



INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO
" DR. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ "
FACULTAD DE METALURGIA ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

Trabajo de Diploma en Opción al Título de Ingeniero Eléctrico

*Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación
2SD de la empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara "*

Diplomante: Hector Linares Suárez.

*Tutores: MSc. Gabriel Hernández Ramírez
Profesor Dpto. de Eléctrica del ISMMM
Ing. José Reinier Lima Pérez
Esp. Principal Grupo Laboratorios Eléctrico ECG*

Moa, 2011

" Año 53 de la Revolución "

Declaración de autor

En decisión conjunta, el autor Hector Linares Suárez y los tutores M.Sc. Gabriel Hernández Ramírez e Ing. José Reinier Lima Pérez, certificamos nuestra propiedad intelectual expuesta en este Trabajo de Diploma con título: “Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación 2SD de la Empresa Cmdte. “Ernesto Che Guevara” al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Hector Linares Suárez

M.Sc. Gabriel Hernández Ramírez

Ing. José Reinier Lima Pérez

PENSAMIENTO



”Mientras no seamos un pueblo realmente ahorrativo, que sepamos emplear con sabiduría y con responsabilidad cada recurso, no nos podemos llamar un pueblo eternamente revolucionario”.

Fidel Castro Ruz

Dedicatoria

A todos aquellos que de una forma u otra contribuyeron a la realización de este sueño, en especial:

A mi madre Amarilis Suárez Hernández, a mi esposa Ivette Borrego Fiol, hermanos, padres, familiares y amigos por su apoyo brindado durante todo este tiempo.

A la memoria de mi abuela Ceila Hernández Abella que con tanto amor y sacrificio supo día a día guiarme por el camino correcto.

Agradecimientos

A Dios por darme las fuerzas y sabiduría.

A mi madre, esposa, padres, hermanos y familiares.

Al departamento de eléctrica del ISMM " Dr. Antonio Núñez Jiménez".

Al departamento de eléctrica de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

A los centros de estudios e investigación relacionados con esta disciplina de la especialidad.

A mis tutores M.Sc. Gabriel Hernández Ramírez e Ing. José Reynier Lima Pérez.

A todas aquellas personas que de forma directa e indirecta contribuyeron con mi formación profesional.

A nuestra Revolución por brindarme la oportunidad de hacer realidad mi sueño.

Resumen:

En el presente trabajo se realiza un estudio en la subestación 2SD de la Empresa Cmdte "Ernesto Che Guevara", el cual permitirá identificar la causa de calentamiento en los transformadores 1T y 2T en régimen de avería, los principales consumidores de energía, la potencia instalada y demanda máxima por secciones, así como, el ajuste de las protecciones de los transformadores. En el mismo se realiza la actualización del diagrama monolineal de la subestación a través del levantamiento de las cargas y el control de los parámetros nominales (tensión de línea, corriente de línea y factor de potencia) con ayuda del programa Easy Power. Además, se analiza el comportamiento de las variables eléctricas mediante mediciones realizadas con el analizador de redes programables Power Quality Meter (PQM). Por último, se proponen variantes de mejoras para el esquema de suministro y la valoración económica de las mismas.

Abstract:

A study is carried out in the 2SD power substation in Comander Ernesto Guevara (Comandante Ernesto Guevara) enterprise, which will let to identify the overheating causes of 1T and 2T transformers in an electrical breakdown regime, the major energy consumers, the set power and maximum demands per section, as well as, the adjustment of transformer protection. The power substation monolineal diagram is updated through load quantification and nominal parameters control (line voltage, line current and power factor) assisted by Easy Power program. In addition the behaviors of electricity variables is analysed by means of measurements carried out with Power Quality Meter (PQM). Finally, some alternatives are suggested to improve the supply diagram and economic assessment.

Contenido

Resumen:	V
Abstract:	VI
Introducción general:.....	1
Situación Problémica.	2
Problema	2
Hipótesis.....	2
Objetivo general.....	2
Objetivos específicos.....	2
Tareas.....	2
Campo de acción.....	3
Resultados esperados	3
Capítulo I.....	4
1.1- Introducción:	4
1.2- Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación:	5
1.3 - Revisión de trabajos precedentes.....	5
1.4 - Teoría de transformadores.	8
1.4.1 - Sobrecargas de emergencia.	9
1.4.2 - Sobrecarga sistemática.....	9
1.4.3 - Selección de trabajo económico de los transformadores.....	11
1.5 - Armónicos.....	12
1.5.1 - Armónicos de tensión (U).....	13
1.5.2 - Armónico de corriente (I).....	13
1.5.3 - Límites aceptables y normas.....	14
1.5.4 - Efectos perjudiciales de los armónicos.	15
1.6 - Compensación de potencia reactiva.....	16
1.6.1 - Dispositivos que influyen en el balance de potencia reactiva.....	16
1.6.2 - Equipos Compensadores de Potencia Reactiva	17

1.6.3 - Tipos de compensaciones de reactivos mediante bancos de condensadores.	17
1.6.4 - Clasificación de los bancos de condensadores a utilizar para la compensación de potencia reactiva.	18
1.6.5 - Vías para la compensación de potencia reactiva.	19
1.6.6 - Beneficios que brinda la compensación de reactivo.	20
1.6.7- Cálculo para la compensación de reactivo.	20
1.7 - Protección de transformadores.	22
1.8 - Conclusiones.	30
Capítulo II.	31
2.1- Introducción.	31
2.2 - Descripción de la subestación.	31
2.2.1 - Descripción medio-ambiental:	32
2.2.2 - Protecciones existentes.	34
2.2.3 - Caracterización de las cargas.	36
2.3 - Actualización del diagrama Monolineal.	39
2.4 - Técnica y equipos.	41
2.5 - Análisis de las mediciones.	43
2.5.1- Coeficientes.	49
2.5.2- Régimen económico de los transformadores.	50
2.6 - Conclusiones.	51
Capítulo III.	52
3.1 - Introducción.	52
3.2 - Mejoras en la distribución del sistema eléctrico de la subestación.	52
3.2.1 - Variante I.	53
3.2.2 - Variante II.	60
3.3 - Cálculo de ajuste de las protecciones de los transformadores (SR-745).	66
3.4 - Valoración económica.	68
3.5 –Conclusiones.	73
Conclusiones Generales.	74

Recomendaciones.....	75
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
Anexos	

Introducción general:

La Empresa Comandante " Ernesto Che Guevara " es una de las industrias niquelíferas que integra el Grupo Empresarial Cubaníquel. Se encuentra ubicada al norte del yacimiento de mineral de Punta Gorda, provincia de Holguín, en la costa norte del océano Atlántico entre los ríos Moa y Yagrumaje, a 4 km. de la ciudad de Moa. Esta Empresa posee una gran importancia económica para el país, además de ser fuente de empleo para miles de trabajadores que allí laboran.

Debido a la enorme cantidad de carga eléctrica que posee la Empresa, cuenta con un sistema de distribución de media tensión (10kV) que conforma el Dispositivo de Distribución Principal (DDP). Desde allí se realiza la distribución de la energía eléctrica procedente del Sistema Electroenergético Nacional y de la cogeneración, hacia todos los consumidores internos desde 6.3kV hasta 110V.

Con el objetivo de elevar la eficiencia de los sistemas de distribución de la empresa, hace varios años se vienen realizando estudios en las diferentes áreas de la misma, en nuestro caso particular el objeto de estudio es la subestación reductora 2SD, la cual se encuentra localizada en casa de compresores.

Detectar en este circuito los parámetros que provocan la inestabilidad del sistema, las pérdidas de energía y llevarlas al mínimo posible, permitirá absorber los posibles incrementos de cargas que se contemplen en tiempos futuros.

Hacer una evaluación de las protecciones de los transformadores para asegurar el suministro y correcto funcionamiento de las mismas, y la supervisión de la subestación en el CITECT.

Desde estos puntos de vista la realización de un estudio con elaboración de medidas para reducir las pérdidas constituye una tarea de primer orden, si se desean obtener los resultados productivos que se planifican y un correcto funcionamiento de la subestación.

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

1

2SD de la empresa Cmdte. " Ernesto Che Guevara ".

Autor: Hector Linares Suárez

Situación Problemática.

Los transformadores 1T y 2T subestación 2SD de la Empresa Cmdte. " Ernesto Che Guevara " alimentan dos barras de forma independiente con un enlace normalmente abierto entre ellos, estos en régimen de avería no son capaces de asumir la demanda del otro sin un calentamiento excesivo.

Problema

Desconocimiento de la causa de calentamiento en los transformadores 1T y 2T al asumir la carga total en régimen de avería.

Hipótesis

Si se realiza un análisis en las barras de la subestación 2SD de la empresa Cmdte. " Ernesto Che Guevara " es posible mejorar el suministro eléctrico de la subestación 2SD.

Objetivo general

Mejorar la eficiencia del suministro eléctrico de la subestación 2SD de la empresa Cmdte. " Ernesto Che Guevara ".

Objetivos específicos.

- Realizar el marco teórico de la investigación.
- Caracterizar el proceso tecnológico y sistema eléctrico.
- Proponer alternativas técnicas y económicas que permitan la eficiencia del sistema de suministro eléctrico de la subestación.

Tareas

- Búsqueda bibliográfica y revisión de trabajos precedentes.
- Caracterización de la potencia instalada de la subestación 2SD.
- Actualización del esquema mono lineal y su modelación con ayuda del Easy Power.

- Evaluación del sistema de protecciones en los transformadores.
- Mediciones en cada sección de la subestación y principales cargas.
- Simulación y cálculo del flujo de carga con el software EASY POWER.

Campo de acción

Suministro Eléctrico y Protecciones Eléctricas

Resultados esperados

- Acomodo de cargas en las barras de la subestación 2SD.
- Ajuste de las protecciones de los transformadores.

Capítulo I.

Marco teórico – metodológico de la Investigación.

Índice del capítulo:

- 1.1 - Introducción.
- 1.2 - Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.
- 1.3 - Revisión de trabajos precedentes.
- 1.4 - Teoría de transformadores.
- 1.5 - Selección del calibre de los conductores.
- 1.6 - Armónicos.
- 1.7 - Compensación de potencia reactiva.
- 1.8 - Protección de transformadores.
- 1.9 - Conclusiones.

1.1- Introducción:

El objeto de estudio de este capítulo es establecer el Marco Teórico – Metodológico de la investigación, a partir de la metodología a seguir para su ejecución, el análisis de trabajos precedentes y la base teórica que sustenta la investigación.

1.2- Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación:

Para el diseño de la investigación se tuvieron en cuenta los siguientes métodos:

Análisis y Síntesis: para el análisis del comportamiento del circuito de suministro de la subestación 2SD de la empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara", para el estudio de los antecedentes y los trabajos realizados anteriormente en función del mejoramiento del mismo.

Método de investigación experimental: a escala industrial para describir y caracterizar el objeto de estudio.

Histórico-lógico: Para el análisis y la comprensión de las etapas por las cuales ha transitado el circuito de suministro de la subestación 2SD y su comportamiento.

Hipotético-deductivo: Para la elaboración de la hipótesis, cuya veracidad se intentará materializar en la investigación.

La observación científica: Para estar al tanto del desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación y para la validación de los resultados esperados en la investigación.

Criterio de expertos: En la proposición de los métodos a implementar como resultado de la investigación, de acuerdo con los resultados esperados en el proceso investigativo, en el proceso de implementación.

1.3 - Revisión de trabajos precedentes.

Con el objetivo de conocer los avances realizados en el tema y tener una idea más objetiva de los logros alcanzados, se tuvo en cuenta el resultado de los trabajos enunciados a continuación, los cuales de una forma u otra reflejan aspectos valiosos que nos dan una visión de las acciones que se realizan para las mejoras en los circuitos de suministro eléctrico.

- En el trabajo de Gainza Dixán Hinojosa, del 2003. Protección principal de los transformadores de entrada de la Empresa Mecánica del Níquel, se realiza un análisis de las variantes de protección dejando plasmadas sus características en cuanto a velocidad de respuesta, sensibilidad, así como sus particularidades y principio de funcionamiento, llegando a la conclusión que la protección individual es la más efectiva.
- En el trabajo de Xiomayris Palmero Córdova, del 2004, [35]. Modernización de las protecciones de los transformadores de entrada y alimentadores de media tensión en la Empresa Mecánica del Níquel se lleva a cabo la continuidad del trabajo iniciado por Gainza en el 2003, proponiéndose en el mismo las mejoras y modernización de dicha subestación.
- En el trabajo de Díaz S, del 2008, [26] se hace un análisis de la estructura y el comportamiento actual del sistema de suministro eléctrico en cuatro bancos de transformadores. Se evaluó el comportamiento de las Potencias, Tensión y Corriente en cada uno de los bancos y se definieron las propuestas para cada uno de ellos, de acuerdo con la necesidad.
- En el trabajo de Osmel Rodríguez Sánchez, del 2010, se realiza una revisión del sistema eléctrico del Centro de Investigación Siderúrgica de Nicaro, para la identificación de las deficiencias existentes en el mismo, además de realizar el monolineal de la empresa y establecer la correspondencia entre la potencia instalada y la capacidad de distribución del transformador principal.
- En el trabajo de diploma de Liuba de Armas Pérez, del 2010, con título: Análisis del Sistema Eléctrico de baja tensión de la planta de Calcinación y Sínter de la empresa Ernesto Che Guevara, se lleva a cabo un análisis de la eficiencia energética en dicha planta y se proponen mejoras técnicas y económicas con el objetivo de minimizar las pérdidas existentes en el sistema eléctrico.

- En el trabajo de diploma de Gervis Vargas Argota, del 2010, con título: Mejoramiento del factor de potencia de una subestación industrial de distribución de la Empresa Ernesto Che Guevara, se hace referencia a la teoría de mejoramiento de factor de potencia, refiriéndose en ella a las formas de compensación de reactivo, equipos compensadores de potencia reactiva enfatizando en la compensación mediante banco de condensadores. Se proponen mejoras en la subestación objeto de estudio y el referente análisis económico de dichas mejoras.
- En el trabajo de Francis Delgado Bordonado, del 2010, se realiza un análisis eléctrico a la Empresa Puerto Moa (Comandante Raúl Díaz Arguelles) con el objetivo de evaluar el comportamiento de varios parámetros eléctricos que influyen en la eficiencia del mismo y de ahí proponer medidas para mejorar su eficiencia.
- En el trabajo realizado por Yaricel Cobas Galano, del 2010, Propuesta para la reducción de armónicos en la Empresa de Ingeniería y Proyectos del Níquel, se realiza un estudio de los diferentes factores que afectan el suministro eléctrico a causa de los armónicos, dejando plasmado en el mismo la teoría referente a la disminución de los armónicos con el uso de filtros y los daños que causan los mismos a los elementos de un sistema de suministro eléctrico.
- En el trabajo de Montañana Romeu, Joaquín; León Martínez, Vicente; Giner García, José y Cazorla Navarro, Antonio. Valencia. ESPAÑA. [14] se describe un sistema de medidas de las potencias, eficiencia eléctrica y calidad de suministro que puede ser aplicado a sistemas trifásicos de 3 y 4 hilos con todo tipo de ineficiencias (desfases, asimetrías y deformación armónica) de tensión e intensidad, cuya formulación está basada en la Teoría Unificadora de la Potencia Eléctrica.
- Temas especiales de sistemas eléctricos industriales del Centro de Estudio de Energía y Medio Ambiente Universidad de Cienfuegos. Este enfatiza sobre los gráficos de carga, demanda máxima y los coeficientes típicos de las cargas.

1.4 - Teoría de transformadores.

Normalmente, los transformadores utilizados en las subestaciones industriales se clasifican según su enfriamiento como:

Autorrefrigerados por aire o de tipo seco, que existen hasta potencias de 3000 kVA y voltajes de hasta 15 kV, y son usados principalmente en interiores.

Refrigerados por circulación forzada de aire por medio de ventiladores, los que existen hasta 15 MVA y 35 kV.

Autorrefrigerados sumergidos en un líquido que generalmente es aceite aislante.

Grandes transformadores sumergidos en aceite y refrigerados mediante: autorrefrigeración y circulación forzada de aire, refrigeración por agua, circulación forzada de aceite o autorrefrigeración y circulación por agua.

Los transformadores utilizados en las subestaciones industriales son típicamente transformadores trifásicos en conexión $\Delta - Y$. El secundario en Y permite el acceso al neutro para aterrizar el sistema, mientras que la delta por primario constituye la forma más simple y segura de estabilizar el neutro de la Y en el secundario. En ocasiones, cuando se emplea una Y en el primario, debe utilizarse un terciario en delta para lograr el propósito anterior. Otra ventaja de la delta reside en la supresión del contenido de terceros armónicos en el voltaje de línea del sistema.

La potencia de los transformadores debe garantizar en condiciones normales, la alimentación de todos los consumidores. En la selección de la potencia de los transformadores se debe tratar de obtener tanto el régimen de trabajo económicamente útil, como la alimentación de reserva explícita e implícita de los consumidores; además la carga de los transformadores, en condiciones normales, no debe (por calentamiento) conducir al acortamiento de su tiempo de vida o servicio.

1.4.1 - Sobrecargas de emergencia.

Para transformadores con sistemas de enfriamiento se puede admitir (aparte de la dependencia de duración de la carga precedente, temperatura del medio refrigerante y localización del transformador) una sobrecarga de corta duración en correspondencia con la curva representada en la figura 1.1a. En aquellos casos en que la carga del transformador, antes de la sobrecarga de emergencia no sobrepase el 0.93 de potencia de chapa, este puede ser sobrecargado durante cinco días en un 40%. Sin embargo, la duración de la sobrecarga no deberá exceder de 6 horas cada día, ya sea en forma consecutiva o a intervalos durante 5 días.

Para transformadores secos se admite la sobrecarga de corta duración determinada según las curvas de la figura 1.1b.

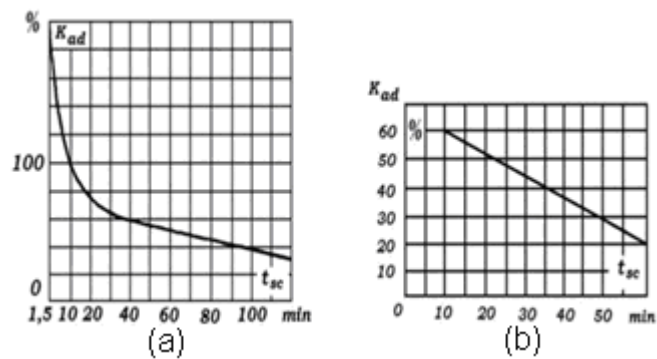


Figura. 1.1 Curva para la determinación de la sobrecarga de emergencia admisible, en dependencia de ésta: a) transformador con enfriamiento oleaginoso; b) transformador seco.

1.4.2 - Sobrecarga sistemática.

La capacidad de sobrecarga de un transformador depende de las particularidades del gráfico de carga, el cual está caracterizado por el coeficiente de llenado de este:

$$K_{11} = S_{media} / S_m \quad (1.1)$$

Teniendo la magnitud de la duración de la máxima carga T_{dm} , por la curva de la figura 1.2a, se puede determinar la sobrecarga permisible, la cual puede soportar el transformador cada día durante las horas de su máxima carga. Los transformadores secos pueden ser sobrecargados según las curvas de la figura 1.2b.

La sobrecarga admisible de un transformador puede ser determinada mediante la fórmula:

$$S_{ap} = S_n(1 - K_{11}) * 0.3$$

Donde:

S_{ap} = carga adicional permisible del transformador durante las horas máximas de carga, superior a la nominal debido a la utilización incompleta del transformador durante el resto del día, kVA.

Pueden ser admitidas sobrecargas adicionales en los casos en que exista marcada diferencia, en el gráfico anual de carga, entre la carga del verano e invierno. En cualquier caso, la sobrecarga total no debe exceder el 30%:

$$S_{ap} = 1.3S_n \tag{1.2}$$

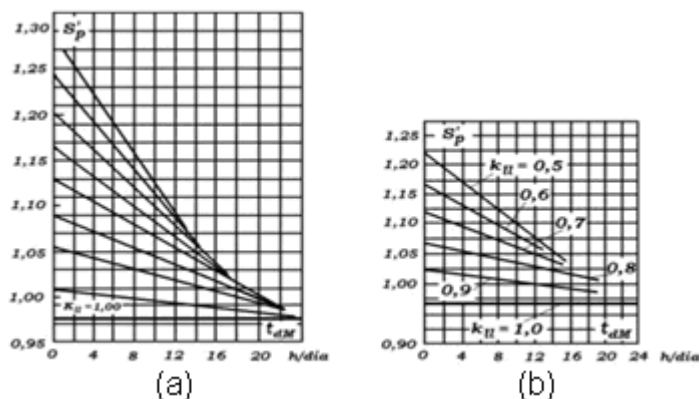


Figura. 1.2. Curvas para sobrecarga sistemática admisibles. a) transformador sumergido en aceite. b) transformador seco.

1.4.3 - Selección de trabajo económico de los transformadores.

Las pérdidas que ocurren en los transformadores están dadas fundamentalmente por las pérdidas activas (P) y reactivas (Q). Las pérdidas activas están dadas, cuando el transformador está con carga, por las pérdidas en el cobre, que se gastan por el calentamiento de los enrollados y dependen de la corriente de carga y cuando el transformador está trabajando en vacío, depende de las pérdidas del acero, que están determinadas por las pérdidas de la potencia en marcha al vacío en tiempo real de trabajo, por lo tanto éstas dependen de la corriente de carga.

Las pérdidas reactivas del transformador están dadas, cuando está con carga, por la dispersión del flujo magnético, que depende del cuadrado de la corriente de carga y cuando está trabajando en vacío, por las pérdidas de imantación del mismo, que no dependen de la corriente de carga y, sí de la corriente en vacío del transformador. Para determinar éstas pérdidas se utiliza la siguiente metodología de cálculo sobre la base de datos de catálogos o pasaporte del equipo.

