

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ESTUDIO DE LA CALIDAD DE ENERGIA PARA UNA EMPRESA MINERA

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

HULDARICO JUAN MORALES NORABUENA

**PROMOCIÓN
2007- II**

**LIMA – PERÚ
2011**

**ESTUDIO DE LA CALIDAD DE ENERGIA PARA UNA
EMPRESA MINERA**

Dedico el presente informe a mi Madre Modesta Q.E.P.D., a mi Padre Claudio, a mis hermanos Raúl, Manuel, Marcela, Santos a mi esposa Marlene y a mis hijos Johanna, Brigitte y Hans, quienes siempre confiaron en mí. Agradezco de manera especial a los profesores de la UNI FIEE y amigos por el aliento constante.

SUMARIO

En el presente informe de suficiencia se trata de analizar los diferentes perturbaciones que afectan a la operación del sistema eléctrico, con el objetivo principal de mejorar la calidad de energía eléctrica en una empresa minera, para reducir y/o atenuar las perturbaciones de tensión o corriente que afectan el sistema eléctrico. Dichas perturbaciones se producen por el aumento de cargas no lineales en la red, para lo cual existen métodos para mitigar los diferentes problemas con el costo e instalación más adecuada. Dicho estudio se realiza debido que en los últimos años se ha incrementado considerablemente las cargas no lineales en todos los niveles de tensión en las redes eléctricas (residencial, comercial e industrial). Estas cargas no lineales son causantes de la degradación de la calidad del suministro y consumo de energía eléctrica. En el presente informe se ha visto conveniente aplicar metodologías más convenientes de acuerdo al caso para una empresa minera, que es afectado por una mala calidad de energía.

INDICE

PROLOGO

CAPITULO I

CONCEPTOS Y METODOLOGIA

1.1	Introducción	2
1.2	Objetivo	2
1.3	Normatividad	2
1.3.1	Marco Legal Nacional	3
1.3.2	Normalización Europeo (IEC)	3
1.3.3	Normalización Americana (IEEE)	3
1.4	Fundamento Teórico	4
1.4.1	Calidad de Energía	4
1.4.2	Armónicos	4
1.4.3	Distorsión Armónica	4

CAPITULO II

PROBLEMÁTICA QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA ENERGIA ELECTRICA.

2.1	Fenómenos que afectan la calidad de la energía eléctrica	5
2.1.1	Transitorios Electromagnéticos	6
2.1.2	Variación de Tensión de corta duración	7
2.1.3	Variación de Tensión de larga duración	9
2.1.4	Desequilibrio de Tensión	10
2.1.5	Distorsión de las formas de onda	10
2.1.6	Fluctuaciones Rápidas de tensión (Flicker)	11
2.1.7	Variaciones de frecuencia de suministro	18
2.2	Sistema de puesta a tierra	18

CAPITULO III

MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LA ENERGIA

3.1	Mejoramiento de la calidad de la energía	20
3.1.1	Filtros armónicos	20
3.1.2	Criterios y guía de elección del filtro	22
CAPITULO IV		
APLICACIÓN DEL ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA		
EN UNA EMPRESA MINERA		
4.1	Introducción	32
4.2	Objetivo	32
4.3	Alcances	32
4.4	Descripción de las instalaciones eléctricas existentes	33
4.4.1	Características Topológicas de las Instalaciones	33
4.4.2	Características Operativas de las Instalaciones	34
4.5	Metodología, criterios y premisas de estudio.	35
4.5.1	Software y Datos Utilizados del Sistema Eléctrico	35
4.5.2	Método de Análisis	35
4.5.3	Desarrollo de Alternativas de Compensación Reactiva en el Sistema.	36
4.5.4	Comparación de Alternativas de Compensación Reactiva en el Sistema.	36
4.5.5.	Criterios y Premisas para el Desarrollo de Flujo de Potencia	36
4.6	Ubicación de equipos de medición	39
4.6.1	Ubicación de Analizadores de Redes	39
4.7	Análisis del sistema eléctrico	39
4.7.1	Escenarios de Análisis	39
4.7.2	Desarrollo de Alternativas de Compensación Reactiva	40
4.7.3	Sensibilidad: Alternativas de Compensación Reactiva con banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba	41
4.7.4	Análisis de Cortocircuito	60
4.8	Registro de medición de armónicos	61
4.8.1	Armónicos	61
4.8.2	Fuentes de Armónicos	61
4.8.3	Efectos de los Armónicos	62
4.8.4	Mediciones Realizadas	62

4.9 Resultados de las mediciones**63****CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES****ANEXOS****Anexo A: Norma IEEE 519****Anexo B: Registro de valores de mediciones de armónicos de tensión y corriente****Anexo C: Fotos de mediciones con analizador de redes eléctricas****Anexo D: Diagramas Unifilares****BIBLIOGRAFIA**

PROLOGO

El objetivo principal del presente trabajo es dar soluciones a los problemas de la operación de la minera por la mala calidad de energía del sistema eléctrico de potencia.

Para mejorar se optara por bancos de condensadores, filtros armónicos, balanceo de cargas y obtener los beneficios económicos para una buena producción, es decir se hace las comparaciones y combinaciones de los diferentes soluciones de acuerdo a los efectos de la perturbación, de los cuales se considera la solución más adecuado para mejorar la calidad de la energía.

El presente trabajo se ha dividido en cuatro capítulos, los cuales son definidos de la siguiente forma:

En el Capítulo I, expongo los objetivos trazados y la normatividad para el presente informe. Capítulo II, problemática que afectan la calidad de la energía. Capítulo III, mejoramiento de la calidad de la energía Capítulo IV, su aplicación a una empresa minera para mejorar su calidad de energía y mejore su producción.

Finalmente se plantea las conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente trabajo, para atenuar la problemática indicada en el Capítulo II, para lo cual se ha tenido como fuente de información las bibliografías indicadas para cada tema y se adjunta los anexos y tablas de resultados del presente trabajo.

CAPITULO I

CONCEPTOS Y METODOLOGIA

1.1 Introducción

La calidad de energía en los últimos años se ha convertido en un tema de mayor atención en el sector eléctrico, industrial y residencial, esto debido al ingreso en gran escala de equipos electrónicos (Cargas no lineales que producen perturbaciones en la red y equipos de alta sensibilidad que se ven afectados ante la presencia de estas perturbaciones). Debido a que estos equipos son susceptibles a pequeñas fluctuaciones en los parámetros de tensión, corriente y frecuencia, es de suma importancia el estudio de la calidad de energía, el cual se ha convertido en un factor indispensable para garantizar el buen funcionamiento de equipos y mantener una alta confiabilidad del sistema eléctrico.

Cabe mencionar que para minimizar los problemas de calidad de la energía se debe mantener dentro de los ámbitos permitidos el voltaje, la corriente, frecuencia y posea una forma de onda senoidal libre de contenido armónico.

En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE, establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, así como las obligaciones de las empresas de electricidad y de los clientes. Fija las tolerancias y las respectivas compensaciones y multas por incumplimiento, asimismo indica que todo cliente es responsable ante el suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte a la red que excedan las tolerancias establecidas.

1.2 Objetivo

Identificación de problemas generados por cargas no lineales en una Minera y con los datos de campo analizar con el software Digsilent los diferentes eventos, para dar soluciones, de acuerdo a la normatividad peruana vigente.

1.3 Normatividad

Establecen los niveles mínimos de la calidad de servicios eléctricos y las obligaciones de las empresas de electricidad y de los clientes bajo las normas eléctricas nacionales y normas internacionales más comunes.

1.3.1 Marco Legal Nacional

D.L. N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas.

D. S. N° 009-93 EM: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

C. N.E.: Código nacional de Electricidad de utilización tomo V.

NTCSE: Normas Técnicas de calidad de energía. D.S. N° 020-97 de fecha 11-10-97

1.3.2 Normalización Europeo (IEC)

IEC 61000-1-x: General; Provee definiciones y terminología, etc.

IEC 61000-2-x: Ambiente; Dan los límites permisibles de perturbaciones que pueden ser ocasionados por los equipos conectados al sistema de potencia

IEC 61000-3-x: Límites de emisión; Dan los límites permisibles de perturbaciones que pueden ser ocasionados por los equipos conectados al sistema de potencia.

IEC 61000-4-x: Técnicas de medición y pruebas; Proveen directivas detalladas para los equipos de medición y procedimientos de prueba para asegurar el cumplimiento con las restantes partes de la norma.

IEC 61000-5-x: Directivas de mitigación e instalación; Suministran una guía detallada de los equipos, tales como filtros, acondicionadores de energía, mitigadores, supresores de sobretensiones; etc.

IEC 61000-6-x: Normas genéricas y de productos; Definen los niveles de inmunidad requeridos para los equipos específicos y generales.

1.3.3 Normalización Americana (IEEE)

IEEE 1250-1995: IEEE Guide for Service to Equipment Sensitive to Momentary Voltage Disturbances; Describe disturbios momentáneos, su efecto potencial en equipos sensibles y su mitigación; Asimismo informa de los límites de la distorsión armónica.

IEEE 1346-1998: IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipment; Orientada a aquellos sistemas que se encuentran en la etapa de diseño y planeamiento, donde pueden resolverse la incompatibilidad que se presentan

IEEE 1159-1995: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality; Se trata de un resumen relacionado con el monitoreo de calidad de potencia, incluyendo descripciones detalladas de los fenómenos electromagnéticos que se presentan en los sistemas de potencia.

IEEE 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems; Establece objetivos para el diseño de sistemas

eléctricos que incluyen cargas lineales y no lineales. Se describen la forma de onda de corriente y tensión que pueden existir en el sistema. Estableciendo los valores deseables

1.4 Fundamento Teórico

1.4.1 Calidad de Energía

La calidad de energía está relacionada con las perturbaciones eléctricas y electromagnéticas que pueden afectar las condiciones eléctricas de un suministro (tensión, corriente y/o frecuencia) y ocasionar el mal funcionamiento de las actividades de transmisión, distribución, y utilización de la energía eléctrica. El nuevo concepto de calidad de energía eléctrica está relacionado básicamente en la calidad de tensión y corriente.

1.4.2 Armónicos

Los armónicos se refiere a la tensión y corriente que viajan a frecuencias proporcionales que originan distorsiones de la forma de onda sinodal, siendo una función periódica no lineal de la frecuencia fundamental, teniendo presente que su frecuencia corresponde a un múltiplo de frecuencia fundamental, como se muestra en la expresión.

$$f_{\text{armónica}} = n \times 60 \text{ Hz} \quad (1.1)$$

Los síntomas típicos de problemas de armónicas incluyen disparo en falso de fusibles, disparos inexplicables de interruptores, sobrecalentamiento de transformadores y de motores, funcionamiento defectuoso de impulsores, relevadores, computadoras, etc.

1.4.3 Distorsión Armónica

La distorsión armónica describe la variación en estado estacionario o continuo en la forma de onda de la frecuencia fundamental.

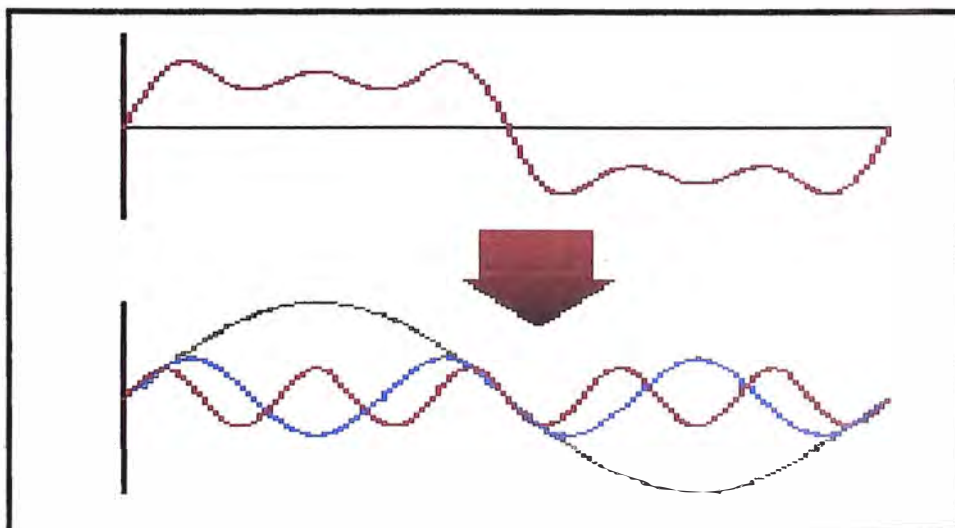


Fig. 1.1 Distorsión armónica

CAPITULO II

PROBLEMÁTICA QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA ENERGIA ELECTRICA

2.1 Fenómenos que afectan la calidad de la energía eléctrica

Los parámetros de amplitud frecuencia, forma de onda y continuidad que definen la calidad de energía eléctrica, pueden verse afectados por diferentes tipos de perturbaciones electromagnéticas. El estándar IEEE 1159-1995 define siete categorías distintas de fenómenos electromagnéticos en las redes eléctricas:

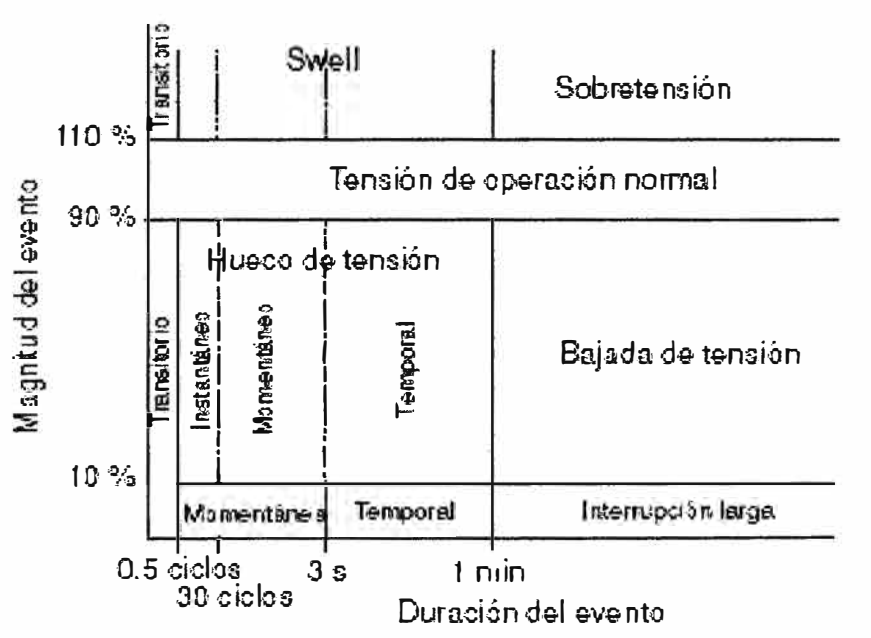


Fig. 2.1 Fenómenos Electromagnéticos

- **Transitorios Electromagnéticos**
- **Variación de Tensión de corta duración**
- **Variación de Tensión de larga duración**
- **Desbalance en Voltaje**
- **Distorsión de formas de onda**
- **Fluctuaciones de Voltaje**
- **Variaciones en la frecuencia**

2.1.1 Transitorios Electromagnéticos

Son perturbaciones de corta duración, en la forma sinusoidal de tensión, que se evidencia por una breve discontinuidad en la forma de onda. Son de polaridad positiva y negativa, y pueden ser clasificados en dos categorías: Tipo Impulso y Tipo Oscilatorio

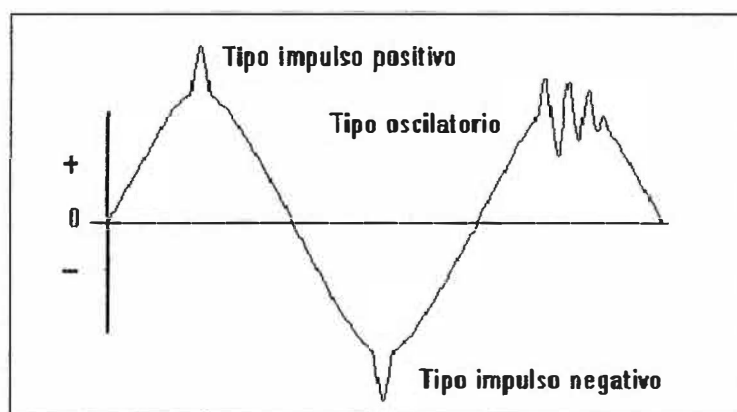


Fig. 2.2 Representación de transitorio de impulso y oscilatorio

a) Transitorios de Impulso

Son transitorios unidireccionales (Puede ser positivo o negativo). Tiene un valor entre 0 a 10 p.u. y una duración de 50 ns a 1ms. Los transitorios de alta frecuencia pueden deberse a maniobras de interrupción, descargas atmosféricas o a elementos de electrónica de potencia. La descarga electrostática o ESD es un tipo especial de transitorio tipo impulso.

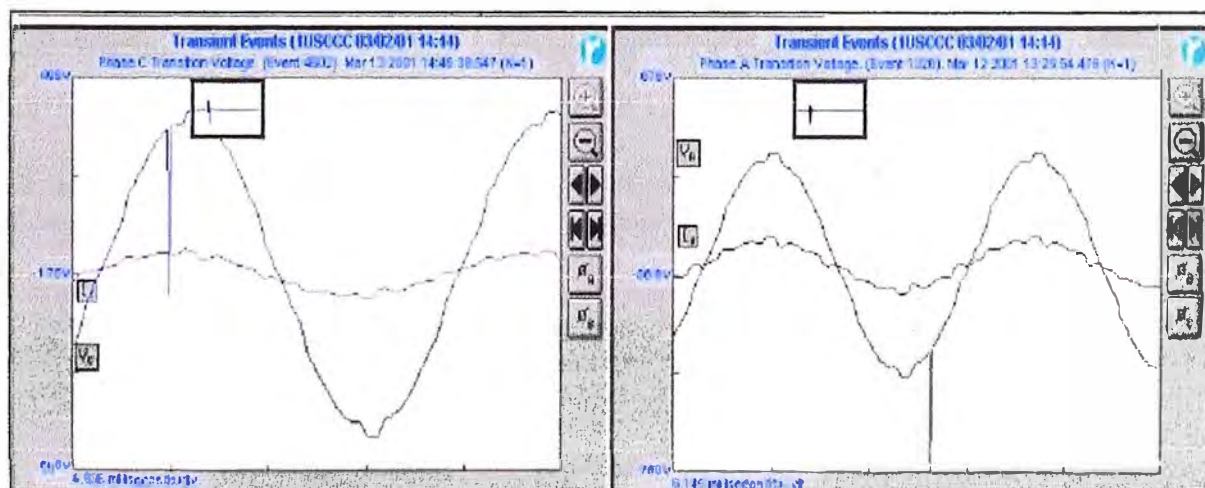


Fig. 2.3 Transitorio de impulso sustractivo y aditivo

b) Transitorios Oscilatorios

Son transitorios bidireccionales, son producidos por cortocircuitos, conexión y desconexión de condensadores y descargas atmosféricas. Tiene un valor entre 0 a 6 p.u. y una duración entre los 1 us a 50 ms. Su contenido espectral se divide en Altas, Medias y Bajas frecuencias.

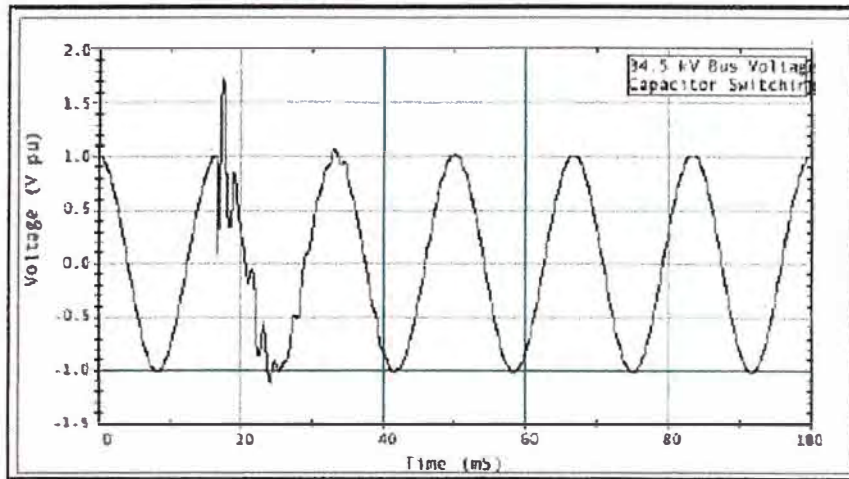


Fig. 2.4 Transitorios de oscilación

2.1.2 Variación de Tensión de corta duración.

Según la Norma IEC para caídas de tensión e interrupciones cortas, cada tipo de variación puede ser designada como instantánea, momentánea, o temporal.

Las variaciones de tensión de corta duración tienen su origen en condiciones de fallas de la línea eléctricas, energización de grandes cargas. Dependiendo de la falla puede causar lo siguiente:

a) Interrupciones o pérdida completa de tensión

Es la pérdida completa de la tensión (<0.1 p.u.) en una o más fases en un tiempo determinado. Las interrupciones ocurren cuando la tensión suministrada o la carga de corriente decrecen a menos de 0.1 en p.u. en una o varias fases por un periodo que no exceda e minuto. Pueden ser momentáneas, temporales o sostenidas. Las interrupciones momentáneas duran entre 8ms y 3s, las temporales duran entre 3s y 6s y las sostenidas duran más de 60s.

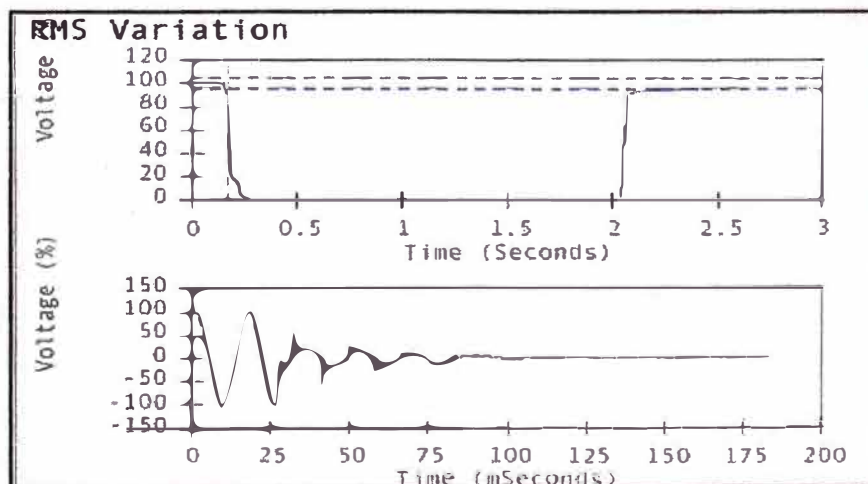


Fig. 2.5 Medición de una interrupción

b) Caídas de tensión (Sags).

Son descensos de la tensión entre 10% y 90% de su valor nominal, con una duración que abarca desde 0.5 ciclos y un minuto, El término “Sags” no ha sido definido formalmente por las normas norteamericanas, este ha sido aceptado solo en la terminología técnica. La norma IEC define a este fenómeno como “Dip” Los dos términos “Sags” y “Dip” son sinónimos. Entre las causas típicas se tiene:

- Energización y cambio de taps de grandes transformadores.
- Energización de cargas grandes.
- Corto circuitos.
- También se pueden generar por la demanda de electricidad de los clientes del sistema eléctrico, ya que al superar la demanda a la capacidad del sistema puede producirse este fenómeno.

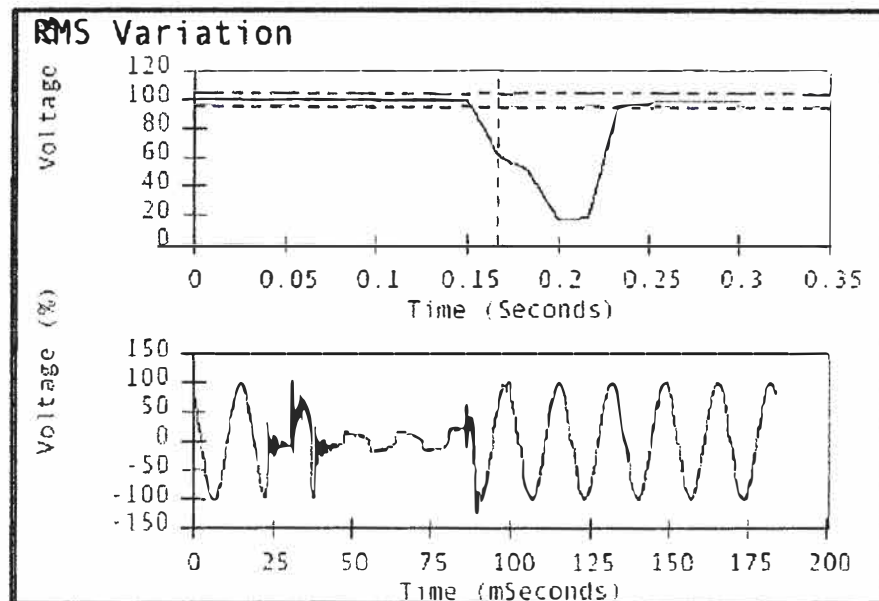


Fig. 2.6 Medición de un Sags

c) Sobretensiones (Swells)

Se trata de subidas de la tensión entre un 110% y un 180% de su valor nominal, con una duración que abarca desde 0.5 ciclos hasta un minuto, en la literatura anglosajona, la sobretensión momentánea es conocida como “Swell” estas sobretensiones momentáneas son usualmente asociadas a condiciones de fallas monofásicas en el sistema, energización de banco de condensadores o de transformadores, incrementando el valor del voltaje en las fases sin falla. Estos se presentan en instalaciones sin puesta a tierra o sistemas en delta o con neutro flotante, donde el cambio súbito en la referencia de la tierra resulta en un incremento de la tensión en las fases sin contacto con tierra. Aunque no son tan frecuentes

como los “Sags”. Las sobretensiones pueden ser causadas por maniobras de apertura de grandes cargas o energización de grandes bancos de condensadores.

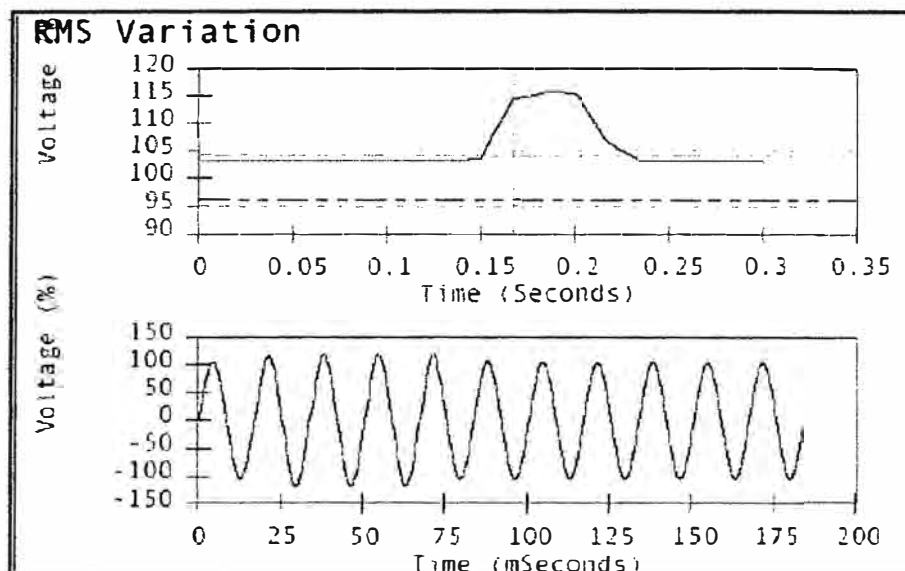


Fig. 2.7 Medición de una Sobre tensión (Swells)

2.1.3 Variación de Tensión de larga duración

Están ligadas con variación en la tensión que duran más de un minuto, generalmente estas variaciones no son debidas a fallas en las líneas, sino que suelen estar originadas por las variaciones de carga y por operaciones de reconexión en el sistema.

a) Sobretensiones

Consisten en subidas de la tensión mayor a 110% de su valor nominal durante más de un minuto. Estas sobretensiones se producen por la desconexión de grandes cargas y/o fallos en la regulación de la tensión deseada o por controles de tensión inadecuados. Una posición incorrecta del conmutador de un transformador puede dar como resultado un sistema de sobretensión.

b) Subtensiones

Son bajadas de la tensión menor a 90% de su valor nominal por más de un minuto, esto se produce en la conexión de grandes cargas, o en la energización de bancos de condensadores. Los circuitos sobrecargados pueden causar subtensiones.

c) Interrupciones sostenidas

Cuando la tensión de alimentación ha estado en cero durante periodos de tiempo superiores a un minuto, la variación de tensión de larga duración se considera como interrupción sostenida. Las interrupciones de tensión superiores a un minuto son frecuentemente permanentes y requieren de intervención de personal para restaurar el sistema. (Para su

reparación). El termino interrupción ha sido definido para ser mas especifico respecto a la ausencia de tensión por largos periodos.

2.1.4 Desequilibrio de Tensión

Está ligado a la aparición de componentes de secuencia negativa o cero a la componente de secuencia positiva puede ser usado para especificar un porcentaje de desbalance. Desbalance de tensión severa (mayor del 5%) pueden ser los resultados de perturbaciones que se producen por la conexión de cargas monofásicas en sistemas trifásicos, o a la desconexión de una fase en un banco de condensadores.

2.1.5 Distorsión de las formas de onda

Se da cuando los efectos de los armónicos dan lugar que la forma de onda de tensión o corriente de régimen permanente difiera de la onda sinusoidal; existen cinco tipos elementales de distorsión de la forma de onda, que son:

- **Desplazamiento de la Onda AC (DC offset)**
- **Armónicos**
- **Interarmónicos**
- **Muecas (Notches)**
- **Ruido**

a) Desplazamiento de la Onda AC (DC Offset)

La presencia de una tensión o una corriente D.C. En un sistema de potencia A.C. el desplazamiento de la onda senoidal de su eje natural. Este desplazamiento puede ocurrir como el resultado de una perturbación geomagnética o debida a problemas en la rectificación de los equipos electrónica de potencia.

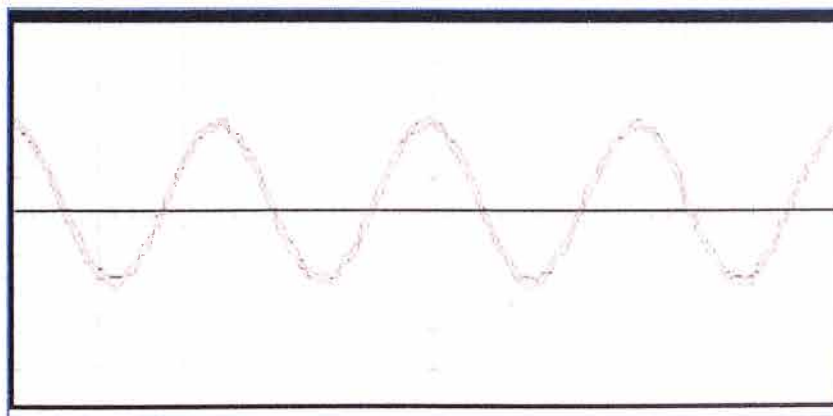


Fig. 2.8 Onda con desplazamiento de su eje

La aplicación de corriente continua en instalaciones eléctricas de corriente alterna puede tener efectos negativos, por ejemplo, en los núcleos de los transformadores pues se pueden

saturar en operación normal, causando calentamiento adicional y pérdida de vida del transformador.

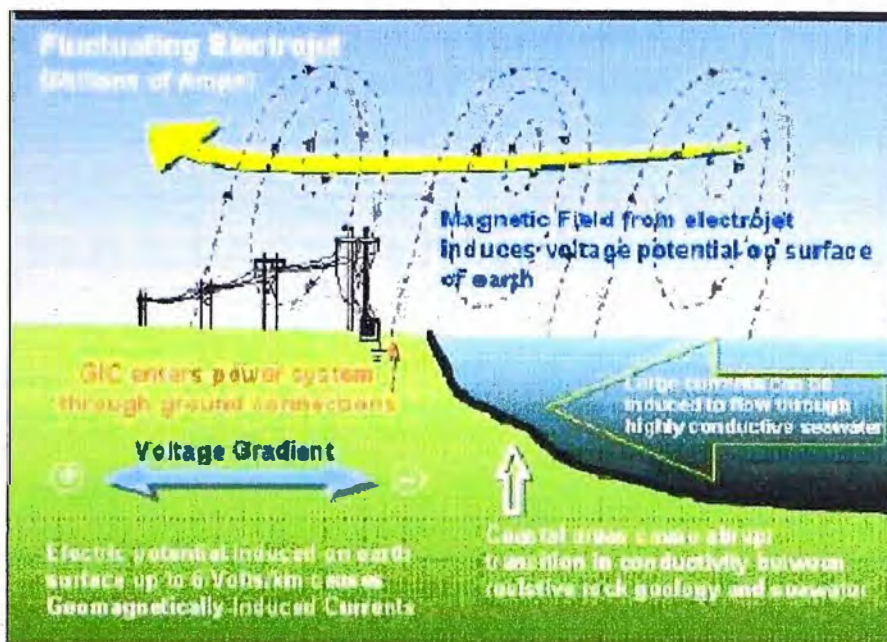


Fig. 2.9 Descripción del fenómeno sobre las redes eléctricas

b) Armónicos

Los armónicos son señales de tensiones o corrientes sinusoidales que tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz). Las formas de onda distorsionadas pueden ser descompuestas en una suma de la frecuencia fundamental y los armónicos.

La distorsión armónica se origina en las cargas no lineales. Estos equipos pueden ser considerados como fuentes de armónicos de tensión y corriente. Los armónicos de corriente provenientes de diferentes fuentes producen caídas de tensión armónicas en la impedancia del sistema, distorsionando, la forma de onda de tensión.

