	2245.0	90.44%	458.9	74.22	0.00	0.00	
808S	4831.9	1743.6	94.06%	4757.7	2245.0	90.44%	458.7	74.21	0.01	-1.16	
807S	4830.2	1745.3	94.05%	4757.7	2245.0	90.44%	453.7	72.49	1.73	2.08	
981S	4826.4	1755.7	93.98%	4757.7	2245.0	90.44%	442.8	68.76	5.46	2.54	
452T	4824.6	1760.8	93.94%	4757.7	2245.0	90.44%	435.5	66.97	7.25	4.79	
4044T	4823.9	1761.6	93.93%	4757.7	2245.0	90.44%	435.2	66.20	8.02	4.30	
453T	4824.2	1761.3	93.94%	4757.7	2245.0	90.44%	434.9	66.55	7.68	4.97	
454T	4824.1	1764.7	93.91%	4757.7	2245.0	90.44%	432.1	66.44	7.784	4.28	
1624S	4823.6	1765.2	93.91%	4757.7	2245.0	90.44%	430.3	65.93	8.30	5.59	
CAP-PL06	4822.6	1766.2	93.90%	4757.7	2245.0	90.44%	429.8	64.98	9.24	5.15	
457T	4823.1	1765.8	93.90%	4757.7	2245.0	90.44%	429.4	65.40	8.82	5.96	
460T	4824.1	1768.1	93.89%	4757.7	2245.0	90.44%	428.9	66.47	7.75	4.10	
10011A	4824.5	1767.7	93.90%	4757.7	2245.0	90.44%	429.2	66.84	7.379	4.146	

Flujo de carga en Demanda Mínima

Banco ubicado en:	Carga del alimentador			Carga neta			Capacitor kVAR	Pérdidas		Reducción de pérdidas	
	kW	kVAR	Fpot	kW	kVAR	Fpot		kW	kW	kVAR	
PL06Z (sin banco)	1563.8	761.7	89.90%	1555.9	844.2	87.90%		7.89			
PL06Z	1562.5	299.3	98.21%	1555.9	844.2	87.90%	458.9	6.59	1.30	3.58	
808S	1563.4	300.3	98.20%	1555.9	844.2	87.90%	458.8	7.54	0.35	2.64	
807S	1563.2	300.4	98.20%	1555.9	844.2	87.90%	457.7	7.37	0.52	3.64	
981S	1562.7	304.3	98.16%	1555.9	844.2	87.90%	454.6	6.88	1.01	2.86	
452T	1562.0	304.5	98.15%	1555.9	844.2	87.90%	453.6	6.10	1.79	3.66	
4044T	1562.1	304.4	98.15%	1555.9	844.2	87.90%	453.5	6.26	1.63	3.78	
453T	1562.0	304.5	98.15%	1555.9	844.2	87.90%	453.5	6.14	1.75	3.77	
454T	1563.0	304.4	98.16%	1555.9	844.2	87.90%	453.3	7.09	0.8	4.09	
1624S	1563.6	306.8	98.13%	1555.9	844.2	87.90%	453.2	7.72	0.17	1.73	
CAP-PL06	1562.7	315.8	98.02%	1555.9	844.2	87.90%	444.3	6.87	1.03	1.65	
457T	1564.0	306.5	98.13%	1555.9	844.2	87.90%	453.4	8.09	-0.20	1.84	
460T	1564.8	305.6	98.15%	1555.9	844.2	87.90%	454.0	8.96	-1.07	2.09	
10011A	1565.3	305.1	98.15%	1555.9	844.2	87.90%	454.7	9.49	-1.597	1.93	

Fpot : factor de potencia

En el siguiente Cuadro 3.13 se muestra el resumen de la reducción de pérdidas en el alimentador con la ubicación óptima del condensador.

Cuadro 3.13: Reducción de Pérdidas

Alimentador	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
	kW	kVAR	kW	kVAR
BJ-03	18,9	15,22	4,04	3,05
CH-04	14,96	18,18	3,3	4,85
CH-06	22,94	27,13	3,49	5,66
SJ-04	24,96	33,86	5,18	6,31
VM-13	6,46	7,77	0,64	1,22
VM-14	18,06	28,76	0,93	2,22
VM-16	8,42	5,83	0,4	0,92
ÑA-04	15,09	16,16	2,81	2,06
PL-02	16,72	17,03	4,09	2,06
PL-06	9,24	5,15	1,03	1,65

No existe sobre compensación para los casos de mínima demanda considerándose la adición de los bancos de condensadores. Para todos los alimentadores la potencia reactiva sale hacia el alimentador.

Con la instalación de los condensadores en el punto señalado en cada alimentador, mejora el factor de utilización (f.u.) de las líneas y cables, porque se reduce la corriente total en promedio 5%.

Los valores obtenidos del flujo de carga correspondiente a la situación con y sin condensador en horas de máxima y mínima demanda del alimentador.

3.3 Análisis de los armónicos de tensión y corriente en los condensadores

3.3.1 Objetivos

- Efectuar el barrido de impedancias en función de la frecuencia en los puntos de ubicación de los condensadores.
- Calcular las tensiones y corrientes armónicas en los condensadores 10 kV.

3.3.2 Criterios y premisas

En lo que concierne al comportamiento de la red para frecuencias armónicas con la instalación de un banco de condensadores, el impacto generado puede dividirse en tres partes:

- Resonancia a frecuencias armónicas que podrían originar corrientes armónicas significativas. Por ejemplo para la quinta y séptima armónicas.
- Tensiones y corrientes armónicas a través del condensador que podrían sobrepasar los límites de diseño del condensador.
- Amplificación de tensiones armónicas que podrían exceder las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad.

Efectuar un barrido de impedancias a fin de determinar las frecuencias críticas que podrían originar resonancia. Dado que un banco de condensadores introduce una impedancia capacitiva en un circuito predominantemente inductivo, especialmente a 60 Hz, esto conlleva a la aparición de resonancia a frecuencias que podrían corresponder a corrientes armónicas en la red.

Con respecto a la impedancia de la red, un condensador posee una impedancia relativamente alta en 60 Hz. Sin embargo, esta impedancia cae linealmente con la frecuencia y el condensador se convierte en un punto ideal hacia el cual tienden a fluir las corrientes armónicas. La contribución de las corrientes armónicas hacia el condensador podría sobrepasar las tolerancias de diseño del condensador.

Un condensador esta diseñado para soportar una apreciable contribución de corrientes armónicas. La norma IEEE 18-1992 establece las capacidades máximas para condensadores, ver cuadro 3.14:

Cuadro 3.14: Capacidad de Condensadores

Capacidades máximas de condensadores		
Q VAR total	$\leq 1,35$	QVAR nominal
Ieficaz total	$\leq 1,80$	Ieficaz nominal
Veficaz total	$\leq 1,10$	Veficaz nominal
Vpico total	$\leq 1,20$	Vpico nominal

3.3.3 Barrido de impedancias en barras principales 10 kV de SET's

Se ha efectuado un barrido de impedancia para 6 barras principales en 10 kV, que corresponden a las subestaciones de transformación 60/10 kV: Bujama (BJ), Chorrillos (CH), Villa María (CH), La Planicie - barra A (LP), Ñaña (NA) y San Juan (SJ).

Los barridos de impedancia se ha efectuado tanto para máxima demanda como para mínima demanda.

No se ha considerado los bancos de condensadores conectados directamente a estas 6 barras en 10 kV. Estos bancos, si existen, son agregados en el archivo WinFdc del

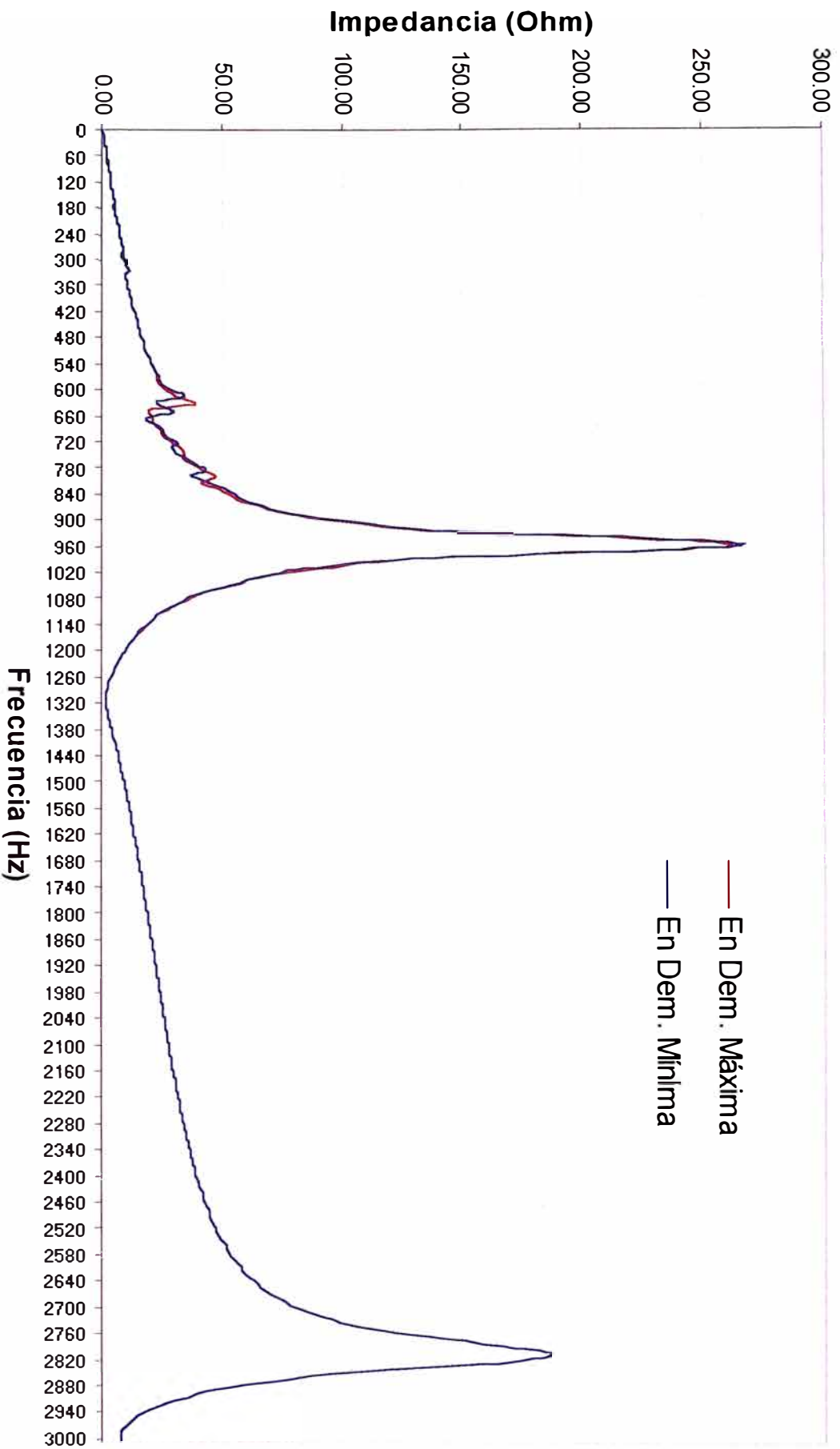
alimentador como un segundo condensador correspondiente en la barra principal de 10 kV.

Los resultados de los barridos de impedancias para máxima y mínima demanda en las barras 10 kV de las SET's se muestran en los siguientes gráficos de acuerdo a la Cuadro 3.15:

Cuadro 3.15: Gráficos de Barridos de Impedancia

Gráficos	SET Barra 10 kV
Gráfico 3.01	Bujama
Gráfico 3.02	Chorrillos
Gráfico 3.03	San Juan
Gráfico 3.04	Villa María
Gráfico 3.05	Ñaña
Gráfico 3.06	La Planicie

Gráfico 3.01: BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN BARRAS 10 KV SET BUJAMA



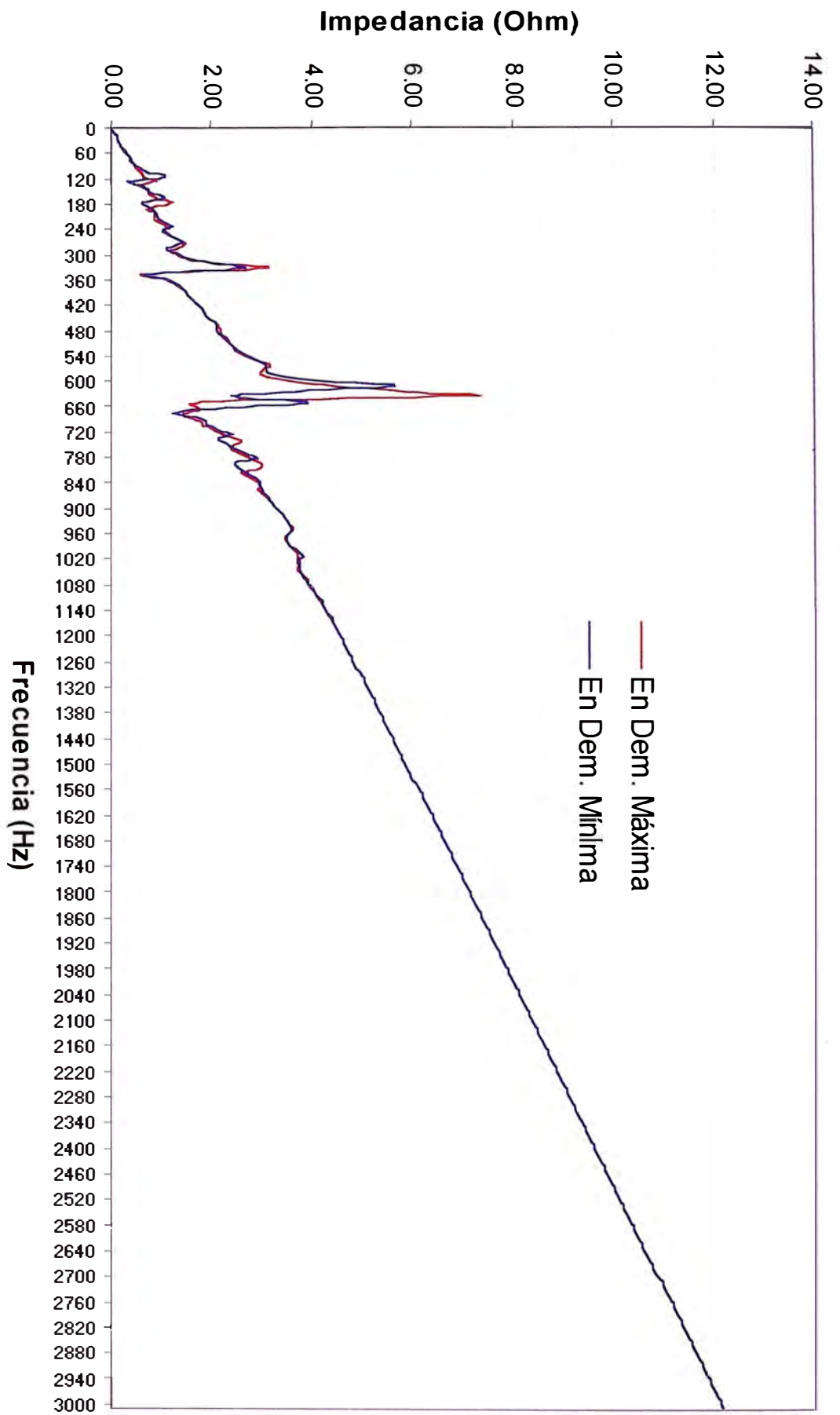


Gráfico 3.03 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN BARRAS 10 KV SET SAN JUAN

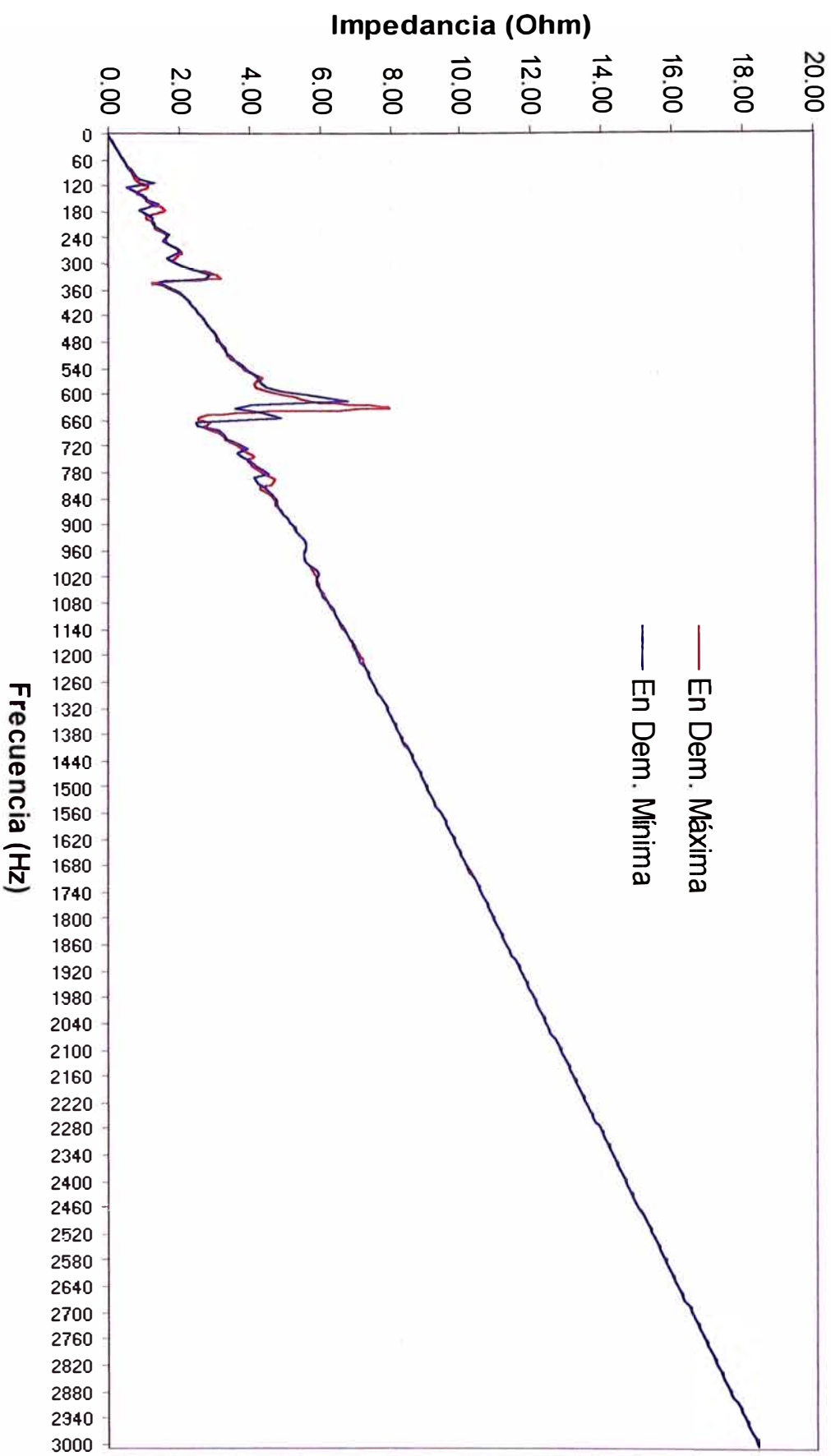


Gráfico 3.04 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN BARRAS 10 KV SET VILLAMARIA

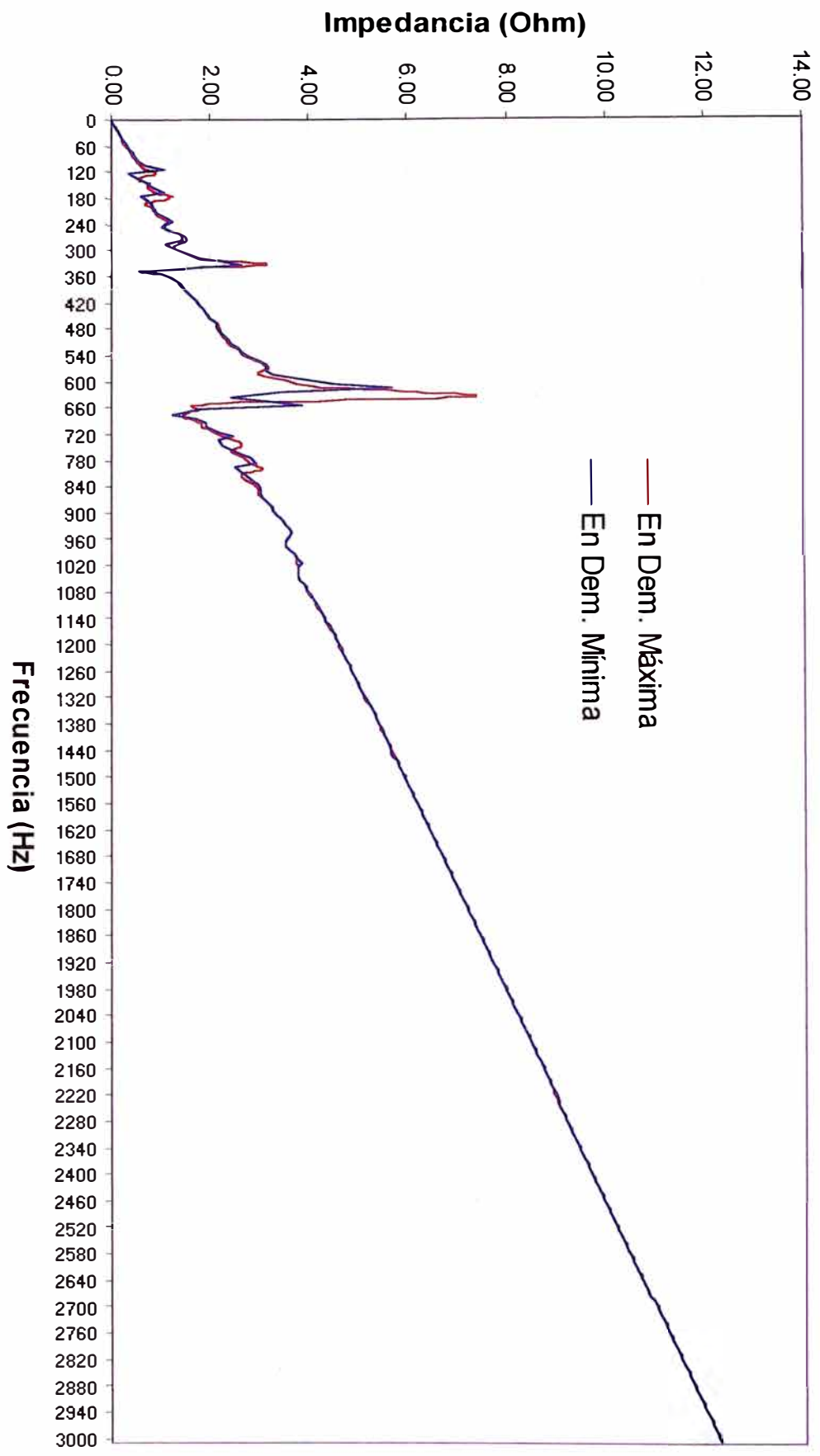


Gráfico 3.05 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN BARRAS 10 KV SET ÑAÑA