Las pérdidas activas en los transformadores se calculan por la siguiente expresión matemática:

$$\Delta E = \Delta P'_{sc} t_0 + K^2_c \Delta P'_{cc} t_t \text{ (kW)} \quad (1.3)$$

Donde:

Pérdidas referidas del transformador sin carga, las cuales toman en cuenta las pérdidas de potencia activa tanto del transformador como las creadas por los elementos del sistema debido a la potencia reactiva demandada por el transformador:

$$\Delta P'_{sc} = \Delta P_{sc} + K_{jp} \Delta Q_{sc} \text{ (kW)} \quad (1.4)$$

Pérdidas referidas al transformador con carga:

$$\Delta P'_{cc} = \Delta P_{cc} + K_{jp} \Delta Q_{cc} \text{ (kW)} \quad (1.5)$$

ΔP_{sc} = pérdidas de potencia, sin carga (en los cálculos se toman aproximadamente iguales a las pérdidas del núcleo del transformador), kW;

ΔP_{cc} = pérdidas de potencia, de cortocircuito (pérdidas de cobre), kW;

K_{jp} = coeficiente incremental de pérdidas kW/kVAr;

$K_c = S_c/S_n$ coeficiente de carga; (1.6)

S_c = carga real del transformador (o de cálculo), kVA;

S_n = potencia nominal (de chapa) del transformador, kVA;

t_0 = Número total de hora de conexión del transformador.

t_t = Número número de horas de trabajo del transformador bajo carga durante el período de carga.

Potencia reactiva del transformador sin carga, kVAr:

$$\Delta Q_{sc} = S_n (I_{sc} \% / 100) \quad (1.7)$$

Potencia reactiva demandada por el transformador a plena carga, kVAr;

$$\Delta Q_{cc} = S_n (V_{cc} \% / 100) \quad (1.8)$$

I_{sc} = corriente del transformador sin carga;

V_{cc} = Tensión de cortocircuito del transformador.

1.5 - Armónicos.

Los armónicos son tensiones corrientes sinusoidales con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia fundamental del sistema, usualmente 50Hz o 60Hz. Las formas de ondas distorsionadas pueden ser descompuestas, de acuerdo con Fourier, en la suma de una componente de la frecuencia fundamental más los armónicos.

La distorsión armónica se debe fundamentalmente a la característica no lineal de los dispositivos y las cargas en los sistemas de potencia. El nivel de

distorsión armónica se describe por el espectro fundamental total armónico mediante las magnitudes y el ángulo de fase de cada componente individual. Es común utilizar la distorsión total armónica (THD) como una medida de la distorsión total.

1.5.1 - Armónicos de tensión (U).

Una red de alimentación puede ser fuente indirecta de armónicos de tensión. La relación entre la corriente de armónico absorbida por cargas no lineales y la impedancia de fuente del transformador de alimentación se rige por la ley de ohm, lo que provoca armónicos de tensión. La impedancia de fuente la constituyen el transformador de alimentación y los componentes de la línea.

Todas las cargas que compartan un transformador o una barra con fuente de carga de armónicos podrán ser afectadas por los armónicos de tensión producidas por los distintos componentes del sistema. En el entorno industrial, los motores de inducción y los condensadores para corrección del factor de potencia también pueden resultar gravemente afectados por los armónicos de tensión. Los condensadores de corrección del factor de potencia pueden formar un circuito resonante con las partes inductivas de un sistema de distribución de corriente. Si la frecuencia resonante es coincidente con la frecuencia de la tensión armónica, la corriente de armónico podrá aumentar considerablemente, sobrecargando los condensadores y quemando los fusibles de éstos. En caso de ocurrir esto, la falla del condensador desintoniza el circuito y la resonancia desaparece (Zamora; V. Macho, 1997).

1.5.2 - Armónico de corriente (I).

Un equipo que se alimente de la red monofásica puede alcanzar corriente hasta un mínimo regulado. Normalmente, antes que se alcance este límite el condensador se recarga hasta el valor de pico en el siguiente semiperíodo de la onda sinusoidal. Este proceso se repite una y otra vez. En las plantas industriales las causas más frecuentes de

corrientes armónicas son cargas trifásicas no lineales, como motores de accionamiento controlados electrónicamente y fuentes de alimentación ininterrumpidas (UPS).

1.5.3 - Límites aceptables y normas.

Es importante tener siempre la idea de normas que limiten los contenidos armónicos en los sistemas eléctricos.

En nuestro país la norma que asegura la calidad del suministro eléctrico es la UNE-IEC/TR 61000-3-6 IN, la cual fue puesta en aprobación en julio del 2006. En esta es común usar una cantidad simple llamada THD (Distorsión Total de Armónicos), como una medida de la distorsión armónica.

En la tabla (1.6), se indican los valores límites aceptables para los armónicos de voltaje establecido por esta norma, en esta se puede observar que el límite de distorsión armónica total es de un 6.5% en media tensión.

Tabla 1.6 Límites de distorsión del voltaje en media tensión, alta tensión y muy alta tensión.

Órdenes impares no múltiplos de 3			Órdenes impares múltiplos de 3			Órdenes pares		
Orden h	Tensión armónica %		Orden h	Tensión armónica %		Orden h	Tensión armónica %	
	MT	AT-MAT		MT	AT-MAT		MT	AT-MAT
5	5	2	3	4	2	2	1,6	1,5
7	4	2	9	1,2	1	4	1	1
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,6	1	>21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,2	1				12	0,2	0,2
23	1,2	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,2	0,7						
> 25	0,2 +	0,2 +						
	$0,5 \frac{25}{h}$	$0,5 \frac{25}{h}$						

NOTA Tasa total de distorsión armónica (THD): 6,5% en redes de MT y 3% en redes de AT.

1.5.4 - Efectos perjudiciales de los armónicos.

Los efectos perjudiciales de estos armónicos dependen del tipo de carga encontrada, e incluye:

- Efectos instantáneos.
- Efectos a largo plazo debido al calentamiento.

Efectos instantáneos:

Los armónicos pueden causar errores adicionales en los discos de inducción de los metros contadores. Las fuerzas electrodinámicas producidas por las corrientes instantáneas asociadas con las corrientes de armónicos causan vibraciones y ruido, especialmente en equipos electromagnéticos (transformadores, reactores, entre otros. Los armónicos son causantes de numerosos problemas de operación en los sistemas de protección. Entre ellos está la operación incorrecta de fusibles, de interruptores (breakers) y equipos y/o sistemas digitales de protección.

Efectos a largo plazo.

El principal efecto a largo plazo de los armónicos es el calentamiento.

1. Calentamiento de capacitores.
2. Calentamiento de cables y equipos.
3. Calentamiento debido a pérdidas adicionales en máquinas rotatorias.
4. Calentamiento debido a pérdidas adicionales en transformadores (el cual es de nuestro interés).

Calentamiento debido a pérdidas adicionales en transformadores:

En los transformadores existirán pérdidas suplementarias debido al efecto pelicular, el cual provoca un incremento de la resistencia del conductor con la frecuencia, también habrá un incremento de las pérdidas por histéresis y las corrientes de Eddy o Foucault. En la tabla

1.7 se exponen algunos efectos dañinos que ocasionan los armónicos sobre los transformadores.

Tabla (1.7) Algunos efectos dañinos que ocasionan los armónicos sobre los transformadores.

efectos de los armónicos	causa	consecuencia
sobre los transformadores	<ul style="list-style-type: none"> ■ aumento de la IRMS, ■ las pérdidas por Foucault son proporcionales al cuadrado de la frecuencia, las pérdidas por histéresis son proporcionales a la frecuencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ aumento de los calentamientos por efecto Joule en los devanados, ■ aumento de las pérdidas en el hierro.

1.6 - Compensación de potencia reactiva.

La compensación de potencia reactiva mediante la instalación de condensadores en sistemas de distribución es una técnica utilizada por las empresas eléctricas desde casi el inicio de la industria. Existen numerosas y diferentes metodologías para el diseño de un esquema de compensación de potencia reactiva, pero en todos ellos la finalidad es la selección y ubicación en la red de los condensadores.

Tres son los objetivos básicos que se pretenden con la compensación de reactiva en la carga: corrección del factor de potencia y mejora de la regulación de tensión y equilibrado de la carga. Realizando énfasis en la mejora del factor de potencia podemos decir que dada la influencia que tiene en la factura energética, es sin duda la función más conocida de la compensación reactiva. Consiste en generar reactiva allí donde se consume. En general, se busca un factor de potencia cercano a (0.95), ya que el valor del factor de potencia igual a 1 no supone una mejora sustancial en el rendimiento y es un objetivo mucho más costoso.

1.6.1 - Dispositivos que influyen en el balance de potencia reactiva

Para una adecuada generación y flujo de potencia reactiva se deben considerar:

- La variación de la tensión de generación.
- La variación de los taps en los transformadores.

- Conexión y desconexión de bancos de condensadores y reactores.
- Configuración de los compensadores estáticos (SVC)
- La configuración de la red y el despacho de generación.

1.6.2 - Equipos Compensadores de Potencia Reactiva

Los equipos empleados en la compensación de la potencia reactiva de las cargas son fundamentalmente:

- Bancos de condensadores.
- Condensadores sincrónicos (motores sincrónicos sobreexcitados).
- Compensadores activos (basados en electrónica de potencia: SVC, FACTS, etc.).

De ellos, por su bajo costo, reducido mantenimiento y bajas pérdidas de energía, los bancos de condensadores son los más empleados en la industria.

1.6.3 - Tipos de compensaciones de reactivos mediante bancos de condensadores.

Compensación central con banco automático.

Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para corregir el factor de potencia ya que la potencia total del banco de condensadores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de energía, los cuales, suministran la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación.

La potencia total del banco de condensadores se divide en varios bloques que están conectados a un regulador automático de energía reactiva, que conecta y desconecta los bloques que sean necesarios para obtener el factor de potencia previamente programado en dicho regulador.

Ventajas:

- Mejor utilización de la capacidad de los bancos de condensadores.
- Se tiene una mejora en la regulación del voltaje en sistema eléctrico.
- Suministro de potencia reactiva según los requerimientos del momento.

- Es de fácil supervisión.

Desventajas

La desventaja de corregir el factor de potencia mediante la compensación centralizada, es que las diversas líneas de distribución no son descargadas de la potencia reactiva, además, se requiere de un regulador automático en el banco de condensadores para compensar la potencia reactiva, según las necesidades de cada momento.

Compensación combinada

La compensación mixta o combinada de potencia reactiva, se refiere a la combinación de dos o más métodos para corregir el factor de potencia. Tiene como desventaja que puede ocasionar una sobre compensación en el sistema eléctrico.

1.6.4 - Clasificación de los bancos de condensadores a utilizar para la compensación de potencia reactiva.

Los bancos de condensadores se clasifican por su modo de operación en: bancos fijos y bancos controlados.

Los bancos fijos están permanentemente conectados al sistema, aportando el total de su potencia reactiva en todo momento. Esto puede traer algunos inconvenientes debido a la variabilidad de la carga en el tiempo, es por esto que se emplean bancos compuestos por una o varias unidades capacitivas que se conectan o desconectan por determinada estrategia, que pueden ser:

- 1) Controlados por tiempo.
- 2) Controlados por voltaje.
- 3) Controlados por corriente.
- 4) Controlados por factor de potencia.

Control por factor de potencia: El control por factor de potencia es uno de los más empleados actualmente en los centros generales de distribución de baja tensión de las

industrias e instalaciones de servicio. Se basa en obtener señales de voltaje y corriente de la red que permiten determinar el factor de potencia y por lo tanto controlar este parámetro a un valor prefijado.

En forma general, este tipo de banco está compuesto por una batería de condensadores de igual o diferente capacidad, que se conectan y desconectan por contactores magnéticos para seguir la curva de carga reactiva y lograr mantener el factor de potencia de la instalación lo más cercano posible al valor prefijado.

1.6.5 - Vías para la compensación de potencia reactiva.

Compensación global.

Ventajas:

Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva.

Ajusta la potencia aparente (S en kVA.) a la necesidad real de la instalación.

Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW.).

Observaciones:

La corriente reactiva está presente en la instalación desde el nivel 1 hasta los receptores.

Las pérdidas por efecto Joule en los cables no quedan disminuidas.

Compensación parcial.

Ventajas:

Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva.

Optimiza una parte de la instalación,

Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

Compensación individual

Ventajas:

Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva.

Optimiza toda la instalación eléctrica. La corriente reactiva I_r se abastece en el mismo lugar de su consumo. Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

1.6.6 - Beneficios que brinda la compensación de reactivo.

Después de un minucioso análisis sobre la compensación de potencia reactiva, incluyendo la cantidad de condensadores a utilizar y los diferentes métodos de compensación con sus ventajas y desventajas. Podemos mencionar las ventajas que estos pueden proporcionar al sistema eléctrico dentro de un contexto generalizado:

- Aumentar la capacidad del sistema eléctrico para entregar energía activa
- Mejorar la calidad del voltaje
- Disminuir las pérdidas en el sistema de suministro eléctrico
- Disminuir el costo de energía eléctrica.
- Postergar inversiones por necesidades de refuerzos.
- Aumento de los márgenes de reserva de potencia reactiva frente a eventuales perturbaciones.
- Minimizar costos de operación del sistema; evitar restricciones al despacho económico; prevenir colapsos de tensión y mantener márgenes de seguridad.
- Mejora del margen de estabilidad estacionaria y transitoria del sistema.

1.6.7- Cálculo para la compensación de reactivo.

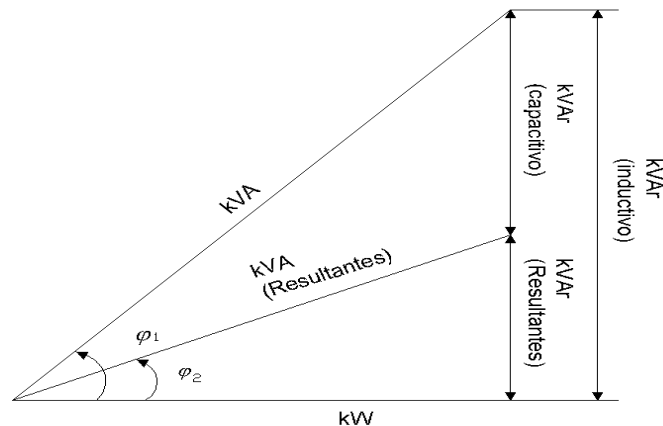


Figura 1.4 Reducción del ángulo φ mediante la conexión de una cantidad determinada de potencia reactiva capacitiva al circuito.

En este caso:

$$\tan \varphi_1 = \frac{Q_1}{P} \quad (1.11)$$

y para el nuevo ángulo luego de la corrección:

$$\tan \varphi_2 = \frac{Q_2}{P} \quad (1.12)$$

Para conocer la potencia reactiva capacitiva que mejore el valor del factor de potencia de $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$ se utilizará la fórmula:

$$CkVAr = kW(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (1.13)$$

Donde:

CkVAr : Potencia reactiva debida a los capacitores;

kVAr : (inductivo) potencia reactiva de la carga;

kW : Potencia activa de la carga; la que es invariable;

φ_1 : Ángulo del factor de potencia sin capacitores

φ_2 : Ángulo del factor de potencia con capacitores.

Beneficios al mejorar el factor de potencia.

Potencia aparente liberada (S_L)

$$S_2 = S_1 (\cos \varphi_1 / \cos \varphi_2) \quad (1.14)$$

$$S_L = S_1 - S_2 \quad (1.15)$$

Potencia activa liberada (P_L).

$$P_2 = P_1 (\cos \varphi_1 / \cos \varphi_2) \quad (1.16)$$

$$P_L = P_1 - P_2 \quad (1.17)$$

Reducción de corriente (I_L).

$$P_1 = \sqrt{3} U^* I^* \cos \varphi_1 \quad (1.18)$$

$$P_2 = \sqrt{3} U^* I^* \cos \varphi_2 \quad (1.19)$$

$$I_L = I_1 - I_2 \quad (1.20)$$

1.7 - Protección de transformadores.

Protecciones primarias:

Con fusibles: Su capacidad se designa como aproximadamente igual al 150% de su corriente nominal o de plena carga en el primario del transformador. La norma permite utilizar el valor del fusible comercial inmediatamente superior al cálculo.

Con interruptor: Su valor no debe ser mayor del 300% de la corriente nominal primaria.

En el trabajo solo se realiza el análisis de la variante de protección individual a cada equipamiento, ya que en trabajos anteriores (Gainza, 2003) fueron analizadas las demás variantes de protecciones existentes llegando a la conclusión de que la protección individual a cada equipo es la que brinda mejores resultados desde todos los puntos de vista, por lo que solo se realizará un análisis de los ajustes de las protecciones de los transformadores.

Protección individual de cada equipamiento: No es más que proteger de forma individual a cada uno de los elementos que conforman un esquema de suministro eléctrico, contra los principales defectos y regímenes anormales que aparecen en los mismos.

Esta forma de protección es una de las más antiguas de todas las que se conocen, y su utilización depende en gran medida de las particularidades del sistema que va a ser protegido. Dentro de sus principales características se encuentran:

- Son protecciones relativamente rápidas a la hora de operar cuando ocurre un fallo.
- Prestan selectividad absoluta y selectividad relativa.
- Son protecciones sensibles, aunque estas pueden variar en dependencia del fallo.

Ventajas:

- Dan una mayor confiabilidad al sistema.
- El costo de una unidad individual es relativamente bajo, si se compra con las protecciones integrales.
- Son por lo general, protecciones simples desde el punto de vista de operatividad.

Desventajas:

- Aumenta el riesgo de falsas operaciones.
- Son protecciones que necesariamente tienen que coordinar y por lo tanto, demorar tiempo.
- Necesidad de una mayor inversión para la sustitución en caso de rotura en una de ellas.

Para realizar la protección individual a un sistema se parte del principio de proteger a cada uno de los elementos que lo conforman de forma separada, en nuestro caso solo nos remitiremos al análisis de las protecciones de los transformadores.

Dentro de las principales protecciones realizadas a estos se encuentran:

- Protección contra fallas internas (cortocircuitos internos) y en sus terminales.

Relé diferencial (87).

- Protección contra caída inadmisibles de aceite.

Protección de gas.

- Protección contra sobre tensiones.

Relé de máxima tensión (59).

- Protección contra sobre tensiones debido a descargas atmosféricas.

Pararrayos.

- Protección contra contactos monofásicos a masa.

Relé de secuencia cero, tiempo definido (50 G) y tiempo inverso (51 G).

- Protecciones contra sobrecargas.

Relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51).

Protecciones de sobrecorriente (50 y 51).

Son aquellas que responden a las corrientes medidas en el elemento protegido y que operan cuando la misma supera un valor preestablecido (Chernovrovov, 1974).

Estas protecciones se disponen de modo que cada una de ellas es principal para el elemento propio y respaldo para los elementos adyacentes. La protección de sobrecorriente se utiliza (Feodoseev, 1984) en los circuitos radiales de distribución de industrias de bajo y medio voltaje. En los generadores y transformadores estas protecciones se utilizan para actuar contra fallas externas sirviendo de respaldo a las protecciones principales de estos elementos, suelen ser diferenciales.

Existen dos tipos de relés de sobre corriente utilizados para realizar este tipo de protección, cuya diferencia radica en la misión que desempeñan en un sistema y su característica de tiempo. Estas son conocidas como:

1. Protección de sobrecorriente de tiempo definido (50).
2. Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51).

Protección de sobrecorriente de tiempo definido (50): Sirve de respaldo cuando falla la protección diferencial. Estos tienen como misión la de desconectar de forma instantánea ante los cortocircuitos mínimos ocurridos en el elemento protegido, no pueden ver los cortocircuitos externos máximos ocurridos en los elementos adyacentes.

Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51): Tienen como misión (Chernovrovov, 1974) servir de respaldo a la protección 50 existente en la zona de protección donde está situada, pero a la vez, respaldar la protección de su tipo situada en los elementos adyacentes. Es un relé en que el tiempo de operación depende de cuantas veces el nivel de la corriente medida supere el valor ajustado en él.

Metodología de ajuste protecciones de tiempo definido (50).

Debido a que esta protección no puede ver los cortocircuitos externos máximos ocurridos en los elementos adyacentes, se ajusta de la siguiente forma:

$$I_{op50} = K_{seg} \times I_{3\phi máx} \quad (1.21)$$

Donde:

K_{seg} es el coeficiente de seguridad y nos permite precisamente alejarnos de estos cortocircuitos y su valor depende de cuantos ciclos sea el interruptor.

$$T_{op} = 0 \text{ seg}$$

Luego de determinar estos parámetros se procede a determinar la corriente de operación del relé (I_{op50R}), teniendo en cuenta que estos no se conectan directamente a los sistemas sino que se conectan a través de transformadores de corriente, esto sería:

$$I_{op50R} = \frac{I_{OP50}}{K_{TC}} \quad (1.22)$$

Metodología de ajuste protecciones de tiempo inverso (51).

Para realizar el ajuste de esta protección se siguen los siguientes pasos:

$$I_{op51R} = K_{seg} \times I_{serm\acute{a}x} \quad (1.23)$$

Donde la $I_{ser\ m\acute{a}x}$ no es más que la máxima corriente que llega a los devanados del relé en régimen normal de operación del sistema.

$$T_{op51} = T_{op51ady} + \Delta T \quad (1.24)$$

Donde es el tiempo de operación de la protección (51) para máxima corriente de cortocircuito en la protección respaldada.

$$K_s = \frac{I_{cc2\phi\min}}{I_{op51}} > 1.2 \quad (1.25)$$

El K_s es el coeficiente que permite conocer cuan sensible será la protección para fallos mínimos a los cuales ella debe responder.

$$I_{op51R} = \frac{I_{op51}}{K_{TC}} \quad (1.26)$$

Esta es la corriente que llega a los devanados del relé, proveniente de los transformadores de corriente.

Protección contra fallas a tierra (50G y 51G).

Esta protección se caracteriza por responder a las componentes de secuencia cero de las corrientes trifásicas del elemento protegido. La protección direccional de sobrecorriente de tierra puede ser de tiempo definido o de tiempo inverso.

Estas protecciones presentan un grupo de ventajas con respecto a las fases:

1. Son más sensibles: pues en régimen normal no responden a la corriente de carga, sino solo a la de desbalance.
2. Tiene mayor zona de protección, ya que la corriente de secuencia cero se reduce más abruptamente que la corriente de secuencia positiva cuando ocurre un fallo entre fases debido a que en las líneas $Z_0 > Z_1$.
3. Los tiempos de los segundos y terceros escalones pueden ser más reducidos que en el caso de las protecciones de fase debido a que por lo general los transformadores interrumpen la corriente de secuencia cero y no hay necesidad de coordinar.
4. Los relés direccionales trabajan con mayor precisión cuando se conectan a voltajes y corrientes de secuencia cero.

Metodología de ajuste de protección contra fallas a tierra (50G y 51G).