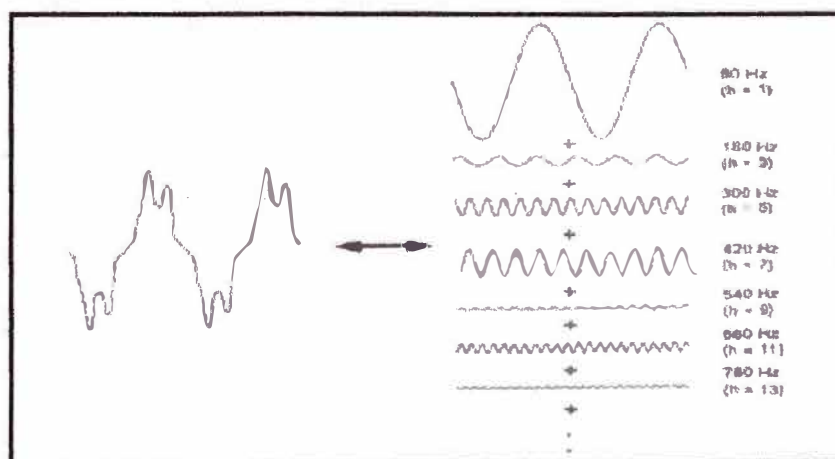


Fig. 2.10 Descomposición en diferentes frecuencias de una onda distorsionada

b1) Fuentes de armónicos

Las fuentes de armónicos de corriente pueden ser generados por equipos de la propia red de suministro (generación, transmisión y distribución), cargas industriales y residenciales.

b2) Armónicos en generación transmisión y distribución.

Los generadores no producen una onda senoidal pura, pero la magnitud de los armónicos es despreciable con un apropiado diseño (ranuras por polo, alojamiento de bobinas, etc.).

En transformadores y reactores la distorsión es causada por condiciones de funcionamiento con saturación del hierro.

b3) Armónicos en las cargas

Son los principales generadores de armónicos y se los puede clasificar en cargas industriales y residenciales:

➤ Cargas industriales.

Se tiene como la mayor fuente de distorsión armónica: Transformadores, reactores saturados magnéticamente, los rectificadores, hornos de inducción, cargas que utilizan electrónica de potencia; etc.)

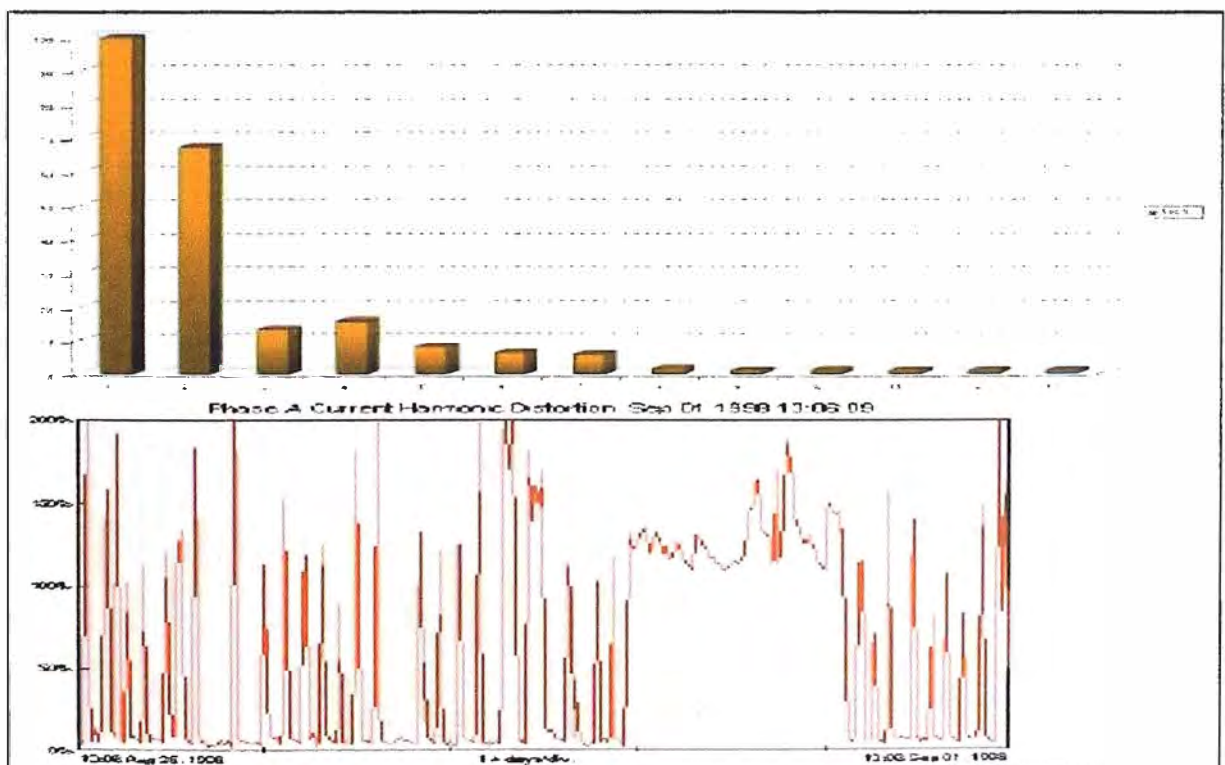


Fig. 2.11 Espectro de armónicos de corriente y su THDI de un horno de arco

➤ Cargas residenciales

Estas cargas tienen un comportamiento distorsionante individual que puede ser despreciable, pero el efecto simultáneo de muchas de ellas puede provocar una

considerable distorsión armónica, los equipos que contribuyen son: televisores, dispositivos controlados por tiristores (reguladores de intensidad de luz), dispositivos de aplicación doméstica en general, fluorescentes, computadoras, impresoras, etc.

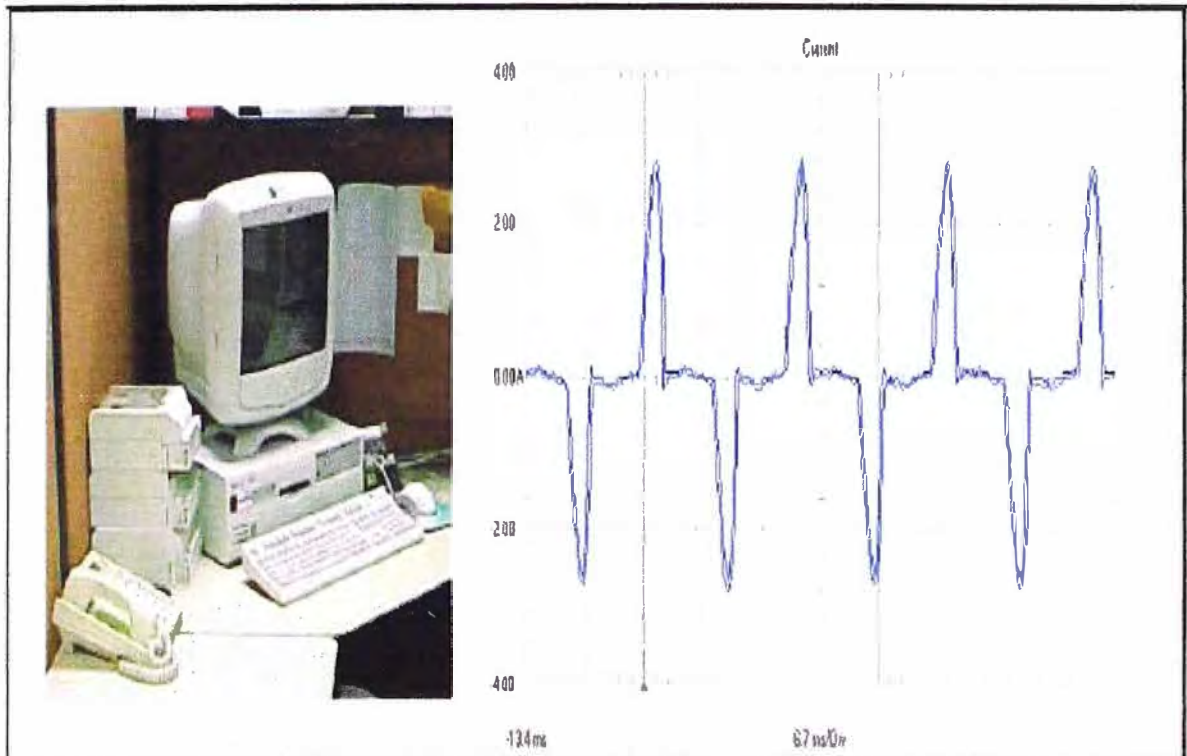


Fig. 2.12 Niveles de armónicos de corriente de computadoras personales

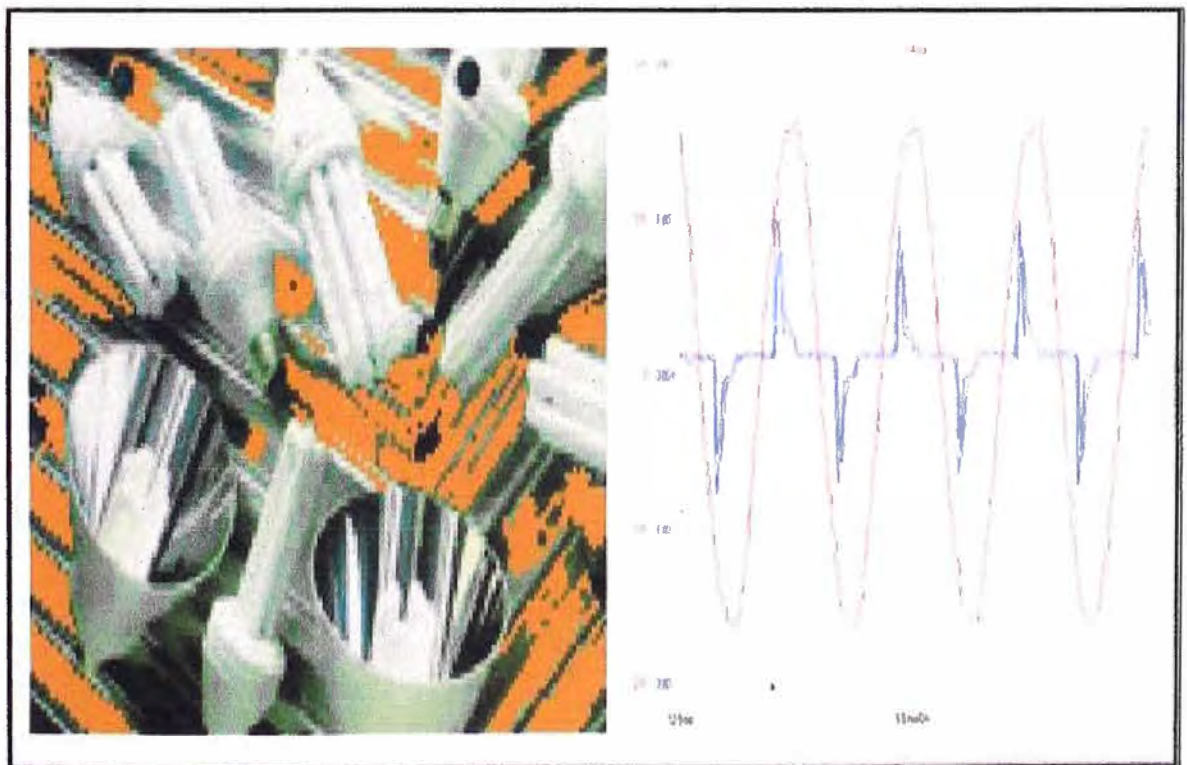


Fig. 2.13 Niveles de armónicos de corriente de bombillos de alta eficiencia

➤ **Secuencia de armónicos**

Tabla N° 2.1 Secuencia de fases

ARMONICO	FRECUENCIA (Hz)	SECUENCIA
0 (DC)	0	
1(Fundamental)	60	+
2	120	-
3	180	0
4	240	+
5	300	-
6	360	0
7	420	+
8	480	-
9	540	0
10	600	+
11	640	-

c) Inter armónicos

Son componentes armónicos de la tensión o corriente, cuya frecuencia no es un múltiplo entero de la fundamental, los inter armónicos pueden presentarse a frecuencias discretas, o distribuidos a lo largo de una determinada banda de espectro. Los convertidores estáticos de frecuencia son las principales fuentes generadoras de inter armónicos dados por los hornos de inducción y los dispositivos de arco eléctrico.

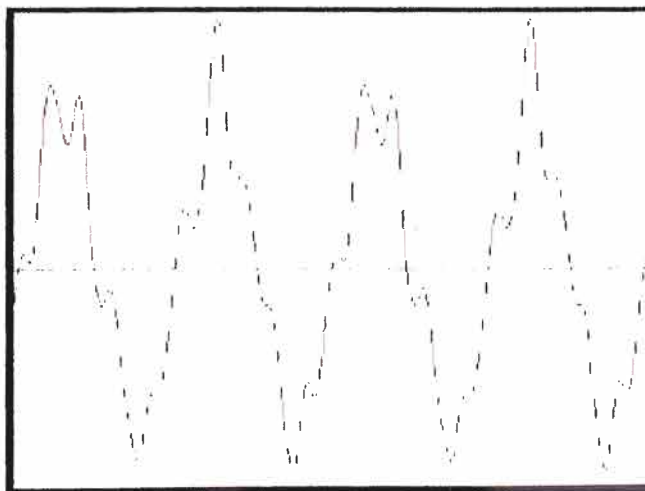


Fig. 2.14 Onda con contenido Inter armónico

d) Muestras (Notches)

Las muescas “Notches” son perturbaciones de tensión, de corta duración y periódicas que causan una distorsión de la onda de tensión de forma de pequeños huecos.

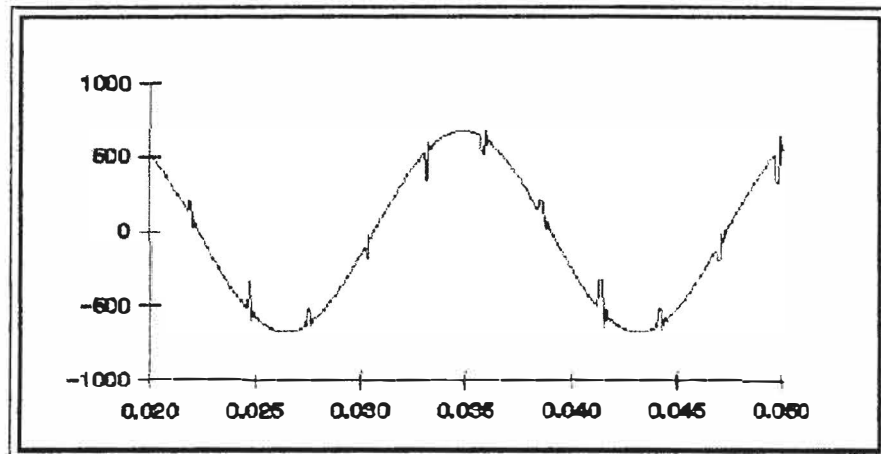


Fig. 2.15 Notch causado por un convertidor

Las muescas son producidas por la conmutación de dispositivos electrónicos de potencia. Durante el proceso de operación la corriente es conmutada de una fase a la siguiente, creando un cortocircuito fase a fase momentánea. La fig. 2.16 se muestra un puente convertidor con control total trifásico típico. Los tiristores operan en pares para convertir tres fases AC a CC mediante el cambio de la carga entre los varios pares de tiristores seis veces por ciclo, durante el proceso, un breve cortocircuito produce una leve muesca en forma de una onda de tensión fase a fase.

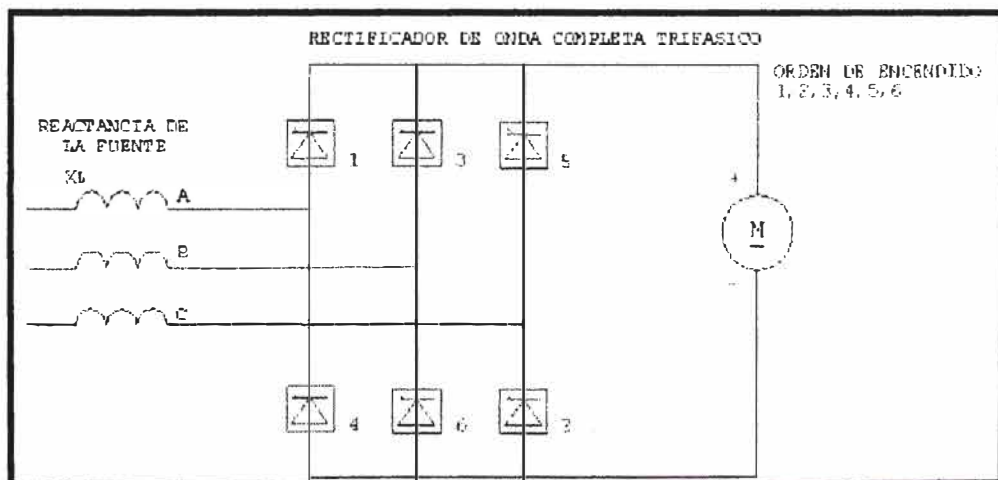


Fig. 2.16 Convertidor de onda completa trifásico

Los efectos que se generan son:

- Genera armónicos de alta frecuencia que pueden circular por el sistema y producir resonancias al sistema de control de los dispositivos de barras adyacentes.

- Si la profundidad del Notch es tal que realice un cruce por cero, esto puede causar la operación errática de cargas basadas en electrónica.

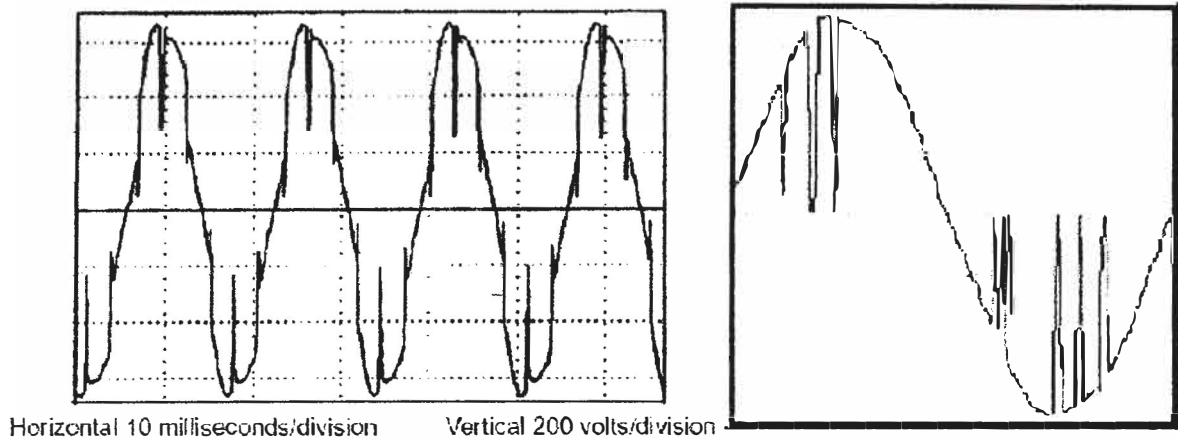


Fig. 2.17 Medición de redes de ondas con contenido Notch fuera de límite

e) Ruido

El ruido es definido como un impulso repetitivo superpuesto en la onda senoidal. Los transmisores de radios, lámparas fluorescentes, computadoras y conexiones eléctricas flojas pueden ocasionar ruido eléctrico. El rango de frecuencia y la magnitud del ruido dependen de la fuente que lo produce y de las características. Una magnitud de ruido típica aceptable es menor al 1% de la tensión nominal.

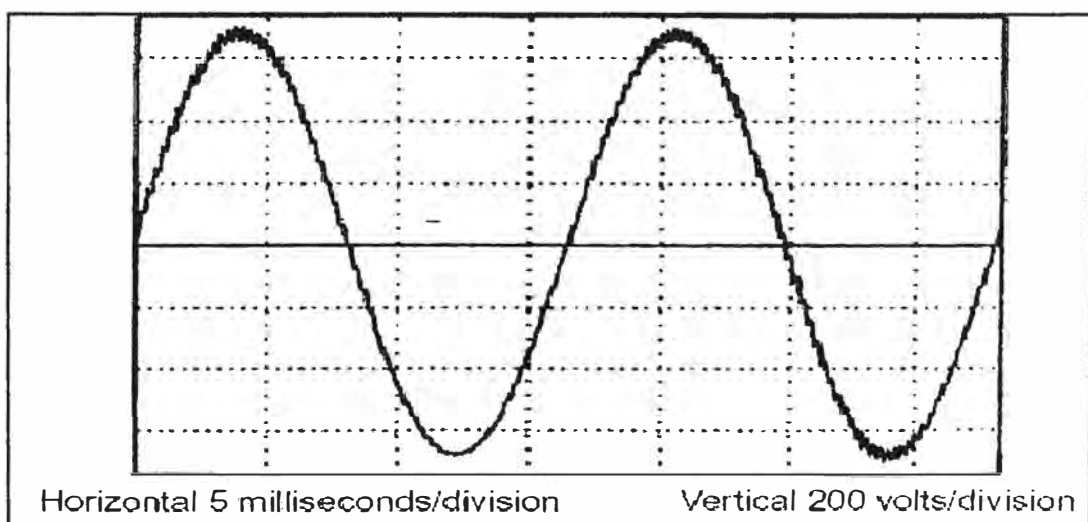


Fig. 2.18 Onda de tensión con armónicos de muy alta frecuencia

2.1.6 Fluctuaciones Rápidas de tensión (Flicker)

Las fluctuaciones rápidas de tensión son variaciones sistemáticas de tensión o una serie de cambios de tensión aleatorios. El "Flicker" es la percepción de la variación de la luminosidad de una lámpara, ocasionada por fluctuaciones de tensión en la red de alimentación eléctrica. Origina en quien lo percibe una sensación desagradable. Este

fenómeno depende de la amplitud, frecuencia y duración de las fluctuaciones de tensión que lo causan, estas pueden oscilar entre los 0.5Hz y los 25 Hz de frecuencia.

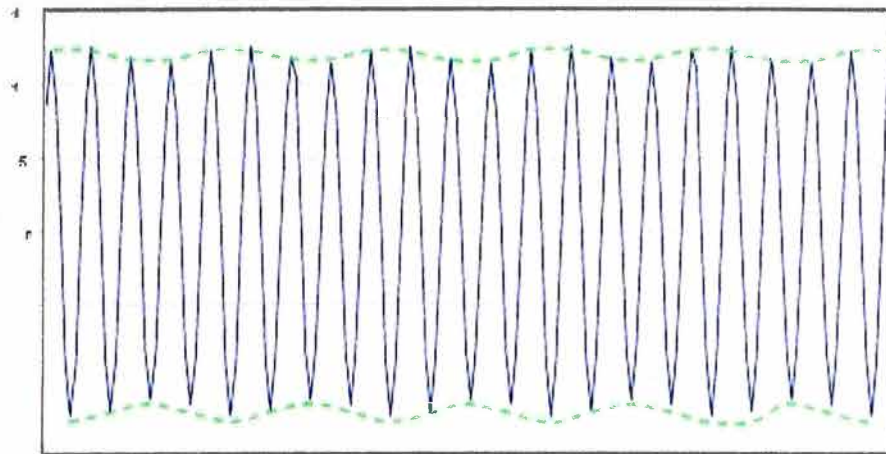


Fig. 2.19 Onda de tensión con fluctuaciones rápidas de tensión

Las fluctuaciones de tensión son variaciones periódicas o series de cambios aleatorios en la tensión de la red eléctrica: A su vez, las variaciones de tensión se definen como cambios en el valor eficaz o valor de pico de tensión entre dos niveles consecutivos que se mantienen un tiempo finito no especificado. Su duración va desde varios milisegundos hasta unos 10 segundos y con una amplitud que no supera el $\pm 10\%$ del valor nominal.

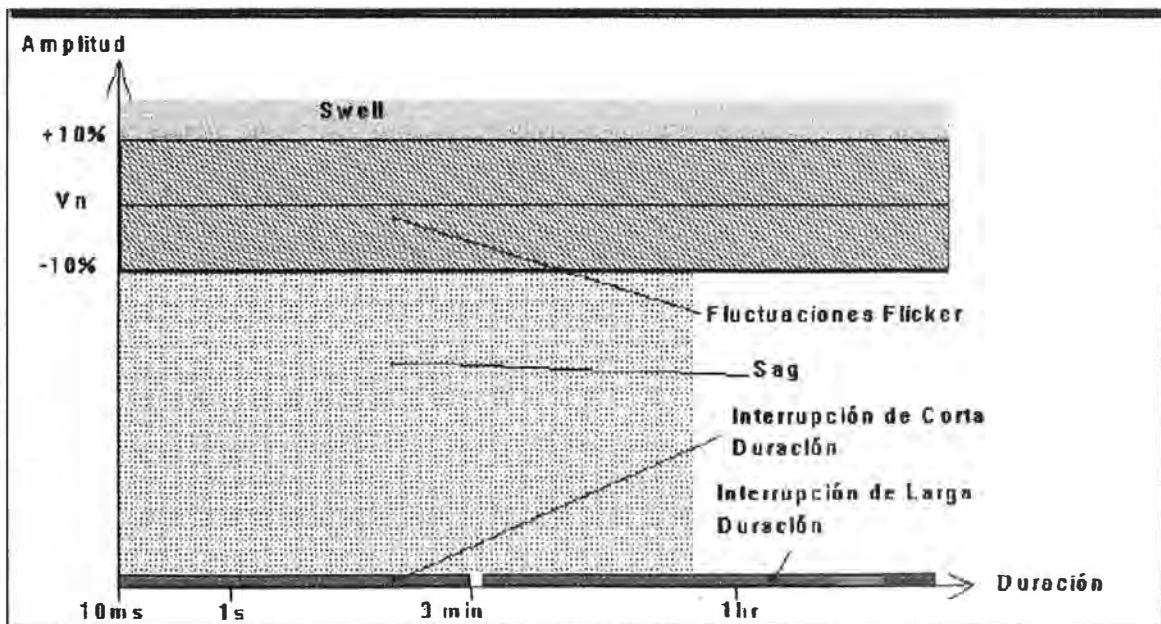


Fig. 2.20 Diferencia entre el Flicker, Sags, Swell e Interrupción

La mayor causa de flicker proviene de equipos que utiliza el usuario bien sea residencia, comercial, o industrial. De estos equipos los que más comúnmente provocan este tipo de perturbación son aquellos que funcionan con potencia intermitente o fluctuaciones muy

rápidas, como lo son: hornos de arco, soldadoras eléctricas, arranque de motores; etc. Estas fluctuaciones pueden afectar el funcionamiento de equipos sensibles, como lo son: sistemas digitales de control, electro medicina, PLC, instrumentación; etc.

2.1.7 Variaciones de frecuencia de suministro.

Se dice que existen variaciones de frecuencia en un sistema eléctrico de corriente alterna cuando se produce una alteración del equilibrio entre la carga y generación. La frecuencia del sistema está directamente relacionada con la velocidad de giro de los generadores, es decir, con el número de revoluciones por minutos de los mismos. Existen pequeñas variaciones en la frecuencia como consecuencia del balance dinámico entre la generación y la carga. Las variaciones de frecuencias que salen de los límites aceptables para el régimen casi estacionario del sistema eléctrico, pueden ser causadas por fallas en el sistema de transmisión cuando sale un gran bloque de carga, o cuando un grupo generador sale de servicio.

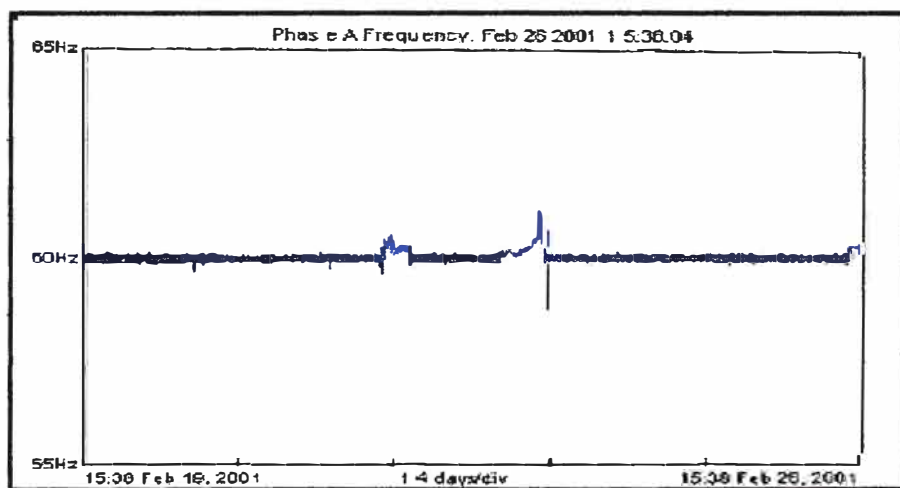


Fig. 2.21 Registro de variación de la frecuencia fundamental

2.2 Sistema de puesta a tierra

En este campo de puesta a tierra el sistema eléctrico se tiene que aplicar de acuerdo al CNE de utilización tomo V, para proteger la vida del ser humano, los animales y los equipos eléctricos en toda su magnitud, de ahí la importancia la puesta a tierra en las industrias, comercio y residencial, que debe garantizar la seguridad contra tensiones y corrientes que son peligrosos para el hombre por contactos fortuitos que puede suceder.

La tierra es el punto de potencial cero masa o energía mínima que mejor se adapta a los requisitos de las instalaciones eléctricas, siendo utilizada como tensión de referencia o tensión neutra.

Los principales motivos por los que se realiza una correcta puesta a tierra se sintetiza en:

- Limitar las tensiones de las partes metálicas de los equipos o máquinas a valores no Peligrosos para las personas.
- Asegurar en caso de avería del material utilizado la parte de la red averiada que sea separada de las fuentes de alimentación, eliminando los riesgos propios de la avería.
- Impedir la acumulación de cargas electrostáticas o inducidas en los equipos, máquinas o elementos metálicos que se hallen en zonas con riesgo de explosión.

Tabla Nº 2.2 Resumen de la caracterización de las perturbaciones Electromagnéticas

Categoría	Contenido Típico Espectral	Duración Típica	Magnitud Típica del Voltaje
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsos			
1.1.1 Nanosegundos	5 ns de elevación	<50 ns	
1.1.2 Microsegundos	1 μ s de elevación	50 ns - 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	0.1 ms de elevación	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Baja Frecuencia	< 5kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
1.2.2 Frecuencia Media	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 8 pu
1.2.3 Alta Frecuencia	0.5 - 5MHz	5 μ s	0 - 4 pu
2.0 Variaciones de Corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Sag		0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
2.1.2 Swell		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		0.5 ciclos - 3 seg	< 0.1 pu
2.2.2 Sag		30 ciclos - 3 seg	0.1 - 0.9 pu
2.2.3 Swell		30 ciclos - 3 seg	1.1 - 1.4 pu
2.3 Temporal			
2.3.1 Interrupción		3 seg - 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag		3 seg - 1 min	0.1 - 0.9 pu
2.3.3 Swell		3 seg - 1 min	1.1 - 1.2 pu
3.0 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción sostenida		> 1 min	0.0 pu
3.2 Bajo voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
3.3 Sobrevoltaje		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
4.0 Desbalance en voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
5.0 Distorsión de Forma de Onda			
5.1 Componente de directa		Estado Estable	0 - 0.1%
5.2 Contenido armónico	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20%
5.3 Interarmónicas	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
5.4 Muestras en el voltaje		Estado Estable	
5.5 Ruido	Banda amplia	Estado Estable	0 - 1%
6.0 Fluctuaciones de Voltaje	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7%
7.0 Variaciones en la Frecuencia		< 10 seg	

CAPITULO III

MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LA ENERGIA

3.1 Mejoramiento de la calidad de la energía

Las soluciones y los equipos que se tiene a disposición para el mejoramiento de la calidad de la energía son innumerables, pues se dispone desde dispositivos para la eliminación y mitigación de armónicos, flicker, Sags, Swell, Transitorios; En la Tabla se muestra un resumen en función de la perturbación y su solución:

Tabla N° 3.1 Resumen de soluciones ante perturbaciones

Mitigation devices	Sags	Interruptions	Swells	Transients	Over-voltage	Under-voltage	Harmonics	Notches	Voltage fluctuations
SA				✓					
BESS	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓
DSTATCOM				✓	✓	✓			✓
DSC						✓			✓
DUPS	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓
DVR	✓		✓	✓					✓
PFC					✓	✓	✓		
SMES	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓
SETC	✓		✓		✓	✓			
SSTS/MTS	✓	✓	✓						
SSCB		✓							
SVC	✓		✓		✓	✓			✓
TSC				✓		✓			
UPS	✓	✓	✓		✓	✓			
APF(TF)				✓			✓	✓	

APF(TF)	= Active power filter or tuned filter	SA	= Surge arrester
BESS	= Battery energy storage system	SMES	= Superconducting magnetic energy system
DSTATCOM	= Distribution static synchronous compensator	SETC	= Static electronic tap changer
DSC	= Distribution series capacitor	SSTS	= Solid-state transfer switch
DUPS	= Dynamic uninterruptible power supply	SSCB	= Solid-state circuit-breaker
DVR	= Dynamic voltage restorer	SVC	= Static VAR compensator
MTS	= Mechanical transfer switch	TSC	= Thyristor switched capacitor
PFC	= Power factor controller	UPS	= Uninterruptible power supply

A continuación se describen en detalle las soluciones más utilizadas:

3.1.1 Filtros armónicos

Para la mitigación de armónicos en la red eléctrica, será necesario equipar las instalaciones eléctricas con dispositivos de filtrado. Para este fin suelen utilizarse tres tipos de filtros, en función de la aplicación de la fuente de armónicos, estos tipos de filtros son:

- **Filtro pasivo**
- **Filtro activo**
- **Filtro híbrido.**

a) Filtro pasivo

Sus aplicaciones típicas son:

Sus características son restringidas (porque generalmente están sintonizadas a una sola frecuencia.