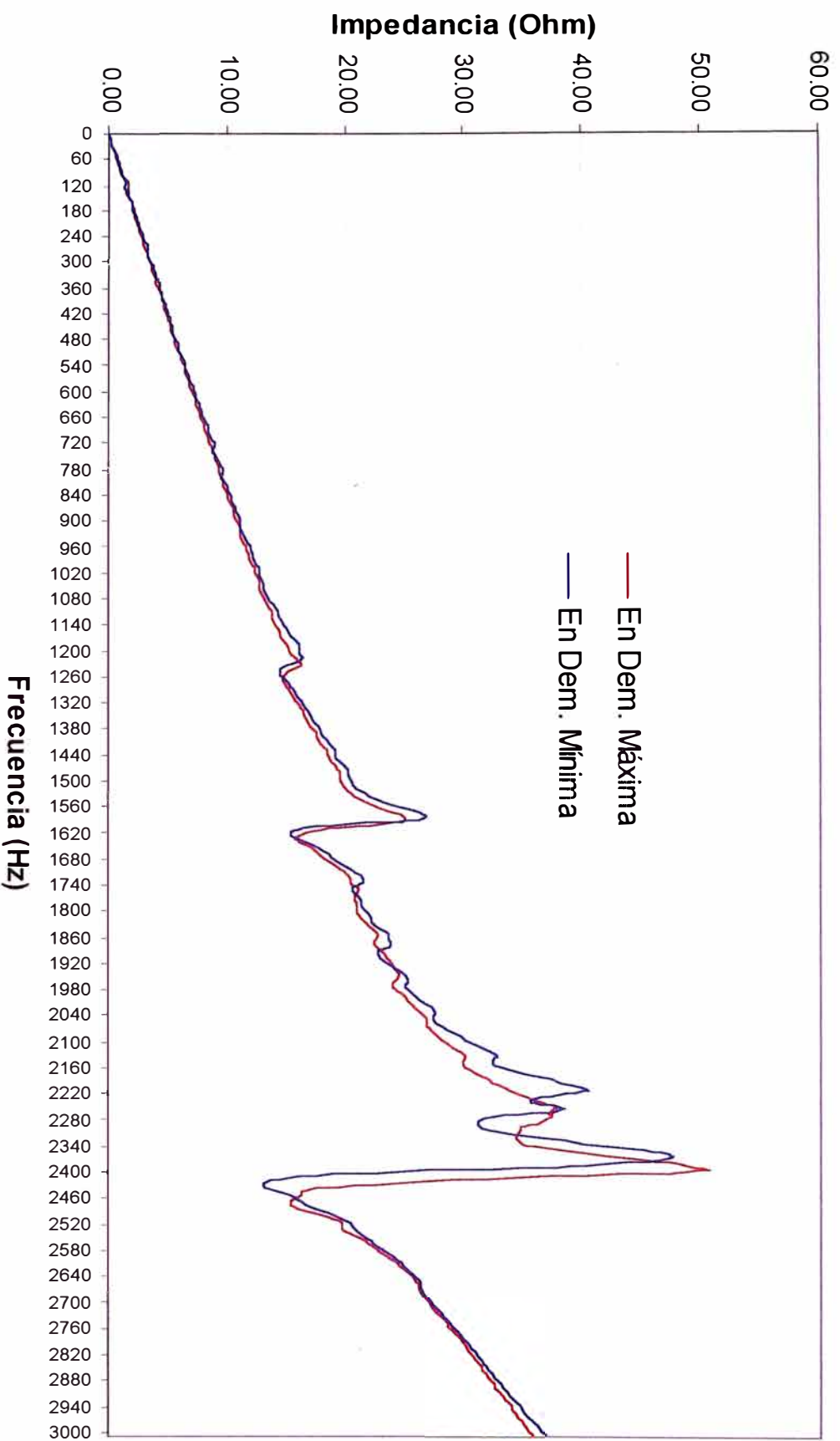
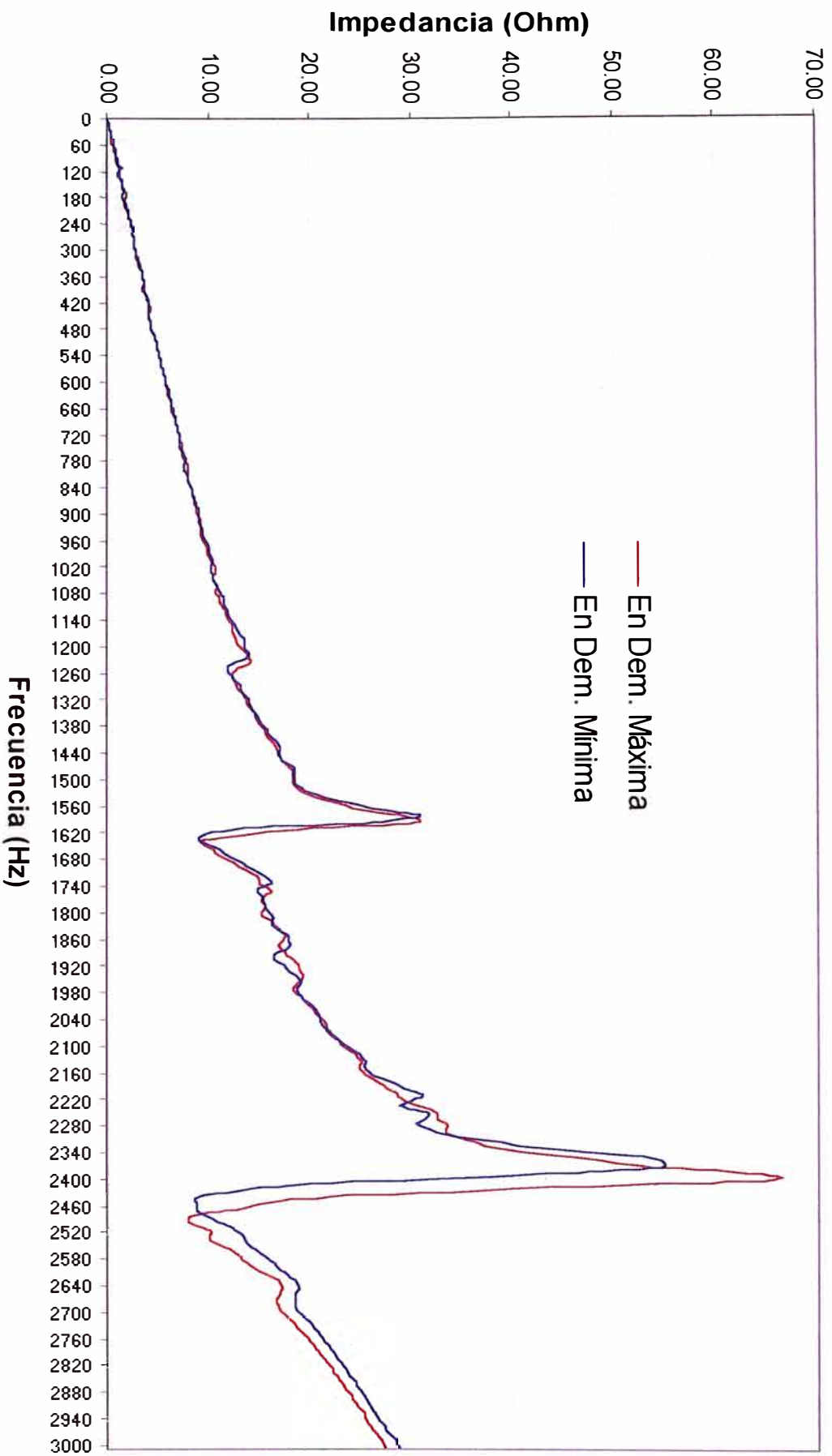


Gráfico 3.06 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN BARRAS 10 KV SET LA PLANICIE



3.3.4 Barrido de impedancia en puntos con condensadores

Para cada uno de los 10 alimentadores, en los puntos de instalación del banco de condensadores, se ha efectuado un barrido de impedancia tanto para máxima y mínima demanda.

Los cálculos se han efectuado con y sin el banco de condensadores. Para la barra principal equivalente en 10 kV de las SET's, se ha utilizado los resultados obtenidos en el acápite 3.3.3 mediante los barridos de impedancia en la red de transmisión.

Los resultados de los barridos de impedancia para cada alimentador 10 kV, se muestran en los gráficos Gráfico 3.07 al 3.15.

Del análisis de los barridos de impedancia mostrados en los gráficos indicados, se puede concluir que la frecuencia de resonancia máxima con la inserción de condensadores se presenta en los casos de mínima demanda, cuyos valores de frecuencia unitaria (Fpu) se muestra en el cuadro 3.16 siguiente.

Cuadro 3.16: Frecuencias de resonancia máxima

Alimentador	Gráfico	F. de resonancia máxima		Fpu próximo (*)
		Hz	Fpu	
BJ-03	BIC-01	390	6,5	7 (**)
CH-04	BIC-02	600	10	10
CH-06	BIC-03	530	8,83	9
SJ-04	BIC-04	540	9	9
VM-13	BIC-05	980	16,33	16
VM-14	BIC-06	540	9	9
VM-16	BIC-07	1000	16,67	17
NA-04	BIC-08	570	9,5	9 y 10
PL-02	BIC-09	660	11	11
PL-06	BIC-10	660	11	11

(*) indica que se produciría una amplificación significativa del armónico de ese orden.

(**) Se cambió de ubicación a 1784 T y resultó Fpu = 18

Gráfico 3.07A : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

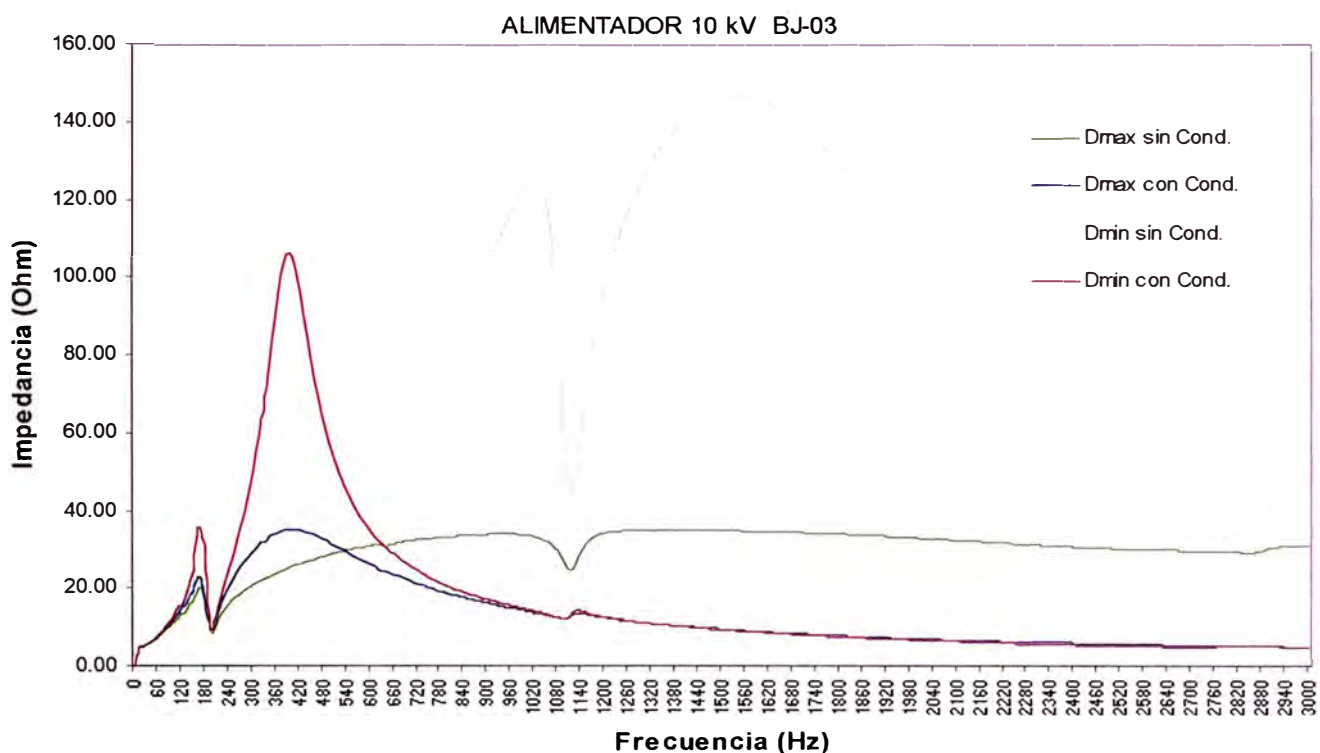


Gráfico 3.07B : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACION DE CONDENSADORES EN MINIMA DEMANDA