El primer escalón de esta protección se ajusta igual que el de una protección de sobre corriente de tiempo definida y explicada anteriormente, solo que en vez de ser el cortocircuito externo máximo trifásico es ahora el monofásico.

$$I_{op50G} = K_{seg} \times I_{1\phi máx} \quad (1.27)$$

$$T_{op50G} \uparrow 0seg$$

$$I_{op50GR} = \frac{I_{op50G}}{K_{TC}} \quad (1.28)$$

El segundo tiene varias formas de ajustarse, una de las que más se usa (Chernovrovov, 1984) es la que se muestra, para sistema estrella aterrado.

$$I_{op51G} = 20 \div 40\% \times I_{nTS} \quad (1.29)$$

$$I_{op51GR} = \frac{I_{op51G}}{K_{TC}} \quad (1.30)$$

Este porcentaje se escoge de acuerdo a las particularidades del sistema, en dependencia de cuan sensible desea hacer la protección.

Protección diferencial (87).

Hay dos métodos principales de realizar esta protección:

1. Emplear una protección para cada devanado.
2. Emplear una común para todos los devanados.

El primero presenta una serie de desventajas que lo hacen inutilizables en la práctica, estas son:

1. La protección no reacciona (en muchas de sus versiones) a un defecto relativamente frecuente: contactos entre espiras.
2. Es necesario colocar unos transformadores auxiliares de corriente cerca de las salidas de fase a los neutros y en los devanados conectados en triangulo, y muchos más relé.

El segundo método es el más utilizado por los especialistas para la protección de los transformadores, el principio de funcionamiento de estas protecciones es el siguiente:

Las señales de corriente llegadas a los devanados de los relé, proveniente de los Tc, son restadas en el mismo, si la diferencia es mayor que cero, el relé opera, esto sólo sucede en caso de cortocircuitos internos o en los terminales del transformador, debido a que las corrientes cambian de dirección, lo cual no sucede en régimen normal o cuando ocurre un cortocircuito exterior.

El principio descrito anteriormente es un tanto ideal, en la práctica siempre aparecen pequeñas corrientes de desbalance, a las cuales el relé no debe de operar.

Metodología de ajuste Protección diferencial (87).

Para realizar el ajuste de esta protección se calculan los parámetros de respuesta de la protección diferencial, hay que tener en cuenta lo relacionado con las corrientes de desbalance.

$$I_{op87} = K_{seg} \times (I_{desb \times E} + I_{desb \times com} + I_{desb \times aj} + I_{desb \times mag}) \quad (1.31)$$

Donde:

$$I_{des \times E} = (K_{aper} \times K_{rup} \times E) \times I_{ccextmáx} \quad (1.32)$$

Esta corriente se origina por la presencia de desiguales corrientes de magnetización en los TC

$$I_{des \times aj} = \Delta U_{aj} \times I_{ccextmáx} \quad (1.33)$$

Se determina por la posible presencia de ajuste de las relaciones de transformación bajo carga: el valor $\Delta U_{aj} \leq (15 \div 20) \%$.

$$I_{des \times com} = \Delta f_{com} \times I_{ccextmáx} \quad (1.34)$$

$I_{desb \times mag}$ - Se determina por el error como 8 veces la corriente nominal.

La metodología explicada presupone el uso de fórmulas empíricas que arrojan resultados confiables, pero lo hacen un poco difícil ya que la mayoría de los casos hay que asumir ciertos valores de coeficientes que no se cuenta en las industrias, de ahí que la práctica a demostrado a través de disímiles cálculos que el desbalance mayor que puede aparecer en un relé diferenciales es debido a la ruptura de un conductor y cuando esto ocurre, circulará por el devanado de operación del relé solo el 50% de la corriente nominal, por lo que la mayoría de los especialistas realizan el cálculo de ajuste de los relé diferenciales alejándose de esta corriente, esto sería:

$$I_{op87} = 0.55 \times I_N \quad (1.35)$$

$$I_{op87R} = \frac{I_{op87}}{K_{TC}} \quad (1.36)$$

$$T_{op87} = 0seg$$

Protección contra sobretensiones debido a fallas o regímenes anormales del sistema (59).

Son las protecciones que miden constantemente la tensión en un elemento protegido y actúan cuando esta supera el valor al cual está ajustado el relé.

Metodología de ajuste protección contra sobretensiones debido a regímenes anormales del sistema (59).

Los relé utilizados para realizar este tipo de protección son por lo general, relé de acción instantánea, y se ajustan de la forma siguiente:

$$U_{op59} = K_{seg} \times U_N \quad (1.37)$$

$$U_{op59R} = \frac{U_{op59}}{K_{TP}} \quad (1.38)$$

$$T_{op59} = 0seg$$

1.8 - Conclusiones.

El análisis de las fuentes consultadas permite plantear que bibliográficas :

- La potencia de los transformadores se selecciona teniendo en cuenta el régimen de trabajo a que estarán expuestos y a su capacidad de sobrecarga.
- En los transformadores cuando la carga de los mismos no supera el 0,93 de potencia de chapa ante la sobrecarga de emergencia, éstos pueden permanecer sobrecargados durante cinco días en un 40%, no debiendo exceder de seis horas por día, ya sea en forma consecutiva o a intervalos.
- En los transformadores existen pérdidas suplementarias debido al efecto pelicular, el cual provoca un incremento de la resistencia del conductor con la frecuencia y un incremento de las pérdidas por histéresis y las corrientes de Eddy o Foucault.
- La norma que rige en nuestro país para el caso de la contaminación armónica es la UNE-IEC/TR 61000-3-6 IN, la cual plantea que el límite de distorsión armónica total en media tensión es de 6.5%.
- El reactivo generado por bancos de condensadores posibilita una mejora sustancial del factor de potencia con valores cercanos a 0,95, y precisa que un factor de potencia igual a 1, no supone una mejora significativa en el rendimiento, sino un objetivo más costoso.

Capítulo II.

MATERIALES Y MÉTODOS

Índice del capítulo:

- 2.1- Introducción.
- 2.2- Descripción de la subestación.
- 2.3- Actualización del monolinial con ayuda del Easy Power.
- 2.4- Materiales y equipos.
- 2.5- Análisis de las mediciones.
- 2.6- Conclusiones.

2.1- Introducción.

En el presente capítulo se expone todo lo relacionado con la instalación objeto de estudio donde se realizará una caracterización de la misma, se lleva a cabo el levantamiento de las cargas instaladas y posteriormente se efectuará la actualización del esquema de suministro en el software Easy Power, el comportamiento de las principales magnitudes eléctricas de la instalación en las barras principales y en los equipos de mayor demanda. Además del estado actual de las protecciones y su ajuste.

2.2 - Descripción de la subestación.

La subestación reductora 2SD se encuentra localizada en la casa de compresores, consta de cuatro secciones de barras que se alimentan desde la DDP, éstas se encuentran enlazadas en dúos con interruptores entre I-II por los gabinetes 14 y 15, y III-IV por los gabinetes 38 y 39. Las barras son alimentadas por los transformadores 1T, 2T, 3T y 4T de

6300 kVA, los que se encargan de transformar de 10.5 kV a 6.3 kV que es el voltaje nominal de esta subestación reductora.

Las líneas provenientes de la DDP se conectan a los distintos transformadores mediante interruptores (ver anexo 1) que se encuentran insertados en gabinetes. La subestación consta de 43 gabinetes, con un promedio entre 9 y 14 gabinetes por barra y del total sólo 16 alimentan a consumidores.

2.2.1 - Descripción medio-ambiental:

La subestación 2SD se encuentra bajo techo por lo que no se encuentra expuesta a contaminación ambiental directamente, no presenta ventilación de ninguna índole lo que trae consigo que las temperaturas de los transformadores allí instalados sean relativamente altas, influyendo de cierta manera sobre los elementos de control, iluminación y protección de los mismos. Presenta una iluminación asequible que permite una correcta lectura de los datos en los elementos de medición.

Características de los transformadores instalados.

Tabla 2.1 Características de los transformadores.

Trans	S (kVA)	Un (kV)	In (A)	Ucc %	Conex.	Isc %	P_{sc} (kW)	P_{cc} (kW)	Tipo de Aceite
1T	6300	10,5/ 6,3	346,8/ 578	7.43	Y/D	0.60	6.948	40.138	Isovoltaire
2T	6300	10,5/ 6,3	346,8/ 578	7.43	Y/D	0.6	6.948	40.138	Isovoltaire
3T	6300	10,5/ 6,3	346,8/ 578	7.43	Y/D	0.60	6.948	40.138	Isovoltaire
4T	6300	10,5/ 6,3	346,8/ 578	7.43	Y/D	0.60	6.948	40.138	Isovoltaire

Esquema de la subestación 2SD:

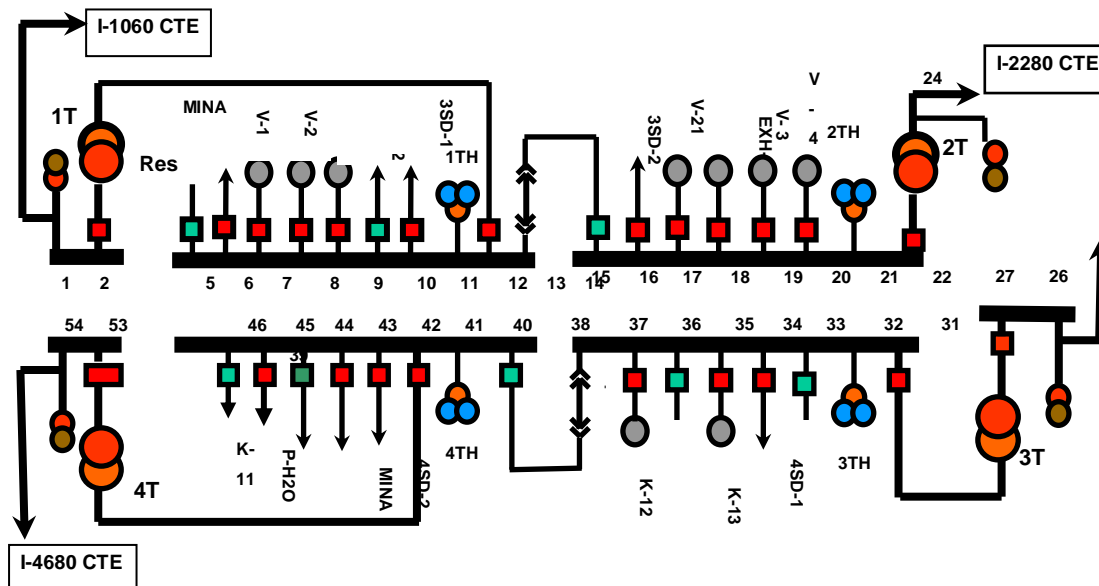


Figura 2.1 Esquema de suministro.

Gabinetes por secciones:

Sección I:

1-Disyuntor.

2-Entrada sección.

5-Reserva.

6- El servicio en la mina a las excavadoras # 1 y 6.

7- El ventilador del molino #1.

8- El ventilador del molino #2.

9- El exhaustar #2.

10-Reserva.

11- La salida #1 a la subestación 3SD.

12-Salida al 1TH.

13-Entrada transformador 1T.

14-Disyuntor.

Sección II:

15-Seccionador.

16- Salida #2 a subestación 3SD.

17- El ventilador molino #21.

18- Exhaustar #1.

19- Al ventilador molino #3.

20- Al ventilador molino #4.	26-Disyuntor.	37- K BM-12.	45- K BM-11.
21-Salida al 4TH.	27-Entrada transformador #3.	38-Disyuntor.	46-Reserva.
22-Entrada a la sección.	31-Entrada sección.	Sección IV:	53-Entrada al transformador 4T.
24-Entrada al transformador 2T.	32-Salida al 3TH.	39-Seccionador.	54- Disyuntor.
	33-Reserva.	40-Salida al 4TH.	
	34- Salida #1 a la subestación 4SD.	41-Entrada sección.	
	35- K BM-13.	42- Salida #2 a la subestación 4SD.	
Sección III:	36- Reserva.	43-Batey minero.	
		44-Planta de agua.	

2.2.2 - Protecciones existentes.

Las protecciones en un sistema eléctrico representan subsistemas que trabajan en background, en el cual solo actuarán en caso de averías. Cada uno de los consumidores y las propias secciones de barras de la subestación poseen sus protecciones. En cada gabinete existen dispositivos de protección y medición adecuadamente instalados (**ver anexo 2**).

Las protecciones de los consumidores dependen de parámetros como la potencia, corriente nominal, entre otros factores. Por lo general, cada consumidor posee 3 transformadores de corriente, aunque algunos como los motores; emplean otros dos, pero uno de ellos posee el mayor potencial y es utilizado para la protección.

Con el objetivo de garantizar la fiabilidad del suministro de algunos consumidores se han instalados dispositivos digitales de la firma GE Consumer & Industrial (Multilín) SR-750. En

el caso de los transformadores de reducción que alimentan las barras se han instalado SR-745 (**ver anexo 3**) los cuales son de interés en este trabajo.

Descripción del SR-745.

El 745 es un relé de protección de transformadores de alta velocidad, basado en multiprocesadores, trifásico, para 2 o 3 devanados, diseñado para la gestión y protección primaria de transformadores pequeños, medianos y grandes. El 745 combina elementos de protección diferencial porcentual, sobreintensidad, frecuencia y sobreexcitación, junto a la monitorización de los distintos armónicos, y la distorsión armónica total (THD) en un solo equipo. Los elementos de sobreintensidad reajustan sus valores de arranque basándose en la capacidad calculada del transformador en caso de suministro de corrientes de carga con alto contenido en armónicos. Los múltiples grupos de ajustes permiten al usuario introducir y seleccionar de forma dinámica de entre 4 grupos para cumplir los requisitos de protección de las diferentes configuraciones del sistema eléctrico.

Ajuste actual de los SR-745.

Los SR-745 instalados en cada uno de los transformadores de esta subestación presentan el mismo ajuste, debido a que la protección de los transformadores se ajusta de acuerdo con sus datos nominales.

$$I_{op87} = 4800A$$

$$T_{op87} = 0seg$$

$$I_{op51} = 870A$$

$$T_{op51} = 800mseg$$

Posee tres entradas digitales la 2, 4 y 6:

Entrada 2: disparo por la protección de aceite (Bucholt), estos transformadores cuentan

con una protección de gas del tipo BF-80Q.

Entrada 4: disparo manual.

Entrada 6: disparo por arco eléctrico.

Como se puede observar se encuentran deshabilitadas las protecciones contra sobrecorriente a tierra (50G y 51G), sobrecorriente al neutro (50N y 51N) y la de sobrecorriente instantánea (50)

Interruptores instalados.

Los interruptores de la subestación son de aceite, de poco volumen, extraíbles, estos son considerados por el personal como de aceptable calidad. Poseen una bobina de desconexión y otra de conexión, así como múltiples contactos auxiliares. Una vez que el interruptor se conecta, el circuito de control queda preparado para accionarse y desconectarse evitando que se energice nuevamente la bobina de conexión.

Estos son БМП-11-630-20Т3 y ABB VD4

2.2.3 - Caracterización de las cargas.

Desde el punto de vista de la fiabilidad necesaria para su alimentación, los receptores se dividen en tres categorías:

Primera categoría: Receptores en que la interrupción del suministro puede significar peligro para la vida de las personas o una afectación material considerable debida al deterioro de la instalación, la masiva producción defectuosa o desorden prolongado del proceso tecnológico.

Segunda categoría: Receptores en los que la interrupción del suministro implica una apreciable reducción de la producción, inactividad del personal y del transporte.

Tercera categoría: Receptores no incluidos en las categorías anteriores como son los talleres secundarios, que no son determinantes en el proceso fundamental de la producción y los servicios.

Sección I, 2SD, 6.3kV, 60Hz

- Excavadoras 1 y 6: Tercera categoría, 500kW, 56A, 6000V, 900rpm, FP= 0.8, conexión en estrella y eficiencia 93.8%. Ubicación la mina.
- Ventiladores molinos #1 y #2 (DAZO 13-55-6MT2): Tercera categoría, 400 kW, 47A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.89, conexión en estrella y eficiencia 91%. Ubicación secadero.
- Exhaustar-2: Tercera categoría, 630kW, 77.5A, 6000V, 713rpm, FP= 0.83, conexión en estrella y eficiencia 92.5%. Ubicación secadero.
- Salida #1 subestación 3SD: Tercera categoría, ubicación secadero.

Sección II, 2SD, 6.3kV, 60Hz

- Ventilador molino #21 (DAZO 13-70-8T2): Tercera categoría, 320kW, 40A, 6000V, 900rpm, conexión en estrella. Ubicación secadero.
- Exhaustar-1: Tercera categoría, 630kW, 77.5A, 6000V, 713rpm, FP= 0.83, conexión en estrella y eficiencia 92.5%. Ubicación secadero.
- Ventiladores molinos #3 y #4 (DAZO 13-55-6MT2): Tercera categoría, 400kW, 47A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.89, conexión en estrella y eficiencia 91%. Ubicación secadero.
- Salida #2 subestación 3SD: Tercera categoría, ubicación secadero.

Sección III, 2SD, 6.3kV, 60Hz

- K BM -12 y K BM -13 (CDKZ-16-29-14KT4): Primera categoría, 320kW, 37A, 6000V, 514rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 93%. Ubicación compresores.

- Salida #1 subestación 4SD: Primera categoría, ubicación torre de enfriamiento.

Sección IV, 2SD, 6.3kV, 60Hz

- K BM -11 (CDKZ-16-29-14KT4): Primera categoría, 320kW, 37A, 6000V, 514rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 93%. Ubicación compresores.
- Salida batey minero: Tercera categoría, ubicación mina.
- Salida #2 subestación 4SD: Primera categoría, ubicación torre de enfriamiento.

Sección I, 3SD, 6.3kV, 60Hz

- Exhaustar 5 y 6: Tercera categoría, 630kW, 77.5A, 6000V, 713rpm, FP= 0.83, conexión en estrella y eficiencia 92.5%. Ubicación secadero.
- Transportador 4B: Tercera categoría, 250kW, 30A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 90.5%. Ubicación secadero.
- Transportador 2: Tercera categoría, 320kW, 38.5A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.86, conexión en estrella y eficiencia 93.3%. Ubicación secadero.
- Ventilador filtro manga 1: Tercera categoría, 235kW, 25A, 6000V, 900rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 91%. Ubicación secadero.

Sección II, 3SD, 6.3kV, 60Hz

- Ventilador filtro manga 2: Tercera categoría, 235kW, 25A, 6000V, 900rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 91%. Ubicación secadero.
- Escavadoras 2 y 5: Tercera categoría, 500kW, 56A, 6000V, 900rpm, FP= 0.8, conexión en estrella y eficiencia 93.8%. Ubicación la mina.
- Exhaustar 1-2-3-4: Tercera categoría, 630kW, 77.5A, 6000V, 713rpm, FP= 0.83, conexión en estrella y eficiencia 92.5%. Ubicación secadero.
- Transportador 4A: Tercera categoría, 250kW, 30A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 90.5%. Ubicación secadero.

Sección I, 4SD, 6.3kV, 60Hz

- Bombas-1-2-6-7: Primera categoría, 630kW, 71.4A, 6000V, 900rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 94.3%. Torre de enfriamiento.
- Ventiladores 342B y 342C (DAZO 13-55-6MT2): Primera categoría, 400kW, 47A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.89, conexión en estrella y eficiencia 91%. Ubicación secadero.
- Ventilador 343B: Primera categoría, 250kW, 30A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 92%. Ubicación secadero.

Sección II, 4SD, 6.3 kV, 60 Hz

- Bombas-3, 4, 5, 8, 9: Primera categoría, 630kW, 71.4A, 6000V, 900rpm, FP= 0.9, conexión en estrella y eficiencia 94.3%. Torre de enfriamiento.
- Exhaustar-DH-24: Primera categoría, 630kW, 77.5A, 6000V, 713rpm, FP= 0.83, conexión en estrella y eficiencia 92.5%. Ubicación secadero.
- Ventilador 342A (DAZO 13-55-6MT2): Primera categoría, 400kW, 47A, 6000V, 1200rpm, FP= 0.89, conexión en estrella y eficiencia 91%. Ubicación secadero.

2.3 - Actualización del diagrama Monolineal.

Para la actualización del diagrama monolineal de la subestación, hubo que realizar un levantamiento de las cargas instaladas, efectuando recorridos por cada área de trabajo y tomando los parámetros nominales de cada equipo eléctrico, asumiéndose como dato la tensión de línea, corriente de línea, potencia activa y factor de potencia. También se tomaron las distancias entre las cargas y sus alimentadores, así como la sección de los conductores. Luego se procedió a la confección del diagrama Monolineal, los cuales se confeccionaron con ayuda del programa Easy Power.

El software Easy Power es un programa que se utiliza como herramienta principal dentro de la ingeniería para el análisis industrial y los sistemas de potencia eléctricos. Este

integra análisis de corto circuito, flujo de potencia y coordinación de dispositivos de protección, el banco de datos funciona bajo el mando del diagrama de una línea con gráfico interactivo. Easy Power usa las últimas técnicas de análisis de red desarrolladas por los líderes mundiales en los algoritmos de solución de dispersión y las técnicas innovadoras de la computadora. Esto le da ventaja por encima de otros programas en tiempo de ejecución, capacidades modeladas y exactitud.

En las figuras 2.2 y 2.3 se puede observar la configuración por secciones desde la alimentación de los transformadores que proviene de la DDP hasta la alimentación a las cargas. En esta se encuentran las distancias de las líneas, el material de los conductores, la cantidad de conductores, así como el número de líneas a cada carga. Además de la potencia de cada carga, las líneas de reservas y el estado de cada interruptor.

