



UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI

Unidad Académica de Ciencias
de la Ingeniería y Aplicadas

TESIS DE GRADO

Previa la Obtención del Título de Ingeniero Eléctrico
en sistemas eléctricos de Potencia

TEMA:

“SOLUCION DE PROBLEMAS OPERATIVOS POR SOBREVOLTAJE EN LAS
BARRAS DE GENERACION DE LA CENTRAL TERMICA LLIGUA DE LA
EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.”

POSTULANTE:

Oswaldo Efraín Mayorga Pérez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Elec. Iván Naranjo

2011

AUTORIA

Yo, Oswaldo Efraín Mayorga Pérez, con C.I. 18-0232729-4, declaro que los resultados obtenidos en el presente trabajo, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico son originales, auténticos y personales.

En tal virtud declaro que el contenido, las conclusiones y los efectos legales y académicos que se desprenden del trabajo propuesto son de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.

Oswaldo Efraín Mayorga Pérez
C.I. 18-0232729-4

CERTIFICADO

En cumplimiento a lo estipulado en el artículo 9, literal (f), del Reglamento del Curso Profesional de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en calidad de Director de la Tesis “SOLUCION DE PROBLEMAS OPERATIVOS POR SOBREVOLTAJE EN LAS BARRAS DE GENERACION DE LA CENTRAL TERMICA LLIGUA DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.” desarrollado por el señor Egresado Oswaldo Efraín Mayorga Pérez, CERTIFICO que el presente trabajo de investigación fue realizado de acuerdo a los planteamientos formulados por la denuncia y Anteproyecto de Tesis aprobado por el Honorable Consejo Académico.

La claridad y veracidad del contenido que permitió alcanzar el objetivo planteado solucionando los problemas operativos de la Central LLigua de la EEASA en su realización, merece especial atención y su consideración como trabajo de calidad.

En virtud de lo antes expuesto considero que el autor de la presente tesis se encuentra habilitado para presentarse al acto de defensa de tesis.

Ing. Elec. Iván Naranjo
DIRECTOR DE TESIS

CERTIFICADO

Yo, Ing. Eléc. Iván Naranjo, en calidad de Director del Departamento de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Regional Centro Norte S.A. a petición del interesado:

CERTIFICO que el señor Egresado Oswaldo Efraín Mayorga Pérez, con cédula de identidad 18-0232729-4, realizó la Tesis con el tema: “SOLUCION DE PROBLEMAS OPERATIVOS POR SOBREVOLTAJE EN LAS BARRAS DE GENERACION DE LA CENTRAL TERMICA LLIGUA DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.”, bajo la supervisión y coordinación de la Dirección Departamental.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando al interesado hacer uso del presente documento en la forma que estime conveniente.

Ing. Elec. Iván Naranjo

**DIRECTOR DEL DEPARTAMENTO DE
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA EEASA.**

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, por haberme brindado la oportunidad de continuar con mis estudios. Al personal Docente y Administrativo quienes con sus conocimientos y apoyo me impulsaron para llegar a la meta propuesta.

Al Ing. Iván Naranjo, Director de Tesis y a la Revolución Cubana por medio del Dr. Orlys Torres, Asesor, por compartir sus amplios conocimientos para culminar con éxito este proyecto.

DEDICATORIA

A mi familia por brindarme toda su confianza y apoyo incondicional; el mismo que ha sido imprescindible para llegar a cristalizar este objetivo.

INDICE GENERAL

CONTENIDO

CAPITULO I

FUNDAMENTACION INVESTIGATIVA

1.1. GENERALIDADES.....	2
1.2. INTRODUCCION	3
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.4. ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	7
1.5. JUSTIFICACION.....	7
1.6. OBJETIVOS.....	8
1.6.1. OBJETIVO GENERAL	8
1.6.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.7. HIPOTESIS	9
1.8. VARIABLES E INDICADORES	10

CAPITULO II

FUNDAMENTACION TEORICA

2.1. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS	12
2.1.1. Términos Generales.....	12
2.1.2. Términos Técnicos.	12
2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	17
2.3. CENTRALES ELÉCTRICAS BASADAS EN EL CICLO DIESEL.	18
2.3.1. Layout típico de una Central Diesel.....	19
2.4. SINCRONIZACIÓN DE GENERACIÓN	20
2.5. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	20
2.5.1. Tipos de Subestaciones Según su Función.	21
2.6. REDES DE DISTRIBUCIÓN	21
2.6.1. Impedancia en Líneas de Distribución Aéreas.	22
2.6.2. Impedancia en Cables de Distribución Subterráneas	33
2.7. TRANSFORMADORES.....	40

2.7.1. Circuito Equivalente del Transformador Monofásico.	40
2.7.2. Corriente de Excitación	41
2.7.3. Corriente de Magnetización Inrush.	44
2.7.4. Transformador de Potencial (TPs).....	44
2.7.5. Pruebas Eléctricas de Transformadores de Distribución.	45
2.8. CALIDAD DE LA ENERGÍA	51
2.8.1. Armónicas	51
2.9. PROTECCIONES EN GENERACION	53
2.9.1. Protección Diferencial del Generador (87).....	55
2.9.2. Protección contra sobrevoltaje (59).....	56
2.9.3. Protección contra potencia inversa (32)	57
2.9.4. Protección contra fallas a tierra del estator (59G)	59
2.9.5. Protección contra Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51G).....	60
2.9.6. Protección contra Sobrecorriente Temporizada de Fase dependiente del Voltaje (51V). ...	61
2.10. SOFTWARE MATLAB Y SUS COMPONENTES.	61
2.10.1. Herramientas adicionales (Toolboxes de MATLAB).....	62
2.11. METODO DE INVESTIGACION.....	63
2.12. POBLACION Y MUESTRA.	63
2.13. DISEÑO ESTADISTICO.....	64

CAPITULO III

PROBLEMAS OPERATIVOS DE LA CENTRAL LLIGUA Y ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL

3.1. OPERACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA LLIGUA	66
3.2. LEVANTAMIENTO DE DATOS SITUACIÓN ACTUAL.....	68
3.2.1. Localización de la Central.	70
3.2.2. Layout de la Central.	71
3.2.3. Sistema Eléctrico de la Central.	73
3.2.4. Barras de Generación a 4.16 Kv.....	74
3.2.5. Líneas de Distribución.	75
3.3. CARACTERISTICAS TECNICAS DE EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA CENTRAL	77
3.4. CALCULO DE IMPEDANCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION.	77
3.4.1. Cálculo en líneas aéreas	78
3.4.2. Cálculo de Impedancias de Secuencia Cable Subterráneo con Neutro Concéntrico.	110

3.5. PRUEBAS EN EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA CENTRAL.	120
3.5.1. Operación en Transformadores de Potencia.	121
3.5.2. Prueba de Aislamiento de los Conductores.	122
3.5.3. Sistema de Puesta a Tierra.....	122
3.5.4. Pruebas en sitio del Transformador Trifásico de Distribución para Autoconsumo	123
3.6. REGISTRO DE DATOS TRANSFORMADOR PARA AUTOCONSUMOS GRUPO 1. ...	125
3.7.SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS GENERADORES	127
3.8. CALIBRACION ACTUAL DE LOS RELES DE PROTECCION.	129

CAPITULO IV

ANALISIS Y PROPUESTA DE SOLUCION DE PROBLEMAS OPERATIVOS EN LA CENTRAL

4.1. ANALISIS DE PROBLEMAS OPERATIVOS EN LA CENTRAL.	131
4.2. PRUEBAS DE LABORATORIO TRANSFORMADOR PARA AUTOCONSUMO.	132
4.2.1. Características del Transformador.....	133
4.2.2. Prueba de Relación de Transformación.....	134
4.2.3. Prueba de Resistencia Eléctrica de Bobinados de Media y Baja Tensión.	135
4.2.4. Prueba de Resistencia de Aislamiento.....	137
4.2.5. Prueba de Cortocircuito o Pérdida en el Cobre	138
4.2.6. Prueba de Circuito Abierto o Pérdidas en el Hierro.	139
4.3 ANALISIS DE CÁLCULO DE IMPEDANCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION.....	139
4.4. ANÁLISIS DE PRUEBAS EN EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA CENTRAL.	141
4.4.1. Análisis de Operación en Transformadores de Potencia	141
4.4.2. Análisis de Presencia de Picos de Voltaje por Inrush	141
4.4.3. Análisis de Aislamiento de Conductores.....	142
4.4.4. Análisis de Sistema de Puesta a Tierra.....	142
4.4.5. Análisis de Presencia de Resonancia Eléctrica.....	142
4.4.6. Análisis de las Pruebas del Laboratorio del Transformador Para Autoconsumo	143
4.5. ANALISIS DE REGISTROS TRANSFORMADOR AUTOCONSUMO GRUPO 1.....	147
4.6. SIMULACIÓN DE PROBLEMAS OPERATIVOS CON MATLAB	151
4.6.1. Fuente de contaminación armónica	154
4.6.2. Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación	154
4.6.3. Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación (condensador fijo desconectado)	155
4.6.4. Sistema eléctrico de la central integrado el grupo de generación trabajando.	155

4.7. ANALISIS Y PROPUESTA DEL SISTEMA DE PROTECCION DE GENERADORES	158
4.7.1. Análisis del sistema de protección de Generadores.....	158
4.7.2. Propuestas del Sistema de Protección de los generadores.....	162
4.8. CARACTERISTICAS TECNICAS DE EQUIPOS	164
4.9. ANALISIS ECONOMICO.....	165

CAPITULO V

5.1. CONCLUSIONES	169
5.2. RECOMENDACIONES	171
5.3. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	173
5.3.1. Bibliografía Citada.....	173
5.3.2. Bibliografía Consultada.....	174
5.3.3. Enlaces Internet	175

ANEXOS

INDICE DE CUADROS

CONTENIDOS	PAG.
2.1. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DE ABSORCIÓN DIELÉCTRICA - ÍNDICE DE POLARIZACIÓN.....	47
2.2. ELECTRODOS PARA PRUEBA DE ACEITES.....	49
2.3. PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	50
3.1. CARACTERISTICAS CABLE DE ALUMINIO EQUIVALENTE.....	78
3.2. CONDUCTORES DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO.....	78
3.3. CABLES Y ALAMBRES DESNUDOS DE COBRE	81
3.4. DISTANCIAS HILOS EXTERIORES.....	83
3.5. DISTANCIAS HILOS MEDIOS.....	84
3.6. DISTANCIAS HILO CENTRAL.....	86
3.7. VALORES MEDIDOS DE REFERENCIA A TIERRA.....	123
3.8. CARACTERISTICAS DTR MONOFÁSICO MODELO 8500 AEMC.....	124
3.9. CORRIENTE DE EXCITACIÓN.....	125
3.10. AJUSTE RELES DE GENERACION DE LA CENTRAL LLIGUA.....	129
4.1. CARACTERISTICAS TTR TRIFASICO.....	134
4.2. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	134
4.3. PORCENTAJE DE DESVIACIÓN (%).....	135
4.4. CORRIENTE DE EXCITACIÓN.....	135
4.5. CARACTERISTICAS MICRO – OHMETRO.....	136
4.6. RESISTENCIA DE BAJA TENSIÓN.....	136
4.7. RESISTENCIA DE MEDIA TENSIÓN.....	136
4.8. CARACTERISTICAS MEGGER BM11D.....	137
4.9. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	137
4.10. CARACTERISTICAS ANALIZADOR TRIFASICO.....	138
4.11. DATOS PRUEBA DE CORTOCIRCUITO.....	139

4.12. DATOS PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO.....	139
4.13. REGISTRO ANALIZADOR EN TRANSFORMADOR PARA AUTOCONSUMO (%).....	148
4.14. REGISTRO ANALIZADOR EN MEDIA TENSION.....	149
4.15. RESUMEN CALCULO DE LINEAS.....	152
4.16. SIMULACION DE PROBLEMAS OPERATIVOS CON MATLAB.....	153
4.17. ADQUISICION DE EQUIPOS EEASA.....	165
4.18. COSTOS DIRECTOS.....	166
4.19. COSTOS INDIRECTOS.....	166
4.20. RESUMEN DE COSTOS.....	166

INDICE DE FIGURAS

CONTENIDOS	PAG.
2.1. CAMPOS MAGNÉTICO Y ELÉCTRICO ASOCIADOS CON UNA LÍNEA DE DOS CONDUCTORES.....	22
2.2. SECCIÓN TRANSVERSAL DE UN CONDUCTOR 24/7.....	23
2.3. SECCIÓN TRANSVERSAL DE UN CONDUCTOR COBRE.....	23
2.4. RESISTENCIA DE UN CONDUCTOR.....	25
2.5. LÍNEA MONOFÁSICA QUE CONSISTE EN DOS CONDUCTORES COMPUESTOS.....	26
2.6. CICLO DE TRANSPOSICIÓN.....	30
2.7. SECCIÓN TRANSVERSAL CABLE CON NEUTRO CONCÉNTRICO.....	34
2.8. CIRCUITO EQUIVALENTE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO.....	41
2.9. CORRIENTE EXCITACIÓN.....	42
2.10. DIAGRAMA FASORIAL DE LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN.....	42
2.11. CORRIENTE DE EXCITACIÓN Y LA TENSIÓN APLICADA AL PRIMARIO.....	43

2.12. DESCOMPOSICIÓN DE UNA ONDA DISTORSIONADA.....	51
2.13. RESONANCIA PARALELO-SERIE.....	53
2.14. PRINCIPALES COMPONENTES ETAPA DE GENERACIÓN.....	54
2.15. PROTECCION DIFERENCIAL DE UNA FASE.....	55
2.16. PROTECCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJES RELÉ DE MÁXIMO VOLTAJE.....	57
2.17. PROTECCIÓN DEL GENERADOR CONTRA POTENCIA INVERSA.....	58
2.18. GENERADOR CON PUESTA A TIERRA DE ALTA IMPEDANCIA.....	59
3.1. SECCIÓN TRANSVERSAL CONDUCTOR DE COBRE # 4/0 RELACIÓN CAPA DE HILOS EXTERIORES DEL CONDUCTOR.....	82
3.2. SECCIÓN TRANSVERSAL CONDUCTOR DE COBRE # 4/0 RELACIÓN CAPA DE HILOS MEDIOS DEL CONDUCTOR.....	84
3.3. SECCIÓN TRANSVERSAL CONDUCTOR DE COBRE # 4/0 RELACIÓN HILO CENTRAL DEL CONDUCTOR.....	86
3.4. VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON ESPACIAMIENTO ASIMÉTRICO AGRUPAMIENTO 1.....	88
3.5. VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON ESPACIAMIENTO ASIMÉTRICO AGRUPAMIENTO 2.....	90
3.6. VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON CIRCUITOS PARALELOS (ARRREGLO 1).....	92
3.7. VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON CIRCUITOS PARALELOS (ARRREGLO 2).....	97

INDICE DE ANEXOS

ANEXO UNO	TABLAS DE CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS.
ANEXO DOS	LEVANTAMIENTO DE INFORMACION CENTRAL TERMICA LLIGUA SITUACION ACTUAL.
ANEXO TRES	PLACA DE CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y ELEMENTOS DEL SISTEMA ELECTRICO.
ANEXO CUATRO	REGISTRO DE ANALIZADORES EN TRANSFORMADOR PARA AUTOCONSUMO RETIRADO E STALADO
ANEXO CINCO	IMPEDANCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION Y SIMULACION DE PROBLEMAS OPERATIVOS CON MATLAB.
ANEXO SEIS	SISTEMA DE PROTECCION DE GENERADORES
ANEXO SIETE	CARACTERISTICAS DE EQUIPOS ADQUIRIDOS PROTOCOLO Y PRUEBAS EN SITIO

RESUMEN

En el presente trabajo se determina las causas del sobrevoltaje que se presenta en las barras de generación a 4.16 Kv, que provoca la avería de los transformadores de potencial, que son parte del sistema de sincronización, permitiendo solucionar los problemas operativos que sufre la Central Térmica LLigua de la Empresa Eléctrica Ambato; mediante un análisis de la situación actual del circuito eléctrico, para de esta manera habilitar dos unidades generadoras de 2.5 MW, superando la observación emitida por el CONELEC debido a la indisponibilidad de los grupos de generación de la central.