Tienen un menor costo el equipo y su mantenimiento comparado con los filtros activos

Pueden construirse utilizando condensadores de corrección del factor de potencia.

Tienen buen rendimiento energético (Pocas pérdidas), excepto en los filtros pasa banda u otros filtros complejos que incluyen resistencias.

➤ **Principales Conexiones**

➤ **Filtros serie (Baja impedancia)**

La inductancia debe diseñarse para la corriente de carga.

La inductancia y el condensador se deben aislar a la tensión de la red.

➤ **Filtros paralelos (Alta impedancia)**

Se pueden incorporar al filtro los condensadores para corregir el factor de potencia a frecuencia fundamental.

Pueden obtenerse arreglos para características múltiples de filtrado (Puede filtrar más de una frecuencia.

➤ **Factores a ser consideradas para la instalación de filtros pasivos**

Definir el punto donde se instalara el filtro. Puede ser en un punto común de acoplamiento o directamente en la carga contaminante.

Presencia de condensadores de corrección de factor de potencia.

Espectro armónico a considerar

Variación de las cargas contaminantes. Se debe establecer si el filtrado será fijo o deberá entrar por etapas en función del ciclo de carga

b) Filtro activo

Sus aplicaciones típicas son:

- Necesidad de reducción de la tasa de distorsión en corriente para evitar sobrecargas.
- Es necesario protegerlos contra sobretensiones en la red.
- Requiere mantenimiento especial.

El filtro activo re-inyecta en oposición de fase los armónicos presentes en la alimentación de la carga, de tal forma que la corriente de línea sea sinodal.

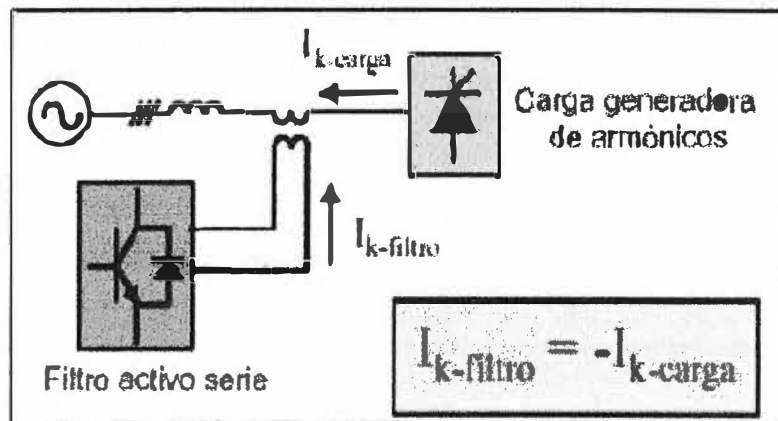


Fig. 3.1 Esquema genérico de un filtro activo

c) Filtro híbrido

Las aplicaciones para este filtro son las siguientes:

- Instalaciones con compensación de energía reactiva
- Necesidad de reducción de tasas de distorsión de tensión para evitar perturbaciones en receptores sensibles.
- Necesidad de reducir las tasas de distorsión de corriente para evitar sobrecargas.
- Aplicaciones para satisfacer los límites normalizados de emisión armónica.

3.1.2 Criterios y guía de elección del filtro

Para la selección del tipo de filtro indicaremos lo que nos permite cada uno de estos, para luego según su aplicación indicar el más adecuado. El filtro pasivo permite a la vez:

- La compensación de energía reactiva.
- Una gran capacidad de filtrado de corriente.

La instalación donde esté instalado el filtro debe presentar una estabilidad suficiente, con pocas fluctuaciones de carga. Si la potencia reactiva suministrada es importante, es aconsejable desconectar el filtro pasivo durante los períodos de escasa carga. El estudio de conexionado de un filtro debe tener en cuenta la eventual presencia de una batería de compensación, pudiendo acarrear su inhabilitación. El filtro activo permite el filtrado de los armónicos en una amplia banda de frecuencias. Ellos se adaptan a cualquier carga. Sin embargo, su potencia armónica es limitada. El filtro híbrido reúne el conjunto de posibilidades de los filtros pasivos y activos. Con estos criterios indicados podemos promulgar una guía de elección del filtro, en función de la aplicación requerida, para esto mostramos la siguiente Tabla de selección.

Tabla N° 3.2 Selección de filtros

Tipo de aplicación	Filtro pasivo	Filtro activo	Filtro híbrido
Edificio terciario (informática, climatización, alumbrado, ascensores)	■	■ ■ ■	■ ■
Industria papel, cartón, plástico (transporte, enrollado, desenrollado)	■ ■ ■	■	■ ■
Industrias tratamiento agua (bombeo, soldadura)	■ ■	■ ■ ■	■ ■ ■
Manutención (elevación, grúas)	■ ■	■	■ ■ ■

Leyenda:

- ■ ■ Totalmente adaptado
- ■ Totalmente adaptado técnicamente pero económicamente no optimizado
- Solución satisfactoria

a) Control de Flicker

Existen varias formas de controlar las fluctuaciones rápidas de tensión (Flicker) algunas de ellas son:

• Modificación de la carga perturbadora

Las fluctuaciones rápidas de tensión se pueden atenuar modificando el ciclo de trabajo de la carga perturbadora; el ritmo de soldadura en las soldadoras, la rapidez de llenado de los hornos de arco, el modo de arranque de un motor cuando es directo y frecuente puede ser llevado a un tipo de arranque que disminuya la sobre intensidad.

b) Control de Sags, Swell y Transitorios.

Una solución común a este problema (Sags) es alimentar a los controladores electrónicos con un transformador de tensión constante u otro dispositivo de mitigación, para proporcionar la señal adecuada al controlador durante una caída de tensión. En general los dispositivos electrónicos que cuentan con una batería de respaldo no deben ser afectados por las reducciones de tensión de corta duración.

➤ El ESP (Electronic Sag Protector).

Este equipo está diseñado con el propósito de corregir las distorsiones de voltaje que afectan las cargas sensitivas contra voltajes Sags. Este corrector de Sags permite:

- Corrección de sags de voltaje del 50% para 2 segundos acumulativos cada 60 segundos.
- Superar una interrupción momentánea para 3 ciclos (50 ms) para el normalizado.
- Se conecta en un 87% del nominal y mantiene la salida mayor al 90% del voltaje
- Respuesta rápida subciclo (≤ 2 ms)

- Capacidad de sobrecarga para manejar cargas in-rush
- Alta eficiencia (> 99%)
- Bypass opcional electromecánico (manual o automático)
- No requiere de baterías
- Transmisión automática de la unidad para responder a los sags de voltaje
- Cuando ocurre un evento los circuitos inversores se encienden.

c) Compensadores de energía reactiva y factor de potencia.

Ciertos receptores necesitan campos magnéticos para su funcionamiento (motores y transformadores) y consumen otro tipo de energía denominada energía reactiva. El motivo es que este tipo de cargas (denominadas inductivas) absorben energía de la red durante la creación de los campos magnéticos que necesitan para su funcionamiento.

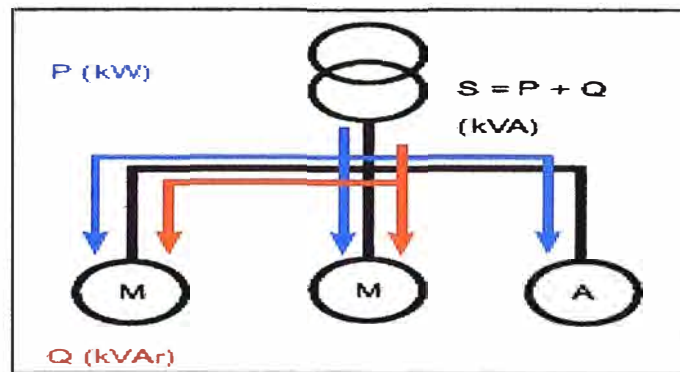


Fig. 3.2 Distribución de potencias

A medida que se mejora el $\cos \phi$ de una instalación, indirectamente aumenta la potencia útil que se dispone de una instalación. El $\cos \phi$ indica la relación entre la potencia activa y la potencia aparente de una instalación (kVA máximos a consumir en una instalación), en otras palabras el $\cos \phi$ nos indicará el "rendimiento eléctrico" de esta instalación.

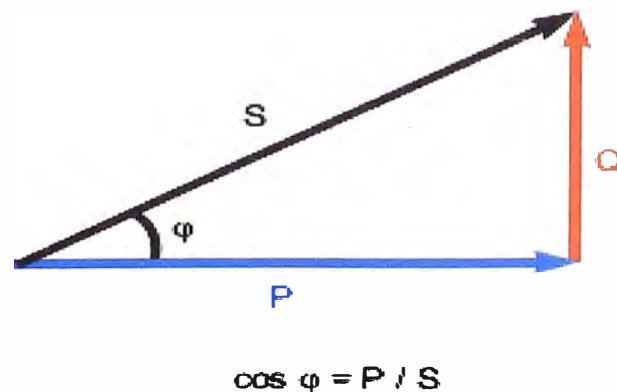


Fig. 3.3 Triangulo de potencias

Entonces para corregir las variaciones de $\cos \varphi$ debidas a incrementos en la demanda de potencia reactiva, se utilizan compensadores de energía reactiva, o mejoradores de $\cos \varphi$, los mismos que están destinados a compensar los incrementos de la demanda de potencia reactiva de tal manera que el $\cos \varphi$ se mantenga en un valor prefijado.

La razón principal de mantener el $\cos \varphi$ y la energía reactiva controlada radica en el hecho de que las compañías eléctricas penalizan el consumo de este tipo de energía, esto con el fin de incentivar su corrección, y analizando el factor económico resulta más rentable para el usuario de la empresa suministradora de energía eléctrica, mejorar el $\cos \varphi$, que tener que pagar una multa mensual por consumo de energía reactiva.

La instalación de condensadores reduce el consumo de energía reactiva entre la fuente y los receptores por este motivo se recomienda la instalación de condensadores en la instalación; los mismos que al ser instalados en la parte de baja de un transformador MT/BT aumentan la potencia disponible en el secundario de este transformador.

Entre las mejoras en una instalación al instalarle condensadores está el mejoramiento de su $\cos \varphi$, además de la reducción de pérdidas por efecto Joule (calentamiento) en los conductores y transformadores.

Según la siguiente formula se puede determinar la disminución de pérdidas en función del $\cos \varphi$ de la instalación.

$$\frac{\text{Pérdidas finales}}{\text{Pérdidas iniciales}} = \left(\frac{\text{Cos } \varphi \text{ inicial}}{\text{Cos } \varphi \text{ final}} \right)^2 \quad (3.1)$$

Los condensadores se pueden instalar en 3 diferentes niveles:

Ya se ha comentado que la conexión de condensadores mejoran el $\cos \varphi$ y disminuyen el consumo de energía reactiva de la red de la empresa suministradora de energía eléctrica, y por tanto la sanción económica por este hecho se cancelara, ahora conoceremos las tecnologías ya sean automáticas o manuales disponibles en el mercado.

- Condensadores Varplus
- Baterías automáticas

➤ **Condensadores Varplus**

Los condensadores Varplus M cubren una extensa gama de tensiones (230V a 690V) y de potencias a partir de un reducido número de referencias. Su diseño modular permite el ensamblaje de distintos elementos para conformar potencias superiores.

La tecnología empleada en su fabricación es:

- La utilización de polipropileno metalizado evita la necesidad de cualquier impregnante,

proporcionando la ventaja del auto cicatrización.

- El sistema de protección HQ, que integra cada elemento monofásico, avala la seguridad en su utilización al proteger frente a los dos tipos de defectos que se pueden dar en el fin de vida de los condensadores:
- La protección contra los defectos de elevada intensidad se realiza por un fusible interno de alto poder de corte.

La envolvente plástica de los condensadores Varplus M posee doble aislamiento eléctrico y ofrece unas excelentes propiedades mecánicas y una máxima autoextinguibilidad.

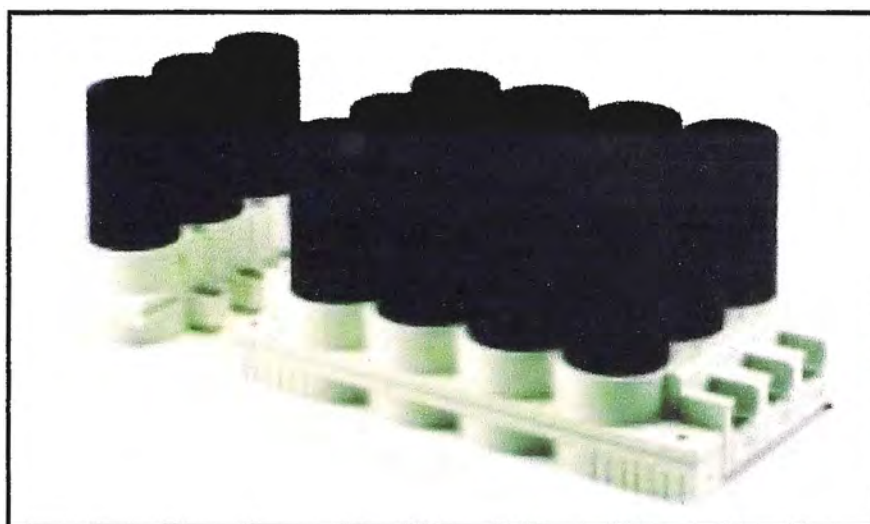


Fig. 3.4 Banco de condensadores

➤ **Baterías automáticas.-**

Las baterías automáticas permiten adaptarse a las variaciones de la demanda de reactiva en función de la programación realizada en el regulador. Están formadas por:

- Condensadores Varplus M1 / M4.
- Contactores específicos para el mando de condensadores.
- Regulador de reactiva Varlogic R6 o R12.
- Fusibles de protección.
- La gama se estructura en tres modelos:
 - Estándar: para su instalación en redes no polucionadas por armónicos.
 - Clase "H": para redes débilmente polucionadas.
 - Equipos SAH para redes muy polucionadas
- Todas las baterías Rectimat 2 están ensayadas en fábrica de forma automática, y en el siguiente orden:
 - Estándar, clase "H": IP31 y clase SAH.

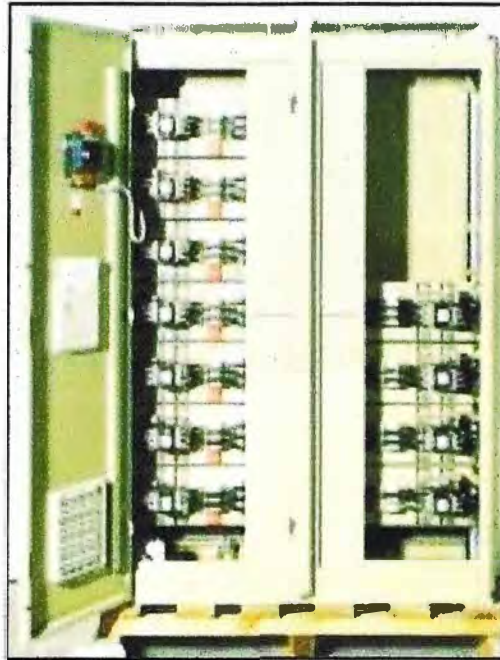


Fig. 3.5 Baterías automáticas

d) Control de transitorios con Supresores.

La electricidad en la actualidad es el fluido que hace que el mundo moderna avance, tanto así que en la industria, el comercio y/o hogar los elementos que permiten que este mundo siga su ritmo de manera acelerada son los equipos electrónicos, y el incremento en los niveles de calidad del suministro eléctrico que requieren para tener el desempeño eficiente a pesar de la presencia de disturbios eléctricos es muy alto.

Un tipo de fenómeno que afecta la calidad de la energía son los transitorios, estos son el resultado natural de cualquier actividad eléctrica y siempre están presentes en los sistemas eléctricos. Podemos decir que un transitorio es un variación en la forma de onda de la tensión eléctrica con una medida de por lo menos dos veces el voltaje RMS de la señal y una duración estimada desde uno hasta algunos cientos de microsegundos. Los transitorios no deben ser confundidos con los aumentos de tensión o los sobrevoltaje.

Se estima que el 63% de los transitorios de tensión son ocasionados por eventos internos de las instalaciones eléctricas como: arranque y paro de motores, cambios dinámicos de carga en máquinas de producción, tableros eléctricos con interruptores encendiendo y apagando, etc. Los 37% restantes de los transitorios encontrados en una instalación eléctrica son originados por efectos externos a la instalación.

Estos transitorios son causados por eventos como: el switcheo propio de la operación de la compañía suministradora, apagones, switcheo de bancos de capacitares, accidentes eléctricos, etc.

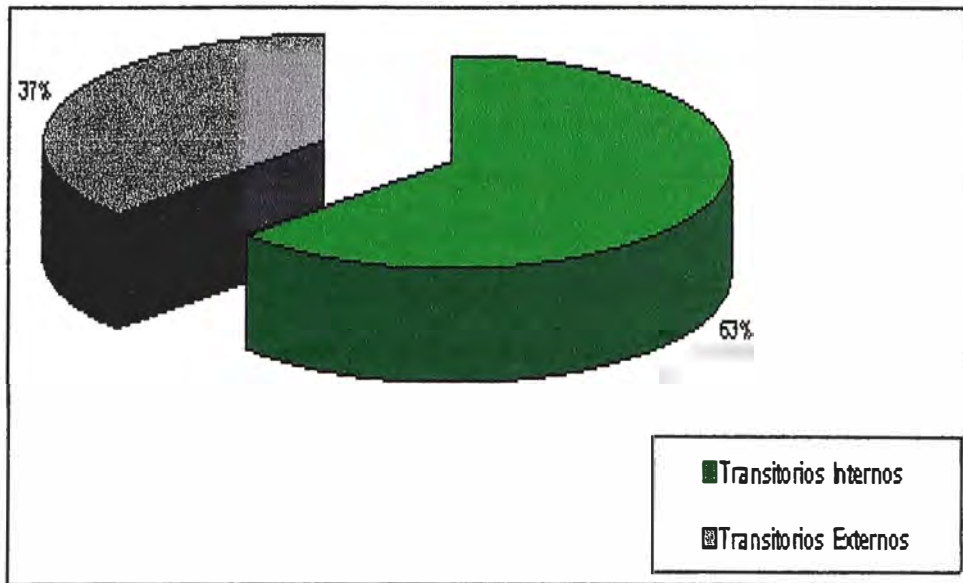


Fig. 3.6 Transitorios internos y externos

Los tres tipos principales de daños causados por los transitorios incluyen:

- Daños destructivos: incidentes en los cuales el equipo es destruido total o parcialmente.
- Daños disipantes: daños de larga duración y equipos electrónicos ocasionados por una baja calidad de la energía. (Menos visibles)
- Daños disruptivos: Interrupciones a procesos industriales, incluyendo tiempo fuera de la producción y/o pérdida de datos (algo visible).

Los dispositivos que están especializados en la protección contra transitorios son los TVSS (Supresor de voltajes transitorios, por sus siglas en inglés), los TVSS son los medios de protección contra transitorios de tensión más efectivos actualmente. Son instalados del lado de la carga del interruptor de desconexión principal para proteger equipos electrónicos sensibles y requieren de una protección externa contra sobrecorriente. Los objetivos de diseño de los parecen ser bastante obvios: limitar tanto como sea posible el voltaje y manejar más corriente de la que se espera.

Un equipo supresor de transitorios se requiere cuando se presentan las siguientes condiciones:

- Instalación eléctrica en zonas de alto nivel Isocerámico. (Zonas geográficas con recurrencia de Tormentas Eléctricas).
- Equipos en constante conmutación de Apertura-Cierre.
- Proliferación de Cargas no lineales: UPS, PC, balastos, conmutadores, copadoras.
- Equipos de Alta velocidad de procesamiento: Servidores, Procesador de computadores, PLC's.

- Equipos de Comunicación: Routers, enlace satelital, etc.
- Equipos sin respaldo de energía Ininterrumpible

Entre los dispositivos de protección contra transitorios tenemos a:

➤ **Surgellogic (Square D):**

Estos equipos están contruidos para minimizar el riesgo de transitorios tanto internos como externos y para proporcionar un desempeño seguro y confiable.

Cuando se coloca un dispositivo de protección contra transitorios en un sistema eléctrico, se deben considerar los siguientes parámetros:

- Corriente de supresión
- Voltaje nominal
- Construcción
- Diagnósticos
- Opciones

La oferta de TVSS Surgellogic de Square D proporciona diferentes productos que cubren una gama de capacidades que van desde los 36 kA hasta los 420 kA a diferentes voltajes de operación, para montaje externo en gabinete anexo o para montaje interno dentro de un tablero existente.

También pueden contar con un sistema de monitoreo en (contador) el que usuario podrá verificar el número de transitorios que se han presentado hasta esa fecha y que se han eliminado por el TVSS.

➤ **Aplicaciones de surgellogic**

Los efectos causados por una descarga atmosférica y los transitorios internos son bien conocidos, la falla de un equipo electrónico en una zona de alto nivel isocerámico puede ser fácilmente atribuido a la descarga atmosférica.

Transitorios de menor magnitud pero más frecuentes son producidos dentro de la instalación por equipos en continuo arranque y paro.

Estos fenómenos pueden afectar procesos automatizados o hacer que las cargas finales muestren fallas de funcionamiento, programación o pérdida de memoria.

Los transitorios pueden entrar por varias partes, La mayor protección debe ser suministrada en la acometida, un segundo nivel de protección debe ubicarse en tableros subgenerales y puntos clave como áreas de contabilidad, laboratorios, cuartos de cómputo.

Protección adicional debe ser suministrada a equipos altamente sensibles y esenciales para la institución.

Tabla N° 3.3 Aplicaciones de supresores

Nivel de Exposición	Capacidad de supresión	Ambiente	Equipos SURGELOGIC
Alto	480kA y 320kA	- Acometidas de gran potencia. Zonas de alto poder isocerámico. Vecinos de zonas industriales Industria en ambientes rurales	EMA QD Logic I-Line
Alto a Medio	240kA y 160kA	- Zonas de bajo nivel isocerámico. Acometida a tableros panel y auto soportados. Compañías de tamaño mediano	EMA, EBA, I-Line NQOD / NF / CCM Electroducto QD Logic
Medio	160kA	-Tableros subgenerales Alimentadores sin protección en la acometida. Cargas de potencia en la red	QD Logic / EMA, HWA, I-Line NQOD / NF / CCM Electroducto
Medio a Bajo	160kA y 120kA	-Cuartos de computo y procesamiento Circuitos derivados sin protección aguas arriba. -Equipos robotizados y de control numérico.	QD Logic / EMA, EBA, I-Line NQOD / NF / CCM Electroducto
Bajo	20kA y 40kA	Circuitos derivados para cargas finales. Cargas finales muy sensibles. Uso Residencial, Casa Habitación	EBA, HWA, LC SDSA, QO SDSB1175C

➤ Tablero Auto soportado

Supresor instalado dentro del Tablero tipo QD Logic, para Acometida o Subestación. 120kA, 160kA, 240kA, 320kA y 480kA de supresión por fase.

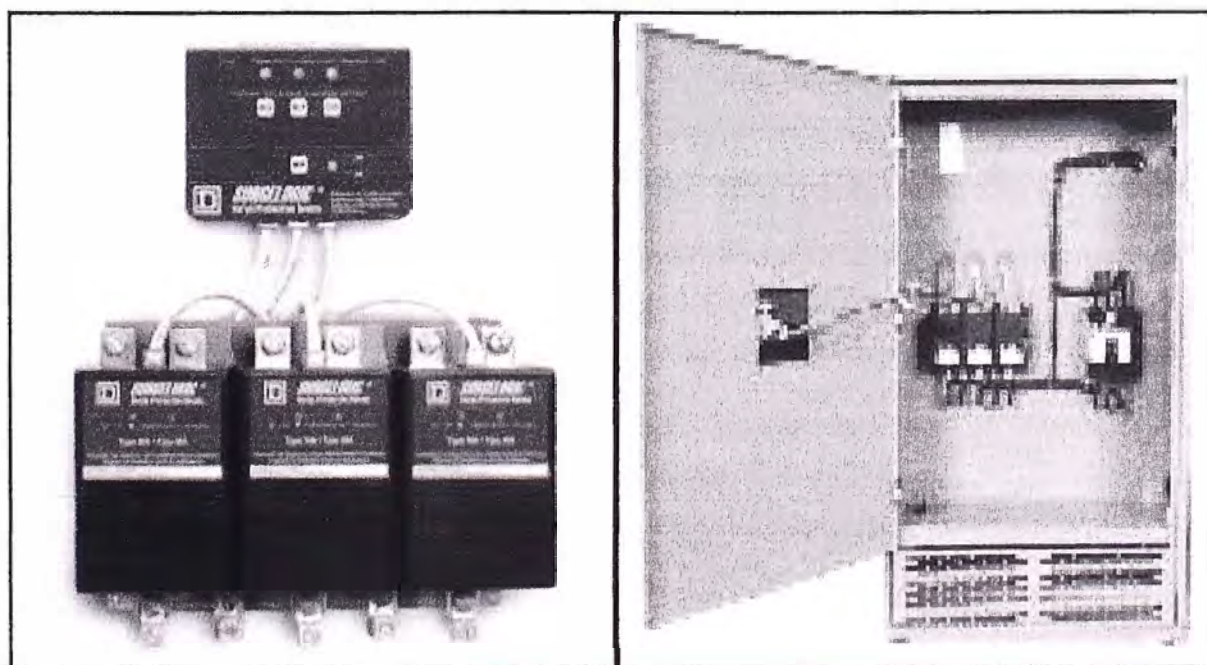


Fig. 3.7 Instalación de supresores en tableros

CAPITULO IV

APLICACIÓN DEL ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA EN UNA EMPRESA MINERA

4.1 Introducción

Compañía Minera Poderosa (PODEROSA), desarrolla sus actividades de exploración y explotación minera en la localidad de Vijus, distrito y provincia de Pataz, a 340 km al noroeste de la ciudad de Trujillo, en la región de La Libertad, Perú. Debido al crecimiento en su producción, se hace evidente la necesidad de implementar soluciones a corto plazo para los problemas que se derivan de las ampliaciones de carga en su sistema eléctrico, parte de ello comprende el estudio de la calidad de la energía, con lo cual se permitirá mantener o mejorar los perfiles de tensión actuales que se presentan en sus instalaciones.

El presente informe muestra la metodología y los resultados del análisis realizado para el análisis de calidad de la energía en el sistema eléctrico de PODEROSA.

4.2 Objetivo

Analizar y dar la mejor alternativa de solución para las instalaciones eléctricas de Poderosa; Asimismo que permita el incremento de carga que proyecta la minera.

4.3 Alcances

El presente estudio presenta el análisis del estudio de la calidad de energía considerando diferentes escenarios, obteniéndose como resultados la mejor alternativa desde el punto de vista de perfil de tensiones, pérdidas de potencia y energía, por el incremento de carga por cada alternativa.

- a.- Evaluación de los registros tomados en las subestaciones de la Minera, para el modelamiento del sistema.
- b.- Desarrollo de Flujo de potencia para los diferentes casos analizados.
- c.- Cálculo de compensación reactiva asociada al incremento de carga.
- d.- Análisis de cortocircuito.
- e.- Análisis de armónicos.

4.4 Descripción de las instalaciones eléctricas existentes

4.4.1 Características Topológicas de las Instalaciones

PODEROSA, cuenta con un suministro de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en el nivel de 60 kV de la subestación Cajabamba, propiedad de Hidrandina, además de ello cuenta con generación propia; con grupos hidráulicos que normalmente operan las 24 horas y grupos térmicos que operan para cubrir la Hora Punta y ante alguna contingencia, como problemas en los perfiles de tensión o problemas derivados del suministro de potencia desde el SEIN.

Desde la subestación Cajabamba, se conecta una línea de transmisión de 50,7 Km de longitud hasta la subestación LPC de 60/25 kV y 7 MVA.

El sistema de transmisión principal cuenta con redes de 25 kV, las cuales se conectan con cuatro subestaciones principales de distribución:

Subestación Vijus, Subestación 2190, Subestación Choloque y Subestación Santa María

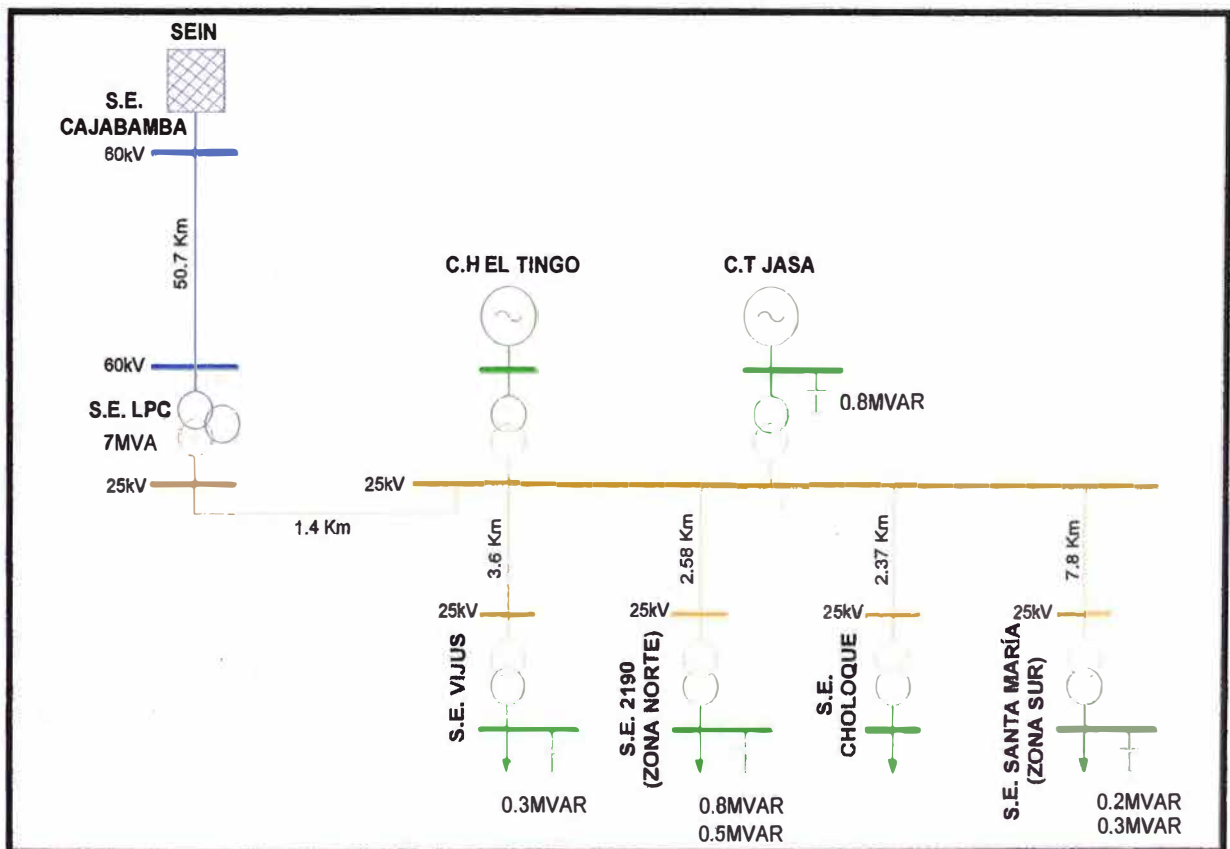


Fig. 4.1 Diagrama unifilar simplificado

Además de la regulación de tensión realizada por el transformador principal de LPC, y del aporte de reactivos propios de los generadores, se encuentran instalados bancos de capacitores, que permiten un adecuado perfil de tensiones en sus instalaciones.

La capacidad y ubicación de los bancos de capacitores, se detalla en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.1 Bancos de condensadores existentes

Ubicación Subestación	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)
S.E. Vijus	0.46	0.300
S.E. 2190	0.46	0.525
	0.46	0.800
S.E. Sta. María	0.46	0.300
	0.46	0.200
S.E. Térmica	0.46	0.800
TOTAL		2.925

4.4.2 Características Operativas de las Instalaciones

Con referencia al despacho de los generadores, se aprecia que los generadores térmicos normalmente operan para cubrir la hora punta del sistema y ante cualquier contingencia o evento que se presente, como por ejemplo un exceso de consumo de potencia del SEIN o problemas de caídas de tensión en el sistema. Se tiene una inyección promedio de potencia de 2000 kW. La generación hidráulica normalmente opera las 24 horas del día y entrega al sistema una potencia promedio de 900 kW.