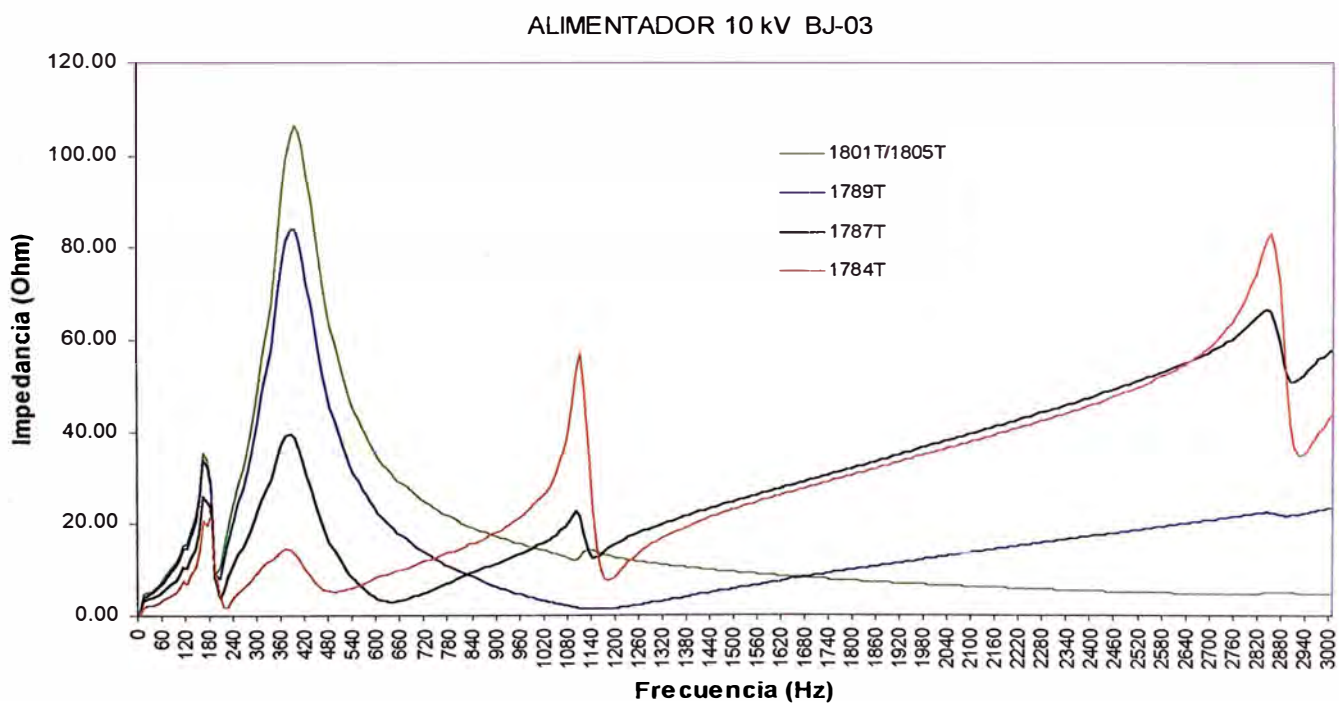


Gráfico 3.08 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

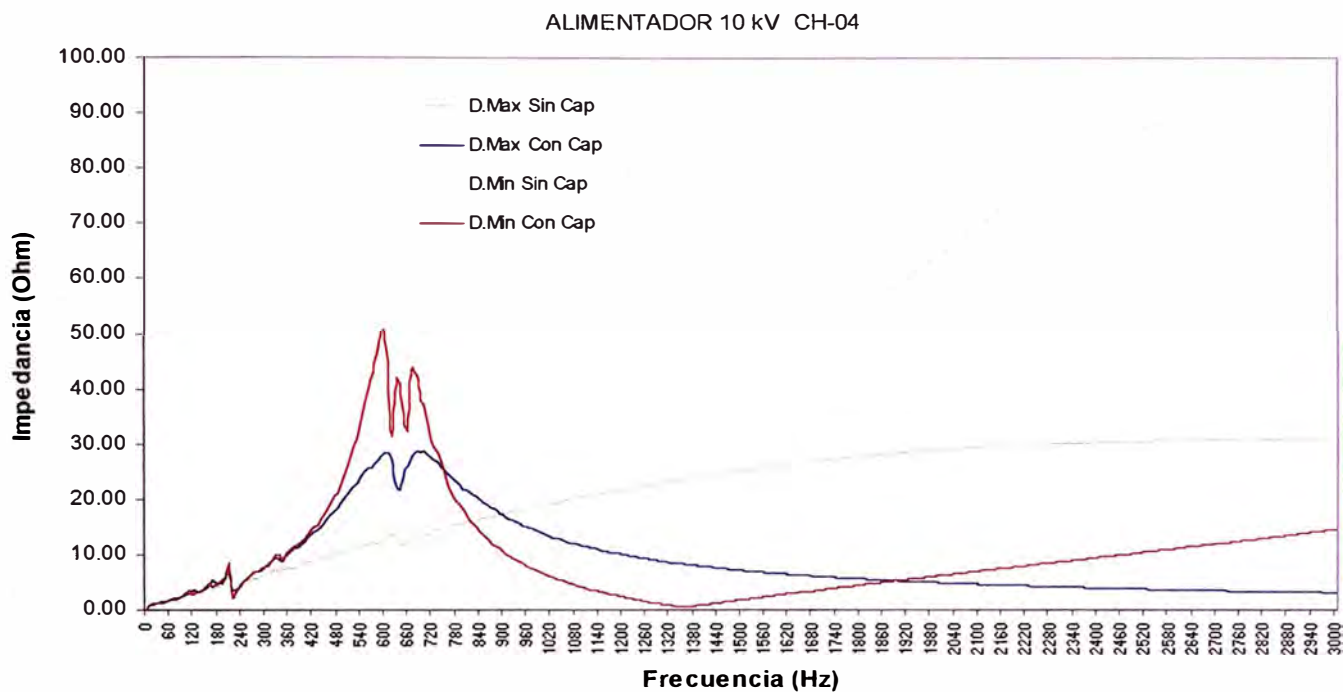


Gráfico 3.09 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

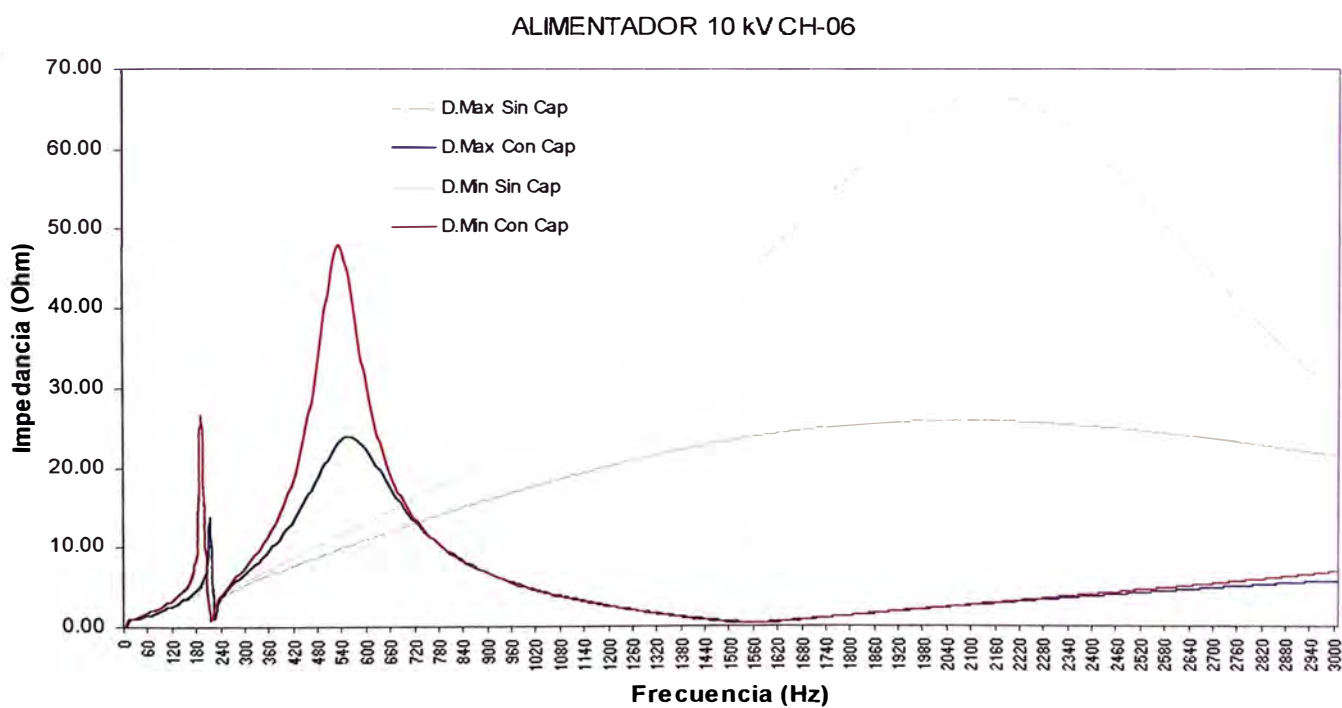


Gráfico 3.10 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

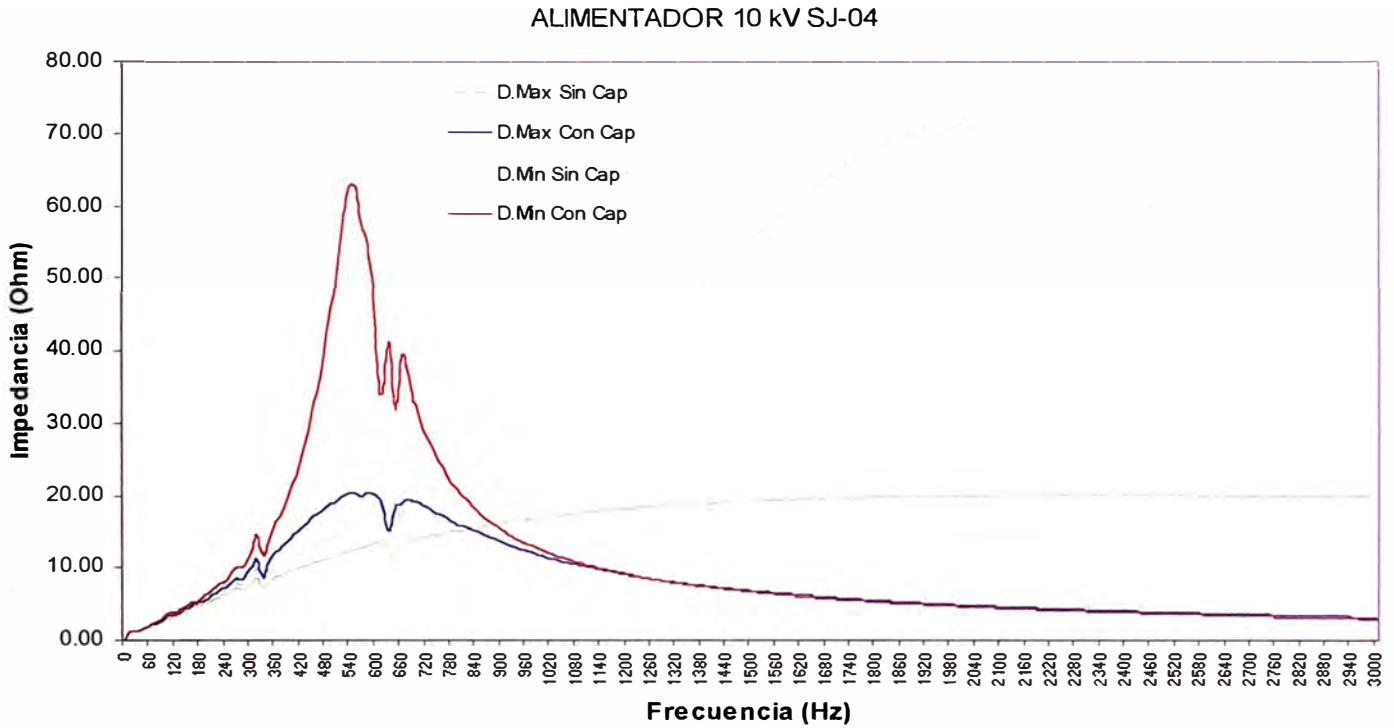


Gráfico 3.11 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

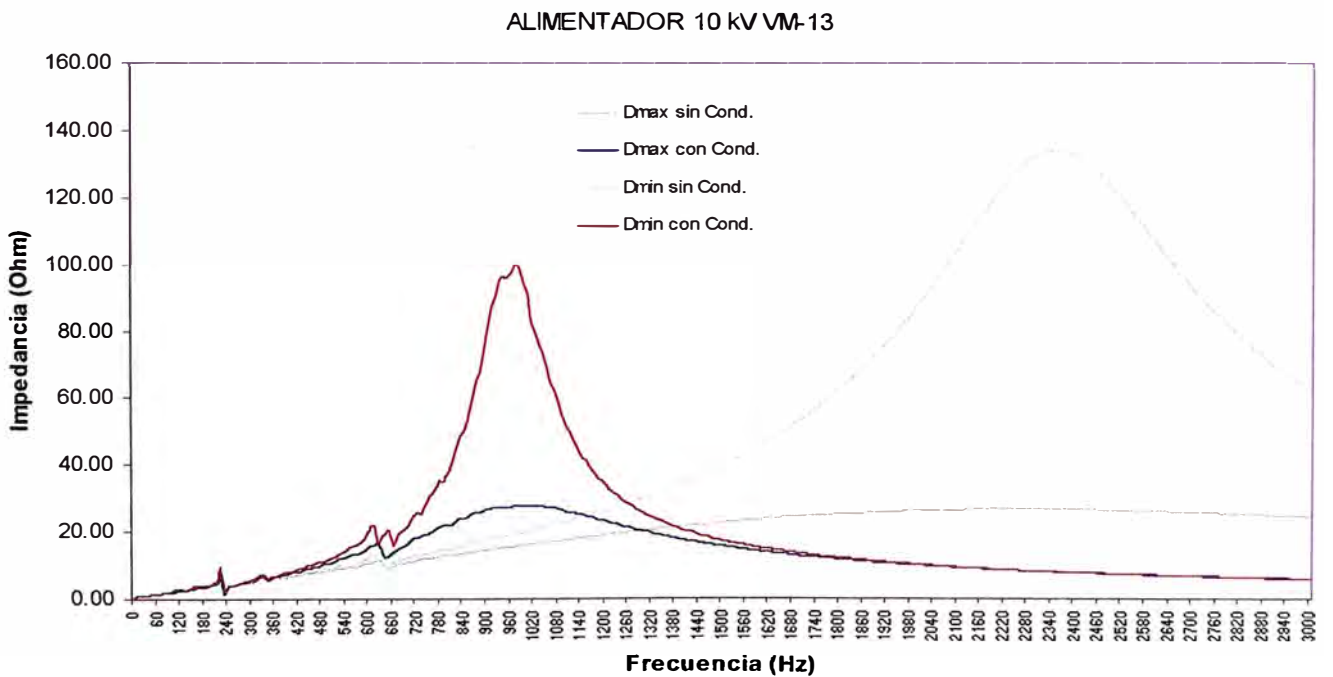


Gráfico 3.12 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

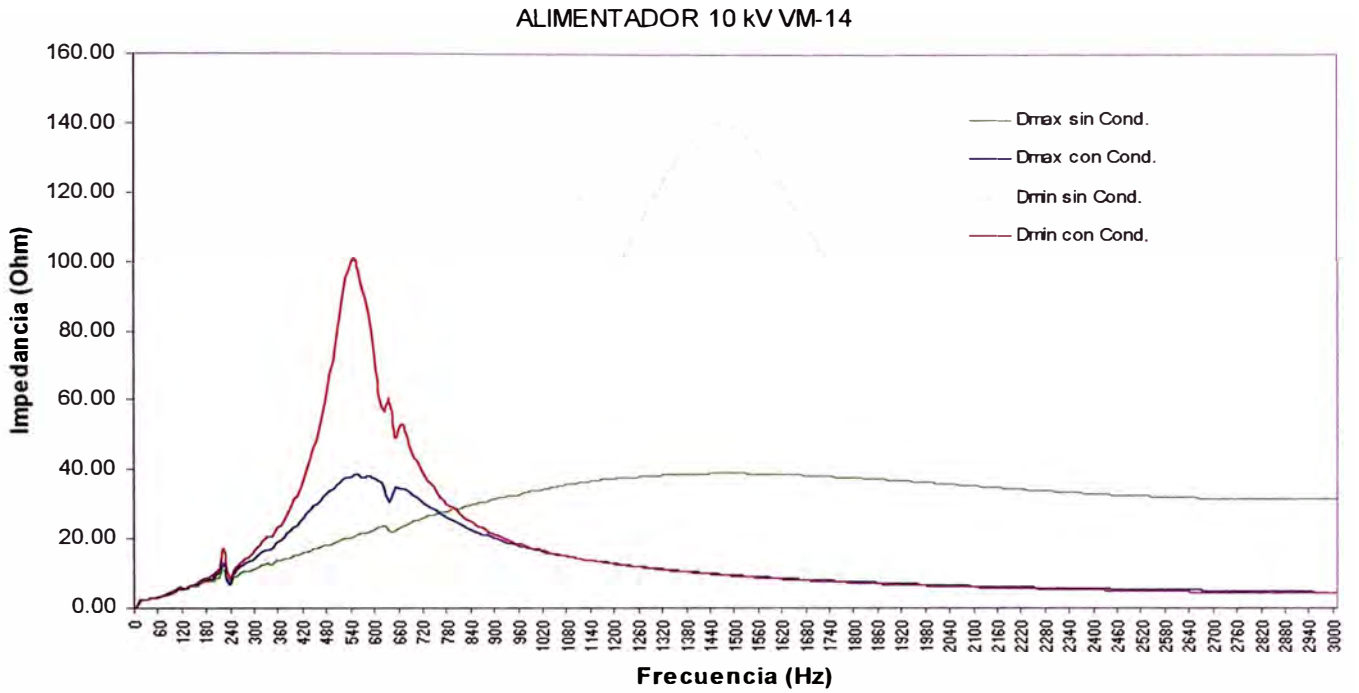


Gráfico 3.13 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

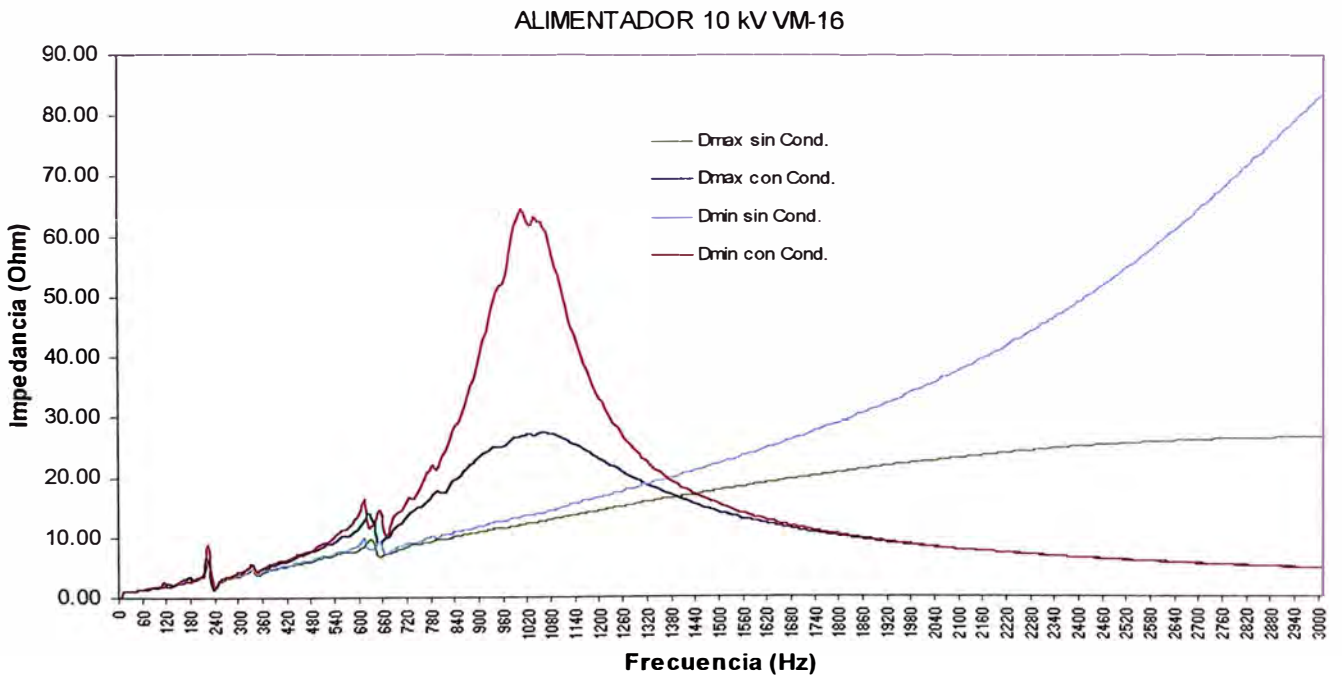


Gráfico 3.14 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

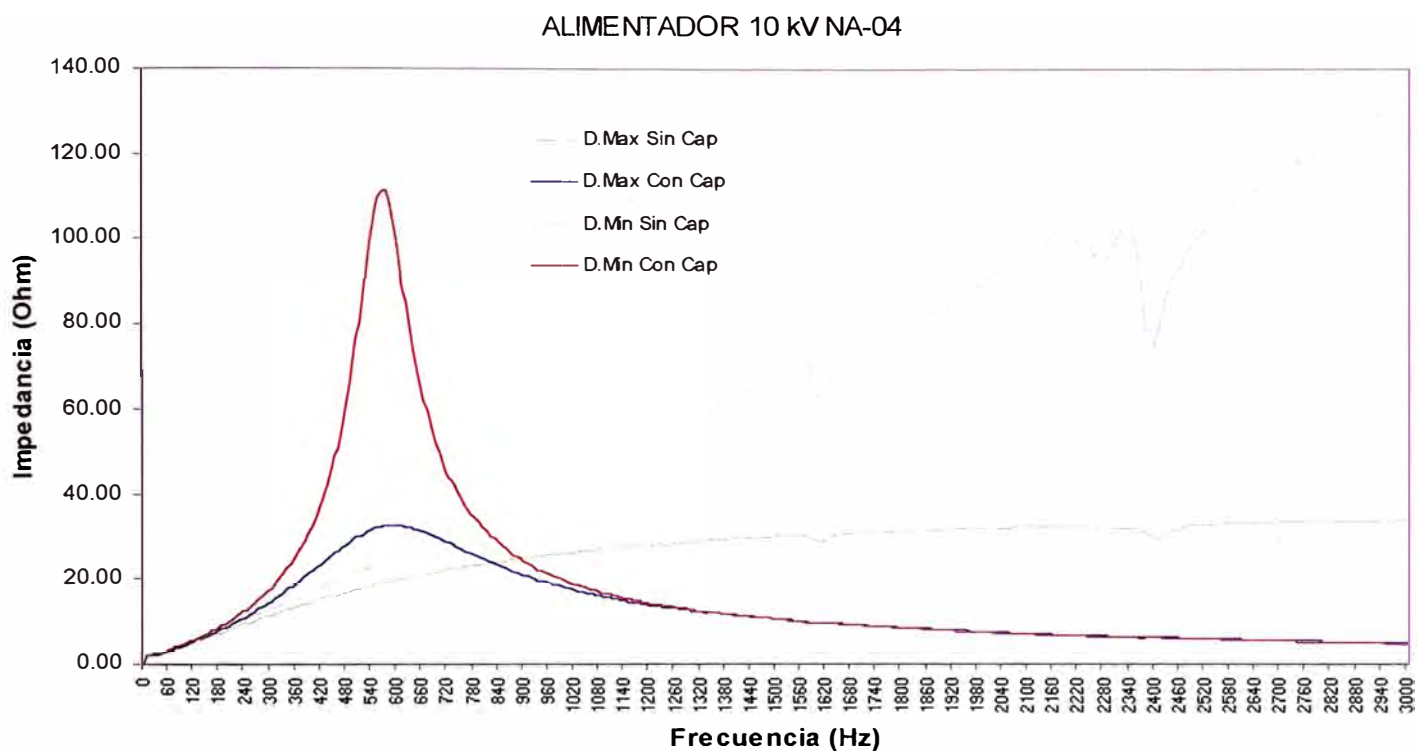


Gráfico 3.15 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES

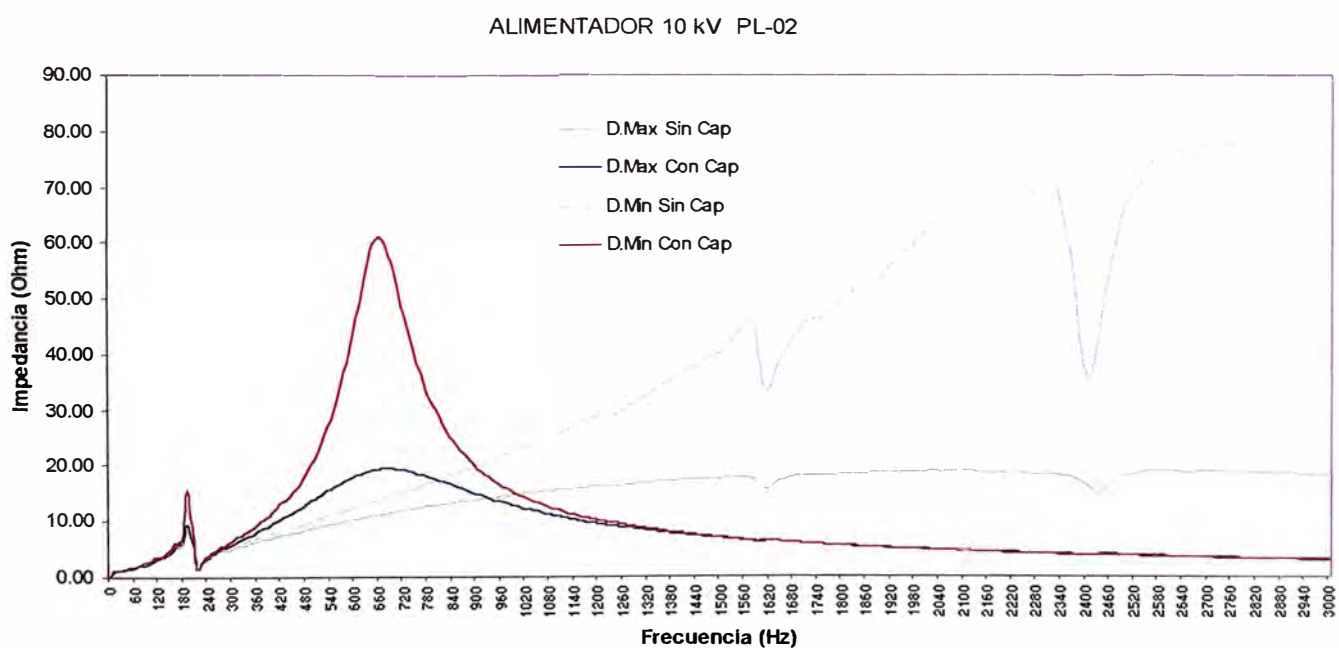
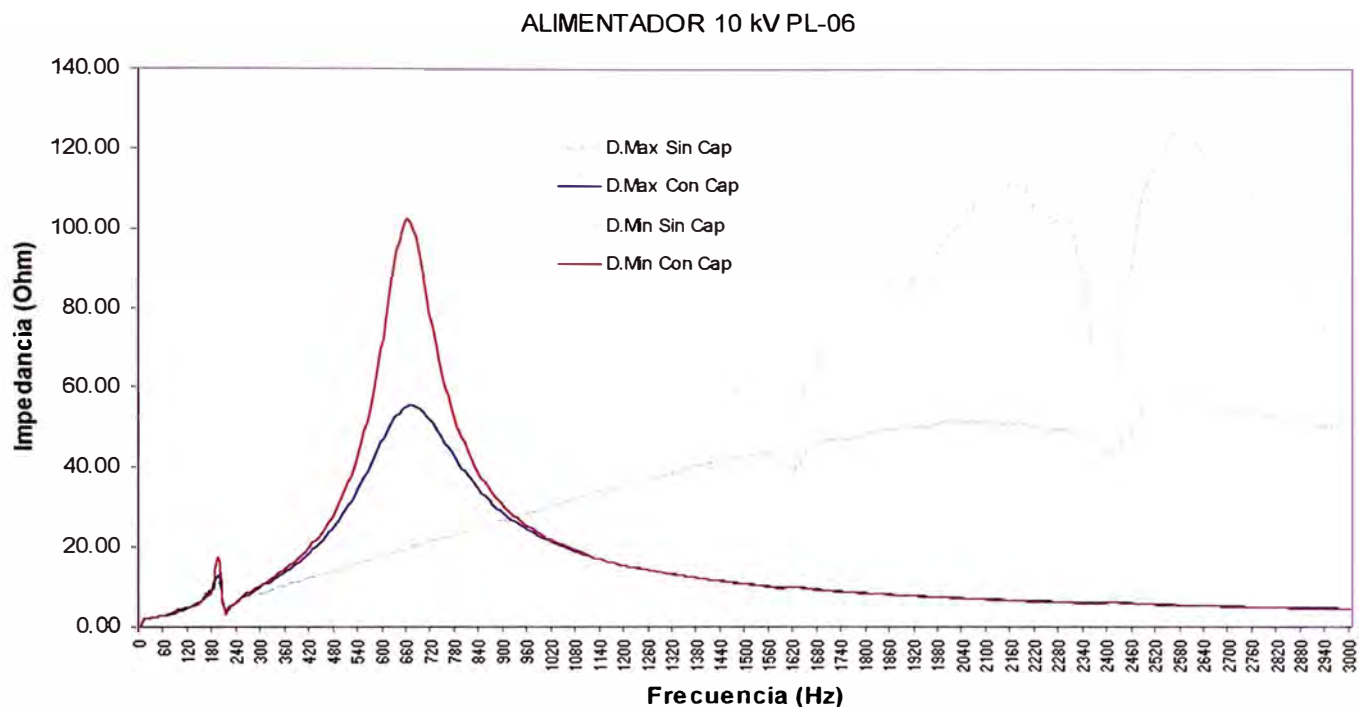


Gráfico 3.16 : BARRIDO DE IMPEDANCIAS EN LA UBICACIÓN DE CONDENSADORES



3.3.5 Tensiones y corrientes armónicas en los condensadores

Para determinar las tensiones armónicas en los bornes de los bancos de condensadores y las corrientes armónicas máximas que circularían por los condensadores, se ha efectuado el siguiente procedimiento:

De los registros de las mediciones de armónicos procesados en el acápite 2.5.6, se ha estimado en promedio cuales serían las tensiones armónicas máximas de orden 3, 5, 7, 9 y 11 (situación sin condensador). Porque son los armónicos más representativos

en la red que originan calentamiento en los transformadores, mala operación de los equipos electrónicos de medida y protección.

Luego, con el Software FdcHarmo se ha efectuado un barrido de impedancia para calcular las impedancias Thevenin en el punto de instalación del banco de condensadores (con y sin condensador).

Se ha utilizado las impedancias Thevenin con y sin condensador para el caso de mínima demanda donde hay mayor resonancia paralelo entre la impedancia de toda la red y la impedancia de los condensadores.

De la relación de las impedancias Thevenin con y sin condensador se ha calculado el factor de amplificación, para obtener la tensión armónica con condensador a partir de la tensión armónica sin condensador.

Con la tensión armónica con condensador y la respectiva frecuencia de la armónica se obtiene la corriente armónica que pasaría por el condensador.

Finalmente se ha calculado el THD total tanto de tensión como de corriente.

El detalle de los resultados obtenidos para cada alimentador se presentan en los Cuadros AC-01 al AC-10 (Anexos del presente informe).

A continuación se muestra en el Cuadro 3.17 el resumen de la distorsión armónica de orden 1, 3, 5, 7, 9 y 11 y la distorsión total de la tensión y corriente esperada en bornes de los condensadores para cada alimentador 10 kV en estudio.

Cuadro 3.17: Resumen de Distorsiones Armónicas

Alim	VM-13		VM-14		ÑA-04		PL-02		PL-06	
Fpu	DHi (%)		DHi (%)		DHi (%)		DHi (%)		DHi (%)	
	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente
1	100,38	100,38	101,12	101,12	101,12	101,12	100,99	100,99	100,92	100,92
3	0,62	1,86	0,66	1,99	0,66	1,99	0,68	2,05	0,67	2,01
5	1,63	8,17	2,03	10,13	2,03	10,13	1,81	9,05	1,83	9,14
7	0,90	6,30	1,56	10,89	1,56	10,89	1,18	8,28	1,20	8,37
9	0,35	3,17	1,01	9,06	1,01	9,06	0,63	5,70	0,65	5,85
11	0,76	8,33	0,91	10,03	0,91	10,03	2,20	24,23	2,44	26,83
THD	2,14	13,76	2,97	20,20	2,97	20,20	3,22	27,83	3,40	30,19
RMS	100.4	101.3	101.2	103.1	101.2	103.5	101	104.8	101	105.3

Alim	BJ-03		CH-04		CH-06		SJ-04		VM-16	
Fpu	DHi (%)		DHi (%)		DHi (%)		DHi (%)		DHi (%)	
	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente
1	99,75	99,75	100,79	100,79	101,32	101,32	101,17	101,17	100,39	100,39
3	0,58	1,74	0,69	1,93	0,75	2,26	0,66	1,99	0,62	1,86
5	2,87	14,37	1,81	9,04	2,00	10,01	2,06	10,28	1,63	8,15
7	1,85	12,95	1,17	8,18	1,64	11,47	1,54	10,81	0,89	6,25
9	0,68	6,08	0,68	6,08	1,00	9,01	0,97	8,77	0,35	3,13
11	1,20	13,25	1,20	13,25	0,64	6,99	1,13	19,40	0,71	7,79
THD	3,73	24,29	2,64	19,10	2,94	19,15	3,04	21,38	2,11	13,40
RMS	99.8	102.7	100.8	102.6	101.4	103.1	101.2	103.4	100.4	101.3

Se observa que las tensiones armónicas en todos los casos son inferiores a los límites máximos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (8%). Asimismo las corrientes armónicas a través de los bancos de condensadores están muy por debajo de los límites establecidos por las normas internacionales.

3.4 Análisis de cortocircuito

3.4.1 Objetivo

Conocer la corriente de falla en el punto de ubicación del banco de condensadores para verificar la capacidad de los equipos y el ajuste de la protección.

3.4.2 Criterios y premisas

- a) Las simulaciones de cortocircuito se han efectuado para máxima y mínima demanda.
- b) Se simula el punto equivalente de suministro en 10 kV con su correspondiente potencia trifásica de cortocircuito. Dado que los alimentadores en 10 kV no están puestos a tierra se asume que la potencia de cortocircuito monofásica es igual a cero.
- c) Se calcula solamente la falla trifásica. Para obtener el valor de falla bifásica basta con multiplicar la corriente de falla trifásica por 0,866.
- d) Dado que los alimentadores han sido creados en formato WinFdc para flujo de carga, para las simulaciones de cortocircuito solo se ha insertado los valores correctos de potencia de cortocircuito para el punto equivalente de suministro de cada alimentador. Estos valores de potencia de cortocircuito provienen de las siguientes fuentes:
 - Datos de potencia de cortocircuito proporcionada por Luz del Sur para máxima demanda.

- Archivos de WinFdc que contienen la red de transmisión de Luz del Sur a Enero del 2001 dentro del SINAC, tanto para máxima y mínima demanda.
- e) Las potencias de cortocircuito suministradas por Luz del Sur coinciden con los resultados de WinFdc para máxima demanda. Para mínima demanda se efectuaron simulaciones de cortocircuito a partir del caso de demanda máxima considerando los siguientes criterios:
- Todos los grupos de generación con sus transformadores correspondientes fueron ajustados a un despacho de mínima demanda en estiaje.
 - Se desconectó un circuito de la línea Pomacocha - San Juan 220 kV y se desconectó la línea Huayucachi - Zapallal 220 kV.
 - Se desconectó uno de los transformadores 60/10 kV de Chorrillos.
 - Se desconectó la línea L-462 de Huachipa a La Planicie en 60 kV.
 - Se desconectó uno de los transformadores de 60/10 kV de Villa María junto con la línea L-644 de San Juan a Villa María en 60 kV
 - Se desconectó las líneas en 60 kV de Callahuanca a Huachipa y de Ñaña a Santa Clara.
 - Se desconectó un transformador 220/60 kV 120 MVA en San Juan, un transformador 220/60 KV 120 MVA en Balnearios y un transformador 220/60 kV 120 MVA de Santa Rosa.

3.4.3 Resultados obtenidos

En el cuadro 3.19 se muestra las potencias de cortocircuito para todas las barras en 220, 60, 22,9 y 10 kV de las subestaciones de transmisión de Luz del Sur; incluyendo todas las barras principales en 22,9 y 10 kV.

En dicho cuadro también se establece los equivalentes para máxima y mínima demanda.

El cuadro 3.18 se resume los resultados obtenidos.

Cuadro 3.18: Nivel de Cortocircuito en las Barras de 10kV

Barra	Nivel trifásico de cortocircuito	
	Máximo	Mínimo
	MVA	MVA
Bujama 10 kV	53	51
Chorrillos 10 kV	307	171
La Planicie A 10 kV	165	131
La Planicie B 10 kV	135	112
Villa María 10 kV	306	158
Ñaña 10 kV	138	102
San Juan 10 kV	222	195

Con los niveles de cortocircuito obtenidos de la red de transmisión, a partir de las barras 10 kV de las SET's en estudio, se ha efectuado simulaciones de cortocircuito en cada alimentador tanto para máxima y mínima demanda.

Se ha simulado un cortocircuito trifásico con impedancia de falla nula en los puntos de instalación de los bancos de condensadores.

CUADRO 3.19 : POTENCIA Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS PRINCIPALES

BARRA	DESCRIPCION	TENSION kV	PARA DEMANDA MAXIMA				PARA DEMANDA MINIMA			
			TRIFASICA		MONOFASICA		TRIFASICA		MONOFASICA	
			kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA
BALNE220	Balnearios 220 kV	220.0	6.83	2,602.30	7.94	3,024.70	5.04	1,918.40	6.06	2,308.50
ATOCO60	Atocorgo 60 kV	60.0	6.12	635.60	4.51	468.70	4.39	456.60	3.70	385.00
BALNE60	Balnearios 60 kV	60.0	17.39	1,807.60	22.34	2,321.10	12.68	1,317.40	16.60	1,724.60
BARRAN60	Barranco 60 kV	60.0	10.22	1,062.50	10.59	1,100.10	8.39	872.20	9.17	953.20
BUJAM60	Bujama 60 kV	60.0	0.77	79.90	0.55	57.00	0.74	76.40	0.54	55.70
CHORR60	Chorrillos 60 kV	60.0	7.55	784.20	8.37	869.40	5.10	529.80	5.70	591.80
CHOSI60	Chosica 60 kV	60.0	9.47	984.30	9.37	973.60	8.07	839.00	8.41	873.50
GALVEZ60	Galvez 60 kV	60.0	16.76	1,741.60	17.09	1,776.30	11.86	1,232.60	13.35	1,387.30
HUACHP60	Huachipa 60 kV	60.0	9.02	936.90	8.31	863.40	5.80	602.40	6.00	623.30
ISIDRO60A	San Isidro 60 kV (barra A)	60.0	10.01	1,040.30	11.34	1,178.10	8.26	858.60	9.76	1,014.60
ISIDRO60B	San Isidro 60 kV (barra B)	60.0	5.86	608.70	5.88	611.20	5.24	544.90	5.45	566.30
LIMAT60A	Limatambo 60 kV (barra A)	60.0	11.42	1,186.90	13.24	1,375.60	9.18	954.10	11.11	1,154.80
LIMAT60B	Limatambo 60 kV (barra B)	60.0	6.32	657.10	6.21	645.00	5.61	582.80	5.73	595.00
LURIN60	Lurin 60 kV	60.0	3.03	314.80	3.40	352.90	2.55	264.80	2.97	308.50
MONTE60	Monterrico 60 kV	60.0	11.51	1,195.90	10.22	1,061.70	9.30	966.00	8.93	927.90
NEYRA60	Neyra 60 kV	60.0	12.60	1,309.30	14.03	1,458.20	9.93	1,031.60	11.64	1,209.80
ÑAÑA60	Ñaña 60 kV	60.0	4.93	511.80	4.97	516.20	2.13	221.00	2.51	260.70
PACHA60	Pachacamac 60 kV	60.0	4.05	420.30	4.11	427.20	3.22	334.60	3.49	362.90
PLANI60	La Planice 60 kV	60.0	4.63	480.90	3.22	334.40	2.61	271.10	1.83	189.60
PRADE60	Praderas 60 kV	60.0	2.34	243.40	2.58	268.30	2.05	212.70	2.33	242.20
PUENT60	Puente 60 kV	60.0	14.84	1,542.30	16.14	1,677.50	11.28	1,172.60	13.12	1,363.60
SALAM60	Salamanca 60 kV	60.0	9.59	997.10	10.28	1,068.30	8.04	835.20	9.02	936.90
SANITA60	Santa Anita 60 kV	60.0	7.64	793.60	7.44	773.50	5.79	601.70	6.15	638.60
SBART60	San Bartolo 60 kV	60.0	1.64	170.30	1.70	176.30	1.49	154.90	1.59	164.70
SCLARA60	Santa Clara 60 kV	60.0	5.83	605.90	5.51	572.80	3.55	369.20	3.61	375.30
SJUAN60	San Juan 60 kV	60.0	11.64	1,209.20	15.01	1,559.90	6.65	691.40	8.69	903.00
SMATE60	San Mateo 60 kV	60.0	1.14	118.60	1.42	147.40	1.12	116.30	1.40	145.00
SROSA60N	Santa Rosa Nueva 60 kV	60.0	20.02	2,080.60	27.12	2,818.30	13.41	1,393.10	18.59	1,931.50
SROSA60V	Santa Rosa Vieja 60 kV	60.0	19.73	2,050.50	26.66	2,770.60	13.27	1,378.80	18.36	1,908.20
SURCO60	Surco 60 kV	60.0	1.85	192.20	1.61	167.30	1.79	186.20	1.58	164.20
VMARI60	Villa María 60 kV	60.0	7.31	759.70	8.04	835.10	3.97	412.30	4.28	444.60
VVALV60	Villa El Salvador 60 kV	60.0	5.79	601.80	5.21	541.20	4.22	439.00	4.22	438.70
ISIDRO23	San Isidro 22.9 kV	22.9	6.65	263.70	8.94	354.60	6.32	250.80	8.55	338.90
MONTE23	Monterrico 22.9 kV	22.9	5.53	219.20	7.47	296.30	5.29	210.00	7.19	285.10
PRADE23	Praderas 22.9 kV	22.9	3.44	136.30	4.81	190.60	3.17	125.80	4.46	176.90
SANITA23	Santa Anita 22.9 kV	22.9	6.19	245.60	8.58	340.30	5.64	223.60	7.87	312.00
SCLARA23	Santa Clara 22.9 kV	22.9	5.02	199.00	6.85	271.80	4.15	164.50	5.73	227.20
SMATE23	San Mateo 22.9 kV	22.9	1.55	61.30	2.22	88.10	1.53	60.70	2.20	87.20
BALNE10A	Balnearios 10 kV (barra A)	10.0	13.64	236.30	0.00	0.00	13.01	225.30	0.00	0.00
BALNE10B	Balnearios 10 kV (barra B)	10.0	22.53	390.30	0.00	0.00	20.86	361.30	0.00	0.00
BARRAN10	Barranco 10 kV	10.0	20.17	349.40	0.00	0.00	18.82	325.90	0.00	0.00
BUJAM10	Bujama 10 kV	10.0	3.05	52.70	0.00	0.00	2.95	51.10	0.00	0.00
CHORR10	Chorrillos 10 kV	10.0	17.72	307.00	0.00	0.00	9.90	171.40	0.00	0.00
CHOSI10	Chosica 10 kV	10.0	7.40	128.20	0.00	0.00	7.24	125.40	0.00	0.00
GALVEZ10	Galvez 10 kV	10.0	23.66	409.80	0.00	0.00	21.56	373.40	0.00	0.00
HUACHP10	Huachipa 10 kV	10.0	8.94	154.80	0.00	0.00	8.20	141.90	0.00	0.00
ISIDRO10A	San Isidro 10 kV (barra A)	10.0	15.12	261.90	0.00	0.00	14.35	248.50	0.00	0.00
ISIDRO10B	San Isidro 10 kV (barra B)	10.0	10.47	181.30	0.00	0.00	10.11	175.10	0.00	0.00
LIMAT10A	Limatambo 10 kV (barra A)	10.0	20.53	355.60	0.00	0.00	19.13	331.40	0.00	0.00
LIMAT10B	Limatambo 10 kV (barra B)	10.0	12.24	212.00	0.00	0.00	11.73	203.10	0.00	0.00
LURIN10	Lurin 10 kV	10.0	8.16	141.40	0.00	0.00	7.51	130.10	0.00	0.00
MONTE10	Monterrico 10 kV	10.0	8.58	148.60	0.00	0.00	8.33	144.30	0.00	0.00
NEYRA10A	Neyra 10 kV (barra A)	10.0	12.66	219.30	0.00	0.00	12.11	209.80	0.00	0.00
NEYRA10B	Neyra 10 kV (barra B)	10.0	21.79	377.40	0.00	0.00	20.22	350.20	0.00	0.00
ÑAÑA10	Ñaña 10 kV	10.0	7.95	137.60	0.00	0.00	5.91	102.40	0.00	0.00
PACHA10	Pachacamac 10 kV	10.0	7.44	128.90	0.00	0.00	6.89	119.40	0.00	0.00
PLANI10A	La Planice 10 kV (barra A)	10.0	9.55	165.40	0.00	0.00	7.58	131.30	0.00	0.00
PLANI10B	La Planice 10 kV (barra B)	10.0	7.79	135.00	0.00	0.00	6.44	111.50	0.00	0.00
PRADE10	Praderas 10 kV	10.0	6.25	108.30	0.00	0.00	5.86	101.60	0.00	0.00
PUENT10A	Puente 10 kV (barra A)	10.0	22.24	385.30	0.00	0.00	20.62	357.10	0.00	0.00
PUENT10B	Puente 10 kV (barra B)	10.0	16.29	282.10	0.00	0.00	15.40	266.70	0.00	0.00
SALAM10	Salamanca 10 kV	10.0	19.53	338.20	0.00	0.00	18.32	317.30	0.00	0.00
SANITA10	Santa Anita 10 kV	10.0	13.76	238.30	0.00	0.00	12.56	217.50	0.00	0.00

Los resultados de las simulaciones se muestran en los cuadros CF-01A y B al CF-10A y B (Ver Anexos).

