



REPUBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“DR. ANTONIO NUÑEZ JIMÉNES”
FACULTAD METALURGÍA ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

Trabajo de Diploma en opción al título: *De* *Ingeniero Eléctrico*

Título: Simulación de flujo de carga de los principales consumidores de la subestación 1SD.

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avalu

Año 53 de la Revolución.

Moa-2011



DECLARACIÓN DEL AUTOR:

Al lector y potencial usuario del contenido de este informe:

Sirva esta declaración para establecer los derechos de uso de la información contenida en el informe a favor del ISMM, y compartida con el Taller Eléctrico de la empresa ECG; siempre en correspondencia con los principios éticos, morales y las leyes sobre derecho de autor en el sistema legal vigente.

Firmado: _____

Elisabet Bermúdez Lores

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

*Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez
Ing. Osmany Pérez Avallé*



Agradecimientos.

A uno que siempre me acompaña en todo momento a Dios, y a todas aquellas personas que de una forma u otra dedicaron parte de su empeño en mi formación profesional.

A toda mi familia que siempre me han brindado su apoyo, especial a mi madre y a mi abuela por sus sabios consejos, pues sin ellos nada hubiera sido posible.

A mis queridas tías, hermana, padrastro y a mis primos por estar siempre al pendiente de mi, en estos años de carrera.

A mi novio por la confianza que deposito en mí.

A mis tutores(es), José Prieto Rodríguez y Osmany Pérez Avallé por su apoyo de forma incondicional.

A mi profesor Yordan Guerrero por brindarme su mano amiga en todo momento y por sus grandes conocimientos, gracias de corazón.

A mis amigos que siempre me sirvieron de apoyo cuando más lo necesite.

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

Al departamento de eléctrica de la Empresa Cdte. Ernesto Che Guevara.

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

A nuestra Revolución, a Fidel y a Raúl por ser tan grande.

Gracias.



Dedicatoria.

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

A mi madre Ramona Lores Chacón , a mi abuela Ramona Chacón Ramírez, a mi hermana Lisset ,a mis tías Sileydi y Eleida ,a mi tíos Harry y Rafael, a mi padrastro Yosvanis ,a mi novio Lisander, a mis primos Luis Felipe ,Harry David, Jordán, Hany .

A la memoria de mi padre Raúl Bermúdez Toranzo que con tanto amor y sacrificio supo un día guiarme por el camino correcto.



Pensamiento

“Soy de los que piensa que la ciencia tiene una gran belleza. Un sabio en su laboratorio no es solamente un teórico, es también un niño colocado ante los fenómenos naturales que le impresionan como un cuento de hadas.”

Marie Curie.



Resumen.

El objetivo de los sistemas de potencia es reducir, transportar y distribuir energía eléctrica con alta calidad a diferentes lugares. Para ello se requiere hacer un gran análisis de la potencia a gran magnitud, este se creó con el objetivo de determinar un programa de arranque y parada, con unidades de generación, para satisfaga la demanda del sistema al mínimo costo de producción, mientras se satisface un conjunto de restricciones operativas de las unidades de generación y de los sistemas de potencia, a través del ajuste de las variables de control.

Para el desarrollo de la investigación se realizó un estudio en la subestación 1SD de la Empresa Cdte. Ernesto Che Guevara donde se caracterizó la subestación y se obtuvo el comportamiento de las diferentes variables eléctricas registradas para determinar el flujo de carga con el empleo del software EASYPOWER. Con este trabajo la industria asimilara un sistema eléctrico mejorado, que repercutirá en menores costos de producción, disminuirán los consumos, las pérdidas eléctricas y económicas, además evitará la ejecución de grandes inversiones, que sin lugar a dudas estimulará el desarrollo sostenible del sector energético a disposición de la industria minero - metalúrgica.



Summary.

The objective of the systems of capacity is to reduce, transport and distribute electric power with tall quality to several places. For it is required to make a great analysis of the capacity to great magnitude, this was created with the objective of determining a program of starting and stopping, with units of generation, to satisfy the demand of the system to the minimal cost of production, in a group of operative restrictions of the units of generation is satisfied and the systems of capacity, through the adjustment of the variables of control.

A study for the development of the investigation was carried out in the substation 1SD of the Company Cdte. Ernesto Ché Guevara where the substation was characterized and the behaviour of the several electric registered variables was gotten in order to determine the flow of the assume responsibility employing the software EASYPOWER . With this work the industry assimilates an improved electric system, that will rebound in minor costs of production, diminish the consumptions, electric and economical losses, that will also avoid the execution of big investments, that without doubts will stimulate the sustainable development of the energy sector available to the industry miner- metallurgic.



Tabla de Contenido

Declaración de Autoridad.	
Agradecimientos.	
Dedicatoria.	
Pensamiento.	
Resume.	
Summary.	
Introducción General.....	1
Capítulo I Marco Teórico Conceptual.....	4
1.1 Introducción.....	4
1.2 Generalidades sobre los sistemas.....	5
1.3 Clasificación sobre las redes eléctricas de distribución.....	5
1.4 Receptores de la Energía Eléctrica.....	12
1.5 Selección del calibre de los conductores.....	14
1.5.1 Selección del calibre del conductor atendiendo a las condiciones de calentamiento.....	14
1.5.2 Selección del calibre del conductor por caída de voltaje.....	16
1.5.3 Selección del calibre del conductor por estabilidad térmica a la corriente de cortocircuito.....	18
1.6 Para mejorar el factor de potencia.....	29
1.7 Pérdidas de energía eléctrica en los transformadores.....	24
1.8 Metodología para el análisis de los Flujos de Potencia.....	25
1.9 Representación de los modelos eléctricos de los sistemas de potencia.....	26
1.9.1 Modelo del sistema eléctrico.....	26
1.9.2 Variables de control de un sistema eléctrico de potencia.....	27
1.9.3 Restricciones del sistema.....	27
1.9.4 Formulación del Problema.....	29
1.9.5 Consideraciones para el estudio del flujo de carga.....	30
1.9.6 Optimización del flujo de Carga.....	31
1.10 Método del flujo de carga a través del software “EasyPower Ver. 8.0.2.203”.....	33
1.10.1 Característica Principal.....	33
1.10.2 Propósito del flujo de carga a través del software “EasyPower Ver. 8.0.2.203”.....	36
1.10.3 Importancia del flujo de a través del software “EasyPower Ver. 8.0.2.203”.....	36
1.11 Conclusiones.....	37
Capitulo II Descripción de la la subestación 1SD (3ra y 4ta sección).....	38
2.1 Introducción.....	38
2.2 Descripción del sistema eléctrico de la empresa ECG.....	38
2.3 Descripción de la instalación.	39
2.3.1 Esquema Eléctrico General de la subestación 1SD (sección 3 y 4).....	39
2.4 Descripción del circuito de control de la subestación 1SD.....	41
2.5 Distribución de las cargas.....	41
2.6 Interruptores y gabinetes.....	42



2.7 Líneas o cables de alimentación.....	43
2.8 Consumidores.....	44
2.9 Motores eléctricos.....	44
2.10 Subestaciones transformadoras de baja tensión.....	44
2.11 Transformadores de potencial.....	45
2.12 Conexión del neutro.....	46
2.13 Descripción de las protecciones.....	46
2.14 Descripción de las mediciones.....	47
2.15 Descripción del control.....	47
2.15.1 Accionamiento de los interruptores de los motores.....	48
2.15.2 Accionamiento de los interruptores de los transformadores.....	50
2.16 Evaluación de confiabilidad en la red de media tensión en la ECG	50
2.17 Conclusiones.....	52
Capítulo III Análisis y Comprobación de los resultados.....	53
3.1 Introducción.....	53
3.2 Análisis de los flujos de potencia del sistema.....	53
3.3 Actualización de los diagramas Monolineal por centros de carga.....	55
3.3.1 Diseño del modelo.....	56
3.3.2 Simulación del modelo.....	56
3.4 Análisis del comportamiento del sistema eléctrico en la subestación 1SD	56
3.5 Posibles medidas a aplicar para el mejoramiento del sistema eléctrico en la subestación 1SD.	58
3.5.1 Cambio del calibre de los conductores de las líneas.....	59
3.5.1.1 Cálculo de la sección de los conductores	60
3.5.1.2 Análisis para cada cable.....	60
3.6 Conexión de banco condensadores o capacitares.....	63
3.6.1 Cálculo para mejora del factor.....	64
3.6.2 Cálculo de las pérdidas del transformador.....	65
3.7 Valoración económica	67
3.7.1 Cálculo económico.....	68
3.8 Conclusiones.....	74
Conclusiones.....	75
Recomendaciones.....	76
Bibliografía.....	77
Anexos.....	79



Introducción General

Los sistemas eléctricos de potencia han experimentado un crecimiento en sus tres sectores: generación, transmisión y distribución. En el pasado, los sistemas de transmisión se caracterizaban por un bajo grado de interconexión, de aquí que era una tarea fácil el reparto de la carga entre varios generadores. El incremento en la demanda y la complejidad operacional han introducido mayores dificultades en la operación de las redes eléctricas, lo que ha vuelto impráctico determinar las estrategias apropiadas de operación basadas únicamente en la experiencia de los operadores. [J. Carpentier, 1962][11][H. Dommel, H. y W. F. Tinney, 1968][8] .Se adoptaron nuevos conceptos basados en aspectos económicos. Dos objetivos básicos que se deben cumplir en la operación de un sistema eléctrico de potencia:

1. Asegurar una operación segura.
2. Encontrar un punto de operación económico.

Hoy en día los sistemas de transmisión son considerados como una compañía independiente, la cuál proporciona acceso a todos los participantes. Un esquema de precios debe compensar a las compañías de transmisión de una manera justa por proveer los servicios de transmisión y asignar los costos totales de transmisión entre todos los usuarios de la red de transporte. Además los sistemas de potencia deben ser capaces de resistir la pérdida de un componente (Ejemplo: Líneas, transformadores, generadores), sin poner en peligro el sistema, garantizando su seguridad. La finalidad de los sistemas de potencia es reducir, transportar y distribuir energía eléctrica con alta calidad a diferentes lugares, para ello se requiere hacer un análisis de potencia de gran magnitud. Es por ello que se realizará un estudio en la subestación 1SD de la Empresa Cdte. Ernesto Che Guevara donde se caracterizará la subestación, se obtendrá el comportamiento de las diferentes variables eléctricas registradas para determinar el flujo de carga con el empleo del software EASYPower.



Situación Problemática

Esta subestación fue diseñada por una tecnología soviética que para su tiempo fue muy moderna, pero en la actualidad está obsoleta. La mayoría de los dispositivos son analógicos y de difícil mantenimiento. Desde el punto de vista ambiental las temperaturas en el interior de la edificación alcanzan valores superiores a los 40°C los dispositivos de medición están deteriorados. La misma es una de mayor importancia dentro del sistema de distribución de la fábrica luego del Dispositivo de Distribución Principal ubicado en la Central Termoeléctrica, desde ella se alimentan la mayoría de los consumidores que integran el proceso productivo de la empresa. En esta existen diferentes parámetros de los cuales no se conoce su comportamiento.

Problema para la presente investigación

Desconocimiento de los parámetros eléctricos que provocan las pérdidas eléctricas subestación 1SD.

Objetivo general:

Mejorar la eficiencia energética en la Subestación 1SD de la empresa Cdte. Ernesto Che Guevara de Moa.

Objetivos específicos

1. Caracterizar el proceso tecnológico y sistema eléctrico.
2. Análisis integral de las cargas de la subestación 1SD.
3. Proponer alternativas técnicas y económicas que permitan la eficiencia del sistema de suministro eléctrico de la subestación.

Hipótesis

Si se realiza un estudio detallado del sistema actual de la subestación 1SD, así como la simulación con el EasyPower de las principales variables, entonces se podría elaborar un proyecto de mejoras en la subestación, con el fin de garantizar una mejor eficiencia del sistema eléctrico de la empresa.



Objeto de estudio

Subestación 1SD.

Campo de acción

Eficiencia energética

Etapas de desarrollo de la investigación:

Etapa 1: Marco Teórico Conceptual.

Adquirir suficiente conocimiento sobre los tipos de redes, metodología para el análisis del flujo de carga e implementación de software.

Etapa 2. Descripción de la subestación.

Entender el proceso tecnológico de la planta, identificar cada una de las cargas según su ubicación y actualizar el esquema monolineal de la misma; así como la recopilación de información.

Etapa 3. Análisis y Comprobación de los resultados.

Basándonos en los datos se realizara la simulación, se realizaran los cálculos correspondientes para proponer mejora y para culminar la evaluación económica.

Las mismas fueron establecidas con la idea de obtener los siguientes resultados:

- Actualizar el esquema monolineal.
- Realizar un balance general de carga de la 1SD.
- Realiza propuesta que garanticen una mejor eficiencia del sistema.

CAPÍTULO I. MARCO TEORICO-CONCEPTUAL.

1.1 Introducción

El grado de desarrollo de las fuentes de energía para realizar trabajos es una de las mediciones de progreso industrial, el descubrimiento de fuentes de energía en la naturaleza, el transporte de esta energía en sus variadas formas de un lugar a otro y la conversión de las mismas, en otra forma mas útil, son las partes esenciales de una economía industrial, la red eléctrica es una herramienta para la transformación y el transporte de energía. Las redes eléctricas industriales suministran la energía necesaria a todas las cargas del proceso productivo o de servicio. Por ello, el aseguramiento de la disponibilidad de la energía es la primera exigencia impuesta a los diseñadores de redes, desde que se conciben los primeros esquemas monolineales de la red. Las condiciones esenciales de rentabilidad son precisamente la reducción de los costos de inversión, montaje y explotación de la red eléctrica, conjuntamente con su funcionamiento seguro y sin fallos. En este capítulo se abordarán diferentes aspectos teóricos que sirven de base para aplicar un conjunto de conocimientos en función de resolver la problemática planteada en la investigación.

1.2 Generalidades sobre los sistemas de transmisión y distribución.

La energía eléctrica se produce en las centrales de generación y luego debe ser transportada de forma eficiente y confiable. Los generadores producen energía eléctrica a una tensión de aproximadamente entre 6,3 y 25 kV el sistema de transmisión y distribución transportadora y distribuye la energía eléctrica desde la planta generadora hasta los consumidores residenciales comerciales e industriales. Para ello la electricidad primero va a los transformadores de la central de generación donde la tensión es elevada a 110, 220, 400kV, 500kV, y 800kV para poder distribuirla a través de la red de transmisión de extra alta tensión y ultra tensión la tensión es elevada para que la energía eléctrica pueda ser transportada a lo largo de distancias en forma eficiente las líneas de transmisión y a las redes primarias de distribución que operan a 34.5kv y 13.8kv respectivamente para luego

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

*Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez
Ing. Osmany Pérez Avallé*

Página 4

llegar finalmente a los consumidores residenciales comerciales e industriales mediante estas redes a una red de baja tensión que opera 120V, 208V, 240V, 380V, y 440V.

En todas las redes eléctricas de transmisión y distribución de energía se encuentran presente las barras colectoras. Las barras colectoras son un elemento fundamental e importante en el sistema de potencia, ya que es el punto de convergencia o punto de unión donde se conectan, una o varias fuentes de generación, líneas de transmisión, transformadores de potencia y las cargas alimentar. Normalmente se fabrican de aleaciones de cobre o aluminio. Las barras de las grandes subestaciones de transmisión (110- 440 kV) se fabrican generalmente de aleaciones de aluminio y se utiliza como aislamiento el aire. En subestaciones de media tensión donde se utilizan las barras de cobres y en algunos casos aluminio, generalmente se ubican dentro de gabinetes y se utiliza como material aislante fibras sintéticas o PVC.

1.3 Clasificación sobre las redes eléctricas de distribución.

Las líneas de distribución: Son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, ciudad, industria, etcétera a las líneas de subtransmisión.

Clasifican según su configuración de las redes.

- Radiales.
- Con lazo.
- Con malla o red.

Estas redes de distribución aumentan su costo en confiabilidad del servicio en el mismo orden en que aparecen enumeradas.

Distribución radial: Red radial es aquella en la que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada. El mismo posee ventajas como bajo costo inicial de inversión relativamente y simplicidad.

Este a su vez tiene desventajas como falta de continuidad del servicio ante perturbaciones y fallas, debe saberse que más del 80 % en líneas son temporales y pueden desaparecer solas.

Las configuraciones circuitales básicas son:

1. Radial simple.
2. Radial expandido o magistral.
3. Radial con primario selectivo.
4. Radial con secundario selectivo.
5. Secundario en red.

Estas configuraciones se pueden comparar en muchos aspectos, pero algunos de los más importantes son: costos, seguridad, flexibilidad, fiabilidad, facilidad de expansión, simplicidad, diversidad, regulación de tensión, niveles de cortocircuito, etc.

1- Esquemas radiales simples.

Se denominan radiales a los esquemas en que la energía eléctrica se transmite desde la fuente de alimentación (SPR) hasta las subestaciones unitarias, sin ramificaciones en el trayecto para la alimentación de otros consumidores.

Es el más sencillo de los esquemas y se utiliza como configuración básica para explorar distintas alternativas de configuraciones; por ejemplo, cuando se necesita incrementar la fiabilidad de un diseño, se incrementa la complejidad de este esquema.

Los sistemas de distribución radiales con centros de carga tienen dos configuraciones distintas para llevar la energía eléctrica hasta los puntos de uso.[Fernández Casas,2006][3]

Elas son:

- Subestación principal reductora, alimentada con una tensión primaria y donde desde su secundario salen los alimentadores a la tensión de utilización (menos de 600 V), hasta los puntos de uso.
- Subestación principal reductora que alimenta por secundario (de 2,4 a 15 kV) a varias subestaciones unitarias.

En el primer caso, Figura 1.1, toda la distribución se realiza a la tensión de utilización.

Un simple servicio primario y un transformador abastecen a todos los alimentadores secundarios. En este esquema no hay duplicación de equipos. Es el menos fiable de todas las configuraciones circuitales y el de menor eficiencia en el transporte de energía eléctrica.

La operación y la expansión son simples. Cuando los componentes utilizados tienen calidad y están bien seleccionados, la fiabilidad es relativamente alta. La avería en el cable primario o en el transformador interrumpe el servicio de todos los receptores. Los equipos se desconectan para realizar mantenimientos de rutina.

Este sistema es satisfactorio para instalaciones de pequeñas industrias, donde el proceso permite suficiente tiempo para un mantenimiento adecuado y la planta puede ser alimentada por un solo transformador.

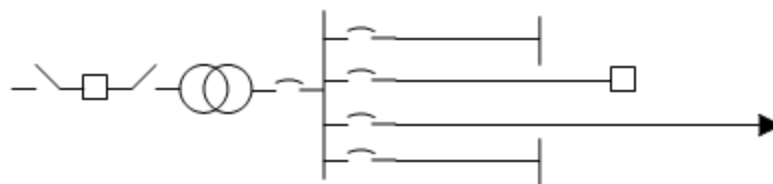


Figura 1.1. Radial simple con distribución a baja tensión.