Con el fin de determinar las causas de los problemas operativos que sufre la central, se procede a realizar pruebas en los elementos que forman parte del sistema eléctrico, para determinar las condiciones de operación dentro del circuito. Se instala analizadores de carga en el transformador para autoconsumo del grupo 1 de la central; luego, se procede al análisis de los datos registrados.

Con los resultados de las pruebas y los datos registrados, se analiza las posibles causas que generan el sobrevoltaje en las barras de generación: por la presencia de un condensador fijo en el sistema se supone la existencia de un sobrevoltaje resonante; por el tipo de conexión delta inadvertido del sistema; por el nivel de voltaje aplicado a los transformadores de potencial, por una mala referencia de tierra; por la presencia de voltajes picos, por la presencia de equipos viejos en el sistema, etc.

Se desarrolla un circuito equivalente utilizando el software de MATLAB, con la herramienta SIMULINK, ingresando datos calculados de las líneas de distribución que van desde las barras de generación hasta las barras del sistema de la subestación y las características de los equipos del sistema eléctrico. Se procede a realizar la simulación del sistema eléctrico de la central, lo que nos permite determinar que

debido a la saturación del núcleo del transformador para autoconsumo contamina el sistema con la tercera armónica, la cual provoca el sobrevoltaje en la barras de generación. Se propone la solución, eliminando los problemas operativos de la central.

También se realiza el análisis del sistema de protecciones de los generadores de la central, desarrollando varias propuestas para mejorar el sistema. Se señala la inversión económica de la Empresa Eléctrica.

SUMMARY

The present study determines the causes of the surge that occurs in the bars of energy generation at 4.16 kW, which causes the breakdown of potential transformers that are part of the synchronization system, allowing it to solve the operational problems suffered by the Thermal Plant LLigua of Ambato, by analyzing the current situation of the electric circuit to thereby enable two generating units of 2.5-MW, surpassing the observation CONELEC issued due to the unavailability of generating units of the plant.

In order to determine the causes of operational problems experienced by the central, we proceed to test the elements that make up the electrical system to determine the operating conditions within the circuit. Analyzers of load are installed in the self – consumption transformer of the central group 1. Then, they proceed to the analysis of recorded data.

With the results of the tests and recorded data, we analyze the possible causes that generate the surge in the bars of energy generation: due to the presence of a fixed capacitor in the system it is understood the existence of resonant surge, the type of connection delta in the overlooked system, the voltage level applied to potential

transformers, a wrong ground connection reference, the presence of voltage spikes, the presence of old equipment in the system, etc.

An equivalent circuit is developed using the MATLAB software with the tool SIMULINK, entering data calculated from the distribution lines that go from the bars of generation to the bars of the substation system and the characteristics of the power system equipment. Now, the performance of the simulation of electric system of the central allows us to determine that due to the saturation of the core of the self – consumption transformer pollutes the system with the third harmonic, which causes the surge in the bars of energy generation. A solution is proposed, eliminating the operational problems of the plant.

Also, the analysis of the protection system of generators of the plant is carried out, developing several proposals to improve the system. We point out the economic investment realized by the Company.

CERTIFICADO

Certifico que la traducción al Idioma Inglés del Resumen de la Tesis: “SOLUCIÓN DE PROBLEMAS OPERATIVOS POR SOBREVOLTAJE EN LAS BARRAS DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA LLIGUA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.”, desarrollada por el señor Egresado Oswaldo Efraín Mayorga Pérez, fue realizado bajo mi supervisión y se encuentra correctamente traducida.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, pudiendo el interesado hacer uso de este documento como mejor convenga a sus intereses.

Lic. Mg. Javier Caicedo
C.I. 180268439-7

DOCENTE DE INGLÉS DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO

CAPITULO I

FUNDAMENTACIÓN INVESTIGATIVA

1.1. GENERALIDADES

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., es una Empresa distribuidora de energía eléctrica que inició oficialmente sus operaciones como sociedad anónima el 2 de Julio de 1959, constituyéndose mediante escritura pública el 29 de Abril de 1959, con fines de electrificación para beneficio social y económico de la Ciudad de Ambato y la Provincia de Tungurahua.

Actualmente su área de concesión comprende las Provincias de Tungurahua y Pastaza en su totalidad, los cantones de Palora y Huamboya y Pablo Sexto en la Provincia de Morona Santiago y la parte sur de la Provincia de Napo con los cantones Tena, Archidona y Carlos Julio Arrosemena Tola, en un área de 41.000 Km². Al 31 de Diciembre del 2010, la EEASA, tiene los siguientes indicadores técnicos y comerciales:

➤ Número de consumidores	210.000
➤ Facturación de energía	427,217 millones de KWh/año
➤ Número de Trabajadores	300
➤ Pérdidas de energía	8,60 %
➤ Relación cliente / trabajador	700
➤ Porcentaje de cobertura	99 % (Tungurahua) 94 % (Área de concesión)

Por tratarse de una empresa históricamente enfocada en el cliente, con el propósito de mejorar su gestión empresarial, ha adoptado un Sistema de Gestión de Calidad, convirtiéndose en la segunda Distribuidora con Certificación Internacional ISO 9001, distinción a la que tienen acceso no más de 900 Empresas de las aproximadamente 30.000 registradas en el Ecuador.

1.2. INTRODUCCION

El suministro de la energía eléctrica es un factor crítico en el desarrollo de un pueblo, la cual debe satisfacer la demanda máxima requerida por el sistema, sin embargo, el incremento de la demanda de carga, genera la necesidad de asegurar la continuidad de sus operaciones. Estos cambios han traído como consecuencia algunos efectos que han contribuido a la presencia de fallas y por consiguiente la reducción de la vida útil de los equipos instalados.

Actualmente se presenta diferentes problemas para resolver en los sistemas eléctricos de potencia en las centrales de generación eléctrica. En el presente trabajo específicamente enfocaremos a los problemas operativos que sufre la Central LLigua, debido a la presencia de sobrevoltaje en las barras de generación a 4.16 Kv, por causas no determinadas. Estos problemas, pueden ser provocados por la presencia de equipos antiguos ó por maniobras en el sistema eléctrico, causando la avería de los transformadores de potencial, que son parte del sistema de sincronización, que acopla al sistema de generación con el sistema.

Siendo estudiante de la Universidad Técnica de Cotopaxi, se ha creído conveniente y necesario realizar este trabajo de investigación ya que el problema operativo que sufre la central deja fuera de servicio dos unidades generadoras de 2.5 MW, trayendo como consecuencia una auditoria por parte del CONELEC, como ente regulador de las Empresas Distribuidoras de la energía eléctrica por la indisponibilidad de los grupos de generación. Es importante señalar que con el propósito de superar los problemas operativos y seguir con la operación de los grupos de generación, se ha tratado de acoplar equipos con tecnología actual de características similares, teniendo como resultado la destrucción casi inmediata de estos elementos, debido a lo cual el problema a superar se vuelve crítico.

El aporte de este proyecto es determinar las causas que generan el sobrevoltaje en las barras de generación a 4.16 Kv, mediante un análisis de los equipos y elementos que conforman el sistema eléctrico de la central, que provoca el daño del aislamiento, por ende la avería de los transformadores de potencial acoplados al sistema de sincronización del sistema de generación de la central, permitiendo que los equipos a ser reemplazados puedan funcionar correctamente, contribuyendo a la eficiencia del sistema de generación de la central. Además permitiendo superar la observación emitida por el CONELEC, con la disponibilidad de las unidades de generación dentro de los tiempos otorgados para resolver los problemas operativos.

De acuerdo con los objetivos planteados, se desarrolla el trabajo el mismo que contiene cinco capítulos, que muestran las herramientas y equipos utilizados para la ejecución del mismo.

El primer capítulo comprende la parte investigativa, donde se realiza en planteamiento del problema, señalando el problema operativo que sufre la central LLigua debido a la avería de los transformadores de potencial que son parte del sistema de sincronización. Se justifica la ejecución de la investigación y se establece los objetivos a alcanzar con la ejecución del trabajo.

El segundo capítulo consta del fundamento teórico, donde se realiza un compendio de toda la temática involucrada en el desarrollo del estudio, lo que servirá de soporte para la ejecución de pruebas realizadas a los equipos y elementos que conforman el sistema eléctrico de la central.

El tercer capítulo comprende el levantamiento de datos de los problemas operativos que sufre la central y análisis de la situación actual. Incluye datos de las placas de características de los equipos y elementos que forman parte del sistema eléctrico de la central y del sistema de protección de los generadores. Se realiza pruebas en sitio del aislamiento de conductores y de equipos, para determinar sus condiciones de

operación dentro del sistema. Se instala analizadores de carga en el transformador para autoconsumo para ver si existe contaminación armónica en el circuito. Se ejecuta el cálculo de las impedancias en conductores y cables aéreos y subterráneos que transportan potencia eléctrica desde las barras de generación hasta las barras del sistema.

El cuarto capítulo señala el análisis y propuesta de solución de los problemas operativos en la central., posterior a realizar el análisis de una serie de posibilidades que generan el sobrevoltaje. Se realiza pruebas de laboratorio del transformador para autoconsumo del grupo 1. Se realiza el análisis de los resultados de las pruebas del transformador y el análisis de los datos registrados por los analizadores de carga. Con los resultados del análisis y los datos calculados de impedancias de las líneas, se procede a modelar el circuito eléctrico de la central con el programa MATLAB; el mismo, que permite simular los problemas operativos y determinar la causa de los mismos. Con la ayuda de esta herramienta se logra determinar que el sobrevoltaje que se presenta en las barras de generación a 4.16 Kv, es causado por la saturación del núcleo del transformador para autoconsumo instalado en el tablero de control del grupo 1; el mismo, que contamina el circuito con la tercera armónica de corriente, la cual, por encontrarse en un circuito que presenta un sistema delta inadvertido, sin un punto de descarga, comienza a circular por el aislamiento de los conductores, los mismos que al presentar una impedancia sumamente alta, genera un sobrevoltaje de fase superior a los 5000 voltios, ocasionando el deterioro del aislamiento de los elementos más débiles del sistema, en este caso los transformadores de potencial.

El quinto capítulo se señala las conclusiones y recomendaciones.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A medida que la tecnología va evolucionando, se construyen equipos con características diferentes a la tecnología pasada, por tanto cuando se presentan problemas con ciertos equipos o elementos instalados en esta maquinaria, el proceso de reemplazo de los mismos se convierte en un problema, ya que no se encuentran con facilidad en el mercado, dificultando el normal funcionamiento del equipo o parte de ellos.

Actualmente se presenta diferentes problemas para resolver en los sistemas eléctricos de potencia de cada una de las Empresas Eléctricas dedicadas a la comercialización de la energía eléctrica, en el presente caso específicamente enfocaremos a los transformadores de potencial (TPs), ubicados en las barras de generación, que sirven para la sincronización de la Central Térmica Lligua de la Empresa Eléctrica Ambato S.A, ya que constantemente están sufriendo el deterioro de su aislamiento, dejando fuera de servicio dos unidades generadoras de 2.5 MW.

Con el propósito de superar el problema y seguir con la operación de los grupos de generación, se ha tratado de acoplar equipos con tecnología actual de características similares, teniendo como resultado la destrucción casi inmediata de estos elementos por daños del aislamiento, debido a la presencia de sobrevoltaje, posiblemente causadas por efectos de resonancia, por lo tanto, debido a la presencia de este problema que aborda la Central Térmica Lligua de la Empresa Eléctrica Ambato, incluso siendo ya objeto de una auditoria por parte del CONELEC, como ente regulador de las Empresas Distribuidoras de la energía eléctrica por la indisponibilidad de los grupos de generación en estos momentos de crisis energética, el postulante plantea la ejecución de este proyecto con miras a resolver los problemas operativos que se presentan por la avería de los transformadores de potencial (TPs), que sirven para la sincronización en esta central de generación.

1.4. ENUNCIADO DEL PROBLEMA

“SOLUCION DE PROBLEMAS OPERATIVOS POR SOBREVOLTAJE EN LAS BARRAS DE GENERACION DE LA CENTRAL TERMICA LLIGUA DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A”

1.5. JUSTIFICACION

Con la ejecución de este proyecto, se proporcionará a la Empresa Eléctrica Ambato, información teórica y práctica, que servirá de guía para solucionar los problemas operativos que se presentan en la central Ligua, por la avería de los transformadores de potencial (TPs), que sirven para la sincronización, por sobrevoltaje en las barras de generación, habilitando dos unidades generadoras de 2.5 MW cada una, lo que mejorará la eficiencia del sistema de generación. Además permitirá superar la observación emitida por el CONELEC, con la disponibilidad de las unidades de generación dentro de los tiempos otorgados para resolver los problemas operativos que sufre la Central, respondiendo a los requerimientos de la crisis energética del país.

En el trabajo se presentará el análisis de los equipos y elementos que conforman el sistema eléctrico de la Central Ligua, con el propósito de determinar las causas exactas que generan el sobrevoltaje en las barras de generación, que provoca el daño del aislamiento, por ende la avería de los transformadores de potencial acoplados al sistema de sincronización del sistema de generación de la Central, permitiendo que los equipos a ser reemplazados puedan funcionar correctamente, logrando condiciones normales de operación, de los grupos de generación con su aporte al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Es importante señalar que en el mercado no existe la disponibilidad inmediata de los transformadores de potencial (TPs), generando problemas técnicos al ser reemplazados, si no se especifican de manera adecuada sus características, alargando los tiempos de indisponibilidad de los grupos de generación, por lo tanto, este proyecto contribuirá a la eficiencia del sistema de generación de la Central Térmica LLigua de la Empresa Eléctrica Ambato, con la disponibilidad permanente de los grupos de generación, mediante la reposición casi inmediata de los equipos que con más frecuencia presentan problemas. Por lo expuesto, el proyecto es viable su ejecución.

1.6. OBJETIVOS

1.6.1. OBJETIVO GENERAL

Solucionar los problemas operativos por sobrevoltaje en las barras de generación de la Central Térmica LLigua de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

1.6.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Proporcionar a la Empresa Eléctrica Ambato, información teórica y práctica, mediante registros de analizadores de carga de las pruebas de los equipos y elementos del sistema eléctrico de la Central Térmica LLigua.