Con referencia a los consumos de potencia del SEIN, se observa que el consumo máximo desde el Sistema Interconectado (SEIN) es de aproximadamente 4,2 MW. Lo mencionado puede verificarse en la siguiente figura:

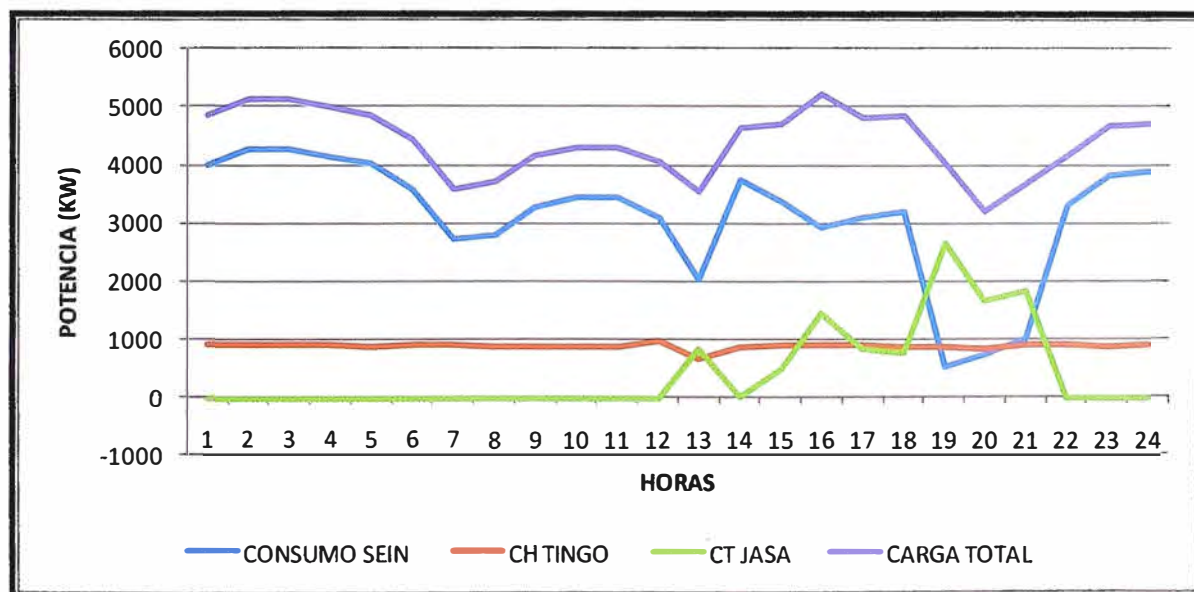


Fig. 4.2 Curva de despacho de generadores y consumo de potencia (03/08/2010)

Dentro de las instalaciones se distinguen 4 subestaciones principales de distribución de energía, cada una de ellas alimentadas con líneas de transmisión que nacen de la Barra Principal de 25 kV. Se puede apreciar en la siguiente figura el diagrama de carga:

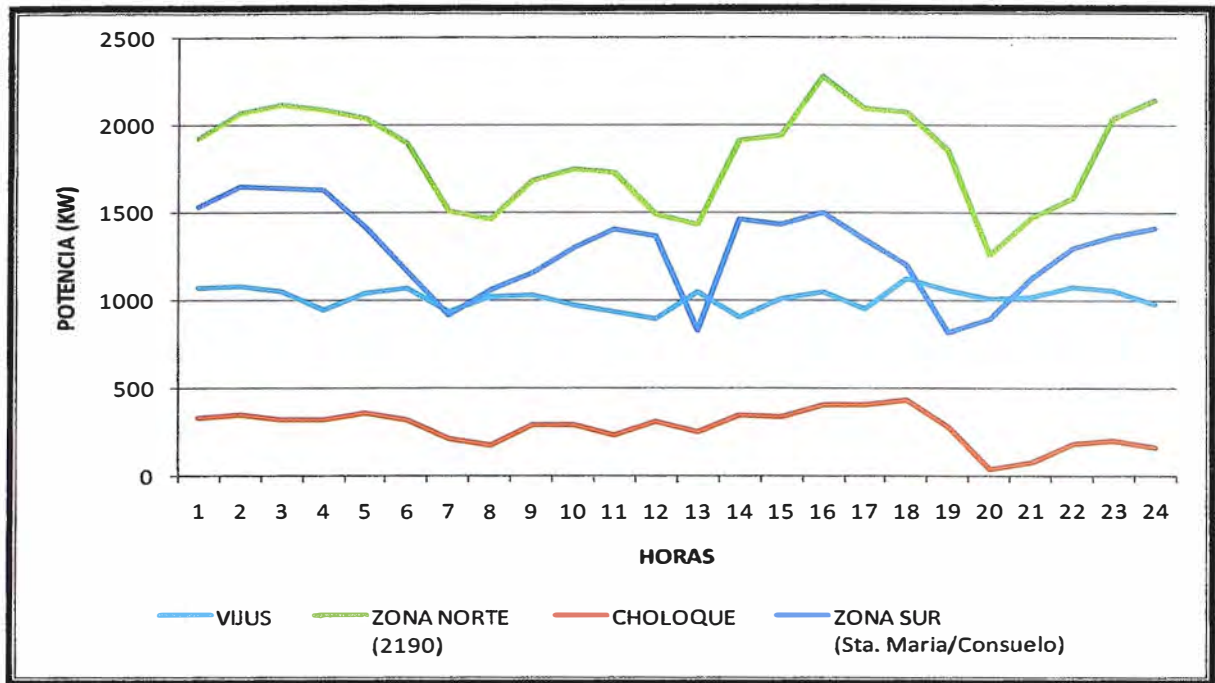


Fig. 4.3 Diagrama de carga de las subestaciones de distribución (03/08/2010)

4.5 Metodología, criterios y premisas de estudio.

4.5.1 Software y Datos Utilizados del Sistema Eléctrico

El software utilizado para las simulaciones es el Digsilent Power Factory versión 14.0.520. El archivo fuente corresponde al publicado por el COES para la realización de estudios de Pre-operatividad y Operatividad, en el cual se encuentran modeladas las instalaciones de generación y transmisión presentes en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. A partir de este archivo se realiza el modelamiento de las redes eléctricas, para lo cual se hace uso de información proporcionada por PODEROSA.

4.5.2 Método de Análisis

➤ Representación de la Operación Actual del Sistema Eléctrico

De acuerdo a los registros de mediciones obtenidos en campo, se definen los escenarios más representativos de la operación del sistema eléctrico en estudio, para luego ser representados mediante el software de flujo de potencia.

➤ Proyectos de Importancia en la Zona en Estudio

Una vez modelado y validado el sistema eléctrico, se analiza el comportamiento eléctrico del sistema ante los incrementos de carga de proyectos que afecten directamente a la operación de la zona en estudio. En particular se analiza el efecto de la conexión al sistema de las instalaciones de Minasampa, verificándose si esta, perjudica las operaciones actuales de PODEROSA

4.5.3 Desarrollo de Alternativas de Compensación Reactiva en el Sistema.

De las simulaciones realizadas, se determina la red base de análisis, luego se realizan las simulaciones de flujo de potencia considerando el incremento de carga y asociado a este incremento, se proponen alternativas de solución de compensación reactiva en el sistema eléctrico, verificando los resultados para los distintos escenarios propuestos. La solución debe mantener o mejorar la operación actual del sistema eléctrico en estudio.

4.5.4 Comparación de Alternativas de Compensación Reactiva en el Sistema.

Finalmente se realiza la comparación técnica de las alternativas realizadas.

4.5.5. Criterios y Premisas para el Desarrollo de Flujo de Potencia

Para el desarrollo del flujo de potencia, se ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

Referentes a la Operación del Sistema

- Los valores de potencia en cargas, despacho de generadores y aporte del SEIN, se han tomado de registros de medidores, lo que forma parte de la información proporcionada por PODEROSA.
- Se considera para el análisis, a falta de información, un modelo de red reducida de las instalaciones de Poderosa, el cual muestra en detalle las redes de transmisión en 25 kV, los grupos hidráulicos, grupos térmicos y las principales subestaciones de distribución.
- Se ha considerado como escenario base de análisis del sistema eléctrico interconectado, las condiciones operativas correspondientes a Estiaje en Máxima Demanda del año 2011.
- Se considera que el transformador de potencia de la subestación LPC regula la tensión a 1.00 p.u. en la barra de 25 kV que alimenta a las instalaciones de.

Referentes a la Demanda del Sistema

- Para la representación de las condiciones actuales de operación, se ha seleccionado como escenario base, la operación del sistema en el día con el mayor registro de consumo de potencia. De acuerdo a los registros medidos en campo, se observa que el día de mayor consumo de la mina ocurrió el día 3 de Agosto del 2010, día en que el consumo total de las cargas de alcanzó los 5.1 MW
- De acuerdo a estos datos, y considerando un incremento de aproximadamente 1,6 MW, se han seleccionado los valores de carga que serán utilizados en el presente informe y se describen en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.2 Cargas actuales y futuras

CARGAS	COSFI	CARGA ACTUAL		CARGA FUTURA	
		HP	HFP	HP	HFP
Carga Choloque1	0.860	0.145	0.175	0.167	0.201
Carga Choloque2	0.860	0.145	0.175	0.167	0.201
Carga Estrella	0.780	0.008	0.010	0.010	0.012
Carga Vijus	0.770	0.870	1.048	1.000	1.205
Carga Zona Norte1	0.790	0.100	0.120	0.115	0.138
Carga Zona Norte2	0.790	1.079	1.300	1.241	1.495
Carga Zona Norte3	0.790	0.623	0.750	0.716	0.863
Carga Zona Sur1	0.760	0.083	0.100	0.095	0.115
Carga Zona Sur2	0.760	0.415	0.500	0.477	0.575
Carga Zona Sur3	0.760	0.083	0.100	0.095	0.115
Carga Zona Sur4	0.760	0.647	0.780	0.745	0.897
New Choloque	0.800	–	–	0.186	0.224
New Pique	0.800	–	–	0.540	0.650
TOTAL		4.198	5.058	5.553	6.690

- De acuerdo a la información proporcionada por PODEROSA, a corto plazo se tiene previsto la ampliación de las siguientes cargas; Nueva Subestación Pique 25/4,16 kV, que atenderá una demanda de 650 kW y una ampliación en la subestación Choloque de aproximadamente 220 kW. El incremento de demanda faltante ha sido repartido de manera proporcional en todas las cargas actuales, esto con el objetivo de obtener un incremento aproximado de 1,6 MW.
- La razón de asumir un incremento de 1,6 MW radica en que con este valor y con el despacho de potencia asumido de los generadores de, se logra consumir del SEIN aproximadamente 6 MW en hora fuera de punta, lo cual es una premisa de análisis propuesto por PODEROSA.
- Asimismo, para las condiciones de operación futura en hora punta, el objetivo es consumir del SEIN aproximadamente 4 MW.
- Los valores de cargas actuales de Huamachuco y cargas futuras de Minaspampa, fueron tomados del expediente de conforme a obra informe (Línea en 22,9 kV Huamachuco-Minaspampa; Ampliación de la S.E. Huamachuco), y se muestran a continuación.

Tabla N° 4.3 Cargas de Huamachuco y Minaspampa

ESTADO	CARGAS	HP	HFP
ACTUALES	Huamachuco	0.830	0.170
	Sarín	0.360	0.160
	Sangorán	0.120	0.050
FUTURA	Minaspampa	0.650	1.450

Referentes a la Operación de los Generadores

De acuerdo a los registros de medidores, se observa que la **operación normal** de los generadores, presentan las siguientes características:

En hora punta y en hora fuera punta operan los grupos hidráulicos. En hora punta operan los grupos hidráulicos y los grupos térmicos, en estas condiciones se tiene el aporte de energía reactiva que necesita el sistema para la regulación de la tensión. El despacho de los generadores está previsto, de tal manera que se consuma como máximo 4,2 MW del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Asimismo, se considera que los generadores controlan la tensión de su barra de conexión al 1,00 p.u.. Bajo estas consideraciones y tomando como referencia los registros tomados en campo, en la siguiente tabla muestra el despacho para los generadores presentes, se mantendrán para los escenarios que representen las condiciones actuales de operación.

Tabla N° 4.4 Despacho de generadores para las condiciones actuales de operación

TIPO DE CENTRAL	CÓDIGO	DESPACHO	
		Hora Punta (MW)	Hora Fuera de Punta (MW)
TÉRMICO	CM_CAT3516	0.90	0.00
	CM_CAT C 27	0.50	0.00
	CM EMD	0.60	0.00
	CM WHITE	0.00	0.00
	CM_CAT3412 2	0.00	0.00
	CM_CAT3412 3	0.00	0.00
HIDRÁULICO	CM_ESHER	0.90	0.90
	CM_VOITH	0.00	0.00
TOTAL		2.90	0.90

Para los escenarios que representen las condiciones futuras de operación (con incremento de carga), se ha considerado el siguiente despacho de los generadores. Al respecto, se debe mencionar que el despacho mínimo de generación térmica en Hora Punta, obedece a la premisa de conseguir un suministro de potencia desde el SEIN de 4 MW para las condiciones de operación en Hora Punta.

Tabla N° 4.5 Despacho de generadores para condiciones futuras de operación

TIPO DE CENTRAL	CÓDIGO	DESPACHO	
		Hora Punta (MW)	Hora Fuera de Punta (MW)
TÉRMICO	CM_CAT3516	0.80	0.00
	CM CAT C 27	0.00	0.00
	CM EMD	0.00	0.00
	CM WHITE	0.00	0.00
	CM_CAT3412 2	0.00	0.00
	CM_CAT3412 3	0.00	0.00
HIDRÁULICO	CM_ESHER	0.90	0.90
	CM_VOITH	0.00	0.00
TOTAL		1.70	0.90

4.6 Ubicación de equipos de medición

Se ha realizado mediciones en distintos puntos del sistema eléctrico, para la evaluación de los niveles de tensión, porcentaje de armónicos, potencias activas y reactivas.

4.6.1 Ubicación de Analizadores de Redes

Es poder obtener la data necesaria de los parámetros eléctricos para verificar el comportamiento adecuado en operación de la planta. Estos analizadores deben permitir obtener la siguiente información:

Tensión (kV, V).

Corriente (KA, A).

Potencia Activa (MW, KW)

Potencia Reactiva (MVAR, KVAR).

Lecturas de distorsión de Armónicas por Tensión (THDv%) y por corriente (THDi%)

Distorsión de Armónicas por armónica (HDn%; n: orden de Armónico).

Durante los trabajos de campo se han realizado mediciones de factor de potencia, potencia activa, potencia capacitiva, potencia inductiva, tensión y THD. El Punto M, indica las mediciones:

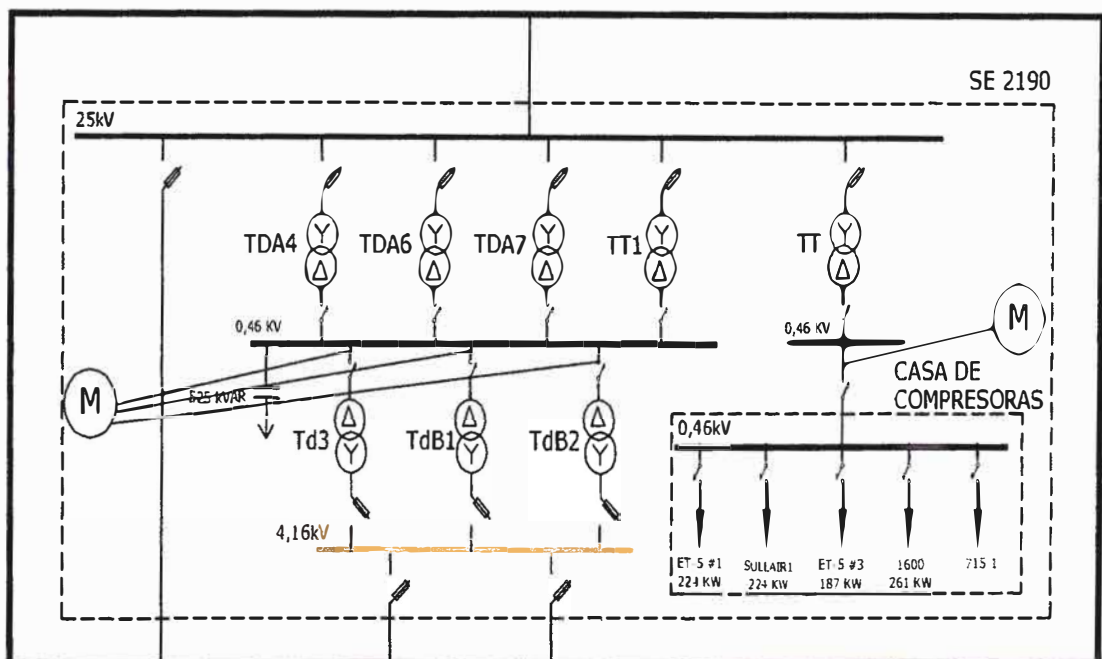


Fig. 4.4 Puntos de medición en subestación 2190

4.7 Análisis del sistema eléctrico

4.7.1 Escenarios de Análisis

A continuación se describen los escenarios analizados en el presente informe:

a) Escenarios Base de Análisis:

➤ **Escenario 1: Condiciones actuales de operación.**

Se reproduce la operación actual en Minera Poderosa, utilizando para ello los registros de mediciones y datos tomados en campo.

➤ **Escenario 2: Operación del Sistema con conexión de Minaspampa.**

Este escenario considera el ingreso del proyecto Minaspampa. El objetivo de este análisis es verificar el grado de afectación al sistema eléctrico y en especial a las instalaciones de CMPSA, al conectar las cargas de Minaspampa.

➤ **Escenario 3: Incremento de carga sin solución de compensación reactiva.**

Una vez seleccionada la red base para el análisis, se procede a elaborar un escenario considerando el incremento de carga. Esta simulación no considera aún, ninguna solución de compensación reactiva al sistema, pero muestra los mecanismos operativos que se necesitan en la red para afrontar el incremento de carga.

De los escenarios 1 y 2 se determinará la **red base de análisis**, que fijará las condiciones operativas que se debe conseguir luego de realizado el incremento de carga en la mina y de la compensación reactiva asociada a esta. El esquema simplificado de los escenarios a analizar en esta primera etapa, se muestra en la siguiente figura:



Fig. 4.5 Esquema simplificado de escenarios

4.7.2 Desarrollo de Alternativas de Compensación Reactiva:

Tomando como punto de comparación la red base de análisis, la cual ha sido establecida de simulaciones previas, se procede a desarrollar las alternativas de compensación reactiva asociada al incremento de carga, las cuales se describen a continuación:

a) Alternativa 1: Compensación a nivel de 25 kV.

Esta alternativa considera compensación concentrada al nivel de 25 kV, específicamente a la salida del transformador de la subestación LPC.

b) Alternativa 2: Compensación a nivel de 4,16 kV.

Esta alternativa considera compensación distribuida al nivel de 4,16 kV, ubicada a la salida de las subestaciones principales de distribución.

c) Alternativa 3: Compensación a nivel de 0,46 kV.

Esta alternativa considera compensación distribuida al nivel de 0,46 kV, ubicada en las subestaciones principales de distribución.

Todos los casos analizados se han desarrollado en condiciones de operación en Hora Punta y Hora Fuera de Punta, debido a que estas condiciones presentan características operativas diferentes en el sistema eléctrico en estudio.

4.7.3 Sensibilidad: Alternativas de Compensación Reactiva con banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba:

Las alternativas de compensación reactiva descritas, serán desarrolladas para la sensibilidad de contar con compensación de 2 MVAR en la barra de 10 kV de la subestación Cajabamba, debido a la posibilidad que se ejecute este proyecto de Hidrandina.

En el esquema simplificado se muestran los escenarios analizados:

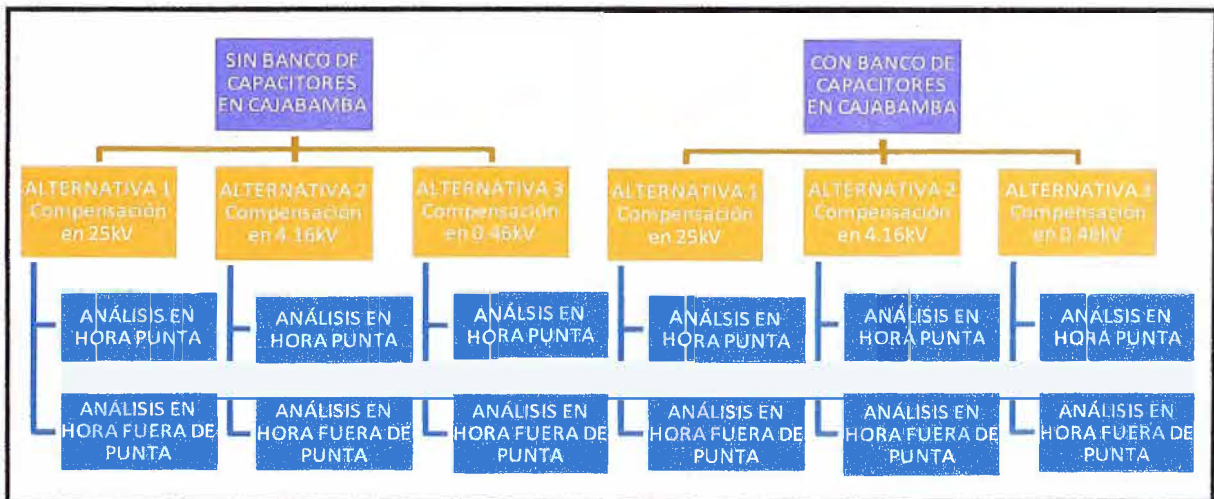


Fig. 4.6 Esquema simplificado de escenarios para alternativas de compensación

a) Escenarios Base de Análisis de Flujo de Potencia

A continuación se describen los resultados de flujo de potencia para los escenarios analizados.

➤ **Escenario 1: Condiciones Actuales de Operación.**

La representación de las condiciones actuales de operación se desarrolló de acuerdo a la información proporcionada de mediciones tomadas en campo.

• **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en

la mina a nivel de cargas (4,2 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores.

- **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que aún en condiciones de máxima carga en la mina (5,1 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de flujo de potencia antes descritos.

Tabla N° 4.6 Perfiles de tensión en barras – Escenario 1

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
			kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	56.355	0.939	60.167	1.003
San Marcos	SMARCO60	60	54.524	0.909	58.580	0.976
Cajabamba	CAJAB60	60	53.513	0.892	57.426	0.957
LPC	60SELPC	60	52.935	0.882	55.834	0.931
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.739	0.990	24.691	0.988
Zona Norte	2190_25	25	24.728	0.989	24.668	0.987
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.816	0.993	24.789	0.992
Zona Sur	TORRE53	25	24.678	0.987	24.612	0.984

Tabla N° 4.7 Niveles de carga en líneas – Escenario 1

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
					MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	5.260	128.639	5.549	120.514
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	3.902	55.434	5.080	79.922
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SELPC	60	1.352	10.065	4.333	87.136
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SELPC	TORRE30_A	25	1.341	1.612	4.239	13.681
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	1.339	1.475	4.226	12.513
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	0.875	3.177	1.056	4.919
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	1.818	7.749	2.193	11.796
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.291	0.250	0.351	0.367
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.242	7.136	1.502	11.206
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.083	0.002	0.100	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.152	0.834	1.390	1.313
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.735	1.529	0.887	2.388
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.083	0.032	0.100	0.048
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.650	1.936	0.785	2.995

➤ Escenario 2: Operación con Incremento de carga en Minaspampa

La conexión al sistema de las instalaciones de Minaspampa es a través de una línea en 22,9 kV que se conecta a la subestación Huamachuco. Asociada a su carga, está prevista la instalación de un equipo de compensación reactiva tipo capacitivo de 0,6 MVAR por parte de Minaspampa. Los siguientes resultados describen la operación actual de las instalaciones, considerando la conexión de Minaspampa en el sistema.

• Análisis en Hora Punta

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (4,2 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores. A nivel de 60 kV se presentan bajos niveles de tensión, siendo el caso más crítico el de la barra de LPC que se encuentra a 53,15 kV.

• Análisis en Hora Fuera de Punta

Los resultados de flujo de potencia muestran que aún en condiciones de máxima carga en la mina (5,1 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores. A nivel de 60 kV se mantienen los bajos niveles de tensión, siendo el caso más crítico el de la barra de LPC que se encuentra a 55,59 kV. Para todos los casos no se presentan problemas de sobrecarga en líneas de transmisión. Los resultados muestran que debido a la conexión de Minaspampa y de su compensación reactiva de 0,6 MVAR no se aprecian cambios significativos en los perfiles de tensión de la zona, ni problemas relacionados a sobrecargas de líneas, las condiciones operativas de la zona en estudio, son muy similares al escenario 1 de análisis.

Tabla N° 4.8 Perfiles de tensión en barras – Escenario 2

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	Digsilent	kV	kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	56.839	0.947	60.162	1.003
San Marcos	SMARCO60	60	54.914	0.915	58.393	0.973
Cajabamba	CAJAB60	60	53.843	0.897	57.143	0.952
LPC	60SELPC	60	53.150	0.886	55.598	0.927
Vijus	VIJ PLAN25	25	24.784	0.991	24.611	0.984
Zona Norte	2190 25	25	24.773	0.991	24.587	0.983
Choloque	CHOLOQ 25	25	24.861	0.994	24.709	0.988
Zona Sur	TORRE53	25	24.723	0.989	24.531	0.981

Tabla N° 4.9 Niveles de carga en líneas – Escenario 2

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
	Digsilent	Busbar	Busbar	kV	MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	5.979	159.549	7.156	196.334
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	4.590	73.594	6.612	132.255
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SELPC	60	1.353	11.225	4.333	86.936
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SELPC	TORRE30_A	25	1.341	1.864	4.240	13.601
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	1.339	1.707	4.226	12.440
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VU_PLAN25	25	0.875	3.162	1.056	4.962
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	1.818	7.718	2.193	11.899
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.291	0.249	0.351	0.370
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.242	7.100	1.502	11.308
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.083	0.002	0.100	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.152	0.830	1.390	1.325
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.735	1.522	0.887	2.410
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.083	0.032	0.100	0.048
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.650	1.928	0.785	3.023

➤ **Escenario 3: Incremento de carga sin solución de compensación reactiva**

Debido al incremento de carga de 1,6 MW, se ha tenido que forzar la operación de grupos térmicos, para de esta manera, evitar caídas de tensión que se encuentren fuera de límites aceptables de operación. Los siguientes resultados describen la operación de las instalaciones de Mina Poderosa, considerando el incremento de carga.

• **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (5,6 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, sin embargo esto solo ha sido posible con la inyección extra de 1,4 MW de los generadores térmicos, además de colocar al máximo tap (-15) del transformador de la subestación LPC. A nivel de 60 kV se presentan bajos niveles de tensión, siendo el caso más crítico el de la barra de LPC que es de 50,69 kV.

• **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (6,7 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, sin embargo esto solo ha sido posible con la

inyección extra de 3,0 MW de los generadores térmicos, además de modificar la posición del tap (-10) del transformador de la subestación LPC. A nivel de 60 kV se mantienen los bajos niveles de tensión, siendo el caso más crítico el de la barra de LPC que se encuentra a 54,57 kV. En las siguientes tablas se muestran:

Tabla N° 4.10 Perfiles de tensión en barras – Escenario 3

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	Digsilent	kV	kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	55.359	0.923	59.788	0.996
San Marcos	SMARCO60	60	53.027	0.884	57.839	0.964
Cajabamba	CAJAB60	60	51.686	0.861	56.426	0.940
LPC	60SELPC	60	50.698	0.845	54.573	0.910
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.369	0.975	24.424	0.977
Zona Norte	2190_25	25	24.284	0.971	24.316	0.973
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.459	0.978	24.529	0.981
Zona Sur	TORRE53	25	24.281	0.971	24.319	0.973

Tabla N° 4.11 Niveles de carga en líneas – Escenario 3

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
	Digsilent	Busbar	Busbar	kV	MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	6.638	212.065	6.097	152.060
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	5.196	102.994	5.597	102.749
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SELPC	60	1.927	24.002	3.347	70.275
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SELPC	TORRE30_A	25	1.902	3.455	3.271	11.058
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	1.898	3.161	3.260	10.116
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	1.118	5.801	1.285	7.914
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	2.899	23.245	3.354	32.686
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.563	1.033	0.654	1.397
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.591	13.293	1.835	18.383
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.106	0.003	0.122	0.004
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.472	1.559	1.695	2.160
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.940	2.843	1.082	3.977
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.106	0.055	0.122	0.074
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.830	3.560	0.956	4.980

b) Desarrollo de Alternativas de Compensación Reactiva

A continuación se desarrollan las alternativas de compensación reactiva en las instalaciones, como ya ha sido mencionado, las soluciones proponen mantener las condiciones operativas fijadas en los escenarios base de análisis, sin considerar compensación reactiva de 2,0 MVAR en la SE Cajabamba.

Las alternativas serán evaluadas para las condiciones de operación más representativas del sistema eléctrico, esto es: escenarios en hora punta y hora fuera de punta.

➤ **Alternativa 1: Compensación al nivel de 25 kV**

Los resultados muestran que para mantener los perfiles de tensión dentro de límites aceptables de operación, es necesaria la instalación de compensación reactiva capacitiva total de 2,8 MVAR en las instalaciones eléctricas Poderosa, específicamente en barras de 25 kV de la subestación LPC. La distribución de los bancos de capacitores se describe en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.12 Disposición de bancos existentes y nuevos – Alternativa 1 – Sin banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba

SUBESTACIÓN	CARGAS	MW	BANCOS EXISTENTES (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Punta (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Fuera de Punta (MVAR)	Definición del Banco
LPC	--	--		2.000	2.800	2000KVAR + 800KVAR
CHOLOQUE	Carga Choloque1	0.201				
	Carga Choloque2	0.201				
	New Choloque	0.224				
CENTRAL TÉRMICA	Carga Estrella	0.012	0.800			
VIJUS	Carga Vijus	1.205	0.300			
2190	Carga Zona Norte1	0.138	0.800			
	Carga Zona Norte2	1.495	0.525			
	Carga Zona Norte3	0.863				
	New Pique	0.650				
SANTA MARÍA / CONSUELO	Carga Zona Sur1	0.115				
	Carga Zona Sur2	0.575				
	Carga Zona Sur3	0.115	0.300			
	Carga Zona Sur4	0.897	0.200			
	TOTAL	6.690	2.925	2.000	2.800	

A continuación se describen los resultados del análisis de flujo de potencia para la alternativa 1 de compensación reactiva, sin considerar compensación en la subestación Cajabamba.

• **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio (5,6 MW) en la mina, los perfiles de tensión en las barras de 25 kV, se encuentran dentro de los límites aceptables, Asimismo; las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación. En 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores de análisis llegando a la barra de LPC a 52,36 kV.

- **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (6,7 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 55,35 kV. Los resultados muestran que para una correcta operación del sistema, es necesaria la instalación de aproximadamente 2,8 MVAR en las instalaciones de Poderosa (en barras de 25 kV de subestación LPC), con esto es posible tomar del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) hasta 6,1 MW. Esto sin considerar 2 MVAR de compensación en la subestación Cajabamba.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de flujo de potencia antes descritos.

Tabla N° 4.13 Perfiles de tensión en barras – Alternativa 1 – Sin banco en Cajabamba

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	Digsilent	kV	kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	56.588	0.943	60.163	1.003
San Marcos	SMARCO60	60	54.306	0.905	58.198	0.970
Cajabamba	CAJAB60	60	53.074	0.885	56.869	0.948
LPC	60SELPC	60	52.361	0.873	55.357	0.923
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.610	0.984	24.627	0.985
Zona Norte	2190_25	25	24.532	0.981	24.527	0.981
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.686	0.987	24.724	0.989
Zona Sur	TORRE53	25	24.535	0.981	24.531	0.981

Tabla N° 4.14 Niveles de carga en líneas – Alternativa 1 – Sin banco en Cajabamba

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
	Digsilent	Busbar	Busbar	kV	MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	8.974	348.521	9.168	320.769
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	7.396	191.078	8.499	219.634
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SELPC	60	4.041	85.105	6.132	166.529
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SELPC	TORRE30_A	25	3.951	12.426	5.955	29.849
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	3.938	11.366	5.925	27.302
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	1.007	4.452	1.216	6.831
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	2.653	18.652	3.206	28.667
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.522	0.872	0.630	1.273
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.431	10.110	1.732	15.738
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.095	0.002	0.115	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.326	1.185	1.601	1.848
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.846	2.155	1.022	3.384
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.095	0.043	0.115	0.064
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.749	2.710	0.904	4.238

➤ **Alternativa 2: Compensación al nivel de 4,16 kV**

Los resultados muestran que para mantener los perfiles de tensión dentro de límites aceptables de operación, es necesaria la instalación de compensación reactiva capacitiva total de 2,6 MVAR en las instalaciones de Poderosa, específicamente en barras de 4,16 kV de las subestaciones de distribución 2190, Choloque y Santa María.

Tabla N° 4.15 Disposición de bancos existentes y nuevos – Alternativa 2 – Sin banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba

SUBESTACIÓN	CARGAS	MW	BANCOS EXISTENTES (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Punta (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Fuera de Punta (MVAR)	Definición del Banco
CHOLOQUE	Carga Choloque1	0.201		0.600	0.600	600KVAR
	Carga Choloque2	0.201				
	New Choloque	0.224				
CENTRAL TÉRMICA	Carga Estrella	0.012	0.800			
VIJUS	Carga Vijus	1.205	0.300			
2190	Carga Zona Norte1	0.138	0.800			
	Carga Zona Norte2	1.495	0.525	0.700	1.400	2x700KVAR
	Carga Zona Norte3	0.863				
	New Pique	0.650				
SANTA MARÍA / CONSUELO	Carga Zona Sur1	0.115				
	Carga Zona Sur2	0.575				
	Carga Zona Sur3	0.115	0.300			
	Carga Zona Sur4	0.897	0.200	0.600	0.600	600KVAR
	TOTAL	6.690	2.925	1.900	2.600	

A continuación se describen los resultados del análisis de flujo de potencia para la alternativa 2 de compensación reactiva, sin considerar compensación en la subestación Cajabamba.

• **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (5,6 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran dentro del rango de operación, esto debido a la regulación de sus taps. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 52,28 kV.

• **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (6,7 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se

encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran dentro del rango de operación, esto debido a la regulación de sus taps. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 55,26 kV.

Los resultados muestran que para una correcta operación del sistema, es necesaria la instalación de aproximadamente 2,6 MVAR en las instalaciones de Poderosa, con esto es posible tomar del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) hasta 6,1 MW. Esto sin considerar 2 MVAR de compensación en la subestación Cajabamba.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de flujo de potencia antes descritos.