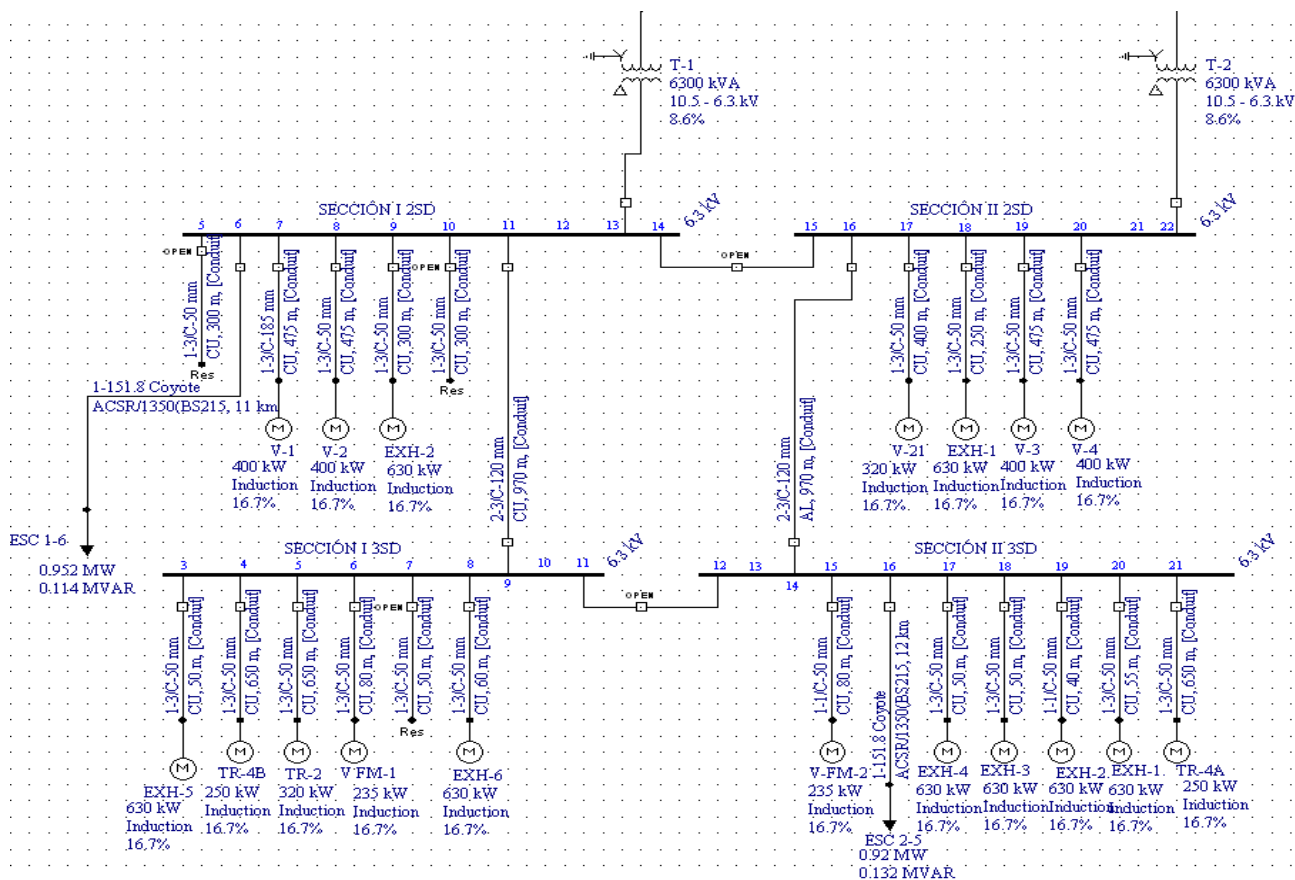


Figura 2.2 - Sección I, sección II subestación 2SD y subestación 3SD.

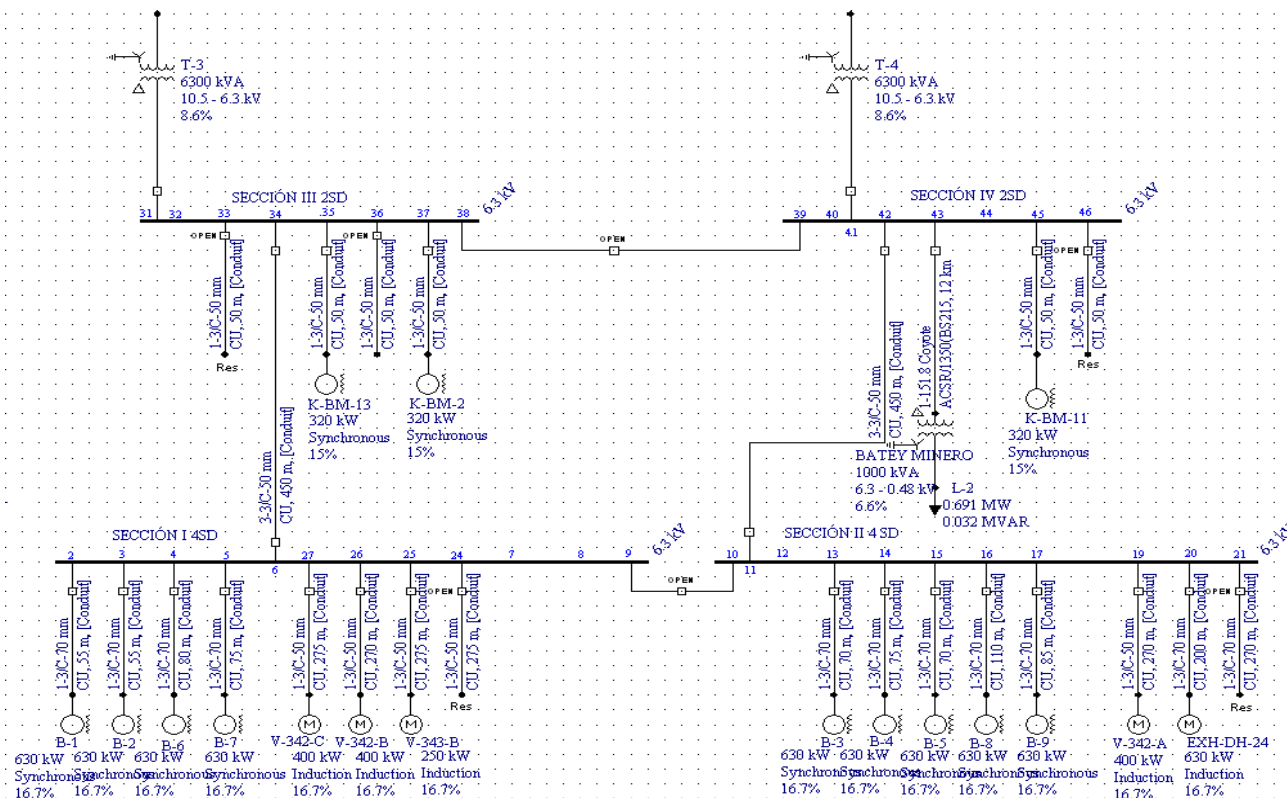


Figura 2.3 - Sección III y sección IV subestación 2SD y subestación 4SD.

2.4 - Técnica y equipos.

Para la realización de la investigación se ha empleado fundamentalmente el siguiente instrumento de medición:

Analizador de redes programable Power Quality Meter (PQM) el cual se puede observar en la figura 2.4.



Figura 2.4 Visualización del analizador de redes utilizado.

Descripción:

El PQM es la elección ideal si se necesita monitorear de forma continua un sistema trifásico. El equipo ofrece medida de intensidad, tensión, potencia activa y reactiva, factor de potencia y frecuencia. Sus ajustes programables y sus cuatro salidas con Bgurables permiten añadir funciones de control para aplicaciones específicas. Estas pueden incluir alarmas de sobre intensidad, mínima intensidad y máx/min tensión. El PQM puede utilizarse como dispositivo de recogida de datos para un sistema de automatización de planta que integre requisitos de proceso, instrumentación y eléctricos. Todos los valores medidos son accesibles a través de los dos puertos de comunicación RS-485 en protocolo ModBus@. El puerto frontal RS-232 puede conectarse a una PC para ofrecer acceso instantáneo a la información. La opción de análisis de energía incluida en el PQM permite mostrar cualquier intensidad o tensión de fase y calcular el contenido de armónicos. Conociendo la distribución de los armónicos, se pueden tomar medidas que eviten el sobrecalentamiento de transformadores, motores, condensadores, cables de neutro y los disparos del interruptor. Además, es posible determinar la redistribución de la carga del sistema.

Serie: PQM-100 (Medidor de la Calidad de la Energía Portátil).

Display de LCD.

Teclado de membrana, tiene cuatro teclas para control y programación.

Alimentación: 110 a 230VCA.

Tensión de tolerancia: - 15% a 10%.

Frecuencia de trabajo: 50 a 60HZ.

Corriente de directa: 24 a 110V.

Consumo: 3 a 6VA.

Clase de precisión: Tensión: 0,5% de la lectura.

Corriente: 0,5% de la lectura.

Técnica experimental.

Las mediciones fueron realizadas con el analizador de redes programable Power Quality Meter (PQM) el cual fue descrito anteriormente. Estas se llevaron a cabo de la siguiente forma: en los transformadores se midió cinco días consecutivos con un intervalo de muestra cada un minuto y en las principales cargas durante un día con un intervalo de muestra cada un minuto.

2.5 - Análisis de las mediciones.

A continuación se muestran los gráficos de carga de cada uno de los transformadores y algunas de las principales cargas de la subestación, así como el correspondiente análisis de cada una de sus variables medidas.

Transformador 1.

En este transformador las mediciones fueron realizadas desde el 11 de abril del 2011 hasta el 15 de abril del 2011. Al analizar las variables eléctricas de las mediciones realizadas al transformador 1 (**ver anexo 4**) y figura 2.5 podemos constatar que las demandas promedio de potencia fueron de 2457.79kW de potencia activa, 1556.76kVAR de potencia reactiva y 3027.06kVA de potencia aparente. El máximo valor de potencia activa fue de 2993.87kW, la potencia reactiva de 1997.03kVAR y la potencia aparente de 3738.27kVA, esto sucedió a las 4:09 PM del día 12 de abril del 2011.

El menor valor de potencia activa fue de 1586.77kW, el de potencia reactiva de 456.95 kVAR y el de potencia aparente de 1944.51kVA a la 1:32 PM del día 12 de abril del 2011. El factor de potencia promedio fue de 0.85.

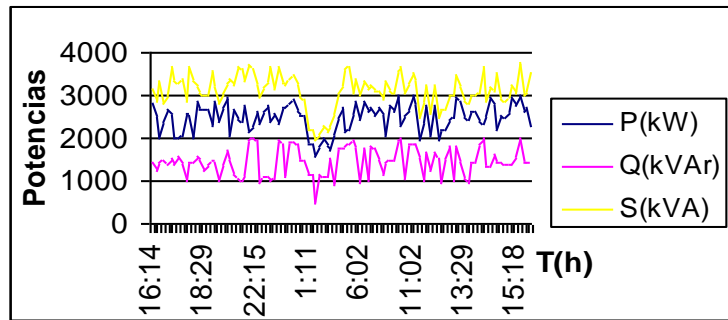


Figura 2.5 Características de potencia del transformador 1.

Las corrientes se encuentran desequilibradas como se puede observar en figura 2.6, obteniéndose sus máximos valores de 350A en la fase A, 346A en la B y 346A en la C a las 1:45 PM del día 12 de abril del 2011, el resto del tiempo la fase B se mantiene por encima de las demás.

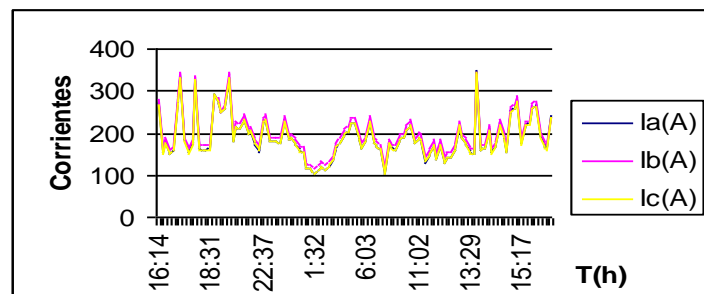


Figura 2.6 Características de corriente del transformador 1.

El sistema de tensiones presenta un desbalance entre las fases como se puede observar en la figura 2.7, alcanzando sus valores máximos a las 7:55 AM de 6321V en la fase A, 6323V en la fase B y 6326V en la fase C.

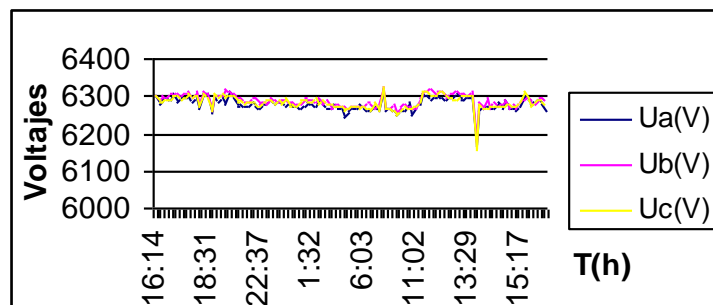


Figura 2.7 Características de voltaje del transformador 1.

La distorsión armónica máxima de tensión por fase es de 5.9% en la fase A, 6.2% en B y 5.9% en la C, encontrándose por debajo del valor estipulado por la norma UNE-IEC/TR 61000-3-6 IN, la cual expone que el límite de distorsión total armónica de tensión por fases es del 6.5%.

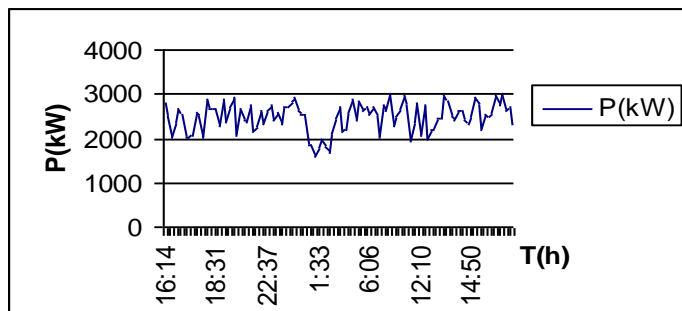


Figura 2.8 Gráfico de carga del transformador 1.

Transformador 2.

Al verificar los datos de las mediciones realizadas al transformador 2 (**ver anexo 5**) y la figura 2.9 podemos observar que el pico máximo de potencia activa fue a las 6:28 AM de 5585.4kW del día 27 de abril del 2011 y la potencia promedio fue de 4794.85kW. El máximo de potencia reactiva fue de 4181.58kVAr a la 1:29 AM, el de la potencia aparente fue de 6479.52kVA a las 6:11 PM del día 27 de abril del 2011 (**ver anexo 6**), la media fue de 3661.77kVAr y 6024.26kVA, respectivamente.

El menor valor de potencia activa fue de 3409.13kW, el de potencia reactiva 2540.5kVAr y el de potencia aparente de 4252.98kVA. El factor de potencia medio fue de 0.79, alcanzando valores máximos de 0.84 y mínimos de 0.77.

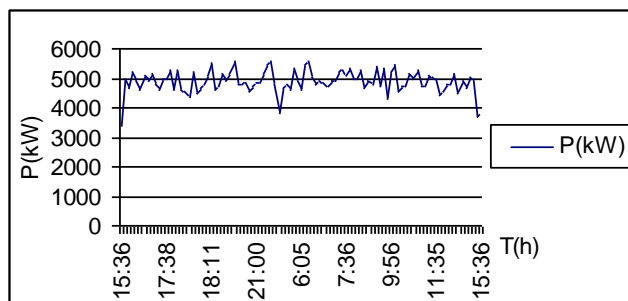


Figura 2.9 Gráfico de carga del transformador 2.

Las corrientes se encuentran bastante equilibradas (**ver anexo 7**) alcanzando valores máximos a las 5:41 PM de 575A en la fase A, 575A en la fase B y 570A en la fase C. Sus valores mínimos son de 296A en la fase A, 296A en la fase B y 290A en la fase C, manteniendo un promedio por fase de 391A, 389A y 394A respectivamente.

Las tensiones presentan muy poco desbalance (**ver anexo 8**), sus valores máximos fueron de 6310V en la fase A, 6331V en la fase B y 6338V en la fase C a las 1:14 PM, luego manteniendo un promedio por fase de 6098.05V, 6123.51V y 6120V respectivamente.

La distorsión armónica total máxima de tensión por fase es de 5.9% en la fase A, 5.1% en B y 5.8% en la C, encontrándose por debajo del valor estipulado por la norma que rige en nuestro país.

Transformador 3

Al analizar las variables eléctricas de las mediciones realizadas al transformador 3 (**ver anexo 9**) se observa que las potencias se mantienen relativamente estables, esto se debe a que los equipos conectados en esa sección son de primera categoría y se mantienen trabajando las 24 horas la misma cantidad y turnando los equipos. El máximo valor de potencia activa alcanzado fue de 2580kW a las 10:30 AM y menor de 2306kW a las 4:02 AM, manteniendo un promedio el resto del día de 2416kW. El máximo valor de potencia reactiva fue de 323.1kVAr y el de potencia aparente de 2594.3kVA, esto sucedió a las 10:30 AM del día 26 de abril del 2011 (**ver anexo 10**).

El menor valor de potencia reactiva de 78.36kVAr y el de potencia aparente de 2217kVA. El factor de potencia se mantuvo entre 0.99 y 1, esto se debe a que en esa sección de barras se encuentran conectados los compresores 12 y 13, además de las bombas que se encuentran conectadas en la subestación 4SD que son motores sincrónicos los cuales son excitados para que mantengan el factor de potencia en ese rango.

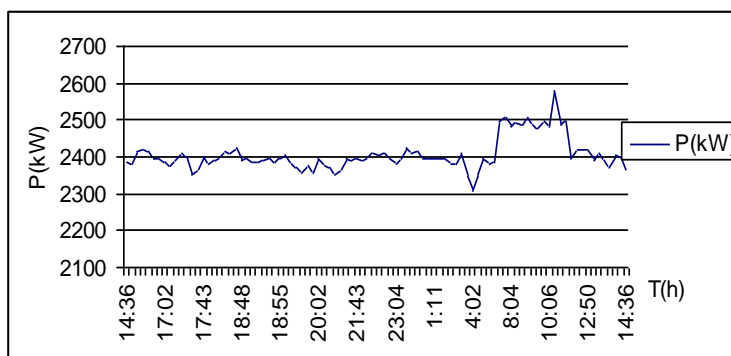


Figura 2.10 Gráfico de carga del transformador 3.

Las corrientes se encuentran desequilibradas alcanzando sus máximos valores a las 11:29 AM con 229A en la fase A, 219A en la B y 236A en la C (**ver anexo 11**), sus valores promedio son de 223A, 214.13A y 231^a, respectivamente.

Los voltajes de las fases se encuentran desbalanceados (**ver anexo 12**), obteniéndose sus máximos valores a las 4:36 PM de 6332V en la fase A, 6316V en la B y 6327V en la C. Sus valores mínimos son de 6147V en la fase A, 6161V en la B y 6165V en la C a las 11:29 AM. La distorsión total armónica de tensión por fase es de 6.2% en la fase A, 6.1% en B y 6.1% en la C.

Transformador 4.

Al analizar las variables eléctricas de las mediciones realizadas al transformador 4 (**ver anexo 13**) y la figura 2.11 se observa el máximo valor de potencia activa fue de 3465.12kW a las 11:02 AM, el menor sucedió a las 5:53 PM de 3105.4kW. El máximo de potencia reactiva de 933.74kVAR y la potencia aparente de 3536.39kVA, esto sucedió a las 11:02 AM (**ver anexo 14**) del día 2 de mayo del 2011.

El menor valor de potencia reactiva de 337.74kVAR y el de potencia aparente de 3162.51kVA a las 5:53 PM del día 1 de mayo del 2011. El factor de potencia se mantuvo oscilando entre 0.98 y 1, esto se debe a que se encuentran conectados en esta sección de barra el compresor 11 y las demás bombas de la subestación 4SD que son motores sincrónicos.

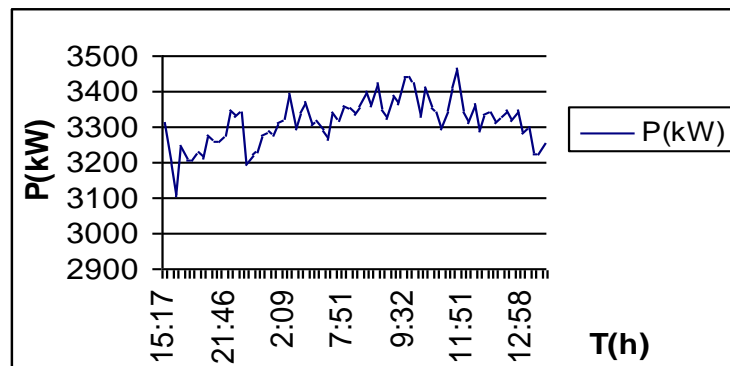


Figura 2.11 Gráfico de carga del transformador 4.

Las corrientes se encuentran desequilibradas (**ver anexo 15**), los máximos valores se obtuvieron a las 11:02 AM del día 2 de mayo del 2011, teniendo en las fases A 306A, en la B 304A y en la C 299A, y un mínimo de 260A en las tres fases.

Los voltajes de las fases se encuentran desbalanceados obteniéndose sus máximos valores de 6361V en la fase A, 6363V en la B y 6379V en la C (**ver anexo 16**) a las 11:02 AM del día 2 de mayo del 2011. La distorsión armónica de tensión promedio por fase es de 6% en la fase A, 4.2% en B y 4.3% en la C.

Exhaustar 1.

Al observar el **anexo 17** y la figura 2.12 de las mediciones realizadas al exhaustar 1 el día 18 de mayo del 2011 desde las 12:45 PM hasta el 19 de mayo a las 4:09 AM que fue la toma de muestra del PQM instalado, se puede observar, que la carga se mantiene por debajo de su potencia nominal, obteniéndose sus mayores valores de potencia activa de 599.21kW a las 11:24 PM y el otro a las 8:00 PM de 590.95kW. Las corrientes se encuentran bastante equilibradas manteniendo un valor entre 48A y 51A por fase.

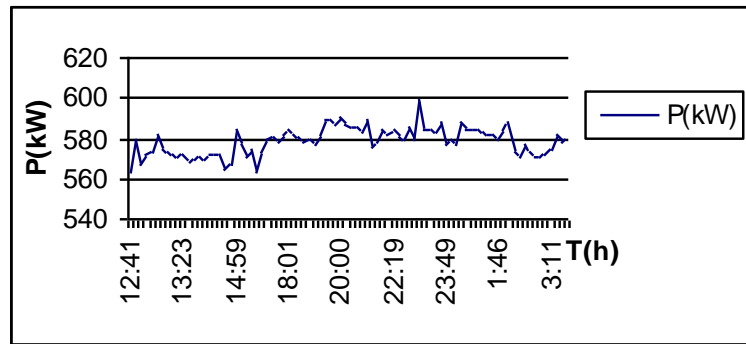


Figura 2.12 Gráfico de carga del Exhaustar 1.

Ventilador del molino 3.

En el **anexo 18** y la figura 2.13 de las mediciones realizadas al ventilador del molino 3 el 26 de mayo del 2011 se muestra el comportamiento de las principales magnitudes medidas en dicho motor. En estas se puede observar que sus máximos valores de potencia activa fueron de 347.82kW a las 4:28 PM y el otro de 347.73 a las 10:19 AM. Las corrientes se encuentran bastante equilibradas oscilando entre 36A y 38A por fase.