- Lograr la eficiencia del sistema de generación, solucionando en forma rápida los problemas operativos que se presenten en la Central LLigua, contando con la disponibilidad permanente de los grupos de generación.
- Determinar mediante pruebas de laboratorio, el estado del transformador de distribución de autoconsumo instalado en el tablero de control del grupo de generación.
- Realizar una simulación de las causas que generan el sobrevoltaje en las barras de generación, utilizando el simulador de MATLAB.
- Ejecutar la calibración de las protecciones de generación, que dispone la Central LLigua, utilizando un programa computacional.

1.7. HIPOTESIS

Solución de los problemas operativos por sobrevoltaje en las barras de generación de la Central Térmica LLigua de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., mejorará la eficiencia del sistema de generación.

1.8. VARIABLES E INDICADORES

VARIABLE INDEPENDIENTE	INDICADORES
Problemas operativos por sobrevoltaje en las barras de generación de la Central Térmica LLigua de la Empresa Eléctrica Ambato.	1.- Avería de los transformadores de potencial 2.- Grupos de generación indisponibles 3.- Auditoría por parte del CONELEC por no aportar al SIN.
VARIABLE DEPENDIENTE	INDICADORES
Mejorar la eficiencia del sistema de generación	1.- transformadores de potencial en condiciones normales. 2.- Grupos de generación disponibles para aportar al SIN. 3.- Unidades térmicas auxiliares en reserva.

CAPITULO II

FUNDAMENTACION TEORICA

2.1. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

2.1.1. Términos Generales

- **Empresa.-** Es una organización o institución dedicada a actividades o persecución de fines económicos o comerciales. Desde el punto de vista comercial “Una empresa es un sistema que interacciona con su entorno materializando una idea, de forma planificada, dando satisfacción a unas demandas y deseos de clientes, a través de una actividad económica”¹

- **Problema.-** Cuando hablamos de elementos que obstaculizan el correcto o normal desempeño de los procesos, situaciones y fenómenos que nos rodean. Estos problemas pueden ser alteraciones generadas accidental o voluntariamente por agentes externos.

- **Solución.-** Solución es un término que tradicionalmente se usa en diversos contextos, aunque su definición más general y popular habla de la respuesta positiva a un problema, duda o dificultad que un individuo dará a una problemática que se sucede.

2.1.2. Términos Técnicos.

- **Fase.-** Es el punto en el cual la diferencia de voltaje con respecto a tierra, es mayor que cero.

- **Neutro.-** Es el punto en el cual la diferencia de voltaje con respecto a tierra es cero

¹ <http://es.wikipedia.org/wiki/Empresa>

- **Carga.-** Es la potencia absorbida por un equipo o red.
- **Voltaje nominal.-** Valor convencional de voltaje con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para los sistemas trifásicos se considera como tal la tensión compuesta.
- **Caídas de voltaje.-** Es la diferencia entre el voltaje del lado de la fuente y el voltaje en el lado de la carga de cualquier parte del sistema de distribución.
- **Variación de voltaje.-** Es la diferencia entre los voltajes máximo y mínimo que se dan en un punto del sistema dentro de condiciones de operación normal.²
- **Carga instalada.-** Es la suma de las demandas nominales de todas las cargas que pueden ser conectadas.
- **Demanda.-** Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo previamente establecido.
- **Demanda máxima.-** Es la mayor de todas las demandas que ha ocurrido en un periodo específico de tiempo.
- **Demanda máxima unitaria.-** Es el valor máximo de la potencia que en un intervalo de tiempo de 15 minutos es suministrada por la red al consumidor individual.

² Víctor Orejuela Luna. CICE Calidad de Servicios. Capítulo 1 Página 6.

- ***Sobrevoltaje.***- Los equipos eléctricos se diseñan para soportar, sin dañarse, una cantidad máxima de corriente (amperios) y una banda de voltaje (voltios). Cuando el voltaje aplicado supera al nivel alto, se dice que hay un sobrevoltaje que podría dañar el aislamiento del equipo.
- ***Sobrecarga.***- Es una condición en la cual el equipo consume una corriente mayor a la que está diseñado; si el sistema de protección (breaker, fusibles, etc.) está calibrado para corrientes mayores a éstas, el equipo se dañaría ya que el dispositivo no se enteraría de esta sobrecarga.³
- ***Corto circuito.***- También es una sobrecarga, por definición, pero de consecuencias más graves por que los niveles de corriente son muy grandes y se producen de manera instantánea.
- ***Corte de energía.***- Se define como una condición de tensión cero en la alimentación eléctrica que dura más de dos ciclos (40 ms). Puede ser causado por el encendido de un interruptor, un problema en la instalación del usuario, un fallo en la distribución eléctrica o un fallo de la red comercial.
- ***Transitorio de tensión.***- Tiene lugar cuando hay picos de tensión de hasta 150.000 voltios con una duración entre 10 y 100 μ s. Normalmente son causados por arcos eléctricos y descargas estáticas. Los efectos de transitorios de este tipo pueden incluir pérdida de datos en memoria, error en los datos, pérdida de los mismos y averías extremas en los componentes electrónicos.⁴

³ Donald G. Fink / H. Wayne Beaty. Manual de Ingeniería Eléctrica, Tomo II, Página 221

⁴ Víctor Orejuela Luna. CICE Calidad de Servicios. Capítulo 1 Página 7

- ***Control eléctrico.-*** Se define como mando, gobierno y regulación. De esta forma cuando hablamos de control de motores, equipos o maquinas, nos referimos al gobierno, mando y regulación de las funciones de dichos equipos.

- ***Energía eléctrica.-*** Se denomina energía eléctrica a la forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se les coloca en contacto por medio de un conductor eléctrico para obtener trabajo. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía luminosa o luz, la energía mecánica y la energía térmica.

- ***Generación de energía eléctrica.-*** En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica.

- ***Subestación eléctrica.-*** 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.⁵

- ***Sistema de distribución.-*** Un sistema de distribución comprende de los circuitos primarios que parten de las subestaciones de distribución, los transformadores de distribución para reducir la tensión al valor de utilización por los usuarios y los circuitos secundarios hasta la entrada de la instalación del consumidor.⁶

⁵ http://es.wikipedia.org/wiki/Subestaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica

⁶ Víctor Orejuela Luna. CICE Calidad de Servicios. Capitulo 1 Página 5

- **Transformador de potencia.-** Un transformador que transfiere energía eléctrica de cualquier parte del circuito entre el generador y los circuitos primarios de distribución.
- **Transformador de distribución (T/D).-** Un transformador para transferir energía eléctrica desde un circuito primario de distribución a un circuito secundario de distribución o circuito de servicio al consumidor.
- **Transformador seco.-** Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite.
- **Red de distribución.-** El conjunto de los elementos componentes del sistema de distribución: Conductores, aisladores, estructuras de soporte, canalizaciones y equipos.⁷
- **Resonancia.-** En circuitos de dos terminales que contengan por lo menos un inductor y un capacitor, la resonancia se define como la condición que existe cuando la impedancia de entrada de la red es puramente resistiva. Una red está en resonancia cuando el voltaje y la corriente de las terminales de entrada de la red se encuentran en fase.
- **Impedancia.-** La impedancia es una magnitud que establece la relación (cociente) entre la tensión y la intensidad de corriente. Tiene especial importancia si la corriente varía en el tiempo, en cuyo caso, ésta, la tensión y

⁷ Jacinto Viqueira Landa, Redes Eléctricas, 1990

la propia impedancia se describen con números complejos o funciones del análisis armónico.

- **Reactancia.-** La impedancia puede representarse como la suma de una parte real y una parte imaginaria: $Z = R + jX$; donde: R es la parte resistiva o real de la impedancia y X es la parte reactiva o reactancia de la impedancia.
- **Admitancia.-** Es el inverso de la impedancia: $Y = \frac{1}{Z} = y_c + jy_s$, la conductancia y_c es la parte real de la admitancia y la susceptancia y_s la parte imaginaria de la admitancia. Las unidades de la admitancia, la conductancia y la susceptancia son los Siemens. Un Siemen es el inverso de un Ohmio.
- **Puesta a tierra.-** El conjunto de elementos destinados a proveer una conexión permanente, entre un punto de la red o entre los terminales de un equipo y tierra.

2.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.⁸

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una variación a lo largo del día. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar la potencia

⁸ http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica.

suministrada. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central o en centrales reservadas para estos períodos. En general los sistemas de generación se diferencian por el periodo del ciclo en el que está planificado que sean utilizados; se consideran de base, de valle y de pico. Por otro lado, un 64% de los directivos de las principales empresas eléctricas consideran que en el horizonte del 2018 existirán tecnologías limpias, asequibles y renovables de generación local, lo que obligará a las grandes corporaciones del sector a un cambio de mentalidad.

2.3. CENTRALES ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN DE POTENCIA BASADAS EN EL CICLO DIESEL.

La máquina diesel es un tipo de máquina de combustión interna, que puede ser mejor descrita como una máquina de ignición por compresión. El combustible en una máquina diesel se enciende por el rápido y fuerte aumento de la presión y de la temperatura en la mezcla de combustible y oxígeno. Se dividen en dos categorías, de cuatro y dos tiempos, diferenciándose por la potencia capaz de entregar cada uno.

Un motor diesel es un tipo de máquina de calor que usa el proceso de combustión interna para convertir la energía química del combustible en energía mecánica útil. Todos los motores de combustión interna deben pasar por cuatro eventos: aspiración, compresión, expansión y escape.⁹

La aplicación de las centrales eléctricas de generación de potencia basadas en el ciclo diesel se centra en sistemas de emergencia frente a situaciones de falta de energía. En ocasiones remotas en que el requerimiento de potencia eléctrica es relativamente bajo. Esto se debe principalmente al bajo nivel de potencia que entregan este tipo de centrales y al alto nivel de emisiones que genera. Además de lo mencionado, el

⁹ Carlos Gherardelli D, Centrales Eléctricas de Generación de Potencia basadas en el Ciclo Diesel.

generador de diesel también suele apoyar las redes principales de energía cuando se produce la salida repentina de una central convencional, integrándose al Sistema Nacional Interconectado.

2.3.1. Layout típico de una Central Diesel

Las instalaciones de centrales térmicas que funcionan utilizando un ciclo diesel poseen layouts que contemplan una serie de unidades e instalaciones básicas en este tipo de sistemas. A continuación se muestra una descripción de las instalaciones que debe contemplar este sistema:

- Las unidades de motores Diesel de la central
- Radiadores de calor para enfriamiento de los motores.
- Una planta de tratamiento de aguas. Anexada a la planta de tratamiento de aguas se tienen los contenedores para el agua contra incendios.
- Colectores de los gases de escape de los motores
- Una sección de almacenamiento de combustibles.
- Área de descarga de combustibles (provenientes vía terrestre)
- Estación de bombeo de combustible
- Una subestación eléctrica.
- Finalmente, como es natural, se tiene una sala de control y oficinas de administración.

En general la disposición de las zonas anteriormente descritas sigue un patrón lógico común, donde la zona de motores, enfriadores, tratamientos de agua y zonas de bombeo de combustible están relativamente próximas entre sí. El sector de almacenamiento de combustible debe estar más retirado.

2.4. SINCRONIZACIÓN DE GENERACIÓN

Para realizar la sincronización de un grupo generador a una red eléctrica es necesario cumplir 3 pasos: igual tensión de fases, igual frecuencia e igual ángulo de fase. Si la potencia es pequeña puedes sincronizar con un interruptor normal, pero, a medida que aumenta la potencia necesitas interruptores especiales para eliminar el arco. Si te sirve de ayuda existen aparatos especiales que se llaman sincronoscopios que realizan esta tarea de sincronizar un generador a la red, ellos se encargan de subir o bajar la tensión del generador así como de variar la frecuencia y el ángulo de fase, así automáticamente cuando se cumplen todos los pasos, el sincronoscopio cierra el interruptor de generación sin necesidad de realizar ninguna acción manual. La falta de sincronización antes de la conexión podría causar una alta corriente de corto circuito o el desgaste en el generador y / o de sus celdas.¹⁰

2.5. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

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.¹¹ Su equipo principal es el transformador. Como norma general, se puede hablar de subestaciones eléctricas elevadoras, situadas en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, cuya función es elevar el nivel de tensión, hasta 69, 138, 220 incluso 500 kV, antes de entregar la energía a la red de transporte. Las subestaciones eléctricas reductoras, reducen el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente entre 13.8, 22, 45 ó 66 kV y entregan la energía a la red de distribución. Posteriormente, los centros de transformación reducen los niveles de tensión hasta valores comerciales (baja tensión) aptos para el consumo doméstico e industrial, típicamente 220/127 V.

¹⁰ Donald G. Fink / H. Wayne Beaty. Manual de Ingeniería Eléctrica.

¹¹ http://es.wikipedia.org/wiki/Subestaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica

Además de transformadores, las subestaciones eléctricas están dotadas de elementos de maniobra (interruptores, seccionadores, etc. y protección fusibles, interruptores automáticos, etc. que desempeñan un papel fundamental en los procesos de mantenimiento y operación de las redes de distribución y transporte.

2.5.1. Tipos de Subestaciones Según su Función.

Atendiendo a la función que desempeñan dentro de la red de transporte de energía eléctrica se distinguen los siguientes tipos de subestaciones transformadoras: subestación de interconexión, subestación de transformación pura, subestación de interconexión con transformación y subestación de central.

2.6. REDES DE DISTRIBUCIÓN

La red de distribución de la energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente).¹² La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas:

- La primera está constituida por la red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución.
- La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 Kv. y con una característica muy radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo

¹² Jacinto Viqueira Landa, Redes Eléctricas, 1990

(población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (127/220 V).

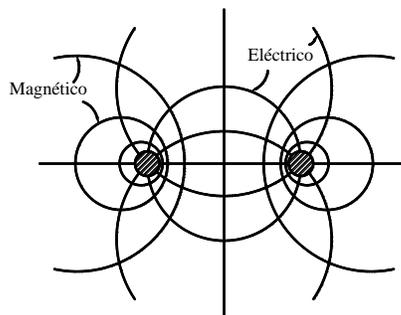
2.6.1. Impedancia en Líneas de Distribución Aéreas.

Una línea de transmisión o distribución de electricidad tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. Generalmente, no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque la fuga en los aisladores llega a ser despreciable.¹³

Algunas de las propiedades de un circuito eléctrico se pueden explicar por medio de los campos eléctrico y magnético que acompañan a su flujo de corriente. Las líneas de flujo magnético forman lazos cerrados que enlazan el circuito, mientras que las líneas de flujo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas de un conductor y terminan en las cargas negativas del otro conductor.

FIGURA 2.1

CAMPOS MAGNÉTICO Y ELÉCTRICO ASOCIADOS
CON UNA LÍNEA DE DOS CONDUCTORES



Fuente: William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia
Realizado por: Investigador

¹³ William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia, Pagina 131

- La inductancia del circuito relaciona el voltaje inducido por el flujo variable con la razón de cambio de la corriente.
- La capacitancia que se presenta entre los conductores, se define como su carga por unidad de diferencia de potencial entre ellos.
- La resistencia y la inductancia uniformemente distribuida en la línea constituyen la impedancia serie.