Tabla N° 4.16 Perfiles de tensión en barras – Alternativa 2 – Sin banco en Cajabamba

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	Digsilent	kV	kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	56.553	0.943	60.133	1.002
San Marcos	SMARCO60	60	54.256	0.904	58.146	0.969
Cajabamba	CAJAB60	60	53.013	0.884	56.799	0.947
LPC	60SELPC	60	52.286	0.871	55.260	0.921
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.619	0.985	24.640	0.986
Zona Norte	2190_25	25	24.577	0.983	24.609	0.984
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.721	0.989	24.763	0.991
Zona Sur	TORRE53	25	24.590	0.984	24.590	0.984

Tabla N° 4.17 Niveles de carga en líneas – Alternativa 2 – Sin banco en Cajabamba

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
	Digsilent	Busbar	Busbar	kV	MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	8.980	349.505	9.159	320.452
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	7.400	191.597	8.490	219.470
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SELPC	60	4.045	85.310	6.124	166.547
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SELPC	TORRE30_A	25	3.954	11.564	5.946	25.211
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	3.943	10.574	5.921	23.056
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	1.007	4.448	1.216	6.821
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	2.651	16.611	3.204	24.101
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.523	0.753	0.630	0.936
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.438	8.064	1.735	12.295
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.095	0.002	0.115	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.335	0.956	1.607	1.440
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.855	2.412	1.029	3.047
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.095	0.043	0.115	0.063
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.758	3.512	0.911	4.169

➤ Alternativa 3: Compensación al nivel de 0,46 kV

Los resultados se muestran en la tabla que para mantener los perfiles de tensión dentro de

los límites aceptables de operación, es necesaria la instalación de compensación reactiva capacitiva total de 2.5 MVAR en las instalaciones de Minera Poderosa.

Tabla N° 4.18 Disposición de bancos existentes y nuevos – Alternativa 3 – Sin banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba

SUBESTACIÓN	CARGAS	MW	BANCOS EXISTENTES (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Punta (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Fuera de Punta (MVAR)	Definición del Banco
CHOLOQUE	Carga Choloque1	0.201				
	Carga Choloque2	0.201				
	New Choloque	0.224		0.150	0.300	2x150KVAR
CENTRAL TÉRMICA	Carga Estrella	0.012	0.800			
VIJUS	Carga Vijus	1.205	0.300	0.300	0.500	2x250KVAR
2190	Carga Zona Norte1	0.138	0.800			
	Carga Zona Norte2	1.495	0.525	0.600	0.600	600KVAR
	Carga Zona Norte3	0.863		0.200	0.200	200KVAR
	New Pique	0.650		0.300	0.300	300KVAR
SANTA MARÍA / CONSUELO	Carga Zona Sur1	0.115				
	Carga Zona Sur2	0.575				
	Carga Zona Sur3	0.115	0.300			
	Carga Zona Sur4	0.897	0.200	0.300	0.600	2x300KVAR
	TOTAL	6.690	2.925	1.850	2.500	

A continuación se describen los resultados del análisis de flujo de potencia para la alternativa 3 de compensación reactiva, sin considerar compensación en la subestación Cajabamba.

- **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (5,6 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores. En 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 52,27 kV.

- **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (6,7 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, asimismo; las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores. En 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de

tensión tienen valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 55,21 kV.

Los resultados muestran que para una correcta operación del sistema, es necesaria la instalación de aproximadamente 2,5 MVAR en las instalaciones de Minera Poderosa, con esto es posible tomar del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) hasta 6,1 MW. Esto sin considerar 2 MVAR de compensación en la subestación Cajabamba.

Tabla N° 4.19 Perfiles de tensión en barras – Alternativa 3 – Sin banco en Cajabamba

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
			kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	56.549	0.942	60.120	1.002
San Marcos	SMARCO60	60	54.251	0.904	58.124	0.969
Cajabamba	CAJAB60	60	53.007	0.883	56.770	0.946
LPC	60SE LPC	60	52.277	0.871	55.217	0.920
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.632	0.985	24.646	0.986
Zona Norte	2190_25	25	24.587	0.983	24.566	0.983
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.694	0.988	24.722	0.989
Zona Sur	TORRE53	25	24.561	0.982	24.566	0.983

Tabla N° 4.20 Niveles de carga en líneas – Alternativa 3 – Sin banco en Cajabamba

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
					MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	line CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	8.963	348.317	9.138	319.104
San Marcos-Cajabamba	line SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	7.385	190.810	8.470	218.545
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SE LPC	60	4.030	84.647	6.105	165.736
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SE LPC	TORRE30_A	25	3.940	11.477	5.928	25.104
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	3.929	10.495	5.903	22.957
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	1.006	3.580	1.213	5.067
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	2.648	16.639	3.197	24.099
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.522	0.681	0.629	0.889
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.430	8.617	1.728	12.101
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.095	0.002	0.115	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.326	1.008	1.600	1.418
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.846	2.011	1.022	3.060
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.095	0.043	0.115	0.064
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.749	2.678	0.904	4.229

c) Sensibilidad: Alternativas de Compensación Reactiva con Banco de 2 MVAR en Subestación Cajabamba

A continuación se desarrollan las alternativas de compensación reactiva en las instalaciones de Poderosa, considerando la puesta en servicio de un banco de capacitores de 2 MVAR en barras de 10 kV de la subestación Cajabamba. Como ya ha sido

mencionado, las soluciones proponen mantener las condiciones operativas fijadas en los escenarios base de análisis. Se analizarán en hora punta y hora fuera de punta:

➤ **Alternativa 1: Compensación al nivel de 25 kV**

Los resultados muestran que para mantener los perfiles de tensión dentro de límites aceptables de operación, es necesaria la instalación de compensación reactiva capacitiva total de 1,7 MVAR en las instalaciones de Minera Poderosa.

La distribución de los bancos de capacitores se describe en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.21 Disposición de bancos existentes y nuevos – Alternativa 1 – Con banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba

SUBESTACIÓN	CARGAS	MW	BANCOS EXISTENTES (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Punta (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Fuera de Punta (MVAR)	Definición del Banco
LPC	--	--		1.200	1.700	1200KVAR + 500KVAR
CHOLOQUE	Carga Choloque1	0.201				
	Carga Choloque2	0.201				
	New Choloque	0.224				
CENTRAL TÉRMICA	Carga Estrella	0.012	0.800			
VIJUS	Carga Vijus	1.205	0.300			
2190	Carga Zona Norte1	0.138	0.800			
	Carga Zona Norte2	1.495	0.525			
	Carga Zona Norte3	0.863				
	New Pique	0.650				
SANTA MARÍA / CONSUELO	Carga Zona Sur1	0.115				
	Carga Zona Sur2	0.575				
	Carga Zona Sur3	0.115	0.300			
	Carga Zona Sur4	0.897	0.200			
	TOTAL	6.690	2.925	1.200	1.700	

A continuación se describen los resultados del análisis de flujo de potencia para la alternativa 1 de compensación reactiva, considerándolo en la subestación Cajabamba.

• **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (5,6 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión tienen valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 53,13 kV.

• **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (6,7 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión tienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 55,94 kV. Es necesaria la instalación de 1,7 MVAR en las instalaciones de Minera Poderosa (En 25 kV Subestación LPC), con esto es posible tomar del Sistema Eléctrico Interconectado hasta 6,1MW. Considerando 2 MVAR de compensación en la subestación Cajabamba.

En las siguientes tablas se muestran los resultados:

Tabla N° 4.22 Perfiles de tensión en barras – Alternativa 1 – Con banco en Cajabamba

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
			kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	57.247	0.954	60.617	1.010
San Marcos	SMARCO60	60	55.363	0.923	59.016	0.984
Cajabamba	CAJAB60	60	54.425	0.907	57.966	0.966
LPC	60SE LPC	60	53.137	0.886	55.941	0.932
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.705	0.988	24.643	0.986
Zona Norte	2190_25	25	24.631	0.985	24.543	0.982
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.780	0.991	24.739	0.990
Zona Sur	TORRE53	25	24.630	0.985	24.547	0.982

Tabla N° 4.23 Niveles de carga en líneas – Alternativa – Con banco en Cajabamba

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
					MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	8.955	338.559	9.164	319.137
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	7.386	187.751	8.497	217.609
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SE LPC	60	4.035	80.012	6.131	166.488
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SE LPC	TORRE30_A	25	3.950	13.177	5.954	29.873
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	3.937	12.054	5.924	27.324
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	1.007	4.408	1.216	6.819
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	2.652	18.106	3.205	28.582
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.522	0.865	0.630	1.271
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.431	10.003	1.732	15.710
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.095	0.002	0.115	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.326	1.172	1.601	1.845
Consuelo-D Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.846	2.132	1.022	3.377
D Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.095	0.043	0.115	0.064
D Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.749	2.682	0.904	4.230

➤ **Alternativa 2: Compensación al nivel de 4,16 kV**

Los resultados muestran que para mantener los perfiles de tensión dentro de límites aceptables de operación, es necesaria la instalación de un banco de condensador de 1,6 MVAR en la Minera, en barras de 4,16 kV en 2190 y Santa María. La distribución de los bancos de capacitores se describe en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.24 Disposición de bancos existentes y nuevos – Alternativa 2 – Con banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba

SUBESTACIÓN	CARGAS	MW	BANCOS EXISTENTES (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Punta (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Fuera de Punta (MVAR)	Definición del Banco
CHOLOQUE	Carga Choloque1	0.201				
	Carga Choloque2	0.201				
	New Choloque	0.224				
CENTRAL TÉRMICA	Carga Estrella	0.012	0.800			
VIJUS	Carga Vijus	1.205	0.300			
2190	Carga Zona Norte1	0.138	0.800			
	Carga Zona Norte2	1.495	0.525	0.500	1.000	2x500KVAR
	Carga Zona Norte3	0.863				
	New Pique	0.650				
SANTA MARÍA / CONSUELO	Carga Zona Sur1	0.115				
	Carga Zona Sur2	0.575				
	Carga Zona Sur3	0.115	0.300			
	Carga Zona Sur4	0.897	0.200	0.600	0.600	600KVAR
	TOTAL	6.690	2.925	1.100	1.600	

A continuación se describen los resultados del análisis de flujo de potencia para la alternativa 2 de compensación reactiva, considerando compensación en la subestación Cajabamba.

• **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (5,6 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores.

A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 53,06 kV.

• **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (6,7 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se

encuentran dentro de límites aceptables, así mismo las tensiones en barras de carga, se encuentran en un buen rango de operación, esto debido a la regulación de sus transformadores. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 55,88 kV. Los resultados muestran que para una correcta operación del sistema, es necesaria la instalación de aproximadamente 1,6 MVAR en las instalaciones de Minera Poderosa, con esto es posible tomar del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) hasta 6,1 MW. Esto considerando 2 MVAR de compensación en la subestación Cajabamba.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de flujo de potencia antes descritos.

Tabla N° 4.25 Perfiles de tensión en barras – Alternativas 2 – Con banco en Cajabamba

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal kV	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
			kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	57.224	0.954	60.601	1.010
San Marcos	SMARCO60	60	55.322	0.922	58.987	0.983
Cajabamba	CAJAB60	60	54.372	0.906	57.927	0.965
LPC	60SELPC	60	53.066	0.884	55.888	0.931
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.694	0.988	24.654	0.986
Zona Norte	2190_25	25	24.642	0.986	24.601	0.984
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.770	0.991	24.750	0.990
Zona Sur	TORRE53	25	24.668	0.987	24.606	0.984

Tabla N° 4.26 Niveles de carga en líneas – Alternativa 2 – Con banco en Cajabamba

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal kV	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
					MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	8.959	339.038	9.154	318.389
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	7.390	187.925	8.487	217.110
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SELPC	60	4.038	80.458	6.123	166.603
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SELPC	TORRE30_A	25	3.953	11.358	5.945	25.694
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	3.942	10.388	5.919	23.499
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	1.007	4.413	1.216	6.812
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	2.651	16.773	3.201	24.270
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.522	0.866	0.630	1.270
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.439	7.990	1.736	12.179
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.095	0.002	0.115	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.336	0.950	1.608	1.428
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.856	2.494	1.030	3.092
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.095	0.043	0.115	0.063
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.759	3.675	0.912	4.272

➤ **Alternativa 3: Compensación al nivel de 0,46 kV**

Los resultados muestran que para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites, es necesaria la instalación de compensación reactiva capacitiva total de 1,5 MVAR en las instalaciones de Minera Poderosa.

Tabla N° 4.27 Disposición de bancos existentes y nuevos – Alternativa 3 – Con banco de 2 MVAR en subestación Cajabamba

SUBESTACIÓN	CARGAS	MW	BANCOS EXISTENTES (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Punta (MVAR)	BANCOS NUEVOS Operación en Hora Fuera de Punta (MVAR)	Definición del Banco
CHOLOQUE	Carga Choloque1	0.201				
	Carga Choloque2	0.201				
	New Choloque	0.224		0.100	0.200	2x100KVAR
CENTRAL TÉRMICA	Carga Estrella	0.012	0.800			
VIJUS	Carga Vijus	1.205	0.300	0.150	0.300	2x150KVAR
2190	Carga Zona Norte1	0.138	0.800			
	Carga Zona Norte2	1.495	0.525	0.700	0.700	700KVAR
	Carga Zona Norte3	0.863				
	New Pique	0.650				
SANTA MARÍA / CONSUELO	Carga Zona Sur1	0.115				
	Carga Zona Sur2	0.575				
	Carga Zona Sur3	0.115	0.300			
	Carga Zona Sur4	0.897	0.200	0.000	0.300	300KVAR
	TOTAL	6.690	2.925	0.950	1.500	

A continuación se describen los resultados del análisis de flujo de potencia para la alternativa 3 de compensación reactiva, con compensación en la subestación Cajabamba.

• **Análisis en Hora Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (5,6 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites operación estable, esto debido a la regulación de los taps de sus transformadores. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión son los valores base de análisis, llegando a la barra de LPC a 53,05 kV.

• **Análisis en Hora Fuera de Punta**

Los resultados de flujo de potencia muestran que en condiciones de consumo promedio en la mina a nivel de cargas (6,7 MW), los perfiles de tensión en las barras de 25 kV se encuentran dentro de límites aceptables. A nivel de 60 kV, debido a la compensación reactiva considerada, los perfiles de tensión mantienen los valores base de análisis, llegando la barra de LPC a 55,86 kV. Los resultados muestran que para una correcta

operación del sistema, es necesaria la instalación de aproximadamente 1,5 MVAR en la subestación LPC, con esto es posible tomar del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) hasta 6,1 MW. Esto considerando 2 MVAR de compensación en la subestación Cajabamba. Asimismo se mejorara el perfil de tensiones en la llegada de la Subestación LPC y en la cargas de distribución de las 9 subestaciones.

Tabla N° 4.28 Perfiles de tensión en barras – Alternativa 3 – Con banco en Cajabamba

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
			Voltaje	Voltaje	Voltaje	Voltaje
	Digsilent	kV	kV	p.u.	kV	p.u.
Cajamarca	CAJA60	60	57.220	0.954	60.592	1.010
San Marcos	SMARCO60	60	55.315	0.922	58.974	0.983
Cajabamba	CAJAB60	60	54.362	0.906	57.908	0.965
LPC	60SELPC	60	53.053	0.884	55.861	0.931
Vijus	VIJ_PLAN25	25	24.695	0.988	24.657	0.986
Zona Norte	2190_25	25	24.648	0.986	24.573	0.983
Choloque	CHOLOQ_25	25	24.765	0.991	24.742	0.990
Zona Sur	TORRE53	25	24.611	0.984	24.566	0.983

Tabla N° 4.29 Niveles de carga en líneas – Alternativa 3 – Con banco en Cajabamba

Línea	Codigo	Terminal i	Terminal j	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta	
					Potencia	Pérdidas	Potencia	Pérdidas
	Digsilent	Busbar	Busbar	kV	MW	kW	MW	kW
Cajamarca-San Marcos	lne CAJ_SMAR_81	CAJA60	SMARCO60	60	8.950	338.415	9.144	317.659
San Marcos-Cajabamba	lne SMAR_CAJB_81	SMARCO60	CAJAB60	60	7.382	187.492	8.478	216.608
Cajabamba-LPC	L-6050	CAJAB60	60SELPC	60	4.031	80.249	6.114	166.451
LPC-Barra Principal-a	L1CMPSA	32SELPC	TORRE30_A	25	3.946	11.334	5.936	25.680
LPC-Barra Principal-b	CL2	TORRE30_A	CT_BARRA_B	25	3.934	10.366	5.911	23.486
Barra Principal-Vijus	CV1	CT_BARRA_B	VIJ_PLAN25	25	1.006	3.903	1.214	5.542
Barra Principal-Zona Norte	CP1	CT_BARRA_A	2190_25	25	2.652	16.474	3.202	24.860
Barra Principal-Choloque	CCH1	CT_BARRA_A	CHOLOQ_25	25	0.522	0.728	0.629	0.969
Barra Principal-Zona Sur	CS1	CT_BARRA_A	TORRE53	25	1.431	10.025	1.728	13.491
Zona Sur-Cedro	CS2	TORRE53	CEDRO_25	25	0.095	0.002	0.115	0.003
Zona Sur-Consuelo	CS3	TORRE53	CONSUELO25	25	1.326	1.175	1.600	1.575
Consuelo-D_Atahualpa	CS4	CONSUELO25	D_ATAHUALP	25	0.846	2.137	1.021	2.921
D_Atahualpa-Atahualpa	CS4B	D_ATAHUALP	ATAHUAL25	25	0.095	0.043	0.115	0.064
D_Atahualpa-Santa María	CS4C	D_ATAHUALP	STAMARIA25	25	0.749	2.688	0.903	3.741

d) Comparación de Alternativas

La comparación de las alternativas de compensación reactiva, serán evaluadas en función de las pérdidas de transmisión en el sistema eléctrico. Se analizarán para tener presente el nivel de tensión de llegada.

➤ **Pérdidas de transmisión sin considerar banco de capacitores en S.E. Cajabamba.**
 En tabla se muestra las pérdidas de transmisión para cada una de las alternativas de compensación desarrolladas. Se aprecia que la alternativa de compensación 3, es la que posee menores pérdidas de transmisión. Con estas pérdidas se evaluara para realizar las correcciones del nivel de aislamiento de la línea eléctricas interior y exterior de la minera.

Tabla N° 4.30 Resumen de pérdidas de transmisión para las alternativas de
 Compensación – Hora punta – Sin banco en Cajabamba

PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - HORA PUNTA				
Línea	Voltaje Nominal	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
	kV	Pérdidas kW	Pérdidas kW	Pérdidas kW
Cajamarca-San Marcos	60	348.521	349.505	348.317
San Marcos-Cajabamba	60	191.078	191.597	190.810
Cajabamba-LPC	60	85.105	85.310	84.647
LPC-Barra Principal-a	25	12.426	11.564	11.477
LPC-Barra Principal-b	25	11.366	10.574	10.495
Barra Principal-Vijus	25	4.452	4.448	3.580
Barra Principal-Zona Norte	25	18.652	16.611	16.639
Barra Principal-Choloque	25	0.872	0.753	0.681
Barra Principal-Zona Sur	25	10.110	8.064	8.617
Zona Sur-Cedro	25	0.002	0.002	0.002
Zona Sur-Consuelo	25	1.185	0.956	1.008
Consuelo-D_Atahualpa	25	2.155	2.412	2.011
D_Atahualpa-Atahualpa	25	0.043	0.043	0.043
D_Atahualpa-Santa María	25	2.710	3.512	2.678
TOTAL		688.676	685.350	681.005

Tabla N° 4.31 Resumen de pérdidas de transmisión para las alternativas de
 Compensación – Hora fuera de punta – Sin banco en Cajabamba

PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - HORA FUERA DE PUNTA				
Línea	Voltaje Nominal	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
	kV	Pérdidas kW	Pérdidas kW	Pérdidas kW
Cajamarca-San Marcos	60	320.769	320.452	319.104
San Marcos-Cajabamba	60	219.634	219.470	218.545
Cajabamba-LPC	60	166.529	166.547	165.736
LPC-Barra Principal-a	25	29.849	25.211	25.104
LPC-Barra Principal-b	25	27.302	23.056	22.957
Barra Principal-Vijus	25	6.831	6.821	5.067
Barra Principal-Zona Norte	25	28.667	24.101	24.099
Barra Principal-Choloque	25	1.273	0.936	0.889
Barra Principal-Zona Sur	25	15.738	12.295	12.101
Zona Sur-Cedro	25	0.003	0.003	0.003
Zona Sur-Consuelo	25	1.848	1.440	1.418
Consuelo-D_Atahualpa	25	3.384	3.047	3.060
D_Atahualpa-Atahualpa	25	0.064	0.063	0.064
D_Atahualpa-Santa María	25	4.238	4.169	4.229
TOTAL		826.128	807.612	802.376

➤ **Pérdidas de transmisión considerando banco de capacitores en S.E. Cajabamba.**

En la siguiente tabla se muestra las pérdidas de transmisión para cada una de las alternativas de compensación desarrolladas. Se aprecia que la alternativa de compensación 3, es la que posee menores pérdidas de transmisión.

Tabla N° 4.32 Resumen de pérdidas de transmisión para las alternativas de compensación
Hora punta - Sin banco en Cajabamba

PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - HORA PUNTA				
Línea	Voltaje Nominal	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
	kV	Pérdidas kW	Pérdidas kW	Pérdidas kW
Cajamarca-San Marcos	60	338.559	339.038	338.415
San Marcos-Cajabamba	60	187.751	187.925	187.492
Cajabamba-LPC	60	80.012	80.458	80.249
LPC-Barra Principal-a	25	13.177	11.358	11.334
LPC-Barra Principal-b	25	12.054	10.388	10.366
Barra Principal-Vijus	25	4.408	4.413	3.903
Barra Principal-Zona Norte	25	18.106	16.773	16.474
Barra Principal-Choloque	25	0.865	0.866	0.728
Barra Principal-Zona Sur	25	10.003	7.990	10.025
Zona Sur-Cedro	25	0.002	0.002	0.002
Zona Sur-Consuelo	25	1.172	0.950	1.175
Consuelo-D Atahualpa	25	2.132	2.494	2.137
D Atahualpa-Atahualpa	25	0.043	0.043	0.043
D Atahualpa-Santa María	25	2.682	3.675	2.688
TOTAL		670.966	666.371	665.030

Tabla N° 4.33 Resumen de pérdidas de transmisión para las alternativas de compensación
– Hora fuera de punta – Sin banco en Cajabamba

PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - HORA FUERA DE PUNTA				
Línea	Voltaje Nominal	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
	kV	Pérdidas kW	Pérdidas kW	Pérdidas kW
Cajamarca-San Marcos	60	319.137	318.389	317.659
San Marcos-Cajabamba	60	217.609	217.110	216.608
Cajabamba-LPC	60	166.488	166.603	166.451
LPC-Barra Principal-a	25	29.873	25.694	25.680
LPC-Barra Principal-b	25	27.324	23.499	23.486
Barra Principal-Vijus	25	6.819	6.812	5.542
Barra Principal-Zona Norte	25	28.582	24.270	24.860
Barra Principal-Choloque	25	1.271	1.270	0.969
Barra Principal-Zona Sur	25	15.710	12.179	13.491
Zona Sur-Cedro	25	0.003	0.003	0.003
Zona Sur-Consuelo	25	1.845	1.428	1.575
Consuelo-D Atahualpa	25	3.377	3.092	2.921
D Atahualpa-Atahualpa	25	0.064	0.063	0.064
D Atahualpa-Santa María	25	4.230	4.272	3.741
TOTAL		822.333	804.684	803.048

4.7.4 Análisis de Cortocircuito

A continuación se describen los resultados de cortocircuito, los cuales serán usados para verificar el poder de ruptura de los equipos de maniobra y protección.

El cálculo de cortocircuito será realizado para los escenarios en Hora Punta, Fuera de Punta y un escenario especial donde estén operando todos los grupos hidráulicos y térmicos de Minera Poderosa. Las evaluaciones de cortocircuito comprenderán fallas trifásicas y monofásicas francas a tierra sobre los nodos pertenecientes a la zona de influencia del proyecto, en donde las Tablas de resultados mostrarán:

I''_k Corriente inicial de cortocircuito

S''_k Potencia inicial de cortocircuito

Tabla N° 4.34 Resultados de cortocircuito trifásico

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta		Con Toda la Generación	
			Sk''	Ik''	Sk''	Ik''	Sk''	Ik''
	Digsilent	kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
LPC	60SELPC	60.000	59.384	0.571	43.136	0.415	66.101	0.636
Cajabamba	CAJAB60	60.000	70.733	0.681	56.380	0.543	75.484	0.726
Cajamarca	CAJA60	60.000	140.099	1.348	120.499	1.160	143.017	1.376
San Marcos	SMARCO60	60.000	86.684	0.834	72.286	0.696	90.562	0.871
Principal	CT_BARRA_B	25.000	56.864	1.313	35.183	0.813	68.701	1.587
Zona Norte	2190_25	25.000	50.839	1.174	32.687	0.755	60.172	1.390
Choloque	CHOLOQ_25	25.000	51.302	1.185	32.883	0.759	60.819	1.405
Zona Sur	TORRE53	25.000	47.284	1.092	31.154	0.719	55.253	1.276
Zona Sur	CEDRO_25	25.000	46.983	1.085	31.022	0.716	54.841	1.267
Zona Sur	CONSUELO25	25.000	46.167	1.066	30.660	0.708	53.728	1.241
Zona Sur	D_ATAHUALP	25.000	41.028	0.947	28.302	0.654	46.856	1.082
Zona Sur	STAMARIA25	25.000	34.486	0.796	25.052	0.579	38.452	0.888
LPC	32SELPC	25.000	57.173	1.320	36.118	0.834	68.252	1.576
LPC	TORRE30_A	25.000	57.003	1.316	35.647	0.823	68.448	1.581
Vijus	VIJ_PLAN25	25.000	48.618	1.123	31.735	0.733	57.087	1.318
Zona Norte	PIÑUTO_25	25.000	49.829	1.151	32.257	0.745	58.763	1.357
Zona Sur	ATAHUAL25	25.000	36.802	0.850	26.238	0.606	41.382	0.956
Zona Norte	2190_41	4.160	15.090	2.094	13.002	1.804	15.806	2.194
Choloque	CHOLOQ_41	4.160	7.666	1.064	7.093	0.984	7.845	1.089
Zona Norte	2190_46	0.460	21.088	26.468	17.049	21.398	22.594	28.358
Choloque	CHOLOQ_46	0.460	14.669	18.411	12.607	15.823	15.378	19.301
Zona Sur	CEDRO_46	0.460	7.122	8.939	6.601	8.286	7.284	9.143
Zona Sur	CONSUELO46	0.460	13.599	17.068	11.801	14.812	14.209	17.834
Zona Sur	STAMARIA46	0.460	15.262	19.156	13.000	16.317	16.044	20.137
Zona Norte	2190_46b	0.460	13.944	17.501	12.068	15.147	14.583	18.303
Zona Sur	ATAHUAL46	0.460	9.520	11.948	8.600	10.793	9.815	12.319
Vijus	VIJ_PLAN46	0.460	21.319	26.758	17.187	21.571	22.864	28.697

Tabla N° 4.35 Resultados de cortocircuito monofásico

Subestación	Codigo	Voltaje Nominal	Hora Punta		Hora Fuera de Punta		Con Toda la Generación	
			Sk''	Ik''	Sk''	Ik''	Sk''	Ik''
	Digsilent	kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
LPC	60SELPC	60.000	20.591	0.594	16.373	0.473	22.449	0.648
Cajabamba	CAJAB60	60.000	26.485	0.765	22.292	0.644	27.836	0.804
Cajamarca	CAJA60	60.000	57.254	1.653	50.551	1.459	58.252	1.682
San Marcos	SMARCO60	60.000	30.254	0.873	26.590	0.768	31.207	0.901
Principal	CT_BARRA_B	25.000	22.552	1.562	15.203	1.053	26.694	1.849
Zona Norte	2190_25	25.000	17.939	1.243	12.939	0.896	21.258	1.473
Choloque	CHOLOQ_25	25.000	19.192	1.330	13.581	0.941	22.047	1.527
Zona Sur	TORRE53	25.000	17.157	1.189	12.525	0.868	19.376	1.342
Zona Sur	CEDRO_25	25.000	16.956	1.175	12.417	0.860	19.119	1.325
Zona Sur	CONSUELO25	25.000	16.682	1.156	12.269	0.850	18.761	1.300
Zona Sur	D_ATAHUALP	25.000	13.597	0.942	10.514	0.728	14.943	1.035
Zona Sur	STAMARIA25	25.000	10.407	0.721	8.502	0.589	11.174	0.774
LPC	32SELPC	25.000	23.705	1.642	16.048	1.112	27.697	1.919
LPC	TORRE30_A	25.000	23.074	1.599	15.599	1.081	27.111	1.878
Vijus	VIJ_PLAN25	25.000	16.523	1.145	12.183	0.844	18.656	1.293
Zona Norte	PIÑUTO_25	25.000	17.293	1.198	12.598	0.873	20.359	1.411
Zona Sur	ATAHUAL25	25.000	11.459	0.794	9.190	0.637	12.398	0.859
Zona Norte	2190_41	4.160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Choloque	CHOLOQ_41	4.160	3.058	1.273	2.876	1.197	3.115	1.297
Zona Norte	2190_46	0.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Choloque	CHOLOQ_46	0.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Zona Sur	CEDRO_46	0.460	2.498	9.407	2.369	8.921	2.538	9.557
Zona Sur	CONSUELO46	0.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Zona Sur	STAMARIA46	0.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Zona Norte	2190_46b	0.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Zona Sur	ATAHUAL46	0.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Vijus	VIJ_PLAN46	0.460	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

4.8 Registro de medición de armónicos

4.8.1 Armónicos

El armónico se define como una componente fundamental de una onda periódica o cantidad que posee una frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental. Los armónicos son una medida de la distorsión de la onda sinusoidal dando lugar a la distorsión de la onda de tensión debido al flujo de la corriente distorsionada por las impedancias de la red. Aplicando la descomposición por Serie de Fourier, las ondas eléctricas distorsionadas tanto de tensión como de corriente pueden descomponerse en una serie de ondas senoidales puras, una onda fundamental y sus múltiplos.

4.8.2 Fuentes de Armónicos

Las principales fuentes de los armónicos son las cargas no lineales. Las cargas no lineales es aquella que genera una onda de corriente no sinusoidal cuando es proporcionada por una

fuente de tensión sinusoidal.

Entre las cargas no lineales más difundidas se tienen:

- a. Equipos de conversión electrónica de potencia: variadores de velocidad de motores, fuentes electrónicas de potencia, variadores de motores DC, cargadores de baterías, balastos electrónicos, variadores de frecuencia de motores AC, en general equipos con rectificadores o inversores.
- b. Equipos con aplicación de arco eléctrico: Hornos de arco, soldadoras de arco, lámparas tipo descarga.

4.8.3 Efectos de los Armónicos

Los principales efectos de los armónicos sobre los equipos eléctricos que conforman los sistemas son: aumento del calentamiento, mayor requerimiento en el aislamiento, mala operación por distorsión de la forma de onda y otros. En los capacitores, debido a la posibilidad de resonancia del sistema armónicos pueden aumentar el calentamiento y el estrés en el dieléctrico, disminuyendo la vida útil del capacitor. Los conductores eléctricos se ven afectados en el aumento de la resistencia por el efecto Skin y el efecto de la proximidad los cuales dependen de la frecuencia, significando esto un aumento de pérdidas. Los transformadores pueden ser afectados en el aumento del calentamiento así como el ruido audible debido a las distorsiones armónicas de corriente y de tensión esto influye en la capacidad de transformación de energía. En los motores y generadores eléctricos los armónicos causan el efecto de torques en oposición, los cuales disminuyen la eficiencia, aumenta el calentamiento y causan vibraciones, aumento de ruido audible entre otros. Los armónicos impares tal como el quinto y el séptimo armónico tienen el potencial para crear oscilaciones mecánicas en una combinación turbina generador o en un sistema motor carga. Los equipos electrónicos diseñados sobre la forma pura sinusoidal como computadoras, controladores, equipos de comunicaciones entre otros; la distorsión armónica puede resultar en un cambio en el cruce de la ondas de tensión por cero ondas, pueden ser susceptibles a una incorrecta operación por las consecuencias de los armónicos. En general, esto puede extenderse también al inadecuado funcionamiento de los equipos de medición, protección, control y de telecomunicaciones por el efecto de interferencia.

4.8.4 Mediciones Realizadas

➤ Descripción de mediciones

Las mediciones fueron realizadas con equipos Analizadores de Redes, de donde se obtuvo la Potencia Activa, Potencia Reactiva, factor de potencia, Tensión y Corriente en

verdadero valor eficaz, Distorsión Armónica Total (THD) de tensión y corriente y el espectro de armónicos de las señales de tensión y corriente medidas.

Los equipos de medición que se utilizaron fueron:

- FLUKE 43B - Analizador de Calidad de Energía + Accesorios.
- CIRCUTOR AR5 - Analizador de Redes y Accesorios.
- CIRCUTOR AR5L - Analizador de Redes y Accesorios.
 - Tensión (kV, V).
 - Corriente (KA, A).
 - Potencia Activa (MW, KW)
 - Potencia Reactiva (MVAR, KVAR)
 - Diagramas Fasoriales (corriente, tensión)
 - Lecturas de distorsión de Armónicas por Tensión (THDv%)
 - Lecturas de distorsión de Armónicas por corriente (THDi%)

Las mediciones se realizaron, con la intención de registrar detalladamente la curva de operación de cada uno de los parámetros monitoreados y registrar las variables relacionadas con la calidad del suministro.