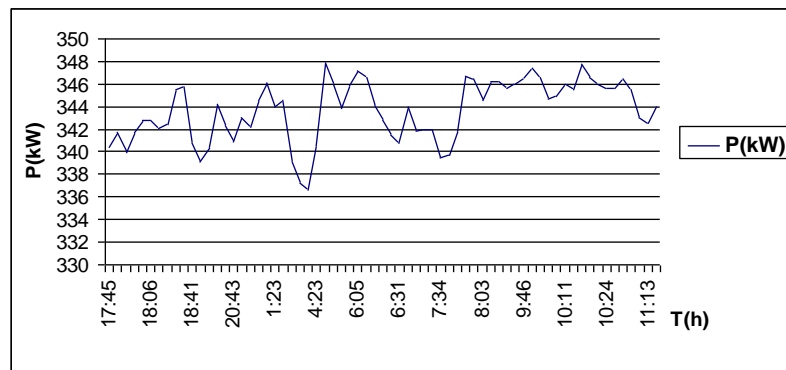


Figura 2.13 Gráfico de carga del ventilador 3.

2.5.1- Coeficientes.

En la tabla 2.2 se muestran los valores de los coeficientes de carga actualmente en los transformadores según fórmula 1.6, en ésta se puede observar que el transformador dos se encuentra con una sobrecarga de un 3%.

Tabla 2.2 – Coeficientes de carga de los transformadores.

Transformadores	T1	T2	T3	T4
Kc	0.6	1.03	0.41	0.56

En la tabla 2.3 que mostramos a continuación se exponen los coeficientes de llenado de los transformadores según fórmula 1.1.

Tabla 2.3 – Coeficiente de llenado de los transformadores.

Transformadores	T1	T2	T3	T4
Kll	0.81	0.93	0.93	0.94

2.5.2- Régimen económico de los transformadores.

Potencia reactiva del transformador sin carga según fórmula 1.7.

$$\Delta Q_{sc} = 37.8 \text{ kVAr}$$

Potencia reactiva demandada por el transformador a plena carga según fórmula 1.8.

$$\Delta Q_{cc} = 469.35 \text{ kVAr}$$

Pérdidas referidas del transformador sin carga según fórmula 1.4.

$$\Delta P'_{sc} = 9.594 \text{ kW}$$

Pérdidas referidas al transformador con carga según fórmula 1.5.

$$\Delta P'_{cc} = 72.99 \text{ kW}$$

En la tabla 2.4 se muestran los valores de pérdida de energía en los transformadores en un año según fórmula 1.3.

Tabla 2.4 – Pérdida de energía en los transformadores.

Transformadores	T1	T2	T3	T4	ΔE (MWh/año) Total
ΔE (MWh/año)	314.23	762.4	191.53	284.56	1552.72

2.6 - Conclusiones.

En el presente capítulo se realizó la descripción de la subestación objeto de estudio, se realizaron mediciones en las cuatro secciones de barra de la misma y en algunos de sus principales consumidores de las cuales se concluyó lo siguiente:

- El transformador 2T se encuentra trabajando sobrecargado con un coeficiente de carga de 1.03.
- El transformador 3T se encuentra trabajando subcargado con un coeficiente de carga de 0.41.
- Las pérdidas de energía total en los transformadores de dicha subestación son elevada de 1552.72 MWh/año.
- La causa de calentamiento en los transformadores 1T y 2T en régimen de avería, se debe, a que en este régimen el que quede en uso trabajaría con una sobrecarga de un 23% por encima de lo estipulado para estos casos.
- La distorsión armónica total (THD) se encuentra por debajo de lo estipulado por la norma que rige en nuestro país UNE-IEC/TR 61000-3-6 IN, la cual plantea que para consumidores de media tensión la THD es hasta un 6.5%.
- En las protecciones de los transformadores se encuentran solamente ajustadas la protección diferencial y la de sobrecorriente de tiempo inverso, encontrándose las demás deshabilitadas.
- El factor de potencia en las secciones I y II es bajo obteniéndose un valor promedio de 0.85 y 0.8, respectivamente.

Capítulo III.

Mejoras en el suministro eléctrico de la subestación.

Índice del capítulo:

- 3.1 - Introducción.
- 3.2 - Mejoras en la distribución del sistema eléctrico de la subestación.
- 3.3 - Cálculo de ajuste de las protecciones de los transformadores (SR-745).
- 3.4 - Valoración económica.
- 3.5 - Conclusiones.

3.1 - Introducción.

Este capítulo tiene como objetivo proponer alternativas para mejorar la eficiencia del suministro eléctrico de la subestación a partir de las ineficiencias detectadas, para esto se realizan acomodos de cargas en las barras de la subestación y la implementación de bancos de condensadores para elevar el factor de potencia en las que lo requieren, además del ajuste de la protección de los transformadores, así como la realización de las valoraciones económicas de las mejoras propuestas y su tiempo de amortización.

3.2 - Mejoras en la distribución del sistema eléctrico de la subestación.

Como solución a los problemas fundamentales que presenta el esquema de distribución actual de la subestación, se proponen dos variantes de acomodo de cargas, las cuales aumentan en un grado considerable la flexibilidad y confiabilidad del suministro. Para realizar las propuestas se tuvo en cuenta la carga instalada en cada uno de los transformadores basándonos en los cálculos realizados y las mediciones efectuadas a los mismos. La simulación de las variantes se realizó con ayuda del software Easy Power.

3.2.1 - Variante I.

Pasando a:

- El V-3 de la sección II para la sección III en la subestación 2SD.
- El V-4 de la sección II para la sección IV en la subestación 2SD.
- El Exhaustar 1 de la sección II para la sección III en la subestación 2SD.
- El Exhaustar 4 de la sección II de la subestación 3SD para la sección I de dicha subestación.

La configuración con la que quedaría el esquema de suministro para esta propuesta luego del acomodo de carga y la conexión de los bancos de condensadores se puede observar en las figuras 3.1 y 3.2. En los mismos se observan los armarios en los que serían conectados los equipos luego del acomodo y las secciones donde se ubicarían los bancos de condensadores.

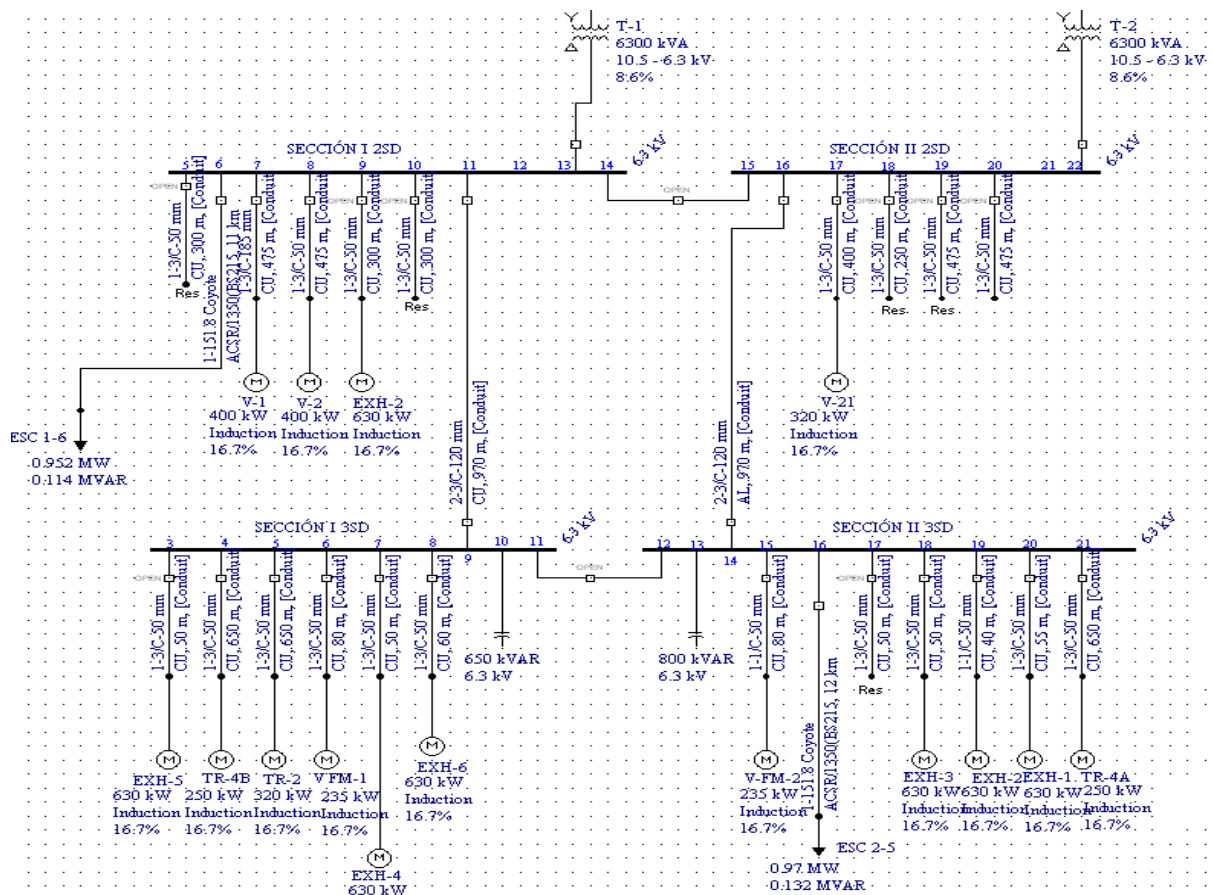


Figura 3.1 - Sección I, sección II subestación 2SD y subestación 3SD.

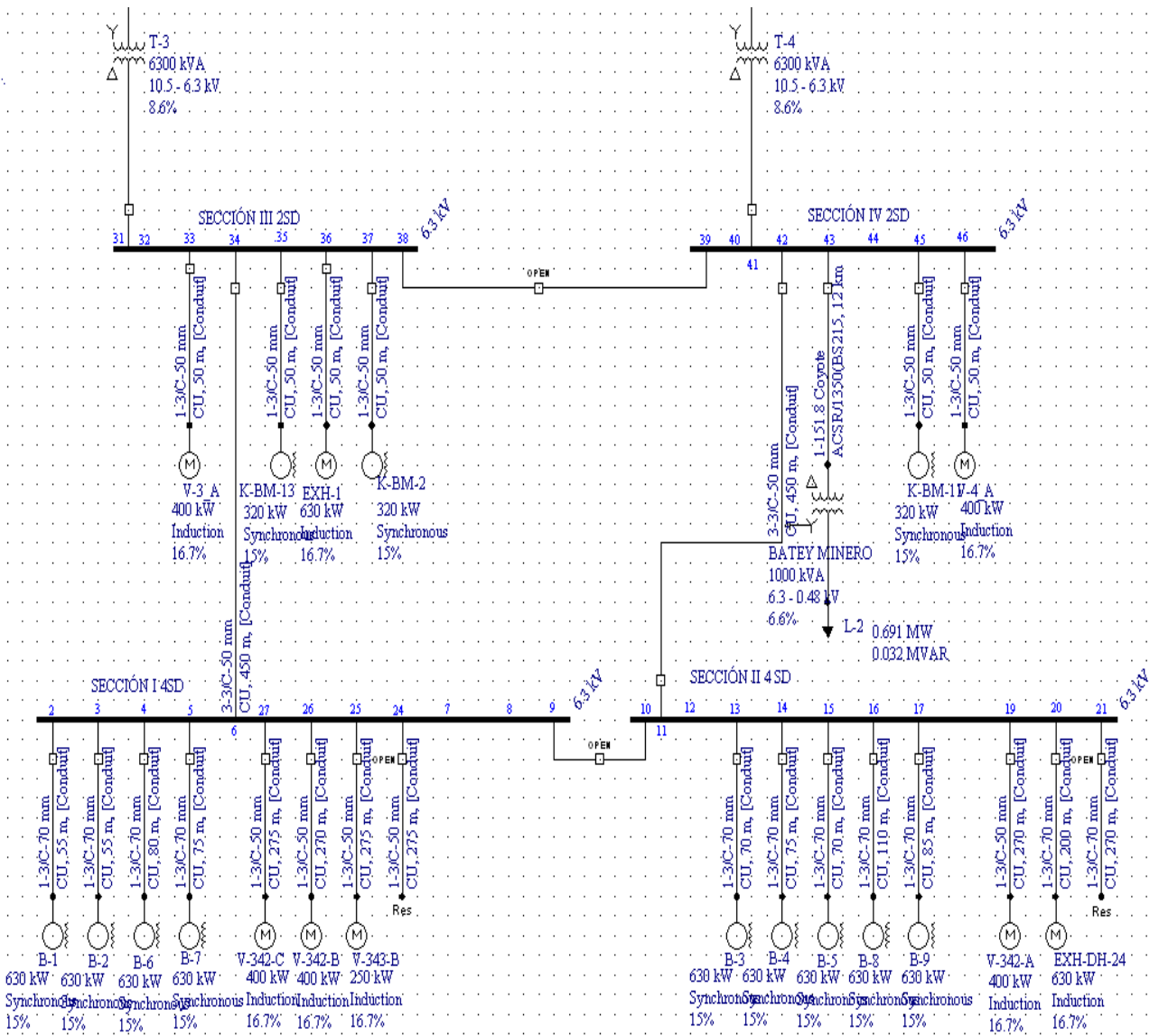


Figura 3.2 - Sección III y sección IV subestación 2SD y subestación 4SD.

El nuevo factor de potencia y la carga de los transformadores luego del acomodo de carga se pueden ver en las tablas 3.1 y 3.2 respectivamente. Estos se lograron determinar mediante la simulación de dicha variante en el software Easy Power.

Tabla 3.1 – Factor de potencia en las secciones de las subestaciones.

Name	Pf
SECCIÓN I 2SD	0.88
SECCIÓN I 3SD	0.89
SECCIÓN I 4SD	0.99
SECCIÓN II 2SD	0.87
SECCIÓN II 3SD	0.89
SECCIÓN II 4 SD	0.99
SECCIÓN III 2SD	0.99
SECCIÓN IV 2SD	0.99

Tabla 3.2 – Reporte de carga de los transformadores.

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
T-1	T1	SECCIÓN I 2SD	4423	6300	70.2%	-29.8%	
T-2	T2	SECCIÓN II 2SD	4183	6300	66.4%	-33.6%	
T-3	T3	SECCIÓN III 2SD	3749	6300	59.5%	-40.5%	
T-4	T4	SECCIÓN IV 2SD	3982	6300	63.2%	-36.8%	

En la tabla 3.3 se muestran los valores de pérdida de energía en los transformadores en un año según fórmula 1.3 luego de realizar el acomodo de carga.

Tabla 3.3 – Pérdida de energía en los transformadores.

Transformadores	T1	T2	T3	T4	ΔE (MWh/año) Total
ΔE (MWh/año)	397.36	362.57	306.62	337.83	1404.38

Como se puede observar con el acomodo de carga se logra una reducción de las pérdidas de energía de 148.34MWh/año.

Compensación de reactivo

De todos los tipos de compensación de potencia reactiva planteados en el capítulo 1 se seleccionó la compensación central con banco automático para cada sección individual, debido a la gran variación de la carga durante todo el día y así evitaría una sobrecompensación. Se decidió conectar los bancos de condensadores en las secciones I y II de la subestación 3SD, debido a que se demostró mediante la simulación de dicha variante que se obtenían los resultados esperados en las barras de la subestación 2SD, además de una mejora en el factor de potencia en las barras de la subestación 3SD, no sucediendo así, si son conectados en las secciones I y II de la subestación 2SD.

Corrección del factor de potencia en la sección I de la subestación 2SD.

El cálculo de la potencia reactiva necesaria se realizará para corregir el factor de potencia a 0.94.

$\tan \varphi_1$ mediante fórmula 1.11.

$$\tan \varphi_1 = 0.54$$

$\tan \varphi_2$ mediante fórmula 1.12.

$$\tan \varphi_2 = 0.36$$

ckVAr necesarios para corregir el factor de potencia al valor deseado, según fórmula 1.13.

$$\text{ckVAr} = 646.75 \text{ kVAr}$$

Selección según catálogo: batería automática de 650kVAr CP 253, de seis escalones los cuales son mostrados en la tabla 3.4, marca Marlin Garin de la Empresa Schneider-Electric.

Tabla 3.4 – Escalones del banco escogido.

Escalones	1	2	3	4	5	6
kVAr	200	100	100	100	90	60

Corrección del factor de potencia en la sección II de la subestación 2SD.

El cálculo de la potencia reactiva necesaria se realizará para corregir el factor de potencia a 0.94.

$\tan \varphi_1$ mediante fórmula 1.11.

$$\tan \varphi_1 = 0.57$$

$\tan \varphi_2$ mediante fórmula 1.12.

$$\tan \varphi_2 = 0.36$$

ckVAr necesarios para corregir el factor de potencia al valor deseado, según fórmula 1.13.

$$\text{ckVAr} = 761.66 \text{ kVAr}$$

Selección según catálogo: batería automática de 800kVAr CP 253, de cinco escalones los cuales son mostrados en la tabla 3.5, marca Marlin Garin de la empresa Schneider-Electric.

Tabla 3.5 – Escalones del banco escogido.

Escalones	1	2	3	4	5
kVAr	200	200	200	100	100

En las tablas 3.6 y 3.7 son mostrados los nuevos factores de potencia y la nueva carga de los transformadores, en éstas se puede ver como se obtiene un aumento del factor de potencia en las barras y una disminución de la carga de los transformadores debido a que se libera potencia en los mismos.

Tabla 3.6 – Factor de potencia en las secciones de las subestaciones luego de conectar los bancos de condensadores.

Name	Pf
SECCIÓN I 2SD	0.946
SECCIÓN I 3SD	0.95
SECCIÓN I 4SD	0.99
SECCIÓN II 2SD	0.943
SECCIÓN II 3SD	0.948
SECCIÓN II 4 SD	0.99
SECCIÓN III 2SD	0.99
SECCIÓN IV 2SD	0.99

Tabla 3.7 – Reporte de carga de los transformadores.

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
T-1	T1	SECCIÓN I 2SD	4125	6300	65.5%	-34.5%	
T-2	T2	SECCIÓN II 2SD	3830	6300	60.8%	-39.2%	
T-3	T3	SECCIÓN III 2SD	3749	6300	59.5%	-40.5%	
T-4	T4	SECCIÓN IV 2SD	3982	6300	63.2%	-36.8%	

En la tabla 3.8 se muestran los valores de pérdida de energía en los transformadores en un año, según fórmula 1.3 luego de la conexión de los bancos de condensadores.

Tabla 3.8 – Pérdida de energía en los transformadores.

Transformadores	T1	T2	T3	T4	ΔE (MWh/año) Total
ΔE (MWh/año)	362.5	321.97	306.62	337.83	1328.99

Como se puede observar con el acomodo de carga y la conexión de los bancos de condensadores se logra una reducción de las pérdidas de energía de 223.73MWh/año.

Beneficios al mejorar el factor de potencia en la sección I 2SD.

Potencia aparente luego de mejorar el factor de potencia según tabla 3.5.

$$S_2 = 4125.52 \text{ kVA}$$

Potencia aparente liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.15.

$$S_L = 298 \text{ kVA}$$

Potencia activa luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.16.

$$P_2 = 3363.73 \text{ kW}$$

Potencia activa liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.17.

$$P_L = 229.35 \text{ kW}$$

Corriente luego del acomodo de carga, despejando de la fórmula 1.18.

$$I_1 = 374.18A$$

Corriente luego de la compensación de reactivo, despejando de la fórmula 1.19.

$$I_2 = 309.31A$$

Corriente liberada con la compensación de reactivo, según fórmula 1.20.

$$I_L = 64.87A$$

Beneficios al mejorar al factor de potencia en la sección II 2SD.

Potencia aparente luego de mejorar el factor de potencia según tabla 3.5.

$$S_2 = 4183kVA$$

Potencia aparente liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.15.

$$S_L = 353kVA$$

Potencia activa luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.16.

$$P_2 = 3356.89kW$$

Potencia activa liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.17.

$$P_L = 270kW$$

Corriente luego del acomodo de carga, despejando la fórmula 1.18.

$$I_1 = 382.05A$$

Corriente luego de la compensación de reactivo, despejando la fórmula 1.19.

$$I_2 = 324.9A$$

Corriente liberada con la compensación de reactivo, según fórmula 1.20.

$$I_L = 57.15A$$

Para la realización de esta variante de acomodo de carga, no es necesaria la sustitución o compra de conductores debido a que solo es desconectar en los armarios donde se encuentran actualmente instalados los equipos a mover y conectarlos en los armarios propuestos, para lo cual éstos presentan suficiente longitud, además ninguna presenta una caída de tensión superior a lo estipulado (**ver anexo 19**), por lo que no es necesario el cambio de la sección de conductores.

3.2.2 - Variante II.

Pasando a:

- El V-21 de la sección II para la sección I en la subestación 2SD.
- Línea a la mina de la sección II para la sección I en la subestación 3SD.
- Línea a la mina de la sección I para la sección III en la subestación 2SD.
- El Exhaustar 1 de la sección II para la sección III en la subestación 2SD.
- El V-342C de la sección I para la sección II en la subestación 4SD.

La configuración con la que quedaría el esquema de suministro para esta propuesta luego del acomodo de carga y la conexión de los bancos de condensadores se puede observar en las figuras 3.3 y 3.4. En los mismos se observan los armarios en los que serían conectados los equipos luego del acomodo y las secciones donde se ubicarían los bancos de condensadores.