2.6.1.1. Tipos de Conductores.

Al inicio de la transmisión y distribución de potencia eléctrica, los conductores eran principalmente de cobre. Estos han sido reemplazados por conductores de aluminio para líneas aéreas debido a su menor costo y ligereza, pero con un mismo valor de resistencia. Los conductores de aluminio consisten en un núcleo central (alma) de hilos de acero rodeados por capas de hilos de aluminio, siendo resistentes a la tensión.

FIGURA 2.2

SECCIÓN TRANSVERSAL DE UN CONDUCTOR
CON REFUERZO DE ACERO 24/7.

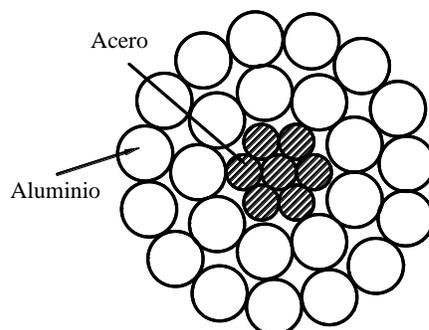
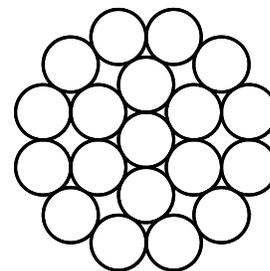


FIGURA 2.3

SECCIÓN TRANSVERSAL DE UN CONDUCTOR
TRENZADO DE COBRE 19 HILOS.



Fuente: William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia
Realizado por: Investigador.

En las figuras 2.2 y 2.3 se muestran la sección transversal de un cable de aluminio con refuerzo de acero (ACSR) y la sección transversal de un conductor trenzado de cobre. Para el primer caso se especifica como 24 A1/7 St, o simplemente 24/7.

2.6.1.2. Resistencia.

La resistencia de los conductores de las líneas que transportan potencia eléctrica, es la causa más importante de la pérdida de potencia en ellas.¹⁴ El término “resistencia”, se refiere a la resistencia efectiva de un conductor que está dada por:

$$R = \frac{\text{perdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \Omega \quad (1)$$

Donde:

P = Potencia (vatios)

I = corriente rms en el conductor (Amperios)

La resistencia de corriente directa (cd) está dada por la ecuación:

$$R = \frac{\rho^* \ell}{A} \Omega \quad (2)$$

Donde:

ρ = Resistividad del conductor -----→ (ohmios-circular mils / pie); (ohmios – metro).

l = Longitud -----→ (pies); (metros).

A = Area de la sección transversal-→ (circular mils); (metros cuadrados).

Se puede usar cualquier conjunto de unidades:

¹⁴ William D. Stevenson /John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia, Pagina 133

Un circular mil = área de un círculo que tiene un diámetro de 1 mil

$$1 \text{ mil} = 10^{-3} \text{ pulgadas.}$$

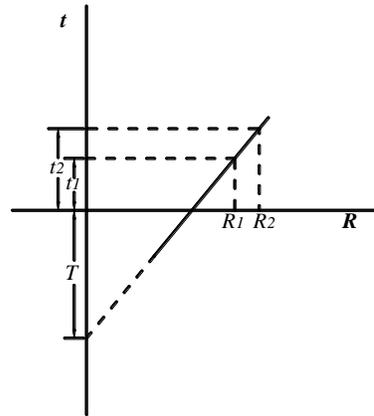
El número de circular mils * $\pi / 4 = (\text{cmil})^2$.

$$\text{Area en (mm)}^2 = \text{Area en cmils} * (5,067 \times 10^{-4})$$

La resistencia de conductores trenzados para cada milla de conductor, se estima un incremento de 1% para conductores de tres hilos, y de 2% para conductores concéntricamente trenzados.

FIGURA 2.4

RESISTENCIA DE UN CONDUCTOR COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA



Fuente: William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia
Realizado por: Investigador

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (3)$$

Algunos valores de la constante T en grados Celsius, para algunos tipos de material, que ayudan a determinar la variación de la resistencia de los conductores.

T = 234.5 para el cobre recocido con 100% de conductividad.

T = 241 para el cobre estirado en frío con 97.3% de conductividad

T = 228 para el aluminio estirado con 61% de conductividad.

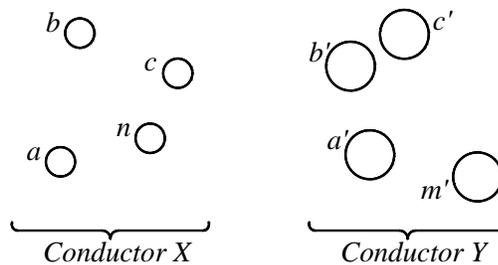
2.6.1.3. Inductancia de Líneas de Distribución

2.6.1.3.1. Inductancia de Líneas de Conductores Compuestos.

Los conductores trenzados caen dentro de la clasificación general de conductores compuestos, lo que significa que se componen de dos o más elementos o hilos que están eléctricamente en paralelo.¹⁵ Dos conductores en paralelo pueden ser tratados como hilos de un solo conductor compuesto. En la figura 2.5, se muestra una línea monofásica compuesta de dos conductores. El conductor X está compuesto de n hilos idénticos en paralelo. El conductor Y, que es el circuito de retorno para el conductor X, compuesto por m hilos idénticos paralelos.

FIGURA 2.5

LÍNEA MONOFÁSICA QUE CONSISTE EN DOS CONDUCTORES COMPUESTOS.



Fuente: William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia
Realizado por: Investigador

Las distancias entre los elementos serán señaladas por la letra D con los subíndices apropiados. La inductancia del hilo (a) del conductor X está dada por la siguiente ecuación:

¹⁵ William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia, Pagina 144.

$$L_a = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \cdots D_{am}}}{\sqrt[nm]{r'_a D_{ab'} D_{ac'} \cdots D_{an}}} H/m \quad (4)$$

De forma similar se calcula la inductancia del hilo b es:

$$L_b = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \cdots D_{bm}}}{\sqrt[n]{D_{ba'} r'_b D_{bc'} \cdots D_{bn}}} H/m \quad (5)$$

La inductancia promedio de los hilos del conductor X es igual:

$$L_{promedio} = \frac{L_a + L_b + L_c + \cdots + L_n}{n} \quad (6)$$

Si todos los hilos tuvieran la misma inductancia, la del conductor sería el producto de la inductancia de un hilo por 1 / n. Pero, si tienen inductancia diferentes, la de todos en paralelo es 1 / n por la inductancia promedio. Así la inductancia del conductor X es igual:

$$L_x = \frac{L_{promedio}}{n} = \frac{L_a + L_b + L_c + \cdots + L_n}{n^2} \quad (7)$$

Al sustituir la ecuación logarítmica para la inductancia de cada hilo en la ecuación (7), y después de agrupar términos, se obtiene:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \times \ln \frac{\sqrt[m]{(D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \cdots D_{am})(D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \cdots D_{bm})(D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \cdots D_{an})}}{\sqrt[n^2]{(D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \cdots D_{an})(D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \cdots D_{bn})(D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \cdots D_{nn})}} H/m \quad (8)$$

El numerador del argumento del logaritmo, es la raíz mn-ésima de mn términos, que son los productos de las distancias desde todos los n hilos del conductor X a todos los m hilos del conductor Y. Al resultado se lo llama distancia media geométrica, entre el conductor X y el Y. Se abrevia Dm o DMG, y también es conocida como la DMG mutua entre los dos conductores.

El denominador es la raíz n²-ésima de n² términos. Hay n hilos y para cada uno hay n términos que consisten en la r' del hilo por las distancias desde ese hilo a cada uno de los que están en el conductor X. La Daa, se conoce como la distancia del hilo a sí mismo. Por tanto, los términos en el radical del denominador se pueden describir como el producto de las distancias desde cada hilo del conductor a sí mismo y a cada uno de los otros hilos. Al resultado se llama radio medio geométrico. Se abrevia RMG. La expresión matemática correcta es DMG propia, pero se utilizará RMG y de identificará por Ds.

Reemplazando en la ecuación (8), en términos de Dm y Ds tenemos:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_s} \frac{H}{m} \quad (9)$$

La inductancia del conductor Y se determina de manera similar, y la inductancia de la línea es: $L = L_x + L_y$.

2.6.1.3.2. El Uso de Tablas.

Generalmente, las tablas que enlistan los valores de RMG para los conductores estándar están disponibles y dan información para el cálculo de la reactancia inductiva, así como de la capacitancia en paralelo y de la resistencia. En general, el requerimiento es el conocimiento de la reactancia inductiva posterior al cálculo de la

inductancia. La reactancia inductiva de un conductor compuesto de una línea monofásica de dos conductores es:

$$X_L = 2\pi fL = 2\pi f \times 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_s} \frac{\Omega}{m} \quad (10)$$

$$X_L = 2.022 \times 10^{-3} f \ln \frac{D_m}{D_s} \frac{\Omega}{milla} \quad (11)$$

D_m y D_s deben estar en las mismas unidades, por lo general, metros o pies. Un método es expandir el término logarítmico de la ecuación (11) de la siguiente forma:

$$X_L = \underbrace{2.022 \times 10^{-3} f \ln \frac{1}{D_s}}_{X_a} + \underbrace{2.022 \times 10^{-3} f \ln D_m}_{X_d} \frac{\Omega}{milla} \quad (12)$$

Si D_s y D_m están en pies, al primer término se le conoce como reactancia inductiva a 1 pie de espaciamiento (X_a), el cual depende del RMG del conductor y de la frecuencia. Al segundo término se le conoce como factor de espaciamiento de la reactancia inductiva (X_d). Este segundo término es independiente del tipo de conductor y es función de la frecuencia y del espaciamiento. La tabla A.3 incluye los valores del primer término, y la tabla A.4 enlista valores del segundo término (anexo1).

2.6.1.3.3. Inductancia de Líneas Trifásicas con Espaciamiento Equilátero.

Se supone que no hay conductor neutro, entonces $I_a + I_b + I_c = 0$. Se determina la inductancia del conductor a con la siguiente ecuación.

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{D_s} \text{ H/m} \quad (13)$$

Como cada fase consiste en un solo conductor, el resultado será la inductancia por fase de la línea trifásica.

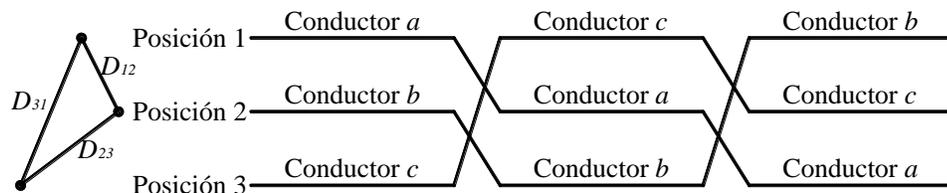
2.6.1.3.4. Inductancia de Líneas Trifásicas con Espaciamiento Asimétrico.

Cuando los conductores de una línea trifásica no están espaciados de manera equilátera, el problema de encontrar la inductancia se vuelve más difícil. Los enlaces de flujo y las inductancias de cada fase no son iguales. En el circuito desbalanceado se obtiene una inductancia diferente en cada fase.

Se puede restablecer el balance en las tres fases intercambiando las posiciones de los conductores en intervalos regulares a lo largo de la línea.¹⁶ A este intercambio de posiciones de los conductores se le conoce como transposición.

FIGURA 2.6

CICLO DE TRANSPOSICIÓN.



Fuente: William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia
Realizado por: Investigador.

¹⁶ William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia, Página 150

Para encontrar la inductancia promedio de un conductor en una línea transpuesta, primero se determina los enlaces de flujo de un conductor para cada posición en el ciclo de transposición y entonces se determina los enlaces de flujo promedio. La inductancia promedio por fase es:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m} \quad (14)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (15)$$

Donde:

D_s = RMG del conductor.

D_{eq} = Media geométrica de las tres distancias de la línea asimétrica, es el espaciamiento equilátero equivalente.

Si la inductancia está en henrios por metro, aparece el factor $2 * 10^{-7}$ en todas las ecuaciones y el denominador del término logarítmico siempre es el RMG del conductor.

2.6.1.4. Capacitancia de Líneas de Distribución

2.6.1.4.1. Capacitancia de una Línea Trifásica con Espaciamiento Equilátero.

La capacitancia al neutro es la relación de la carga sobre un conductor al voltaje entre el conductor y el neutro, determinamos la ecuación para expresar la capacitancia al neutro para líneas trifásicas con espaciamiento equilátero.¹⁷

¹⁷ William D. Stevenson / John J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia, Pagina 166.

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln(D/r)} \text{ F/m al neutro} \quad (16)$$

2.6.1.4.2. Capacitancia de una Línea Trifásica con Espaciamiento Asimétrico.

Cuando los conductores de una línea trifásica no están espaciados equiláteramente, se puede encontrar el valor promedio de voltaje entre los conductores y de aquí, la capacitancia como se muestra con las ecuaciones:

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln(D_{eq}/r)} \text{ F/m al neutro} \quad (17)$$

Conociendo la capacitancia calculada con la ecuación (17), se puede encontrar la reactancia capacitiva que se presenta en un conductor y el neutro, para una permitividad relativa $K_r = 1$, mediante la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f c} = \frac{2.862}{f} \times 10^9 \ln \frac{D}{r} \text{ } \Omega.m \text{ al neutro} \quad (18)$$

Si la ecuación (18) se divide entre 1609, se convierte a ohms-milla al neutro.

$$X_c = \frac{1.779}{f} \times 10^6 \ln \frac{D}{r} \text{ } \Omega.milla \text{ al neutro} \quad (19)$$

Si en la ecuación (19) D y r están en pies la ecuación se expande, el primer término es la reactancia capacitiva a 1 pie de espaciamento (X'_a), y el segundo es el factor de espaciamento de la reactancia capacitiva ($X'd$), en la forma:

$$X_c = \frac{1.779}{f} \times 10^6 \ln \frac{1}{r} + \frac{1.779}{f} \times 10^6 \ln D \Omega.milla \text{ al neutro} \quad (20)$$

En el anexo 1, la tabla A.3 incluye valores de X'_{ca} para varios tipos de conductores y la tabla A.5 enlista valores de X'_{cd} .

2.6.1.4.3. Líneas Trifásicas con Circuitos Paralelos

Si dos circuitos trifásicos que son idénticos en construcción y operan en paralelo están lo suficientemente próximos como para que exista acoplamiento entre ellos, se puede usar el método de la DMG para calcular las reactancias inductiva y capacitiva de su circuito equivalente. Debido a la similitud entre los cálculos de la inductancia y capacitancia, se supondrá que la $D^P_s C$ de la capacitancia es igual a la D^P_s de la inductancia, con la excepción de que r se usa en lugar de la D_s individual.