En el segundo caso la distribución desde la SPR hasta las subestaciones unitarias se realiza a tensión media. En la Figura 1.2 se encuentra un esquema radial simple con dos niveles de tensión.

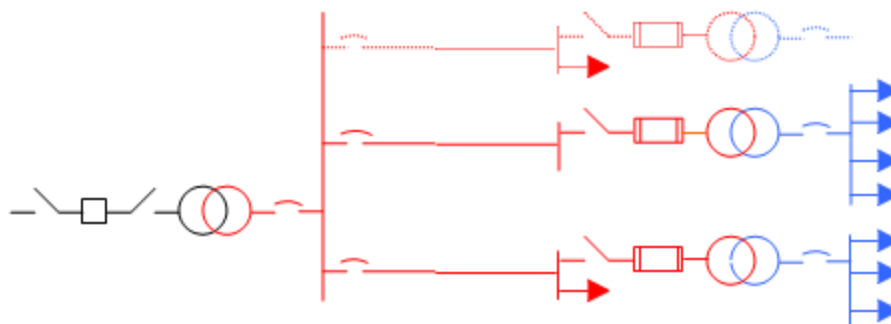


Figura 1.2. Radial simple con distribución a media y baja tensión.

Este tipo de esquema presenta una buena regulación de tensión y apreciable eficiencia en el transporte de la energía. Su principal desventaja es el gran número de elementos desconectivos. La fiabilidad depende de la calidad de los componentes y de su correcta selección. La falla de energía de un alimentador primario afecta a todas las cargas de su

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 7

subestación unitaria.

Estableciendo una comparación con los esquemas anteriores, este tiene las siguientes ventajas:

- Mejor regulación de tensión.
- La falla de un alimentador primario no afecta a todos los receptores, sino a solo a los de una subestación unitaria.
- Mayor eficiencia en el transporte de energía eléctrica.

Y entre sus principales desventajas están:

- Mayor número de elementos de protección y de desconexión.
- Costo de instalación superior.

2.- Esquema radial expandido o magistral.

Este es el esquema con un solo alimentador primario para todas las subestaciones unitarias (Figura 1.3). En ocasiones es ventajoso utilizarlo, pues su eficiencia en el transporte de energía es mayor que el radial simple con distribución a baja tensión, ya que el uso de varias subestaciones unitarias permite distribuir a media tensión hasta las proximidades de las cargas. Posee menor número de desconectivos y otros elementos que el radial simple con distribución a media tensión. La falla en un alimentador primario afecta los receptores de varias subestaciones unitarias alimentadas por este.

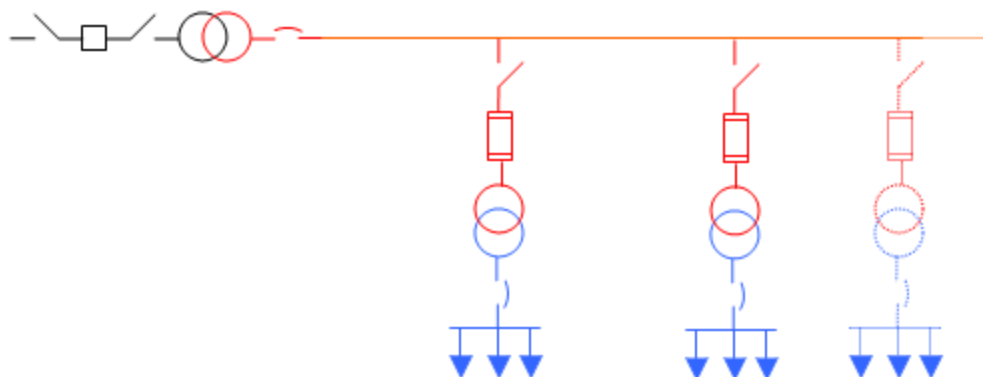


Figura 1. 3. Radial expandido o magistral.

3.- Esquema radial con primario selectivo.

La protección contra la pérdida de alimentación de un primario se puede asegurar a través del uso de un sistema con primario selectivo. Cada subestación unitaria se conecta con dos alimentadores primarios por separados (Figura 1.4), a través de un equipamiento de interruptores, para tener uno en operación normal y otro como alternativa de reserva. El cambio de uno a otro puede ser manual o automático, según la carga permita o no la interrupción durante la transferencia.

En algunas configuraciones, donde los dos alimentadores pueden estar en paralelo durante la transferencia de la carga, se puede realizar la operación sin interrupción en el servicio. Este esquema tiene el mismo comportamiento en operación normal que el radial simple, solo que ofrece la ventaja de permitir la continuidad de servicio ante el fallo de un alimentador primario y, como desventaja, que es más costoso por la duplicación del cable primario y del interruptor.

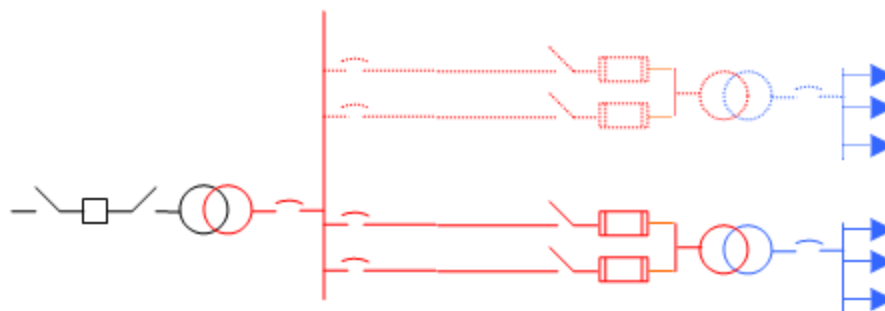


Figura 1.4. Radial con primario selectivo.

4.- Esquema radial con secundario selectivo.

Si dos subestaciones unitarias se interconectan por el secundario con un cable o barra y un interruptor de enlace, el resultado es un sistema con secundario selectivo (Figura 1.5).

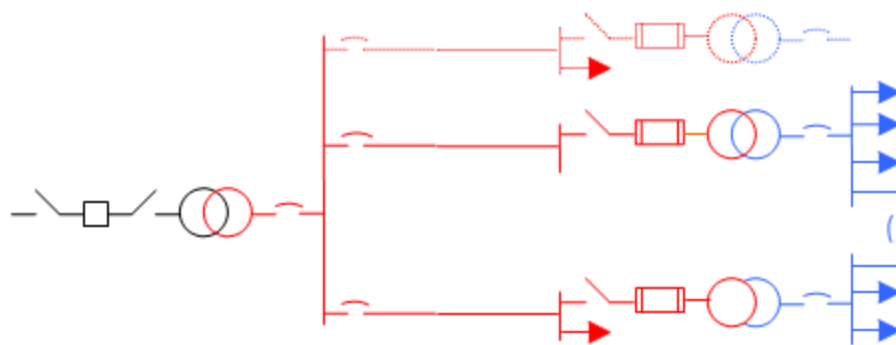


Figura 1.5. Radial con secundario selectivo.

Si el alimentador primario o el transformador fallan, la alimentación a los receptores se mantiene a través del circuito de enlace por secundario. Se le denomina secundario selectivo concentrado cuando ambas subestaciones se encuentran en el mismo sitio, solo que tiene una barra seccionalizada y secundario selectivo distribuido cuando la subestaciones se encuentran distantes. El diseñador debe balancear el costo adicional del cable de enlace y del desconectivo contra el costo adicional de colocar las subestaciones cerca una de otra. Normalmente estos sistemas operan como simple radial, manteniendo los alimentadores primarios de cada transformador energizados y los enlaces abiertos.

Para el caso de fallas en un circuito primario o en un transformador, se pueden considerar las siguientes variantes:

- Sobredimensionar ambos transformadores de tal forma que uno pueda llevar toda la carga.
- Proveer al transformador en servicio de un sistema de enfriamiento de aire forzado para el período de emergencia.
- Desconectar las cargas no esenciales durante el período de emergencia.
- Usar la capacidad temporal de sobrecarga del transformador, aceptando la disminución en su vida útil.

En ocasiones, el sistema de secundario selectivo se combina con el sistema de primario selectivo con vistas a garantizar una alta fiabilidad. Dicha fiabilidad se compara con una inversión adicional y un incremento en la complejidad de operación.

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 10

Existen otros esquemas internos de suministro eléctrico industrial como son:

- Circuito radial por primario y secundario en red.
- Circuito en red por primario y secundario radial.
- Circuito en red por primario y en red por secundario.
- Circuitos en lazo, por primario y por secundario.

Estos son esquemas sumamente complejos, que solo se utilizan en ocasiones especiales, donde se requiera extrema fiabilidad que justifique sus altos costos de inversión y sus complejos mantenimientos.

El 90% de las instalaciones cuentan con configuración circuital tipo radial, que incluye el radial simple, radial expandido y el radial con secundario selectivo. Esta preferencia está dada por la adecuada fiabilidad y flexibilidad para proveer de energía al equipamiento eléctrico moderno, a un costo relativamente bajo con respecto a las demás configuraciones.

De este 90%, existe entre un 25 y 35% que pertenecen a los sistemas de secundario selectivos. Estos tienen aceptación en grandes plantas, donde la capacidad instalada en las subestaciones unitarias es de un 25 a un 35% mayor que la demanda máxima de sus receptores.

Del 10%, restante, cerca del 8% son sistemas de primarios selectivos y entre el 1 y el 2% pertenecen a usuarios con configuraciones tales como: secundario en red, distribución industrial con corriente directa y otras. Las redes de distribución con lazo en el primario se utilizan donde la zona de densidad de la carga (kW/m²) es media o algo grande.

Redes con mallas (network) existen dos versiones uno con malla en el secundario y el otro con malla en primario este sistema de distribución es el mas confiable y de mejores características de regulación de voltaje pero es mas costoso se usa exclusivamente en zonas de gran densidad de carga y es generalmente soterrado.

1.4 Receptores de la Energía Eléctrica

Clasificación de los receptores:

La mayor parte de los receptores de energía eléctrica trabajan con frecuencia industrial (60 Hz).

Las instalaciones que emplean alta frecuencia, corresponden fundamentalmente a las de calentamiento para templado, forjado, estampado y fundición de metales. Para la obtención de alta frecuencia se utilizan unidades motogeneradoras y convertidores electrónicos.

La corriente alterna de frecuencia reducida no tiene una gran aplicación en las instalaciones industriales. Se encuentran usos en motores eléctricos de colector, aplicados para propósitos de transporte; en mezcladores de metal líquido; y en calentadores de inducción para fundición de piezas voluminosas.

Para la alimentación de los receptores de corriente directa, se emplean subestaciones convertidoras o convertidores individuales, que modernamente se basan en convertidores electrónicos controlados, aunque aún se pueden encontrar unidades motogeneradoras para este propósito.

Para todos los receptores mencionados, resulta necesario evaluar.

- Servicio o régimen de trabajo.
- Simetría de la carga.
- Requerimientos de confiabilidad de la alimentación, expresados en categorías (primera, segunda, tercera).
- Ubicación de los receptores .

En cuanto al servicio o régimen de trabajo, los receptores industriales se agrupan fundamentalmente en:

1. Receptores que operan en régimen de carga continuo, con carga constante o variable (este último caso es el predominante en la industria). En este régimen la máquina eléctrica o aparato pueden trabajar durante un tiempo prolongado sin que la temperatura sobrepase los

valores permisibles. Ejemplos de estos receptores son los motores eléctricos de compresores, bombas, ventiladores, etc.

2. Receptores que operan en régimen temporal. En este régimen, el período de trabajo no es tan largo como para que se alcance una temperatura estable, mientras que el período de reposo es tan prolongado, que el equipo prácticamente se enfría hasta la temperatura del medio ambiente. Son ejemplos de este grupo, los motores para el accionamiento de mecanismos auxiliares de máquinas herramientas, de apertura y cierre de compuertas, etc.

3. Receptores que operan en régimen de carga intermitente. En este caso, los períodos intermitentes de trabajo se alternan con períodos de desconexión, de manera tal que la máquina o aparato no alcanza una temperatura estable durante el trabajo, ni llega a la temperatura ambiente durante el reposo. Casos como estos son los equipos de izaje, los aparatos de soldadura, etc.

El índice fundamental para la clasificación, es el gráfico de carga del receptor. Sobre esto se ampliará posteriormente.

Para los regímenes anteriormente mencionados y para otros existentes, se fabrican motores y otros equipos que satisfacen los requerimientos correspondientes. En el estudio sobre selección de motores, se profundizará sobre estos aspectos.

También debe considerarse la no simetría de la carga por fase. Por ejemplo, los motores eléctricos y los hornos trifásicos, son cargas simétricas. Son cargas asimétricas el alumbrado eléctrico, los hornos monofásicos, los transformadores de soldadura monofásicos y otros, en los casos en que no puede lograrse una distribución simétrica de estos receptores por fase.

Desde el punto de vista del aseguramiento de la confiabilidad y continuidad de la alimentación, los receptores de energía eléctrica se pueden dividir en tres categorías:

Primera categoría: receptores en los que la interrupción del suministro eléctrico puede significar peligro para la vida de las personas o una afectación material considerable, a través del deterioro de las instalaciones, producción defectuosa masiva o desorden prolongado del proceso tecnológico de la producción.

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

Tercera categoría: receptores no incluidos en las categorías anteriores (por ejemplo, receptores de talleres secundarios), que no son determinantes en el proceso fundamental de la producción o los servicios.

La confiabilidad del suministro eléctrico de los consumidores está relacionada con el número de fuentes de alimentación, esquema de suministro y categoría de los receptores.

Los receptores de primera categoría deben tener no menos de dos fuentes independientes de alimentación. Los receptores de segunda categoría pueden tener una o dos fuentes de alimentación (esto se decide concretamente en dependencia de la significación que tiene la producción). Los receptores de tercera categoría, como regla general, pueden tener sólo una fuente de alimentación.

1.5 Selección del calibre de los conductores.

Para tendidos eléctricos de alta y baja tensión, existen en nuestro país diversos tipos de conductores de cobre, desnudos y aislados, diseñados para responder a distintas necesidades de conducción y a las características del medio en que la instalación prestará sus servicios.[Feodorov A.A y López Rodríguez Eduardo educación, 1980][4]

La selección de un conductor se hará considerando que debe asegurarse una suficiente capacidad de transporte de corriente, de soportar corrientes de cortocircuito, una adecuada resistencia mecánica y un comportamiento apropiado a las condiciones ambientales en que operará.

1.5.1 Selección del calibre del conductor atendiendo a las condiciones de calentamiento.

Un conductor eléctrico de una sección transversal determinada, puede resistir ciertos valores de corriente máxima, para una temperatura ambiental dada. Magnitudes de corriente por encima del especificado puede producir calentamientos tales que, el conductor sufrirá daños en su envoltura aislante, por lo que es necesario seleccionar un conductor con

determinada sección transversal mínima, de modo que pueda soportar sin problema alguno para su aislamiento, la magnitud de corriente requerida.

Se fabrican diferentes aislamientos sobre la base de las diversas condiciones ambientales en que los mismos han de operar.

A continuación en la tabla 1.1 mostramos las relaciones más utilizadas para la determinación del aislamiento de los conductores más empleados.

Tabla 1.1 Aplicación de conductores eléctricos

<u>Nombre de aislante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Temperatura máxima de operación</u>	<u>Aplicaciones y limitaciones</u>
Goma	R	60 ⁰ C	Localizaciones secas
Goma resistente al calor	RH	75 ⁰ C	Localizaciones secas
Goma resistente a la humedad	RW	60 ⁰ C	Localizaciones secas y húmedas.
Goma resistente a la humedad y al calor	RH - RW	60 ⁰ C	Localizaciones secas y húmedas
		75 ⁰ C	Localizaciones secas
Goma látex	RU	60 ⁰ C	Localizaciones secas
Goma látex resistente a la humedad	RUW	60 ⁰ C	Localizaciones secas y húmedas
Termoplástico	T	60 ⁰ C	Localizaciones secas
Termoplástico resistente a la humedad	TW	60 ⁰ C	Localizaciones secas y húmedas

Los valores correspondientes al factor FC que incluye el efecto producido por conductores a través de una misma tubería, son expuestos en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Valores correspondientes al factor FC.

<u>Número de conductores a través de una misma tubería</u>	<u>FC</u>
1 a 3	1.0
4 a 6	0.8
7 a 24	0.7
25 a 42	0.6
43 y más	0.5

La conductividad se puede tomar de la siguiente tabla:

Tabla 1.3 Conductividades, γ (en $\text{m}/\Omega\text{mm}^2$) para el cobre y el aluminio, a distintas temperaturas.

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

La corriente que puede suponerse circulando por el conductor (I_c) en caso de que existan malas condiciones de operación, se calcula a través de la ecuación:

$$I_c = \frac{1.25 * I_{carga}}{F.T * F.C} \quad (1.1)$$

Donde:

I_{carga} ↔ Corriente que circula a través del conductor hacia la carga, (A).

$F.T$ ↔ Factor de temperatura, (tabla1.3).

$F.C$ ↔ Factor de número de cables por un conducto, (tabla1.2).

1.25 ↔ Factor que brinda un 25 % como margen de seguridad a favor del conductor.

1.5.2 Selección del calibre del conductor por caída de voltaje.

Al diseñar los circuitos; la carga y la longitud del tendido y las distancias entre salidas deben relacionarse a la caída de tensión y a la necesidad de proporcionar una capacidad libre (extra) en el circuito para el futuro aumento de la carga. Cada elemento utilizado en el circuito se diseñó para el mejor rendimiento de voltaje, aunque éstos dispositivos operarán a cualquier valor dentro de su extensión de tensión, por encima o por debajo de su valor de diseño. Ocurrirán muchas veces efectos adversos debido a la operación a tensiones

menores que el valor especificado, o a valores muchos más altos que el valor máximo determinado para su tensión extendida.

La caída de tensión en los conductores y en los circuitos de corriente alterna se debe a la resistencia de los mismos al paso de la corriente y a la reactancia (inducción). El calor desarrollado por la disipación de la potencia en el alambre, deteriora el aislamiento del conductor, por tanto para evitar un pobre rendimiento y los otros posibles efectos, los conductores de los circuitos deben de seleccionarse para que mantengan la caída de tensión en dicho circuito dentro del 5%.

En la tabla 1.4 podemos observar las fórmulas para el cálculo de la sección de los conductores, caída de tensión y pérdida de potencia:

Tabla 1.4 Fórmulas para el cálculo de la selección de los conductores, caída de tensión y pérdida de potencia.