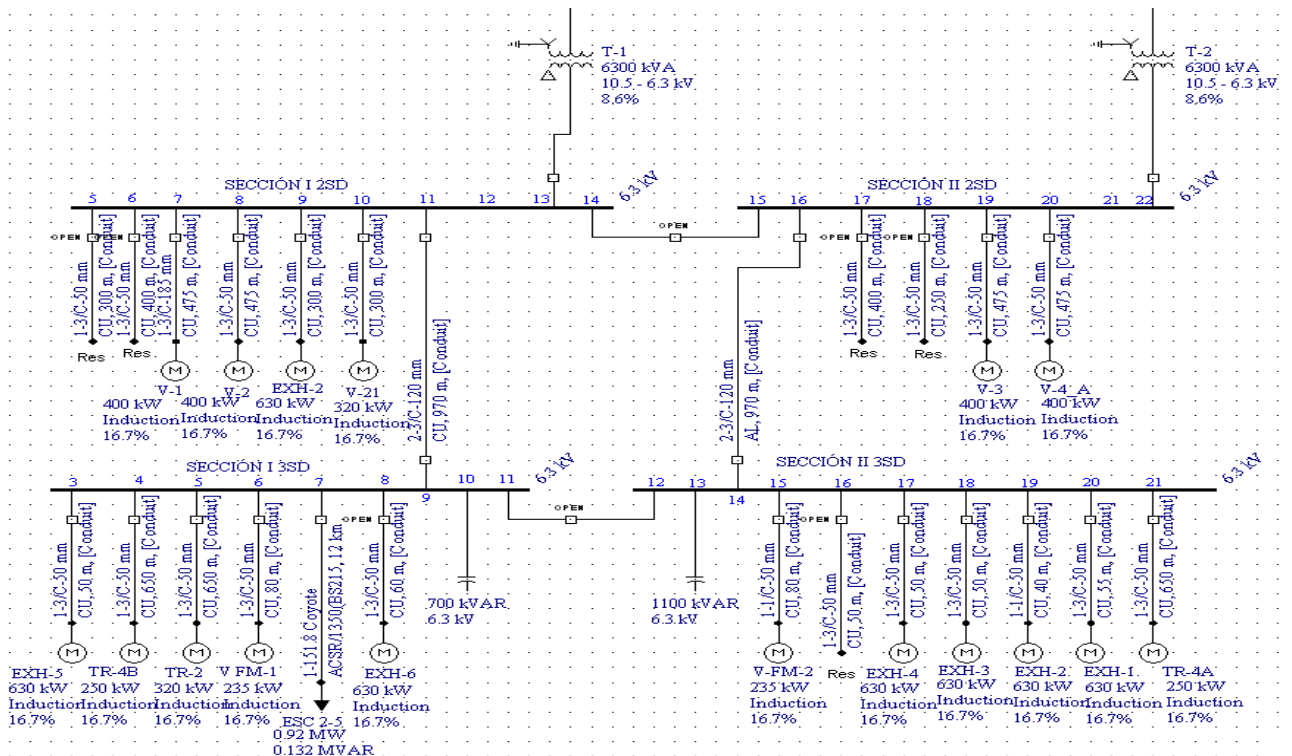


Figura 3.3 - Sección I, sección II subestación 2SD y subestación 3SD.

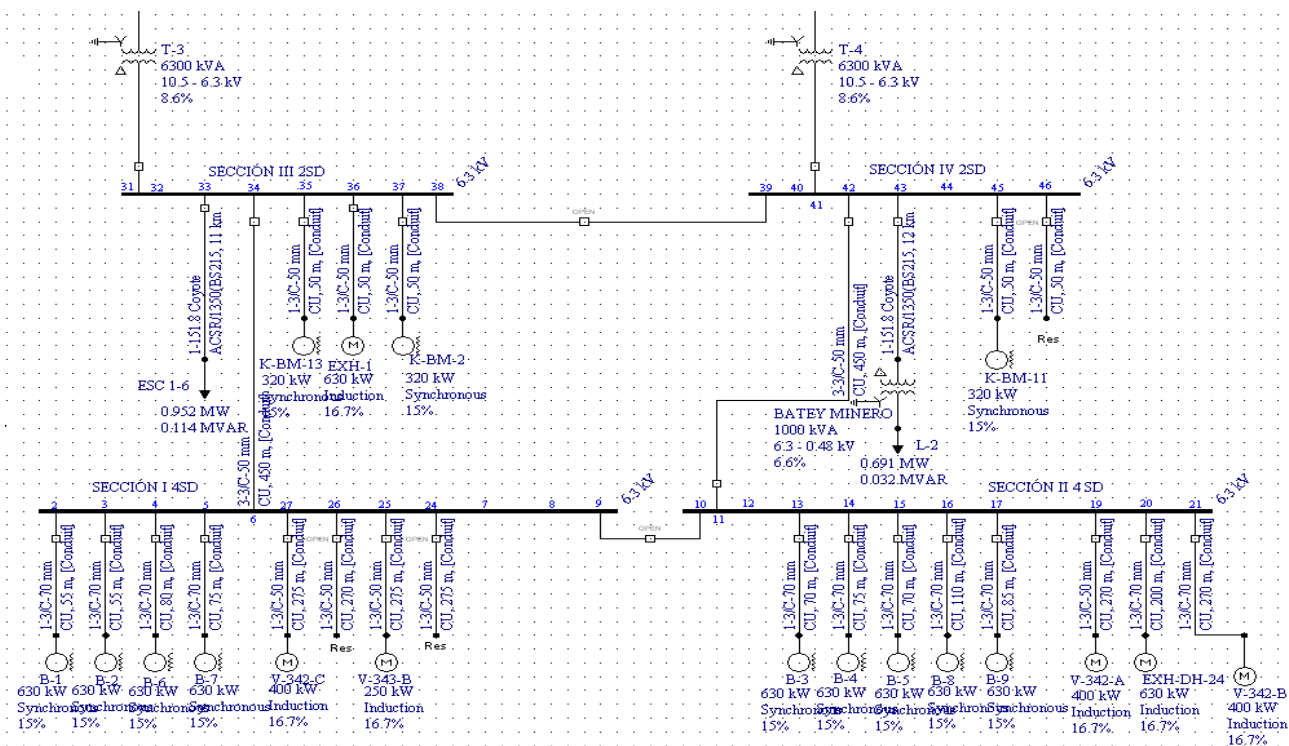


Figura 3.4 - Sección III y sección IV subestación 2SD y subestación 4SD.

El nuevo coeficiente de carga de los transformadores y el factor de potencia en las barras de la subestación luego del acomodo de carga se logró determinar mediante la simulación de dicha variante en el software Easy Power, estos son mostrados a continuación en las tablas 3.9 y 3.10.

Tabla 3.9 – Factor de potencia en las secciones de las subestaciones.

Name	Pf
SECCIÓN I 2SD	0.87
SECCIÓN I 3SD	0.88
SECCIÓN I 4SD	0.99
SECCIÓN II 2SD	0.85
SECCIÓN II 3SD	0.87
SECCIÓN II 4 SD	0.99
SECCIÓN III 2SD	0.99
SECCIÓN IV 2SD	0.98

Tabla 3.10 – Coeficientes de carga de los transformadores.

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
T-1	T1	SECCIÓN I 2SD	3986	6300	63.3%	-36.7%	
T-2	T2	SECCIÓN II 2SD	4613	6300	73.2%	-26.8%	
T-3	T3	SECCIÓN III 2SD	3865	6300	61.4%	-38.6%	
T-4	T4	SECCIÓN IV 2SD	3980	6300	63.2%	-36.8%	

En la tabla 3.11 se muestran los valores de pérdida de energía en los transformadores en un año según fórmula 1.3 luego de realizar el acomodo de carga.

Tabla 3.11 – Pérdida de energía en los transformadores.

Transformadores	T1	T2	T3	T4	ΔE (MWh/año) Total
ΔE (MWh/año)	337.83	424.79	321.97	337.83	1422.42

Como se puede observar con el acomodo de carga se logra una reducción de las pérdidas de energía de 130.3MWh/año.

Compensación de reactivo

Para la compensación de reactivo en esta variante se mantiene lo explicado en la variante anterior.

Corrección del factor de potencia en la sección I de la subestación 2SD.

El cálculo de la potencia reactiva necesaria se realizará para corregir el factor de potencia a 0.94.

$\tan \varphi_1$ mediante fórmula 1.11.

$$\tan \varphi_1 = 0.57$$

$\tan \varphi_2$ mediante fórmula 1.12.

$$\tan \varphi_2 = 0.36$$

ckVAr necesarios para corregir el factor de potencia al valor deseado, según fórmula 1.13.

ckVAr= 672.81kVAr

Selección según catálogo: batería automática de 700kVAr CP 253, de cinco escalones los cuales son mostrados en la tabla 3.12, marca Marlin Garin de la empresa Schneider-Electric.

Tabla 3.12 – Escalones del banco escogido.

Escalones	1	2	3	4	5
kVAr	200	200	100	100	100

Corrección del factor de potencia en la sección II de la subestación 2SD.

El cálculo de la potencia reactiva necesaria se realizará para corregir el factor de potencia a 0.94.

$\tan \varphi_1$ mediante fórmula 1.11.

$\tan \varphi_1 = 0.62$

$\tan \varphi_2$ mediante fórmula 1.12.

$\tan \varphi_2 = 0.36$

ckVAr necesarios para corregir el factor de potencia al valor deseado, según fórmula 1.13.

ckVAr= 1028.42 kVAr

Selección según catálogo: batería automática de 1100kVAr CP 253, de seis escalones los cuales son mostrados en la tabla 3.13, marca Marlin Garin de la empresa Schneider-Electric.

Tabla 3.13 – Escalones del banco escogido.

Escalones	1	2	3	4	5	6
kVAr	300	300	200	100	100	100

En las tablas 3.14 y 3.15 son mostrados los nuevos factores de potencia y la nueva carga de los transformadores, en éstas se puede ver como se obtiene un aumento del factor de

potencia en las barras y una disminución de la carga de los transformadores debido a que se libera potencia en los mismos.

Tabla 3.14 – Factor de potencia en las secciones de las subestaciones luego de conectar los bancos de condensadores.

Name	Pf
SECCIÓN I 2SD	0.944
SECCIÓN I 3SD	0.95
SECCIÓN I 4SD	0.99
SECCIÓN II 2SD	0.941
SECCIÓN II 3SD	0.96
SECCIÓN II 4 SD	0.99
SECCIÓN III 2SD	0.99
SECCIÓN IV 2SD	0.98

Tabla 3.15 – Reporte de carga de los transformadores.

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load kVA	Rated kVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
T-1	T1	SECCIÓN I 2SD	3695	6300	58.7%	-41.3%	
T-2	T2	SECCIÓN II 2SD	4076	6300	64.7%	-35.3%	
T-3	T3	SECCIÓN III 2SD	3864	6300	61.3%	-38.7%	
T-4	T4	SECCIÓN IV 2SD	3978	6300	63.1%	-36.9%	

En la tabla 3.16 se muestran los valores de pérdida de energía en los transformadores en un año según fórmula 1.3 luego de la conexión de los bancos de condensadores.

Tabla 3.16 – Pérdida de energía en los transformadores.

Transformadores	T1	T2	T3	T4	ΔE (MWh/año) Total
ΔE (MWh/año)	299.14	345.95	321.97	337.83	1304.89

Como se puede observar con el acomodo de carga y la conexión de los bancos de condensadores se logra una reducción de las pérdidas de energía de 247.83 MWh/año.

Beneficios al mejorar al factor de potencia sección I.

Potencia aparente luego de mejorar el factor de potencia según tabla 3.11.

$$S_2 = 3695.62 \text{ kVA}$$

Potencia aparente liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.15.

$$S_L = 291 \text{ kVA}$$

Potencia activa luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.16.

$$P_2 = 2965.28 \text{ kW}$$

Potencia activa liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.17.

$$P_L = 238.59 \text{ kW}$$

Corriente luego del acomodo de carga, despejando de la fórmula 1.18.

$$I_1 = 337.48 \text{ A}$$

Corriente luego de la compensación de reactivo, despejando de la fórmula 1.19.

$$I_2 = 269.16 \text{ A}$$

Corriente liberada con la compensación de reactivo, según fórmula 1.20.

$$I_L = 68.32 \text{ A}$$

Beneficios al mejorar al factor potencia sección II.

Potencia aparente luego de mejorar el factor de potencia según tabla 3.11.

$$S_2 = 4076 \text{ kVA}$$

Potencia aparente liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.15.

$$S_L = 537 \text{ kVA}$$

Potencia activa luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.16.

$$P_2 = 3576.77 \text{ kW}$$

Potencia activa liberada luego de mejorar el factor de potencia según fórmula 1.17.

$$P_L = 378.72 \text{ kW}$$

Corriente luego del acomodo de carga, despejando la fórmula 1.18.

$$I_1 = 426.46 \text{ A}$$

Corriente luego de la compensación de reactivo, despejando la fórmula 1.19.

$$I_2=358.5A$$

Corriente liberada con la compensación de reactivo, según fórmula 1.20.

$$I_L=67.96A$$

Para la realización de esta otra variante de acomodo de carga no es necesaria la sustitución o compra de conductores debido a que sucede lo mismo que en la variante anterior (**ver anexo 20**).

3.3 - Cálculo de ajuste de las protecciones de los transformadores (SR-745).

Para el ajuste de las protecciones de los transformadores se hace necesario calcular los niveles de cortocircuito (trifásico, bifásico y monofásico) en los distintos regímenes de máxima y mínima generación, esto se logró con la ayuda del software Easy Power.

Ajuste de la protección diferencial (87).

Según fórmula 1.35.

$$I_{op87} = 190.74A$$

Según fórmula 1.36.

$$I_{op87R} = 1.58A$$

$$T_{op87} = 0seg$$

Ajuste de la protección de sobrecorriente de tiempo definido (50).

El interruptor es de 8 ciclos, por tanto $K_{seg} = 1$.

Según fórmula 1.21.

$$I_{op50} = 5041A$$

$$T_{op50} = 0seg$$

Según fórmula 1.22.

$$I_{op50R} = 50.41A$$

Ajuste de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51).

Según fórmula 1.23.

$$I_{op51} = 416.16A$$

Según fórmula 1.24.

$$T_{op51} = 1.2seg$$

Coefficiente de sensibilidad de la protección para este ajuste, según fórmula 1.25

$$K_s = 1.57 > 1.2 \text{ se cumple}$$

Según fórmula 1.26.

$$I_{op50R} = 3.47A$$

Ajuste de la protección de sobrecorriente de tiempo definido contra fallas a tierra (50G).

Según fórmula 1.27.

$$I_{op50G} = 6049.2A$$

$$T_{op50G} = 0seg$$

Según fórmula 1.28.

$$I_{op50GR} = 5.91A$$

Ajuste de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso contra fallas a tierra (51G).

Según fórmula 1.29.

$$I_{op51G} = 6049.2A$$

$$T_{op51G} = 0.5seg$$

Según fórmula 1.30.

$$I_{op51GR} = 0.58A$$

Ajuste de la protección de sobretensión debido a fallas o regímenes anormales del sistema (59).

Según fórmula 1.37.

$$U_{op59} = 12600V$$

$$T_{op59} = 0seg$$

Según fórmula 1.38.

$$U_{op59R} = 126V$$

3.4 - Valoración económica.

El análisis del trabajo está basado en el acomodo de cargas y la posible instalación de bancos condensadores, y así compensar el consumo de potencia reactiva, mejorar el factor de potencia y minimizar las pérdidas existentes en la subestación.

La instalación de los bancos de condensadores es uno de los métodos más utilizados en la industria, pues compensa el consumo de la potencia reactiva, disminuye el consumo de energía por concepto de pérdidas en los consumidores, transformadores; con el consiguiente ahorro de combustible para la industria.

Atendiendo a que los fabricantes no brindan información en sus catálogos de media tensión sobre el costo de los bancos de condensadores, se hace necesario obtener el precio de los mismos mediante los costos de los condensadores de compensación en función del voltaje y el costo promedio de 1CkVAr en medio voltaje, el cual es 13 USD.

$$C_{nb} = C_1 Q_1 \quad (3.1)$$

Donde:

C_1 – Costo de 1CkVAr en medio voltaje.

Q_1 – Capacidad total de los bancos de condensadores en medio voltaje.

Precio de los bancos según fórmula 3.1.

Variante I

Sección I:

Banco de 650kVAr

Precio: 8450 USD

Sección II:

Banco de 800kVAr

Precio: 10400 USD

Gastos de Adquisición:

El costo estimado de los bancos de condensadores se valora según oferta de la firma suministradora Viroex, S. L desglosado según se muestra en la tabla 3.17.

Tabla 3.17 - Costos de adquisición y transporte.

No.	Descripción	Potencia total Sección 1 (kVAr)	Potencia Sección 2 (kVAr)	Costo (USD)
1	Banco de condensadores	650	800	18850
Puesta a FOB				1200
Flete Marítimo				1905.25
Seguro				215.65
Costo total de adquisición				22170.9

Variante II

Sección I:

Banco de 700kVAr

Precio: 9100 USD

Sección II:

Banco de 1100kVAr

Precio: 14300 USD

Gastos de Adquisición:

El costo estimado de los bancos de condensadores se valora según oferta de la firma suministradora Viroex, S. L desglosado según se muestra en la tabla 3.18.

Tabla 3.18 - Costos de adquisición y transporte.

No.	Descripción	Potencia total Sección 1 (kVAr)	Potencia Sección 2 (kVAr)	Costo (USD)
1	Banco de condensadores	700	1100	23400
Puesta a FOB				1200
Flete Marítimo				1905.25
Seguro				250
Costo total de adquisición				26755.25

Gastos en materiales para el montaje.

Los gastos relacionados con los materiales necesarios para el montaje son comunes para las dos variantes, estos se encuentran resumidos en la tabla 3.19.

Tabla 3.19. Costos de los materiales para la instalación de los banco.

No.	Descripción	U/M	Cantidad	Costo Unitario (CUC)	Costo (CUC)
1	Cable de cobre con recubrimiento de PVC de 3x150	m	80	27	2160
2	Cinta aislante (Teype plástico)	u	4	0.87	6.96
3	Terminales de cobre para cable de 150 mm ² , con agujeros para tornillos M12, material cobre estañado	u	20	0.93	37.7
Costo de los materiales					2204.73
Imprevistos (5%)					110.24
Costo total de los materiales					2314.97

Gastos por Reparación Parcial

Para garantizar el buen funcionamiento de los bancos de condensadores es necesario realizar un mantenimiento preventivo, este mantenimiento debe ser planificado para un tiempo mínimo de funcionamiento de 8 meses.

El mantenimiento estándar de una instalación de este tipo requiere el cumplimiento de los siguientes requisitos:

Realizar las pruebas de nivel de aislamiento a tierra y de alta tensión, para los niveles de voltaje recomendados por el fabricante.

- Revisar que la corriente de aire no se vea restringida dentro del gabinete.
- Remover el polvo y la tierra acumulada, así como el exceso de óxido en la superficie de los conectores
- Limpiar la envoltura del condensador y el casquillo de aislamiento.
- Limpiar el área de contacto de los fusibles y los conjuntos portadores.

El costo de mantenimiento es común para las dos variantes, este ha sido evaluado por el costo de los materiales necesarios para su ejecución. Las tablas 3.20 se muestra el resultado del costo de los materiales.

Tabla 3.20. Costo de los materiales.

No.	Descripción	U/M	Cantidad	Costo Unitario (CUC)	Costo (CUC)
1	Cinta aislante (Teype plástico)	u	2	0.87	1.74
2	Limpiador de contactos (Spray)	u	2	3.24	6.48
3	Estopa	kg	0.50	0.97	0.485
Costo de los materiales					8.705
Imprevistos (5%)					0.44
Costo total de los materiales					9.14

Inversión total.

El costo total de la inversión para un año de explotación se determina a partir de la sumatoria de todos los gastos deducidos anteriormente, para ello se aplica la expresión 3.2.

$$Inv = C_{ad_trans} + C_{mont} + C_{mant} \quad (3.2)$$

Variante I

$$Inv = 24495.01 \text{ CUC}$$

Variante II

$$Inv = 29079.36 \text{ CUC}$$

Ahorro con la implementación de las variantes propuestas.

Si el precio de 1T de combustible para la empresa es de 417.344 CUC y para generar 1MW en la misma se necesita 0.272T de combustible, entonces el precio para generar 1MW sería de 113.52 CUC.

Actualmente existe una pérdida de 176264.77 CUC al año.

Con la implementación de las variantes de acomodo de cargas propuestas y la conexión de los bancos de condensadores se obtiene un ahorro por concepto de disminución de las pérdidas de:

Variante I

$$25397.83 \text{ CUC}$$

Variante II

$$28133.66 \text{ CUC}$$

Amortización de las variantes propuestas.

Realizaremos el cálculo de la amortización para cada una de las mejoras propuestas, las cuales se amortizarán a través de la energía ahorrada.

$$T_{\text{Años}} = \frac{\text{Costo total de la inversión}}{\text{Ahorro/Año}} \quad (3.3)$$

Variante I

$$T_{\text{años}} = 0.96 \text{ años}$$

Variante II

$$T_{\text{años}} = 1.03 \text{ años}$$

3.5 –Conclusiones.

En el presente capítulo se expuso todo lo relacionado con las variantes de acomodo de carga y la corrección del factor de potencia en cada una de ellas, además de su respectivo análisis económico, realizado este estudio llegamos a las siguientes conclusiones:

- En la variante I con el acomodo de carga se logra una reducción de las pérdidas de energía de 148.34MWh/año y al introducir los bancos de condensadores este ahorro aumenta a 223.73MWh/año.
- En la variante II con el acomodo de carga se logra una reducción de las pérdidas de energía de 130.3MWh/año y al introducir los bancos de condensadores este ahorro aumenta a 247.83MWh/año.
- Se logra una disminución en la carga de los transformadores debido al acomodo de carga y la potencia liberada en los mismos por concepto de compensación, los cuales podrán asumir eficientemente la carga de las secciones que les corresponden en régimen de avería.
- El cálculo de ajuste de las protecciones permitió determinar el ajuste de las opciones que tiene deshabilitadas el SR-745.
- Con el empleo de la variante I la amortización se realizará en tan solo 0.96 años, en cambio para la variante II el mismo se establecerá en 1.03 años. Por lo que podemos afirmar que desde el punto de vista de amortización de las variantes es más factible el empleo de la variante I.

Conclusiones Generales

Luego de realizado este trabajo podemos arribar a las siguientes conclusiones:

- Se determinó que las pérdidas de energía total en los transformadores de la subestación es 1552.72MWh/año.
- Se determinó que la causa de calentamiento en los transformadores 1T y 2T en régimen de avería, se debe, a que en este régimen el que queda en servicio tiene una sobrecarga de un 23%.
- El reactivo generado por bancos de condensadores y las variantes de acomodo de cargas propuestas posibilitan mejorar el factor de potencia y traen consigo una disminución de las pérdidas en los transformadores.
- El cálculo de ajuste de las protecciones permitió determinar el ajuste de las opciones que tiene deshabilitadas el SR-745.
- Con el empleo de la variante I la amortización se realizará en tan solo 0.96 años y para la variante II, en 1.03 años. Por lo que podemos afirmar que desde el punto de vista económico es más factible el empleo de la variante I.