2.6.2. Impedancia en Cables de Distribución Subterráneas

Un gran número de circuitos primarios de distribución, están conformados por tramos de cable aéreo y cable subterráneo. Para el cálculo de fallas se requiere tener conocimiento de las impedancias de secuencia tanto del cable aéreo como el subterráneo que comprende el circuito.¹⁸ Para este caso se ha desarrollado específicamente ecuaciones para el cálculo de las impedancias de secuencia del cable subterráneo con neutro concéntrico para ambos tipos de configuraciones trifásicas y monofásicas, las que se señalan más adelante, con la definición de cada uno de los términos que forman parte de las mismas.

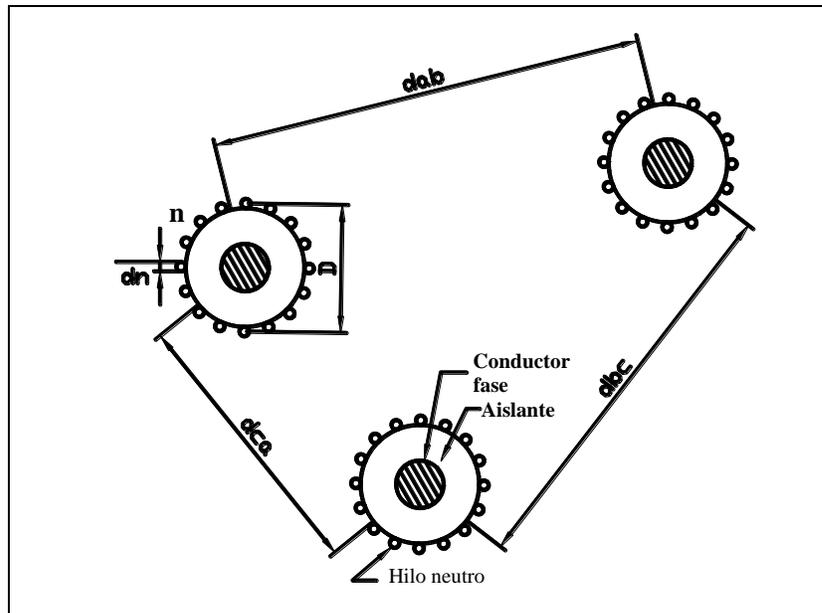
La figura 2.7 presenta un corte de tres cables idénticos con neutro concéntrico, usados para un circuito de distribución trifásico subterráneo. El espaciamiento entre los tres cables de la figura es arbitrariamente presentado para ilustrar los datos que se

¹⁸ Jorge Muñoz V, Electrical Distribution- System Protection, Third Edition, Página 19.

requiere en las ecuaciones, los cuales no están dispuestos simétricamente. En la práctica los tres cables se encuentran formando una configuración simétrica.

FIGURA 2.7

SECCIÓN TRANSVERSAL DE CABLE CON NEUTRO CONCÉNTRICO



Fuente: Jorge Muñoz V, Electrical Distribution- System Protection

Realizado por: Investigador

Mientras el concepto de componente simétrica es entendido, se facilitará el análisis de problemas de sistemas trifásicos, esto es conveniente en un sistema de distribución, para extender el concepto a una parte del circuito monofásico. Esto significa encontrar Z_1 y Z_0 para una fase, ya que posteriormente se puede obtener con las impedancias de secuencia correspondientes para un sistema trifásico. Las tablas 4A1 y 5A1, señalan las impedancias para cable trifásico usado en un primario principal subterráneo, mientras que las tablas 6A1 y 7A1, muestran las impedancias para cable monofásico, comúnmente usado para primario lateral (anexo 1).

2.6.2.1. Ecuaciones para Calcular Impedancias de Secuencia en Cable subterráneo con neutro concéntrico.

Las ecuaciones señaladas, son expresiones básicas que se requiere para calcular las impedancias de secuencia positiva y cero de cables trifásicos y monofásicos con neutro concéntrico.¹⁹ Para tres cables trifásicos como se muestra en la figura 2.7 con las ecuaciones desde la 21 hasta la 24 y desde la 27 hasta la 30. Para el circuito monofásico se utiliza las ecuaciones 21 – 22 – 25 – 26 – 31 y 32.

(21)

$$Z_{aa-g} = \left[r_a + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{GMR_a} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right]$$

(22)

$$Z_{ab-g} = \left[4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{S_{ab}} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right]$$

(23)

$$Z_{nn-g3\phi} = \left[\frac{r_n}{3N} + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \sqrt{\frac{\rho}{f}} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \frac{1}{\sqrt[3]{(S_{ab})^2}} + 6.096 \times 10^{-5} \frac{1}{3n} \left(\log e \frac{1}{GMR_n} + (n-1) \log e \frac{1}{KN \frac{D}{2}} \right) \right]$$

¹⁹ Jorge Muñoz V. Electrical Distribution- System protection. Página 20

(24)

$$Z_{an-g3\phi} = \left[4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{\sqrt[3]{\frac{D}{2}(S_{ab})^2}} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right]$$

(25)

$$Z_{nn-g1\phi} = \left[\frac{r_n}{N} + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{GMR_n} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right. \\ \left. + (N-1)4.681 \times 10^{-4} + (N-1)6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{2}{K_N D} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right]$$

(26)

$$Z_{an-g1\phi} = \left[4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{2}{D} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right]$$

(27)

$$Z_{nn-\rho} = \frac{r_n}{N} + j2\pi f \times 6.096 \times 10^{-5} \left[\frac{N-1}{N} \log e \frac{2}{K_N D} + \frac{1}{N} \log e \frac{1}{GMR_n} - \log e \frac{1}{S_{ab}} \right]$$

(28)

$$Z_{an-\rho} = j2\pi f \times 6.096 \times 10^{-5} \left[\log e \frac{2}{D} - \log e \frac{1}{S_{ab}} \right]$$

(29)

$$Z_{13\phi} = Z_{aa-g} - Z_{ab-g} - \frac{Z_{an-\rho}^2}{Z_{nn-\rho}}$$

(30)

$$Z_{03\phi} = Z_{aa-g} - 2Z_{ab-g} - \frac{3Z_{an-g3\phi}^2}{Z_{nn-g3\phi}}$$

(31)

$$Z_{11\phi} = Z_{aa-g} - Z_{ab-g}$$

(32)

$$Z_{01\phi} = Z_{aa-g} + 2Z_{ab-g} - \frac{3Z_{an-g1\phi}^2}{Z_{nn-g1\phi}}$$

2.6.2.2. Nomenclatura.

D = Diámetro del circuito definido por los centros de los hilos del neutro de un cable neutro concéntrico (pies), los valores de D pueden ser tomados de la información publicada en los catálogos de fabricantes del cable.

f = Frecuencia en Hertz

GMRa, GMRn = Radio medio geométrico del conductor de la fase (descrita con a), y radio medio geométrico de un hilo del neutro (descrito con n), esto en (pies). Estos datos pueden ser tomados de tablas. Sin embargo también puede ser calculado fácilmente utilizando la siguiente ecuación:

$$GMR_n = 0.3894 * d_n$$

Donde:

d_n = Es el diámetro de un solo hilo neutro (pies)

j = Operador Complejo, $1/90^\circ$

KN = Factor de espaciamento. Cuando multiplicamos por $(D/2)$, se obtiene el espaciamento medio geométrico entre los N hilos neutros de un cable con neutro concéntrico.

KN se obtiene desde la expresión

$$KN = (N)^{1/(N-1)}$$

N = Número de hilos neutros, envueltos alrededor del aislante de un cable con neutro concéntrico.

r_a , r_n = Resistencia del conductor de la fase (descrito con a), y resistencia de un solo hilo neutro (descrito con n) en (ohmios / 1000 pies). Estos podrían ser valores de resistencia para circuitos de corriente alterna o circuitos de corriente continua, calculados para diferentes temperaturas de operación de la fase y conductores neutros. Ellos incluyen el efecto piel y efectos de proximidad (donde quiera estos efectos pueden ser fácilmente determinados)

ρ = Resistividad de la tierra ($m * \Omega$)

S_{ab} = Espaciamento medio geométrico de los conductores trifásicos (pies)

$$S_{ab} = \sqrt[3]{d_{ab} * d_{bc} * d_{ca}}$$

Z_{aa-g} , $Z_{nn-g3\emptyset}$, $Z_{nn-g1\emptyset}$ = Impedancia propia del conductor de una fase (descrita aa), impedancia propia de un grupo de hilos neutros en paralelo (descrito nn), con retorno de tierra (ohmios/1000 pies), por el material están basados en las ecuaciones 21, 23 y 25.

Z_{ab-g} , $Z_{an-g3\emptyset}$, $Z_{an-g1\emptyset}$ = Impedancia mutua entre dos conductores o dos grupos de conductores con el retorno de tierra (ohmios/1000 pies), (descrito con a y b), señalando los conductores de las fases y descrito con n señalando un grupo de conductores neutros. En un circuito trifásico existen tres impedancias mutuas, entre los conductores de las tres fases.

Z_{ab-g} , Z_{bc-g} y Z_{ca-g} , sin embargo, en la ecuación 22, el uso del espaciamiento medio geométrico S_{ab} , en lugar de la actual interfase de los espaciamientos medios resulta el valor de Z_{ab-g} , que es el espaciamiento medio aritmético de los tres valores actuales.

Un caso similar es $Z_{an-g3\emptyset}$, siendo un promedio de las tres impedancias mutuas actuales que existe entre cada conductor de las tres fases y todo el grupo de conductores del neutro. Por el material están basadas con las ecuaciones 22, 24 y 26.

Z_{an-p} = Impedancia mutua de secuencia positiva entre los conductores de la fase del cable con neutro concéntrico (ohmios/1000 pies).

Z_{nn-p} = impedancia propia de secuencia positiva del circuito trifásico formado por los neutros concéntricos del cable (ohmios/1000 pies).

$Z_{13\emptyset}$, $Z_{03\emptyset}$ = Impedancia de secuencia positiva e impedancia de secuencia cero, de un circuito trifásico con neutro concéntrico (ohmios/1000 pies).

$Z_{11\emptyset}$, $Z_{01\emptyset}$ = Impedancia de secuencia positiva e impedancia de secuencia cero, de un circuito monofásico con neutro concéntrico (ohmios/1000 pies).

Cuando las corrientes de secuencia positiva fluyen por los conductores de las fases de un circuito trifásico con neutro concéntrico, inducen corrientes que circulan entre el neutro de cada fase y retornan por tierra. La magnitud de esta corriente depende de la resistencia del neutro, espaciamiento de la interface y el diámetro del círculo por los centros de los hilos del neutro concéntrico. En torno, a la impedancia de secuencia positiva del circuito es modificado por la magnitud de estas corrientes por el neutro.

$Z_{2an-p} / Z_{nn-p} \rightarrow$ Es el factor que refleja los efectos de la corriente circulante por el neutro en la impedancia de secuencia positiva del cable trifásico con neutro concéntrico (ecuación 29).

2.7. TRANSFORMADORES.

La invención del transformador y los desarrollos de las fuentes de corriente alterna, resolvieron los graves problemas que tenía la distribución de energía eléctrica en corriente continua.²⁰

Si se eleva por ejemplo en diez veces la tensión en la distribución, la corriente se reduce justamente en esas diez veces, con lo que las caídas de tensión también se reducen en ese factor, y las pérdidas en los cables en 100 veces (10^2).

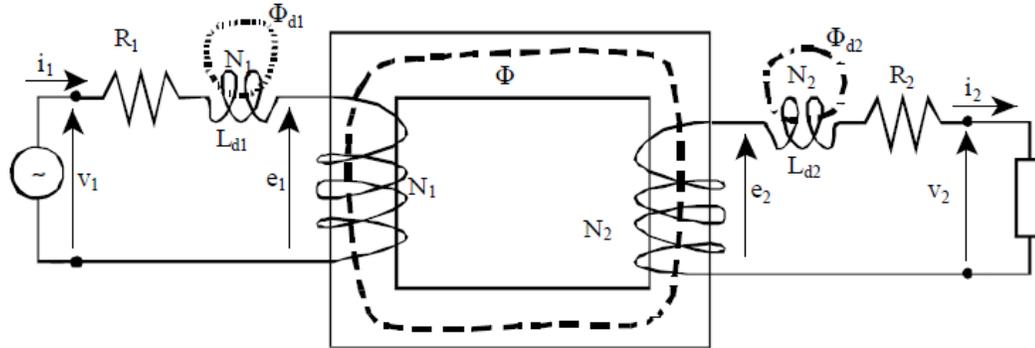
2.7.1. Circuito Equivalente del Transformador Monofásico.

En la figura 2.8 se representa un esquema de un transformador real, donde se muestra la corriente de magnetización y las pérdidas magnéticas.

²⁰ Donald G. Fink / H. Wayne Beaty. Manual de Ingeniería Eléctrica.

FIGURA 2.8

CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO



Fuente: Donald G. Fink / H. Wayne Beaty. Manual de Ingeniería Eléctrica.
Realizado por: Investigador.

Los flujos Φ_1 y Φ_2 , son los flujos totales presentes en cada una de las bobinas. De ellos, una parte es común a las dos bobinas, y otra, es propia de cada una de ellas; esa parte no común se llama flujo de dispersión que se cierran por el aire, y no por el núcleo del transformador. Lo señalado es muy importante, pero no tiene aún en cuenta, el hecho de que el transformador en vacío consume una corriente no nula, ya que cuando se deja a un transformador en vacío (secundario abierto), por el primario circula una corriente I_0 , llamada corriente de vacío o corriente de excitación, necesaria para generar el campo magnético del núcleo.

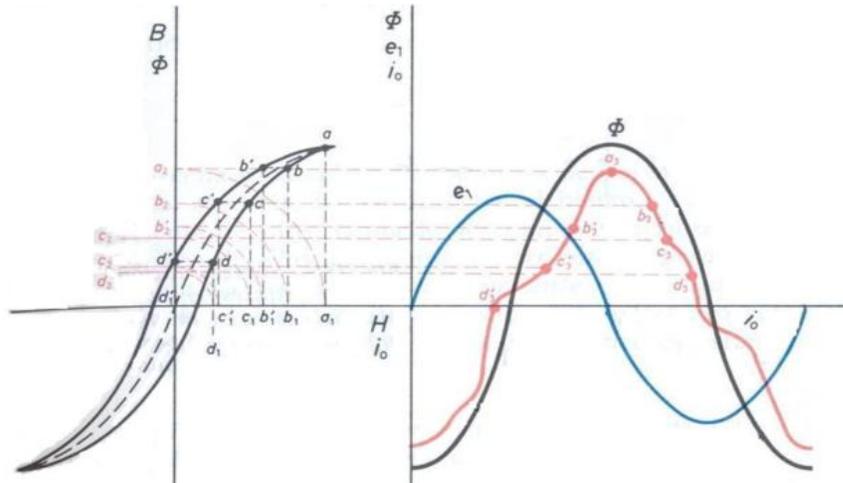
2.7.2. Corriente de Excitación

Las propiedades magnéticas del núcleo determinan la corriente de excitación, debido a las propiedades no lineales del hierro, la forma de onda de la corriente de excitación difiere de la forma de onda del flujo.²¹

²¹ J.A. Avalos González / Carlos Pérez Rojas, Diagnóstico de transformadores de Potencia.

FIGURA 2.9

CORRIENTE EXCITACIÓN A PARTIR DE LA CURVA DE HISTÉRESIS.