El resumen de los valores obtenidos se muestra a continuación en el cuadro 3.20.

Cuadro 3.20: Potencia de Cortocircuito en los Bancos de Condensadores

Alimentador	Barra	Demanda Máxima			Demanda Mínima		
		kV	kA	MVA	kV	kA	MVA
BJ-03	CAP-BJ03	9,72	0,72	12,10	10,25	0,73	13,00
CH-04	CAP-CH04	9,91	3,29	56,40	10,20	2,94	51,90
CH-06	CAP-CH06	9,94	3,67	63,20	10,23	3,24	57,50
SJ-04	CAP-SJ04	9,70	2,89	48,60	10,18	2,82	49,70
VM-13	CAP-VM13	9,96	4,12	71,10	10,26	3,48	61,80
VM-14	CAP-VM14	9,59	1,67	27,70	10,20	1,58	27,90
VM-16	CAP-VM16	10,01	4,16	72,10	10,24	3,59	63,90
ÑA-04	CAP-ÑA04	9,63	1,76	29,40	10,21	1,64	29,00
PL-02	CAP-PL02	9,76	3,21	54,20	10,20	2,95	52,10
PL-06	CAP-PL06	9,97	1,90	32,70	10,24	1,81	32,20

3.5 Ubicación de los Bancos de Condensadores

Después de la evaluación de reducción máxima de pérdidas y de armónicos, así también la inspección de campo, la ubicación de los bancos de condensadores se indican en el cuadro 3.21 siguiente para los alimentadores seleccionados:

Cuadro 3.21: Ubicación de los Bancos de Condensadores

Alimentador 10 kV	Banco de Condensadores (kVAR)	Potencia Efectiva a 5,77 kV (kVAR)	Ubicación del banco en el terreno
BJ-03	3 x 200	432	En poste A-1 a 78 m de 1784T
CH-04	3 x 300	648	En poste A-9 a 395 m de SE1734
CH-06	3 x 400	864	En poste proyectado A-1 a 60 m de 0845T
SJ-04	3 x 300	648	En poste A-5 a 300 de 11104T
VM-13	3 x 150	324	En poste A-3 a 120 m de 1915T
VM-14	3 x 200	432	En poste A-3 a 2052 m de SE 968
VM-16	3 x 200	432	En poste A-3 a 62 m de SAB: 2014
ÑA-04	3 x 200	432	En poste proyectado A-1 a 278 m de SAB 4141
PL-02	3 x 300	648	En poste proyectado A-1 desde 1106T
PL-06	3 x 200	432	En poste A-21 a 354 m de SE: 1624

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN ECONOMICA

El Proyecto de instalar Banco de Condensadores Fijos para realizar la compensación reactiva en Media Tensión, ha sido analizado técnicamente en los capítulos II y III de este informe. La ubicación óptima ha sido determinada por la máxima reducción pérdidas, se ha considerando el impacto de armónicos de tensión y corriente sobre los bancos a fin de que éstos no estén sometidos a sobretensiones que los puedan dañar o deteriorar en poco tiempo de instalado.

Los beneficios de este proyecto además de la eficiencia técnica que se logra en los conductores de media tensión, aprovechando en mayor grado la capacidad de transporte de potencia activa, es la inversión que se necesita para instalar el banco de condensadores es mucho menor que la inversión para renovar la red para aumentar su capacidad.

Por lo tanto el retorno de la inversión son los ahorros que se producen por la reducción de pérdidas de energía activa, la reducción de pago por compensación de exceso de energía reactiva en horas punta. Adicionalmente está la reducción de máxima demanda de potencia, debido a que toda empresa distribuidora contrata una demanda máxima ante los generadores que le venden energía, la cual si es

sobrepasada se penaliza con un costo adicional, pero este efecto no se ha considerado para el presente informe.

4.1 Determinación del costo de la inversión y mantenimiento

Condensadores Monofásicos (30 unidades)	:	\$ 19 163,37
Equipos de Protección (30 fusibles, 30 pararrayos)	:	\$ 4 050,00
Estructuras de Soporte	:	\$ 927,07
Materiales y mano de obra para instalación	:	\$ 9 500,00
Costo de Mantenimiento (5% de la inversión)	:	\$ 1 682,02
Consultoría – Asesoría Técnica	:	\$ 3 600,00
Total inversión inicial(US\$)	:	\$ 37 240,46
Total mantenimiento anual (US\$)	:	\$ 1 682,02

4.2 Determinación de Flujos de Ingresos o Ahorros

Costo de Energía Activa en Hora Punta	:	0.0426 US\$/kWh
Costo de Energía Activa en Fuera de Punta	:	0.0258 US\$/kWh
Costo de Energía Equivalente*	:	0.0293 US\$/kWh
Costo de Energía Reactiva **	:	0.00417 US\$/kWh

* Costo de energía ponderada obtenido de la cantidad de horas punta y fuera de punta en un año.

** Se considera que el exceso a partir del 41% (Energía Reactiva/Energía Activa) es penalizado para una distribuidora. El período de facturación para el exceso de la energía reactiva es de 7 horas (10 a 12 horas y 18 a 23 horas), todos los días del año, que es aproximadamente 29.17% de horas del año.

4.2.1. Reducción de pérdidas en potencia y energía activa

Alimentador	Potencia Nominal	Potencia Efectiva a 10KV	Reducción de Pérdida (kW)	factor de pérdida	kwh/año	Costo de energía en HP (US\$/KWh)	Costo de energía en FP (US\$/KWh)	Costo de energía equivalente (US\$/KWh)	Ahorro Energía Activa (US\$/año)
BJ-03	600	432	18.90	0.31	50617	0.0426	0.0258	0.0293	1483
CH-04	1200	864	14.96	0.42	55309	0.0426	0.0258	0.0293	1621
CH-06	900	648	22.94	0.51	101871	0.0426	0.0258	0.0293	2985
SJ-04	900	648	24.96	0.34	75016	0.0426	0.0258	0.0293	2198
VM-13	450	324	6.46	0.30	17098	0.0426	0.0258	0.0293	501
VM-14	600	432	18.37	0.33	52274	0.0426	0.0258	0.0293	1532
VM-16	600	432	8.42	0.36	26401	0.0426	0.0258	0.0293	774
NA-04	600	432	15.09	0.26	33940	0.0426	0.0258	0.0293	994
PL-02	900	648	16.72	0.41	60210	0.0426	0.0258	0.0293	1764
PL-06	600	432	9.24	0.49	39966	0.0426	0.0258	0.0293	1171
Total									15022

4.2.2 Reducción del consumo de energía reactiva

Alimentador	Consumo de energía reactiva sin compensación				Consumo de energía reactiva con Bancos de Condensadores			Ahorro Energía Reactiva		
	Energía Activa (kWh)	Energía Reactiva (kVARh)	kVARh/kWh	Energía Reactiva penalizada (kVarh)*	Consumo de Energía Reactiva (kVARh)	kVARh/kW	Energía Reactiva penalizada (kVarh)	Diferencia Inicial vs compensación	Costo Exceso Energía Reactiva (US\$/kvarh)	Ahorro (US\$/año)
BJ-03	12136486	7698296	63%	503709	4434611	37%	0	503709	0.004	2023
CH-04	24508129	12455533	51%	356862	8100197	33%	0	356862	0.004	1434
CH-06	26513651	16347310	62%	984993	12026490	45%	524309	460684	0.004	1851
SJ-04	21991161	11688950	53%	414375	8515752	39%	0	414375	0.004	1665
VM-13	14050288	7930657	56%	357296	6288714	45%	236368	120927	0.004	486
VM-14	20621643	11768434	57%	551603	8956392	43%	217819	333784	0.004	1341
VM-16	19104965	10387552	54%	405146	7579553	40%	0	405146	0.004	1627
NA-04	11170697	7270883	65%	510905	3839872	34%	0	510905	0.004	2052
PL-02	27578303	12187895	44%	113546	7053944	26%	0	113546	0.004	456
PL-06	27064382	11550925	43%	56587	10381547	38%	0	56587	0.004	227
Total									13162	

*Se considera que el exceso a partir del 41% (Energía Reactiva/Energía Activa) es penalizado, considerando que el período de facturación para el exceso de energía reactiva es de 7 horas (de 10 a 12 y 18 a 23 horas), todos los días, por lo que se estima en 29.17% del año

4.3 Indicadores Económicos

Se presenta el cuadro 4.3 de datos calculados para la evaluación económica a fin de determinar el VAN, TIR y Beneficio/Costo del Proyecto.

Cuadro 4.3: Indicadores Económicos

Ahorro Energía Activa (US\$/año)	15022.00
Ahorro Energía Reactiva (US\$/año)	13162.00
Total Ahorros (US\$)	28184.00
Inversión Inicial (US\$)	37240.44
Costo Mantenimiento anual (US\$)	1682.02

Se considera los siguientes parámetros:

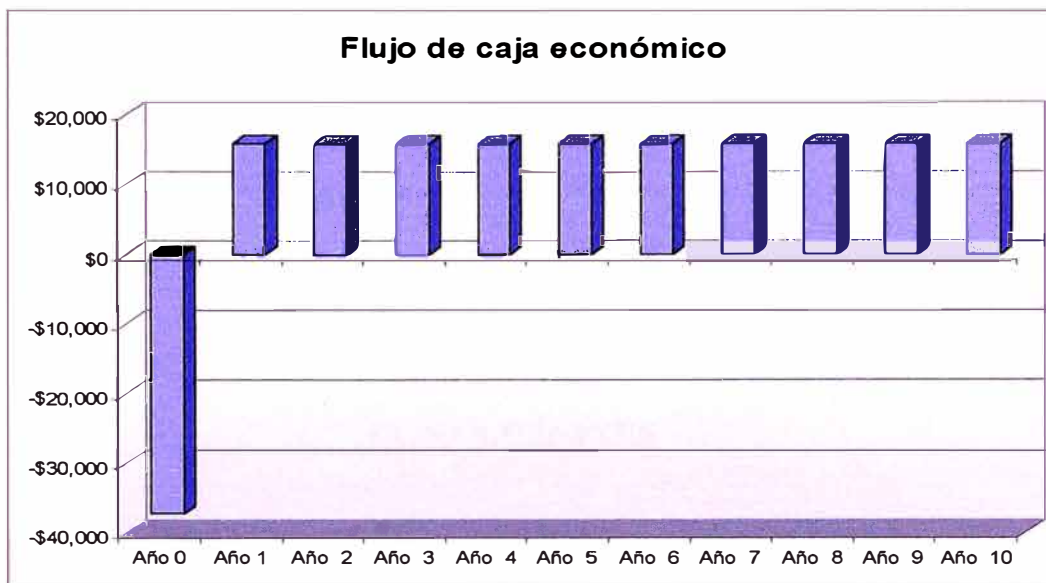
Costo de Oportunidad (COK) : 18%

Período de análisis : 10 años

Depreciación lineal de los bienes, valor final cero en libros contables.

Tasa del Impuesto a la Renta es de 30%

Gráfico 4.1: Flujo de Caja



4.4 Resultados del Análisis

VAN (18%) = US\$ 34 416

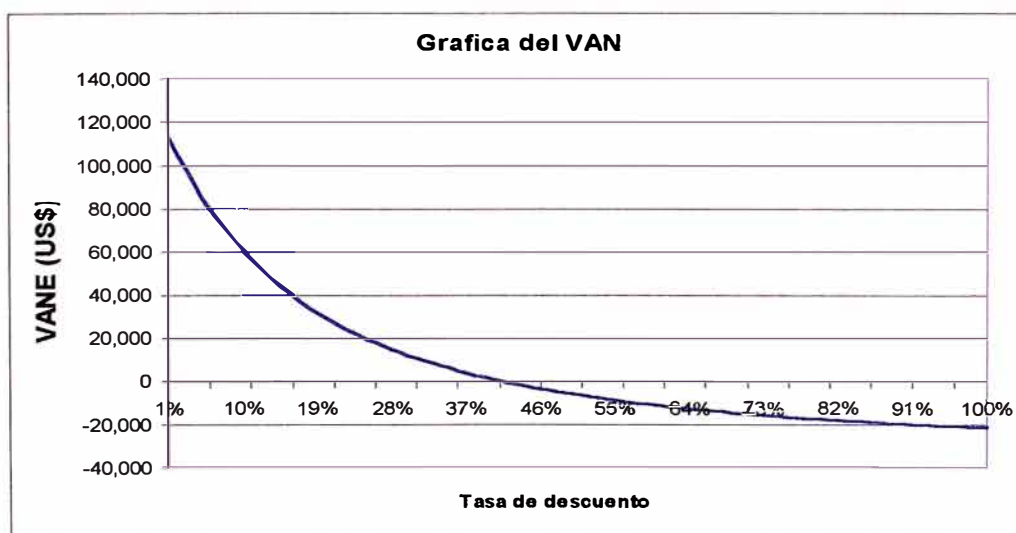
TIR = 41.18%

B/C = 1.92

Período de recupo del capital aproximadamente: 3.5 años

A continuación el gráfico 4.2 se muestra la sensibilidad del VAN respecto a la tasa de descuento.

Gráfico 4.2: Sensibilidad del VAN



CONCLUSIONES

1. La inversión estimada asciende a \$37 240,44 (sin IGV). Los beneficios por la reducción de pérdidas activa y la reducción del consumo de energía reactiva (28 184 US\$/año) en un período de evaluación de 10 años, con la tasa de descuento de 18%, los indicadores económicos resultaron:

$$\text{VAN (18\%)} = \text{US\$ 34 416}$$

$$\text{TIR} = 41.18\%$$

$$\text{B/C} = 1.92$$

Con lo cual se concluye que el proyecto es rentable.

2. En horas de máxima demanda, la potencia de pérdidas por alimentador se reduce en promedio en 16 kW y 17 kVAR, totalizando en los 10 alimentadores 156kW y 175kVAR.

3. Mejora el perfil de tensiones en las subestaciones de los alimentadores

Alimentador	Cantidad de SED con %DV > 5%		
	Sin condensador	Con condensador	Diferencia
BJ-03	63	57	6
SJ-04	11	6	5
ÑA-04	20	0	20
TOTAL	94	63	31

4. Mejora el factor de utilización de los conductores de las troncales de los alimentadores, reduciendo la corriente total en el orden del 5%.

5. Los valores de distorsión armónica en tensión están por debajo de los valores límites establecidos en la NTCSE que establece un límite de 8%, siendo la máxima distorsión armónica calculada de 3,40% luego de instalar los condensadores.

6. La conexión del banco de condensadores en estrella aislada es determinada por dos razones: económica por el menor nivel de aislamiento que tiene los condensadores en comparación con una configuración triángulo, es decir, soportan un nivel de tensión de fase en vez de una tensión de línea, y técnica por que de conectarse el banco de condensadores a tierra, en caso de falla sería un cortocircuito de fase a tierra con niveles de corriente muy altos que harían necesarios utilizar los fusibles de potencia limitadores de corriente, en cambio, al dejarse el neutro flotante la corriente está limitada por los otros dos condensadores, con lo cual la corriente se reduce sustancialmente que puede interrumpirse con fusibles del tipo expulsión. Así también, se evita el paso de corrientes armónicas excesivas a través de los condensadores.

APÉNDICE A

INGENIERA DE DETALLE

1.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

1.1.1 Pararrayos

Se considera el uso de pararrayos Clase 12 kV, con un manejo de energía de 32 000 joule (con energía de absorción en larga duración y baja corriente de 2,6 kJ/kV).

Las características de los pararrayos serán:

- Tipo : OxZn
- Tensión nominal : 12 kV
- Tensión de operación continua (MCOV) : 10,2 kV
- Corriente nominal de descarga : 10 kA
- Clase de descarga : < 1000 m.s.n.m
- Altura de instalación
- Clase de aislamiento – BIL : 95 kV peak

Los pararrayos deberán ser diseñados para montaje en crucetas de madera, serán suministrarse con los accesorios para tal fin así como los terminales para conexión a la línea y a tierra.

1.1.2 Seccionador fusible

El seccionador fusible será unipolar, para uso exterior, estará previsto para alojar a los fusibles de expulsión tipo K. Podrá operarse sin carga utilizando una pértiga aislada y con carga usando una pértiga para apertura con carga.

Serán para montaje en cruceta de madera y deberá ser suministrados con los accesorios de sujeción necesarios. Todas las partes metálicas deberán ser de acero galvanizado en caliente.

Los terminales deberán ser de bronce estañado u otro material que permita conectarse con conductores de cobre o aleación de aluminio sin necesidad de usar conectores adicionales.

Los contactos deberán ser de plata o de acero inoxidable cubiertos de plata. Todas las demás partes que conducen corriente deberán ser de acero inoxidable.

Las características de los seccionadores fusible serán:

Tensión nominal : 10 kV

Corriente nominal : 100 A

Capacidad de interrupción simétrica : 10 kA r.m.s.

Capacidad de interrupción asimétrica : 16 kA r.m.s.

Nivel básico de aislamiento (BIL) : 95 kV peak

Los fusibles serán de expulsión tipo K – ANSI. Previstos para protección contra cortocircuitos. Estos serán alojados en los portafusibles de los seccionadores fusibles.

Las características básicas serán:

Tensión nominal : 10 kV

Característica de operación : “K”

Capacidad de interrupción : 10 kA r.m.s. asim.

Corriente nominal

<u>Capacidad de banco</u>	<u>In (A)</u>
3 x 150 KVAR	20 K
3 x 200 KVAR	25 K
3 x 300 KVAR	40 K
3 x 400 KVAR	50 K

1.1.3 Soporte metálico de banco de condensadores

La estructura soporte será para un banco de condensadores formado por 3 unidades monofásicas.

La estructura metálica será de acero SAE-1020 o de calidad superior. Será arenado, pintado con base anticorrosiva y pintura epoxica. Los perfiles serán de 2” x 2” x 3/16”.

1.1.4 Postes

Los postes serán de concreto armado centrifugado, de forma troncocónica y de secciones transversales anulares. Las dimensiones de los postes, ubicación y dimensiones de los agujeros deberán ser de acuerdo a las normas ITINTEC 339.027.

Los postes serán fabricados de un solo cuerpo.

Las características técnicas principales de los postes serán:

Designación : 13/400/160/355

Longitud : 13,00 m

Carga de trabajo en la punta : 400 kg

Diámetro en la punta : 180 mm

Diámetro en la base : 375 mm

Diámetro interno mínimo : 40 mm

Peso (aprox) : 1 250 kg

Longitud de empotramiento

con base de concreto : 1,3 m

Longitud de empotramiento

sin base de concreto : 1,86 m

Los postes deberán tener un rótulo permanente con las siguientes marcas:

Marca o nombre de fabricante

Año de fabricación

Carga de trabajo transversal a 10 cm de la punta, en kg

Altura en metros

1.1.5 Especificaciones Técnicas de Condensadores - Norma DNC-ET-058

Características Requeridas	Unidad	Valor Solicitado	Fabricante
Modelo			068XMHZ150 068XMHZ200 068XMHZ300 068XMHZ400
Tipo		Exterior	Exterior
Banco fijo o con control		Fijo	Fijo
Tensión nominal	kV	6.8	6,80
Tensión máxima de operación	kV	6.93	7,48
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Potencia nominal de cada condensador	kVAR	50,100,150,200 300, 400, 500	150, 200, 300 400
Capacidad de cada condensador uF	uF		8,6uF (150kVAR) 11,47uF (200kVAR) 17,2uF (300kVAR) 22,94uF (400kVAR)
Tipo de dieléctrico		No PCB	No PCB
Sobretensión continua permisible	%	10	10
Pérdidas de cada condensador	W		menores a 0,25 W/kVAR
Temperaturas límites	°C	-40 a 46	-5 a 50°C
Tipo de conexión		Estrella aislada	Estrella aislada
Dimensiones			
Largo	m		0,343
Ancho	m		0,135 (150kVAR y 200kVAR), 0,160 (300kVAR y 400kVAR)
Altura	m		0,570 (150kVAR), 0,720 (200kVAR) 0,880 (300kVAR), 0,920 (400kVAR)
Peso de cada condensador monofásico	kg		28 kg (150kVAR), 35 kg (200kVAR) 55 kg (300kVAR), 68 kg (400kVAR)
Peso total del banco	kg		104 kg (450kVAR), 132 kg (450kVAR) 192 kg (450kVAR), 231 kg (450kVAR)
Resistencia de descarga	si/no	si	si
Número de bushings por condensador		2	2
Línea de fuga de los aisladores	mm	400	465
Insulating film voltage stress max	kV/mm	menor a 70	menor a 70
Tecnología margen doblada o corte láser			margen doblado
Tensión de ensayo con onda de impulso 1,2/50 us(BIL)	kV	95	95
Tensión no disruptiva a frecuencia industrial 1 minuto	kV	38	38
Soporta tensión sostenida 10kV entre borne y carcaza	si/no	si	si
Tipo de bornes		ranuras paralelas	ranuras paralelas

1.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES

1.2.1 Inspección inicial del banco antes de su instalación

Los Condensadores van alojados en tanques herméticos que contienen paquetes dieléctricos sólidos todos de película impregnadas con líquido dieléctrico sin PCB. Por tanto no se debe dejar caer, golpear o manipular el condensador de tal forma que violaría la integridad del sello hermético.

Al recibir el condensador se debe:

a) Revisar cada placa de identificación de los condensadores para asegurarse que la capacidad de voltaje sea la correcta para el sistema donde se instala el condensador.

a.1) Los condensadores eléctricos deben ser conectados solamente en sistemas en los cuales el voltaje de terminal a terminal no exceda el 110% del voltaje especificado mostrado en la placa de identificación del condensador.

a.2) Los condensadores a ser conectados en estrella deben estar clasificados para el voltaje del sistema de línea a neutro.

b) Revise cada uno de los tanques y aisladores de los condensadores para ver si hay señales de maltrato durante el manejo o daños en tránsito.

Si se daña el aislador del condensador o si el tanque tiene protuberancias y/o fugas, separe el condensador a un lado y notifique al almacenero o proveedor.

- c) Asegúrese que los conductores del circuito derivado tengan una capacidad de transmisión de corriente de por lo menos de 135% de la corriente de funcionamiento del condensador.
- d) Asegúrese que la temperatura ambiente oscile entre -50°C y 55°C .
- e) Asegúrese de que la instalación de los condensadores este protegida por un fusible de capacidad debida.

TABLA I

Capacidad de banco de Condensadores	Capacidad del Fusible
450 kVAR (3 x 150 kVAR)	20 A
600 kVAR (3 x 200 kVAR)	25 A
900 kVAR (3 x 300 kVAR)	40 A
1200 kVAR (3 x 400 kVAR)	50 A

- f) Se debe efectuar por lo menos una medición del aislamiento de cada condensador a fin de verificar fallas por la carcaza, esta se debe efectuar con el megómetro y su medición no debe ser inferior a 100 Megohmios para una tensión aplicada de 5 000 Voltios.

La medición se efectúa entre cada terminal y la carcaza, no entre terminales.

- g) Se debe rotular la celda de salida o equipó de maniobra de circuito donde se encuentra el banco de condensadores que alimente el circuito indicando la potencia del banco.

1.2.2 Ubicación de los bancos de condensadores

La ubicación de los bancos de condensadores en cada uno de los alimentadores 10 kV se indica en el siguiente cuadro:

Alimentador 10 kV	Banco de Condensadores (kVAR)	Ubicación de banco en el terreno
BJ-03	3 x 200	En poste A-1 a 78 m de 1784T
CH-04	3 x 300	En poste A-9 a 395 m de 1734
CH-06	3 x 400	En poste proyectado a 60 m de 0845T
SJ-04	3 x 300	En poste A-5 a 300 de 11104T
VM-13	3 x 150	En poste A-3 a 120 m de 1915T
VM-14	3 x 200	En poste A-3 a 2052 m de SE 968
VM-16	3 x 200	En poste A-3 a 62 m de SAB: 2014
ÑA-04	3 x 200	En poste proyectado A-1 a 278 m de SAB 4141
PL-02	3 x 300	En poste proyectado A-1 desde 1106T
PL-06	3 x 200	En poste A-21 a 354 m de SE: 1624

1.2.3 Criterios de Instalación de los equipos

Consideraciones acerca de la instalación de condensadores

Los bancos de condensadores se instalarán en poste a una altura igual o mayor a 6 m del nivel del suelo.

Consideraciones acerca de la instalación de pararrayos

Se debe instalar un pararrayo por fase y este debe estar ubicado a una distancia máxima, del borne del bushing del condensador, de 1 m; esto es para evitar que la tensión a tierra del pararrayo iguale o supere el BIL del equipo, y por consiguiente

pueda quemarse el banco ante una sobretensión, indicaciones del fabricante consideran que por cada metro de conductor asociada al pararrayos se incrementa la tensión entre 2 y 3 kV ($DV = L di/dt$).