4.9 Resultados de las mediciones

SUBESTACION VIJUS

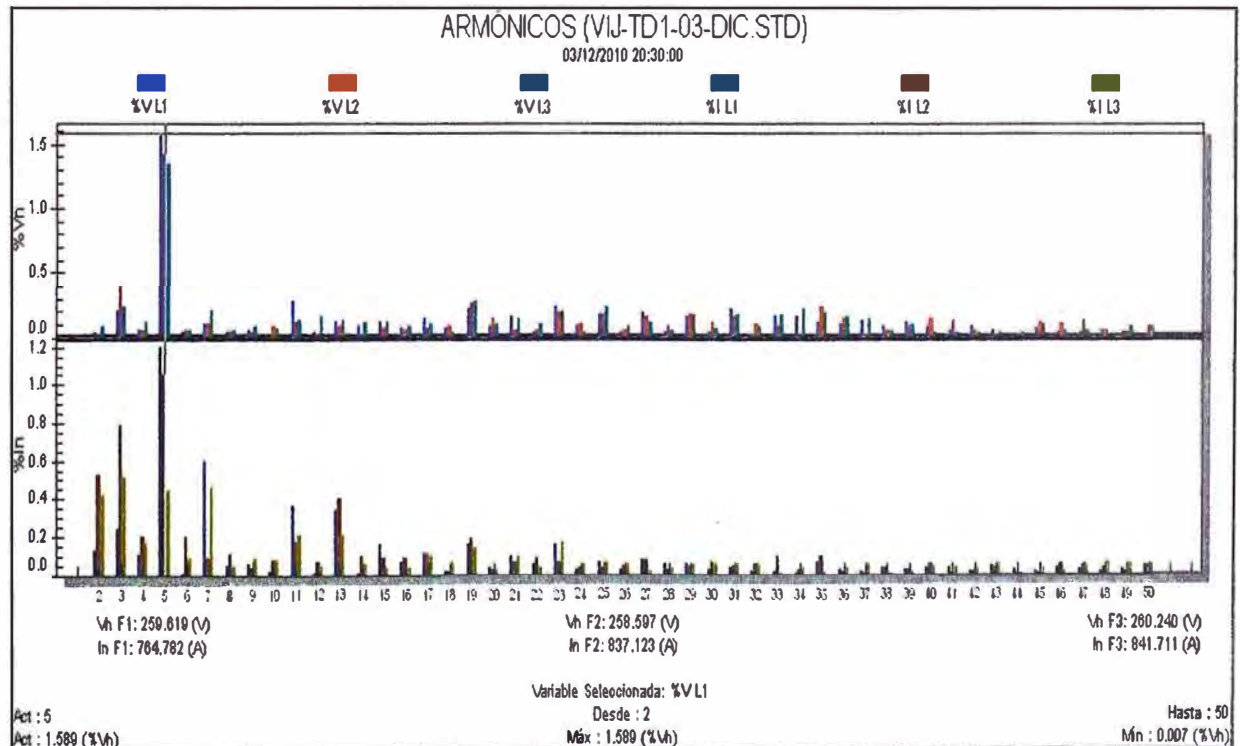


Fig. 4.7 Distorsión armónica de tensión – TD1

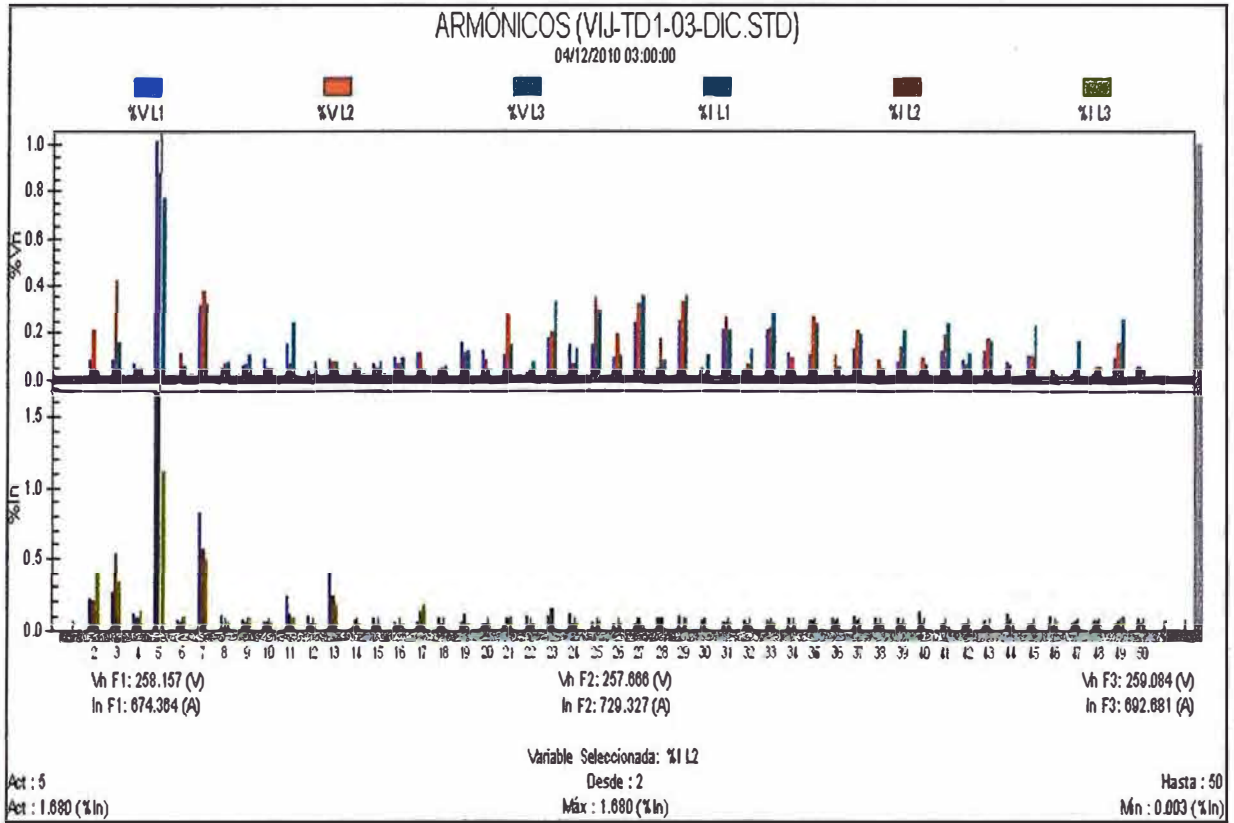


Fig. 4.8 Distorsión armónica de corriente – TD1

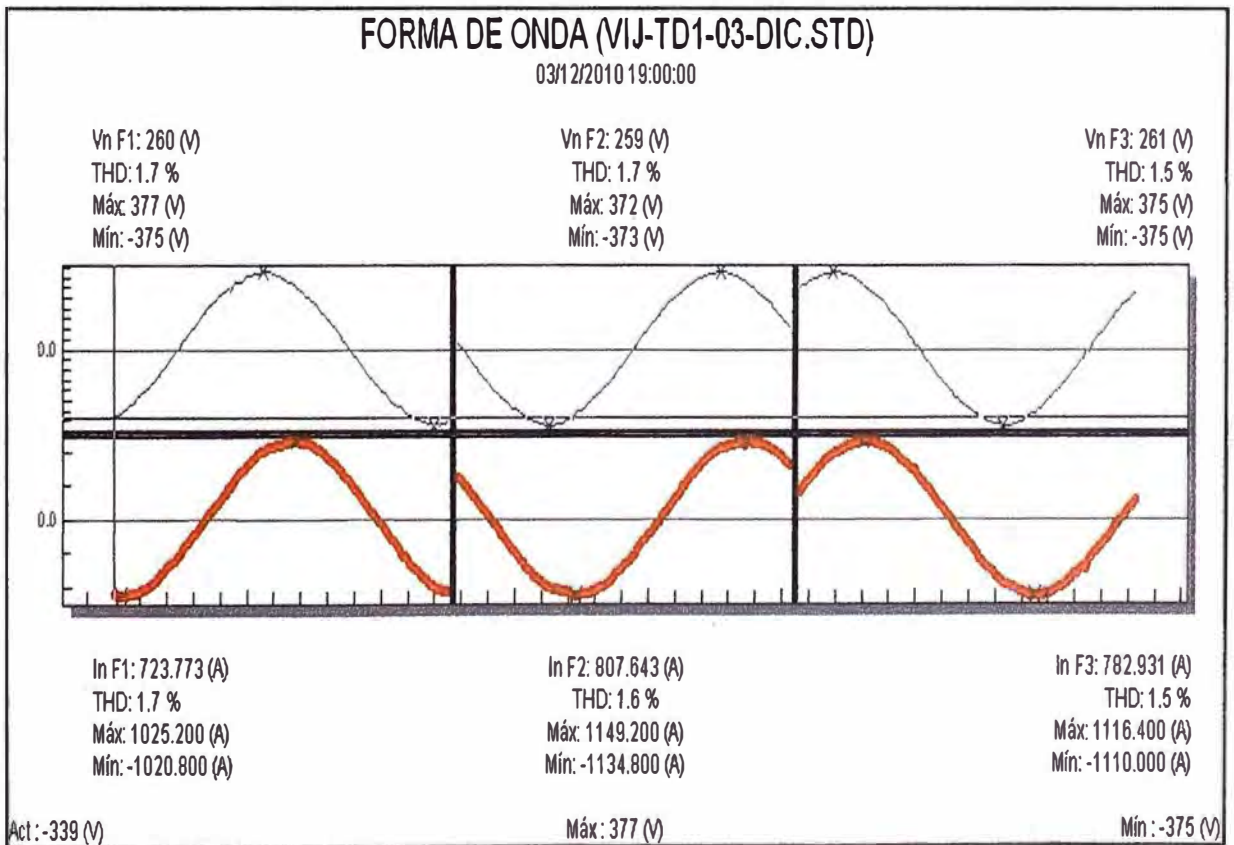


Fig. 4.9 Forma de onda de tensión y corriente – TD1

SUBESTACION SANTA MARIA – TD4

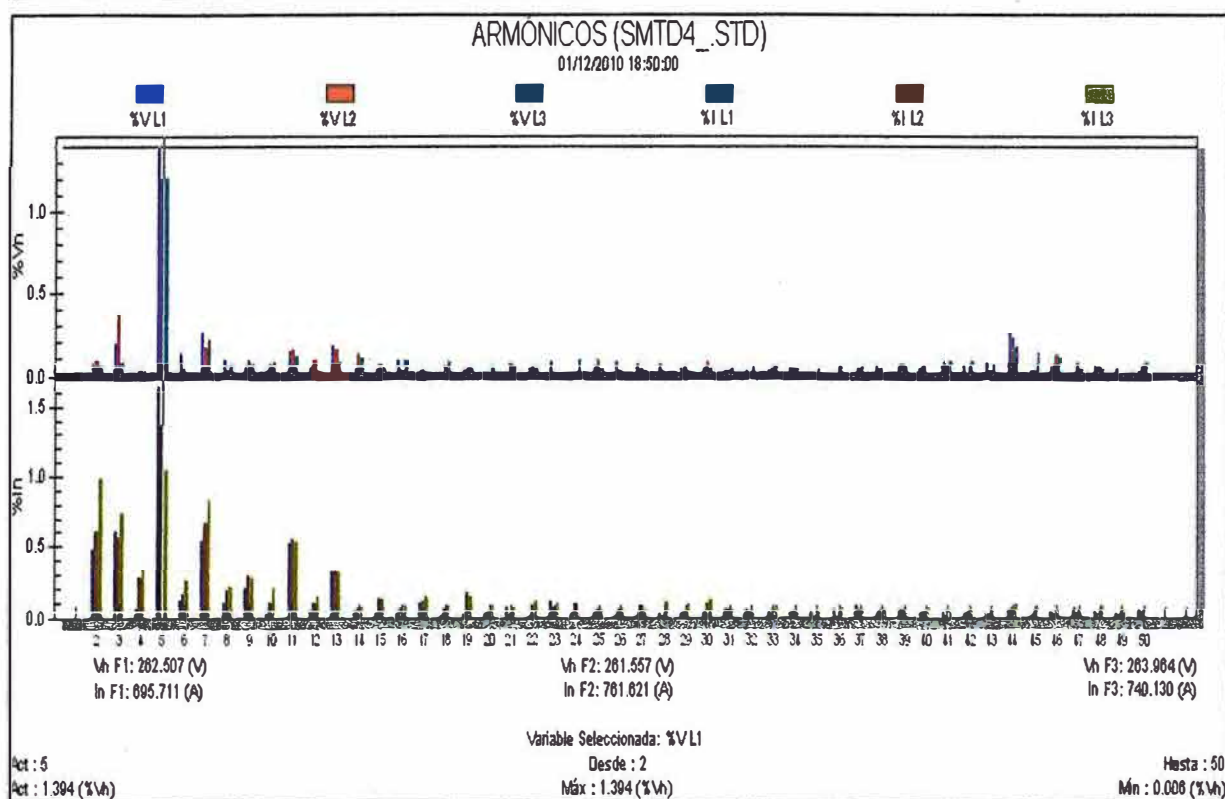


Fig. 4.10 Distorsión armónica de tensión – TD4

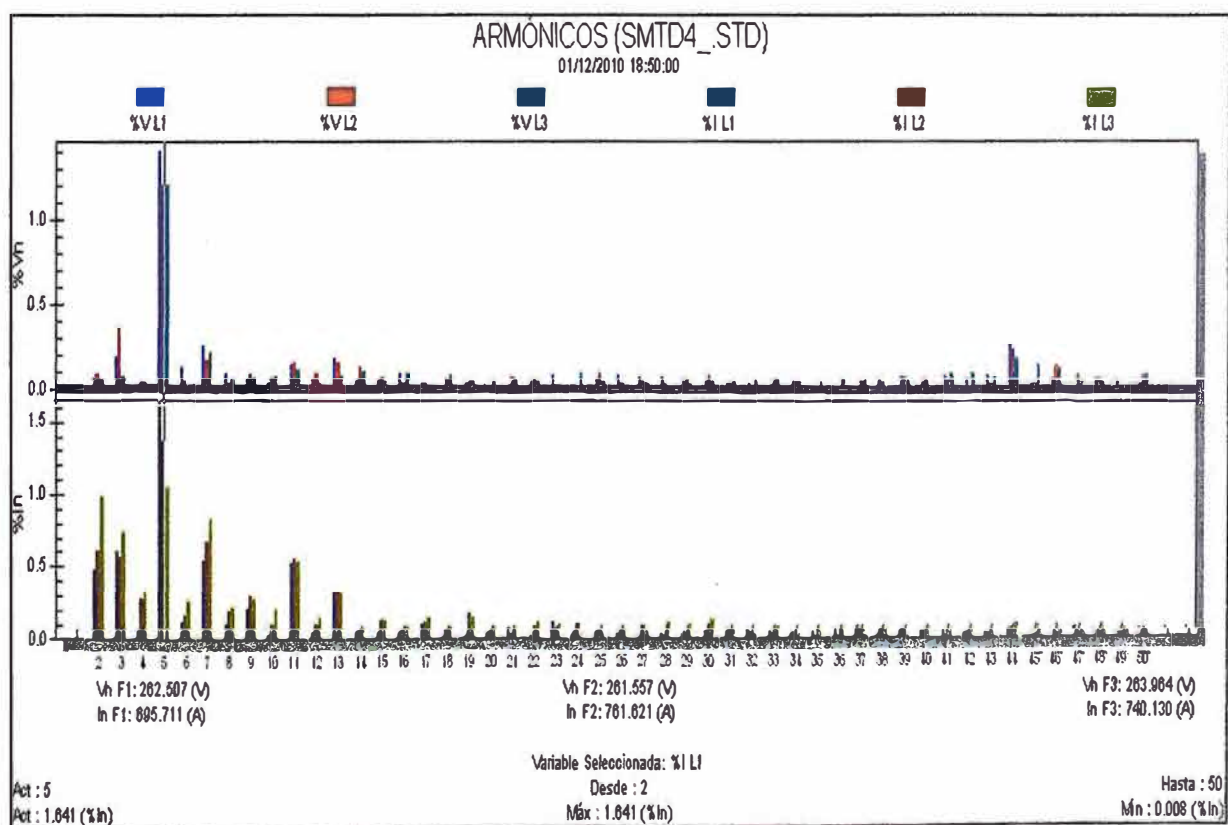


Fig. 4.11 Distorsión armónica de corriente – TD4

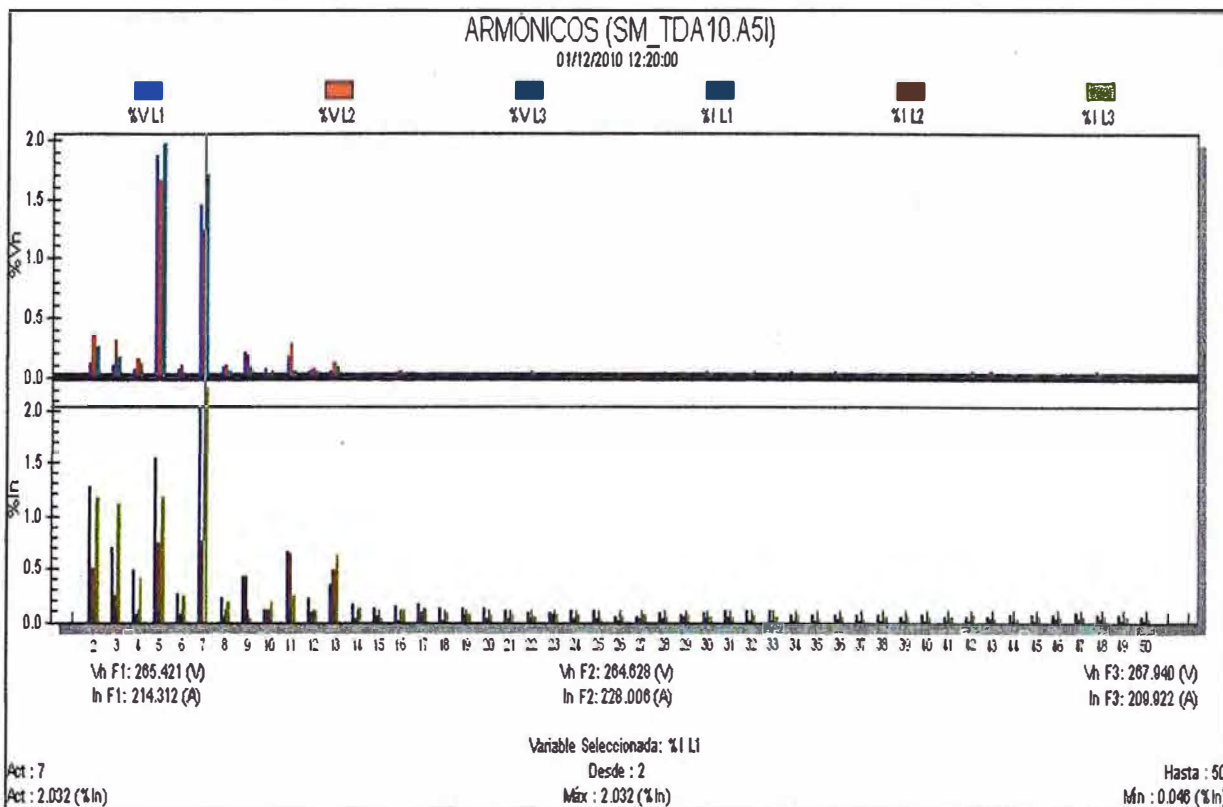


Fig. 4.14 Distorsión armónica de corriente – TDA10

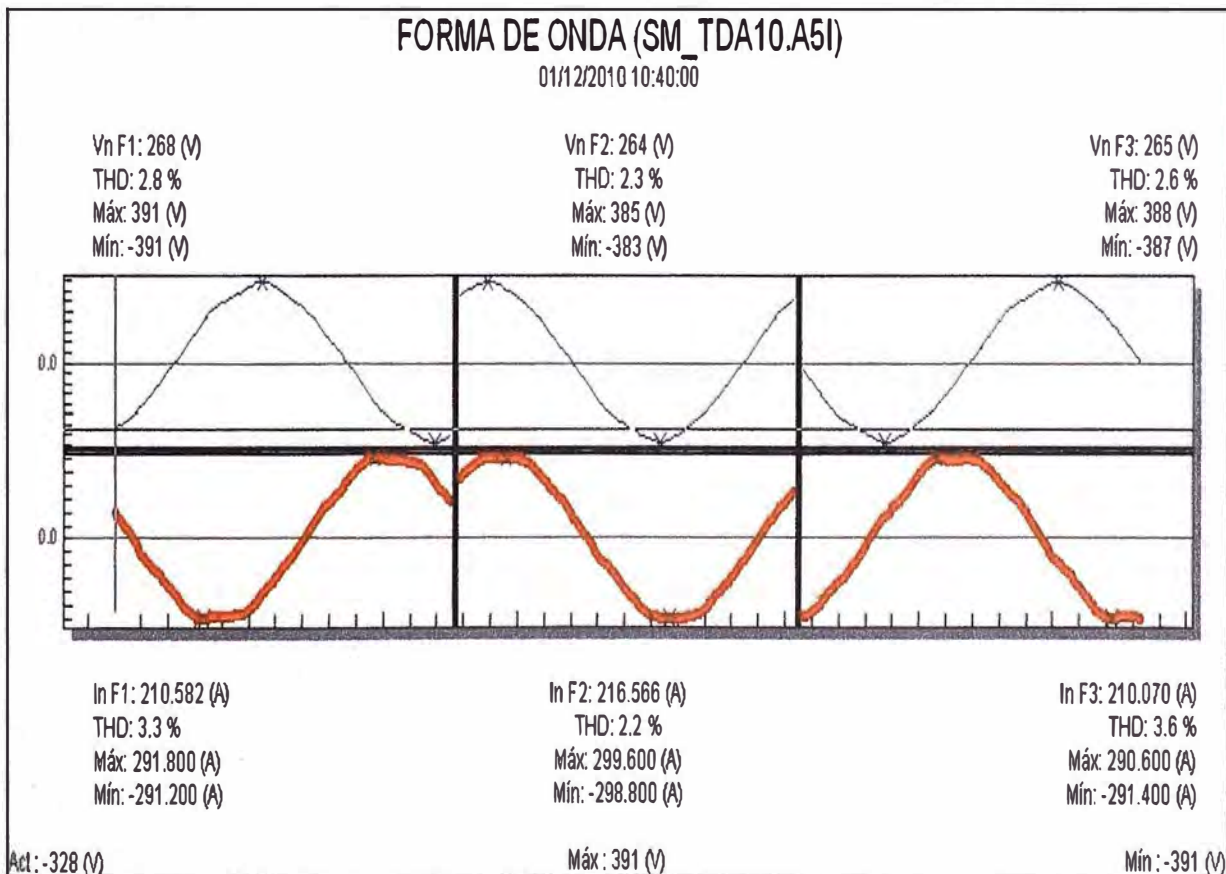


Fig. 4.15 Forma de onda de tensión y corriente – TDA10

SUBESTACION 2190 -COMPRESORA

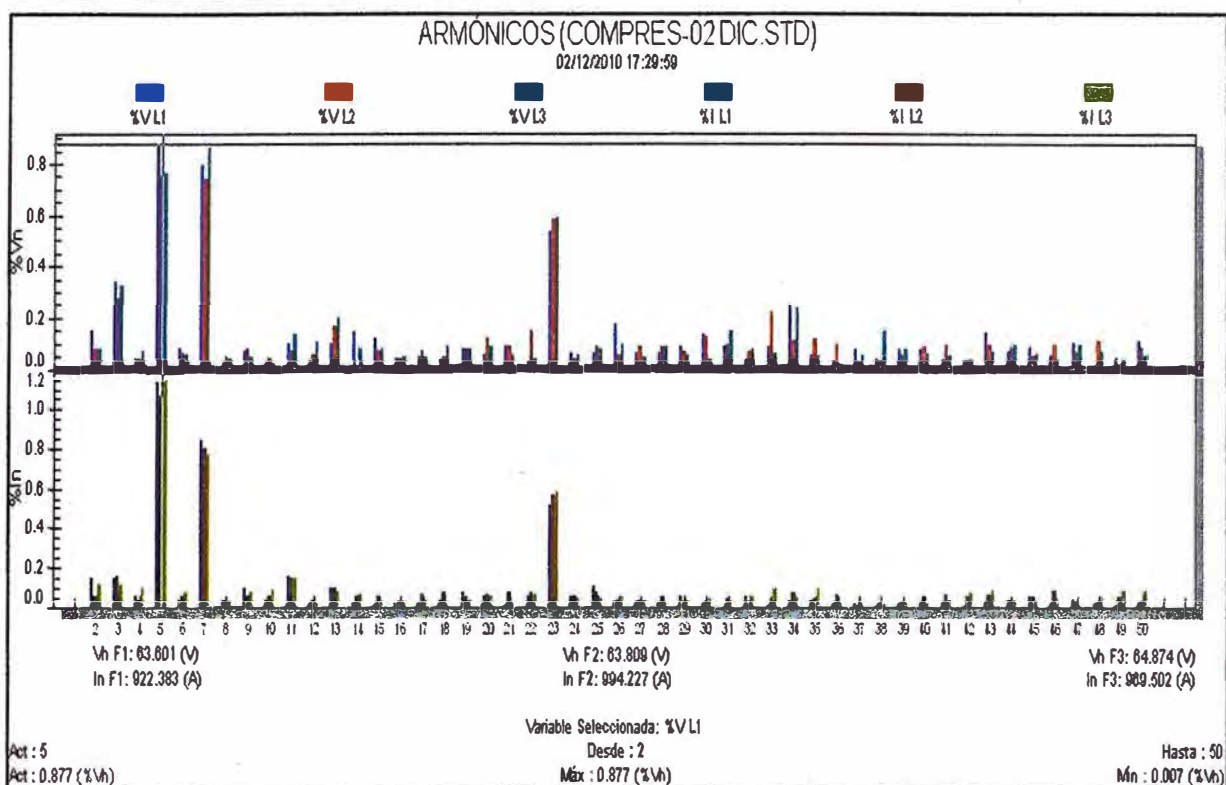


Fig. 4.16 Distorsión armónica de tensión – Compresora

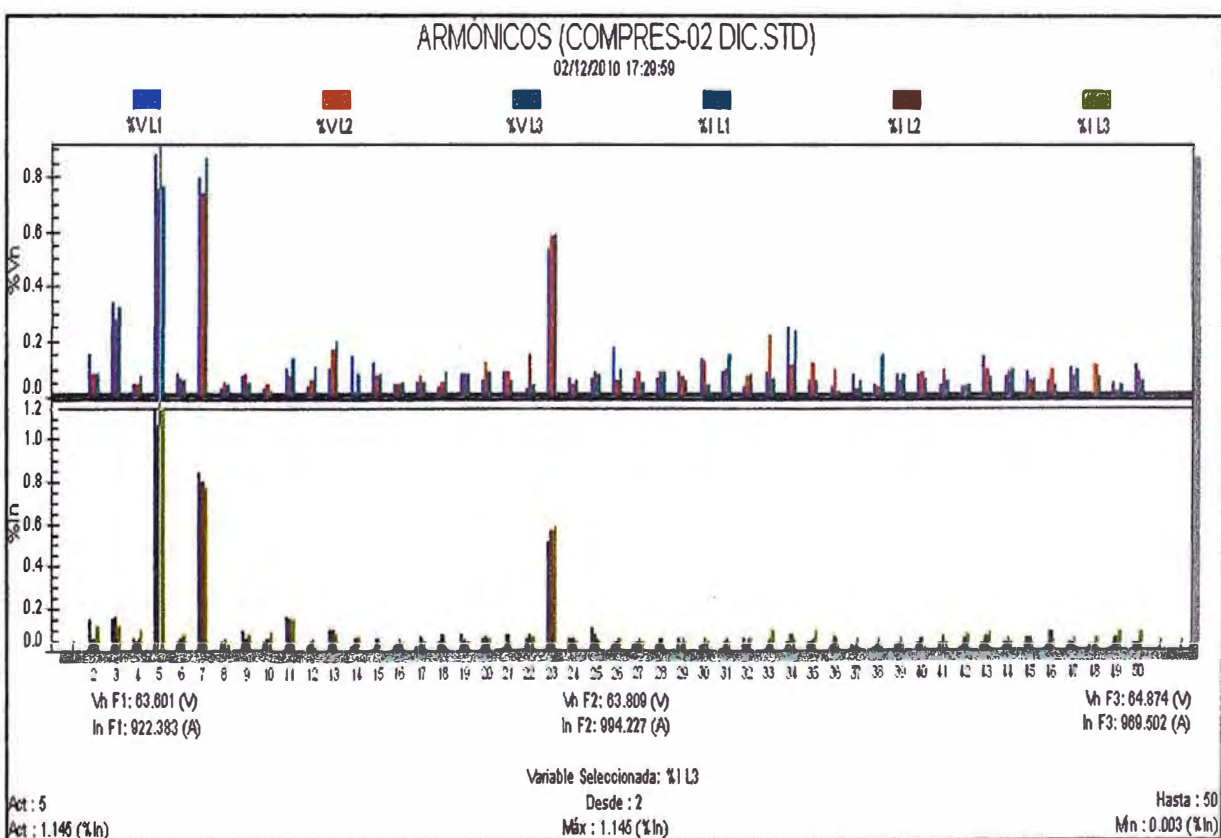


Fig. 4.17 Distorsión armónica de corriente – Compresora

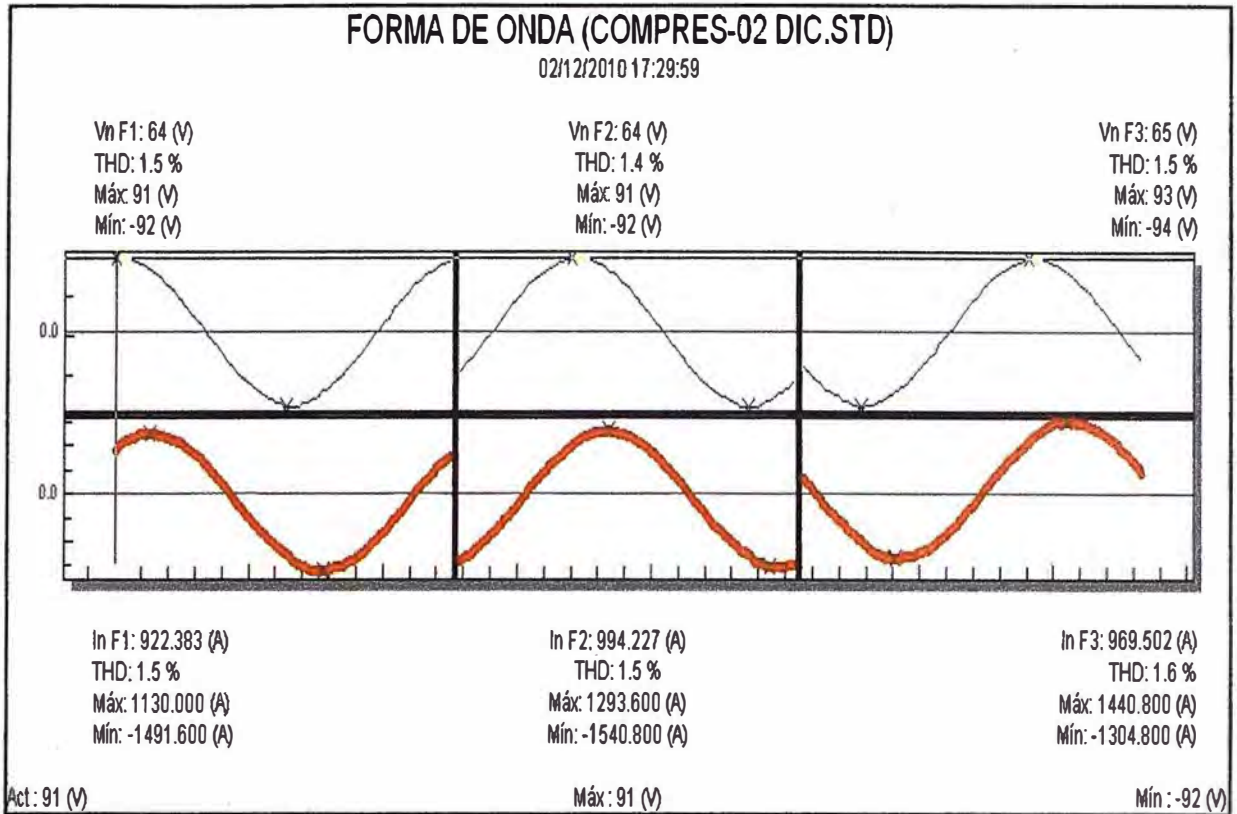


Fig. 4.18 Forma de onda de tensión y corriente – Compresora

SUBESTACION 2190 –TDB2

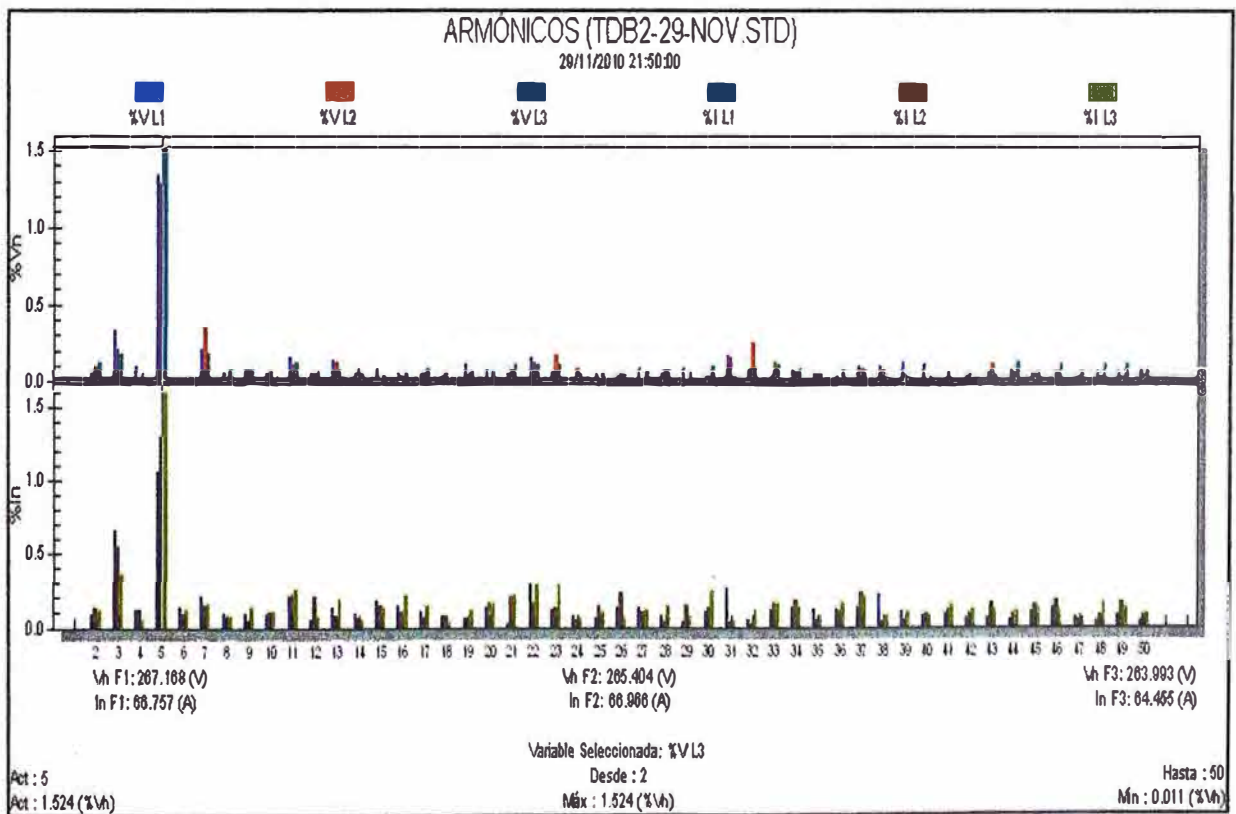


Fig. 4.19 Distorsión armónica de tensión – TDB2

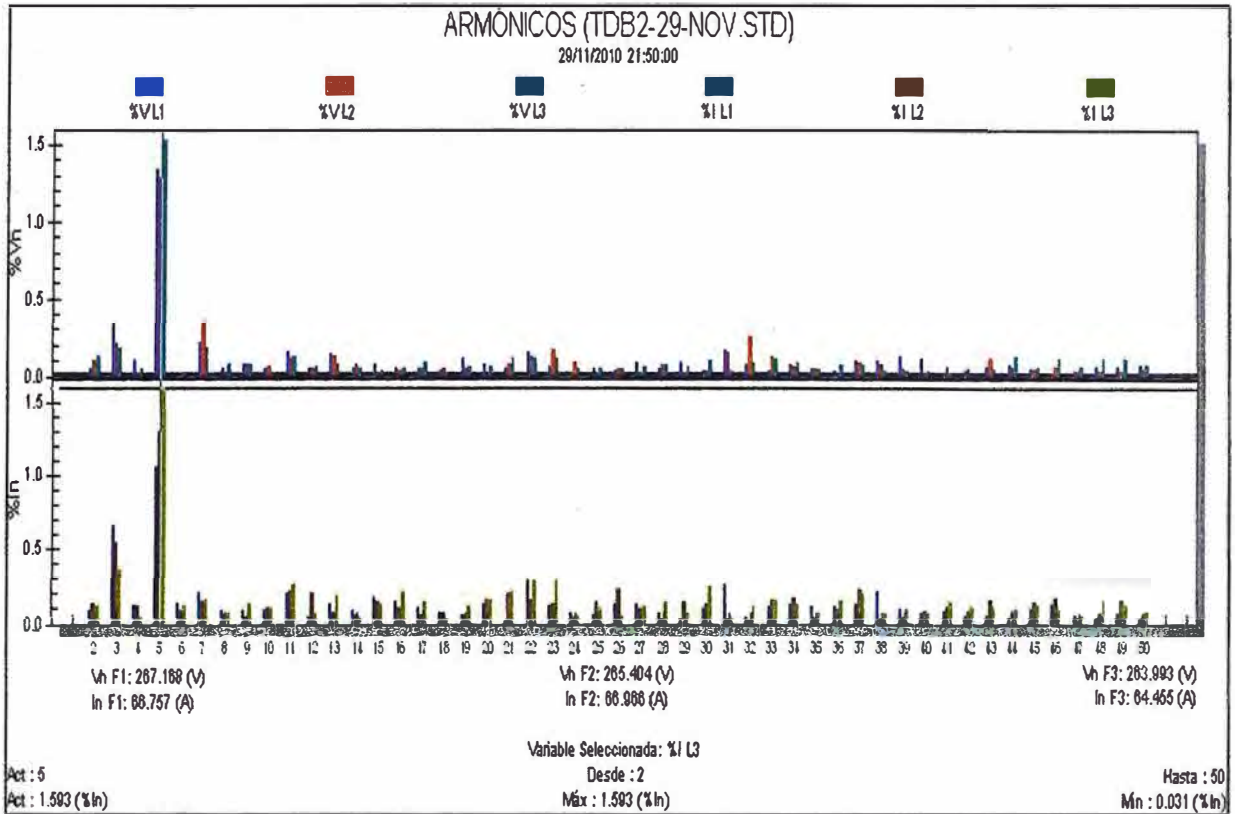


Fig. 4.20 Distorsión armónica de corriente – TDB2

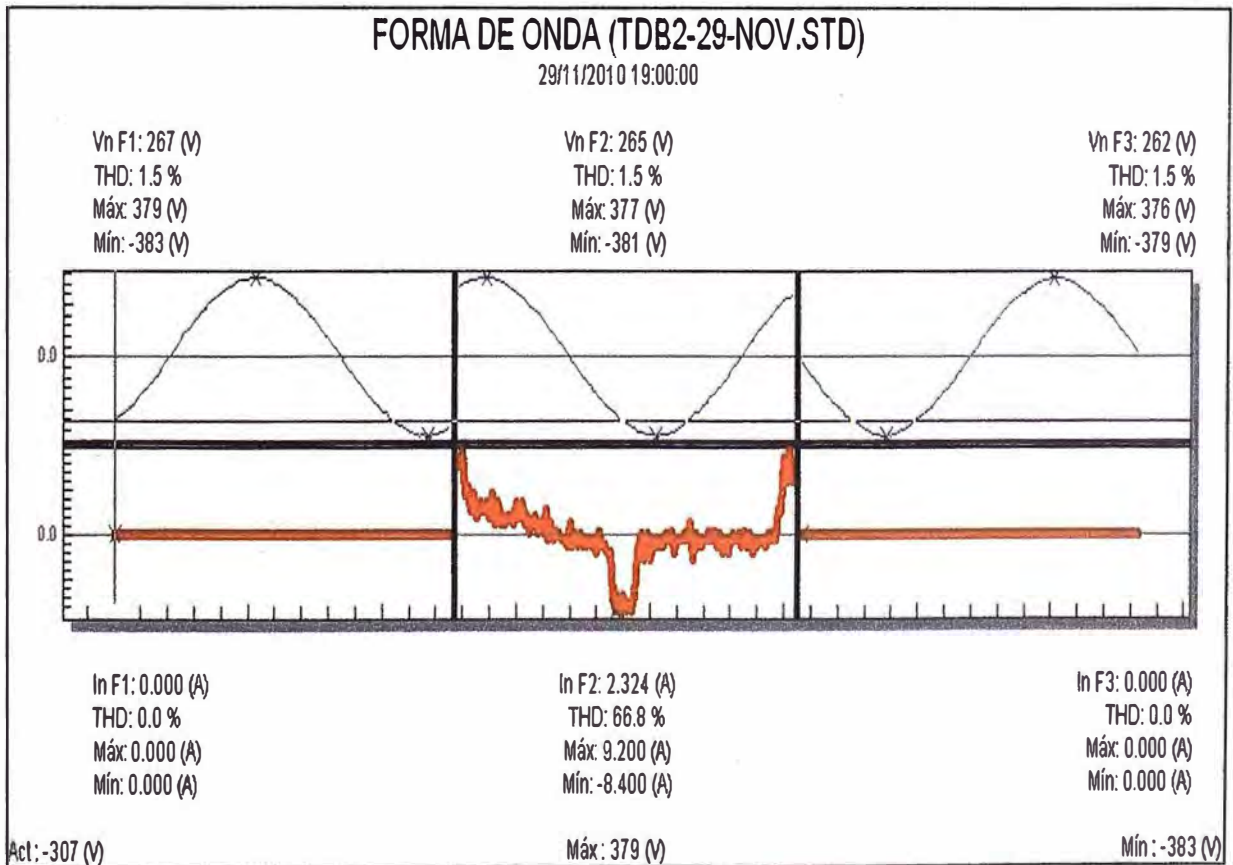


Fig. 4.21 Forma de onda de tensión y corriente – TDB2

SUBESTACION CHOLOQUE

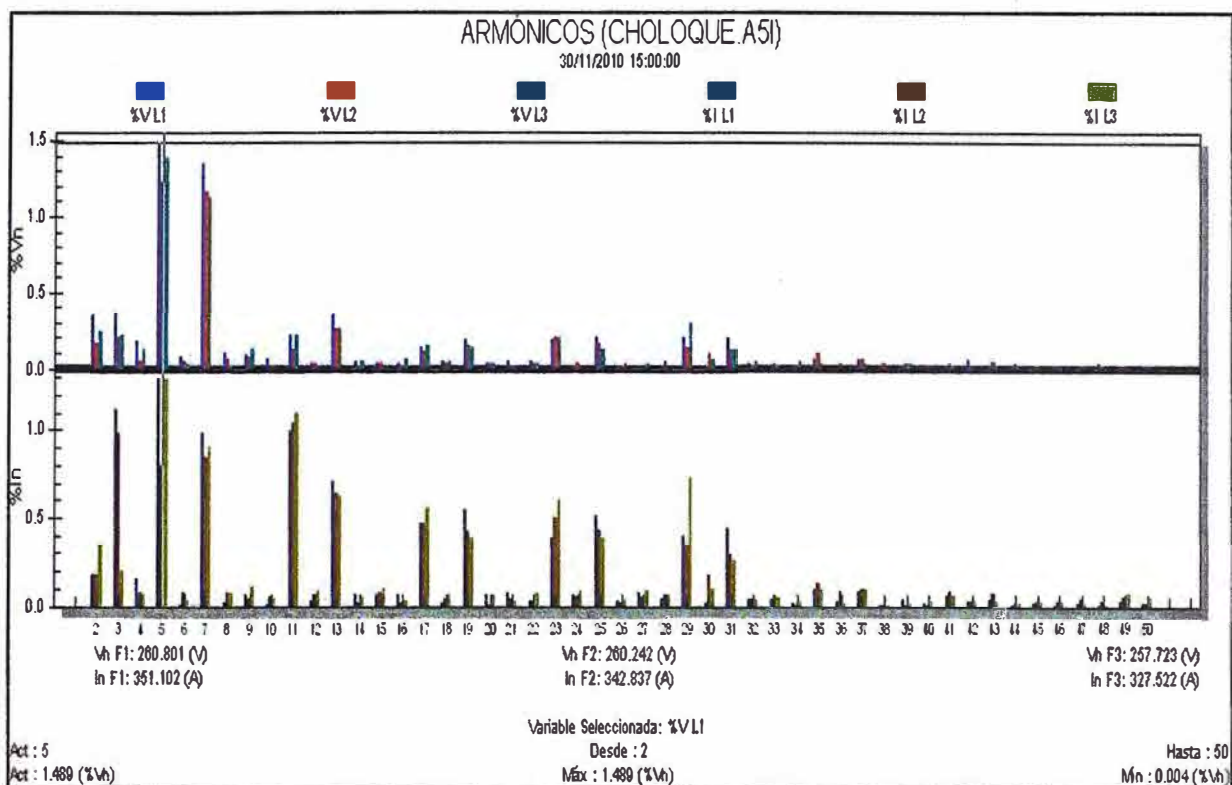


Fig. 4.22 Distorsión armónica de tensión – Choloque

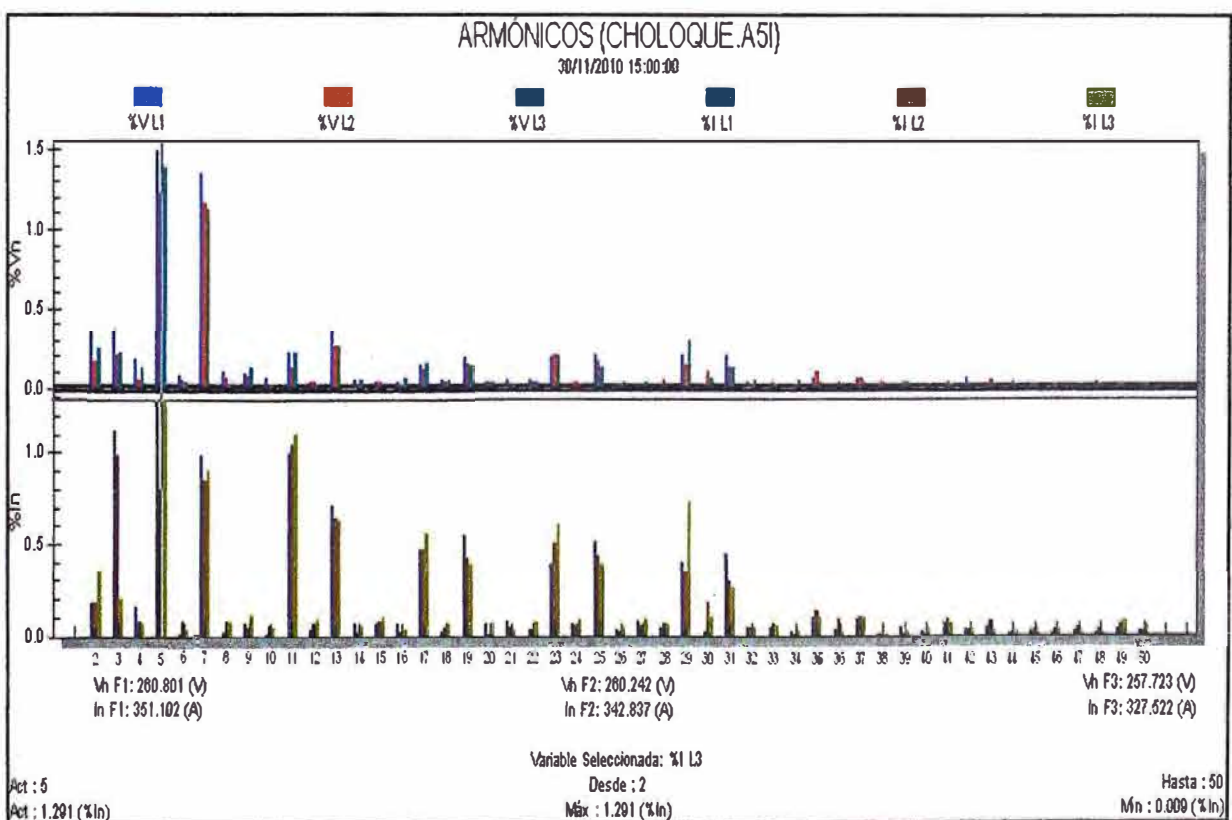


Fig. 4.23 Distorsión armónica de corriente – Choloque

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. De las lecturas realizadas se observa que todos los valores de THD de tensión y corriente, se encuentran dentro de lo permitido por la NTCSE y de la IEEE Std.519.
2. Los armónicos de mayor magnitud son los de orden 3°, 5° y 7°, las magnitudes de los armónicos superiores son despreciables.
3. En el resultado de los Flujos de Cargas también se obtuvo la respuesta en Frecuencia de las Barras Principales analizadas para los cuatro casos descritos anteriormente. En el caso actual no presentan problema alguno y en los demás casos nos muestran que si se conectasen los bancos de condensadores en los lugares asumidos no tendrían problemas de resonancias para los armónicos de mayor magnitud (3°, 5° y 7°).
4. De acuerdo a los resultados de flujo de potencia, se aprecia que en las condiciones actuales de operación para los escenarios de máximo consumo de Minera Poderosa (Hora fuera de punta), y para los escenarios de consumo promedio de la mina (Hora Punta) no se presentan problemas en los perfiles de tensión a nivel de 25 kV, ni tampoco a nivel de alimentación de cargas, esto debido al aporte de reactivos por parte de los generadores hidráulicos y térmicos, la regulación de sus transformadores, además de la compensación reactiva instalada en sus subestaciones.
5. Debido a la conexión de Minasampa y de su compensación de 0,6 MVAR, no se aprecian cambios significativos en los perfiles de tensión de la zona.
6. Ante el incremento de carga proyectado en el sistema de Minera PODEROSA de aproximadamente 1,6 MW y en las condiciones de máxima demanda en la mina sin Compensación en Cajabamba, es necesaria una compensación reactiva total de 2,8 MVAR si se compensa en la barra 25 kV, una compensación reactiva total de 2,6 MVAR si se compensa en barras 4,16 kV y una compensación reactiva total de 2,5 MVAR si se compensa en barras 0,46 kV, con lo cual se consigue mantener los perfiles de tensión en la zona dentro de límites aceptables de operación en cada alternativa analizada.

7. En caso se instale compensación reactiva de 2 MVAR en la Subestación Cajabamba y en las condiciones de máxima demanda en la mina, será necesario instalar una compensación reactiva total de 1,7 MVAR si se compensa en la barra 25 kV, una compensación reactiva total de 1,6 MVAR si se compensa en barras 4,16 kV y una compensación reactiva total de 1,5 MVAR si se compensa en barras 0,46 kV, para mantener los perfiles de tensión en la zona dentro de límites aceptables de operación en cada alternativa analizada.
8. Del análisis comparativo de las alternativas de compensación reactiva, se desprende que la alternativa que presenta las menores pérdidas de transmisión es la Alternativa 3, que consiste en compensar a nivel de 0,46 kV, Asimismo la compensación reactiva total requerida en esta alternativa es ligeramente menor al de las alternativas de compensar en barras de 25 kV y 4,16 kV.
9. De las tres alternativas de compensación reactiva analizadas, se puede afirmar que las alternativas 2 y 3 permiten tener cierto grado de flexibilidad en la operación de la mina, pues con la conexión o desconexión de bancos de capacitores distribuidos en más de una barra, se podría mantener un perfil de tensiones adecuado en barras de la mina, lo cual resultaría más complicado si se instala un banco de capacitores de manera concentrada en un único punto en la barra de 25 kV.
10. La Alternativa 01 que consiste en la instalación de un banco de capacitores en la barra de 25 kV, tiene una mayor posibilidad de resonar frente a las armónicas existentes en la unidad Minera PODEROSA debido a que el banco de capacitores será de mayor capacidad reactiva al de las alternativas de compensación en 4,16 kV y 0,46 kV.
11. Debido a las variaciones de consumo de carga, que se presentan en la operación diaria de la mina, se recomienda que los nuevos bancos de capacitores sean de tipo automático.
12. De acuerdo al análisis se recomienda LA ALTERNATIVA 3 Sin Compensación en Cajabamba. En Horas Punta se tendrá aproximadamente 4 MW (Operara un grupo de la Central Térmica) y en Horas Fuera Punta se tendrá aproximadamente 6 MW. ... compensara con 2,5 MVAR.
13. Las mediciones de los parámetros eléctricos y las inspecciones realizadas a las subestaciones, permitieron identificar mejoras en las instalaciones eléctricas.

14. Se debe balancear las cargas simétricamente entre las fases para evitar sobrecargas en los conductores de otras fases y el funcionamiento inadecuado de equipos sensibles como las computadoras.
15. Ejecutar un plan de recuperación, mantenimiento preventivo y correctivo a los tableros eléctricos y conexiones eléctricas, considerando las condiciones de alta corrosión de la zona (Limpieza y verificación de puntos calientes, sustitución de cableado deteriorado, colocación de tapa, identificación de circuitos, normalización de empalmes y conexiones; etc.)
16. Normalizar las instalaciones eléctricas de acuerdo a lo establecido en el Código Eléctrico Nacional.
17. Regularizar los conductores de los circuitos del tablero secundario, utilizando los calibres de acuerdo a la carga instalada.
18. Se mejoro la resistencia de la malla de la puestas a tierra de toda la instalación.
19. Instalar equipos de sobretensiones atmosféricas PRD en los tableros eléctricos de distribución.

ANEXOS

ANEXO A
NORMA IEEE 519

Tabla 1. IEEE 519 Límites en la Distorsión de la Corriente.

Para condiciones con duración superior a una hora. Para períodos más cortos el límite aumenta un 50%

Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes entre 120 - 69,000 volts.						
Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental						
ISC/IL	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes entre 69,000 - 161,000 volts.						
Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental						
ISC/IL	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de						

acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes > 161,000 volts.						
Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental						
ISC/IL	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<50	2.0	1.0	0.75	0.30	0.15	2.5
50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75