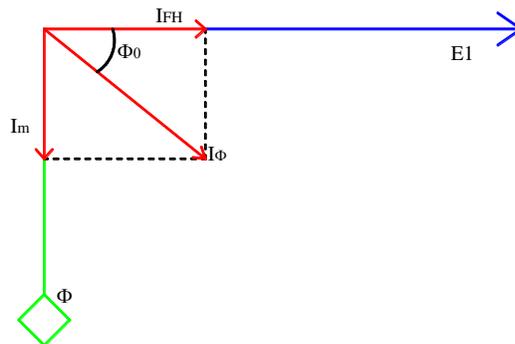


Fuente: J.A. Avalos González / Carlos Pérez Rojas, Diagnóstico de transformadores de Potencia
Realizado por: Investigador

Una curva de la corriente de excitación en función del tiempo se puede encontrar a partir del lazo de histéresis de ca, tal como lo muestra la figura. A partir de la aplicación del estudio de series de Fourier a la corriente de excitación se obtienen, una componente fundamental y armónicos impares. La componente fundamental consta a su vez de dos componentes.

FIGURA 2.10

DIAGRAMA FASORIAL DE LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN



Fuente: J.A. Avalos González / Carlos Pérez Rojas, Diagnóstico de transformadores de Potencia.
Realizado por: Investigador

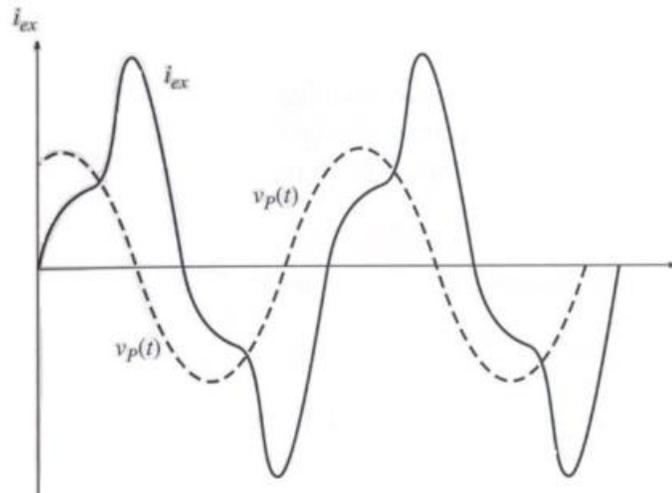
La corriente magnetizante, i_M , que es la requerida para producir el flujo en el núcleo del transformador y está retrasados 90 grados con respecto a la fuerza contraelectromotriz y a todos los armónicos. La corriente de pérdidas en el núcleo, $i_{FE} = i_{HE}$, que es la requerida para compensar la histéresis y las pérdidas de corrientes parasitas en el núcleo y está en fase con la fuerza contraelectromotriz. Esta corriente es no lineal debido a los efectos no lineales de la histéresis.

La corriente de excitación es:

$$I_{ex} = I_{\Phi} = i_m + i_{FE} \quad (33)$$

FIGURA 2.11

CORRIENTE DE EXCITACIÓN Y LA TENSIÓN APLICADA AL PRIMARIO.



Fuente: J.A. Avalos González / Carlos Pérez Rojas, Diagnóstico de transformadores de Potencia
Realizado por: Investigador

La armónica principal es la tercera y por lo general es el 40% de la corriente de excitación y esta a su vez le corresponde entre el 1 y el 2% de la corriente de plena carga. Las pérdidas en el núcleo viene dada por:

$$P_{FE} = E_1 \cdot I_o \cdot \cos \Phi_o \quad (34)$$

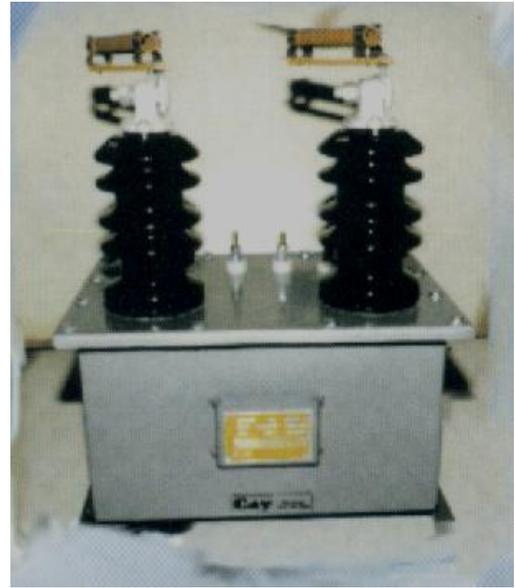
2.7.3. Corriente de Magnetización Inrush.

La corriente de magnetización Inrush es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador, cuando el voltaje aumenta repentinamente después de haber aislado una falla y el sistema se restablece, ó cuando se energizan dos transformadores en paralelo. Esta corriente fluye solo de la fuente hacia el transformador (Sin fluir fuera de él) razón por la que aparece como una corriente diferencial. Sin embargo, esto no es una condición de falla y el relé debe permanecer estable durante este transitorio la corriente inrush puede aparecer en las tres fases y en el neutro aterrizado.

2.7.4. Transformador de Potencial (TPs).

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados. Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.²²

²² Carlos Mendoza / Ignacio Varga, Especificaciones Técnicas Transformadores de Potencial



2.7.5. Pruebas Eléctricas de Transformadores de Distribución.

Un transformador es probado para homologar de que ha sido adecuadamente diseñado y construido a fin de soportar la carga solicitada, y que, al mismo tiempo resista todas las situaciones peligrosas a las que esté expuesto en operación durante un período de veinte años o más.²³ Las pruebas de rutina que se indican a continuación son las más frecuentes que se aplican a transformadores de distribución:

- Resistencia de aislamiento
- Resistencia Eléctrica
- Rigidez dieléctrica del aceite
- Prueba de Relación de transformación
- Prueba de medición de pérdidas en el núcleo y en los devanados ó bobinas

²³ Norma CTC317, Transformadores de distribución.

2.7.5.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento

Se puede realizar varias pruebas dependiendo la construcción de los transformadores:

1. Comparar el aislamiento que existe entre el bobinado de media tensión con respecto al bobinado de baja tensión cortocircuitando el lado de baja y media tensión.
2. Comparar el aislamiento que existe entre el bobinado de baja tensión con respecto a tierra.
3. Comparar el aislamiento que existe entre el bobinado de media tensión con respecto a tierra.
4. La correspondiente al pararrayo.

En las pruebas descritas el valor mínimo es de 2 Giga ohmios para poder considerar que el equipo se encuentra en buenas condiciones. Esta prueba consiste en la prueba de tiempo – resistencia, la misma que considera:

- Razón de absorción dieléctrica
- Índice de Polarización

Prueba de tiempo – resistencia.- En un buen aislamiento la corriente de absorción dieléctrica decrece a medida que el tiempo de prueba transcurre, esto se traduce en un aumento en la resistencia de aislamiento con el tiempo (5-10 minutos).²⁴ En un mal aislamiento, la corriente de absorción dieléctrica se mantiene durante el tiempo de prueba

²⁴ Norma CTC317, Transformadores de distribución

Razón de Absorción Dieléctrica (RA).- Es una extensión de tiempo-resistencia que es especialmente útil cuando se hace un historial del aislamiento. La razón de absorción dieléctrica es de dos lecturas de tiempo-resistencia:

$$RA = R \text{ 60 seg.} / R \text{ 30 seg} \quad (35)$$

Prueba del Índice de Polarización (PI).- La implementación más simple de la relación tiempo-resistencia para un aislamiento sólido es el Índice de Polarización. El resultado es un número puro y se puede considerar independiente de la temperatura.

La gran masa del equipo bajo prueba hace que el enfriamiento que se produce en 10 minutos sea despreciable. Lecturas son tomadas al minuto y a los diez minutos.

$$PI = R \text{ 10 minutos} / R \text{ 1 minuto} \quad (36)$$

CUADRO 2.1

INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DE
 ABSORCIÓN DIELECTRICA - ÍNDICE DE POLARIZACIÓN

Condicion del Aislamiento	60/30 Sec Razon	Indice de Polarizacion (PI)
Pobre	-	Menos de 1
Cuestionable	1.0 - 1.25	1.0 - 2
Bueno	1.4 - 1.6	2 - 4
Excelente	Mas de 1.6	Mas de 4

Fuente: Norma NTC317 Transformadores
 Realizado por: Investigador

2.7.5.2. Prueba de Resistencia Eléctrica.

En esta prueba el equipo utilizado es un MICRO - OHMETRO. El objetivo de dicho equipo es medir la resistencia en los bobinados de media y baja tensión para luego realizar el cálculo de las pérdidas en el cobre. Nos ayuda a detectar:

- Espiras cortocircuitadas
- Circuitos abiertos

2.7.5.3. Pruebas con el TTR (Relación de Transformación)

Consisten en determinar la razón entre el número de vueltas de la bobina de media tensión y de baja tensión de un transformador, se conoce como la relación de vueltas de un Transformador.²⁵ De esta prueba se obtiene los siguientes parámetros:

- Relación de transformación
- Relación ángulo primario-secundario
- Corriente de excitación
- Desviación
- Polaridad

La prueba de la relación de vueltas sirve para confirmar la relación de transformación, polaridad de transformadores nuevos, reparados o en servicio. La desviación en las lecturas de la relación de vueltas, indican problemas en uno o en ambos bobinados o en el circuito magnético del núcleo. La corriente de Excitación, los estándares requieren que la medición de la corriente de excitación sea realizada con el voltaje de operación y bajo condiciones de no carga. Las pruebas con el TTR nos ayudan a identificar: espiras cortocircuitadas, polaridad, circuitos abiertos,

²⁵ Norma CTC317, Transformadores de distribución

conexiones incorrectas, fallas internas o defectos en el valor de la relación de vueltas de los cambiadores de TAP y los transformadores.

2.7.5.4. Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite

Esta prueba consiste en inyectar voltaje (en el orden de kilovoltios), en una muestra de aceite de 500ml, dependiendo de la condición en la que se encuentre el aceite. Se utiliza los electrodos y la norma correspondiente.

CUADRO 2.2

ELECTRODOS PARA PRUEBA DE ACEITES

Standard test specification selected	EN60156 AS 1767 BS 5874 BS 5730 IEC 156 IP 295 NFC 27 SABS 555 UNE 21	CEI 10-1 ГОСТ 6581 VDE 0370 STAS 286	ASTM D1816	ASTM D877
Electrode shape				
Electrode spacing	2,5 mm	2,0 mm	2,0 mm	2,5 mm

Fuente: Norma NTC317 Transformadores
Realizado por: Investigador

Cabe señalar que debido al voltaje de media tensión con el que se trabaja en nuestro sistema (13.8kv.), los valores mínimos pueden estar en un rango de hasta 18 Kv, con la verificación visual del mismo (color del aceite).

2.7.5.5. Prueba en Circuito Abierto

Un transformador funciona en vacío cuando presenta abierto el circuito de alto voltaje, es decir, cuando es nula la intensidad de corriente por su devanado.²⁶

²⁶ Norma NTE INEN 2114:2004, Transformadores de distribución

Esta prueba tiene como fin determinar la corriente en vacío (I_0), la potencia en vacío (P_0) que representa las pérdidas en vacío del transformador, las cuales resultan de la suma de las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas en el núcleo y el factor de potencia en vacío ($\cos\phi_0$). Esta prueba, se hace siempre sobre el devanado de bajo voltaje, debido a la peligrosidad que representa el hacer la prueba en el lado de alto voltaje. La corriente de excitación se encuentra alrededor de un 5% de la corriente nominal.

2.7.5.6. Prueba en Cortocircuito

En esta prueba generalmente se cortocircuita el devanado de baja tensión. En el otro devanado se aplica un voltaje inferior al nominal, tal que haga pasar por el devanado en cortocircuito la corriente nominal del devanado conectado a la fuente de alimentación. Se debe tener en cuenta que no hay potencia suministrada, en consecuencia, la potencia absorbida se transforma todo en pérdidas, las cuales se reducen casi por completo a la pérdida en el cobre, porque las pérdidas en el hierro varían aproximadamente con el cuadrado del voltaje. Se considera la corriente de excitación depreciable. El voltaje de cortocircuito se encuentra alrededor de un 5% del voltaje primario nominal.

CUADRO 2.3

PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Potencial Nominal (KVA)	Pérdidas en Vacío (W)	Pérdidas en el Cobre (W)
15	80	313
30	134	514
45	182	711
50	197	776
60	225	903
75	266	1094
100	330	1393
112,5	361	1539
125	390	1682
150	447	1959
160	486	2211
200	569	2630

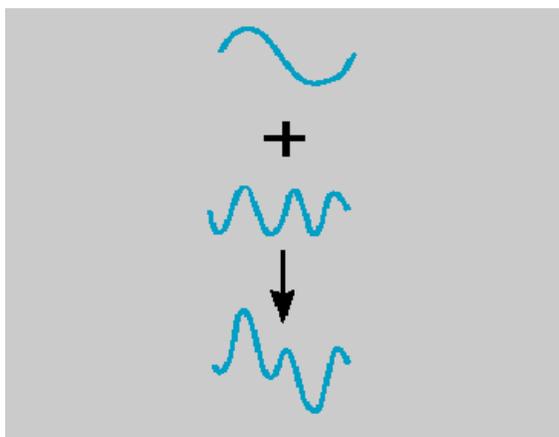
2.8. CALIDAD DE LA ENERGÍA

2.8.1. Armónicas

En un sistema de potencia eléctrica, los aparatos y equipos que se conectan a él, con una tensión y corriente sinusoidal. Por diferentes razones, se puede presentar un flujo eléctrico a otras frecuencias de 50 ó 60 ciclos sobre algunas partes del sistema de potencia o dentro de la instalación de un usuario.²⁷ En la figura 2.12 se observa la descomposición de una onda distorsionada en una onda sinusoidal a la frecuencia fundamental (60 Hz) más una onda de frecuencia distinta. El término armónico, se refiere a cualquiera de las componentes sinusoidales mencionadas previamente, la cual es múltiplo de la fundamental.

FIGURA 2.12

DESCOMPOSICIÓN DE UNA ONDA DISTORSIONADA



Fuente: Víctor Orejuela Luna. CICE Calidad de Servicios.
Realizado por: Investigador.

²⁷ Víctor Orejuela Luna. CICE Calidad de Servicios.

Los armónicos se definen habitualmente con los dos datos más importantes que les caracterizan, que son:

- ***Su amplitud:*** hace referencia al valor de la tensión o intensidad del armónico.
- ***Su orden:*** hace referencia al valor de su frecuencia referido a la fundamental (60 Hz). Así, un armónico de orden 3 tiene una frecuencia 3 veces superior a la fundamental, es decir $3 * 60 \text{ Hz} = 180 \text{ Hz}$.