Clase de corriente	Sección	Caída de tensión	Pérdida de potencia
CC y CA monofásica (para cc $\cos\varphi = 1$)	Conocida la intensidad $S = \frac{2L * I * \cos\varphi}{\gamma * e}$	Conocida la intensidad $e = \frac{2L * I * \cos\varphi}{\gamma * s}$	$P = \frac{200P * L}{\gamma * s * U^2 * \cos\varphi^2}$
Trifásica	Conocida la intensidad $S = \frac{\sqrt{3}L * I * \cos\varphi}{\gamma * e}$ Conocida la Potencia $S = \frac{P * L}{\gamma * e * U}$	Conocida la intensidad $e = \frac{\sqrt{3}L * I * \cos\varphi}{\gamma * s}$ Conocida la Potencia $e = \frac{P * L}{\gamma * s * U}$ Conocida la resistencia y reactancia de la línea $e = \sqrt{3} * I * (r \cos\varphi + x \sin\varphi)$	$P = \frac{100 P * L}{\gamma * s * U^2 * \cos\varphi^2}$

Donde:

γ = Conductividad: 56 para Cu y 35 para Al.

e = Caída de tensión en la línea (V).

I = Intensidad de corriente total (A).

L = Longitud sencilla de la línea (m).

r = Resistencia de la línea (Ω).

x = Reactancia de la línea (Ω).

$\cos \phi$ = Factor de potencia en el extremo de la línea.

P = Potencia activa (W) tomada de la línea.

p = Pérdida de potencia en la línea (W).

s = Sección del conductor de fase (mm^2).

U = Tensión (V). Para corriente trifásica es la tensión entre fases.

1.5.3 Selección del calibre del conductor por estabilidad térmica a la corriente de cortocircuito.

Para la selección de la sección térmicamente estable de los conductores del cable, es necesario saber por medio del cálculo correspondiente la corriente estable de cortocircuito y el tiempo posible de ocurrencia de esta corriente a través del cable.

El tiempo se determina por la calibración de la protección que tenga mayor dominio del tiempo (si es que hay varias formas de protección).

La sección por estabilidad térmica de la corriente de cortocircuito se determina a través de la siguiente expresión matemática:

$$S_{et-c} = \alpha * I_{\infty} * \sqrt{t_r} \quad (1.2)$$

Donde:

α = Coeficiente de cálculo determinado por la limitación de la temperatura admisible de calentamiento del cable.

El valor del coeficiente de cálculo α y los límites admisibles de la temperatura de calentamiento de los cables ante la presencia de la corriente de c.c. son expuestos en la tabla 1.5.

Tabla 1.5 Valores del coeficiente de cálculo α y límites admisibles de temperatura de calentamiento para cables ante la presencia de la corriente de c.c.

<u>Material de los conductores del cable</u>	<u>Coeficiente (α)</u>	<u>Temperatura Admisible ($^{\circ}\text{C}$)</u>
Cables con conductores de cobre, voltaje hasta 10 kV	7	250
Cables con conductores de aluminio, voltaje hasta 10 kV	12	250

1.6 Para mejorar el factor de potencia.

El factor de potencia es un tema importante para la industria. Se puede definir como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA) y es el indicativo de la eficiencia con que está utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil. Un bajo factor de potencia (varía entre 0 y 1) limita la capacidad de los equipos y los arriesga a sobrecargas peligrosas y pérdidas excesivas de energía. El origen del bajo factor de potencia son las cargas de naturaleza inductiva, principalmente motores de inducción, luces fluorescentes, equipos electrónicos y formas de onda distorsionadas (armónicas). El primer paso en la corrección de un problema de factor de potencia es prevenirlos mediante la selección y operación correcta de los equipos. Los sistemas de compensación de reactivos (condensadores principalmente) son una forma práctica y económica de mejorar el factor de potencia, sobre todo en instalaciones existentes. Su utilización puede ser un problema complejo y es conveniente recurrir a especialistas si no se cuenta con los recursos necesarios para resolverlo [Petrovna Svetlana, Maliuk 1980] [15].

Ventajas de la compensación.

Trabajar con un factor de potencia corregido proporciona las siguientes ventajas.

- Evitar la penalización en la facturación mensual de la Empresa Eléctrica.
- Utilizar más eficientemente la capacidad instalada. Por ejemplo, mejorar el factor de potencia de 0.6 a 0.9 significa disponer de aproximadamente 33% de energía adicional sin cambiar generadores o transformadores.
- Debido a la reducción de corriente en los conductores las pérdidas se reducirían aproximadamente un 55%. Esto es particularmente interesante en nuevas instalaciones pues puede ahorrar dinero al dimensionar los conductores.
- Mejora del nivel de voltaje o regulación, debido a la disminución del porcentaje de caída de voltaje.

La empresa suministradora de energía establece que el factor de potencia debe ser del orden de 0.93 ó 93%.

Efectos de conectar bancos de capacitores en un sistema eléctrico.

En un sistema eléctrico se encuentran frecuentemente dos problemas típicos como son:

1. Un bajo factor de potencia.
2. Armónicas en la red producto de cargas que consumen corrientes no-sinusoidales.

La solución ampliamente utilizada para compensar la potencia reactiva es el uso de bancos de capacitores. Desdichadamente, esta solución presenta los siguientes inconvenientes.

- Los bancos de condensadores, al interactuar con la red forman un circuito R-L-C, lo que produce resonancias con frecuencias naturales dependientes de las componentes inductivas y capacitivas del circuito.
- Debido a la existencia de corrientes armónicas, los modos naturales del sistema pueden ser excitados por alguna componente armónica cuya frecuencia esté cerca o coincida con este modo natural, produciéndose una severa amplificación de voltajes y corrientes, pudiendo incluso llegar a quemar algunos equipos.

Para el cálculo del Factor de Potencia hay una amplia bibliografía que va desde la más sencilla a la sumamente compleja con algoritmos matemáticos que incluyen los números complejos e imaginarios, sin embargo aquí planteamos un conjunto de criterios prácticos que facilitan el trabajo al personal de Ingeniería de Planta que es el que todos los días enfrenta los problemas.

Metodología utilizada en la práctica para el cálculo de los CkVAr.

Utilizando la relación existente en el triángulo recto.

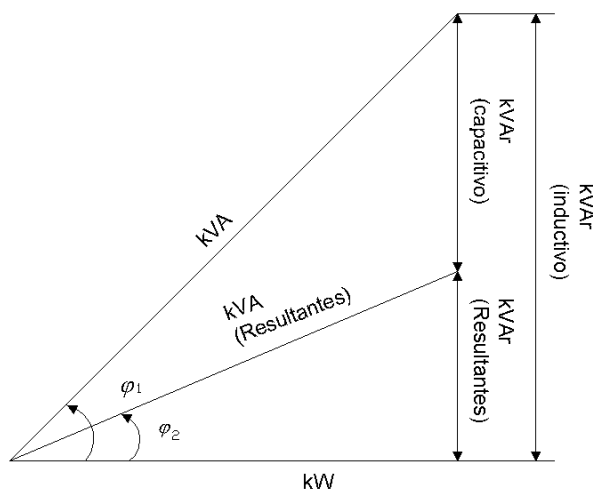


Figura 1.6. Triángulo de potencia.

Donde:

P: potencia activa

Q: potencia reactiva

S: potencia aparente

φ_1 : ángulo de desfase medio

φ_2 : ángulo de desfase normativo

Del triángulo anterior se obtienen las siguientes relaciones:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (1.3)$$

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 21

$$\text{Tang}\varphi = \frac{Q}{P} \quad (1.4)$$

$$\text{Sen}\varphi = \frac{Q}{S} \quad (1.5)$$

Como la potencia activa se mantiene constante expresión 1.4.

$$Q = P \cdot \text{tang}\varphi \quad (1.6)$$

De donde se obtiene que:

$$\text{CkVAR} = P \cdot \text{Tang}\varphi_1 \quad (\text{coeficiente medio}) \quad (1.7)$$

$$\text{CkVAR} = P \cdot \text{Tang}\varphi_2 \quad (\text{coeficiente normativo}) \quad (1.8)$$

Los CkVAR requeridos para mejorar el factor de potencia:

$$\text{CkVAR} = P(\text{Tang}\varphi_1 - \text{Tang}\varphi_2) \quad (1.9)$$

Capacidad liberada por el aumento del factor de potencia.

Se denomina capacidad liberada al valor de potencia que se encuentra en el sistema pero no es utilizado.

Luego de la mejora del factor de potencia, podemos agregarle cargas al sistema, puesto que con la compensación del factor de potencia se libera capacidad en el sistema.

Una de las formas que se utiliza para calcular la capacidad liberada es utilizando las expresiones que a continuación se relacionan.

$$P_1 = S_1 \cdot \text{Cos}\varphi_1 \quad (1.10)$$

$$P_2 = S_2 \cdot \text{Cos}\varphi_2 \quad (1.11)$$

Combinando ambas ecuaciones

$$S_1 \text{Cos}\varphi_1 = S_2 \text{Cos}\varphi_2 \quad (1.12)$$

Despejando S_2 de la ecuación 1.11.

$$S_2 = S_1 \frac{\text{Cos}\varphi_1}{\text{Cos}\varphi_2} \quad (1.13)$$

Donde:



S_1 : potencia aparente instalada

S_2 : potencia aparente después de la compensación

$\cos\varphi_1$: antes de la mejora.

$\cos\varphi_2$: después de la mejora.

De la diferencia entre estas dos potencias se obtiene la liberada.

Corrientes antes y después de la mejora del factor de potencia.

$$P = \sqrt{3} U I \cos \varphi \quad (1.14)$$

Donde:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} \quad (1.15)$$

Potencia activa liberada después de la compensación.

$$P_L = P_1 \left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2} \right) \quad (1.16)$$

Incremento de voltaje a causa de la compensación.

Cuando se conectan un banco de condensadores en la carga ocurre una elevación de voltaje en el secundario del transformador.

$$\Delta U\% = \frac{CkVA}{kVA_n} * X\% \quad (1.17)$$

Generalmente, la elevación de voltaje que los condensadores producen en las industrias, oscila entre 1% y 5%, de acuerdo con los valores más usuales de reactancia en tanto por ciento, capacidad nominal y capacidad en kVAr [Mazorra S. Mc Pherson, 1989][14]



1.7 Pérdidas de energía eléctrica en 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, por el calentamiento de los enrollados y cuando el transformador está trabajando en vacío.

Las pérdidas reactivas del transformador están dadas, cuando está con carga, por la dispersión del flujo magnético y cuando está trabajando en vacío.

Para determinar estas pérdidas se utiliza la siguiente metodología de cálculo.

El consumo de energía eléctrica, por concepto de pérdidas, de un transformador durante un tiempo dado será:

$$\Delta E_a = \Delta P T (\text{kW}) \quad (1.18)$$

Donde:

$\Delta P'_t$: pérdidas activas referidas totales del transformador; (kW)

T: tiempo de trabajo de los transformadores; (horas)

Las pérdidas activas referidas totales se calcula por la siguiente expresión:

$$\Delta P'_t = \Delta P'_{sc} + K^2 \Delta P_{cc} (\text{kW}) \quad (1.19)$$

$$\Delta P'_{sc} = \Delta P_{sc} + \Delta Q_{sc} (\text{kW}) \quad (1.20)$$

Donde:

$\Delta P'_{cc}$: pérdida referida de cortocircuito; (kW)

K_c : coeficiente de carga

S_c : carga real del transformador; (kVA)

La potencia reactiva demandada por el transformador se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta Q_{sc} = S_N \frac{I_{sc}}{100} \quad (\text{kVAr}) \quad (1.21)$$

Donde:

ΔQ_{sc} : potencia reactiva demandada por el transformador sin carga

I_{sc} : corriente del transformador sin carga

U_{cc} : voltaje de cortocircuito del transformador; (%)



Este cálculo de las pérdidas en los transformadores se realiza con ayuda de catálogos y los datos nominales como:

- Tipo de transformador, conexión.
- Potencia nominal del transformador en kVA.
- Tensión nominal en el primario.
- Tensión en el secundario.
- Tensión en cortocircuito.
- Potencia en vacío.

1.8 Metodología para el análisis de los Flujos de Potencia.

El estudio de flujos de carga o flujos de potencia, como se le llama también a menudo, está ligado tanto a la evolución de los sistemas eléctricos, como a la evolución de las computadoras digitales. Antes de los años 40s, la cantidad de interconexiones en los sistemas eléctricos era muy pequeña, por lo cual los sistemas eléctricos eran predominantemente radiales. Los estudios de dichos sistemas eran sencillos relativamente, al menos se podían realizar sin recurrir a grandes recursos de cálculo, que a la postre no existían. Sin embargo una vez que se hicieron patentes las ventajas de la interconexión, la complejidad de los sistemas eléctricos fue creciendo, y los estudios requeridos más demandantes. Afortunadamente esta evolución de los sistemas eléctricos coincidió con el advenimiento de la computadora digital. La primera mención de la computadora en el estudio de flujos de potencia se remonta al año de 1947 y se relaciona con el artículo titulado “Machine computations of power network performance”, AIEE Transactions, vol. 66, escrito por L.A. Dunstan. Sin embargo, el crédito por la formulación del problema con una orientación adecuada para su programación en computadora digital, se concede, generalmente, a J. Ward y H. Hale, quienes escribieron el artículo “Digital computer solution of power flow problems” en el AIEE Transactions, vol. 75, 1956. El sistema utilizado en su artículo es ampliamente utilizado como sistema de pruebas, para validar métodos de análisis de flujos de potencia aún hoy en día, es quizás el sistema más utilizado con ese propósito.

¿Cuál es el objetivo del estudio de flujos de potencia?

El objetivo de este estudio es obtener los voltajes nodales. Con estas variables conocidas, determinaremos los flujos en las líneas de transmisión, y en general de los elementos del sistema de transmisión, dados los niveles de demanda y generación.

Aunque la red se considera lineal, sin embargo es bien conocido que el modelo matemático para el estudio de flujos de potencia es no-lineal; lo anterior se debe al hecho de que en su formulación se utiliza de manera explícita de la potencia eléctrica, como el producto de $V \cdot I$, las cuales son cantidades complejas. Esto se discutirá de manera más amplia y clara más adelante.

1.9 Representación de los modelos eléctricos de los sistemas de potencia.

1.9.1 Modelo del sistema eléctrico.

El estado de un sistema eléctrico de n barras queda determinado por $2n$ ecuaciones nodales esto es:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}), i = 1, \dots, n \quad (1.22)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}), i = 1, \dots, n \quad (1.23)$$

Donde : $G_{ij}+B_{ij}$ son las conductancias y susceptancias de la línea entre las barras i y j su vez $G_{ij}+B_{ij}$ es el elemento complejo Y_{ij} de la matriz de admitancia de los nodos (la matriz admitancia es empleada para establecer el comportamiento en el estado estable de los componentes que conforman un sistema de potencia y se basa en el análisis nodal de las ecuaciones de la red). V_i, θ_i , son respectivamente modulo y ángulo de la tensión en las barra i y j . P_i y Q_i , son las potencias activas y reactivas netas inyectadas en el nodo i . Por tanto cada barra del sistema tiene asociada cuatro variables: P_i, Q_i, V_i, θ_i . De modo, estas ecuaciones permiten determinar el estado de la red para ciertos valores de las variables de control.

1.9.2 Variables de control de un sistema eléctrico de potencia.

Las variables de control son las que indican el buen funcionamiento o no del sistema de potencia, por tanto, uno de los problemas de mayor repercusión económica que tiene la operación de los sistemas de energía eléctrica, es la necesidad de mantener todas las variables involucradas dentro de los límites estrictamente fijados para ofrecer un servicio de calidad. Las variables son:

- Potencia activa (medidas en Mega Watios, MW).
- Potencias reactivas (medidas en Mega Var, MVar).
- Perfil de tensión (medidas en Mega Volts, MV).
- Ángulos en las barras (medidas en Grados).
- Potencias reactivas inyectadas por los sistemas de generación.

Sistemas en Por Unidad

Los parámetros correspondientes a los diferentes componentes de un sistema de potencia, son frecuentemente expresados en por ciento o en por unidad para facilitar el análisis del sistema. El valor en por unidad de cualquier cantidad se define como la relación a su base y se expresa como un decimal. Así se obtiene:

$$V_i = \frac{V_R}{V_b} \quad (1.24)$$

Donde $V_{p.u}$ es el p.u, V_R es el valor real y V_b Valor de la base. La relación en por ciento es cien veces la relación en por unidad. El método en por unidad tiene la ventaja sobre el porcentual en que el producto de dos cantidades expresadas en por unidad se expresa, también, en por unidad mientras que el producto de dos cantidades dadas en por ciento se debe dividir entre cien para obtener el resultado en por ciento.

1.9.3 Restricciones del sistema.

Las restricciones que deben ser impuestas a los sistemas de potencia son aquellas que afectan directamente a las variables de control del sistema de potencia. Estas son:

1. Balance de potencia: Esta restricción representa el balance entre la potencia activa y reactiva inyectada, con la potencia activa y recibida en cada barra. Esto es:



$$\sum_t (P_{tk} + jQ_{tk}) + \sum_g (P_{tk} + jQ_{tk}) + \sum_d (P_{tk} + jQ_{tk}) \quad (1.25)$$

Donde P y Q son la potencia activa y reactiva respectivamente, t el numero de líneas, g todos los generadores y d todas las cargas conectadas a la barra k. La primera sumatoria son las pérdidas en las líneas, la segunda esta relacionada con la generación total en el sistema y la tercera esta relacionada con las potencias consumidas en el sistema.[Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, USA, 1996][1]

2. Magnitud de voltaje en las barras: para la adecuada operación de los equipos del sistema de potencia y para la calidad de entrega del servicio ,se requiere mantener los voltajes en las barras dentro cierto valores nominales:

$$V_b^{\min} \leq V_b \leq V_b^{\max} \quad (1.26)$$

Por todas las b.

3. Regulación del estado :La instalación de una nueva capacidad de generación esta limitada por regulaciones de estado o gobierno sobre la calidad de servicio, del medio ambiente ,planificación de la política del servicio, limitaciones tecnológicas, o restricciones impuestas por estabilidad, por un fallo u otros análisis de seguridad .Aquí , solo se tomaran en cuenta las regulaciones del gobierno y por análisis de fallos ,esto es:

$$LB_g < P_g < UB_g \quad (1.27)$$

Donde LB_g y UB_g son los límites máximos respectivamente de cuanto generación puede tener un generador g.

4. Capacidad Térmica: La capacidad térmica del conjunto de las líneas no debe sobrepasar un limite máximo que impone las potencias aparentes ,esto es:

$$S_t < S_t^{\max} \quad (1.28)$$

Para todas las líneas t .Donde S_t es la potencia aparente y $S_t^{\max}$ es el límite térmico máximo de la línea t.