Recomendaciones

- Realizar un estudio más profundo que posibilite atenuar los armónicos debido a que los mismo están muy próximos al valor límite especificado por la norma (6.5%).
- Comprobar y comparar los resultados obtenidos en este trabajo, con el empleo de las mejores propuestas.
- Estudiar la posibilidad de monitoreo que brindan los relés SR – 745 con el propósito de instalar una red de monitoreo e incorporarlos al CITECT con el objetivo de humanizar el trabajo del personal técnico.
- Restablecer el sistema de señales en los armarios de la subestación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Beeman, D. Industrial Power System Hand book. 2. ed. La Habana: Instituto Cubano del Libro, 1975. 971 p.
2. Chernobrovov N. Protective Relaying. Moscow: Mir, 1974 –1789p.
3. Creus, Sole. A. “Fiabilidad y Seguridad de procesos industriales”. Marcombo, España, 1991.
4. Colectivo de expertos. Ahorro de energía en proceso. Revista Energía. No 3. 1986
5. De Quesada, Martínez. A. Optimización de reactivo en circuitos eléctricos industriales. Revista Ingeniería Electroenergética. No 3, 1988.
6. Electric General: PQM, Metering Units, instruction manual, Multilin, Inc, 1999.
7. Feodorov, A.A. y E Rodríguez López. Suministro Eléctrico de Empresas Industriales. Pueblo y Educación. 1980.
8. Feodoseev A. M. Protección por relés de los sistemas eléctricos. Moscow: [sn], 1984 – 743p.
9. GONZALEZ P.I, RAMIREZ. M S. “*Compensación de la potencia reactiva en sistemas eléctricos*”. Revista Geología y Minería. 1999.
10. Ivanov – Smoloenski, A.V. Máquinas Eléctricas: transformadores: t.1. Moscú: Editorial Mir, 1984. 472 p.
11. Lazarev, S, S. Fiabilidad en sistemas eléctricos. Editorial Instituto Energético de Moscú. 1989.
12. Maldonado. J;F. Instalación de capacitores en circuitos eléctricos. Revista Tecnología.1968.
13. MALIUK S. “*Compensación de potencia reactiva en la producción*”. Stgo de Cuba. Edit.Oriente.1980.

14. Mazorra, Soto, J. Metodología para la minimización técnico económica de las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos industriales. Revista Energía. No 1, 1986.
15. Mazorra Soto, J. Suministro Eléctrico Industrial. Facultad de Energética ISPJAE.
16. Power Factor. Application Guide. 1996.
17. Power Systems. Reactive power compensation. 1994.
18. Ribero Barbuero, A. Pérdidas de energía en los transformadores de potencia. Boletín Informático CEC. Julio – Septiembre, 1999.
19. Stevenson, William D. Análisis de sistemas eléctricos de potencia. La Habana; Editorial Pueblo y Educación, 1982. 398 p.
20. Suministro de electricidad y equipos eléctricos. Kiev; GIPROSELMASH, 1973. 42 h. (Proyecto Técnico de la Fábrica de Combinadas KTP-1 en la República de Cuba)
21. VIEGO, P. F; ARMAS, M. A de. *Temas Especiales de Sistemas Eléctricos Industriales*. Cienfuegos: Centro de estudios de la Energía y el Medio Ambiente de la Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez”, [s.a].
22. Zamora; V. Macho. "Estudio bibliográfico sobre la distorsión de armónico producida por convertidores estáticos". Editado por Iberdrola. ISBN 84-921260-1-9. 1997. 136p.
23. <http://WWW.coemesa.com.mx>.
24. <http://WWW.abb.com.mx>.
25. <http://WWW.ingelectricista.com.art/cosfi/htm>.
26. WWW. biblio-sepi.esimez.jpj.mx
27. WWW.coelce.com.br.
28. WWW.gedigitalnergy.com
29. WWW. PEMEX.com.

Anexos

Anexo 1: Interruptores instalados en los gabinetes de la subestación



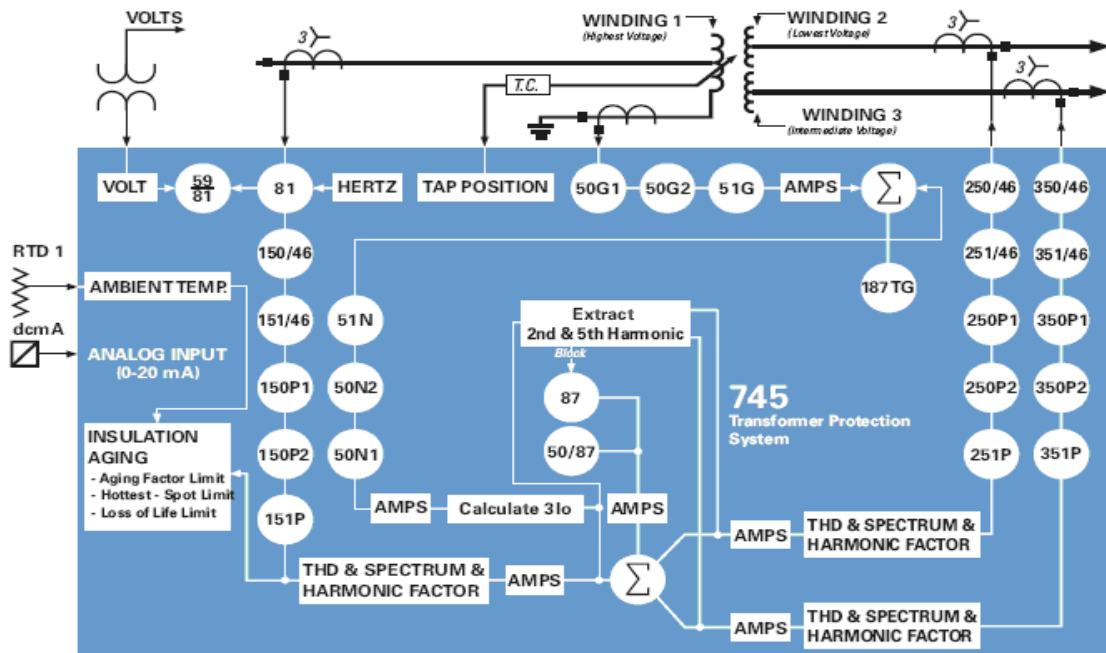
Anexo 2: Elementos de medición y protección instalados en los gabinetes.



Anexo 3: Relé de protección para transformadores SR-745.



Diagrama en bloque del SR-745.



Anexo 4: Representación de las mediciones del día de mayor demanda de las realizadas al transformador 1.

P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)	Ua(V)	Ub(V)	Uc(V)	F.P	THD	THD	THD	THD	THD	THD
										Ia(%)	Ib(%)	Ic(%)	Van(%)	Vbn(%)	Vcn(%)
2791.7	1447.07	3144.7	269	278	266	6299	6303	6304	0,86	1.6	1.9	1.3	3.4	3.2	3
2482.2	1451.81	2878.85	155	164	152	6280	6289	6284	0,87	2.3	1.9	1.8	5.5	2.7	2.5
2008.6	1422.42	3328.31	180	188	177	6287	6301	6286	0,86	1.7	1.5	1.8	5.3	3.2	3
2361.9	1498.63	2813.83	151	160	149	6293	6294	6292	0,86	1.5	2	1.4	5.2	2.8	2.9
2673.3	1394.35	3015.12	162	171	160	6287	6308	6291	0,87	1.8	2	1.8	4.3	2.7	3
2544.5	1508.05	3652.34	280	288	277	6305	6303	6301	0,87	2	1.8	1.7	5	2.9	2.9
2016.1	1384.65	3318.82	334	343	331	6285	6306	6299	0,87	1.7	1.9	1.9	3.3	2.7	2.7
2002.6	1570.54	3299.76	183	190	179	6294	6299	6289	0,87	1.7	2.1	1.8	3.3	3.2	3
2060.3	1384.96	3359.48	154	162	150	6296	6309	6298	0,86	1.9	2.1	2.1	2.9	2.9	3.4
2561.5	1223.56	2838.85	181	190	178	6299	6311	6308	0,87	2.1	1.8	1.8	3.3	3.2	3.6
2511.5	1415.62	3686.24	328	336	325	6286	6297	6295	0,87	1.8	1.5	1.9	3.2	2.6	3.3
2012.8	1444.97	3341.68	163	173	161	6295	6311	6302	0,87	2	1.9	2.3	2.8	3.2	3
2873.3	1562.87	3177.05	160	170	158	6265	6279	6274	0,87	1.7	2	1.8	3	3.4	2.5
2662.9	1471.23	3043.04	161	170	158	6306	6313	6305	0,9	2	1.5	1.8	3.5	3.4	2.6
2648.7	1399.97	2995.94	162	171	160	6305	6308	6294	0,82	2.4	2.1	1.9	2.8	2.3	3.2
2673.1	1399.64	3017.39	294	290	291	6254	6260	6259	0,9	1.7	2	2.3	3.3	3	3.4
2278.1	1468.43	3592.05	272	282	270	6304	6302	6305	0,85	1.7	1.7	2	3.6	3.3	3
2872.7	1433.63	3210.69	249	249	248	6284	6304	6297	0,86	1.8	2.1	1.5	2.6	2.9	2.9
2371.6	1480.92	2796.11	264	273	261	6297	6302	6307	0,86	1.7	1.7	1.7	3.4	2.9	2.8
2718.6	1382.43	3050.72	333	343	330	6278	6317	6293	0,86	1.8	1.8	1.4	3.3	3.2	2.9
2935.3	1726.23	3298.03	182	192	180	6311	6314	6301	0,87	1.8	1.7	1.3	3.5	2.5	2.9
2050.3	1463.38	3383.19	215	226	214	6298	6310	6302	0,87	1.8	1.9	1.2	2.8	2.7	2
2671.4	1162.84	3261.41	212	224	212	6274	6298	6283	0,86	1.8	1.8	1.9	2.5	2.8	2.9
2424.2	1037.95	3685.21	233	245	233	6276	6293	6288	0,86	1.8	1.9	1.9	3.2	2.8	3.2
2376.3	1007.92	3628.33	200	211	199	6274	6285	6281	0,86	1.7	2	1.9	2.9	3.4	2.9
2744.8	1142.19	3314.7	206	217	206	6274	6286	6285	0,87	1.9	1.9	1.5	3.2	3.2	3.5

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

Anexo 5: Representación de las mediciones del día de mayor demanda de las realizadas al transformador 2.

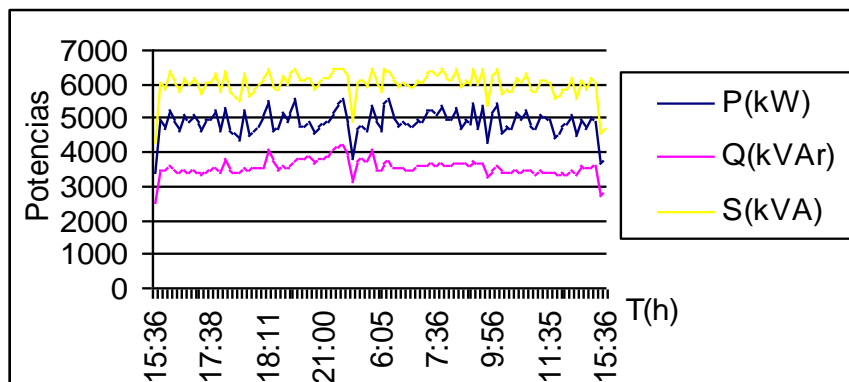
la(A)	lb(A)	lc(A)	Van(V)	Vbn(V)	Vcn(V)	P3(kW)	Q3(kvar)	S3(KVA)	F.P	THD	THD	THD	THD	THD	THD
))))))))))	la(%)	lb(%)	lc(%)	Van(%)	Vbn(%)	Vcn(%)
365	365	358	6087	6124	6114	3409.1	2540.5	4252.98	0,8	1.2	1.5	1.5	4.3	2.7	3.5
367	367	360	6104	6127	6129	4970.7	3477	6066.03	0,82	1.2	1.2	1.2	5.5	2.8	2.9
364	365	358	6104	6138	6129	4678.5	3462.6	5821.25	0,8	1	1	1.2	5	3	3.2
365	365	358	6095	6126	6119	5227.5	3622.5	6360.24	0,82	1	1.2	1	4.5	2.6	3.2
366	367	360	6120	6136	6138	4910.3	3482.6	6020.02	0,82	1.2	1	1	4.6	3	3.7
365	365	359	6099	6128	6116	4632.2	3425.2	5762.6	0,8	1.2	1	1.2	5.3	2.6	3.2
365	366	359	6106	6137	6138	5074.9	3482.4	6155.18	0,82	1	1.2	1	3.6	2.8	3.6
362	363	357	6109	6143	6132	4925	3390.4	5979.27	0,79	1	1	1.2	3.5	2.7	2.8
409	408	409	6108	6134	6114	5130.9	3432.1	6173.03	0,81	1	0.9	0.9	4.1	3.2	3.7
408	407	401	6120	6138	6138	4807.1	3414.2	5896.39	0,81	1	1	1	4.4	2.9	2.3
408	408	402	6109	6134	6133	4624.9	3359.2	5716.07	0,81	0.9	1	0.9	4.8	2.5	4.2
407	406	400	6114	6141	6139	4964.5	3403.2	6018.99	0,83	0.9	1	1	5.8	3.9	2.9
395	393	389	6112	6142	6130	4981.4	3434.7	6051.02	0,82	0.9	1	1	3.3	2.9	2.7
395	393	389	6120	6138	6128	5255.9	3536.4	6336.58	0,8	0.9	1	1	4.2	3.3	3.5
405	404	398	5833	5870	5864	4632.9	3403.1	5749.91	0,79	1	1.2	1	3.7	3.5	3.6
575	575	570	6075	6103	6101	5301.7	3776.8	6410.02	0,82	1	1	1.3	4	2.7	3.9
403	403	396	6073	6111	6099	4596.9	3444.2	5744.81	0,8	1	1	1	4.3	3	2.7
402	402	396	6072	6099	6107	4552.1	3384.9	5672.91	0,81	1	1	1	5.1	3.7	2.8
403	402	397	6105	6120	6107	4358.3	3409.8	5535.17	0,8	0.9	1	1.2	4.8	2.7	3.9
404	403	398	6094	6126	6110	5225.8	3510.3	6295.64	0,8	0.7	1	0.9	3.6	4.4	4.1
399	398	393	6076	6114	6106	4456.7	3459.8	5643.6	0,81	0.9	0.9	0.9	4.6	3.9	2.9
402	401	396	6086	6114	6105	4643	3511.6	5821.43	0,8	0.9	1	0.9	5	4.5	1.9
401	401	395	6080	6109	6100	4787.1	3540	5954.97	0,81	0.9	1	0.9	5.7	3.2	2.1
401	401	394	6078	6100	6096	5095.5	3543.7	6206.93	0,81	1	0.9	1.2	5	2.7	3.8
401	401	395	6072	6099	6095	5519.5	4090.3	6479.52	0,81	0.9	0.9	0.9	5.3	2.8	3.7
402	402	396	6072	6107	6103	4592.5	3733.3	5918.5	0,78	0.9	0.9	1	4.5	2.9	3.7

Tema: *Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación*

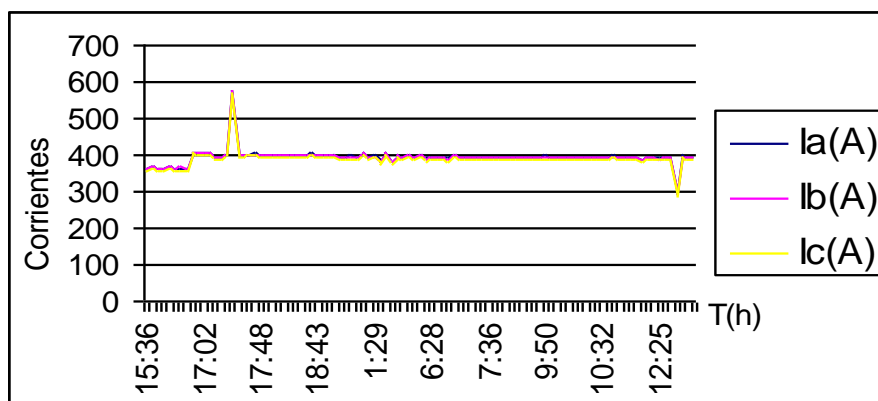
2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: *Hector Linares Suárez*

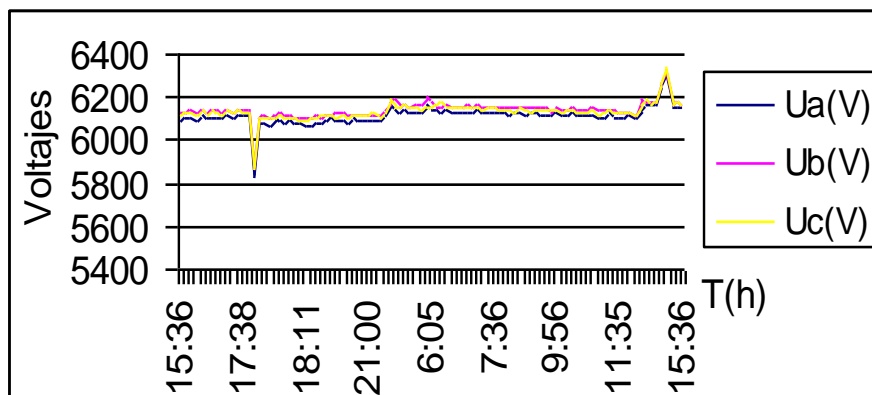
Anexo 6: Características de potencia del transformador 2.



Anexo 7: Características de corriente del transformador 2.



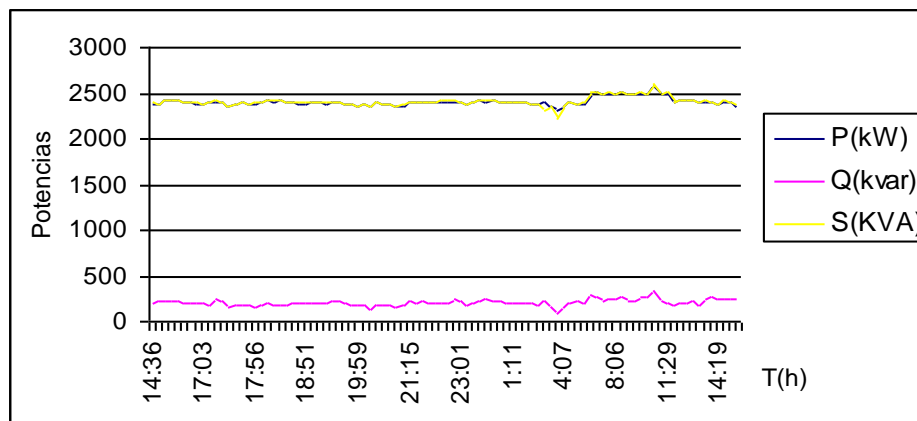
Anexo 8: Características de voltaje del transformador 2.



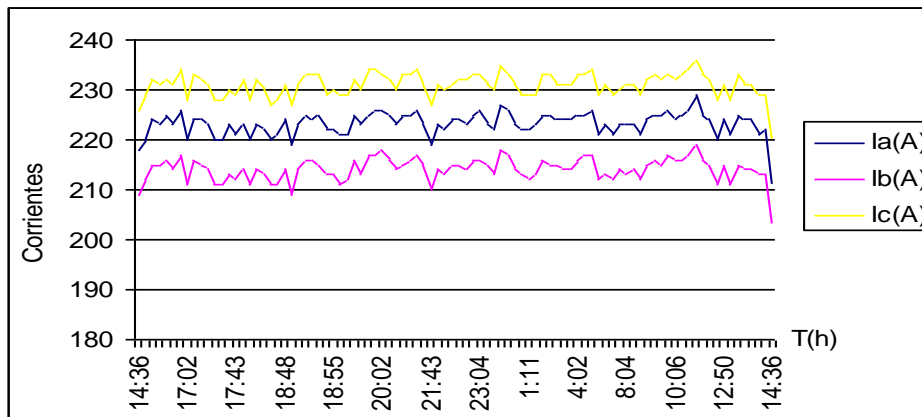
Anexo 9: Representación de las mediciones del día de mayor demanda de las realizadas al transformador 3.

Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)	Ua(V)	Ub(V)	Uc(V)	P(kW)	Q(kvar)	S(KVA)	F.P	THD	THD	THD	THD	THD	THD
										Ia(%)	Ib(%)	Ic(%)	Van(%)	Vbn(%)	Vcn(%)
218	209	226	6292	6301	6313	2387	209.37	2393.3	1	1.9	2.3	1.7	2.1	2	4.8
220	212	229	6294	6297	6308	2381	221.47	2388.4	1	2	2.6	2	1.7	5.6	4
224	215	232	6302	6293	6303	2414	211.86	2420.5	1	1.9	2.5	1.9	1.8	4.4	3.9
223	215	231	6281	6302	6316	2421	219.91	2428	1	2	2.7	1.9	2.1	3.9	4.7
225	216	232	6287	6304	6316	2416	214.47	2422.4	1	1.9	1.5	1.4	1.8	5.3	4.5
223	214	231	6289	6294	6304	2394	208.75	2400.7	1	1.7	1.8	2.5	2	5.5	3.8
226	217	234	6291	6290	6278	2394	210.79	2400.7	1	1.7	1.9	1.8	1.8	2	4.2
220	211	228	6268	6289	6310	2384	198.76	2389.8	1	1.9	2.3	1.5	1.9	4.8	3.9
224	216	233	6285	6282	6298	2377	190.9	2382.7	1	2.5	1.9	1.9	1.9	2	4.1
224	215	232	6282	6310	6289	2389	188.33	2394.3	1	2	1.7	1.5	2	5.8	3.6
223	214	231	6296	6296	6279	2411	253.23	2420.2	1	2.4	1.7	1.8	1.8	2	4.3
220	211	228	6275	6260	6315	2401	219.6	2408.2	1	2	1.5	2.5	1.7	4.3	3.6
220	211	228	6289	6284	6285	2353	152.1	2356.1	1	1.7	1.4	2.1	2.1	2	3.6
223	213	230	6264	6251	6287	2368	186.81	2373.6	1	2	1.7	2.3	2.3	5.2	4.1

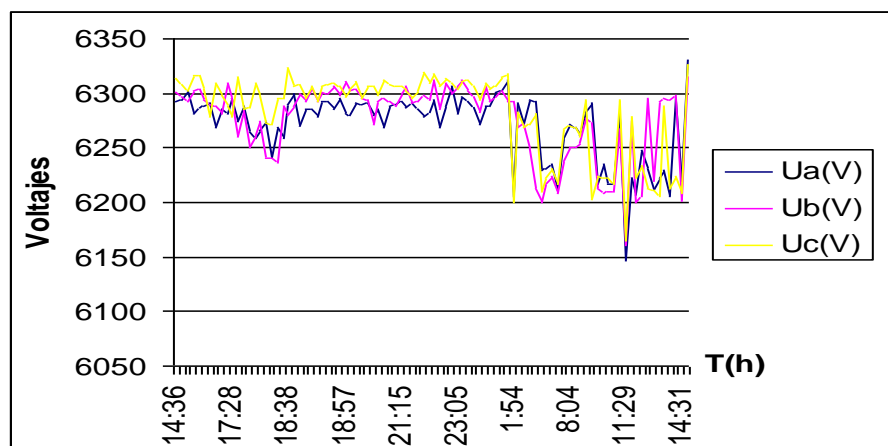
Anexo 10: Características de potencia del transformador 3.