2.8.1.1. Tasa de distorsión individual (%U ó %I)

Relación entre el valor eficaz de la tensión o corriente armónica (U_n ó I_n) y el valor eficaz de la correspondiente componente fundamental.²⁸

$$\%U_n = 100 U_n/U_1 \quad (37)$$

$$\%I_n = 100 I_n/I_1 \quad (38)$$

2.8.1.2. Distorsión Armónica Total (THD%U ó THD%I)

Relación entre el valor eficaz de la componente armónica de tensión o intensidad y el correspondiente valor fundamental. El límite aceptado, $THD(U) = 5\%$ para redes industriales en baja tensión, mientras que en alta tensión es de $THD(U) = 3\%$.

$$THD\%(U) = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=50} U_n^2}}{U_1} 100 \quad (39)$$

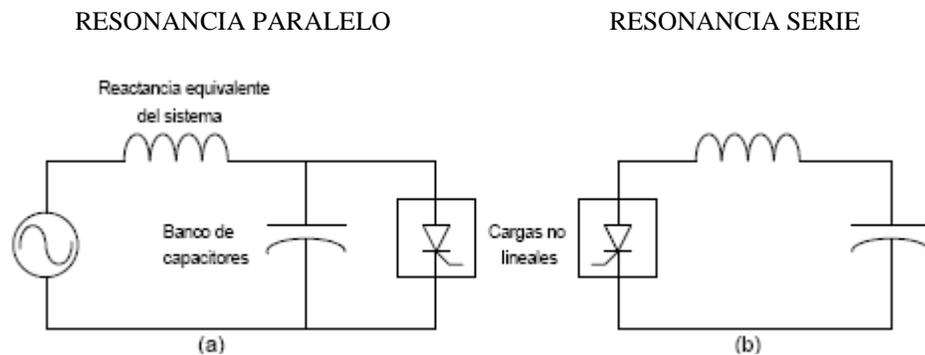
²⁸ Víctor Orejuela Luna. CICE Calidad de Servicios.

$$THD\%(I) = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=50} I_n^2}}{I_1} 100 \quad (40)$$

2.8.1.3. Efecto de las Armónicas en los Bancos de Capacitores.

El principal problema que se puede tener al instalar un banco de capacitores en circuitos que alimenten cargas no lineales es la resonancia tanto serie como paralelo, como se muestra en la figura 2.13. A medida que aumenta la frecuencia, la reactancia inductiva del circuito equivalente del sistema de distribución aumenta, en tanto que la reactancia capacitiva de un banco de capacitores disminuye. Existirá entonces al menos una frecuencia en la que las reactancias sean iguales, provocando la resonancia.

FIGURA 2.13



Fuente: Calidad de la Energía, Víctor Orejuela
Realizado por: Investigador

2.9. PROTECCIONES EN GENERACION

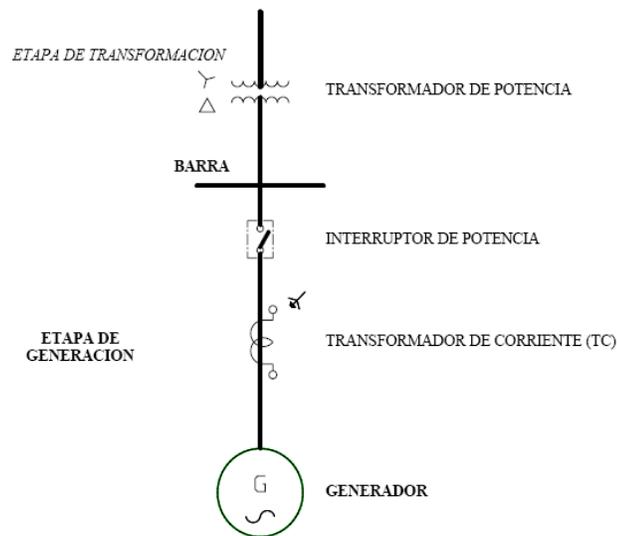
Los relés de protección están conectados en varias partes de los sistemas de potencia para detectar condiciones indeseables o intolerables dentro de su etapa asignada. Su

función principal es iniciar la desconexión del área en problemas, por lo que junto con los interruptores de potencia conforman un equipo y ambos deben ser planeados. El sistema de protección no se requiere que trabaje durante la operación normal del sistema pero debe ser capaz de operar para evitar serios daños y salida de los equipos.²⁹ Cabe recalcar que toda protección de relés debe siempre estar apoyada por un respaldo dado por otros relés cuyo funcionamiento es ver la falla al mismo tiempo que la protección primaria pero actuar si esta falla.

Trataremos básicamente sobre los sistemas de protección en la etapa de Generación. El siguiente gráfico muestra los principales componentes dentro de una etapa de generación.

FIGURA 2.14

PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA ETAPA DE GENERACIÓN.



Fuente: Orly Torres, Curso de Protecciones, EEASA, 2011
Realizado por: Investigador

²⁹ Dr. Orly Torres, Curso de Protecciones, EEASA, 2011

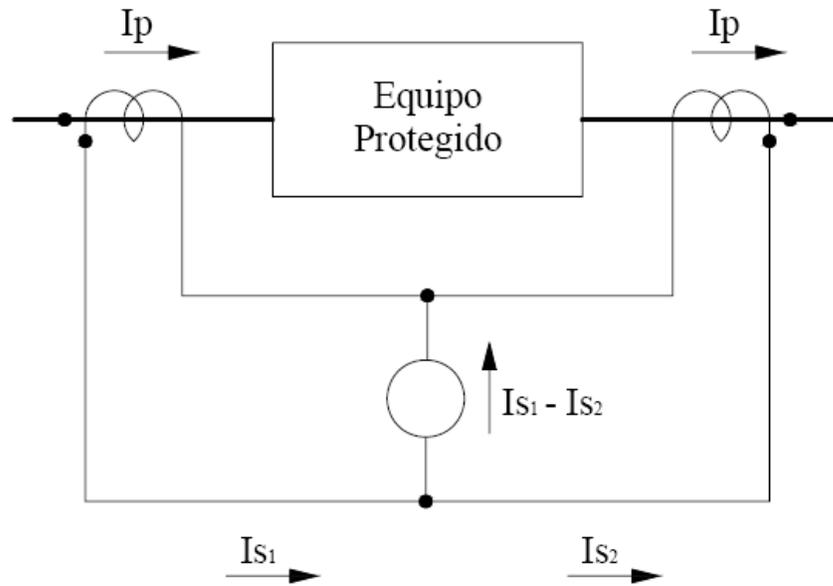
2.9.1. Protección Diferencial del Generador (87)

Las protecciones diferenciales basan su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo.³⁰ Su aplicación tiene pocas limitaciones, siendo la principal de ellas, la distancia que separa a los transformadores de corriente, ya que mientras más separados se encuentren, mayor será el burden que representan los conductores de interconexión.

En el 87 la corriente de cada fase en cada lado de la máquina son comparadas en un circuito diferencial y cualquier diferencia de corriente es usada para operar un relé. Un esquema sencillo se muestra en la figura 2.15.

FIGURA 2.15

PROTECCION DIFERENCIAL DE UNA FASE



Fuente: Dr. Orly Torres, Curso de Protecciones, EEASA, 2011
Realizado por: Investigador

³⁰ Idem (28), Curso de Protecciones, EEASA, 2011

Las condiciones normales de operación, el relé no debe funcionar debido a que la resta de $I_1 - I_2 = 0$ para fallas externas el relé tampoco debe operar debido a que hay otros relés encargados de esta protección. Para condiciones de falla interna entre los terminales o en el devanado, la corriente I_1 va a ser diferente a la corriente I_2 por lo que se producirá un desequilibrio y actuará el relé diferencial.

Se considera este mismo principio para sistemas de protecciones diferenciales en circuitos trifásicos. Se usan tres tipos de relés diferenciales de alta rapidez para la detección de fallas de fase del estator: relé diferencial de porcentaje, relé diferencial de alta impedancia y relé diferencial autobalanceado.

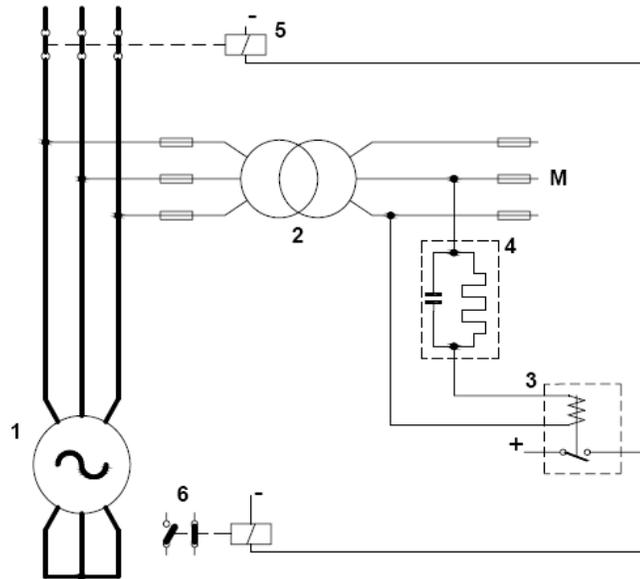
2.9.2. Protección contra sobrevoltaje (59)

La protección contra sobrevoltaje es recomendada especialmente para generadores hidroeléctricos sujetos a sobrevelocidades y por consiguiente a sobrevoltajes cuando se pierda carga. Cuando se tiene generadores accionados por turbinas hidráulicas el peligro es mayor, porque la gran sobrevelocidad de estas máquinas motrices puede producir el envalamamiento de la misma, cuando falla el regulador de velocidad de la turbina puede producirse un sobrevoltaje peligroso.

La desconexión de este relé es temporizada para sobrevoltajes peligrosos. El relé puede conectarse a los transformadores de voltaje que alimenta los aparatos de medida. También el relé de sobrevoltaje provoca en todos los casos la desconexión del interruptor principal de la máquina y también el disyuntor de desexcitación.

FIGURA 2.16

PROTECCIÓN CONTRA SOBREVOLTAJES
RELÉ DE MÁXIMO VOLTAJE



1. Generador. 2. Transformador de potencial. 3. Relé de máximo voltaje 4. Dispositivo adicional. 5. Interruptor del generador. 6. Disyuntor de excitación.

Fuente: Orly Torres, Curso de Protecciones, EEASA, 2011
Realizado por: Investigador.

La desconexión de este relé es temporizada para sobrevoltajes peligrosos. El relé puede conectarse a los transformadores de voltaje que alimenta los aparatos de medida. También el relé de sobrevoltaje provoca en todos los casos la desconexión del interruptor principal de la máquina y también el disyuntor de desexcitación.

2.9.3. Protección contra potencia inversa (32)

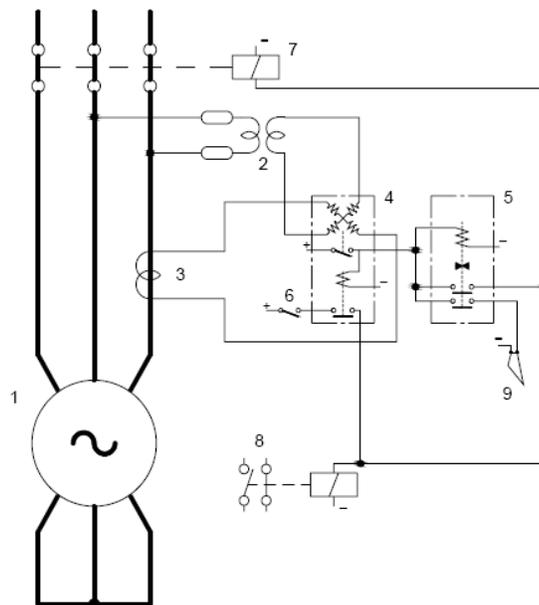
Los relés que trabajan con potencia se utilizan especialmente para la protección contra condiciones diferentes a los cortocircuitos. Estos relés entonces responden cuando existe un flujo de potencia en una dirección a través del circuito que lo alimenta y regresa a su estado normal cuando el flujo de potencia encuentra la

dirección opuesta. Por lo expresado anteriormente los relés utilizados para trabajar en la protección contra potencia inversa son los de tipo direccional de corriente alterna, los cuales, necesitan magnitudes para trabajar como son el voltaje y la corriente. Los relés de potencia inversa tienen por lo general características de acción retardada para evitar el funcionamiento no deseado durante inversiones de potencia momentáneas como en la sincronización de generadores o en los cortocircuitos.

Esta acción retardada puede ser una característica de tiempo inverso incluida en el mismo relé o puede ser proporcionada por un relé separado de acción retardada. Un relé de potencia inversa es usado primordialmente para proteger: turbinas a vapor, turbinas a gas y motores diesel. El funcionamiento como motor síncrono es tolerable durante algunos segundos, el relé de retorno de potencia actúa por medio del relé temporizador.

FIGURA 2.17

PROTECCIÓN DEL GENERADOR CONTRA POTENCIA INVERSA.



1. Generador.
2. Transformador de tensión.
3. Transformador de intensidad.
4. Relé de retorno.
5. Relé temporizado.
6. Contacto del dispositivo de desconexión rápida.
7. Interruptor del generador.
8. Disyuntor de excitación.
9. Dispositivo de alarma.

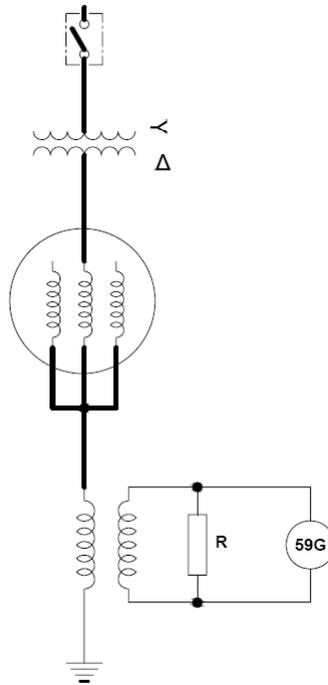
Fuente: Dr. Orly Torres, Curso de Protecciones, EEASA, 2011
Realizado por: Investigador.

2.9.4. Protección contra fallas a tierra del estator (59G)

Un relé en el neutro aterrizado proveerá de protección sensible si es que este puede ser ajustado sin considerar la corriente de carga. El relé de tierra puede también operar para fallas a tierra fuera del generador. Por esta razón un retardo de tiempo debe ser necesario para coordinar con otros relés coincidentes.

FIGURA 2.18

GENERADOR CON PUESTA A TIERRA DE ALTA IMPEDANCIA.



Fuente: Dr. Orly Torres, Curso de Protecciones, EEASA, 2011
Realizado por: Investigador

El esquema de protección contra falla a tierra del estator más comúnmente en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relé de sobrevoltaje con retardo

de tiempo (59G) conectado a través de una resistencia de puesta a tierra para detectar el voltaje de secuencia cero, como se muestra en la figura 2.18.

El esquema de protección con 59G es claro y confiable, sin embargo este relé protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Esto es así pues una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, cerca del neutro, no produce suficiente voltaje residual de 60Hz. Es importante dotar a los principales generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado.