5. Potencia de intercambio con una red externa: Cada punto de entrada y salida es una conexión física a una red externa .La capacidad de la conexión no debe sobrepasar un límite

máximo de potencia que es lo que este puede transmitir a una red externa. Por tanto en el caso en que la potencia entregada y consumida tenga un impacto significativo sobre la operación de la red externa, se debe conservar los límites de la capacidad. Estos límites vienen expresados de la manera siguiente:

$$|P_T| \leq P_T^{\max} \quad (1.29)$$

Para todos los puntos de entrada y salida de la red. Donde ($P_T > 0$) para la potencia entregada y ($P_T < 0$) para la potencia consumida.

6. Potencia Reactiva: Adicionalmente se debe proporcionar una potencia reactiva máxima ($Q_T^{\max} > 0$) que la red externa puede alimentar dentro del sistema y un mínimo ($Q_T^{\min} < 0$) que puede ser adsorbido.

$$Q_T^{\min} \leq Q_T \leq Q_T^{\max} \quad (1.30)$$

Para todos los puntos de entrada y salida a la red externa.

1.9.4 Formulación del Problema:

El problema se puede definir como la determinación óptima de la generación de la energía eléctrica con generadores conectados en localizaciones predeterminadas en un sistema de potencia eléctrico y tomando en cuenta la transferencia de energía a una red externa conectada al mismo lugar, y además, las restricciones propias del sistema de potencia eléctrico minimizando costos de producción. [J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, y R. Adapa, February 1999][10].

En este sentido la función de costos está compuesta por:

El costo total de operación de un sistema con n generadores que es la suma de los costos individuales, siendo cada uno una función particular de ese generador. Esto es:

$$CO(P_g) = \sum_{i=1}^n CO_i(P_{gi}) \quad (1.31)$$

Por tanto el costo total viene dado por:

$$C_{TOTAL} = CO(P_g) \quad (1.32)$$

Donde CO_i representa el costo operativo de la generación y P_{gi} es la potencia activa de cada generador. Para realizar un estudio de un sistema de potencia planteado de la forma anterior se supone al mismo en régimen permanente. Las condiciones de operación bajo el régimen

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 29



de mencionado se obtiene a partir de un estudio de flujo de carga, en donde dados consumos se obtiene a partir de un estudio de flujo de carga, donde dados los consumos en cada barra, y la potencia generada por los alternadores, se trata de encontrar las tensiones en las barras y los flujos de potencia por las líneas y transformadores.

El flujo de carga consta básicamente de dos etapas: la primera y mas decisiva, consiste en obtener las tensiones complejas en todos las barras eléctricas.

La segunda etapa consiste en el cálculo de todas las magnitudes de interés como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas y otros, lo cual es de inmediato. [T. Kulworawannichpong y S. Sujitjorn, Jun 2002][19]

1.9.5 Consideraciones para el estudio del flujo de carga.

Para encontrar el perfil de tensiones que no es más que el voltaje en módulo y ángulo en cada barra del sistema, hay que identificar tipos de barras ya que según sea el tipo, estas tienen características muy particulares [Gutiérrez Pulido,1993][7].

En cada barra del sistema están presentes cuatro variables: Potencia activa P_i , potencia reactiva Q_i , la magnitud de voltaje de la barra V_i y el ángulo de dicha barra θ_i .

Dos de estas variables son incógnitas y las otras dos, son datos. De acuerdo a los parámetros conocidos y desconocidos, se determinan el tipo de barra.

- Barras de Cargas (P-Q): Los parámetros conocidos en esta barra son potencia activa y reactiva recibida en la misma. La potencia entregada por la barra es 0, lo que indica que no existe generación en la misma. Se desconoce la tensión y el ángulo de la tensión.
- Barras de Generación (P-V): Es cualquier barra del sistema donde se mantiene constante la magnitud del voltaje, por tanto, los parámetros conocidos en esta barra son la tensión y además la potencia activa generada en la misma. Se desconocen la potencia reactiva generada y el ángulo de tensión de dicha barra.

Al comenzar el estudio se debe escoger una de las barras de generación como barras de referencia, también denominada Slack.

Barra de Referencia: Los parámetros conocidos en esta barra son la magnitud de la tensión que generalmente es 1 P.U y el ángulo de la misma que generalmente es 0 grados por la

referencia. Se desconocen la potencia activa y reactiva inyectada. La formulación matemática del problema de flujo para determinar el estado del sistema ,se efectúa a través de un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales y debido a esa no linealidad ,la solución del sistema de ecuaciones esta basada en técnicas iterativas como son :

1. Método de Gauss Seidel: este se usa para calcular sistemas de ecuaciones lineales, en general es un método que se utiliza para resolver flujo de carga a partir de valores conocidos inicialmente de tensiones de barras y potencias activas y reactivas Los procesos iterativos son infinitos por naturaleza,, se requiere un número excesivo de iteraciones para converger sistemas de ecuaciones no lineales grandes. [STEVENSON, William][18]

2. Método de Newton – Rapshon: en este método se obtienen sucesivamente nuevos valores mediante aproximaciones de primer orden de las funciones no lineales involucradas .En el número de iteraciones es casi independiente del orden del sistema de ecuaciones. [WILHELM, José Román.][20]

1.9.6 Optimización del flujo de Carga.

La optimización del flujo de carga no es más que la determinación de los valores de las variables de control en una red de transmisión de la energía eléctrica considerando varias restricciones que generalmente no son lineales. Varias técnicas son utilizadas para la realizar los cálculos para resolver la optimización del flujo de carga. Por ejemplo la técnica de de Newton –Rapshon podría ser utilizada en la subrutina de Flujo de Carga, mientras que métodos de análisis de sensibilidad, programación lineal o programación no lineal son utilizadas para la optimización. En esta etapa del proceso el objetivo principal es la minimización de alguna función sujeta a una serie de restricciones lineales o no lineales definidas por ecuaciones e inecuaciones. La naturaleza no lineal del problema requiere de un proceso iterativo y podría ser necesarios ajustes de las variables de control para lograr una aproximación a la solución óptima de una manera eficiente. De la rutina de optimización, resultan nuevos valores para dichas variables para las cuales las pérdidas son mínimas. Estos resultados deben ser verificados por medio de la solución de un flujo de carga para las nuevas condiciones de operación del sistema, el cual determina el perfil de tensiones óptimas del mismo.

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 31



La optimización del flujo de carga puede ser descrito como:

Minimizar

Función(x, y)

Sujeto a:

$h(x, u)=0$

$g(x, u)\geq 0$

Donde u es el conjunto de variables de control, x las variables dependientes, f la función objetivo a minimizar y , h y g representan el conjunto de restricciones de igualdad (ecuaciones de la red) y de desigualdad (límites en las variables) respectivamente.

No es cuestión fácil, describir el estado óptimo de un sistema eléctrico mediante una función, debido principalmente a los diferentes factores que pueden ser considerados importantes en la solución. Así mientras algunos sistemas eléctricos se explotan de la forma más económica posible, imponiendo restricciones únicamente sobre el estado real de la red, otros son explotados en modo preventivo, de forma que las magnitudes eléctricas permanezcan dentro de los límites incluso tras determinadas contingencias. Por tanto, lo más importante de la función objetivo es que logre encontrar una solución frente a un estado de la red, cumpliendo con los siguientes objetivos:

Sistema en estado normal

- En estado inseguro o de alertas, puesto que la seguridad del sistema es prioritaria el objetivo será retransformar el sistema a estado seguro incurriendo en el mínimo de los costos.
- En estado seguro, se desea minimizar el costo de generación y si este se ha calculado previamente se hace necesario determinar el perfil óptimo de tensión minimizando así las pérdidas de producción. Además es conveniente actuar sobre los elementos de control dentro del sistema, a fin de minimizar las pérdidas de potencia activa en la red.

Sistema en estado de emergencia

- En este caso, debe definir el mínimo de pasos a seguir que conduzcan a un estado normal en el menor tiempo posible incluyendo criterios de eficiencia y económicos.



- En el caso de que no sea posible llevar al sistema nuevamente a estado normal de forma, minimizar el número de violaciones en los límites operacionales.

Como se puede observar el problema optimización del flujo de carga, es más que un problema matemático, es un algoritmo complejo que requiere la incorporación de ciertas reglas para alcanzar una solución satisfactoria. Los sistemas de ecuaciones que involucra la optimización del flujo de carga han sido resueltos a través de diferentes herramientas y métodos numéricos como programación lineal y no lineal. Existen diferentes software para calcular flujo de carga, entre los estudiados a lo largo de la carrera se encuentran: MATLAB, SIMULINK, IPA, NRAD, RADIAL Y EasyPower.

En este proyecto se desea resolver la optimización del flujo de carga mediante el empleo del software EasyPower Ver. 8.0.2.203”.

1.10 Método del flujo de carga a través del software “EasyPower Ver. 8.0.2.203”.

En este estudio se muestra información relevante obtenida a partir de las simulaciones de flujo de potencia realizadas a través del software “EasyPower .Este programa nos permite las siguientes opciones:

1.10.1 Característica Principal.

El software EasyPower es un programa que se utiliza como herramienta principal dentro de la ingeniería para el análisis industrial, la utilidad, y los sistemas de potencia eléctricos comerciales. EasyPower es completamente único en eso integra el corto circuito, el flujo de potencia, la coordinación del dispositivo protección y el banco de datos funciona bajo el mando del diagrama de una línea con gráfico interactivo. EasyPower usa las últimas técnicas de análisis de red desarrolladas por los líderes mundiales en los algoritmos de solución de dispersión y las técnicas de la computadora innovadoras. Muchos de los algoritmos usados en EasyPower no están disponibles en cualquier otro programa. Esto le da una tremenda ventaja a EasyPower encima de otros programas en tiempo de la ejecución, capacidades modeladas, y exactitud.

Hay cinco tipos de punto de vista en el EasyPower:

- La Corrección del banco de datos



- El Análisis del corto circuito
- Análisis de flujo de potencia.
- Armónicos
- La Coordinación del Dispositivo proteccionista

Cada uno tiene su propia barra del Menú y Toolbar, mientras mostrando sólo los órdenes que son apropiados para ese camino. Este rasgo guarda la interface del usuario para cada enfoque simple. Por ejemplo, usted no tiene que vadear a través de un manojó de menús del corto circuito cuando todos que usted realmente quiere hacer en el Flujo de potencia. También, como las nuevas capacidades del análisis mayores se agrega a EasyPower en el futuro, ellos enlatan cada uno tiene su propio enfoque. Esto ayuda evita el problema que plaga muchos programas hoy. En este se puede revisar el banco de datos cambiando ID nombra, datos de equipo, las impedancias, el etc. Usted también puede cambiar las posiciones de equipo de la línea y las líneas que los conectan. Ningún resultado del análisis se muestra en el una línea del Banco de datos.

El análisis desde un punto de vista mantiene las herramientas es necesario ese tipo de estudio. Se puede cambiar el una línea (el equipo posiciona, etc.) pero no los datos de equipo. Algunos permiten cambios temporales de datos de equipo realizando cada casos. Los tipos diferentes de análisis incluyen corto circuito, flujo de potencia, y coordinación.

Operación Flexible

Los EasyPower impulsan el análisis de flujo se diseña para el análisis de poder en tres fases en las cuales fluye y el voltaje se deja caer en la industrial, comercial, y sistemas de poder de utilidad. EasyPower puede ser acostumbrado a calcular el MW y MVAR fluye, gotas de voltaje, carga excesiva y violaciones de voltaje, pérdidas y otros parámetros estatales firmes. También puede usarse para estudiar optimización del sistema, generador y mando del transformador, impacto el arranque de motor, y corrección de factor de poder.

EasyPower es único capas de conectar las cargas a un bus de foma individual, la generación y desviaciones se pueden planear en un bus sin agruparse. Esto proporciona el

grado más alto de flexibilidad y la exactitud modelada. Los modelos del transformador detallados proporcionan fuera de las proporciones los TAP nominales y cambiadores de TAP de la carga delante de cualquier lateral del transformador.

Se han verificado los resultados del programa con los programas independientes del Estado de Oregón la prueba Universitaria, numerosa e IEEE embala, y programas de la Compañía Eléctrica General. Además, ESA ha usado varias versiones de este programa desde 1989 para su negocio consultando.

Reportes

- Reportes de caídas de tensión, pérdidas, flujos de potencia, factor de potencia, etc.
- Reportes de datos de entrada, detalle de flujo de carga y resumen de resultados.

Opciones para el Cálculo

- Permite estipular los flujos de potencia activa y reactiva en una red eléctrica.
- Consiente en determinar los voltajes en las barras de una red eléctrica.
- Permite calcular las pérdidas en una red eléctrica
- Permite estudiar las alternativas para la planificación de nuevos sistemas para la planificación de nuevos sistemas o ampliación de los ya existentes.
- Admite evaluar los efectos de pérdidas temporales de la generación de circuito de transmisión.
- Permite al usuario actualizar las condiciones iniciales.
- Permite representar diversas conexiones de fases en transformadores.
- Permite evaluar la corrección de factores de potencia.
- Permite guardar parámetros de control independientes para cada uno de los escenarios a simular.
- Permite ajustar parámetros y realizar cambios de configuración en el sistema para llevar a cabo simulaciones.
- Permite calcular flujos de potencia, perfiles de tensión, caídas de tensión, intensidades y factores de potencia.



- Emite alarmas y advertencias cuando existen equipos tales como barras, transformadores o cables excedidos en su capacidad de carga o mal conectados.

1.10.2 Propósito del flujo de carga a través del software “EasyPower Ver. 8.0.2.203”.

Determinar de voltajes, intensidades y potencia activa y reactiva en distintos puntos de una red eléctrica.

1.10.3 Importancia del flujo de a través del software “EasyPower Ver. 8.0.2.203”.

Este programa es de gran importancia pues el mismo permite que la carga planeada sea basada en los valores importados del banco de datos de SQL. El EasyPower permite calcular los voltajes, las corrientes, el MW y MVAR fluye,...etc. a lo largo del sistema basado en los datos de equipo especificados. EasyPower también resalta rojo que cualquiera cargó excesivamente equipo o buses con los problemas de voltaje. También tiene un casi un número infinito de combinaciones para el almacenamiento de los datos. A menos que el uno escribiendo la pregunta tiene alguna idea de cómo el datos se guarda, mientras encontrando los datos es al lado del imposible. Por consiguiente nosotros necesitamos poner algún criterio para cómo el datos se guarda. Si sus datos se guarda diferentemente, su gerente del banco de datos debe poder crear un nuevo banco de datos y mesas para encajar nuestro criterio y en la mayoría de los casos sus datos viejos importan para encajar el nuevo formato.

En este se realizará un estudio en la subestación 1SD de la Empresa Cdte. Ernesto Che Guevara en el cual se muestra información relevante obtenida a partir de las simulaciones de flujo de potencia.



1.11 Conclusiones

En este capítulo se ha logrado establecer la metodología de la investigación, para llevar a cabo el presente trabajo de ingeniería y así poder resolver los problemas existentes y al mismo tiempo se llevará a darle cumplimiento a los objetivos propuestos.

CAPÍTULO II. DESCRIPCION DE LA SUBESTACION 1SD (3^{ra} y 4^{ta} sección).

2.1. Introducción

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, con el fin de facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador. Además de este elemento, las subestaciones eléctricas están dotadas de elementos de maniobra (interruptores, seccionadores, etc. y protección fusibles, interruptores automáticos, que desempeñan un papel fundamental en los procesos de mantenimiento y operación de las redes de distribución y transporte. Las subestaciones eléctricas son un elemento fundamental dentro de los sistemas eléctricos en ellas se realiza en la mayoría de los casos la distribución de la energía de las fuentes a los consumidores y en la actualidad se gerencia la eficiencia energética de los sistemas. Por esta razón la Subestación 1SD es la mas importante del sistema eléctrico de ECG después del DDP, considerada así por algunos especialistas a ella están conectados la mayoría a consumidores de primera categoría de la EGC. En este capítulo se describirá la subestación principalmente la sección 3 y 4 que es donde se realizara el estudio. Características principales, esquemas y diagramas eléctricos que la componen.

2.2 Descripción del sistema eléctrico de la empresa ECG.

El sistema de suministro eléctrico de la Fábrica ECG es radial y provee doble alimentación. Los transformadores tipo TRDH- 40 000/10 000 17.6 T-Y de 40MVA enlazan la Central Termoeléctrica con el sistema electro energético nacional (SEN). La conexión proveedora principal llega a los transformadores de enlace T1 y T2 procedente de la subestación 220/110 kV de Punta Gorda por medio de dos líneas aéreas de 110 kV con cables AC-185 mm². La salida de los dos transformadores esta conectada a la secciones de barras del Dispositivo de

Distribución Principal (DDP) este posee cuatro secciones de datos alimentados también por las secciones 1^{ra} y 3^{ra} con dos generadores de 12 MW cada uno y una tercera unidad de 25 MW ubicada en la 5^{ta} sección del (DDP) como se muestra en el anexo 1.

2.3 Descripción de la instalación.

La subestación 1SD es una subestación de media tensión con voltaje de 10.5kV, ubicada en el área de compresores perteneciente a la planta CTE. Esta subestación es del tipo interior con embarrado seccionado, cuenta con cuatro secciones de barra las cuales tienen como nomenclatura 1SD-1, 1SD-2, 1SD-3 y 1SD-4. Las secciones 1SD-1 y 1SD-2 están interconectadas a través de una cuchilla disyuntora y un interruptor de sección ó enlace al igual que las secciones 1SD-3 y 1SD-4 (ver figura 1). La misma cuenta con 67 armarios de ellos 63 están en uso actualmente, o sea, alimentan a algún consumidor de la fábrica.