1.2.4. Sistema de Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra está conformado por el pozo de puesta a tierra de M.T. (ver Norma LDS TI-7-151), $R \leq 25 \text{ Ohm}$.

1.2.5. Procedimiento para la instalación del banco de condensadores

- a) Poner fuera de servicio el circuito.
- b) Instalar el soporte metálico en el cual se colocarán los condensadores.
- c) Suba cada condensador a su posición en el soporte para colgar el condensador.

CUIDADO : Nunca utilice el aislador (bushing) como manija para levantar o mover el condensador eléctrico, utilice solo los soportes para colgar. Nunca camine sobre una unidad de condensadores instalada o sus aisladores.

- d) Instale cada condensador en el soporte o bastidor para que el calor de los otros equipos sea mínimo y el aire pueda circular libremente alrededor de cada condensador en la instalación.

Los terminales del condensador aceptan un solo conductor de 6 mm² a 35 mm² sólido o trenzado.

CUIDADO: Es importante utilizar un conductor de tamaño apropiado con el conector de ranura paralela suministrado con la unidad para asegurar el buen contacto eléctrico sin arqueo.

La fuerza que se recomienda para tuerca de fijación del terminal del condensador es de 14 N-m.

e) Conecte a tierra el bastidor de montaje y conecte a tierra cada tanque de condensador al bastidor o directamente a tierra.

f) Realice las conexiones eléctricas.

g) Vuelva a energizar el circuito.

1.2.6 Operación y mantenimiento de circuitos donde estarán instalados banco de condensadores

Se pueden realizar maniobras en los interruptores de las subestaciones convencionales sin desconectar el banco de condensadores.

Cuando se deja fuera de servicio un circuito por mantenimiento donde está instalado un banco de condensadores, es también necesario dejar fuera de servicio el banco de condensadores. Posteriormente, antes de poner en servicio la red conectar el banco de condensadores a la red.

Cuando se requiera conectar o desconectar a la red un banco de condensadores, se realizará dejando fuera de servicio la red MT que lo alimenta.

1.2.7 Conexión de tierra portátil

- Esperar 10 minutos después de abrir los seccionadores aéreos tipo cut-out, la tensión residual deberá disminuir a 50 V.
- Conectar un extremo de la tierra portátil al neutro del banco de condensadores utilizando una pértiga.

- Conectar los otros extremos de la tierra portátil a los bornes de cada condensador, utilizando una pértiga.
- Siguiendo el procedimiento descrito el banco está completamente desenergizado, pudiéndose manipular directamente con guantes aislado clase 3.
- Finalmente unir firmemente todos los bornes del banco con el neutro del banco.

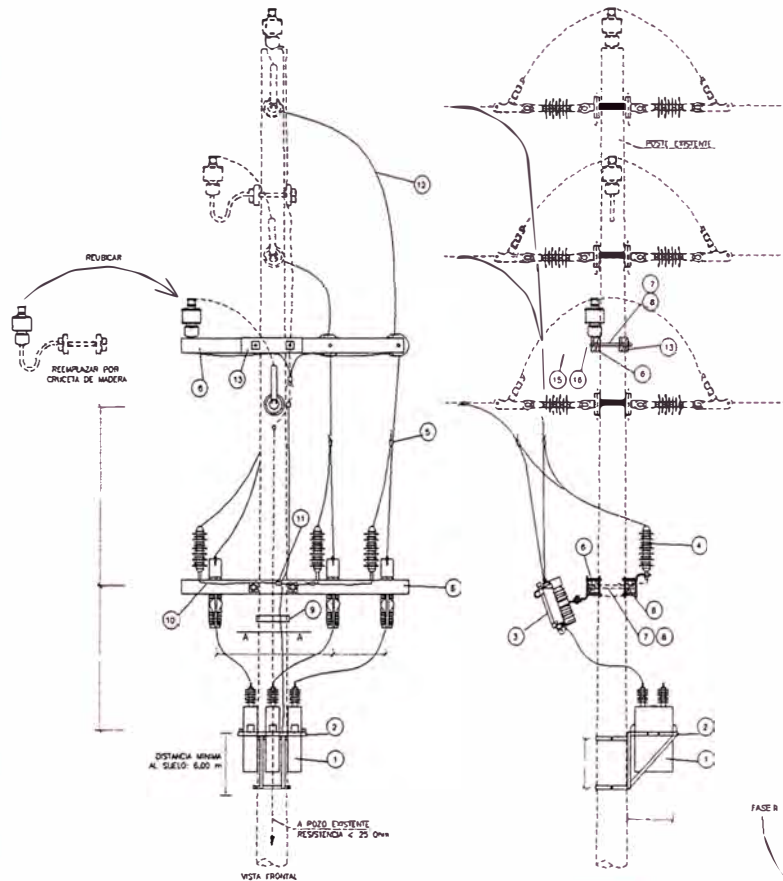
1.2.8. Retiro de la conexión de cortocircuito

Liberar el banco de toda la conexión entre los terminales, de manera que esté en estrella con neutro aislado, los seccionadores aéreos deben estar abiertos.

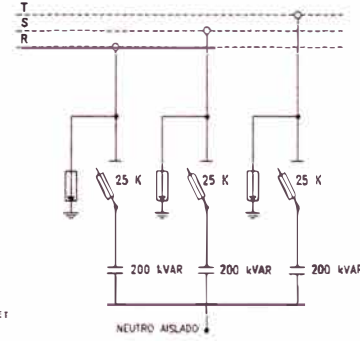
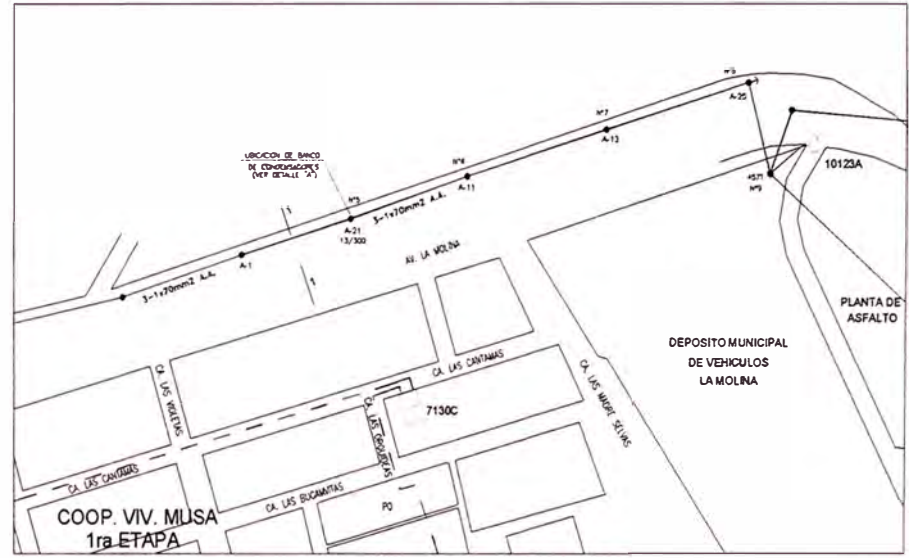
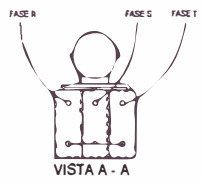
1.2.9 Procedimiento para energizar el banco de condensadores

Verificar que todas las conexiones a tierra hayan sido retiradas y que la conexión del banco es estrella aislada.

Cerrar los seccionadores unipolares aéreos utilizando una pértiga Universal.



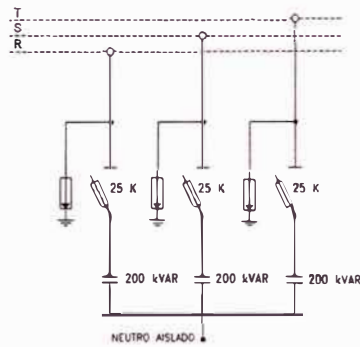
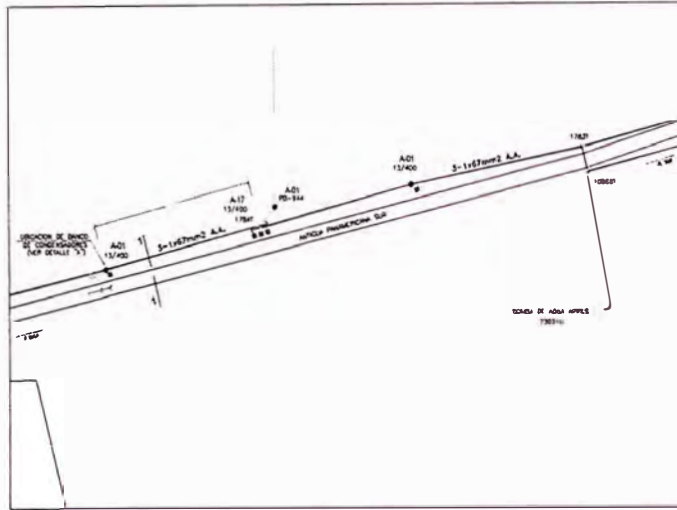
DETALLE *A*
MONTAJE DEL BANCO DE CONDENSADORES



POTENCIA INSTALADA: 600 KVAR
POTENCIA EFECTIVA: 432 KVAR
ESQUEMA DE CONEXION

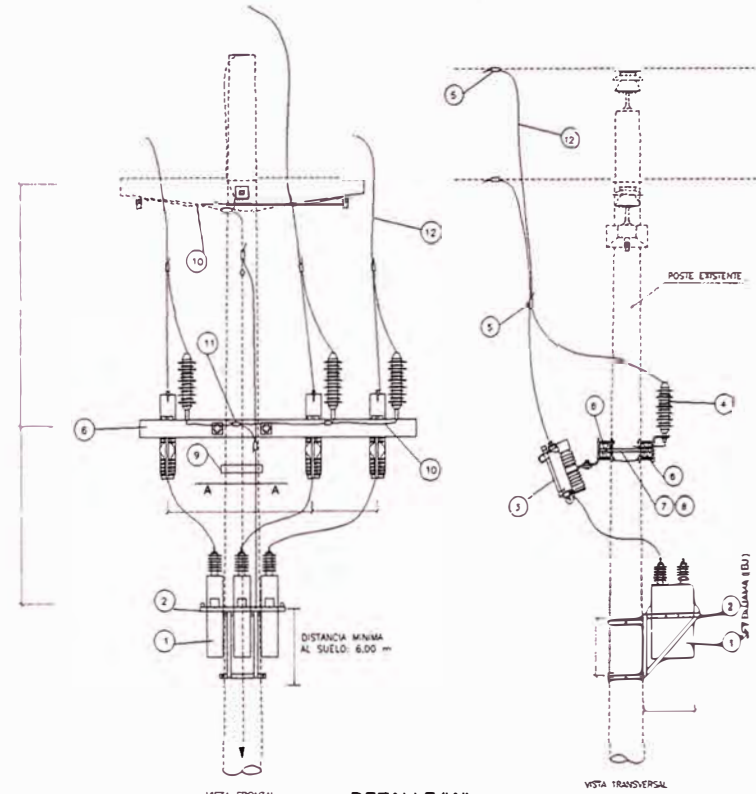
Nº	DESCRIPCION DEL MATERIALES	CANTIDAD
1	BANCO DE CONDENSADORES FUSI UNIDADES MONOFASICAS 6.80 kv	3
2	ESTRUCTURA METALICA PARA MONTAJE DE CONDENSADORES	1
3	FUSIBLES SECCIONADORES CUT-OUT	3
4	DESCARGADOR DE SOBRETENSION SIN DECONECTOR	3
5	CONECTOR 190 CUBA 70/35 CONECTOR 190 CUBA 35/35	3
6	CRUCETA DE MADERA 5"5"x4" (NORMA LE-9-021)	3
7	VARELA ROSCADOR A10 18 mm x 550 mm	5
8	ARMADILLA CUADRIPLANA A10 75x75x4.5 mm	10
9	FILETE AC. INDI ANCHO 19 mm	0.50 m
10	CONDUCTOR CABLEADO TW 750 V UNIP. AMPLI 1x35 mm2	15 m
11	CONECTOR SEMI. COMPRI. 18x4. Cu 35/Cu 35 mm2	5
12	CONDUCTOR DE AL. 35 mm2	15 m
13	CRUCETA DE MADERA DE 18"x4"x1" (NORMA LE-9-021)	1
15	ASLADOR POLIMERO 190 PIN PARA LINEAS AEREAS DE 32.9 kv	2
16	SOPORTE DE FIC PARA ASLADOR PIN POLIMERO 22.9 kv	2

INDICACIONES	
—	INDICACIONES
—	SEAL OUT 100 A - 10 AL. FUSIBLE - 25 K
—	CONDENSADOR MONOFASICO 18 kv
—	SUBESTACION AEREA MONOFASE
—	POTENCIO DIVULG
—	POSTE DE CLAC 13.20 m
—	CONDUCTOR DE AL. 35 mm2
PROYECTO	
DESCRIPCION	
LEYENDA	
PROYECTO	
COMPENSACION REACTIVA DEL ALIMENTADOR 10 kv PL-06 (SET LA PLANICIE)	
ELABORADO	LINEA
PROYECTADO	LINEA
REVISADO	LA MOLINA
FECHA	MARZO 2007
AREAS	PLANO 06
FECHA	PLANO 06
ELABORADO	PLANO 06
PROYECTADO	PLANO 06
REVISADO	PLANO 06
FECHA	PLANO 06



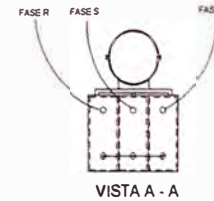
POTENCIA INSTALADA: 600 kVAR
 POTENCIA EFECTIVA: 432 kVAR

ESQUEMA DE CONEXION



DETALLE "A"
 MONTAJE DEL BANCO DE CONDENSADORES

N°	DESCRIPCION DEL MATERIALES	CANTIDAD
1	BANCO DE CONDENSADORES FUD. UNIDADES MONOFASICAS 6.80 kv	3
2	ESTRUCTURA METALICA PARA MONTAJE DE CONDENSADORES	1
3	FUSIBLES SECCIONADORES CUT-OUT	3
4	DESCARGADOR DE SOBRETENSION SIN DESCONECTOR	3
5	CONECTOR TIPO CUÑA 70/25 mm ² CONECTOR TIPO CUÑA 25/25 mm ²	3
6	CRUCETA DE MADERA 5" x 5" x 4" (NORMA LE-9-021)	2
7	VARILLA ROSCADA A"O 16 mm x 550 mm	3
8	ARANDELA CUADR.PLANA A"O 75.75x4.5 mm	6
9	FLEJE AC. 10X ANCHO 19 mm	0.50 m
10	CONDUCTOR CABLEADO TW 750 V. UNIP. AMARR. 1x35 mm ²	27 m
11	CONECTOR DERIV. COMPR. TP.H. Cu 35/Cu 35 mm ²	5
12	CONDUCTOR DE Cu 25 mm ²	15 m

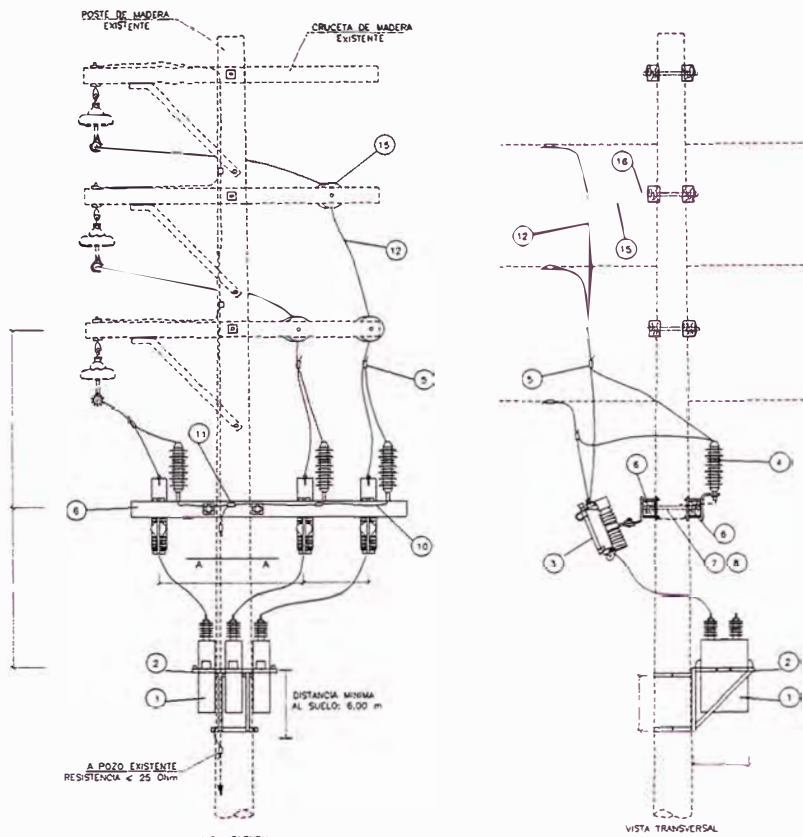


VISTA A - A

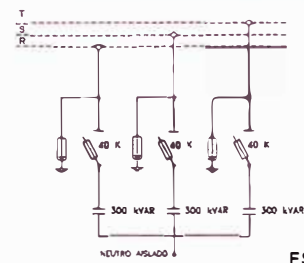
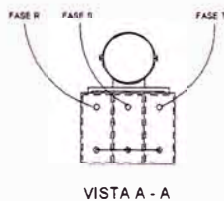
REVISIONES	
1	EST. SUP. 100 x 10 mm FUSIBLES 30 x 4
2	CONDENSADOR MONOFASICO 19 kv
3	DESCARGADOR
4	POSTE EXISTENTE
5	POSTE DE CAL. 1100 mm
6	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
7	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
8	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
9	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
10	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
11	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
12	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
13	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
14	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
15	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
16	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
17	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
18	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
19	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
20	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
21	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
22	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
23	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
24	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
25	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
26	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
27	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
28	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
29	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
30	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
31	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
32	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
33	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
34	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
35	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
36	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
37	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
38	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
39	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
40	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
41	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
42	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
43	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
44	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
45	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
46	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
47	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
48	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
49	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
50	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
51	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
52	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
53	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
54	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
55	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
56	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
57	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
58	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
59	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
60	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
61	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
62	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
63	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
64	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
65	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
66	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
67	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
68	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
69	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
70	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
71	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
72	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
73	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
74	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
75	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
76	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
77	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
78	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
79	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
80	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
81	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
82	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
83	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
84	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
85	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
86	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
87	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
88	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
89	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
90	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
91	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
92	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
93	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
94	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
95	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
96	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
97	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
98	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
99	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm
100	CONDUCTOR DE CAL. 1100 mm

COMPENSACION REACTIVA
 DEL ALIMENTADOR 10 kv BU-03 (SET BUJANA)

B.J-03



DETALLE "A"
MONTAJE DEL BANCO DE CONDENSADORES



ESQUEMA DE CONEXION

POTENCIA INSTALADA: 900 kVAR
POTENCIA EFECTIVA: 648 kVAR

N°	DESCRIPCION DEL MATERIALES	CANTIDAD
1	BANCO DE CONDENSADORES F.U.O. UNIDADES MONOFASICAS 8,80 kv	3
2	ESTRUCTURA METALICA PARA MONTAJE DE CONDENSADORES	1
3	FUSIBLES SECCIONADORES CUT-OUT	3
4	DESCARGADOR DE SOBRETENSION SIN DESCONECTOR	3
5	CONECTOR TIPO CUÑA 70/35	3
6	CONECTOR TIPO CUÑA 25/35	3
7	CRUCETA DE MADERA 5"x5"x4" (NORMA LE-9-021)	2
8	VARILLA POSCADA 4"x2" 18 mm x 550 mm	3
9	ARANDELA CUADRIPLANA 4"x2" 75x75x4,5 mm	6
10	FLIJE AC. INDX ANCHO 19 mm	0,50 m
11	CONDUCTOR CABLEADO TW 750 V. UNIP. AMARILLO 1,35 mm2	27 m
12	CONECTOR DERN. COMP. TP-41 Cu 35/Cu 35 mm2	4
13	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO 35 mm2	15 m
14	ASLADOR POLIMERICO TIPO PIN PARA LINEAS AERIAS DE 22,9 kv	3
15	SOPORTE DE FIC PARA ASLADOR PIN POLIMERICO 22,9 kv	3

PROYECTO	COMPENSACION REACTIVA DEL ALIMENTADOR 10 kv CH-04 (SET CHORRELOS)
CLIENTE	CHORRELOS
FECHA	1/1/2000
ELABORADO	CH-04

APÉNDICE B
TABLAS DE RESULTADOS

CUADRO AC-01: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR BJ-03

BANCO DE CONDENSADORES: 432,5 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente (%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	8.06	8.04	1.00	99.75		99.75
3	0.60	30.21	29.23	0.97	0.58	5.0	1.74
5	1.50	25.97	49.76	1.92	2.87	6.0	14.37
7	0.75	39.01	96.26	2.47	1.85	5.0	12.95
9	0.25	12.58	34.00	2.70	0.68	1.5	6.08
11	0.50	13.59	32.75	2.41	1.20	3.5	13.25
RMS⁽⁶⁾	100.0%				99.8%		102.7%
THD⁽⁷⁾	1.87%				3.73%	8.0%	24.29%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i , considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica

Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.

6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$

7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-02: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR CH-04

BANCO DE CONDENSADORES: 648,8 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente(%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	1.77	1.78	1.01	100.79		100.79
3	0.60	4.45	4.76	1.07	0.64	5.0	1.93
5	1.50	6.57	7.92	1.20	1.81	6.0	9.04
7	0.75	9.42	14.69	1.56	1.17	5.0	8.18
9	0.25	12.58	34.00	2.70	0.68	1.5	6.08
11	0.50	13.59	32.75	2.41	1.20	3.5	13.25
RMS⁽⁶⁾	100.0%				100.8%		102.6%
THD⁽⁷⁾	1.87%				2.64%	8.0%	19.10%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica
Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.
- 6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0,5}$
- 7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0,5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0,5}$

CUADRO AC-03: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR CH-06

BANCO DE CONDENSADORES: 865,0 KVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente (%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	1.79	1.82	1.01	101.32		101.32
3	0.60	8.20	10.31	1.26	0.75	5.0	2.26
5	1.50	5.81	7.76	1.33	2.00	6.0	10.01
7	0.75	8.84	19.32	2.18	1.64	5.0	11.47
9	0.25	11.73	46.99	4.00	1.00	1.5	9.01
11	0.50	14.70	18.69	1.27	0.64	3.5	6.99
RMS⁽⁶⁾	100.0%				101.4%		103.1%
THD⁽⁷⁾	1.87%				2.94%	8.0%	19.15%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i , considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica

Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.

6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$

7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-04: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR SJ-04

BANCO DE CONDENSADORES: 648,8 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente (%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	2.00	2.02	1.01	101.17		101.17
3	0.60	5.04	5.56	1.10	0.66	5.0	1.99
5	1.50	8.62	11.82	1.37	2.06	6.0	10.28
7	0.75	11.96	24.63	2.06	1.54	5.0	10.81
9	0.25	16.13	62.85	3.90	0.97	1.5	8.77
11	0.50	16.65	37.54	2.25	1.13	3.5	12.40
RMS⁽⁶⁾	100.0%				101.2%		103.4%
THD⁽⁷⁾	1.87%				3.04%	8.0%	21.38%

Notas:

1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos

2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia

3) V_i , considerando la entrada del condensador

4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)

5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica

Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.

6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$

7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-05: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR VM-13

BANCO DE CONDENSADORES: 324,4 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente (%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	1.43	1.43	1.00	100.38		100.38
3	0.60	3.46	3.57	1.03	0.62	5.0	1.86
5	1.50	5.18	5.64	1.09	1.63	6.0	8.17
7	0.75	7.44	8.93	1.20	0.90	5.0	6.30
9	0.25	10.16	14.33	1.41	0.35	1.5	3.17
11	0.50	10.41	15.77	1.51	0.76	3.5	8.33
RMS⁽⁶⁾	100.0%				100.4%		101.3%
THD⁽⁷⁾	1.87%				2.14%	8.0%	13.76%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i , considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica
Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.
- 6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$
- 7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-06: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR VM-14

BANCO DE CONDENSADORES: 432,5 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente (%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	3.38	3.42	1.01	101.12		101.12
3	0.60	7.90	8.72	1.10	0.66	5.0	1.99
5	1.50	12.57	16.97	1.35	2.03	6.0	10.13
7	0.75	18.21	37.77	2.07	1.56	5.0	10.89
9	0.25	24.99	100.67	4.03	1.01	1.5	9.06
11	0.50	28.97	52.84	1.82	0.91	3.5	10.03
RMS⁽⁶⁾	100.0%				101.2%		103.1%
THD⁽⁷⁾	1.87%				2.97%	8.0%	20.20%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i , considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica
Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.
- 6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$
- 7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-07: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR VM-16

BANCO DE CONDENSADORES: 432,5 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente(%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	1.38	1.39	1.00	100.39		100.39
3	0.60	2.82	2.91	1.03	0.62	5.0	1.86
5	1.50	3.89	4.22	1.09	1.63	6.0	8.15
7	0.75	5.50	6.55	1.19	0.89	5.0	6.25
9	0.25	7.48	10.41	1.39	0.35	1.5	3.13
11	0.50	7.27	10.30	1.42	0.71	3.5	7.79
RMS⁽⁶⁾	100.0%				100.4%		101.3%
THD⁽⁷⁾	1.87%				2.11%	8.0%	13.40%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_{ii} considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica
Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.
- 6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$
- 7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tensión} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-08: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR NA-04

BANCO DE CONDENSADORES: 432,5 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente(%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	3.27	3.30	1.01	101.15		101.15
3	0.60	7.89	8.74	1.11	0.66	5.0	1.99
5	1.50	12.96	17.76	1.37	2.06	6.0	10.28
7	0.75	18.13	37.88	2.09	1.57	5.0	10.97
9	0.25	23.24	102.49	4.41	1.10	1.5	9.92
11	0.50	28.50	63.99	2.25	1.12	3.5	12.35
RMS⁽⁶⁾	100.0%				101.2%		103.5%
THD⁽⁷⁾	1.87%				3.10%	8.0%	21.93%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i , considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica

Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.

6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$

7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-09: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR PL-02

BANCO DE CONDENSADORES: 648,8 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente (%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	1.84	1.86	1.01	100.99		100.99
3	0.60	6.96	7.92	1.14	0.68	5.0	2.05
5	1.50	5.48	6.61	1.21	1.81	6.0	9.05
7	0.75	8.37	13.19	1.58	1.18	5.0	8.28
9	0.25	11.05	28.01	2.53	0.63	1.5	5.70
11	0.50	13.86	61.08	4.41	2.20	3.5	24.23
RMS⁽⁶⁾	100.0%				101.0%		104.8%
THD⁽⁷⁾	1.87%				3.22%	8.0%	27.83%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i , considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente). a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica

Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.