Anexo 11: Características de corriente del transformador 3.



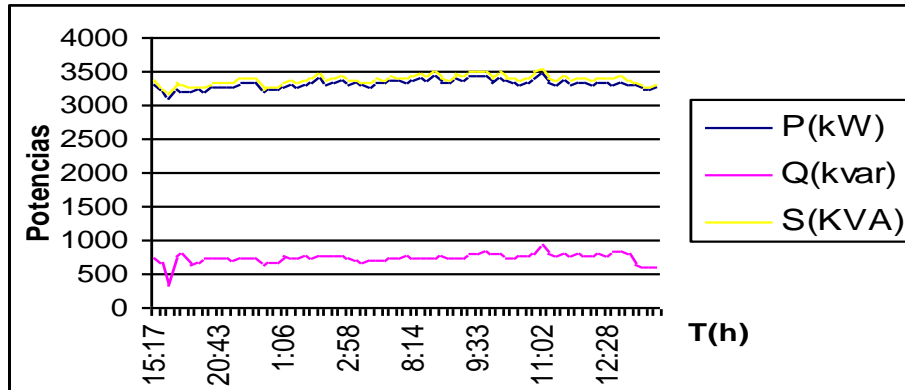
Anexo 12: Características de voltaje del transformador 3.



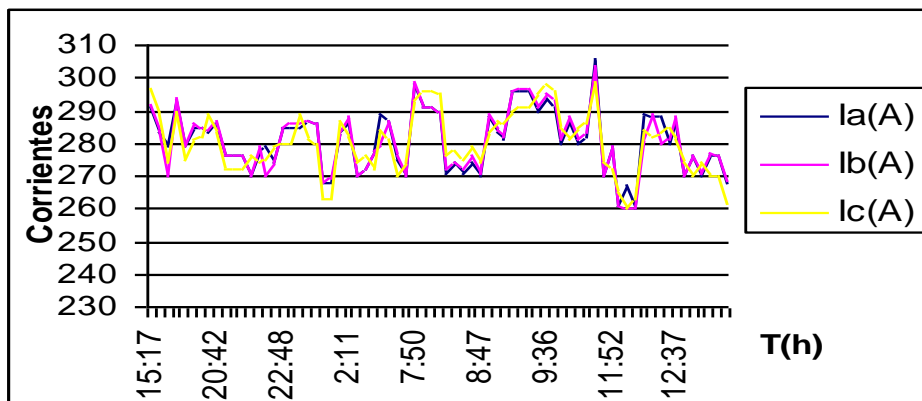
Anexo 13: Representación de las mediciones del día de mayor demanda de las realizadas al transformador 4.

la(A)	lb(A)	lc(A)	Ua(V)	Ub(V)	Uc(V)	P(kW)	Q(kvar)	S(KVA)	F.P	THD	THD	THD	THD	THD	THD
										la(%)	lb(%)	lc(%)	Van(%)	Vbn(%)	Vcn(%)
291	292	297	6330	6331	6333	3315	741.39	3377.9	0,99	1.8	1.3	1.5	3.2	2.5	4
283	284	289	6316	6330	6331	3195	667.69	3247.4	0,99	1.5	1.8	2.3	4	3	3.4
279	270	274	6330	6338	6342	3105	337.74	3162.5	0,99	1.7	1.4	1.7	4	2.4	3.2
293	294	290	6327	6339	6333	3249	776.2	3319.2	0,99	1.5	1.7	1.8	4.5	2.6	3.3
279	279	275	6321	6331	6333	3208	809.6	3285.2	0,99	1.5	1.9	1.3	5.5	2.5	2.9
285	286	281	6336	6343	6342	3204	629.4	3251.1	0,99	1.4	2.3	1.3	5.6	3.4	3
285	285	282	6326	6327	6335	3231	663.21	3282.4	0,99	1.8	1.8	2.4	4.5	3.5	3.2
283	284	289	6329	6333	6337	3214	717.84	3274.5	0,99	1.4	1.3	1.4	4	3.3	3.8
286	287	283	6317	6332	6329	3274	732.19	3336.7	0,99	1.8	1.7	2	4.7	3	3.5
276	276	272	6332	6333	6340	3259	729.18	3320.9	0,99	1.3	1.9	1.7	4.7	2.6	2.7
276	276	272	6334	6334	6335	3261	734.49	3323.5	0,99	1.3	2	1.5	5.4	3.6	3.5
276	276	272	6320	6336	6318	3277	709.37	3335	0,99	1.3	2.4	1.4	4.5	3.6	3.4
281	282	286	6338	6344	6338	3363	741.88	3425.6	0,98	1.4	1.4	1.4	5.7	2.8	3.3
296	296	290	6353	6346	6354	3440	784.57	3508.8	0,99	1.4	1.4	1.3	4.7	3.3	3.2
296	297	291	6329	6345	6336	3440	803.86	3512.6	0,99	1.3	1.4	1.5	4.5	2.3	4.1
296	297	291	6340	6341	6346	3425	816.72	3499.5	0,99	1.3	1.4	1.4	4	3	3.2
290	291	295	6325	6330	6325	3328	783.53	3398.3	0,99	1.4	1.4	1.3	5.5	3.3	3.8
294	295	298	6329	6336	6332	3413	809.38	3486.7	0,98	1.5	1.5	1.3	4.8	3.6	3.2
291	293	296	6329	6349	6341	3352	733.32	3413.6	0,99	1.3	1.3	1.3	4.1	3	2.9
280	281	285	6330	6343	6335	3340	745.98	3403.4	0,99	1.4	1.4	1.4	5.8	3.3	2.6
287	288	281	6339	6332	6333	3292	766.44	3360	0,99	1.4	1.4	1.4	5.6	3.6	3.2
280	281	285	6338	6356	6350	3348	751.43	3412.7	0,99	1.5	1.4	1.3	4.7	2.8	2.9
282	283	286	6346	6344	6344	3412	807.75	3485.3	0,99	1.5	1.4	1.5	5.7	3.2	2.7
306	304	299	6361	6363	6379	3465	933.74	3536.4	0,99	1.5	1.4	1.5	3.6	2.9	3.5
270	270	274	6349	6333	6359	3342	787.74	3413	0,99	1.3	1.5	1.3	4.3	2.5	3.4
279	279	272	6335	6342	6335	3313	775.41	3382.4	0,98	1.4	1.4	1.3	5.7	2.7	3.6
261	261	265	6340	6347	6351	3362	806.9	3435.8	0,99	1.4	1.4	1.3	5.3	3.6	2.9

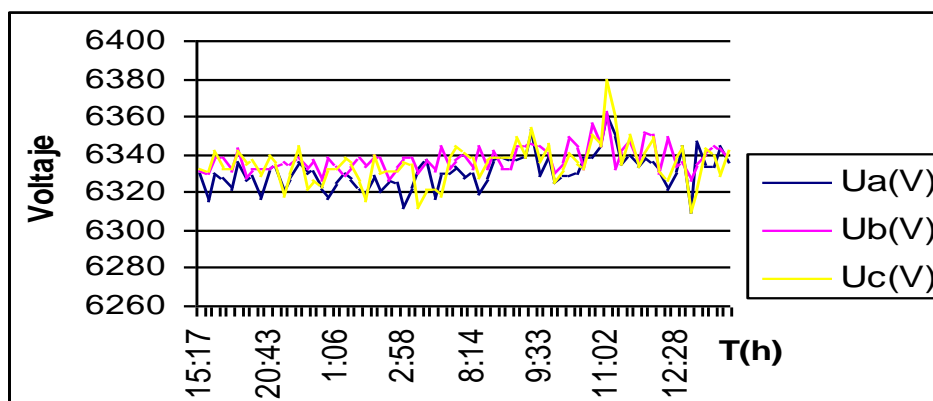
Anexo 14: Características de potencia del transformador 4.



Anexo 15: Características de corriente del transformador 4.



Anexo 16: Características de voltaje del transformador 4



Anexo 17: Representación de las mediciones realizadas al exhaustar 1.

la(A)	lb(A)	lc(A)	Ua(V)	Ub(V)	Uc(V)	P(kW)	Q(kvar)	S(KVA)	F.P	THD	THD	THD	THD	THD	THD
										la(%)	lb(%)	lc(%)	Van(%)	Vbn(%)	Vcn(%)
48	48	50	5757	5781	6233	562,93	562,93	868,71	0,66	1,4	1,3	1	5,9	2,6	3,7
49	49	50	5789	5799	6252	579,01	579,01	882,03	0,66	1,5	1,2	1,2	4,7	2,3	3,7
49	49	50	5774	5789	6252	579	567,06	878,02	0,67	1,3	1,4	1,2	3,2	3,8	3,7
49	48	50	5781	5785	6256	574,23	571,8	876,67	0,67	1,4	1,5	1,2	5,6	3	3,3
49	48	50	5791	5788	6244	572,67	572,66	877,05	0,67	1,4	1,3	1,3	3,4	2,9	3
49	48	50	5782	5796	6242	567,06	581,24	876,33	0,67	1,3	1,3	1,3	4,7	2,6	3
49	48	50	5781	5792	6244	571,8	574,05	877,98	0,66	1,5	1,5	1,3	4,5	3,7	3,4
49	48	50	5775	5789	6266	572,66	572,9	878,56	0,67	1,5	1,5	1,3	4,3	1,8	2,8
49	48	50	5796	5786	6253	570,44	572,12	877,9	0,66	1,3	1,5	1,3	4,4	3,6	3
49	48	50	5783	5780	6242	570,62	571,18	875,79	0,66	1,3	1,2	1	5,1	3	2,9
49	48	50	5763	5795	6248	574,04	572,38	877,67	0,67	1,2	1,7	1,2	5,6	3,5	2,9
49	48	50	5797	5795	6252	572,83	568,91	878,5	0,67	1,2	1,3	1,3	5,7	3,8	3,7
50	49	50	5778	5792	6257	581,24	569,73	883,48	0,67	1,3	1,4	1,2	3	2,9	4,3
49	48	50	5784	5799	6256	574,05	571,28	879,66	0,67	1,5	1,3	1,2	7,5	2,4	2,6
49	48	50	5796	5812	6256	572,2	569,76	879,99	0,66	1,4	1,4	1	5,7	2,9	2,8
49	48	50	5790	5799	6249	572,01	572,05	880,02	0,66	1,3	1,3	1,3	4,8	3,6	3,3
49	49	50	5792	5797	6252	578,64	571,39	880,63	0,66	1,4	1	1,2	5,4	3,2	3,2
49	48	50	5779	5793	6257	578,02	572,44	882,72	0,66	1,5	1,3	1,3	4,8	3,7	3,7
49	48	50	5790	5795	6253	568,24	564,37	876,94	0,67	1,2	1,5	1,2	4,6	3	2,3
49	48	50	5785	5786	6249	562,41	566,87	871	0,66	1,4	1,3	1,4	5,1	3,2	2,7
49	48	50	5780	5789	6248	567,78	583,74	875,79	0,66	1,3	1,3	1,4	4,6	2,6	4
49	48	50	5788	5787	6253	578,7	577,02	883,31	0,67	1,2	1,2	1,3	5	3,4	2,6
49	48	50	5778	5789	6240	579,68	570,84	882,83	0,67	1,3	1,4	1,5	5,2	2,1	2,6
49	48	50	5778	5799	6238	573,51	574,34	876,78	0,67	1	1	1,2	4	2,6	3,4
49	48	50	5785	5779	6238	571,37	563,35	875,06	0,67	1,5	1,2	1,2	3,3	3	2,4
49	48	50	5780	5793	6237	570,65	573,74	876,19	0,66	1,3	1,2	1	5,1	3,3	3,6
49	48	50	5779	5789	6240	568,17	579,13	877,24	0,67	1,3	1,2	1,3	4,5	3,4	2,8

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

Anexo 18: Representación de las mediciones realizadas al ventilador del molino 3.

la(A)	lb(A)	lc(A)	Ua(V)	Ub(V)	Uc(V)	P(kW)	Q(kvar)	S(KVA)	F.P	THD	THD	THD	THD	THD	THD
										la(%)	lb(%)	lc(%)	Van(%)	Vbn(%)	Vcn(%)
37	36	37	6064	6099	6108	340.4	177.95	387.09	1	1.2	1	5	2.8	3.2	37
37	36	37	6046	6091	6089	341.7	177.73	388.31	0.9	1	0.9	5.6	2.7	3.3	37
37	36	37	6036	6079	6079	339.92	176.73	420	0.9	1	1	4.3	3.6	2.9	37
37	36	37	6046	6078	6078	341.67	177.65	387.38	1	0.9	0.9	6.3	2.4	3.3	37
37	36	37	6034	6087	6071	342.74	177.62	385.83	1	1.2	1	5.2	3	3.2	37
37	36	37	6021	6077	6071	342.83	177.12	386.85	1	1	1.2	5.2	2.1	2.3	37
37	36	37	6010	6075	6056	342.05	176.98	387.49	1	0.9	0.9	5.5	3.7	3.2	37
37	36	37	6028	6082	6061	342.38	177.16	397.52	0.9	1	0.9	5.5	2.9	3.3	37
37	36	37	6028	6081	6069	345.52	177.11	384.84	0.9	1	1	5.8	3.3	3.6	37
37	36	37	6006	6069	6057	345.75	176.09	387.75	0.9	1	0.7	4.6	3.2	3.5	37
37	36	38	6001	6057	6055	340.81	176.72	388.05	1	1	0.9	4.4	3.7	2.1	37
37	36	37	6012	6068	6056	339.14	176.7	386.79	0.9	1	0.9	3.6	3.3	3.6	37
37	36	38	6002	6071	6057	340.43	176.15	388.99	0.9	0.9	0.9	3.7	3.6	3.3	37
37	36	38	6013	6051	6047	344.24	176.95	388.08	0.9	1	1	4.6	2.8	2.6	37
37	36	38	5997	6054	6045	342.3	177.16	389.11	0.9	1	0.9	5.2	3.4	3.3	37
37	37	38	6000	6046	6043	340.9	176.99	389.93	0.9	1.2	1	4.8	3.3	3.2	37
37	36	38	5997	6049	6042	343.07	177.96	389.55	0.9	1.2	1	5.9	3.3	2.9	37
37	36	38	6001	6053	6044	342.15	176.85	388.8	0.9	0.9	0.9	4.1	3.7	3.3	37
37	37	38	5996	6046	6044	344.57	176.16	389.16	0.9	1	0.9	5.9	3.3	2.9	37
37	36	37	5999	6063	6054	346.11	176.93	387.63	1	1	1	3.7	3.4	2.1	37
37	36	37	6002	6056	6046	343.98	175.73	386.1	0.9	0.9	0.9	5.8	3	2.5	37
37	36	37	6008	6062	6046	344.56	176.12	385.61	0.9	0.9	1	4.4	3.5	2.9	37
37	36	37	6007	6065	6048	339.11	176.17	385.54	1.3	1.2	0.9	3.7	2.1	4.1	37
37	36	37	6008	6074	6055	337.21	176.27	385.38	0.9	1	0.7	4.5	3.7	2.7	37
37	36	37	6016	6058	6057	336.58	176.87	385.24	0.7	0.9	0.9	5.2	3.4	2.9	37
37	36	37	6006	6064	6056	340.59	175.79	386.5	1	1	1	5.1	3.3	3.2	37
37	36	37	6077	6128	6128	347.82	178.55	388.17	0.9	1	0.9	4.8	2.6	2.8	37

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

Anexo 19: Reporte de caída de voltaje en la variante I.

From Bus		To Bus		Drop
Name	Base kV	Name	Base kV	%
BR 2SECC 2RP	10.500	T2	10.500	0.2%
BR 3SECC 5RP	10.500	T3	10.500	0.2%
BR 4SECC 2RP	10.500	T4	10.500	0.2%
BR ISECC 2RP	10.500	T1	10.500	0.2%
BUS-36_A	10.500	SECC-III/DDP	10.500	0.1%
BUS-37_A	10.500	SECC-II/DDP	10.500	-0.0%
BUS-37_B	10.500	SECC-IV/DDP	10.500	-0.0%
BUS-38_A	10.500	SECC I/DDP	10.500	0.1%
SECC I/DDP	10.500	BR ISECC 2RP	10.500	0.3%
SECC I/DDP	10.500	SECC-II/DDP	10.500	0.0%
SECC-II/DDP	10.500	SECC-III/DDP	10.500	-0.0%
SECC-II/DDP	10.500	BR 2SECC 2RP	10.500	0.3%
SECC-III/DDP	10.500	SECC-IV/DDP	10.500	0.0%
SECC-III/DDP	10.500	BR 3SECC 5RP	10.500	0.5%
SECC-IV/DDP	10.500	LAZO	10.500	-0.0%
SECC-IV/DDP	10.500	BR 4SECC 2RP	10.500	0.4%
SECCIÓN I 2SD	6.300	BUS-3	6.300	0.1%
SECCIÓN I 2SD	6.300	BUS-4	6.300	0.3%

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

SECCIÓN I 2SD	6.300	SECCIÓN I 3SD	6.300	0.5%
SECCIÓN I 2SD	6.300	BUS-8	6.300	3.9%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-2	6.300	0.2%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-6	6.300	0.3%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-7	6.300	0.0%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-47	6.300	0.0%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-9	6.300	0.1%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-32	6.300	0.0%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-34	6.300	0.0%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-38	6.300	0.1%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-39	6.300	0.1%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-40	6.300	0.1%
SECCIÓN II 2SD	6.300	BUS-10	6.300	0.2%
SECCIÓN II 2SD	6.300	SECCIÓN II 3SD	6.300	1.3%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-15	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-20	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-21	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-22	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-23	6.300	0.2%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-16	6.300	4.6%
SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-27	6.300	0.0%
SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-31	6.300	0.1%

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-37	6.300	0.1%
SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-41	6.300	0.1%
SECCIÓN III 2SD	6.300	BUS-45_A	6.300	0.0%
SECCIÓN III 2SD	6.300	SECCIÓN I 4SD	6.300	0.4%
SECCIÓN III 2SD	6.300	BUS-45	6.300	0.0%
SECCIÓN III 2SD	6.300	BUS-26	6.300	0.0%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	SECCIÓN II 4 SD	6.300	0.4%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	BUS-24	6.300	0.0%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	BUS-43	6.300	0.0%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	BUS-17	6.300	5.9%
T1	10.500	SECCIÓN I 2SD	6.300	2.1%
T2	10.500	SECCIÓN II 2SD	6.300	1.9%
T3	10.500	SECCIÓN III 2SD	6.300	2.8%
T4	10.500	SECCIÓN IV 2SD	6.300	2.7%

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

Anexo 20: Reporte de caída de voltaje en la variante II.

From Bus		To Bus		Drop
Name	Base kV	Name	Base kV	%
BR 2SECC 2RP	10.500	T2	10.500	0.3%
BR 3SECC 5RP	10.500	T3	10.500	0.3%
BR 4SECC 2RP	10.500	T4	10.500	0.3%
BR ISECC 2RP	10.500	T1	10.500	0.3%
BUS-36_A	10.500	SECC-III/DDP	10.500	0.2%
BUS-37_A	10.500	SECC-II/DDP	10.500	0.0%
BUS-37_B	10.500	SECC-IV/DDP	10.500	0.0%
BUS-38_A	10.500	SECC I/DDP	10.500	0.1%
SECC I/DDP	10.500	BR ISECC 2RP	10.500	0.2%
SECC I/DDP	10.500	SECC-II/DDP	10.500	0.0%
SECC-II/DDP	10.500	SECC-III/DDP	10.500	-0.0%
SECC-II/DDP	10.500	BR 2SECC 2RP	10.500	0.4%
SECC-III/DDP	10.500	SECC-IV/DDP	10.500	0.0%
SECC-III/DDP	10.500	BR 3SECC 5RP	10.500	0.7%
SECC-IV/DDP	10.500	LAZO	10.500	0.0%
SECC-IV/DDP	10.500	BR 4SECC 2RP	10.500	0.4%
SECCIÓN I 2SD	6.300	BUS-3	6.300	0.3%
SECCIÓN I 2SD	6.300	BUS-4	6.300	0.5%

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

SECCIÓN I 2SD	6.300	SECCIÓN I 3SD	6.300	0.5%
SECCIÓN I 2SD	6.300	BUS-8	6.300	3.7%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-2	6.300	0.2%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-6	6.300	0.3%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-7	6.300	0.1%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-47	6.300	0.1%
SECCIÓN I 3SD	6.300	BUS-9	6.300	0.4%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-32	6.300	0.0%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-34	6.300	0.0%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-38	6.300	0.2%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-39	6.300	0.2%
SECCIÓN I 4SD	6.300	BUS-40	6.300	0.2%
SECCIÓN II 2SD	6.300	BUS-10	6.300	0.5%
SECCIÓN II 2SD	6.300	SECCIÓN II 3SD	6.300	1.8%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-15	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-20	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-21	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-22	6.300	0.0%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-23	6.300	0.2%
SECCIÓN II 3SD	6.300	BUS-16	6.300	4.6%
SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-27	6.300	0.0%
SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-31	6.300	0.1%

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez

SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-37	6.300	0.1%
SECCIÓN II 4 SD	6.300	BUS-41	6.300	0.1%
SECCIÓN III 2SD	6.300	BUS-45_A	6.300	0.0%
SECCIÓN III 2SD	6.300	SECCIÓN I 4SD	6.300	0.4%
SECCIÓN III 2SD	6.300	BUS-45	6.300	0.0%
SECCIÓN III 2SD	6.300	BUS-26	6.300	0.0%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	SECCIÓN II 4 SD	6.300	0.4%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	BUS-24	6.300	0.0%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	BUS-43	6.300	0.0%
SECCIÓN IV 2SD	6.300	BUS-17	6.300	5.9%
T1	10.500	SECCIÓN I 2SD	6.300	2.8%
T2	10.500	SECCIÓN II 2SD	6.300	2.9%
T3	10.500	SECCIÓN III 2SD	6.300	3.1%
T4	10.500	SECCIÓN IV 2SD	6.300	2.9%

Tema: Análisis del sistema de suministro eléctrico de la subestación

2SD de la Empresa Cmdte. "Ernesto Che Guevara".

Autor: Hector Linares Suárez