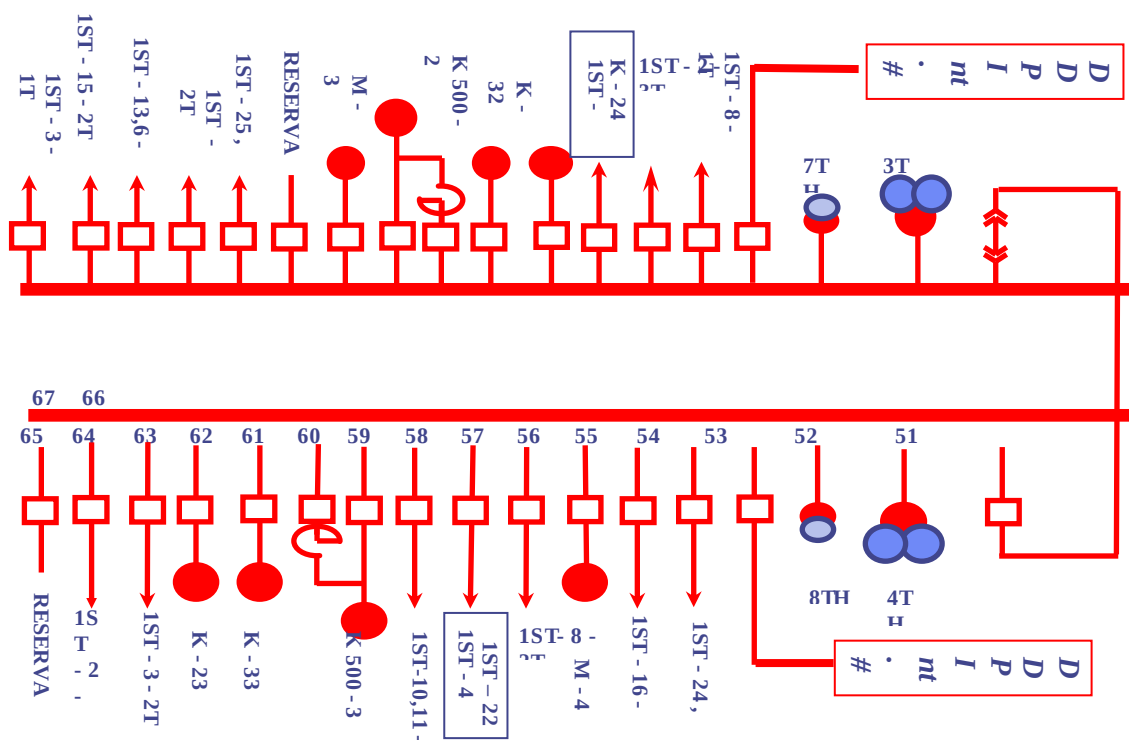
Esta subestación 1SD es la segunda en importancia dentro del sistema de distribución de la fábrica luego del DDP (Dispositivo de Distribución Principal) ubicado en la CTE y, desde ella se alimentan la mayoría de los consumidores que integran el proceso productivo de la empresa. Desde esta subestación se alimentan las subestaciones que distribuyen la energía a los diferentes equipos de las plantas de proceso tales como Secaderos, parte de Hornos, Lixiviación, Recuperación de Amoniaco-Cobalto, Calcinación y Servicio Energético; también desde esta subestación se alimentan tanto motores sincrónicos como asincrónicos, tales como compresores, ventiladores y molinos con potencias que oscilan entre 415 y 2500kW.

De los 63 armarios que están en uso actualmente, 29 alimentan líneas de salida hacia subestaciones eléctricas conocidas como PGD ubicadas en las diferentes plantas como se mencionó anteriormente, 18 alimentan motores de media tensión, 8 alimentan transformadores de tensión (TH), 4 armarios de estos son las entradas a cada una de las secciones de barra que se alimentan desde el DDP, 2 de ellos son los interruptores de sección o enlaces y los otros 2 restantes son las cuchillas disyuntoras.

2.3.1 Esquema Eléctrico General de la subestación 1SD (sección 3 y 4):

La subestación 1SD está compuesta por 2 secciones de barras que se alimentan directamente del DDP mediante reactores. Las secciones de Barras se conocen como 1SD-3

y 1SD-4. Estas líneas provenientes del DDP se conectan con las distintas secciones mediante interruptores. Estos interruptores están insertados en gabinetes. Las secciones 3 y 4 se alimentan por los gabinetes 21, 47 y 54 respectivamente. Estas secciones de barras están agrupadas en dúos, con un interruptor de enlace entre ellos. Las secciones 1SD-3 y 1SD-4 están enlazadas mediante los gabinetes 50 y 51. El interruptor de enlace está en el gabinete 51 de la sección 1SD-4, como se muestra en la figura 2.1. (Para más información consultar anexo 2 y 3)



Leyenda.Colores:

ROJO ----- 10.5kV

VERDE ----- 6.3kV

MARRON ----- 0.48kV

Equipos:

SD --- Subestación Distribuidora

ST --- Subestación Transformadora

TG --- Turbo Generador

V --- Ventilador

K --- Compresor

M --- Molino

TH --- Transformador de Potencial.

EXH --- Exhauster

TR --- Transportador

IMPORTANTE:

Figura.2.1 Esquema de la subestación 1SD (3^{ra} y 4^{ta} sección).

2.4 Descripción del circuito de control de la subestación 1SD.

El sistema de control de esta subestación se realiza a través de un dispositivo de rectificación estática ininterrumpido (WYOT) mas un sistema de batería el cual suministra niveles de tensión de 220 DC, a los circuitos de mando (+/- WY) y señalización (+/- WC) y estos a su vez se distribuyen por las diferentes secciones de las subestación.

Existe además un sistema de control para la alimentación de los electroimanes de conexión de los interruptores de fuerza. Este sistema conocido como YKP esta destinado a suministrar tensiones de 320 V DC a través de un rectificador estático interrumpible distribuyéndose a todos los armarios de la subestación en estudio.

Ambos sistema se alimentan desde la subestación 1ST con un nivel de tensión de 440V AC.

2.5 Distribución de las cargas.

La determinación de las cargas eléctricas es la primera etapa de una proyección de cualquier sistema de suministro eléctrico. La magnitud de las cargas eléctricas determina la sección de todos los elementos e índice técnico económico del proyectado sistema de suministro. De la correcta valoración de las cargas esperadas dependen los gastos capitales. Para determinar las cargas eléctricas primero se tomaron los valores nominales de cada centro de carga basado en un levantamiento realizado por cada área de la empresa, por lo cual en la siguiente tabla se muestra la distribución de la 3^{ra} y 4^{ta} sección de la 1SD.

Tabla 2.1 Distribución de las cargas de la subestación:

Armario	Planta	Subestación
Sección III		
33	1ST3-1T	Lixiviación
34	1ST15-2T	Termoeléctrica
35	1ST13-2T	Talleres(Mecánico y Eléctrico)
36	1ST-2T	Termoeléctrica(Compresores)
37	1ST25 y 30	Hornos y Secaderos(Alumbrado)
44	1ST23	Lixiviación
	1ST4-1T	
45	1ST2-3T	Lixiviación
46	1ST8-1T	Calcinación
Sección IV		
55	1ST24 y 31	Hornos y Secaderos(Alumbrado)
56	1ST16-2T	Recuperación
58	1ST8-2T	Calcinación
59	1ST22	Lixiviación
	1ST4-2T	
60	1ST10 y 11-2T	Hornos
65	1ST3-2T	Lixiviación
66	1ST2-4T	Lixiviación

2.6 Interruptores y gabinetes.

El *interruptor* es un equipo que sirve para conectar y desconectar los circuitos de alto voltaje en los regímenes normales y en caso de averías y constituye un elemento de gran importancia en las subestaciones eléctricas.

La característica principal del interruptor es su capacidad de desconectar con seguridad la corriente máxima, cuando se restablece el voltaje nominal en la línea.

$$S_{\text{descon.}} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{descon.}} \cdot 10^{-6} \text{ [MVA]} \quad (2.1)$$

Los interruptores de la subestación son extraíbles del tipo VMP-10, de poco volumen de aceite y polos colgantes para un voltaje de 10kV, fueron fabricados para corrientes nominales de 600, 1000 y 1500 A.

Estos son considerados por los operadores y técnicos de la subestación como de aceptable calidad, poseen una bobina de desconexión y otra bobina de conexión, así como múltiples conectores auxiliares. Una vez que el interruptor se conecta el circuito de control queda preparado para la desconexión, evitando que se energice nuevamente e innecesariamente la bobina de conexión. La mayoría de los interruptores son de 630 A de corriente nominal con una capacidad momentánea de 80 kA y una capacidad interruptiva de 16 kA. Los interruptores que alimentan los consumidores de mayor potencia como los motores de 2500 kW y los interruptores de entrada, poseen una corriente nominal de 1250 A.

En cada sección de barra de la subestación existen entre 15 y 18 gabinetes, pero no en todos hay conectados consumidores y no en todos existen interruptores.

De 67 gabinetes que existen actualmente en la subestación solo 56 poseen interruptores, los 5 gabinetes de reserva no poseen interruptores, otros gabinetes como el 17 y el 50 que son empleados en el enlace de las secciones no poseen disyuntores. Los gabinetes que alimentan a los transformadores de potencial (15, 16, 19, 20, 48, 48, 52 y 53) tampoco poseen interruptores. En cada armario existe una cuchilla de aterramiento por el lado del consumidor, esta cuchilla se emplea como medida de seguridad para el aterramiento en caso de un mantenimiento del interruptor o gabinete.

2.7 Líneas o cables de alimentación

Debido al nivel de corriente que circula por las líneas (puede alcanzar los 1000A) Se hizo necesario utilizar 5 cables que trabajan en paralelo. Cada cable posee 3 conductores con una maya de apantallamiento. Estas líneas se desplazan hacia la subestación mediante estacadas provenientes desde la Central Termoeléctrica.

El apantallamiento en los cables se emplea para homogenizar el potencial en cada uno de los conductores internos y evitar la afectación prematura del aislamiento interno de los cables. En el proyecto inicial estos cables poseen aceite como medio aislante entre los conductores, producto a salideros de este aceite se produjeron muchos cortocircuitos lo que ha provocado que se sustituyan por cables secos.

2.8 Consumidores

Muchos son los consumidores que se alimentan directamente de la subestación en estudio. De forma general, se observa en los esquemas de ella que se encuentran conectados motores de elevada potencia (entre 400 -2500 kW), así como subestaciones de baja tensión que alimentan a transformadores de potencia (entre 630 2000 kVA). Un nivel de tensión de 10kV se emplea en dicha subestación para la alimentación de los consumidores.

2.9 Motores eléctricos

Existen motores en la subestación asíncrono y síncronos todos conectados en estrella con el neutro aislado. Los motores síncronos poseen un circuito de excitación llamado TBY, estos representan gabinetes los cuales no están ubicados directamente en la subestación de estudio.

En cada sección existen 4 motores para un total de 16 motores en la subestación completa. Los 2 motores de mayor potencia son los conocidos como K500 de 2500 kW. Para evitar excesivas corrientes de arranques estos motores se arrancan mediante reactores y luego pasan a la conexión normal, por tanto, cada motor utiliza 2 gabinetes con interruptores de 1250 A.

Estos motores están alejados de la subestación pero conectados mediante cables de 3 conductores con apantallamiento. Cada cable posee un calibre diferente en dependencia de la potencia del motor que alimenta, los calibres oscilan entre 70 y 185 mm².

2.10 Subestaciones transformadoras de baja tensión.

La mayoría de los consumidores conectados a esta subestación son líneas de salida para alimentar subestaciones transformadoras de baja tensión. Las potencias de los transformadores de estas subestaciones reductoras son variables entre 630 – 2000 kVA, en

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 44



dependencia del plan o el objetivo de la alimentación.

Estos son transformadores de baja potencia.

En la mayoría de los casos una subestación reductora es alimentada por medio de un interruptor, pero existen 9 casos en que dos transformadores se conectan a un mismo interruptor. Estos casos particulares son ejemplo de baja flexibilidad, dado que un cortocircuito en uno de los transformadores desconectará a ambos e incluso si se desea dar mantenimiento en la cuchilla de uno de los transformadores hay que desconectarlos a los dos. Los transformadores de las subestaciones reductoras están conectados en delta en el primario y estrella aterrada secundario. Los devanados de baja tensión son de 0.48 y 0.38 kv.

2.11 Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial, aunque no son consumidores de potencia se utilizan para alimentar circuitos de control, protección y medición.

Los transformadores de dos devanados (5TH, 6TH, 7TH y 8TH) se emplean en la alimentación de la descarga instantánea. Esta descarga instantánea es la protección empleada para mantener la estabilidad del sistema eléctrico de cogeneración de la fábrica en caso de que trabaje de forma independiente.

Además estos transformadores se utilizan como referencia en el reforzamiento de la excitación de los motores sincrónicos. El devanado primero está conectado en estrella aterrada y el secundario en delta.

Los transformadores de potencial 1TH, 2TH, 3TH y 4TH, poseen 3 devanados uno de los devanados se emplea para la detección de la tierra y otro para la medición y protección de baja tensión. El devanado secundario de conectado en delta abierta es un filtro de detección de cortocircuitos a tierra ampliamente utilizado en este tipo de sistema.

El devanado secundario que está conectado en

estrella aterrada se emplea para la medición de los watímetros. El devanado primario se conecta en estrella aterrada.

Ambos transformadores de potencial tanto los de dos como los de tres devanados están protegidos por fusibles conectados en el primario de los transformadores.

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 45

Existen 2 transformadores por sección y por tanto, 8 gabinetes de la subestación son empleados para este fin.

2.12 Conexión del neutro.

Como se observa, los elementos o consumidores de potencia, entiéndase motores y líneas de salida a subestaciones reductoras, no tiene el neutro conectado a tierra. Esto indica que el sistema de la subestación es un sistema con neutro aislado. Aunque los transformadores de potencial posean sus neutros conectados a tierra, esto no significa que el sistema sea aterrado. La impedancia de estos transformadores es muy grande y por tanto, representa una gran bobina conectada a tierra.

En este tipo de sistemas con neutro aislado se caracteriza por la presencia de sobretensiones que pueden llegar a ser perjudiciales para el aislamiento de los cables, motores, transformadores, etc.

La ventaja de estos sistemas con neutro aislado es que no necesitan protección de sobrecorriente en cada una de las 3 fases, dado que el cortocircuito de fase a tierra es de muy poca magnitud de corriente. Esta ventaja permite el ahorro de un transformador de corriente y varios relés. Además el sistema eléctrico puede continuar trabajando con un cortocircuito a tierra los que se presentan con una frecuencia del 70%, comparado con el resto de los cortocircuitos, es decir, el cortocircuito más frecuente en cualquier sistema eléctrico no representa una desconexión.

2.13 Descripción de las protecciones:

La protección en un sistema eléctrico de potencia representa subsistemas que trabajan en background, donde 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.

Ya se han instalado protecciones digitales modernas que garantizan la seguridad de algunos consumidores de mayor importancia. Estos son dispositivos de la firma GE Power Management SR-469. Estos dispositivos disminuyen considerablemente el cableado

interno en cada gabinete, dado que representan la protección, la medición y el control necesario para el consumidor que protegen.

Todas estas funciones la realiza ahora este dispositivo internamente, por lo que ya no se necesitan cables adicionales. Las protecciones de los elementos o consumidores no son las mismas, dependen del tipo, la potencia, entre otros factores. En este caso, se conocen que existen motores y transformadores, cada uno protegido de manera diferente. Los motores poseen protecciones diferentes a los transformadores e incluso existen diferencias entre ellos.

De forma general cada consumidor posee 3 transformadores de corrientes, aunque algunos motores emplean otros 2 transformadores de corriente para el control de la excitación. Los transformadores de corrientes que están instalados en los consumidores poseen 2 devanados, pero uno de ellos posee la mayor potencia y por tanto es empleado para las protecciones.

2.14 Descripción de las mediciones.

Medición es la determinación del valor numérico de una magnitud física por medios experimentales empleando medios técnicos cifrados en valores físicas tomadas como unidades. Al analizar la definición de medición se observa que para realizarla es necesario conocer los fundamentos y medios de medición, así como las unidades físicas, métodos y medios de medición depende de la magnitud que se desea medir y de las condiciones en que se desea realizan las mediciones.

Para facilitar su estudio, las mediciones se clasifican de acuerdo con:

La forma en que se obtienen los resultados (directos e indirectos).

La precisión de los resultados (técnicos, de control y alta de presión).

En este trabajo no se tomaron mediciones, para el análisis se realizó mediante la búsqueda de datos por cada planta.

2.15 Descripción del control.

El accionamiento de los interruptores es la parte más compleja de los esquemas.

Los accionamientos de los motores no son los mismos que los accionamientos de las

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 47

líneas de salidas, pero se parecen mucho, se utilizan en los mismos dispositivos intermedios para que resulte fácil su mantenimiento.

La diferencia fundamental en el accionamiento de los motores y los transformadores es que los interruptores de los motores no se pueden accionar directamente desde la subestación, estos se accionan desde el campo.\

2.15.1 Accionamiento de los interruptores de los motores.

Los interruptores como se ha mencionado tienen una bobina de conexión y otra de desconexión.

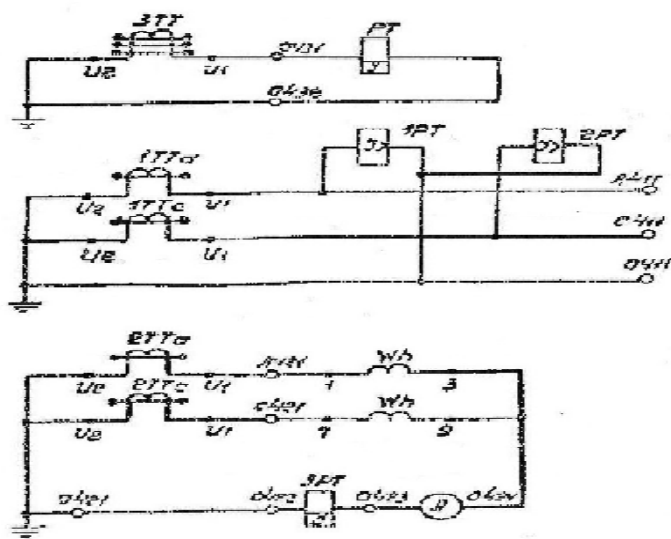


Figura. 2.2. Relés de corriente instalados en los molinos

En esta figura se muestra que en serie con la bobina de conexión K del interruptor, está el relé P O, el cual está en serie con los contactos normalmente cerrados K y K B. Si el interruptor está desconectado, el relé P O estará energizado indicando que el interruptor está desconectado, al mismo tiempo este relé está chequeando la bobina de conexión. Si la bobina está abierta, es decir, está averiada aunque el circuito esté conformado el relé P O no estará energizado y el operador sabrá que esta bobina está averiada. Algo similar sucede con el relé P B que está en serie con la bobina de



desconexión. Este relé indica que el interruptor está cerrado y al mismo tiempo está indicando de forma similar al anterior que la bobina está en buenas condiciones. Si el operador observa corriente en los amperímetros y este relé está desconectado, entonces podrá percatarse rápidamente que la bobina de desconexión está averiada. Cuando los dos relés P O y P B están desconectados esto indica claramente que existe un problema en las bobinas del interruptor y hay que darle mantenimiento.

Adicionalmente a estas señales de conexión y desconexión provenientes del campo todos los relés de corte de corriente PT1 y PT2 (50) y los de fallas a tierra PT (50G) activan un relé intermedio P 1 y activan otros relés de señalización

PY1. Este relé intermedio P 1 se auto-sella y envía una señal de disparo al interruptor.