6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$

7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tension} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

CUADRO AC-10: TENSIONES Y CORRIENTES ARMONICAS EN ALIMENTADOR PL-06

BANCO DE CONDENSADORES: 432,5 kVAR efectivo a 10 kV

Frecuencia F_{pu}	V_i Tensión (%) sin condensador ⁽¹⁾	Impedancia Thevenin (ohmios) ⁽²⁾		Factor de amplificación	V_i Tensión (%) con cond.		I_i Corriente (%) ⁽⁵⁾ en condensador.
		sin cond.	con cond.		Calculado ⁽³⁾	NTCSE ⁽⁴⁾	
1	100.00	3.04	3.07	1.01	100.92		100.92
3	0.60	9.12	10.19	1.12	0.67	5.0	2.01
5	1.50	8.74	10.65	1.22	1.83	6.0	9.14
7	0.75	12.86	20.50	1.59	1.20	5.0	8.37
9	0.25	16.83	43.78	2.60	0.65	1.5	5.85
11	0.50	20.98	102.35	4.88	2.44	3.5	26.83
RMS⁽⁶⁾	100.0%				101.0%		105.3%
THD⁽⁷⁾	1.87%				3.40%	8.0%	30.19%

Notas:

- 1) V_i (distorsión armónica individual de tensión) se tomo valores promedio a partir de registros de mediciones de armónicos
- 2) Impedancias en ohmios calculadas por FdcHarmo mediante un barrido de impedancia
- 3) V_i , considerando la entrada del condensador
- 4) Tolerancia según la Norma Técnica de Calidad (NTCSE)
- 5) I_i (distorsión armónica individual de corriente) a través del condensador referida a 10 kV. $I_i\% = h * V_i\%$, donde h orden de armónica

Esta corriente debe multiplicarse por 0,85 dado que el condensador posee una tensión nominal de 6,8 x1,732 kV.

6) Valor eficaz (rms): $V = (V_1^2 + V_3^2 + V_5^2 + \dots)^{0.5}$

7) Distorsión armónica total(THD): $THD_{tensión} = (V_3^2 + V_5^2 + V_7^2 + V_9^2 + \dots)^{0.5}$; $THD_{corriente} = (9V_3^2 + 25V_5^2 + 49V_7^2 + \dots)^{0.5}$

**CUADRO CF-01A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA
ALIMENTADOR BJ-03**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de BJ03Z - Maxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
 Frecuencia : 60.00 Hz
 Protocolo : Estandar
 Regimen : Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-BJ03 Prefalla: 9.714 kV 0.9714 pu -5.43 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.56327 + j 0.54034 pu
 Z2 = 0.56327 + j 0.54034 pu
 Z0 = 2866.74121 + j 2353.17432 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.719 kA 1.2445 pu -49.24 deg 12.1 MVA
 Il: 0.719 kA 1.2445 pu -49.24 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1781T	Sec.	0.7715	-3.25	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7715	-3.25	0.7715	-123.25	0.7715	116.75
BJ03Z	Sec.	0.8113	-3.70	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8113	-3.70	0.8113	-123.70	0.8113	116.30
CAP-BJ03	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	BJ03Z	1781T					
	Sec. -->	0.816	-48.43	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.816	-48.43	0.816	-168.43	0.816	71.57

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
BJ03Z	BJ03Z						
	Sec. -->	0.816	-48.43	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.816	-48.43	0.816	-168.43	0.816	71.57

**CUADRO CF-01B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA
ALIMENTADOR BJ-03**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de BJ03Z - Mínima demanda

Potencia base 10.00 MVA
 Frecuencia 60.00 Hz
 Protocolo Estandar
 Regimen Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-BJ03 Prefalla: 10.252 kV 1.0252 pu -1.51 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.51881 + j 0.61987 pu
 Z2 = 0.51881 + j 0.61987 pu
 Z0 = 2866.74121 + j 2353.17432 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.732 kA 1.2683 pu -51.58 deg 13.0 MVA
 I1: 0.732 kA 1.2683 pu -51.58 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1781T	Sec.	0.7514	-5.17	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7514	-5.17	0.7514	-125.17	0.7514	114.83
BJ03Z	Sec.	0.7884	-5.66	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7884	-5.66	0.7884	-125.66	0.7884	114.34
CAP-BJ03	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg

LIN-0001	BJ03Z 1781T						
	Sec. -->	0.761	-51.46	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.761	-51.46	0.761	-171.46	0.761	68.54

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg

BJ03Z	BJ03Z						
	Sec. -->	0.761	-51.46	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.761	-51.46	0.761	-171.46	0.761	68.54

**CUADRO CF-02B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA
ALIMENTADOR CH-04**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de CH04Z - Mínima demanda

Potencia base 10.00 MVA
 Frecuencia 60.00 Hz
 Protocolo Estandar
 Regimen Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-CH04 Prefalla: 10.199 kV 1.0199 pu -0.66 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.10633 + j 0.17013 pu
 Z2 = 0.10633 + j 0.17013 pu
 Z0 = 1772.55420 + j 3821.66650 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 2.935 kA 5.0837 pu -58.65 deg 51.9 MVA
 Il: 2.935 kA 5.0837 pu -58.65 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
+++++							
707S	Sec.	0.4921	-11.81	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.4921	-11.81	0.4921	-131.81	0.4921	108.19
CAP-CH04	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
CH04Z	Sec.	0.7760	-9.40	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7760	-9.40	0.7760	-129.40	0.7760	110.60

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
LIN-0001	CH04Z 707S						
	Sec. -->	2.954	-58.48	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.954	-58.48	2.954	-178.48	2.954	61.52

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
CH04Z	CH04Z						
	Sec. -->	2.954	-58.48	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.954	-58.48	2.954	-178.48	2.954	61.52

**CUADRO CF-03A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA
ALIMENTADOR CH-06**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de CH06Z - Máxima demanda

Potencia base 10.00 MVA
 Frecuencia 60.00 Hz
 Protocolo Estandar
 Regimen Flujo de carga
 Impedancias Subtransitorias

Barra: CAP-CH06 Prefalla: 9.940 kV 0.9940 pu -1.23 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.10068 + j 0.11962 pu
 Z2 = 0.10068 + j 0.11962 pu
 Z0 = 3137.92065 + j 4392.35889 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 3.671 kA 6.3577 pu -51.15 deg 63.2 MVA
 Il: 3.671 kA 6.3577 pu -51.15 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
909S	Sec.	0.7568	-8.98	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7568	-8.98	0.7568	-128.98	0.7568	111.02
CAP-CH06	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
CH06Z	Sec.	0.8650	-6.69	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8650	-6.69	0.8650	-126.69	0.8650	113.31

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	CH06Z 909S						
	Sec. -->	3.756	-51.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.756	-51.00	3.756	-171.00	3.756	69.00

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
CH06Z	CH06Z						
	Sec. -->	3.756	-51.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.756	-51.00	3.756	-171.00	3.756	69.00

**CUADRO CF-03B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA
ALIMENTADOR CH-06**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de CH06Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-CH06 Prefalla: 10.226 kV 1.0226 pu -0.70 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.10354 + j 0.14965 pu
Z2 = 0.10354 + j 0.14965 pu
Z0 = 3137.92065 + j 4392.35889 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 3.244 kA 5.6195 pu -56.02 deg 57.5 MVA
I1: 3.244 kA 5.6195 pu -56.02 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
909S	Sec.	0.6649	-13.94	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.6649	-13.94	0.6649	-133.94	0.6649	106.06
CAP-CH06	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
CH06Z	Sec.	0.7592	-11.67	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7592	-11.67	0.7592	-131.67	0.7592	108.33

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	CH06Z 909S						
	Sec. -->	3.270	-55.98	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.270	-55.98	3.270	-175.98	3.270	64.02

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
CH06Z	CH06Z						
	Sec. -->	3.270	-55.98	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.270	-55.98	3.270	-175.98	3.270	64.02

**CUADRO CF-04A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA
ALIMENTADOR SJ-04**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de SJ04Z - Máxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-SJ04 Prefalla: 9.699 kV 0.9699 pu -2.75 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.10995 + j 0.15919 pu
Z2 = 0.10995 + j 0.15919 pu
Z0 = 34927.23440 + j 28710.86330 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 2.894 kA 5.0131 pu -58.12 deg 48.6 MVA
I1: 2.894 kA 5.0131 pu -58.12 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1945S	Sec.	0.2769	-7.96	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.2769	-7.96	0.2769	-127.96	0.2769	112.04
CAP-SJ04	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
SJ04Z	Sec.	0.8442	-6.17	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8442	-6.17	0.8442	-126.17	0.8442	113.83

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	SJ04Z 1945S						
	Sec. -->	2.922	-57.81	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.922	-57.81	2.922	-177.81	2.922	62.19

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
SJ04Z	SJ04Z						
	Sec. -->	2.922	-57.81	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.922	-57.81	2.922	-177.81	2.922	62.19

**CUADRO CF-04B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA
ALIMENTADOR SJ-04**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de SJ04Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-SJ04 Prefalla: 10.179 kV 1.0179 pu -0.82 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.10822 + j 0.17831 pu
Z2 = 0.10822 + j 0.17831 pu
Z0 = 34927.23440 + j 28710.86330 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 2.817 kA 4.8800 pu -59.57 deg 49.7 MVA
I1: 2.817 kA 4.8800 pu -59.57 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1945S	Sec.	0.2687	-9.53	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.2687	-9.53	0.2687	-129.53	0.2687	110.47
CAP-SJ04	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
SJ04Z	Sec.	0.8172	-7.83	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8172	-7.83	0.8172	-127.83	0.8172	112.17

Corrientes en las líneas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	SJ04Z 1945S						
	Sec. -->	2.825	-59.52	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.825	-59.52	2.825	-179.52	2.825	60.48

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
SJ04Z	SJ04Z						
	Sec. -->	2.825	-59.52	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.825	-59.52	2.825	-179.52	2.825	60.48

**CUADRO CF-05A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA
ALIMENTADOR VM-13**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de VM13Z - Máxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
 Frecuencia : 60.00 Hz
 Protocolo : Estandar
 Regimen : Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-V13 Prefalla: 9.964 kV 0.9964 pu -1.12 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.08664 + j 0.10940 pu
 Z2 = 0.08664 + j 0.10940 pu
 Z0 = 9929.86719 + j -704.77313 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 4.122 kA 7.1400 pu -52.74 deg 71.1 MVA
 Il: 4.122 kA 7.1400 pu -52.74 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
+++++							
1282S	Sec.	0.2182	-25.37	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.2182	-25.37	0.2182	-145.37	0.2182	94.63
CAP-V13	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
VM13Z	Sec.	0.8430	-7.64	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8430	-7.64	0.8430	-127.64	0.8430	112.36

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
LIN-0001	VM13Z 1282S						
	Sec. -->	4.159	-52.70	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	4.159	-52.70	4.159	-172.70	4.159	67.30

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
VM13Z	VM13Z						
	Sec. -->	4.159	-52.70	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	4.159	-52.70	4.159	-172.70	4.159	67.30

**CUADRO CF-05B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA
ALIMENTADOR VM-13**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condesador de VM13Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-V13 Prefalla: 10.259 kV 1.0259 pu -0.30 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.09005 + j 0.14468 pu
Z2 = 0.09005 + j 0.14468 pu
Z0 = 9929.86719 + j -704.77313 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 3.476 kA 6.0200 pu -58.40 deg 61.8 MVA
I1: 3.476 kA 6.0200 pu -58.40 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1282S	Sec.	0.1839	-31.04	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.1839	-31.04	0.1839	-151.04	0.1839	88.96
CAP-V13	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
VM13Z	Sec.	0.7069	-13.37	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7069	-13.37	0.7069	-133.37	0.7069	106.63

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	VM13Z 1282S						
	Sec. -->	3.481	-58.40	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.481	-58.40	3.481	-178.40	3.481	61.60

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
VM13Z	VM13Z						
	Sec. -->	3.481	-58.40	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.481	-58.40	3.481	-178.40	3.481	61.60

CUADRO CF-06A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA ALIMENTADOR VM-14

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de VM14Z - Máxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
 Frecuencia : 60.00 Hz
 Protocolo : Estandar
 Regimen : Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-VM14 Prefalla: 9.588 kV 0.9588 pu -2.50 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.23602 + j 0.23316 pu
 Z2 = 0.23602 + j 0.23316 pu
 Z0 = 6991.20898 + j -257.25317 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.668 kA 2.8899 pu -47.15 deg 27.7 MVA
 Il: 1.668 kA 2.8899 pu -47.15 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
+++++							
1071T	Sec.	0.7426	-5.82	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7426	-5.82	0.7426	-125.82	0.7426	114.18
CAP-VM14	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
VM14Z	Sec.	0.9589	-2.91	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.9589	-2.91	0.9589	-122.91	0.9589	117.09

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
LIN-0001	VM14Z 1071T						
	Sec. -->	1.805	-45.96	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.805	-45.96	1.805	-165.96	1.805	74.04

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
VM14Z	VM14Z						
	Sec. -->	1.805	-45.96	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.805	-45.96	1.805	-165.96	1.805	74.04

**CUADRO CF-06B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA
ALIMENTADOR VM-14**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de VM14Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar

Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-VM14 Prefalla: 10.200 kV 1.0200 pu -1.03 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.24534 + j 0.28028 pu
Z2 = 0.24534 + j 0.28028 pu
Z0 = 6991.20898 + j -257.25317 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.581 kA 2.7384 pu -49.83 deg 27.9 MVA
I1: 1.581 kA 2.7384 pu -49.83 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1071T	Sec.	0.6979	-8.66	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.6979	-8.66	0.6979	-128.66	0.6979	111.34
CAP-VM14	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
VM14Z	Sec.	0.8915	-6.04	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8915	-6.04	0.8915	-126.04	0.8915	113.96

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	VM14Z 1071T						
	Sec. -->	1.613	-49.57	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.613	-49.57	1.613	-169.57	1.613	70.43

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
VM14Z	VM14Z						
	Sec. -->	1.613	-49.57	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.613	-49.57	1.613	-169.57	1.613	70.43

**CUADRO CF-07A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA
ALIMENTADOR VM-16**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de VM16Z - Máxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-VM16 Prefalla: 10.006 kV 1.0006 pu -0.67 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.11027 + j 0.08440 pu
Z2 = 0.11027 + j 0.08440 pu
Z0 = 42861.19920 + j-63570.76170 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 4.160 kA 7.2060 pu -38.10 deg 72.1 MVA
Il: 4.160 kA 7.2060 pu -38.10 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
+++++							
648S	Sec.	0.6235	-21.91	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.6235	-21.91	0.6235	-141.91	0.6235	98.09
CAP-VM16	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
VM16Z	Sec.	0.8838	-10.48	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8838	-10.48	0.8838	-130.48	0.8838	109.52

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
LIN-0001	VM16Z 648S						
	Sec. -->	4.260	-38.27	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	4.260	-38.27	4.260	-158.27	4.260	81.73

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
VM16Z	VM16Z						
	Sec. -->	4.260	-38.27	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	4.260	-38.27	4.260	-158.27	4.260	81.73

**CUADRO CF-07B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA
ALIMENTADOR VM-16**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de VM16Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-VM16 Prefalla: 10.245 kV 1.0245 pu -0.36 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.11494 + j 0.11747 pu
Z2 = 0.11494 + j 0.11747 pu
Z0 = 42861.19920 + j-63570.76170 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 3.599 kA 6.2341 pu -45.99 deg 63.9 MVA
I1: 3.599 kA 6.2341 pu -45.99 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
+++++							
648S	Sec.	0.5379	-29.79	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.5379	-29.79	0.5379	-149.79	0.5379	90.21
CAP-VM16	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
VM16Z	Sec.	0.7588	-18.44	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7588	-18.44	0.7588	-138.44	0.7588	101.56

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
LIN-0001	VM16Z 648S						
	Sec. -->	3.620	-46.03	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.620	-46.03	3.620	-166.03	3.620	73.97

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
VM16Z	VM16Z						
	Sec. -->	3.620	-46.03	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.620	-46.03	3.620	-166.03	3.620	73.97

**CUADRO CF-08A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA
ALIMENTADOR NA-04**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de NA04Z - Máxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-NA04 Prefalla: 9.632 kV 0.9632 pu -2.07 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.21270 + j 0.23334 pu
Z2 = 0.21270 + j 0.23334 pu
Z0 = 38361.98830 + j 1626.65320 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.761 kA 3.0508 pu -49.72 deg 29.4 MVA
I1: 1.761 kA 3.0508 pu -49.72 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1174S	Sec.	0.3164	-24.89	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.3164	-24.89	0.3164	-144.89	0.3164	95.11
CAP-NA04	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
NA04Z	Sec.	0.8600	-6.99	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8600	-6.99	0.8600	-126.99	0.8600	113.01

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	NA04Z 1174S						
	Sec. -->	1.796	-49.74	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.796	-49.74	1.796	-169.74	1.796	70.26

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
NA04Z	NA04Z						
	Sec. -->	1.796	-49.74	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.796	-49.74	1.796	-169.74	1.796	70.26

CUADRO CF-08B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA ALIMENTADOR NA-04

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de NA04Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
 Frecuencia : 60.00 Hz
 Protocolo : Estandar
 Regimen : Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-NA04 Prefalla: 10.207 kV 1.0207 pu -0.66 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.22609 + j 0.27841 pu
 Z2 = 0.22609 + j 0.27841 pu
 Z0 = 38361.98830 + j 1626.65320 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.643 kA 2.8460 pu -51.58 deg 29.0 MVA
 Il: 1.643 kA 2.8460 pu -51.58 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
1174S	Sec.	0.2949	-26.75	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.2949	-26.75	0.2949	-146.75	0.2949	93.25
CAP-NA04	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
NA04Z	Sec.	0.7941	-8.96	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7941	-8.96	0.7941	-128.96	0.7941	111.04

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	NA04Z 1174S						
	Sec. -->	1.650	-51.64	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.650	-51.64	1.650	-171.64	1.650	68.36

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
NA04Z	NA04Z						
	Sec. -->	1.650	-51.63	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.650	-51.63	1.650	-171.63	1.650	68.37

CUADRO CF-09A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA ALIMENTADOR PL-02

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de PL02Z - Máxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
 Frecuencia : 60.00 Hz
 Protocolo : Estandar
 Regimen : Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-PL02 Prefalla: 9.759 kV 0.9759 pu -1.80 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.11393 + j 0.13366 pu
 Z2 = 0.11393 + j 0.13366 pu
 Z0 = 30485.21090 + j-37042.57810 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 3.208 kA 5.5564 pu -51.35 deg 54.2 MVA
 I1: 3.208 kA 5.5564 pu -51.35 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
588S	Sec.	0.4968	-16.46	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.4968	-16.46	0.4968	-136.46	0.4968	103.54
CAP-PL02	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
PL02Z	Sec.	0.7615	-10.55	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.7615	-10.55	0.7615	-130.55	0.7615	109.45

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	PL02Z 588S						
	Sec. -->	3.259	-51.08	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.259	-51.08	3.259	-171.08	3.259	68.92

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
PL02Z	PL02Z						
	Sec. -->	3.259	-51.08	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	3.259	-51.08	3.259	-171.08	3.259	68.92

CUADRO CF-09B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA ALIMENTADOR PL-02

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de PL02Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
 Frecuencia : 60.00 Hz
 Protocolo : Estandar
 Regimen : Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-PL02 Prefalla: 10.201 kV 1.0201 pu -0.54 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.12072 + j 0.15930 pu
 Z2 = 0.12072 + j 0.15930 pu
 Z0 = 30485.21090 + j-37042.57810 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 2.947 kA 5.1038 pu -53.39 deg 52.1 MVA
 I1: 2.947 kA 5.1038 pu -53.39 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
588S	Sec.	0.4548	-18.56	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.4548	-18.56	0.4548	-138.56	0.4548	101.44
CAP-PL02	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
PL02Z	Sec.	0.6952	-12.74	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.6952	-12.74	0.6952	-132.74	0.6952	107.26

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	PL02Z 588S						
	Sec. -->	2.958	-53.36	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.958	-53.36	2.958	-173.36	2.958	66.64

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
PL02Z	PL02Z						
	Sec. -->	2.958	-53.36	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.958	-53.36	2.958	-173.36	2.958	66.64

**CUADRO CF-10A: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MAXIMA
ALIMENTADOR PL-06**

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de PL06Z - Máxima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
Frecuencia : 60.00 Hz
Protocolo : Estandar
Regimen : Flujo de carga
Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-PL06 Prefalla: 9.968 kV 0.9968 pu -0.85 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.23132 + j 0.19686 pu
Z2 = 0.23132 + j 0.19686 pu
Z0 = 6203.72119 + j 14753.74610 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.895 kA 3.2816 pu -41.25 deg 32.7 MVA
I1: 1.895 kA 3.2816 pu -41.25 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
808S	Sec.	0.8860	-7.52	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8860	-7.52	0.8860	-127.52	0.8860	112.48
CAP-PL06	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
PL06Z	Sec.	0.8878	-7.49	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8878	-7.49	0.8878	-127.49	0.8878	112.51

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	PL06Z 808S						
	Sec. -->	2.075	-40.39	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.075	-40.39	2.075	-160.39	2.075	79.61

Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
PL06Z	PL06Z						
	Sec. -->	2.075	-40.39	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	2.075	-40.39	2.075	-160.39	2.075	79.61

CUADRO CF-10B: CORTOCIRCUITO EN EL CONDENSADOR EN DEMANDA MINIMA ALIMENTADOR PL-06

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falla trifásica en el condensador de PL06Z - Mínima demanda

Potencia base : 10.00 MVA
 Frecuencia : 60.00 Hz
 Protocolo : Estandar
 Regimen : Flujo de carga
 Impedancias : Subtransitorias

Barra: CAP-PL06 Prefalla: 10.237 kV 1.0237 pu -0.64 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 0.24173 + j 0.21838 pu
 Z2 = 0.24173 + j 0.21838 pu
 Z0 = 6203.72119 + j 14753.74610 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.814 kA 3.1425 pu -42.73 deg 32.2 MVA
 I1: 1.814 kA 3.1425 pu -42.73 deg

Tensiones en barra

Barra		V1/Va		V2/Vb		V0/Vc	
Nombre		pu	deg	pu	deg	pu	deg
808S	Sec.	0.8426	-9.05	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8426	-9.05	0.8425	-129.05	0.8425	110.95
CAP-PL06	Sec.	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
PL06Z	Sec.	0.8442	-9.03	0.0000	0.00	0.0000	0.00
	Fase	0.8442	-9.03	0.8442	-129.03	0.8442	110.97

Corrientes en las lineas

Linea	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
LIN-0001	PL06Z 808S						
	Sec. -->	1.871	-42.48	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.871	-42.48	1.871	-162.48	1.871	77.52

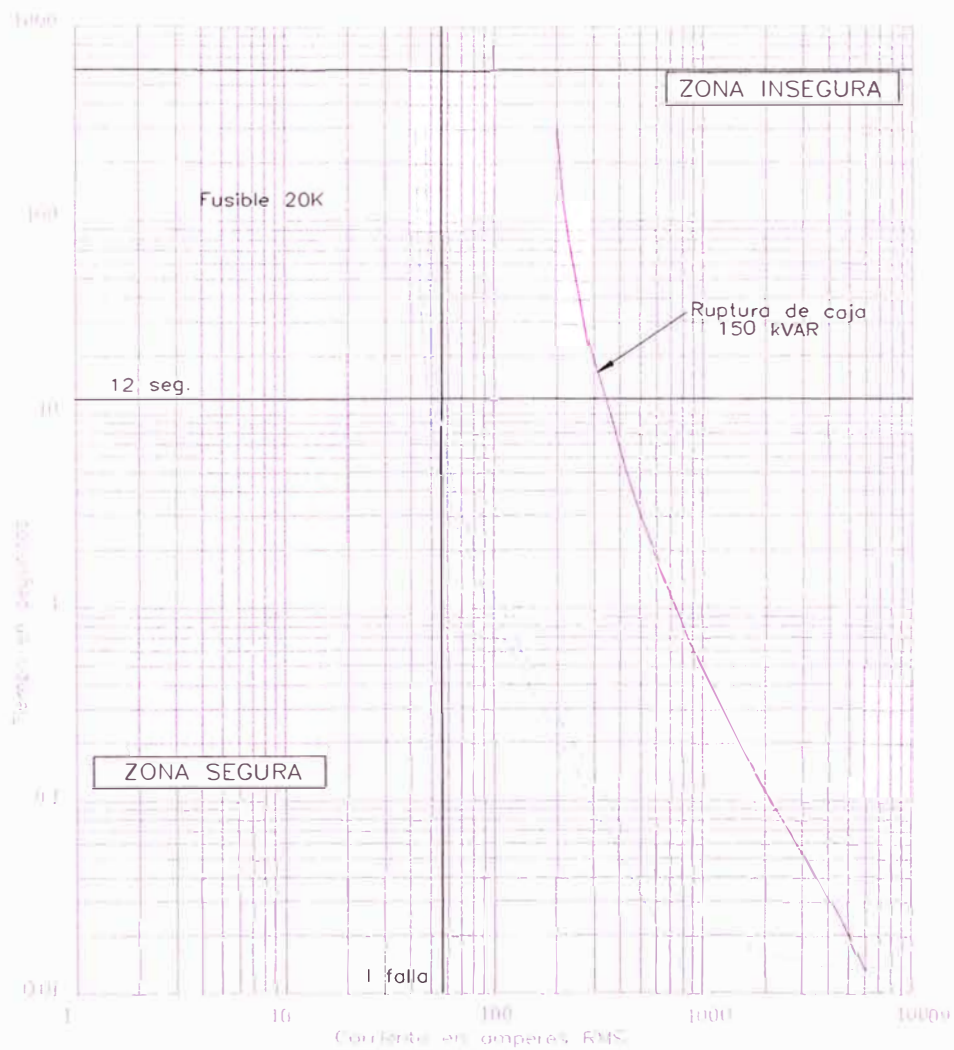
Corrientes de equivalentes

Equivalente	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
PL06Z	PL06Z						
	Sec. -->	1.871	-42.48	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.871	-42.48	1.871	-162.48	1.871	77.52

6
5
4
3
2
1
0
MAYO-2001
Rev.

BANCO 450 kVAR nominales

Potencia efectiva : 324 kVAR
 Configuración : 3 x 150 kVAR
 I efectiva : 18.7 A I falla : 56.1 A
 Fusible seleccionado : 20K



OBSERVACIONES: Banco conexionado en estrella con neutro flotante
 El fusible es del tipo expulsión según normas NEMA
 La falla es limpiada a los 8 seg.