Los armónicos pares se limitan al 25% de los límites de los armónicos impares mostrados anteriormente						
* Todo equipo de generación se limita a estos valores independientemente del valor de Isc/Il que presente						
Donde ISC = corriente Máxima de cortocircuito en el punto de acoplamiento común. IL = Máxima demanda de la corriente de carga (a frecuencia fundamental) en el punto de acoplamiento común. TDD = Distorsión total de la demanda (RSS) en % de la demanda máxima.						

Tabla 1. IEEE 519 Límites en la Distorsión de la tensión

Voltaje de barra en el punto de acoplamiento común	Distorsión individual de Voltaje (%)	Distorsión total de voltaje THD (%)
Hasta 69 kV	3.0	5.0
De 69 kV a 137.9 kV	1.5	2.5
Nota: Los sistemas de alto voltaje pueden llegar hasta un 2.0% en THD cuando lo que causa es un alto voltaje terminal DC, el cual podría ser atenuado.		

ANEXO B

Registro de valores de mediciones de armónicos de tensión y corriente

S.E.CEDRO-REGISTRO DE ARMONICOS DE TENSION Y CORRIENTE

Fecha de la muestra	%V L1 (%V THD)	%V L2 (%V THD)	%V L3 (%V THD)	%I L1 (%I THD)	%I L2 (%I THD)	%I L3 (%I THD)
02/12/2010 09:01	1.9	2	2	9	5.5	5.2
02/12/2010 09:10	1.8	1.8	1.8	8.6	5.5	5.1
02/12/2010 09:20	1.6	1.8	1.7	8.8	5.7	5.3
02/12/2010 09:30	1.4	1.7	1.7	8.4	5.9	5.7
02/12/2010 09:40	1.5	1.6	1.6	8.1	6.9	5.5
02/12/2010 09:50	1.4	1.6	1.6	7.2	6.2	4.9
02/12/2010 10:00	1.5	1.7	1.6	6.4	4.8	4.3
02/12/2010 10:10	1.5	1.9	1.8	7	6.1	4.6
02/12/2010 10:20	1.5	1.6	1.5	7.2	6.3	4.9
02/12/2010 10:30	1.5	1.7	1.6	5.3	3.9	3.9
02/12/2010 10:40	1.5	1.7	1.6	5.8	5.8	4.1
02/12/2010 10:50	1.6	1.7	1.6	6.4	5.4	4.6
02/12/2010 11:00	1.5	1.7	1.6	7.7	5.5	4.5
02/12/2010 11:10	1.6	1.7	1.6	5.3	4.5	3.9
02/12/2010 11:20	1.5	1.6	1.5	7.4	5.7	5.5
02/12/2010 11:30	1.6	1.7	1.5	7	5.9	5.2
02/12/2010 11:40	1.4	1.6	1.6	8.1	6.6	6.1
02/12/2010 11:50	1.7	1.7	1.7	6.4	4.8	4.9
02/12/2010 12:00	1.4	1.5	1.5	6.9	5.6	4.9
02/12/2010 12:10	1.5	1.9	1.7	7.5	5.9	4.8
02/12/2010 12:20	1.6	1.7	1.6	9.4	6.3	6
02/12/2010 12:30	1.7	1.9	1.7	11.2	6.8	6.1
02/12/2010 12:40	1.7	1.9	1.8	11.3	6.8	6.5
02/12/2010 12:50	2.1	2	2	11.6	8.2	6.9
02/12/2010 13:00	1.9	2.1	2	12.5	7.1	6.1
02/12/2010 13:10	2	2.1	2	11.2	7.3	6.2
02/12/2010 13:20	1.9	2.2	1.9	10.9	7.5	5.9
02/12/2010 13:30	1.8	2	1.8	11.6	7.1	6.3
02/12/2010 13:40	1.8	2	1.9	9.5	7.2	6.6
02/12/2010 13:50	2	2	2.1	11.5	8.4	7

S.E.VIJUS-REGISTRO DE ARMONICOS DE TENSION Y CORRIENTE

Fecha	Tiempo	%V L1 (%V THD)	%V L2 (%V THD)	%V L3 (%V THD)	%I L1 (%I THD)	%I L2 (%I THD)	%I L3 (%I THD)
03/12/2010	18:18:49	1,6	1,5	1,6	2,9	2,8	2,7
03/12/2010	18:19:59	1,4	1,5	1,4	1,1	1,1	0,9
03/12/2010	18:20:00	1,4	1,4	1,4	0,9	1,1	1,0
03/12/2010	18:30:00	1,4	1,4	1,1	1,7	1,0	0,9
03/12/2010	18:40:00	1,6	1,5	1,4	1,4	1,2	1,2
03/12/2010	18:50:00	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
03/12/2010	19:00:00	1,7	1,7	1,5	1,7	1,6	1,5
03/12/2010	19:10:00	1,6	1,4	1,3	1,7	1,5	1,2
03/12/2010	19:20:00	1,5	1,4	1,2	1,2	1,0	1,0
03/12/2010	19:30:00	1,5	1,4	1,3	1,0	1,1	1,0
03/12/2010	19:40:00	1,7	1,7	1,3	1,4	1,1	1,2
03/12/2010	19:50:00	1,6	1,5	1,6	1,1	1,2	1,0
03/12/2010	20:00:00	1,7	1,6	1,5	1,3	1,1	0,9
03/12/2010	20:10:00	1,7	1,7	1,5	1,1	1,0	1,1
03/12/2010	20:20:00	1,7	1,6	1,6	1,3	1,2	1,1
03/12/2010	20:30:00	1,8	1,6	1,6	1,5	1,6	1,1
03/12/2010	20:40:00	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
03/12/2010	20:50:00	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,3
03/12/2010	21:00:00	1,6	1,5	1,5	1,4	1,6	1,3
03/12/2010	21:10:00	1,8	1,7	1,6	1,4	1,2	1,1
03/12/2010	21:20:00	1,7	1,5	1,4	1,4	1,4	1,1
03/12/2010	21:30:00	1,5	1,5	1,4	1,3	1,1	1,0
03/12/2010	21:40:00	1,6	1,5	1,4	1,5	1,2	1,2
03/12/2010	21:50:00	1,4	1,3	1,3	1,4	1,2	0,9
03/12/2010	22:00:00	1,4	1,5	1,3	1,3	1,1	0,9
03/12/2010	22:10:00	1,5	1,4	1,3	1,5	1,4	1,1
03/12/2010	22:20:00	1,4	1,3	1,3	1,5	1,4	0,9
03/12/2010	22:30:00	1,6	1,4	1,4	1,2	1,2	1,0
03/12/2010	22:40:00	1,4	1,3	1,3	0,9	1,2	0,8
03/12/2010	22:50:00	1,3	1,4	1,2	1,1	1,1	0,7
03/12/2010	23:00:00	1,3	1,3	1,2	1,0	1,1	1,0
03/12/2010	23:10:00	1,3	1,4	1,2	1,2	1,2	0,9
03/12/2010	23:20:00	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	0,8
03/12/2010	23:30:00	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,0
03/12/2010	23:40:00	1,4	1,4	1,3	1,6	1,5	1,0
03/12/2010	23:50:00	1,5	1,3	1,2	1,4	1,5	0,9
04/12/2010	00:00:00	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	0,8
04/12/2010	00:10:00	1,3	1,1	1,2	1,2	1,3	0,8
04/12/2010	00:20:00	1,4	1,2	1,2	1,2	1,4	1,2
04/12/2010	00:30:00	1,3	1,4	1,2	1,3	2,0	1,5
04/12/2010	00:40:00	1,1	1,4	1,3	1,1	1,3	1,0
04/12/2010	00:50:00	1,4	1,3	1,3	1,5	1,5	1,1
04/12/2010	01:00:00	1,2	1,2	1,2	1,5	1,3	1,0
04/12/2010	01:10:00	1,1	1,2	1,3	1,2	1,3	1,0
04/12/2010	01:20:00	1,3	1,2	1,1	2,0	1,8	1,3
04/12/2010	01:30:00	1,3	1,3	1,3	1,9	2,0	1,4
04/12/2010	01:40:00	1,2	1,4	1,4	1,8	1,7	1,3
04/12/2010	01:50:00	1,3	1,3	1,2	1,5	1,7	1,3
04/12/2010	02:00:00	1,2	1,3	1,2	1,4	2,0	1,1
04/12/2010	02:10:00	1,4	1,3	1,3	1,5	1,3	1,0
04/12/2010	02:20:00	1,4	1,3	1,3	1,0	1,2	0,7
04/12/2010	02:30:00	1,2	1,3	1,1	1,0	1,3	1,1
04/12/2010	02:40:00	1,3	1,5	1,3	1,0	1,4	1,2
04/12/2010	02:50:00	1,3	1,2	1,2	1,5	1,8	1,5
04/12/2010	03:00:00	1,3	1,5	1,4	2,0	1,9	1,4

S.E.COMPRESORA-REGISTRO DE ARMONICOS DE TENION Y CORRIENTE

Fecha	Tiempo	%V L1 (%V THD)	%V L2 (%V THD)	%V L3 (%V THD)	%I L1 (%I THD)	%I L2 (%I THD)	%I L3 (%I THD)
02/12/2010	17:27:59	0,0	0,0	0,0	18,4	33,6	39,4
02/12/2010	17:29:59	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6
02/12/2010	17:30:00	1,3	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5
02/12/2010	17:40:00	1,4	1,3	1,4	1,5	1,4	1,6
02/12/2010	17:50:00	1,3	1,3	1,3	1,5	1,4	1,5
02/12/2010	18:00:00	1,2	1,2	1,2	1,4	1,4	1,4
02/12/2010	18:10:00	1,2	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4
02/12/2010	18:20:00	1,2	0,9	1,1	1,2	1,2	1,2
02/12/2010	18:30:00	1,0	0,9	1,0	1,1	1,0	1,1
02/12/2010	18:40:00	1,1	1,0	1,1	1,2	1,0	1,1
02/12/2010	18:50:00	1,2	1,0	1,0	1,2	1,1	1,1
02/12/2010	19:00:00	1,3	1,0	1,1	1,2	1,0	1,1
02/12/2010	19:10:00	1,3	1,1	1,2	1,7	1,5	1,5
02/12/2010	19:20:00	1,3	1,1	1,2	1,7	1,6	1,5
02/12/2010	19:30:00	1,3	1,1	1,2	1,7	1,6	1,5
02/12/2010	19:40:00	1,3	1,2	1,2	1,7	1,6	1,6
02/12/2010	19:50:00	1,3	1,1	1,1	1,8	1,6	1,5
02/12/2010	20:00:00	1,3	1,2	1,2	1,7	1,5	1,5
02/12/2010	20:10:00	1,3	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1
02/12/2010	20:20:00	1,2	1,1	1,1	1,2	1,0	1,2
02/12/2010	20:30:00	1,2	1,0	1,1	1,2	1,1	1,2
02/12/2010	20:40:00	1,3	1,1	1,1	1,4	1,2	1,3
02/12/2010	20:50:00	1,3	1,0	1,1	1,3	1,2	1,3
02/12/2010	21:00:00	1,2	1,0	1,1	1,3	1,1	1,3
02/12/2010	21:10:00	1,2	1,0	1,1	1,7	1,5	1,5
02/12/2010	21:20:00	1,2	1,0	1,1	1,6	1,5	1,5
02/12/2010	21:30:00	1,2	0,9	1,1	1,5	1,5	1,6
02/12/2010	21:40:00	1,1	1,0	1,0	1,4	1,4	1,3
02/12/2010	21:50:00	1,0	0,9	1,1	1,3	1,3	1,2
02/12/2010	22:00:00	1,1	0,9	1,1	1,4	1,4	1,4
02/12/2010	22:10:00	1,1	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2
02/12/2010	22:20:00	1,0	0,9	1,0	1,3	1,2	1,3
02/12/2010	22:30:00	1,1	0,8	1,0	1,4	1,3	1,3
02/12/2010	22:40:00	1,1	0,9	1,1	1,4	1,3	1,3
02/12/2010	22:50:00	1,1	0,9	1,0	1,5	1,3	1,3
02/12/2010	23:00:00	1,1	0,9	1,1	1,5	1,3	1,3
02/12/2010	23:10:00	1,1	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0
02/12/2010	23:20:00	1,1	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9
02/12/2010	23:30:00	1,0	0,8	1,0	0,9	0,9	0,9
02/12/2010	23:40:00	1,1	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9
02/12/2010	23:50:00	1,0	0,9	1,0	0,8	0,8	1,0
03/12/2010	00:00:00	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9
03/12/2010	00:10:00	1,1	0,9	1,1	0,9	0,8	0,9
03/12/2010	00:20:00	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9
03/12/2010	00:30:00	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
03/12/2010	00:40:00	1,0	0,9	1,0	0,8	0,9	0,9
03/12/2010	00:50:00	1,1	0,8	1,0	1,0	0,9	1,0
03/12/2010	01:00:00	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9