Algo similar sucede con el relé intermedio P 2, el cual es activado por el relé PT que es el relé de sobrecarga. Al mismo tiempo este relé de sobrecarga activa un relé de señalización PY2, el relé intermedio P 2 envía una señal de disparo al interruptor. Otras señales de disparos las envían los relés de tensión mínima P y el relé de arco BD.

En los motores asíncronos un relé POB detecta la marcha asíncrona del motor, enviando de la misma forma una señal de desconexión al interruptor.

Por tanto, para los motores existen las siguientes señales de entrada:

Señal de conexión del campo.

1. Señal de desconexión del campo.
2. Relés de Cortocircuitos.
3. Relés de Sobrecargas.
4. Relé de tensión mínima.
5. Relé de arco eléctrico.
6. Relé de Marcha Asíncrona.
7. Relé de chequeo de la bobina de cierre.
8. Relé de chequeo de la bobina de apertura.
9. Pérdida de la corriente directa.

De la misma forma existen las siguientes señales de salida:

1. Indicación de disparo por cortocircuitos.
2. Indicación de disparo por cortocircuito a tierra.
3. Indicación de disparo por sobrecarga.
4. Indicación de fallo en el circuito de mando.
5. Indicación de Interruptor conectado.
6. Indicación de Interruptor desconectado.

2.15.2 Accionamiento de los interruptores de los transformadores.

El accionamiento de los interruptores para los transformadores es más sencillo que para los motores, estos últimos por ejemplo, no poseen interruptor de chequeo de la bobina de conexión, solo poseen chequeo de la bobina de desconexión.

En este caso las señales de entrada son las siguientes:

1. Relés de cortocircuitos.
2. Relés de Máxima Corriente.
3. Relés de Sobrecarga.
4. Relés de detección de arco eléctrico.
5. Relé de chequeo de la bobina de apertura.
6. Pérdida de la corriente directa.

Las señales de salidas son las siguientes:

1. Indicación de disparo por cortocircuitos.
2. Indicación de disparo por sobrecarga.
3. Indicación de fallo en el circuito de mando.
4. Indicación de Interruptor conectado.
5. Indicación de Interruptor desconectado.

2.16 Evaluación de confiabilidad en la red de media tensión en la ECG.

El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, sea esta de distribución, transmisión o industrial es determinar índices que reflejen la calidad de servicio.

Los principales problemas de calidad de la red eléctrica de la ECG son los siguientes:

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 50



- a) Interrupción del suministro de energía eléctrica
- b) Interrupción transitoria del suministro de energía eléctrica.
- c) Transitorios.
- d) Mala regulación de voltaje.
- e) Distorsión armónica.
- f) Elevación de los voltajes de neutro y tierra.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad.

La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

Para el caso del registro de eventos en la ECG existe Ausencia de Trabajo Preventivo pues no se realizan las pruebas a los cables de media tensión con la sistematicidad que los mismos requieren, lo que implica a su vez la inexistencia de estudios de confiabilidad.



2.17 Conclusiones:

En este capítulo se realizó una caracterización del sistema de distribución de la subestación 1SD de la fábrica de níquel Cdte. Ernesto Che Guevara describiendo la misma en su totalidad. Esta por características es una de las más importante dentro de la ECG, pues esta alimenta a los motores más potente de la empresa (los motores sincrónicos de 2500 y 1600 kW y los motores asincrónicos de 1700 kW), así como un gran número de subestaciones transformadoras (la 1TP-16, 1TP-3, 1TP-15, etc.),



CAPÍTULO III. ANALISIS Y COMPARACION DE LOS RESULTADOS

3.1. Introducción

La planificación, diseño y el análisis de la operación de los sistemas de potencia requiere de estudios a evaluar el desempeño de los sistemas existente, la confiabilidad, seguridad y la economía. Los estudios se identifican y alertan potenciales deficiencias en el sistema factibles de corregir o prevenir.

El flujo de potencia es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red. La solución obtenida, consiste en conocer los niveles de voltaje en todas las barras del sistema, tanto en magnitud como en ángulo, el flujo de potencia por todos los elementos de la red y las pérdidas. El Flujo Óptimo de Potencia en cambio considera un problema de optimización (Despacho Económico) para determinar los valores de potencia de las barras de generación, sujeto a un conjunto de restricciones, por ejemplo límites de potencia activa, límites de cargabilidad en los elementos de transmisión, bandas de voltaje, entre otros.[Francisco M. Gonzalez-Longatt,Abril,2006][5] Para el desarrollo de este capitulo se realizara la simulación de la subestación basada en las mediciones, y para culminar la evaluación económica.

3.2 Análisis de los flujos de potencia del sistema.

Uno de los procedimientos computacionales más comúnmente usados en análisis de sistemas de potencia, es el cálculo de flujo de potencia o flujo de potencia como tradicionalmente es llamado. La planificación, diseño y operación de sistemas de potencia requiere de tales cálculos para analizar el rendimiento en régimen permanente del sistema de potencia bajo variedad de condiciones operativas y a estudiar los efectos de cambios de configuración y equipos.

Las soluciones de flujo de potencia son realizadas usando programas de computadoras diseñados específicamente para este propósito. La pregunta básica del flujo



de potencia es: dado el flujo de potencia consumido en todas las barras de una conocida configuración de sistema de potencia, y la potencia producida en cada generador, encontrar el flujo de potencia en cada línea y transformador de la red interconectada y el voltaje en magnitud y ángulo de fase en cada barra.

Analizando la solución de este problema para numerosas condiciones ayuda a asegurar que el sistema de potencia está diseñado para satisfacer su criterio de rendimiento mientras se incurre la más favorable inversión y costo de operación. [Gómez Antonio, marzo 2000][6]

Algunos ejemplos de los usos de los estudios de flujo de potencia son determinar lo siguiente:

1. Componente o carga de circuitos.
2. Voltajes de barra de régimen permanente.
3. Flujo de potencia reactiva.
4. Ajuste de Tap's de transformadores.
5. Pérdida del sistema.
6. Ajuste de voltaje de excitación del generador/regulador.
7. El rendimiento en condiciones de emergencia.

Los sistemas de potencia son complejos y poseen muchas partes o ramales sobre los cuales se producen flujos de potencia.; tales sistemas forman partes en serie y paralelo.

Los análisis de flujos de potencia consisten en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica, más concretamente dados los consumos en cada nodo, y la potencia generada por los alternadores, se trata de encontrar los voltajes en los nodos y los flujos de potencia por las líneas y los transformadores.

Para el análisis de los flujos de potencia, se debe primero analizar a los elementos que conforman el sistema, principalmente:

- Generadores
- Transformadores
- Línea de transmisión
- Carga



Seleccionar a las máquinas que trabajan en un estado del sistema, ya que no todas las máquinas trabajan.

- Determinación de la carga.
- Optimización, mínimo costos
- Asignación de la barra oscilante (barra que asume todas las pérdidas que existen), y las barras de generación.

El siguiente paso es modelar el problema.

- Modelo de Red.
- Modelo de Análisis.
- Modelo de Solución.

En la operación diaria, constituye la base del análisis de seguridad del sistema, los análisis de flujos de carga, se ejecutan periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o voltajes inaceptables, como consecuencia del crecimiento de la carga o cuando ocurre algún cambio brusco en la topología de la red.

Los análisis de los flujos de potencia son de gran importancia en la planificación y diseño de los futuros proyectos de expansión del sistema de potencia como también en la determinación de las de las mejores condiciones de operación de los sistemas ya existentes.

3.3 Actualización de los diagramas Monolineal por centros de carga.

Para la actualización del diagramas monolineales de cada centro de carga en la empresa, hubo que realizar un levantamiento de la carga instalada, efectuando recorrido por cada área de trabajo y tomando los parámetros nominales de cada equipo eléctrico, tomándose datos como el de la tensión de línea, corriente de línea, potencia activa, interruptor de entrada y de salida, transformadores y motores ,estos valores generalmente no aparecen en todos los equipos razón por lo cual en la mayoría de los casos, a partir de algunos valores nominales que aparecían en la chapa del fabricante o el manual del equipo .

También se tomaron las distancias entre las cargas y sus alimentadores, así como la sección de los conductores. Además de tener en cuenta la opinión de especialistas de la propia entidad que conocen muchos de estos elementos y de un trabajo realizado anteriormente respecto al tema. Durante este recorrido se pudo notar de que muchos de los equipos que

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 55



nominalmente consumen potencias considerables realmente están fuera de servicio y se usan muy poco. Luego se procedió a la confección de los diagramas Monolineales de cada centro de carga, los cuales se confeccionaron usando el software EasyPower que se encuentra dentro de las principales herramientas con que cuenta la empresa. Dentro de estos se destacan los siguientes centros de carga que se mostraron en la Tabla 2.1 Distribución de las cargas de la subestación del Capítulo anterior.

3.3.1 Diseño del modelo.

Para realizar la simulación, se diseñó previamente teniendo en cuenta la actualización de los diagramas monolineales referentes a la subestación (3^{ra} y 4^{ta}). Considerando los datos obtenidos en la búsqueda de datos.

3.3.2 Simulación del modelo.

La simulación de flujo de potencia ha sido realizada para un escenario de operación normal manteniendo dos generadores en operación, en la medida que la potencia demandada así lo permita. La potencia de los motores y transformadores que se han simulado según datos obtenidos por las complejas búsquedas de datos.

Esta se hizo un poco difícil en el terreno, hacer funcionar la planta en determinados regímenes a fin de saber su comportamiento, por lo cual se hace necesario realizar una simulación para llevar a cabo estudios que aseguren la fiabilidad del sistema eléctrico.

Para lograr lo antes expuesto, se siguen los siguientes procedimientos.

Estos se muestra en el anexos 4 el cual fueron diseñado con la ayuda del software “EasyPower”.

3.4 Análisis del comportamiento del sistema eléctrico en la subestación 1SD.

Para el análisis del comportamiento se tomaron los reportes ofrecidos por la corrida de flujo de carga, este nos muestra los siguientes resultados:



Tabla 3.1 Reporte del Sistema.

Total	MW	MVAR	MVA	PF
Generation in System	39.665	16.407	42.924	0.924
Load in System	38.799	14.420	41.392	0.937
Losses in System	0.866	1.991	1.530	0.901

Tabla 3.2 Reporte del Generador

Generator		Scheduled	Solution						
Name	Type	Vpu	MW	MVAR	MVA	Pf	Vpu	Eq'pu	Deg
GEN-2	Sw	1.000	25.106	10.373	27.165	0.924	1.000	1.296	21.14
UTL-1	Sw	1.000	14.558	6.037	15.760	0.924	1.000	1.000	0.01

Tabla 3.3 Reporte de la carga excesiva de la línea

Line				Load			
From Bus Name	To Bus Name	Branch Name	Rated Amps	Load Amps	Loaded%	OverLoaded%	Comment
BARRA 2	II-3W	CABLE II-3W	540.0	675.9	125.2%	25.2%	VIOLATION
BUS-1_A	I-CCM 109 A	C-7	768.0	708.6	92.3%	-7.7%	Warning
I-2W20	SECCIÓN 1	C-11_A	765.0	908.2	118.7%	18.7%	VIOLATION



II-ENSEMILL AMIEN_B	BUS-3_L	C-17_E	864.0	917.9	106.2%	6.2%	VIOLATION
SECCION 1	BUS-3_M	C-1_O	690.0	621.3	90.1%	-9.9%	Warning
SECCION2	BUS-3_CK	C-1_CP	690.0	896.8	130.0%	30.0%	VIOLATION
TP-6 SECCION I	21W-I	ALIMENT 21W-I	720.0	672.1	93.3%	-6.7%	Warning
BARRA 2	II-2W	C-128	540.0	686.5	127.1%	27.1%	VIOLATION

Tabla 3.4 Reporte del transformador subcargados.

Transformer				Load			
Name	From Bus Name	To Bus Name	Load MVA	Rated MVA	Loaded%	OverLoaded%	Comment
2T.	BUS-56	1TP SECCION II_B	2.397	2.061	116.3%	16.3%	VIOLATION
2T_E	BUS-51_A	BUS-3_L	2.605	2.061	126.4%	26.4%	VIOLATION

Para más información ver anexos 5.

De acuerdo a los resultados obtenidos podemos realizar un análisis que permita valorar las posibles medidas a aplicar con vistas a disminuir dichas pérdidas y mejorar el servicio eléctrico en la empresa.

3.5 Posibles medidas a aplicar para el mejoramiento del sistema eléctrico en la subestación 1SD.

Con una posible solución a los problemas fundamentales que presenta el esquema de distribución actual de la subestación, se proponen variantes para aumentar el grado de flexibilidad 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 recogida de datos [León V, Giner J][13].

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

*Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez
Ing. Osmany Pérez Avallé*

Página 58



Dentro de las posibles medidas a evaluar en el mejoramiento de los parámetros del sistema eléctrico de la empresa se destacan los siguientes: Cambio de calibre en los conductores y el uso de banco de condensadores . A continuación se hará una breve valoración de cada una de ellas.

3.5.1 Cambio del calibre de los conductores de las líneas

Los conductores de cobre y de aluminio son los más usados en la electricidad, el aluminio también es un buen conductor y además, tiene la ventaja de pesar menos y ser más barato; en la mayoría de las aplicaciones, no se utilizan conductores que sean sólo de aluminio, porque el aluminio tiene menos resistencia mecánica que el cobre.

Hay varios factores que influyen en la selección del conductor: La intensidad que debe ser soportada (para servir a la carga existente y tener en cuenta el crecimiento futuro de éstas y la operación en emergencia), la caída de tensión y la pérdida de potencia permitida a lo largo de todo el conductor, la resistencia mecánica del conductor, el costo y la facilidad de instalación y manejo.

Es así que muchos diseñadores de sistemas eléctricos elegirán un conductor más grande para reducir las pérdidas de potencia activa y las caídas de tensión, aunque el costo inicial de la instalación sea más elevado.

La gran mayoría de los sistemas de distribución son radiales, existe la posibilidad de reducir el tamaño de los conductores en zonas muy alejadas de la subestación. Sin embargo, en la práctica, no suele ser así, puesto que el futuro crecimiento de la carga podría producir pérdidas de potencia activa y caídas de tensión inaceptables en las secciones de alimentadores que utilizan conductores de menor tamaño. Además, se podría necesitar una capacidad extra de transporte de intensidad, es decir, conductores de mayores secciones durante condiciones de sobrecarga y fuera necesario soportar también la carga de un alimentador adyacente.

3.5.1.1 Cálculo de la sección de los conductores

Para la selección del nuevo calibre de los conductores se utilizara se realizara la metodología expuesta en el Capítulo 1. En la siguiente tabla se muestran los datos de los conductores que se desean calcular, estos fueron extraídos de la simulación del flujo de carga.

Tabla 3.1 Datos de los conductores de la Subestación 1SD

<u>Nombre de cable</u>	<u>Potencia Activa (W) de la línea.</u>	<u>Conductividad: 56 para Cu y 35 para Al</u>	<u>Caída de tensión en la línea (V).</u>	<u>Tensión (V)</u>	<u>Longitud sencilla de la línea (m).</u>
C 17_E	616300	35	28.8	480	120
C-128	461400	35	8.64	480	70
CABLE II-3W	463200	35	8.64	480	75
C-7	508700	35	10.8	480	85
C-11_A	682000	35	8.64	480	50
C-1_O	628800	35	23.52	480	150
C-1_CP	628800	35	15.36	480	130
ALIMENT 21W-I	524000	35	4.8	480	25

Para el cálculo se utilizara las formulas de la tabla 1.4 Fórmulas para el cálculo de la selección de los conductores, caída de tensión y pérdida de potencia.

Como se trata de un circuito trifásico obtenemos que:

$$S = \frac{P * L}{\gamma * e * U}$$

Para el análisis se tomara como referencia que la caída de tensión en la línea (V), va a ser igual a 1% de la tensión nominal y se utilizara la tabla 3.1 que contiene los datos de los conductores.

3.5.1.2 Análisis para cada cable.

Para cable C 17_E mediante la formulas utilizada adquirimos el siguiente resultado:

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 60



$$S = \frac{616300 \cdot 120}{35 \cdot 28.8 \cdot 480} = \frac{73956000}{483840} = 152.85 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior de 185 mm^2 .

Para cable C-128

$$S = \frac{461400 \cdot 70}{35 \cdot 8.64 \cdot 480} = \frac{32298000}{145152} = 222.51 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior a los 240 mm^2

Para cable II-3W

$$S = \frac{463200 \cdot 75}{35 \cdot 8.64 \cdot 480} = \frac{34740000}{145152} = 239.33 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior a los 240 mm^2

Para cable C-7

$$S = \frac{508706 \cdot 85}{35 \cdot 10.8 \cdot 480} = \frac{43240010}{181440} = 238.31 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior a los 400 mm^2

Para cable C -11_A

$$S = \frac{682000 \cdot 50}{35 \cdot 8.64 \cdot 480} = \frac{34100000}{145152} = 234.9 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior a los 240 mm^2

Para cable C -1-O

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 61



$$S = \frac{628800 \cdot 150}{35 \cdot 23.52 \cdot 480} = \frac{94320000}{395136} = 238.70 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior a los 240 mm^2

Para cable C-1_CP

$$S = \frac{628800 \cdot 130}{35 \cdot 15.36 \cdot 480} = \frac{81744000}{362880} = 225.26 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior a los 240 mm^2

Para cable ALIMENT 21W-I

$$S = \frac{524000 \cdot 25}{35 \cdot 4.8 \cdot 480} = \frac{13100000}{80640} = 162.45 \text{ mm}^2$$

Como este valor no se encuentra, habría que ir a una sección normalizada superior a los 185 mm^2

Con esta medida las caídas o pérdidas de tensión se redujeron con respecto al estado anterior haciendo que la caída máxima disminuyera considerablemente ,en la siguiente tabla se muestra una comparación de las perdidas.

Tabla 3.2 Comparación de las perdidas.

<u>Nombre del Cable</u>	<u>Perdidas antes del calculo (%)</u>	<u>Perdidas despues del calculo (%)</u>
C 17_E	6.0	3.0
C-128	1,80	0.8
CABLE II-3W	1,80	0.8
C-7	2,25	1.9
C-11_A	1,80	0.2
C-1_O	4.9	3.4
C-1_CP	3.17	2.8



ALIMENT 21W-I	1.0	0.1
Total	22.72	13.0

El calibre de los conductores en casi el 100% del circuito el ahorro equivale a casi 586716.53kWh.

3.6 Conexión de banco condensadores o capacitores

La función de los condensadores es compensar la demanda de potencia reactiva que requieran las cargas para su funcionamiento. La compensación no puede ser completamente igual a la unidad, porque esto implicaría que los generadores trabajarían con excitación muy baja, poniendo en peligro la estabilidad del sistema; la potencia reactiva circula desde los generadores a las cargas a través de transformadores y líneas; el factor de potencia más económico será mayor a medida que nos alejemos de las plantas generadoras; la subida de voltaje ocasionada por los condensadores no es de una magnitud tal que pueda ofrecer una solución favorable a aquellos circuitos con voltajes más críticos.