CURVA DE COORDINACION
 FUSIBLE TIPO K Y BANCO DE CONDENSADORES

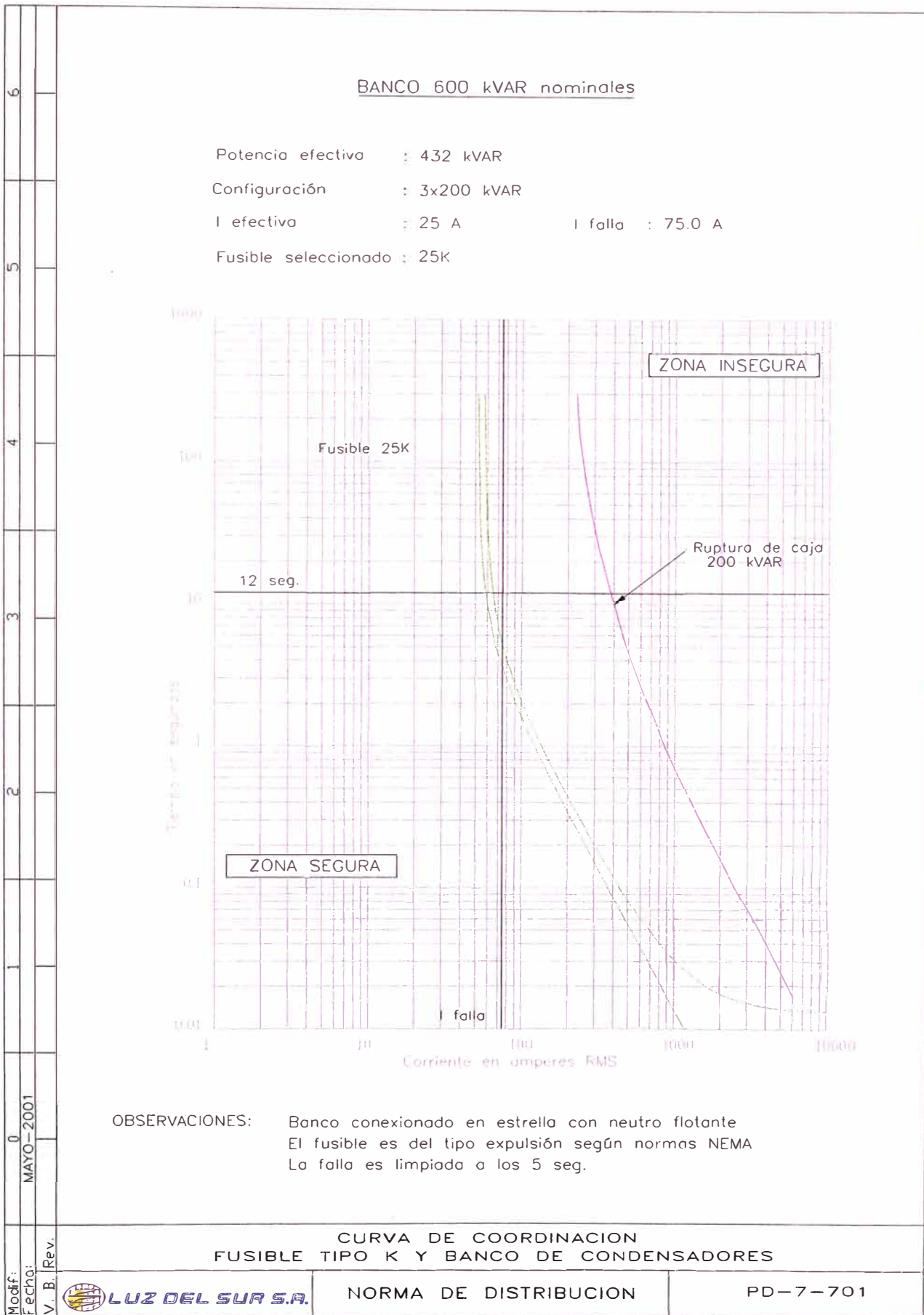
Modif:
 Fecha:
 V. B. Rev.



NORMA DE DISTRIBUCION

PD-7-701

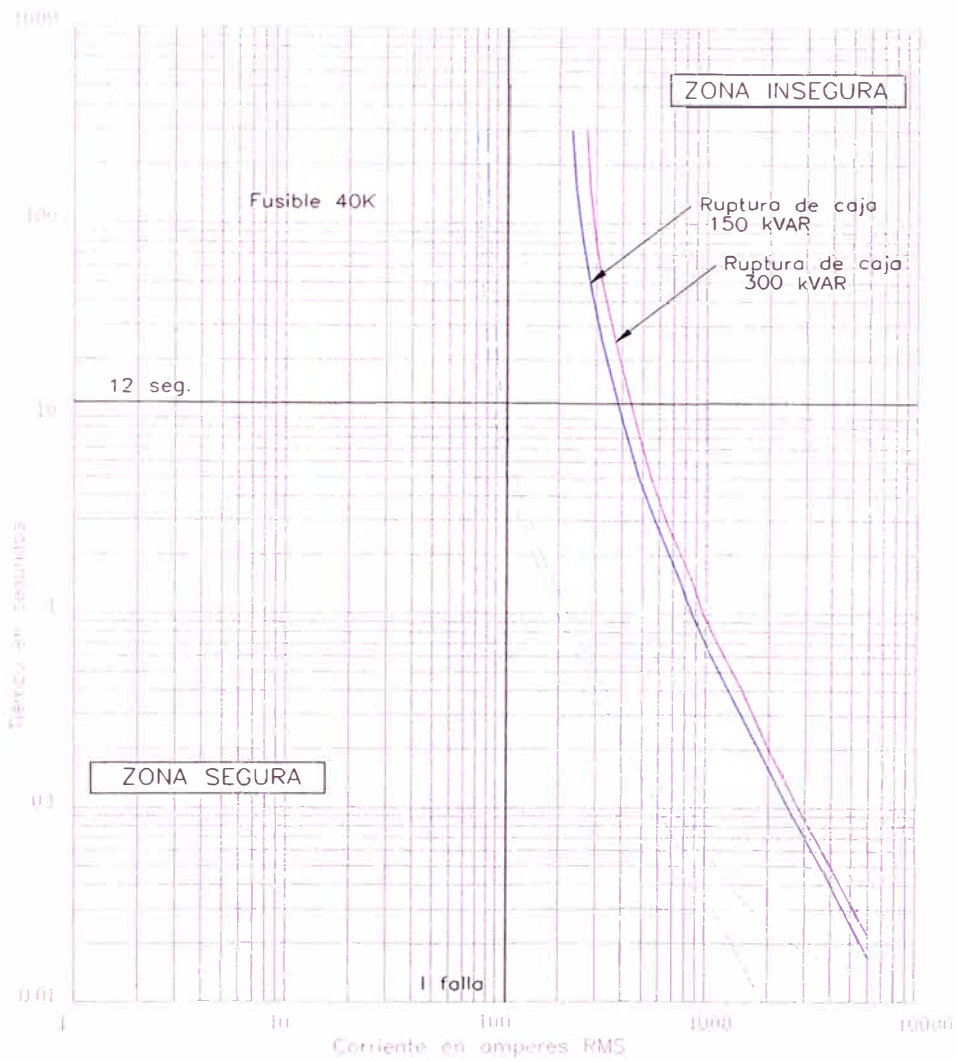
1 DE 9



6
5
4
3
2
1
0
MAYO-2001
V. B. Rev.

BANCO 900 kVAR nominales

Potencia efectiva : 648 kVAR
 Configuración : 3x300 kVAR, 3-2x150 kVAR
 I efectiva : 37.5 A I falla : 112.5 A
 Fusible seleccionado : 40K



OBSERVACIONES: Banco conexionado en estrella con neutro flotante
 El fusible es del tipo expulsión según normas NEMA
 La falla es limpiada a los 8 seg.

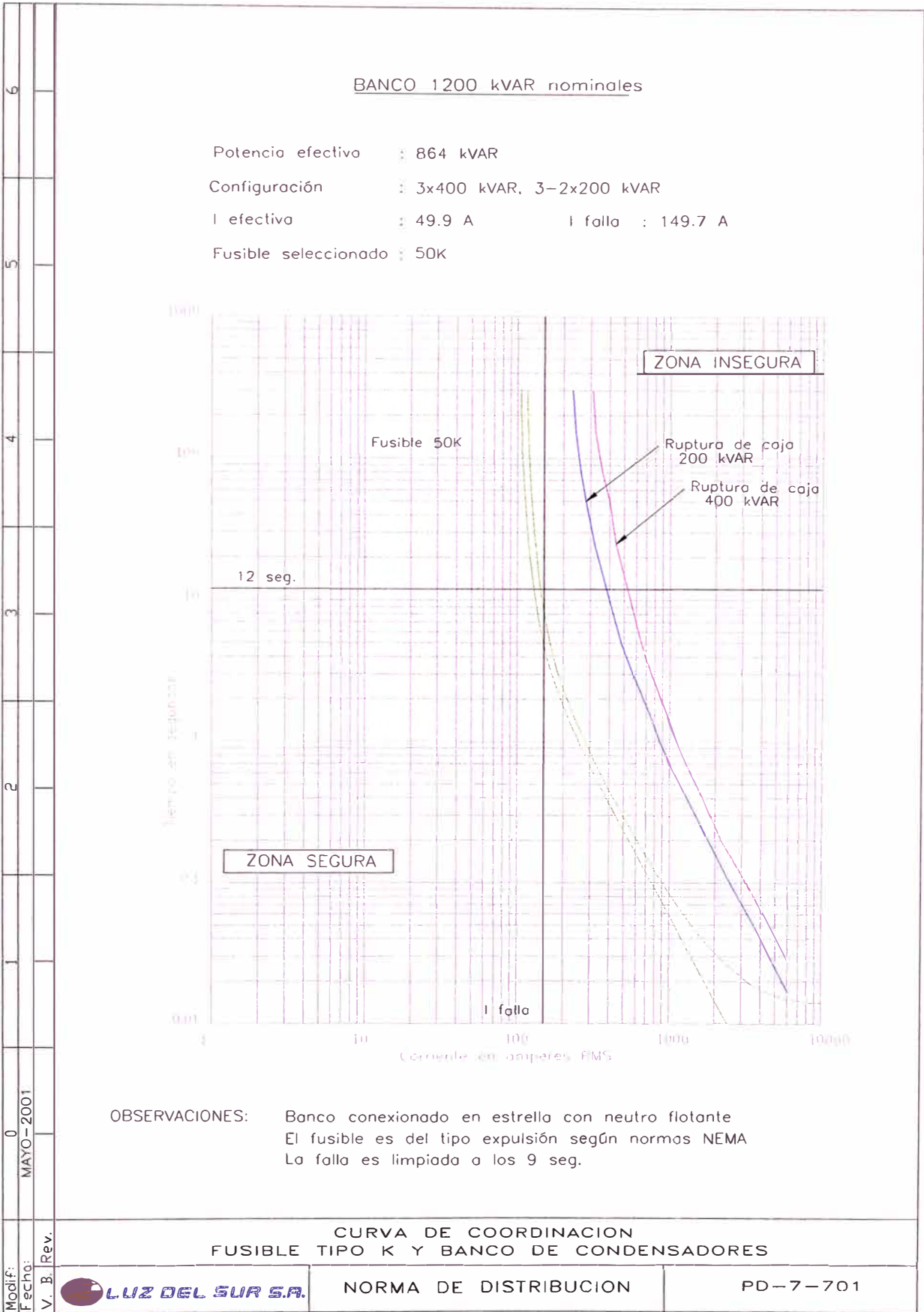
**CURVA DE COORDINACION
 FUSIBLE TIPO K Y BANCO DE CONDENSADORES**

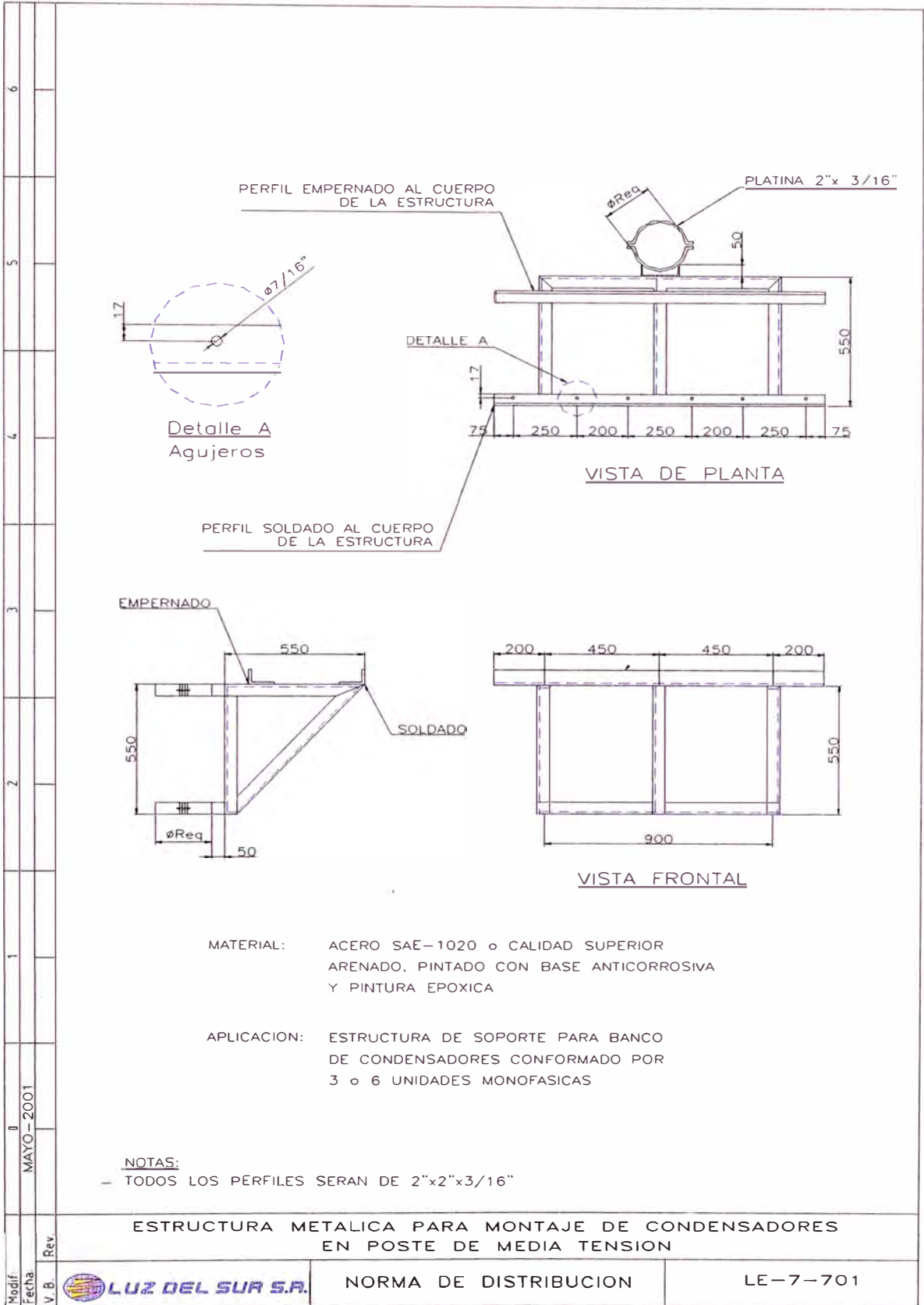
Modif:
 Fecha:
 V. B. Rev.



NORMA DE DISTRIBUCION

PD-7-701





Modif:
Fecha:
V. B.

MAYO-2001

Rev.



LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

LE-7-701

ESTRUCTURA METALICA PARA MONTAJE DE CONDENSADORES EN POSTE DE MEDIA TENSION

6	
5	
4	
3	
2	
1	
0	MAYO - 2001
V. B. Rev.	

POTENCIA NOMINAL kVAR	DIMENSIONES MAXIMAS EN mm						MATRICULA
	A	B	C	D	E	F	
150	390	350	140	230	180	401	6582062
200	450	350	150	230	255	401	6582063
300	600	350	150	230	255	401	6582064
400	700	350	170	230	255	401	6582065

CARACTERISTICAS BASICAS

- REFERENCIA : DNC-ET-058
- EJECUCION : EXTERIOR
- FRECUENCIA : 60Hz
- TENSION NOMINAL: : 6.80 kV
- SOBRE TENSION CONTINUA PERMISIBLE : 10 %
- NUMERO DE BUSHINGS : 2
- TENSION DE IMPULSO : 95 kV
- LINEA DE FUGA : 398.8 MM
- DIELECTRICO : ALL FILM
- MAXIMO ESFUERZO DE TENSION APLICADO AL FILM : <70 kv/MM
- TIPO DE CONEXION: : ESTRELLA CON NEUTRO AISLADO
- NORMA INTERNACIONAL DE REFERENCIA : CEI 70, ANSI C55.1, NEMA CP1, ANSI/IEEE Std 18 / 1980

CONDENSADORES DE 150, 200, 300 y 400 kVAR Nominales - 10kV

Modif: Fecha: V. B. Rev.	LUZ DEL SUR S.A.	NORMA DE DISTRIBUCION	TE-7-701 1 DE 2
--------------------------------	-------------------------	------------------------------	---------------------------

6

APLICACION:

- BANCOS TRIFASICOS 10kV CONECTADOS EN ESTRELLA NEUTRO AISLADO
- PARA INSTALARSE SOBRE ESTRUCTURA DE SOPORTE ADOSADA A POSTE DE MT
- LOS FUSIBLES SON FABRICADOS SEGUN NORMAS NEMA

5

A UNA UNIDAD POR FASE

Q nominal kVAR	Unidad 1 kVAR nom	P efectiva kVAR	I efectiva IL (A)	Fusible NEMA
450	150	324	18.7	20K
600	200	432	25.0	25K
900	300	648	37.5	40K
1200	400	864	49.9	50K

4

B DOS UNIDADES IGUALES POR FASE

Q nominal kVAR	Unidad 1 kVAR nom	Unidad 2 kVAR nom	P efectiva kVAR	I efectiva IL (A)	Fusible NEMA
900	150	150	648	37.5	40K
1200	200	200	864	49.9	50K
1800	300	300	1296	74.9	65K

3

C DOS UNIDADES DIFERENTES POR FASE

Q nominal kVAR	Unidad 1 kVAR nom	Unidad 2 kVAR nom	P efectiva kVAR	I efectiva IL (A)	Fusible NEMA
1050	150	200	756	43.7	40K
1350	150	300	972	56.2	50K
1500	200	300	1080	62.4	65K
1650	150	400	1188	68.7	65K

2

0

CONDENSADORES DE 150, 200, 300 y 400 kVAR Nominales - 10kV

Modif:

Fecha:

V. B. Rev.

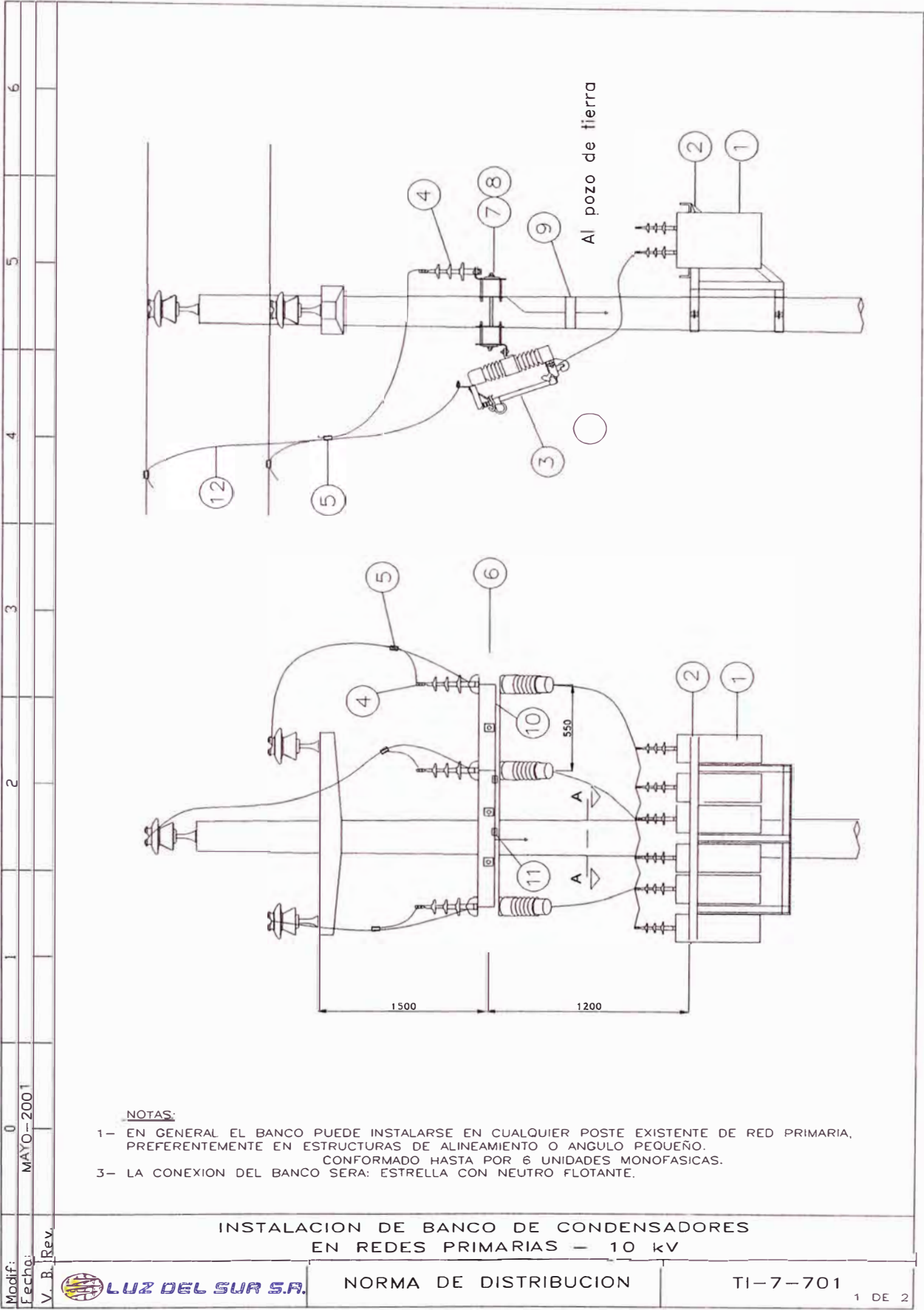


LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

TE-7-701

2 DE 2



NOTAS:

- 1- EN GENERAL EL BANCO PUEDE INSTALARSE EN CUALQUIER POSTE EXISTENTE DE RED PRIMARIA, PREFERENTEMENTE EN ESTRUCTURAS DE ALINEAMIENTO O ANGULO PEQUEÑO.
- 3- LA CONEXION DEL BANCO SERA: ESTRELLA CON NEUTRO FLOTANTE.

**INSTALACION DE BANCO DE CONDENSADORES
EN REDES PRIMARIAS - 10 kV**

Modif:
Fecha:
V. B. | Rev.



NORMA DE DISTRIBUCION

TI-7-701

Modif:	0	1	2	3	4	5	6
Fecha:	MAYO-2001						
V. B. Rev.							

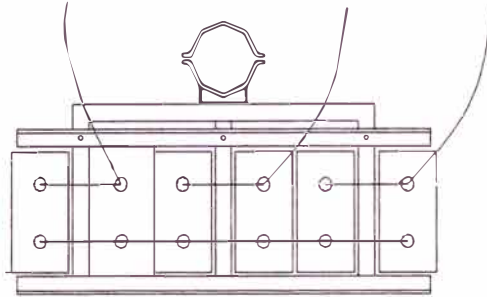

LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

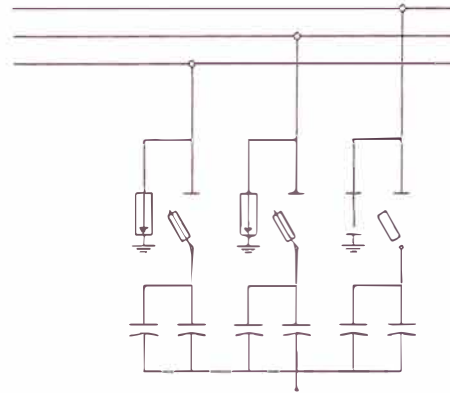
TI-7-701
2 DE 2

INSTALACION DE BANCO DE CONDENSADORES
EN REDES PRIMARIAS - 10 kV

VISTA A - A



ESQUEMA DE CONEXION



N°	MATRICULA	DESCRIPCION DEL MATERIAL	UNID.	CANTIDAD	NORMA o PLANO
1	VER NORMA	BANCO DE CONDESADOR FIJO. UNIDADES MONAFASICAS 6.80 kV	UN	3 ó 6	TE-7-701
2	6951156	ESTRUCTURA METALICA PARA MONTAJE DE CONDENSADORES	UN	1	LE-7-701
3	VER NORMA	FUSIBLES SECCIONADORES CUT-OUT - 100A	UN	3	PE-7-312
4	6767726	DESCARGADOR DE SOBRETENSION SIN DESCONECTADOR	UN	3	PE-7-520
5	VER NORMA	CONECTOR TIPO CUÑA	UN	6	LD-7-410
6	5334122	CRUCETA DE MADERA 5' x 5" x 4"	UN	2	LE-9-021
7	5463122	VARILLA ROSCADA AC.GALV. 16MMD. X 550MML. L.AEREAS	UN	3	LE-7-505
8	5461237	ARANDELA CUADR.PLANA AC.GALV. 75X75X4.5MM-AGUJ.21.0MMD.	UN	6	-
9	1014216	FLEJE AC. INOX. ANCHO 19MM.	RO	0.15	LE-7-501
10	5021303	CONDUCTOR CABLEADO TW 750V.UNIP.AMARI. 1X 35 MM2	M.	27	CE-1-202
11	5411188	CONECTOR DERIV.COMPR.TP.H CU.35/CU.35MM2.	UN	3	LE-7-421
12	5014356	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO 35 MM2	M	15	-
13	VER NORMA	FUSIBLE EXPULSION CABEZA REMOVIBLE TIPO K			

Chapter 10

Harmonic analysis studies

10.1 Introduction

This chapter discusses the basic concepts involved in studies of harmonic analysis of industrial and commercial power systems. The need for such an analysis, recognition of potential problems, corrective measures, required data for analysis, and benefits of using a computer as a tool in a harmonic analysis study are also addressed in this chapter.

Traditionally, the main source of harmonics in power systems has been the static power converter used as rectifiers for various industrial processes; however, the static power converter is now used in a variety of additional applications such as adjustable speed drives, switched-mode supplies, frequency changers for induction heating, etc. Semiconductor devices are being increasingly used as static switches that modulate the voltage applied to loads. Examples of these are soft starters for motors, static var compensators, light dimmers, electronic ballasts for arc-discharge lamps, etc. Other examples are devices with nonlinear voltage-current characteristics such as arc furnaces or saturable electromagnetic devices.