S.E.2190-REGISTRO DE ARMONICOS DE TENION Y CORRIENTE

Fecha	Tiempo	%V L1 (%V THD)	%V L2 (%V THD)	%V L3 (%V THD)	%I L1 (%I THD)	%I L2 (%I THD)	%I L3 (%I THD)
29/11/2010	19:13:54	1,7	1,6	1,4	1,7	0,0	1,4
29/11/2010	19:20:00	1,7	1,4	1,7	1,7	1,6	1,5
29/11/2010	19:30:00	1,6	1,4	1,5	1,9	1,5	1,5
29/11/2010	19:40:00	1,5	1,4	1,3	1,8	1,5	1,4
29/11/2010	19:50:00	1,7	1,6	1,3	1,7	1,6	1,3
29/11/2010	20:00:00	1,8	1,4	1,8	1,9	1,5	1,6
29/11/2010	20:10:00	2,0	1,6	1,8	2,0	1,6	1,7
29/11/2010	20:20:00	1,7	1,7	1,8	1,6	1,5	1,4
29/11/2010	20:30:00	1,6	1,4	1,6	1,5	1,6	1,3
29/11/2010	20:40:00	1,7	1,6	1,5	1,6	1,3	1,3
29/11/2010	20:50:00	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4
29/11/2010	21:00:00	1,5	1,2	1,2	1,8	1,4	1,4
29/11/2010	21:10:00	1,8	1,6	1,5	2,0	1,8	1,6
29/11/2010	21:20:00	1,6	1,5	1,2	1,6	1,6	1,2
29/11/2010	21:30:00	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2
29/11/2010	21:40:00	1,4	1,4	1,4	1,6	1,4	1,5
29/11/2010	21:50:00	1,4	1,3	1,4	1,5	1,4	1,3
29/11/2010	22:00:00	1,6	1,5	1,4	1,7	1,8	1,4
29/11/2010	22:10:00	1,5	1,2	1,6	1,6	1,4	1,6
29/11/2010	22:20:00	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
29/11/2010	22:30:00	1,2	1,1	1,2	1,2	1,3	1,1
29/11/2010	22:40:00	1,2	1,1	1,2	1,3	1,2	1,2
29/11/2010	22:50:00	1,1	1,1	1,1	1,3	1,2	1,1
29/11/2010	23:00:00	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1
29/11/2010	23:10:00	1,0	1,0	1,1	1,2	1,1	1,1
29/11/2010	23:20:00	1,0	1,0	1,1	1,2	1,1	1,1
29/11/2010	23:30:00	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,2
29/11/2010	23:40:00	1,2	1,1	1,2	1,3	1,2	1,2
29/11/2010	23:50:00	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
30/11/2010	00:00:00	0,8	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0
30/11/2010	00:10:00	1,0	0,9	1,0	1,2	1,0	1,1
30/11/2010	00:20:00	0,9	1,0	1,1	1,2	1,0	1,2
30/11/2010	00:30:00	0,8	1,0	1,0	0,8	1,1	1,2
30/11/2010	00:40:00	1,1	1,0	0,9	1,0	0,9	0,8
30/11/2010	00:50:00	1,1	1,3	1,0	1,0	1,1	1,1
30/11/2010	01:00:00	1,0	1,1	0,9	1,1	1,1	1,0
30/11/2010	01:10:00	1,1	0,9	1,2	1,2	1,0	1,1
30/11/2010	01:20:00	1,1	0,9	1,0	1,2	1,0	1,0
30/11/2010	01:30:00	1,3	1,2	0,9	1,1	1,1	0,9
30/11/2010	01:40:00	1,1	1,1	0,9	1,1	1,2	0,9
30/11/2010	01:50:00	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8
30/11/2010	02:00:00	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
30/11/2010	02:10:00	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
30/11/2010	02:20:00	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0
30/11/2010	02:30:00	1,3	1,1	0,9	1,2	1,2	1,0
30/11/2010	02:40:00	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
30/11/2010	02:50:00	1,2	1,0	1,2	1,1	1,1	1,1
30/11/2010	03:00:00	1,0	1,0	1,1	1,2	1,1	1,2
30/11/2010	03:10:00	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9
30/11/2010	03:20:00	0,9	0,8	0,9	1,0	1,0	0,9
30/11/2010	03:30:00	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
30/11/2010	03:40:00	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
30/11/2010	03:50:00	1,0	0,8	1,0	1,3	1,0	1,0
30/11/2010	04:00:00	1,1	0,9	1,0	1,2	1,0	1,1
30/11/2010	04:10:00	0,8	0,8	1,0	0,8	0,9	0,9
30/11/2010	04:20:00	1,0	0,9	0,8	1,1	0,9	0,9
30/11/2010	04:30:00	0,8	0,8	0,8	1,0	0,8	0,9

ANEXO C

Fotos de mediciones con analizador de redes eléctricas

MEDICIONES CON ANALIZADOR DE REDES ELÉCTRICAS

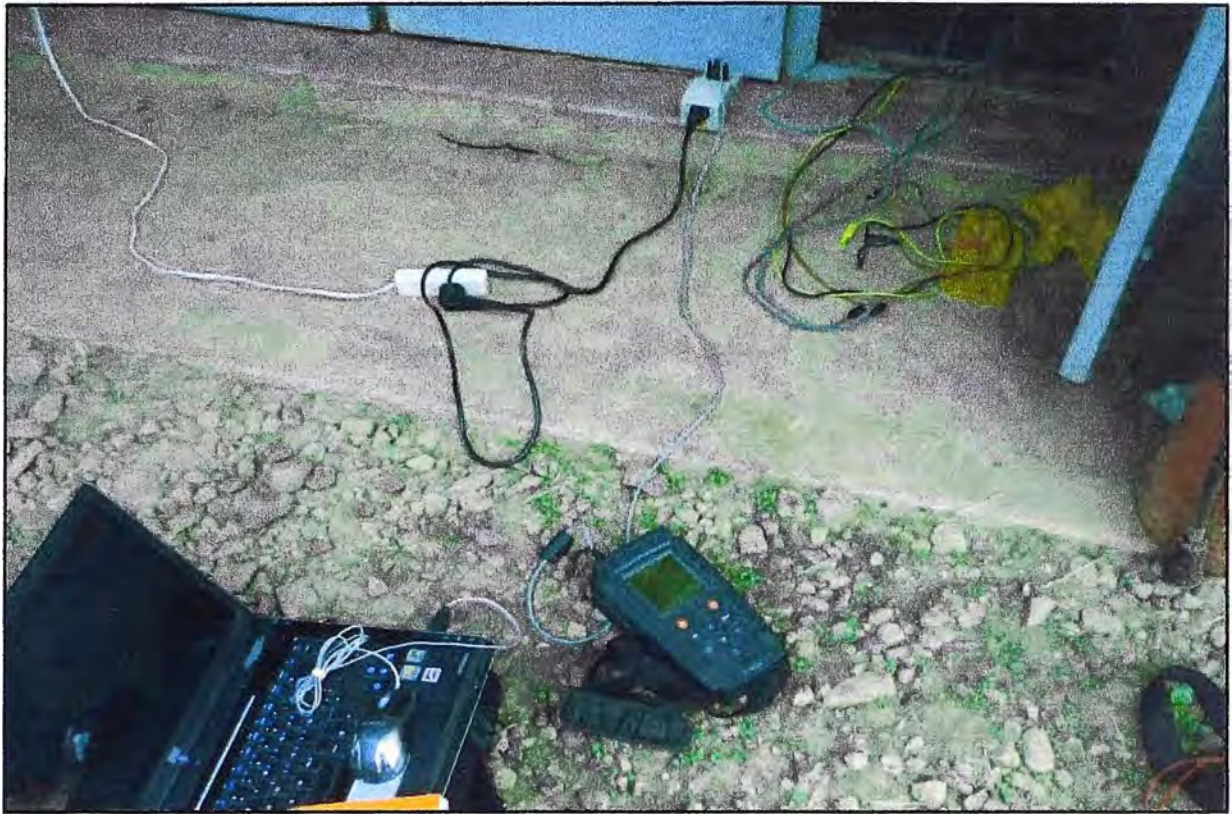
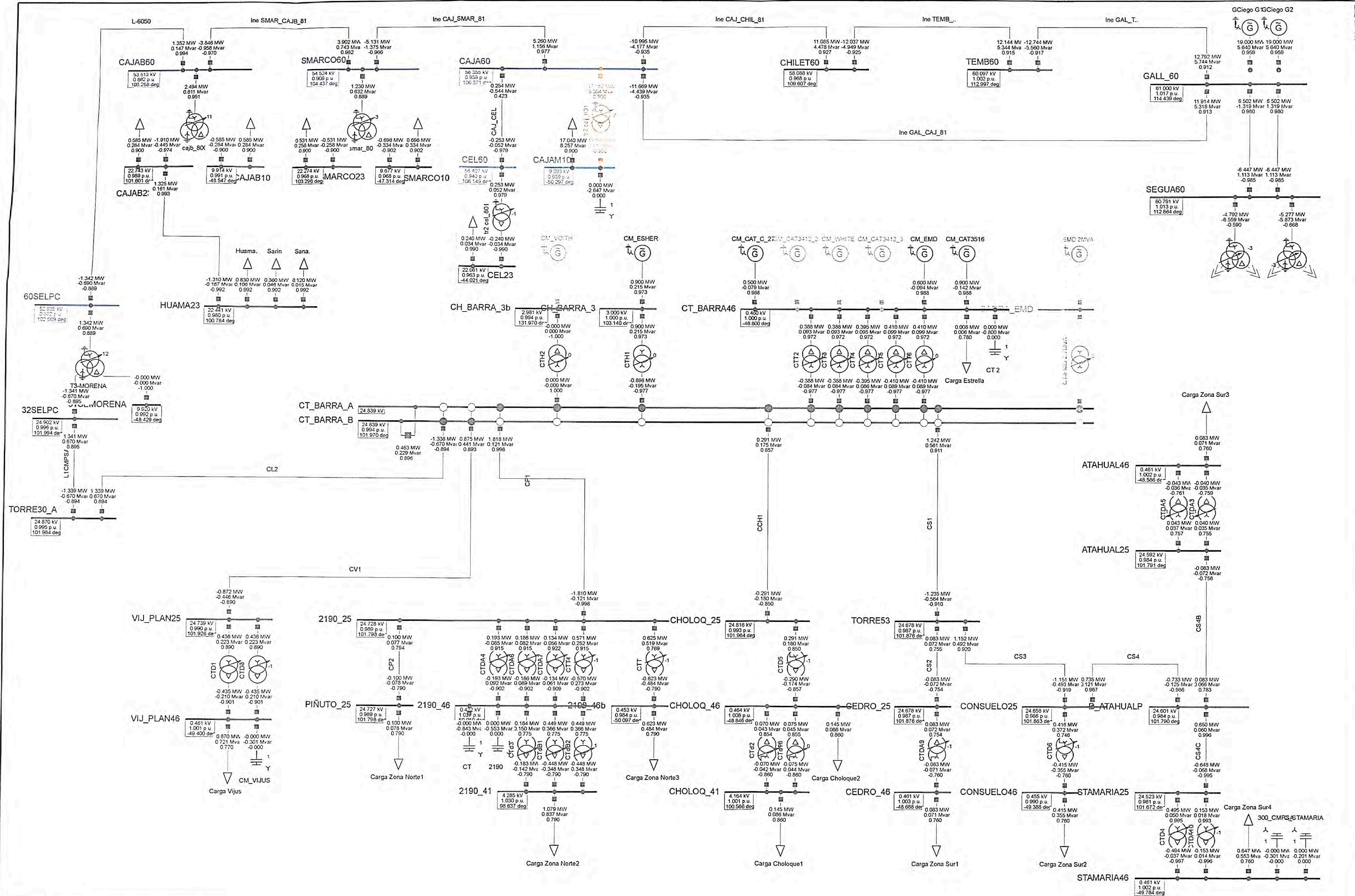


FOTO N°1 Se observa las mediciones en la SE 2190



FOTO N°2 Se observa las mediciones en la SE CEDRO

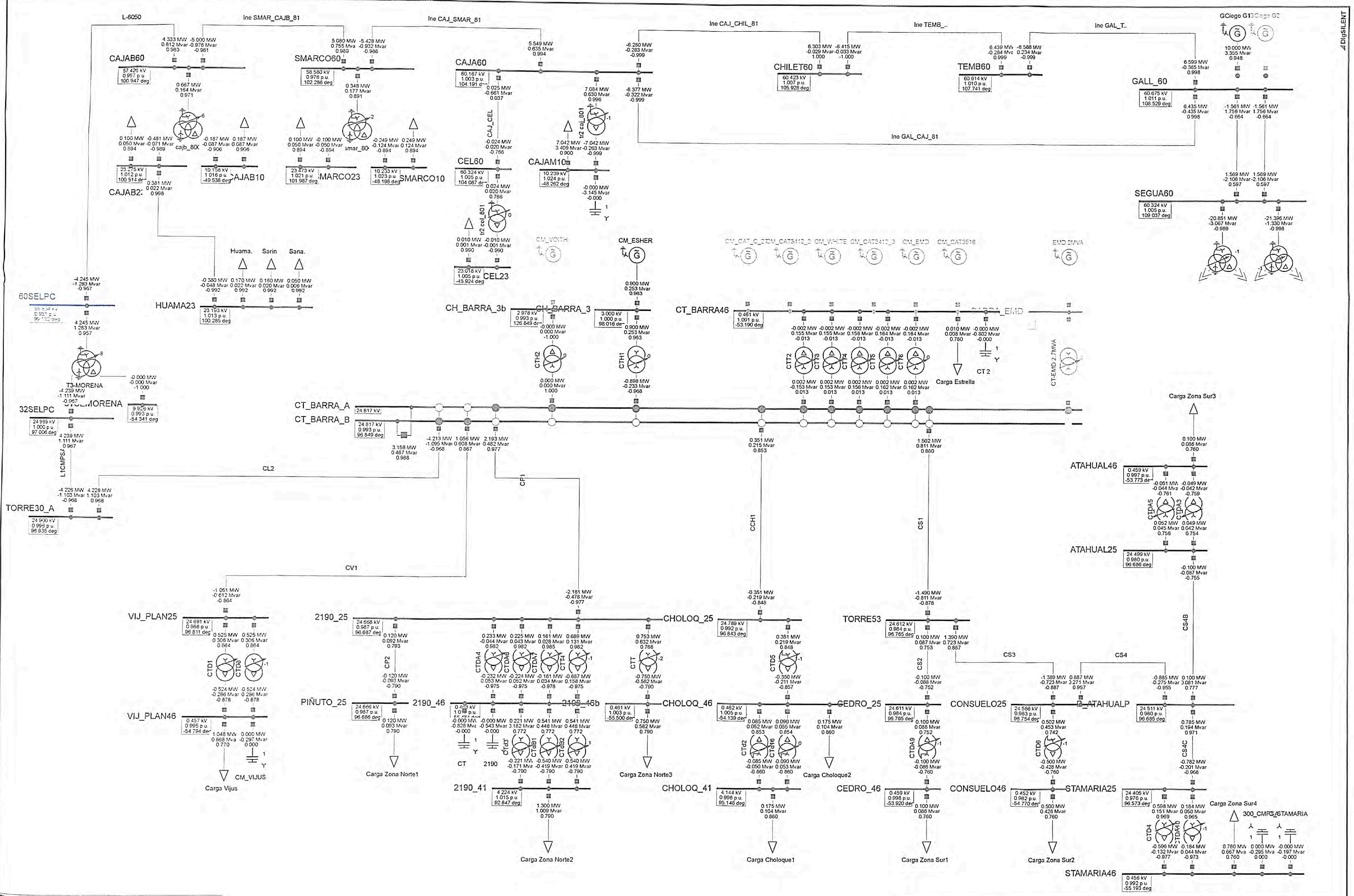
ANEXO D:
Diagramas Unifilares



Flujo Carga Balanceada	
Nodos	Ramas
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]
Tensión, Ángulo [deg]	Factor de Potencia

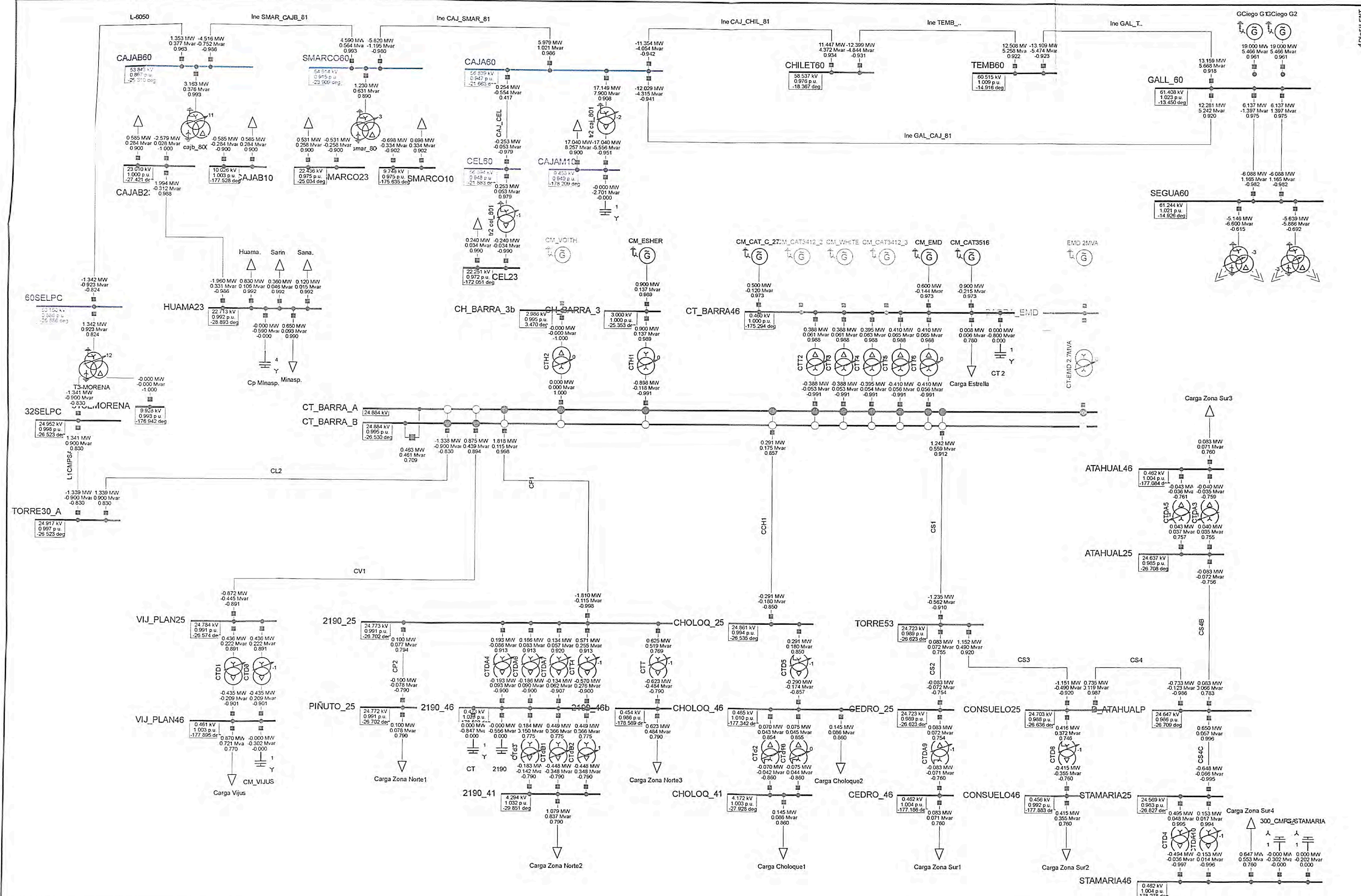
PowerFactory 14.0.520

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	Proyecto: UNI
FAC. INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	Gráfica: CMPSA
Escenario1 - Condiciones Actuales de Operación	Fecha: 6/05/2011
Estiaje Máxima Demanda / Hora Punta	Anexo: D1-A

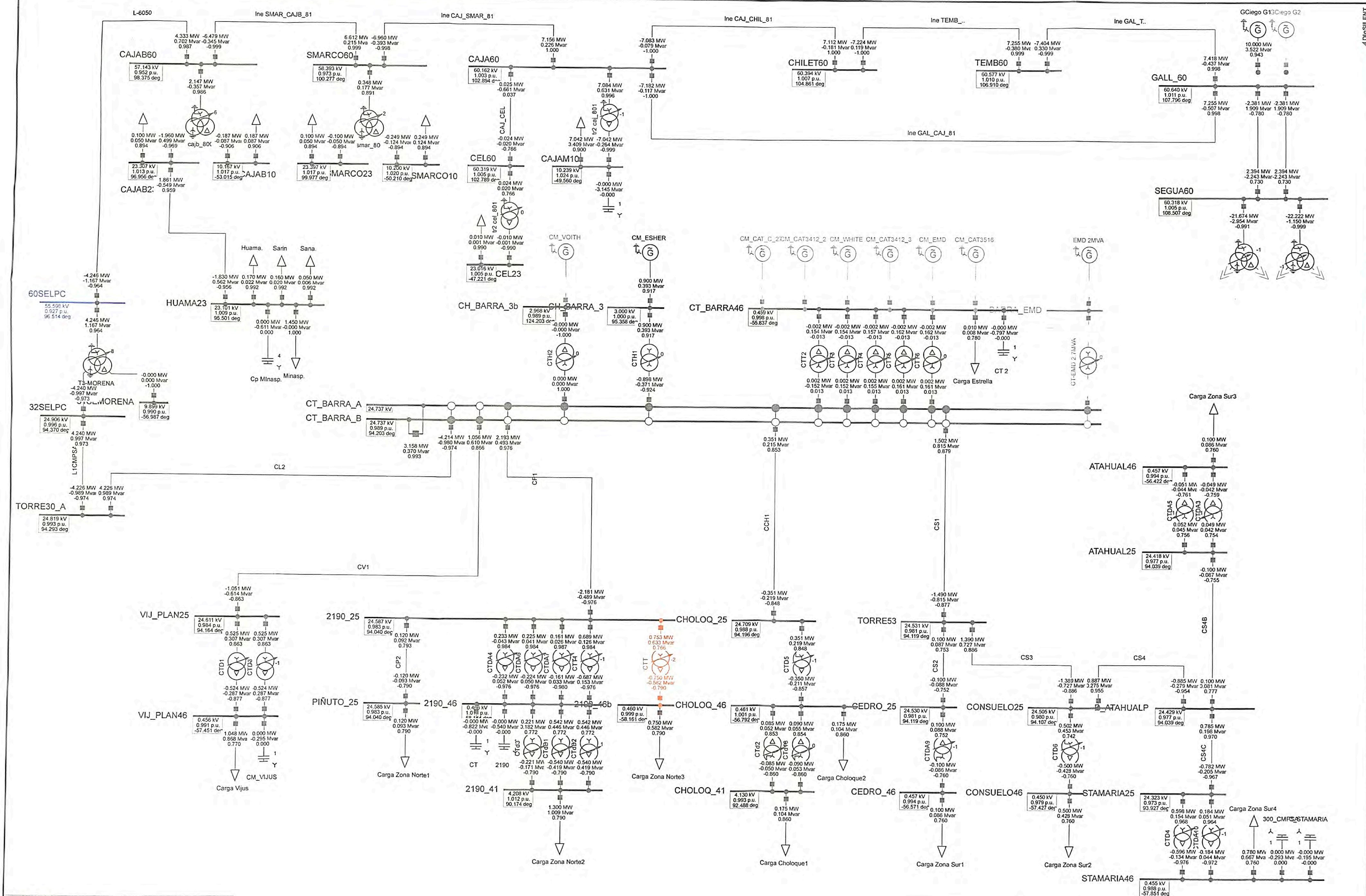


Flujo Carga Balanceada	
Nodos	Ramas
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]
Tensión, Ángulo [deg]	Factor de Potencia

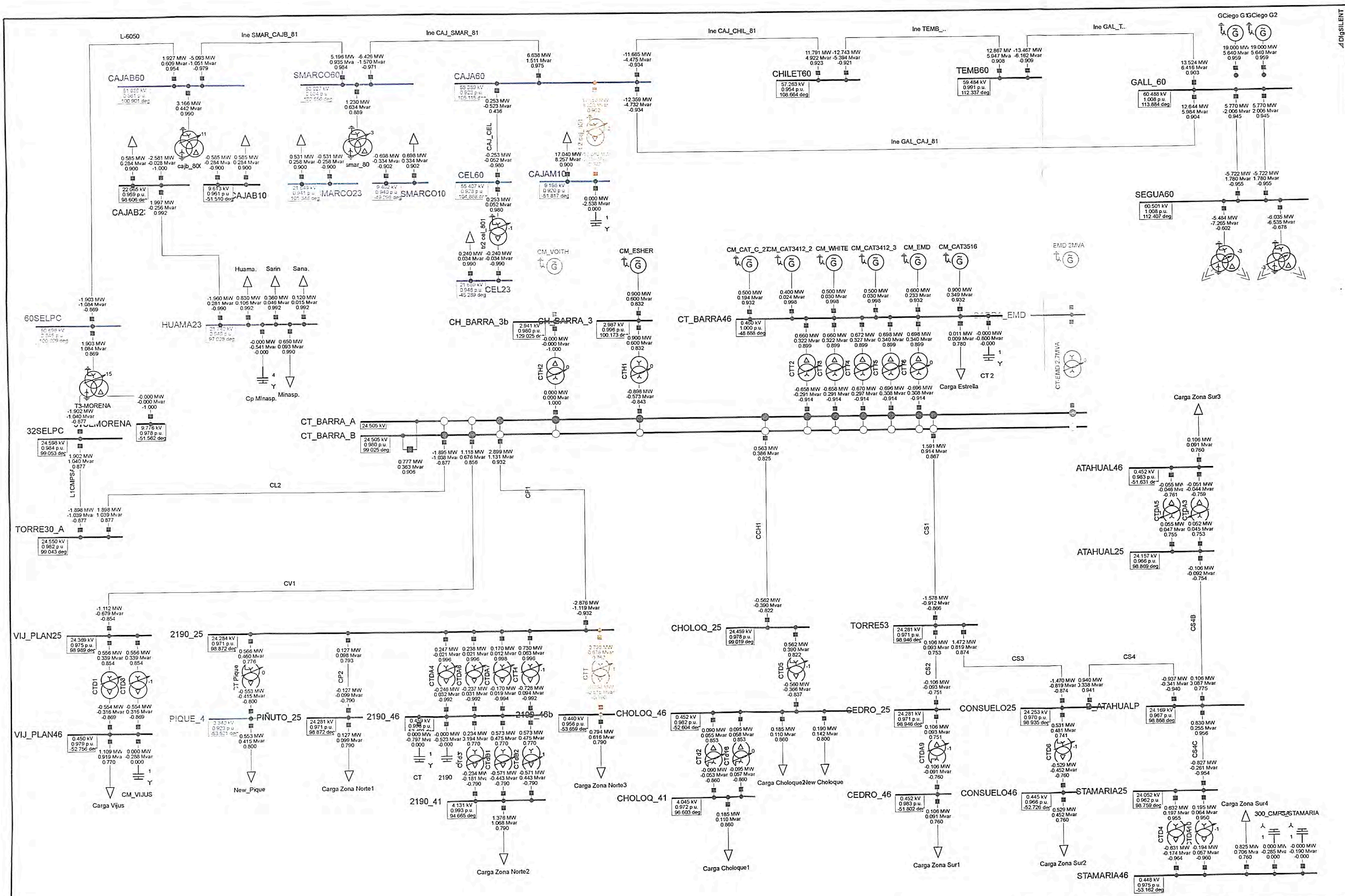
 PowerFactory 14.0.520	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FAC. INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA Escenario1 - Condiciones Actuales de Operación	Proyecto: UNI Gráfica: CMPSA Fecha: 6/05/2011 Anexo: D1-B
	Estaje Máxima Demanda / Hora Fuera Punta	
	EMD 21MVA	



Flujo Carga Balanceada	
Nodos	Ramas
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]
Tensión, Ángulo [deg]	Factor de Potencia

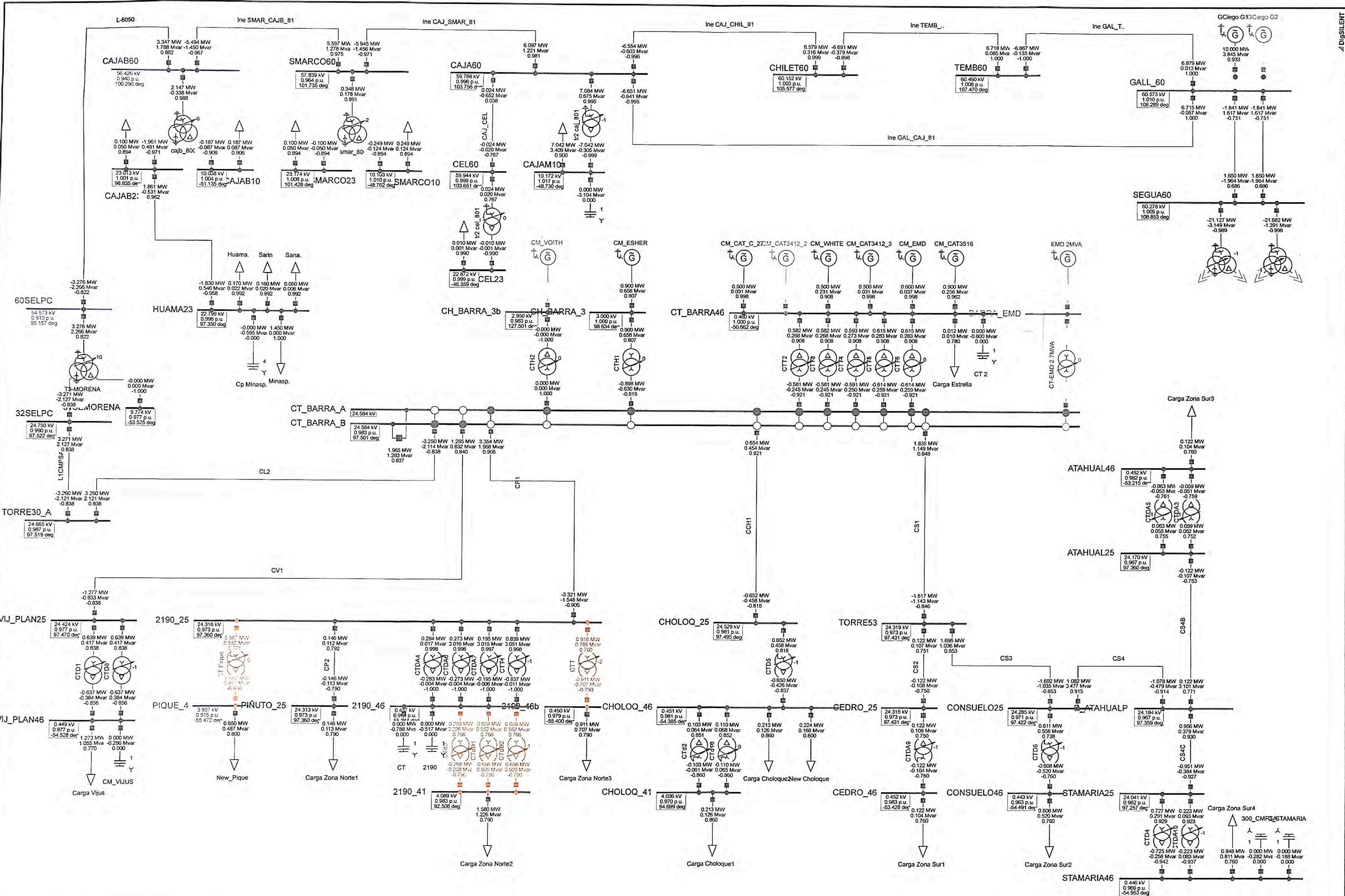


Flujo Carga Balanceada	
Nodos	Ramas
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]
Tensión, Ángulo [deg]	Factor de Potencia



Flujo Carga Balanceada	
Nodos	Ramas
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]
Tensión, Ángulo [deg]	Factor de Potencia

 PowerFactory 14.0.520	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	Proyecto: UNI
	FAC. INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	Gráfica: CMPSA
	Escenario3 - Incremento carga en PODEROSA	Fecha: 6/05/2011
	Estiaje Máxima Demanda / Hora Punta	Anexo: D3-A



Flujo Carga Balanceada	
Nodos	Ramas
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]
Tensión, Ángulo [deg]	Factor de Potencia

PowerFactory 14.0.520	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	Proyecto: UNI
	FAC. INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	Gráfica: CMPSA
	Escenario3 - Incremento carga en PODEROSA	Fecha: 6/05/2011
	Estiaje Máxima Demanda / Hora Fuera Punta	Anexo: D3-B

BIBLIOGRAFIA

- [1] Arrillaga, J., Bradley, D.A., y Bodger, P.S. "Power System Harmonics"
John Wiley & Sons - 1985
- [2] ANSI/IEEE – Std 519-1992 "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems"
- [3] Dugan, R.C. McGranaghan M.F., and Beaty H.W "Electric Power Systems Quality"
McGraw-Hill - 1996
- [4] Palma García, Tomás "Curso Calidad de la Energía – FIEE UNI"
FIEE UNI – 2010
- [5] Decreto Supremo N° 020-97-EM y sus modificatorias "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)" MEM-Perú - 2001
- [6] CIGRE 36.05 / CIRED 2 - 1998
Review of Methods for Measurement and Evaluation of the Harmonic Emission
CIGRE - 1998
- [7] Arroyo A. Carlos "Análisis de Armónicos de Corriente en Sistemas de Potencia"
SPT-Electrolima - 1988
- [8] Emanuel, Alexander E. "On the Assessment of Harmonic Pollution"
IEEE - 1995
- [9] Arrillaga, J., and Bruce, D "Power System Harmonic Analysis"
John Wiley & Sons - 1997
- [10] Hevia, Orlando P."Studios de Armónicas con el ATP – Harmonic Frequency Scan
CAUE – 2000"
- [11] Martínez Velasco, Juan A., Arnedo, Jacinto Martín "Desarrollo de una librería
modular para análisis de calidad de servicio mediante el EMTP"
Universitat Politecnica de Catalunya - 2001
- [12] International Electrotechnical Commission "IEC 1000-4-7: General guide on
harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply
systems and equipment connected thereto" IEC - 1991