En este caso se propone un banco de condensadores en la sección 2 de la subestación 1TP-8, que se encuentra en la ubicada en el armario 58 de la sección 4 de la 1SD, se escogió esta variante porque los transformadores se encuentran trabajando actualmente entre el 25 y 40% de su carga nominal, suponiendo que el 2T, de la 1TP - 8, que es el más subcargado Se analizaría lo siguiente:

Medidas con Medios de Compensación.

En la bibliografía consultada la forma más eficiente de mejorar el factor de potencia es con la utilización de condensadores por los beneficios que brinda, la metodología que se utiliza en la producción para calcular los CkVAR necesarios para compensar es basada en conocimientos empíricos, teniendo solamente la potencia activa y el valor de factor de potencia actual realizan el cálculo.

Uno de los principales problemas de los especialistas de la producción es la ubicación del banco en el lugar óptimo, es decir, si se ubica en la parte de alta tensión o la de baja tensión.

Se utilizara la metodología explicada en el marco teórico.

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 63



Se realizará la compensación en la sección 2 de las dos Subestaciones, 1 TP-8 de 0,79 el factor de potencia deseado es 0.94

Los CkVAr requeridos para mejorar el factor de potencia:

$$\text{CkVAr} = P(\text{Tang}\varphi_1 - \text{Tang}\varphi_2)$$

260 CkVAr para la Subestación 1TP-8.

Selección de los Equipos de Compensación.

Para la compensación se tomó la oferta de la firma CIRCUTOR, la misma ofrece una gama de equipos de compensación de la potencia reactiva en correspondencia con los CkVAr.

El equipo de compensación automático seleccionado fue la serie VARI (III).

Esta serie puede albergar hasta 12 condensadores de polipropileno metalizado autogenerable de muy bajas pérdidas con protección mediante fusibles, contadores, impedancias limitadoras y resistencia de descarga rápida. Debemos señalar que la firma no oferta dispositivo con los CkVAr obtenidos por lo que nos ajustaremos a la oferta.

Para las subestación se seleccionó el compensador:

Tipo VARI-10-200-400.

Peso 134 Kg.

Capacidad liberada por el aumento del factor de potencia.

Se denomina capacidad liberada a aquel valor de potencia que se encuentra en el sistema pero no es utilizado.

3.6.1 Cálculo para mejora del factor

Luego de la mejora del factor de potencia para la sección 2, podemos agregarle cargas al sistema puesto que con la compensación del factor de potencia se obtiene un rescate de capacidad en el sistema.

Potencia aparente después de compensar el reactivo.

Sección 2 1 TP-8

$$S_2 = 666.85 \text{ kVA}$$

Después de la mejora

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 64



$$S_2 = 532.06 \text{ kVA}$$

Se libera 134 kVA

Corrientes antes y después de la mejora del factor de potencia.

Sección 2 (1TP-8)

$$I = 872.39 \text{ A}$$

Después de la mejora

$$I = 696.05 \text{ A}$$

Como se observa logra una disminución de corriente producto al mejoramiento del factor de potencia, por lo que consideramos que deben ser ajustada las protecciones de sobrecorriente.

Potencia activa liberada después de la compensación.

Sección 2(1TP-8)

$$P_L = 397 \text{ kW}$$

Incremento de voltaje por causa de la compensación.

Sección 2(1TP-8)

$$\Delta U\% = 0.57$$

3.6.2 Cálculo de las pérdidas del transformador

A continuación se ilustra el cálculo de las pérdidas antes y después de la compensación del transformador (sección 2) instalado en la subestación 1TP - 8.

Datos

$$S_N = 1600 \text{ kVA} \quad P_{SC} = 3.3 \text{ kW}$$

$$P_{CC} = 18 \text{ kW} \quad U_{NP} = 10 \text{ kV}$$

$$U_{NS} = 0.48 \text{ kV}$$

El cálculo de la potencia reactiva demandada por el transformador a plena carga.

$$\Delta Q_{CC} = S_N \frac{U_{CC}}{100}$$

$$\Delta Q_{CC} = 88 \text{ kVAR}$$

Cálculo del coeficiente de carga antes y después de la compensación.

Sección 2(1TP-8)

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 65



$$K_c = 0.42$$

Después de la mejora

$$K_c = 0.33$$

Cálculo de las pérdidas referidas del transformador con carga.

$$\Delta P'_{CC} = \Delta P_{CC} + K_{IP} \Delta Q_{CC}$$

Donde:

K_{IP} : coeficiente de incremento de pérdidas.

$$\Delta P'_{CC} = 18 + 0.05 * 88$$

$$\Delta P'_{CC} = 22.4 \text{ kW}$$

Cálculos de las pérdidas del transformador sin carga.

$$\Delta P'_{SC} = \Delta P_{SC} + K_{IP} * Q_{SC}$$

$$\Delta P'_{SC} = 3.3 + 0.05 * 91.2$$

$$\Delta P'_{SC} = 7.90 \text{ kW}$$

Con los valores de las pérdidas con carga y sin carga se calcula las pérdidas totales de transformador.

Sección 2(1TP-8)

$$\Delta P'_t = 11.85 \text{ kW}$$

Después de la mejora

$$\Delta P'_t = 10.34 \text{ kW}$$

El consumo de energía es:

Sección 2(1TP-8)

$$\Delta E_a = 103806 \text{ kWh}$$

Después de la mejora

$$\Delta E_a = 90578.4 \text{ kWh}$$

Consideramos que el número total de las horas de conexión del transformador al sistema es igual al número de horas de trabajo del transformador a baja carga, por esta razón escogimos un año de trabajo del transformador.



Como se observa, las pérdidas se reducen debido al mejoramiento del factor de potencia y nos da un ahorro de energía de:

Sección 2(1TP-8)

$$\Delta E_a = 13228 \text{ kWh}$$

Obteniendo un ahorro de energía al año de 26455.6 kWh.

En el anexo 6 se mostrara el sistema con las mejoras ya simulado en el software.

3.7 Análisis Económico.

En el análisis del subestación 1SD se corresponde a comprobar económicamente las propuestas de mejoras para disminuir las pérdidas de potencia y energía eléctrica. Se definirán todos los gastos de la inversión a la hora de aplicar las medidas propuestas en este capítulo con el que se definirán el tiempo de amortización de dichos gastos y a través del análisis de sus resultados a comprobar, si es factible aplicar todas estas medidas.

Se analizaran dos medidas basado en lo siguiente:

- El cambio del calibre de los conductores
- La instalación de los bancos de condensadores.

Primeramente se analizara el costo de las pérdidas de energía totales en el sistema tomando en cuenta todas las medidas propuestas. Seguidamente se mostrara el costo de los elementos utilizados en los mismos y finalmente se comprobara la factibilidad económica usando como criterio el tiempo de amortización.

Es necesario aclarar que para los Sistema Eléctrico las tarifas no son fijas durante todo el día, dado que no siempre están trabajando las mismas unidades de generación y muchas veces el costo de la generación en el horario pico es mucho mas caro que en otro (madrugada) y por otra parte varían por año en dependencia del costo del barril de petróleo a pesar de que se añaden coeficientes de adaptación para las fluctuaciones normales del mercado.



3.7.1 Cálculo económico.

Para el cambio del calibre de los conductores

Para la aplicación de las medidas propuestas el costo de la inversión completa sería:

Los conductores se cambiarán por los de un calibre de 3/0 AWG 185 y 240 mm², primeramente se necesita hacer una lista de los dispositivos incluyendo en esta la cantidad, costo por unidad y costo total donde el precio se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.3 Costo de los elementos.

Unidad	Cantidad	Costo unitario (CUC)	Costo total (CUC)
3/0 AWG 185 mm ²	120	71.14	8536.8
3/0 AWG 185 mm ²	25	71.14	1778.5
3/0 AWG 240 mm ²	70	86.52	6056.4
3/0 AWG 240 mm ²	75	86.52	6489
3/0 AWG 240 mm ²	85	86.52	7354.2
3/0 AWG 240 mm ²	150	86.52	12978
3/0 AWG 240 mm ²	130	86.52	11247.6
3/0 AWG 240 mm ²	50	86.52	4326
Costo Total($C_{total.por.compra}$) :		58775.5	

Teniendo en cuenta que para la instalación de los cables con su nueva sección de los conductores se necesita contratar un jefe de brigada y 4 electricistas A es necesario tener en cuenta también el costo salarial este trae consigo que la instalación.

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 68

**Calculo del costo salarial (Cs)**

$$Cs = S_{b/h} * h \quad (3.1)$$

$$S_{b/h} = S_b / \left(\frac{90,2}{24} \right) \quad (3.2)$$

Donde:

Cs Costo salarial en (\$)

h Horas de trabajo en (h)

$S_{b/h}$ Salario del trabajador por hora de trabajo en (\$/h)

S_b Salario del trabajador al mes en (\$)

$\left(\frac{90,2}{24} \right)$ Horas de trajo en el mes en (h)

Tabla 3.4 Costo salarial

Trabajador	# de Trabajadores	Salario por hora	Horas de trabajo	Costo salarial total
Jefe de brigada	1	1,72	8	13.76
Electricista A	4	1,52	8	48.64
Costo salarial en \$($Cs_{total} = \sum Cs$) para un conductor			6.24	
Costo salarial total en \$($Cs_{total} = \sum Cs$) para los 8 conductores				499.2

Combinando los dos costos totales y teniendo en cuenta que un CUC equivale a 25 pesos, entonces podemos determinar el costo de la inversión es de 19.968 CUC.

$$\text{Costo Inversión} = \text{Costo Total por compra} + \text{Costo Salarial Total} \quad (3.3)$$

$$\text{Costo Inversión} = \text{Costo Total por compra} + \text{Costo Salarial Total} = 58775. \text{ CUC} + 19.968 \text{ CUC}$$

$$\text{Costo Inversión} = 58794.968 \text{ CUC}$$



Asumiendo que el kWh vale 0.13 CUC entonces como el ahorro es equivalente a casi 76273.1489CUC, el ahorro de la energía ascenderá por este concepto a un valor de CUC y el cálculo del tiempo de amortización de la inversión. Según como sigue:

$$T_{\text{Años}} = \frac{\text{Costo total de la inversión}}{\text{Ahorro} / \text{Año}} \quad (3.4)$$

$$T_{\text{Años}} = \frac{58794.968\text{CUC}}{76273.1489\text{CUC}}$$

$$T_{\text{AÑOS}}=0.77$$

Lo que dice que la inversión se amortiza en 9 meses y medio aproximadamente.

Para la instalación de los banco de condensadores.

Introducción de los bancos de condensadores para el mejoramiento del factor de potencia, es necesario realizar gastos en instalaciones, costos de los equipos y potencia de consumo de la misma.

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.

El análisis realizado en el trabajo es sobre la base de la posible instalación de bancos de condensadores para compensar el consumo de potencia reactiva y mejorar el factor de potencia y así reducir las pérdidas existentes en las plantas.

Atendiendo a los valores en que oscilan los costos de los condensadores de compensación en función del voltaje, el costo promedio de 1 CkVAR en bajo voltaje es de 8 USD.

$$C_{nb} = C_1 Q_1$$

Donde:

C_1 –Costo de 1CkVAR en bajo voltaje

Q_1 _Capacidad total de los bancos de condensadores o filtro en bajo voltaje.



Para el compensador de reactivo

Sección 2(1TP-8)

$C_{nb} = 2080$ USD

Si asumimos que la empresa paga 0.35 USD por kWh promediando las tarifas del SEN y la de generación en la empresa.

Tarifas por horarios establecida por el SEN.

Día: 0.56 ctvos USD

Madrugada: 0.37 ctvos USD

Pico: 0.75 ctvos USD

Se calculara el costo por unidad y costo total para el banco de condensadores donde el precio se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.4 Costo de los elementos

<u>Unidad</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo unitario</u> <u>(CUC)</u>	<u>Costo total</u> <u>(CUC)</u>
Banco de condensadores	1	4559.97	4559.97
Tipo VARI-10-200-400.			
Peso 134 Kg.			
Costo Total($C_{total, por compra}$) :		4559.97	

Teniendo en cuenta que para la instalación del un banco de condensadores se necesita un ingeniero y 4 electricistas A y un instrumentista es necesario tener en cuenta también el costo salarial que trae consigo la instalación.

Tabla 3.5 Costo Salarial

<u>Trabajador</u>	<u># de</u> <u>Trabajadores</u>	<u>Salario por</u> <u>hora</u>	<u>Horas de</u> <u>trabajo</u>	<u>Costo</u> <u>salarial total</u>
Ingeniero	1	1,72	8	13.76
Electricista A	4	1,52	8	48.64
instrumentista	1	1,49	4	5,96

Autor: Elisabet Bermúdez Lores

Tutor(es): MSc. José Prieto Rodríguez

Ing. Osmany Pérez Avallé

Página 71



Costo salarial en \$($C_{s_{total}} = \sum C_s$) para un banco de condensadores 69.96

Combinando los dos costos totales y teniendo en cuenta que un CUC equivale a 25 pesos, entonces podemos determinar el costo de la inversión (C_{inv}) es de :2.89CUC

Utilizando las formulas 3.1,3.2,3.3,3.4.obtenemos los siguientes resultados:

Costo Inversión = Costo Total por compra + Costo Salarial Total Costo Inversión
= 4559.97 CUC + 2.89CUC

Costo Inversión = 4562.86CUC

Entonces se puede determinar el ahorro anual por concepto de la compensación teniendo en cuenta las pérdidas

Ahorro / año = costo de la energía * energía ahorrada

Ahorro / año = 0.35 * (26455.6)

Ahorro / año =9259.46 U.S.D.

Ahorro / año =8055.7302 CUC

El ahorro por potencia activa rescatada.

Para generar 1MWh es necesario 0.272 T de petróleo

Cantidad de petróleo=0.272*5825 MWh/Año

Cantidad de petróleo=1584.4 T

El precio del petróleo en el mercado mundial ha estado muy inestable, en el corte realizado de este año 2011 la tonelada esta a 417.344 USD.

Costo=661239.8336 USD

Con la potencia activa rescatada se ahorra 661239.83 USD.

Se logra un ahorro por concepto de energía ahorrada en los transformadores y potencia activa liberada de 651980.37 USD.

Amortización de las variantes propuestas.

Realizaremos en cálculo de la amortización por cada una de las mejoras propuestas. Las propuestas realizadas para mejorar la distribución no requieren de inversión, la compensación de reactivo se amortizara a través de la energía ahorrada por este concepto.



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

$$T_{\text{Años}} = \frac{4562.86\text{CUC}}{8055.7302\text{CUC}}$$

$T_{\text{Años}} = 0.56\text{Años}$ para la introducción de los bancos de condensadores.

Lo que dice que la inversión se amortiza en 6 meses y medio aproximadamente.

Como se puede ver la aplicación de estas medidas implicaría gastos que serian amortizados en tiempo aceptable como regla general, mejorando así el sistema eléctrico de la empresa y su confiabilidad.



3.8 Conclusiones

En el presente capítulo se propuso la organización de las mejoras. Estas en la distribución permiten tener un sistema eléctrico más operativo y flexible, las pérdidas existentes por causa de un bajo factor de potencia fueron disminuidas, liberándose así capacidad en los transformadores lo que permite adicionar carga sin la necesidad de demandar más potencia activa del SEN o de los generadores existentes en la empresa.



CONCLUSIONES

Al término de nuestro trabajo arribamos a las siguientes conclusiones:

1. Se actualizo los diagramas monolineales de la subestaciones 1SD de la Empresa Ernesto Che Guevara, brindando una información general del comportamiento del sistema eléctrico, además de que constituye la base fundamental para la realización de cualquier estudio en el sistema.
2. Se detecto violaciones en algunos conductores, por lo que se hizo un análisis para mejorar la eficiencia dentro de la subestación.
3. Se detecto la existencia del transformador subestación 1TP-8 que se encontraba subcargado con factores de carga muy bajos.
4. Se mejoró la eficiencia energética en el uso de la energía eléctrica, el sistema eléctrico es más operativo, flexible y confiable, a partir de la disminución en las pérdidas de energía en los transformadores y líneas; con una adecuada compensación de la potencia reactiva, con un ahorro de energía en el año de 661239.83 kWh.
5. Con la introducción de las mejoras se obtienen ahorros en un año de 9259.46 USD, por lo que las inversiones a realizar se amortizan en un período de 0.56 años, para el banco de condensadores y para la sección de los conductores se obtuvo un ahorro de 76273.1489CUC, para realizar la amortización en un periodo de 0.77 años.
6. El factor de potencia que oscilaba entre los 0.92 y 0.93, para este sistema eléctrico, este tiene un valor normado por el sistema electroenergético nacional, con el objetivo de disminuir las pérdidas existentes.



RECOMENDACIONES

Atendiendo a las conclusiones que se llegaron con este trabajo se recomienda:

1. Actualizar los diagramas Monolineales siempre que se realice cualquier cambio en el sistema eléctrico de la empresa.
2. Que se valore con la dirección de la empresa las medidas propuestas en el presente trabajo con el objetivo de su aplicación, atendiendo a los beneficios que estas podrían brindarle.
3. Conectar metros contadores en aquellas áreas donde no existen con el objetivo de tener mejor controlada la potencia activa de la empresa, así como hacerle conciencia a todo el personal de que un uso más racional de la energía reporta mayores beneficios al país y a la empresa.
4. Comprobar y comparar los resultados obtenidos en este trabajo, con el empleo de las mejores propuestas.



BIBLIOGRAFÍA

1. Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "Power generation operation and control," John Willey & Sons, INC, USA, 1996.
2. ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. "Técnicas Computacionales en Sistemas Eléctricos de Potencia". Editorial Limusa PARRA, Dr. Valentín. E. T. S. Ing. Industriales Madrid. MEDINA, Prf. E. U. P. Las Palmas. Apuntes de clase.
3. Fernández Casas Leonardo Temas especiales de sistemas eléctricos industriales, Cienfuegos, 2006.
4. Feodorov A.A y López Rodríguez Eduardo. Suministro Eléctrico de Empresas Industriales. Segunda edición. La Habana, editorial pueblo y educación, 1980. 50 páginas.
5. Francisco M. Gonzalez-Longatt, Flujo de Potencia abril, 2006, capítulo 3.
6. Gómez Antonio, Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica, marzo 2000 Capítulo 3.
7. Gutiérrez Pulido, Humberto. La Calidad Total y el Ahorro de Energía. Universidad de Guadalajara. Mexico. 1993.
8. H. Dommel, H. y W. F. Tinney, "Optimal power flow solutions," IEEE Transaction on Power Apparatus and System, 1968, PAS-87, pp. 1866-1876.
9. Indicators for energy, Use and Efficiency, International Energy agency, OECD, Paris, 1997.
10. J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, y R. Adapa, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part II: Newton linear Programming and interior point methods," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999, pp. 105-111.
11. J. Carpentier, "Contribution a l'etude du dispatching economique," Bulletin Society Francaise Electriciens, 1962, 8(3), pp. 431-447.
12. J. Gestión Energética Integral. CETA. 1998.
13. León V, Giner J, "Método integral para la mejora de la eficiencia en las instalaciones eléctricas", 5ª Jornadas eficiencia en las instalaciones eléctricas", 5ª Jornadas Salamanca, p. 1453 -1460.