Since nonlinear loads represent an ever-increasing percentage of the total load of an industrial or commercial power system, harmonic studies have become an important part of overall system design and operation. Fortunately, the available software for harmonic analysis has also grown. Guidelines for the acceptance of harmonic distortion are well-defined in IEEE Std 519-1992.¹

By modeling power system impedances as a function of frequency, a study can be made to determine the effect of the harmonic contributions from nonlinear loads on the voltages and currents in the power system. Most commercial software for harmonic analysis offer the following:

- a) Calculation of harmonic bus voltages and branch current flows in the network due to harmonic sources,
- b) Resonances in the existing or planned system,
- c) Performance indices that calculate the effects of harmonics on voltage or current waveform distortion, telephone interference, etc.

The software can also help in selecting and locating capacitors or passive filters to optimize system performance.

Details of system modeling and applicable standards are discussed. The treatment described here particularly applies to industrial and commercial systems at low and medium voltages, but the basics are also applicable to other systems and higher voltages. this chapter does not

¹Information on references can be found in 10.9.

deal with active filters as part of the filter design; however, some reference is made to their application.

It may be said at the outset that the harmonic filter design is very closely linked to power-factor (PF) requirements of the system (based on utility tariffs) and both must be considered at the same time. In the past, many PF compensation studies have been made without regard to the possible resonances in the system or harmonic absorption by the capacitors.

IEEE Std 519-1992 should be referred to for general information and particularly for harmonic generation from static power converters and other harmonic sources. A considerable reference list (10.9) and bibliography (10.10) are provided for this chapter, which should be referred to for details in specific areas.

10.2 Background

As a matter of definition, any load or device that does not draw a sinusoidal current when excited by a sinusoidal voltage of the same frequency is termed a nonlinear load. The most common are switching devices, such as solid-state converters, which force the conduction of currents for only certain periods and, to a lesser extent, saturable impedance devices such as transformers with nonlinear voltage vs. impedance characteristics. A nonlinear load is considered a source of harmonic currents, where harmonic frequencies are generally considered to be integer multiples of the system frequency. However, certain nonlinear loads, such as an arc furnace or a cycloconverter, may also have non-integer harmonic frequencies in addition to the expected integer harmonics.

Harmonics, by definition, occur in every cycle of the fundamental current and are calculated as part of the steady-state solution. However, exceptions exist, and harmonics may vary from cycle to cycle. These are termed time-varying harmonics. Also, harmonics appear in quasi-steady-state or transient situations, such as in magnetization inrush current of a transformer. This chapter does not deal with transient harmonics or time-varying harmonics.

An ideal current source is one which provides a constant current irrespective of the system impedance seen by the source. In most studies for industrial applications, the nonlinear load or the harmonic source is considered an ideal current source without a Norton's impedance across the source (i.e., Norton impedance is assumed to be infinite). This approximation is generally reasonable and yields satisfactory results. When the nonlinear device acts like a voltage source [e.g., a pulse-width-modulated (PWM) inverter], a Norton equivalent current source model may still be used since most computer programs are based on the current injection method (see 10.5.7).

Since the system is subjected to current injections at multiple frequencies, the network is solved for voltage and current at each frequency separately. The total voltage or current in an element is then found either by a root-mean-square sum or arithmetic sum, using the principle of superposition.

The generated harmonic frequencies are dependent upon the type of nonlinear load. Most nonlinear loads produce odd harmonics with small even harmonics. However, loads such as arc furnaces produce the entire spectrum of harmonics: odd, even, and non-integer harmonics in between (non-integer harmonics are also referred as “interharmonics”). Generally, the amplitude of the harmonics decreases as the frequency (or the harmonic order) increases.

The effect of harmonic current propagation through the network, including the power source, produces distortion of the voltage waveform depending upon harmonic voltage drops in various series elements of the network. Therefore, the voltage distortion at a given bus is dependent on the equivalent source impedance; the smaller the impedance, the better the voltage quality. Note that the harmonic sources, which are nonlinear loads, are not the sources of power, but are the cause of additional active and reactive power losses in the system.

10.3 Purpose of harmonic study

With the growing proliferation of nonlinear loads in commercial buildings and industrial plants, which may be in the range of 30% to 50% of the total load, the effects of harmonics within the system and their impact on the utility and neighboring loads needs to be examined before any complaints are made, equipment is damaged, or production is lost.

The following situations may necessitate a harmonic study, which should include recommendations for mitigating the effects of harmonics (see 10.7):

- a) Compliance with IEEE Std 519-1992, which defines the current distortion limits a user should meet at the point of common coupling (PCC) with the utility. Voltage distortion limits are also defined as a basis for the system design. The voltage distortion limits are primarily intended for the utility to provide a good sine wave voltage; however, an individual user is expected to use the voltage limits as a basis for the system design. The chances are that if the current distortion limits are met, the voltage distortion limits will also be met, except in some unusual circumstances.
- b) A history of harmonic-related problems, such as failure of power-factor compensation capacitors, overheating of cables, transformers, motors, etc., or misoperation of protective relays or control devices.
- c) Plant expansion where significant nonlinear loads are added or where a significant amount of capacitance is added.
- d) Design of a new facility or power system, where the load-flow, power factor compensation, and harmonic analyses are considered as one integrated study to determine how to meet the reactive power demands and harmonic performance limits.

When harmonics appear to be the cause of system problems, it is necessary to determine the resonant frequencies at the problem sites. With power-factor correction capacitor banks, a parallel system resonance can occur at or near one of the lower harmonic orders (3, 5, ...). This resonance can be critical if excited by a harmonic current injection at that frequency. Refer to 10.4.3 for an approximate calculation of harmonic resonant frequency. An estimate of the resonant frequencies is very useful for an initial evaluation.

It is not uncommon to encounter a system in which it is more practical to take harmonic measurements as a diagnostic tool rather than to perform a detailed, time-consuming, harmonic analysis study. In other cases, measurements are used to verify the system model prior to the performance of a detailed harmonic analysis study. This is especially desirable for arc furnace installations. In order to ensure that harmonic measurements will produce reliable results, careful consideration must be given to both test equipment and procedures being applied, see Schieman and Schmidt [B35] and Shipp [B38]². The test results may identify the cause of a harmonic problem so that the need for a detailed harmonic study is either eliminated or the study is simplified.

10.4 General theory

10.4.1 Harmonic sources

All harmonic sources are referred to as nonlinear loads because they draw non-sinusoidal currents when a sinusoidal voltage is applied. The non-sinusoidal current may be due to the inherent characteristic of the load (e.g., arc furnaces), or due to a switching circuit (e.g., a 6-pulse converter that forces conduction of currents for only certain periods). In industrial and commercial power systems there may be many such harmonic sources distributed throughout the system.

The harmonic study requires knowledge of the harmonic currents generated by nonlinear loads. There are three options open to the analytical engineer:

- a) Measure the generated harmonics at each source,
- b) Calculate the generated harmonics by a mathematical analysis where possible, such as at converters or static var compensators, and
- c) Use typical values based on similar applications or published data.

In practice, all three methods are used and provide reasonable results.

Since the system configuration and load continually change, the harmonics also change and it would be a formidable task to study all such conditions. Usually, the worst operating condition is determined, and the design is based on the “worst-generated” harmonics. However, it needs to be recognized that even with the “worst generated” harmonic case, the harmonic flows within different elements of the network can be different depending upon the number of transformers or tie breakers in service. This necessitates that for the “worst generated” case, the “worst operating cases(s)” must be analyzed.

One other difficulty in the analysis arises from the fact that when multiple harmonic sources are connected to the same bus (or different buses), the phase angles between the harmonics of the same order are usually not known. This, generally speaking, leads to arithmetic addition of harmonic magnitudes, which may be reasonable if the harmonic sources are similar and

²Numbers in brackets correspond to those of the bibliography in 10.10.

have similar operating load points. However, this approach can lead to a more conservative filter design and distortion calculations, if the sources are different or operate at different load points. Determination of phase angles of harmonics and vectorial addition can be quite a complex and expensive approach for general industrial application. This is often resolved by simplifying assumptions based on experience or by field measurements. More advanced techniques are used in high-voltage dc transmission and other utility applications where accuracy is important.

Industrial harmonic studies are usually represented on a single-phase basis, i.e., based on the assumption that the system is balanced and positive sequence analysis applies. A three-phase study is warranted only if the system or the load is severely unbalanced or a four-wire system with single-phase loads exist. In such a situation it will be very desirable to determine the harmonics generated in all three phases. If the harmonic generation is assumed to be balanced and the system is considered unbalanced, a three-phase study may not serve the full purpose. The cost of a three-phase study could be higher than a single-phase study and should be used only when such an expense and purpose can be justified.

10.4.2 Effects of harmonics

The effects of harmonics are described here only in the context of the analytical harmonic system study, details of these effects can be found in referenced literature. IEEE Std 519-1992 (Chapter 6) and Prabhakara, Smith, and Stratford [B30] (Chapter 5) deal with the subject in detail. The effects of harmonics in a power system are pervasive in that they influence system losses, system operation, and system performance. Unless the harmonics are controlled to acceptable limits, the power equipment and, even more so, the electronic equipment may be damaged resulting in and costly system outages.

The effects of harmonics are due to both current and voltage, although current-produced effects are more likely to be seen in day-to-day performance. Voltage effects are more likely to degrade the insulation and hence shorten the life of the equipment. The following describes some of the common effects of harmonics:

- a) Increased losses within the equipment and associated cables, lines, etc.,
- b) Pulsating and reduced torque in rotating equipment,
- c) Premature aging due to increased stress in the equipment insulation,
- d) Increased audible noise from rotating and static equipment,
- e) Misoperation of equipment sensitive to waveforms,
- f) Substantial amplification of currents and voltages due to resonances, and
- g) Communication interference due to inductive coupling between power and communication circuits.

Generally, harmonic studies involving harmonic flows and filter design do not involve detailed analysis of the effects of harmonics if the limits imposed by the user or by a standard are met. However, in specific cases, analysis of harmonics penetrating into rotating equipment, causing relay misoperation, or interfering with communication circuits may require a separate study.

For additional information see the IEEE Task Force Report [B21].

10.4.3 Resonance

Most power system circuit elements are primarily inductive and, therefore, the presence of shunt capacitors used for power-factor correction or harmonic filtering can cause cyclic energy transfer between the inductive and capacitive elements at the natural frequency of resonance. At this frequency the inductive and capacitive reactances are equal.

The combination of inductive (L) and capacitive (C) elements as viewed from a bus of interest, generally the bus at which harmonic currents are injected by a nonlinear load (source bus), can result in either a series resonance (L and C in series) or a parallel resonance (L and C in parallel). As shown in the following sections, the series resonance results in low impedance and parallel resonance in high impedance. At either series or parallel resonance, the net impedance is resistive. In harmonic studies, it is essential that the driving-point impedance (see 10.5.7), as seen from the harmonic source bus (or other bus of interest), be examined to identify the series and parallel resonance frequencies and resulting impedances.

In practical electrical systems, PF correction capacitors are utilized to offset the power factor penalty imposed by the utility. This can create an abnormal situation, because the combination of capacitors and inductive elements in the system can result in either series or parallel resonance or a combination of both depending upon the system configuration. Usually parallel resonance occurs more often because capacitor banks act in parallel with system impedance (inductive); this can be a matter of concern if the resonant frequency happens to be close to one of the frequencies generated by the harmonic sources in the system.

The result of a series resonance may be the flow of unexpected amounts of harmonic currents through certain elements. A common manifestation of excessive harmonic current flow is inadvertent relay operation, burned fuses, and overheating of cables, etc.

The result of a parallel resonance may be the presence of excessive harmonic voltages across network elements. A common manifestation of excessive harmonic voltages is capacitor or insulation failure.

10.4.3.1 Series resonance

An example of series resonant circuit is shown in Figure 10-1. Each circuit element is described in terms of its impedance. The equivalent impedance of the circuit and the current flow are expressed by Equations (10-1) and (10-2). This circuit is said to be in resonance when the inductive reactance X_L is equal to the capacitive reactance X_C . The resonant frequency at which $X_L = X_C$ is given by Equation (10-3a).

$$\bar{Z} = R + j(X_L - X_C) \quad (10-1)$$

$$\bar{i} = \frac{\bar{V}}{R + j(X_L - X_C)} \quad (10-2)$$

$$= \frac{V}{R} \text{ at resonance } (X_L = X_C) \quad (10-2a)$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (10-3)$$

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (10-3a)$$

Given the relatively low values of series resistance usually found in power equipment, the magnitude of the current in Equation (10-2a) can be large at resonance.

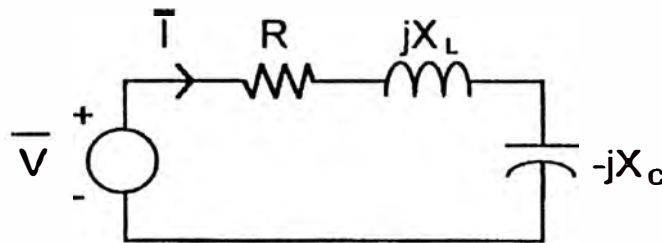


Figure 10-1—Example circuit for series resonance

Figure 10-2 shows the equivalent impedance of the circuit in Figure 10-1 as a function of frequency. The element values are $R = 2 \Omega$, $L = 3.98 \text{ mH}$, and $C = 36.09 \mu\text{F}$. It is clear from Equation (10-1) that the impedance appears capacitive at low frequencies and becomes inductive as the frequency increases, and that resonance occurs at 420 Hz (7th harmonic for a 60 Hz system).

A general measure of the shape of the impedance plot of Figure 10-2 is often given in terms of the quality factor Q . For a series resonant circuit, the Q is defined in Equation (10-4) at any angular frequency ω .

$$Q = \frac{\omega L}{R} \quad (10-4)$$

At the resonant frequency, the Q is generally approximated to the ratio of $\omega_0 L/R_L$ since $R \approx R_L$ as capacitors have negligible resistance. As will be demonstrated in 10.6, the parameter Q often plays an important role in filter design because most single-tuned harmonic filters are simple RLC series-resonant circuits. In general, a higher Q produces a more pronounced “dip” in the plot of Figure 10-2. A lower Q results in a more rounded shape. In most filter applications, the natural quality factor (with no intentional resistance) is relatively high

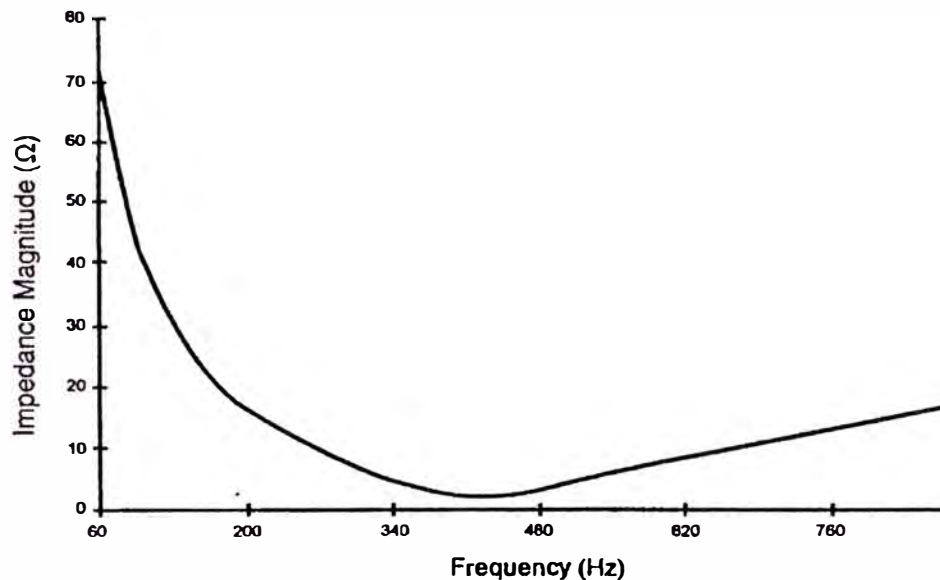


Figure 10-2—Impedance magnitude vs. frequency for series resonant circuit

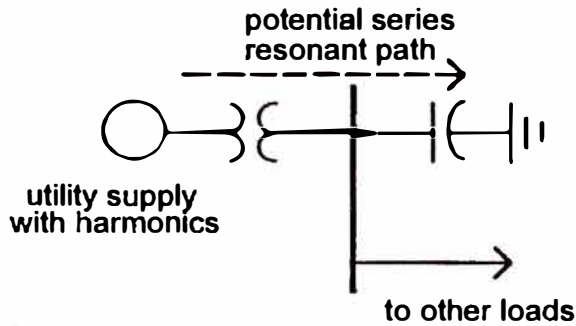
(> 100 at resonant frequency). In special applications it may be necessary to intentionally reduce the Q .

Typical situations where series resonance can be a problem are shown in the one-line diagrams of Figure 10-3. In Figure 10-3 (a), the utility supply is assumed to contain voltage harmonics. The series resonant path is created from the equivalent series impedance from the utility supply and the bus transformer and the power factor correction capacitor. In Figure 10-3 (b), the harmonics are generated inside the plant. The series resonant path involves the two transformer impedances and the PF correction capacitor.

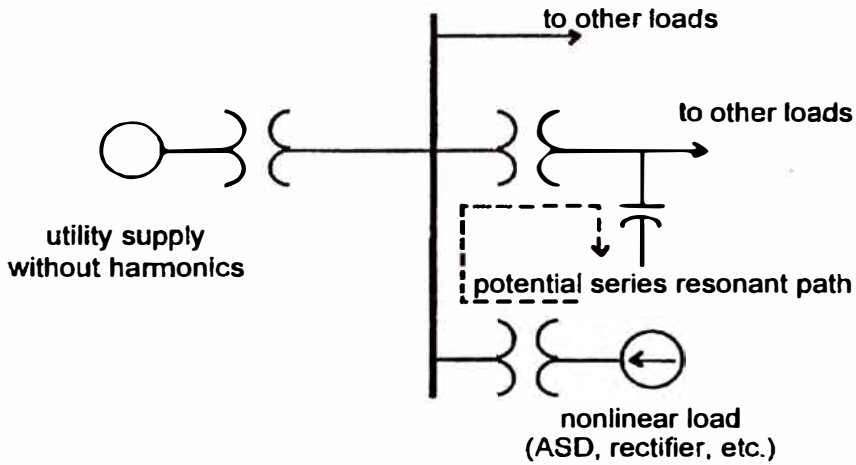
This transformer-capacitor combination could inadvertently act as a filter, and permit the flow of harmonic current at or near the resonant frequency into the capacitor bank. If unplanned, these currents can lead to blown fuses, inadvertent relay operation, and loss-of-life for the capacitor and the transformer.

10.4.3.2 Parallel resonance

There are many forms of parallel resonant circuits. In general, an inductor must be in parallel with a capacitor to produce parallel resonance. A typical parallel-resonant circuit encountered in power systems is shown in Figure 10-4. Each element is described by its impedance. This circuit is said to be in parallel resonance when $X_L = X_C$ as in the case of series resonance.



(a) Utility source containing harmonics



(b) Plant harmonics

Figure 10-3—Potential series resonant situation

The equivalent impedance seen by the current source in Figure 10-4 is given by Equation (10-5). Note that at a particular frequency, $X_L = X_C$ and the denominator is reduced to R . This frequency is the resonant frequency and is given by Equation (10-3). The voltage across the complete circuit is given by equation (10-6).

$$\bar{Z} = \frac{-jX_C(R + jX_L)}{R + j(X_L - X_C)} \tag{10-5}$$

$$\bar{V} = \bar{I} \bar{Z} \tag{10-6}$$

NOTE—Since $Z \gg X_L$ or X_C , V can be very high.

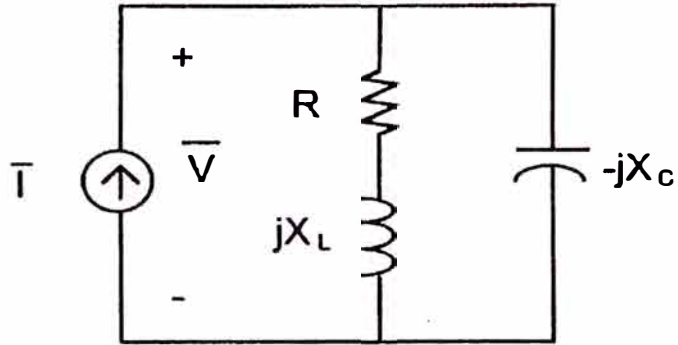


Figure 10-4—Typical parallel resonant circuit

In most cases, the resistance of power circuits is relatively small. It can be seen from Equation (10-5) that resonances can produce very large equivalent impedances at or near the resonant frequency, since R is generally small. Using the previous values ($R = 2 \Omega$, $L = 3.98 \text{ mH}$, and $C = 36.09 \mu\text{F}$), a plot of the magnitude of the impedance in Equation (10-5) is shown in Figure 10-5. The sharpness of Figure 10-5 can be more conveniently calculated by the “current gain factor (ρ)” as the ratio of current in either the inductive branch or the capacitive branch to the injected current.

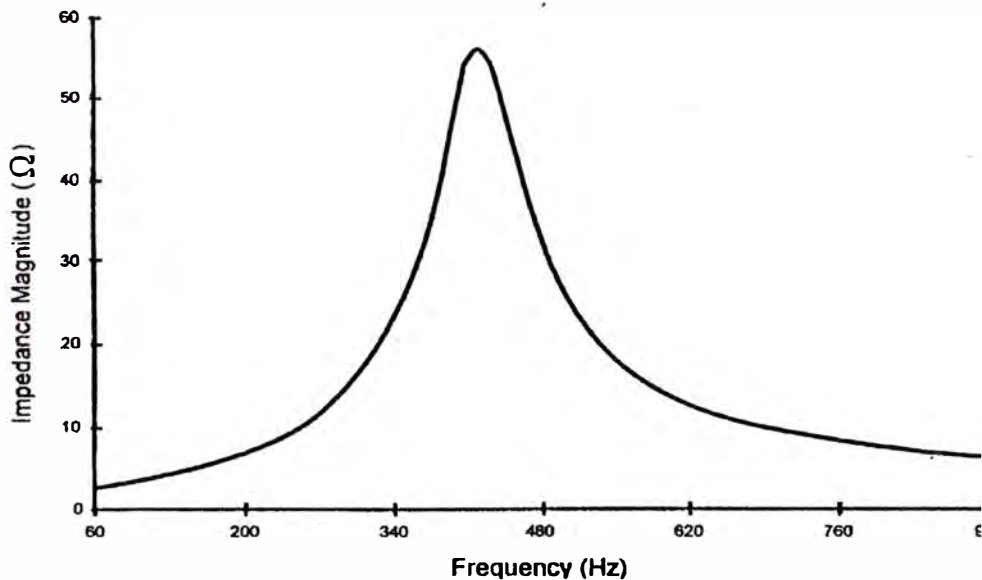


Figure 10-5—Impedance magnitude vs. frequency for parallel circuits

One unique property of the parallel resonant circuit is that when excited from a current source at this frequency, a high circulating current will flow in the capacitance-inductance loop even though the source current is small in comparison. The current in the loop circuit is amplified to a level depending only upon the quality factor Q of the circuit.

Parallel resonance can produce undesirable overvoltages. From Figure 10-4 and Equation (10-6), a current of 1.0 A at 60 Hz will produce a voltage of approximately 2.6 V across the capacitor (the net impedance being capacitive, $Z = 2.55 @ 35.3^\circ$). However, the same 1.0 A current at 420 Hz (near the resonant frequency) will produce approximately 55 V (the net impedance being inductive or close to resistive, $Z = 55.13 @ -10.8^\circ$). This reasoning is often combined with known current injections for motor drives, rectifiers, etc., to predict potential harmonic overvoltages in power systems.

Parallel resonance typically involves the following:

- a) The leakage inductance of large transformers and/or the equivalent inductance of the utility system, and
- b) The power factor correction capacitors. Figure 10-6 shows a possible one-line for parallel resonance.

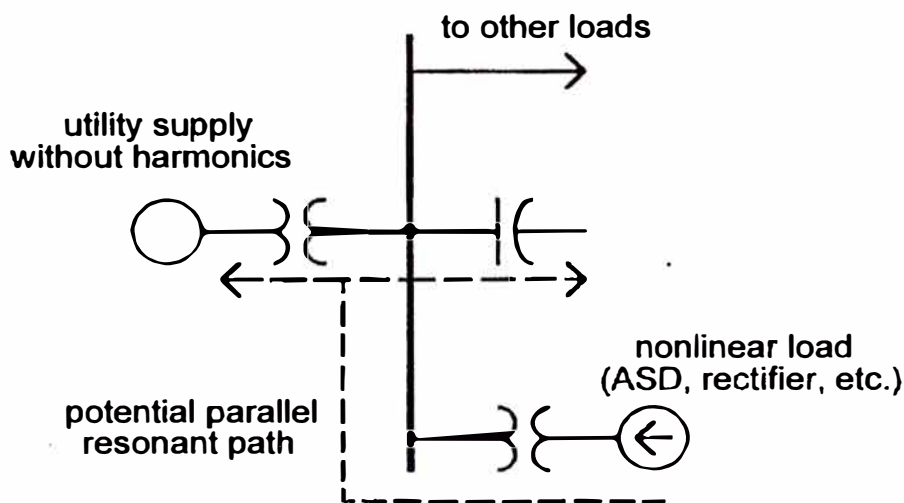


Figure 10-6—Possible parallel resonant circuit: Plant harmonics

10.4.3.3 Resonances due to multiple filters

To illustrate the presence of multiple resonances, Figure 10-7 shows a plot of driving-point impedance as seen from a bus on which three tuned filters (5th, 7th, and 11th), a load, and the system impedance representing the utility are connected in parallel.

BIBLIOGRAFÍA

1. Dr. Alfredo Navarro Crespo, “Capacitores de Potencia”, Balmec S.A.,1980.
2. Cooper Power Systems, “Reducción Pérdidas en Redes MT. Banco de Condensadores sobre Poste”, 1993.
3. Cooper Power Systems, “Reducción Pérdidas en Redes MT. Aplicación de Condensadores de Potencia”, 1994.
4. The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Norma IEEE Std 399-1997 Chapter 10 Harmonic Analysis Studies, 1997.
5. Rectiphase, “Instalación y Mantenimiento de los Condensadores MT”, 1992.
6. J. Zaborszky. J.W. Rittenhouse, “Fundamental Aspects of Some Switching Overvoltages on Power Systems”, AIEE, 1970
7. Arlette Beltrán, Hanny Cueva, “Evaluación Privada de Proyectos”, Universidad del Pacífico, 1990.
8. Luz del Sur, “Normas de Distribución sobre Banco de Condensadores”, 2001.
9. Ministerio de Energía y Minas, “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)”, 1997.