14. Mazorra S. Mc Pherson. George. An introduction to Electrical Machines and Transformers. Segunda edición. 1989.
15. Maliuk Petrovna Svetlana. Factor de potencia en la producción. Santiago de Cuba, Montañana, J, León, V, Giner, J, Cazorla, A. "Medida de la potencia en sistemas trifásicos asimétricos no lineales, con tensiones desequilibradas no senoidales". 6ª Luso- Españolas de Engenharia Electrotecnica, Julio 1999, Lisboa (Portugal). editorial oriente, 1980. 88 páginas.
16. Pérez Martín David, Pronostico de crecimiento de la demanda a largo plazo, CUBAENERGIA 2001
17. Revista memoria de la II Convención Internacional de Ingeniería en Cuba II CIIC 2010.
18. STEVENSON, William D. "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia". Ediciones de Castillo.
19. T. Kulworawannichpong y S. Sujitjorn, "Optimal power flow using tabu search," IEEE Power Eng. Rev., Vol. 22, No. 6, Jun 2002, pp. 37-40.
20. WILHELM, José Román. "Sistemas Eléctricos de Potencia". E. T. S. Ingenieros de Caminos Canales y Puertos. Madrid.

Paginas en Internet .

www2.ing.puc.cl/power/paperspdf/munoz.p

<ftp://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia42/HTML/Articulo05.htm>.

http://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A1culo_de_secciones_de_l%C3%A9neas_el%C3%A9ctricas»

Software utilizados

Paquete de Microsoft office.

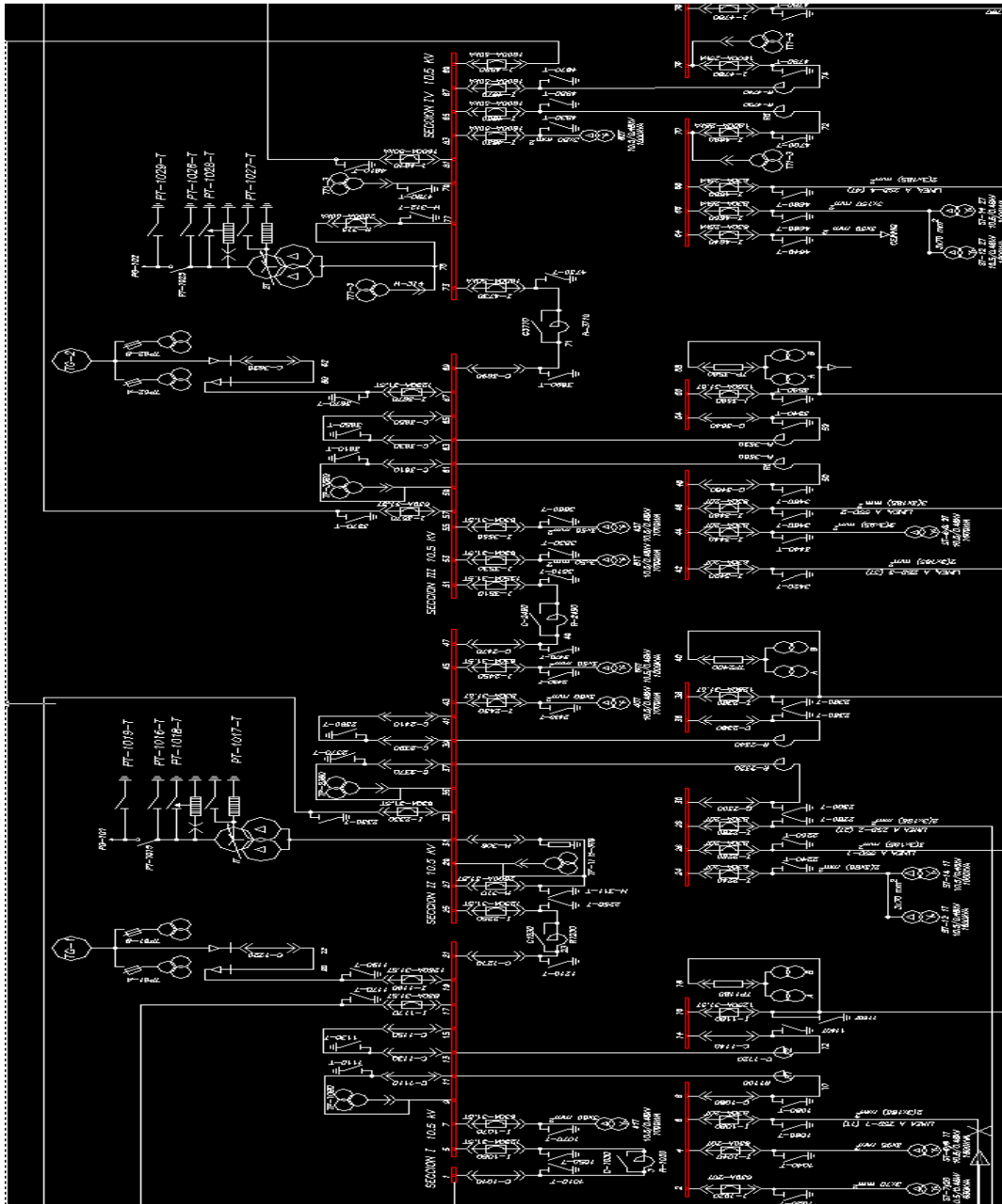
"EasyPower Ver. 8.0.2.203".

AutoCAD 2000.



Anexos

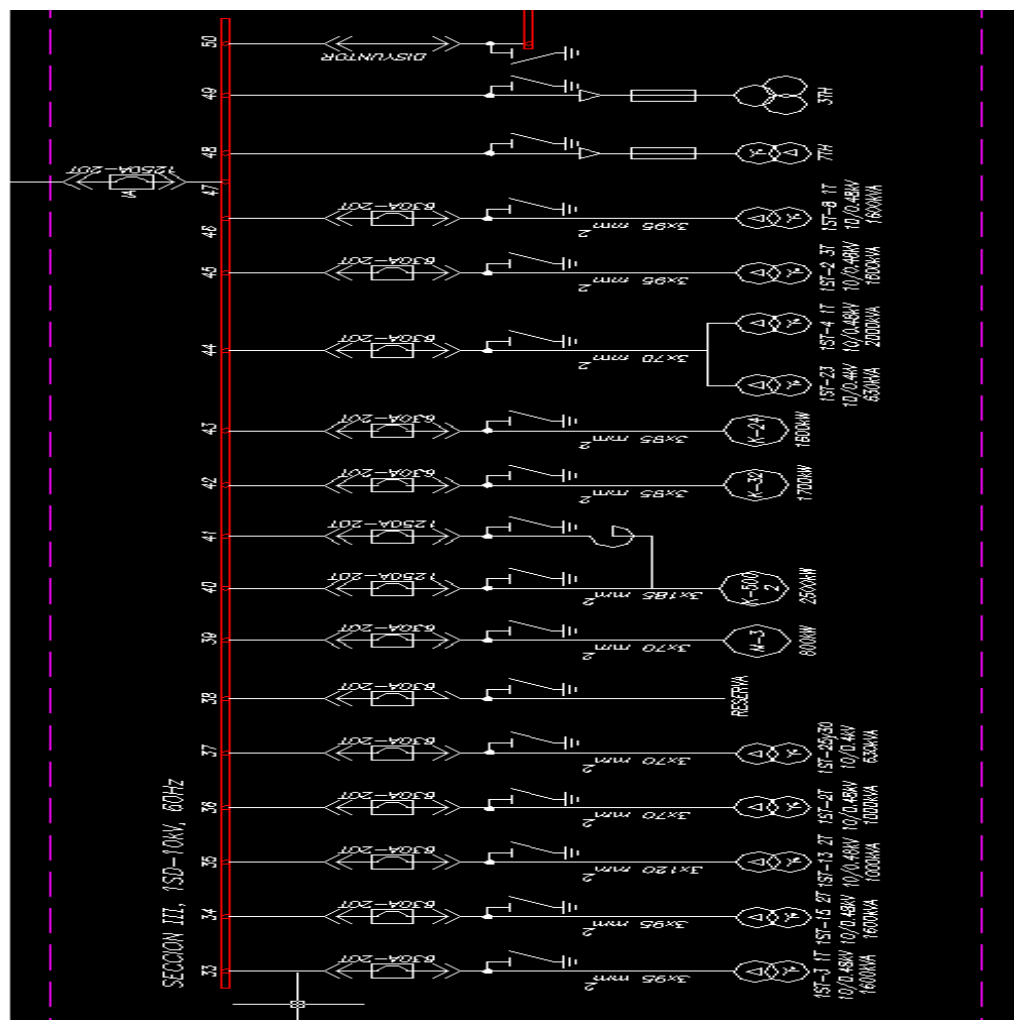
Anexo 1.Esquema monolineal del dispositivo de distribución principal de la planta termoelectrica.





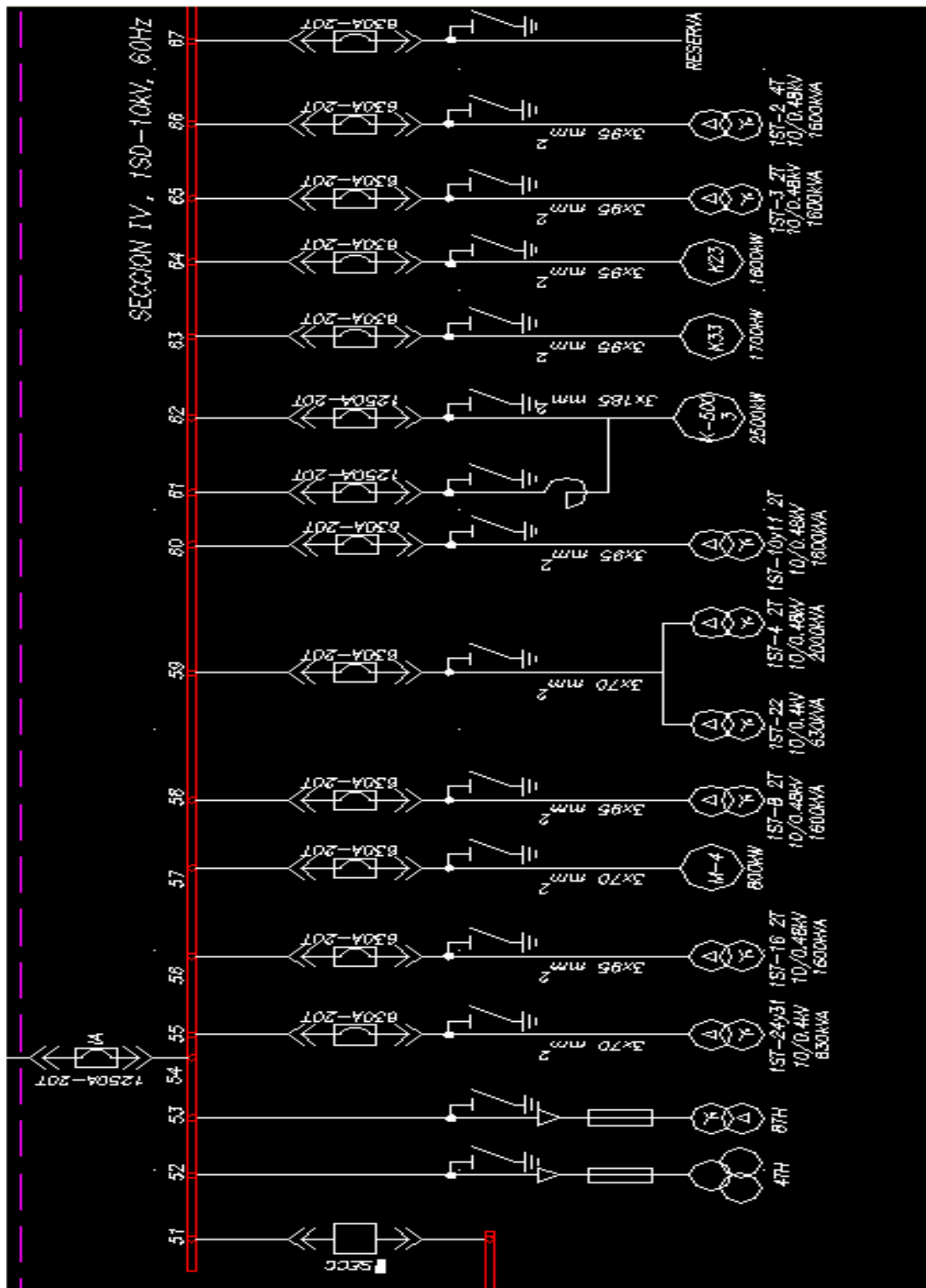
Anexo 2

Esquema de la subestación 1SD. 3^{ra} sección.



Anexo 3

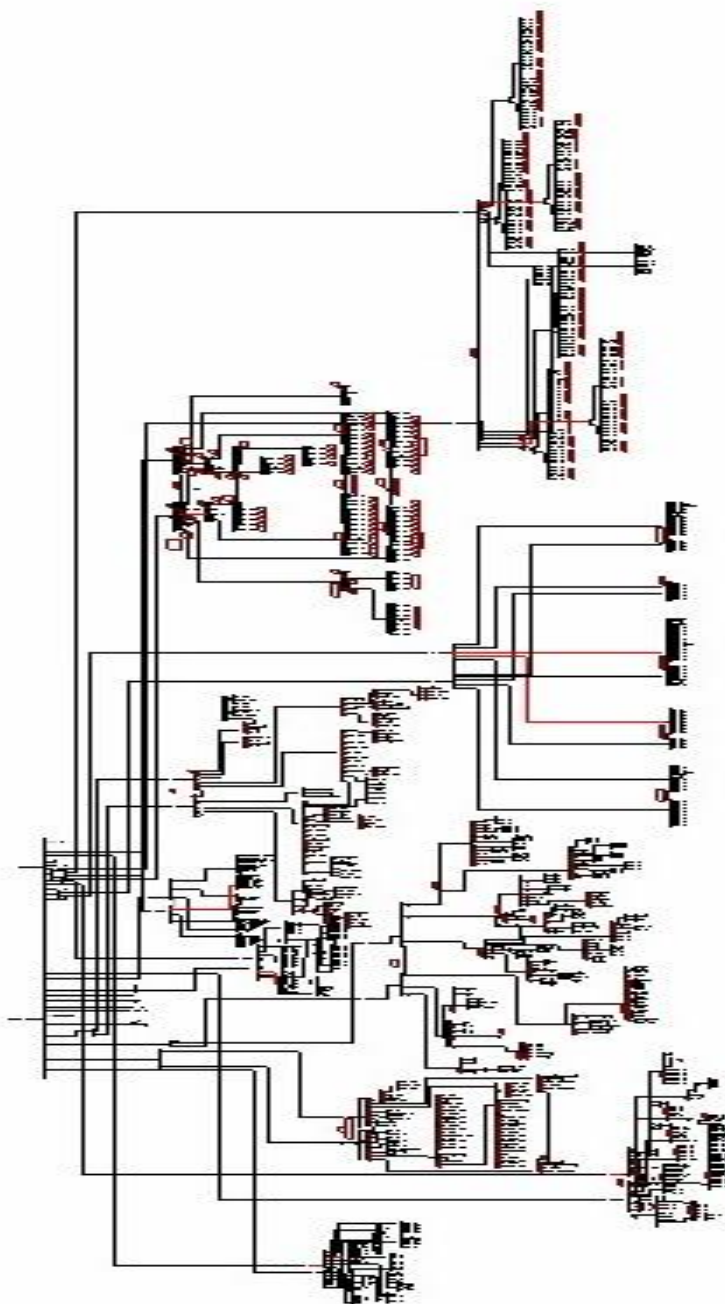
Esquema de la subestación 1SD 4^{ta} sección.





Anexo 4

Esquema eléctrico de la subestación 1SD simulado en el software EasyPower.





Anexo 5

Load Summary Report

Bus		Solution			
Name	Base kV	kV	Vpu	Deg	Pf
1SR-6 A_A	10.500	10.270	0.978	-2.62	0.90
1SR-8 2TA_A	10.500	10.491	0.999	0.01	0.79
1SR-13 2TA_A	10.500	10.270	0.978	-2.62	0.90
1SR-13 2TA_B	10.500	10.256	0.977	-2.61	0.90
1SR-23A	10.500	10.266	0.978	-2.59	0.92
1SR-25A	10.500	10.294	0.980	-2.65	0.92
1SR-30A	10.500	10.294	0.980	-2.65	0.92
BUS-1_B	10.500	10.256	0.977	-2.61	0.90
BUS-1_F	10.500	10.493	0.999	0.01	0.91
BUS-2	10.500	10.256	0.977	-2.61	0.92
COMP-23	10.500	10.497	1.000	-2.61	0.900
COMP-32	10.500	10.291	0.980	-2.65	1.000
COMP-32_A	10.500	10.291	0.980	-2.65	0.900
COMP-33	10.500	10.497	1.000	-0.01	1.000
CONEX 1T ALTA	10.500	10.260	0.977	-2.61	0.90
CONEX 1T ALTA_A	10.500	10.266	0.978	-2.62	0.90
CONEX 1T ALTA_AP	10.500	10.277	0.979	-2.62	0.91
CONEX 1T ALTA_B	10.500	10.277	0.979	-2.62	0.92
CONEX 1T ALTA_C	10.500	10.445	0.995	0.09	0.90
CONEX 1T	10.500	10.449	0.995	0.08	0.90



ALTA_E					
K-500-2	10.500	10.290	0.980	-2.66	1.000
K-500-3	10.500	10.496	1.000	-0.01	1.000
LIBR.	0.480	0.472	0.983	-0.99	0.99
LIBRE	0.480	0.464	0.967	-3.23	0.99
PD-1 SEC.3	10.500	10.294	0.980	-2.65	1.000
PD-1 SEC.4	10.500	10.500	1.000	0.00	1.000
RESERVA_A	0.480	0.461	0.961	-3.06	0.99



Anexo 6

Esquema eléctrico de la subestación 1SD simulado en el software EasyPower, con las propuestas de mejoras.