2.9.5. Protección contra Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51G)

La falla a tierra se determina por el desbalance en la corriente de carga.³¹ El relé 51G debe ser ajustado arriba de la corriente de carga, y la corriente de carga permitida por el neutro y debe tener suficiente retardo de tiempo para permitir las oscilaciones del generador. El ajuste de arranque (pickup) de este tipo de relé debe ser normalmente de 1,5 a 2,0 veces la corriente nominal máxima del generador para prevenir disparos en falso del sistema. Los requerimientos de coordinación usualmente causan que el retardo de tiempo exceda de 0.5 segundos. Puesto que la corriente de falla del generador decae a cerca de la corriente nominal de plena carga de acuerdo a la reactancia síncrona y la constante de tiempo del generador, el ajuste de arranque (pickup) será muy alto para operar.

En condiciones normales de operación estos no deben actuar por desbalance, ya que desde el punto de vista práctico este no debe ser mayor al 30% del valor nominal de la carga.

³¹ Orly Torres, Curso de Protecciones, EEASA, 2011

2.9.6. Protección contra Sobrecorriente Temporizada de Fase dependiente del Voltaje (51V).

Esta protección proporciona respaldo al diferencial (87) y asimismo opera para fallas aguas abajo que no hayan sido despejadas por otros relés.³² Estos relés permiten ajustes menores de la corriente de carga del generador para proporcionar mayor sensibilidad para fallas en el sistema. El relé de sobrecorriente (51V) deshabilita el disparo por sobrecorriente hasta que el voltaje caiga por el nivel ajustado.

La protección de sobrecorriente puede ser restringida seguramente por la unidad de voltaje del relé (51V). El relé (51V) cambia el arranque (pickup) de la unidad de sobrecorriente en proporción al voltaje. El arranque desensibiliza el relé para corrientes de carga mientras que incrementa la sensibilidad para fallas las cuales abarquen el voltaje y permite el arranque (pickup) del relé.

La corriente de arranque, que se calculará a partir de $1/X_d$, donde X_d es la reactancia sincrónica del generador. se define típicamente como un 80% de este valor. La calibración o ajuste de arranque típico para el elemento restringido por voltaje es de un 125% de la corriente de plena carga a voltaje normal. La selección del dial de tiempo y de curva característica deberá basarse en la coordinación con dispositivos aguas abajo y con un máximo valor de tiempo inferior a las curvas de capacidad de tiempo corto del generador y los dispositivos asociados, tal como un transformador elevador.

2.10. SOFTWARE MATLAB Y SUS COMPONENTES.

MATLAB, en su contenido básico, es una herramienta computacional que en un entorno integrado de trabajo permite el análisis mediante cálculos matemáticos

³² Idem (31), Curso de Protecciones, EEASA, 2011

interactivos de forma sencilla con más de 500 funciones matemáticas, estadísticas y técnicas implementadas, así como la visualización a través de todo tipo de gráficos de ingeniería y científicos. También es posible con MATLAB, el desarrollo de algoritmos a través de un lenguaje propio de programación.

2.10.1. Herramientas adicionales (Toolboxes de MATLAB)

Una faceta muy importante de MATLAB son las herramientas añadidas, que consisten en paquetes de ampliación al software básico y que son aplicables a determinados campos de la ciencia. Se mencionan los más interesantes para las diferentes aplicaciones:

- Matemáticas general
- Procesado de señales
- Procesado de imágenes
- Área financiera.
- Simulación de sistemas con SIMULINK y sus herramientas adicionales
- Generación de código de SIMULINK
- Implementación en targets
- Prototipaje
- Análisis y diseño de sistemas de control.

Las ventajas en el empleo de herramientas computacionales son numerosas pero es importante que el ingeniero tenga presente los conocimientos teóricos y prácticos aprendidos, dado que en caso de introducir datos incorrectos, se tendrán igualmente resultados incorrectos.

2.11. METODO DE INVESTIGACION

El método de investigación a utilizar en el desarrollo del proyecto es el **método científico**, ya que el punto de partida será un problema operativo que se presenta en la barra de generación de la Central Térmica Lligua de la Empresa Eléctrica Ambato, debido a problemas por sobrevoltaje en los elementos auxiliares del sistema de sincronización como son los transformadores de potencial (TPs), se propondrá una hipótesis la cual llegaremos a comprobar, proponiendo alternativas de solución para la operación en condiciones normales de los grupos de generación.

Se complementará la investigación con el **método hipotético– deductivo** para realizar la simulación del problema y el análisis dando las posibles soluciones. La importancia de este método porque nos permite seguir un proceso de demostración y análisis.

Investigación Bibliográfica.- Nos ayuda para la recopilación de datos a través de documentos, libros, revistas y el Internet, convirtiéndose en la base para el desarrollo del proyecto.

2.12. POBLACION Y MUESTRA.

Están involucrados el Jefe de Generación y operadores distribuidos en turnos de operación. En este caso la población es reducida ya que es un trabajo eminentemente técnico debido a que se utilizará la investigación experimental, los datos a ser

analizados serán tomados de las mediciones realizadas en el campo donde se encuentra los problemas operativos por sobrevoltaje en la barra de generación de la Central Térmica LLiga de la Empresa Eléctrica Ambato.

2.13. DISEÑO ESTADISTICO

Considerando que el tipo de investigación a utilizar es la investigación experimental, utilizaremos la estadística inferencial, lo que permitirá operar a través de paquetes con programas estadísticos que facilitarán la organización, clasificación, procesamiento y tabulación de datos.

CAPITULO III

PROBLEMAS OPERATIVOS DE LA CENTRAL LLIGUA Y ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL

3.1. OPERACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA LLIGUA

Los pasos a considerar para poner en operación una unidad de generación térmica con el Sistema Nacional Interconectado, son los siguientes:

Paso 1. Preparación en la Subestación.

- Conectar las alimentaciones y el transformador de potencia de la Subestación LLigua-Península.

Paso 2. Preparación del Grupo para el Arranque

- Cargar compresor hasta 180 psi.
- Verificar que los niveles de aceite en el cárter, gobernador y en el rodamiento se encuentre en el valor máximo para la generación.
- Abrir la llave de agua para cargar el sistema de enfriamiento en el grupo a través del tanque de compensación, la misma que permanecerá abierta hasta que termine la generación.
- Encender la bomba de pre-lubricación 20 minutos antes del arranque.
- Verificar la calibración de los parámetros de operación (900 rpm) en el gobernador.
- Poner en posición manual el motor del grupo, bajando la barra del gobernador para el ingreso de combustible.

- Verificar que el sistema de control del motor se encuentre alimentado con voltaje continuo (52 V) y el encendido del motor para el funcionamiento del extractor de gases.
- Verificar manualmente la presión de combustible previo al arranque.
- Accionar desde el tablero del motor el selector hasta la posición de arranque para dar la apertura de la electroválvula que permite el ingreso de aire (180 psi), para el funcionamiento del motor de arranque.
- Verificar en el tablero del motor las presiones de agua, aire, aceite y combustible.
- Comprobar la temperatura en el rodamiento.

Paso 3. Preparación del Grupo para Sincronización.

- Verificar en el tablero de medición el nivel de voltaje en la barra de generación (4.16 kV), al lado del sistema.
- Aplicar un voltaje continuo de (50 V), en la excitatriz del generador, mediante el mando manual del regulador de voltaje.
- Pasar el selector del regulador de voltaje a control automático y estabilizar el voltaje del generador (4.16 kV) y verificar que el voltaje y frecuencia de la red y grupo sean iguales.
- Esperar que el sincronoscopio se encuentre a 90°, para proceder a cerrar el breaker de control de carga.

- Subir la carga con el gobernador paulatinamente hasta llegar al valor de potencia efectiva de 1.6 kW y un factor de potencia de 0.8 inductivo.
- Verificar la presión del aire del turbo, el cual debe estar en un valor máximo de 15 psi.
- Conectar el sistema de enfriamiento por ventilación.

Paso 4. Control de Generación.

- Apagar la bomba de prelubricación de aceite.
- Abrir la llave de ingreso de combustible al tanque de reserva y regular el paso del mismo.
- Verificar los niveles óptimos de temperatura del agua, aceite, rodamientos y presión del aire de los cabezotes mediante el tablero de control del motor.
- Verificar que los parámetros eléctricos (Voltaje, frecuencia, Potencia y factor de potencia) se encuentra dentro de los límites de operación normal.
- Registrar los datos de producción energética horaria.
- Informar al CECON las novedades relevantes de la operación y mantenimiento.

3.2. LEVANTAMIENTO DE DATOS SITUACIÓN ACTUAL.

La Central LLigua de la EEASA, fue diseñada para operar en condiciones emergentes o en horas de mayor demanda, aportando para satisfacer los requerimientos del SNI. Sin embargo, el incremento de carga, ha provocado el funcionamiento de la central con más frecuencia, para cubrir las necesidades de energía en el sistema.

Al estar conectada a un sistema de distribución la Central LLigua presenta fallas operativas y por consiguiente la reducción de la vida útil de los equipos instalados. La confiabilidad, continuidad y buen funcionamiento del sistema eléctrico de la Central son factores importantes debido a las características de operación dentro del SIN.

Durante la operación de la Central, se ha detectado problemas operativos por sobrevoltaje en la barra de generación a 4.16 Kv. Estos problemas, pueden ser provocados por la presencia de equipos antiguos, por maniobras en el sistema eléctrico, por corrientes inrush, por referencias de tierra defectuosas, etc., causando la avería de los transformadores de potencial, que son parte del sistema de sincronización, que acopla al sistema de generación con la barra del sistema. El problema operativo de la central deja fuera de servicio a toda la Central LLigua, que comprende dos unidades generadoras, cada una de 2.5 MW. Según reporte de los operadores de la central: El problema no se presenta todo el tiempo, posterior a las maniobras de energización se dispara el fusible de los transformadores de potencial.



Los TPs debido al deterioro del aislamiento en el tiempo se hinchan produciéndose la avería de los mismos, incluso los últimos llegaron a explotar en el interior de los tableros de control, sitio donde se encontraban instalados, por encontrarse con fusibles mal dimensionados que no protegen al transformador de potencial. Al momento que entra a generar cualquiera de las unidades, el problema desaparece.

Estos equipos al ser acoplados al sistema, se tuvo como resultado la destrucción casi inmediata de los fusibles ubicados al ingreso del bobinado primario en media tensión, lo que confirmó la existencia real de problemas operativos en la central por sobrevoltaje en la barra de generación, provocando la indisponibilidad de las unidades de generación. Sin embargo, estos Tps si funcionaron adecuadamente cuando se instalaron para recibir la alimentación desde el lado de generación, cuando las unidades estaban operando.

El problema operativo de la central, a más de las pérdidas económicas que ocasiona, ha propiciado una auditoria por parte del CONELEC, como ente regulador de las Empresas Distribuidoras de la energía eléctrica, por la indisponibilidad de los grupos de generación, convirtiéndose en un asunto emergente de solucionar.

3.2.1. Localización de la Central.

Con conocimiento de los problemas operativos que sufre la central, se procedió a realizar el levantamiento de la información general de la central (anexo 2, lamina 1), donde se ubica la edificación de la central objeto del estudio. En la lámina 1, se describe el espacio físico donde se encuentra ubicada la central Lligua. Esta se encuentra adjunta a la central hidráulica la Península y a la Subestación Lligua - Península. En la subestación se encuentran los transformadores trifásicos de potencia T1 y T2, de 3.125 MVA cada uno, correspondientes a las unidades de generación del grupo 1 y grupo 2 de la central lligua; son los encargados de transformar el nivel de voltaje de 4.16 Kv a 13.8 Kv. Muestra el recorrido de los cables y conductores, que

transportan potencia eléctrica desde las barras de generación ubicadas en los tableros de distribución TG1 y TG2, hasta las barras del sistema de la subestación, que llegan a los transformadores de potencia T1 y T2.



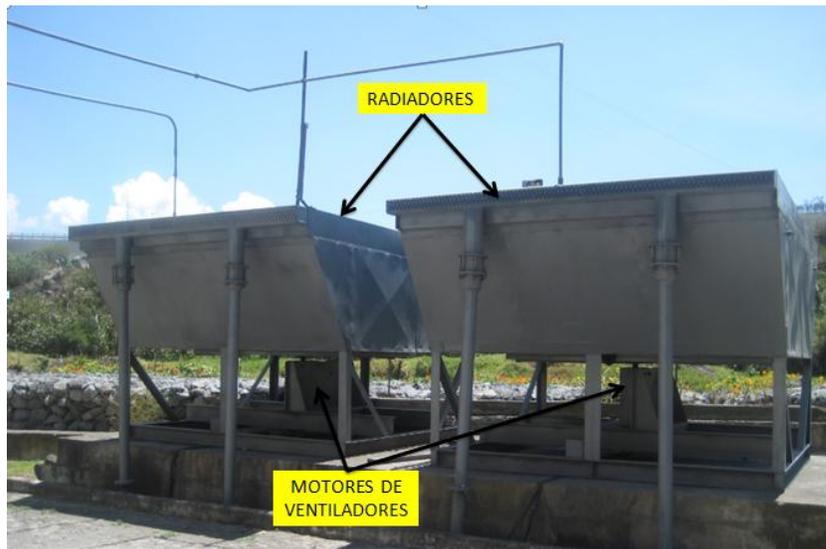
3.2.2. Layout de la Central.

Las instalaciones de la central térmica, que funciona utilizando un ciclo diesel posee una distribución que contempla una serie de unidades e instalaciones básicas en este tipo de sistemas. Se desarrolló un esquema (anexo 2, lámina 2), donde se detalla la distribución de la central. Se ubican los grupos de generación, que comprenden: los grupos motores GM1, GM2 y los generadores G1 y G2 respectivamente.

Los tableros de control TG1 y TG2, que corresponden a las unidades de generación del grupo 1 y 2; los mismos que se encuentran en un ambiente aislado de la zona de máquinas, frente de las unidades de generación.



El área de compresores C1 y C2, los mismos que se encargan de generar presión suficiente, previo al arranque de los grupos de generación; están ubicados en la parte central de la planta, entre las dos unidades de generación. La bomba de combustible, encargada de suministrar diesel a los grupos motores GM1 Y GM2, ubicada junto a los compresores.



Los radiadores enfriadores, están ubicados en la parte exterior de la zona de máquinas, acoplados cada uno a ventiladores trifásicos V1 y V2 de 25 HP; éstos son

los encargados de realizar el ciclo de enfriamiento del agua, que recircula por el grupo motor. El área de almacenamiento de combustible, comprende dos tanques de 3000 galones de diesel cada uno, se encuentra localizado en un sitio alejado de la zona de máquinas, de acuerdo a las disposiciones técnicas para este tipo de central, Se muestra también, la disposición de las áreas asignadas para oficina de operadores y bodegas de repuestos para los equipos y sistemas de la central.



En general la disposición de las zonas descritas anteriormente sigue un patrón lógico común, donde la zona de motores, enfriadores, tratamientos de agua y zonas de bombeo de combustible están relativamente próximas entre sí; mientras, el sector de almacenamiento de combustible se encuentra más retirado.

3.2.3. Sistema Eléctrico de la Central.

Se realizó el levantamiento de la información de las instalaciones eléctricas de cada uno de los equipos y elementos que forman parte del sistema eléctrico de la central. Se elaboró el diagrama eléctrico unifilar, como se puede observar en el anexo 2, lámina 3; donde, se muestra los equipos con sus respectivas conexiones y ubicación dentro del sistema eléctrico, lo que facilitará para el análisis de los problemas

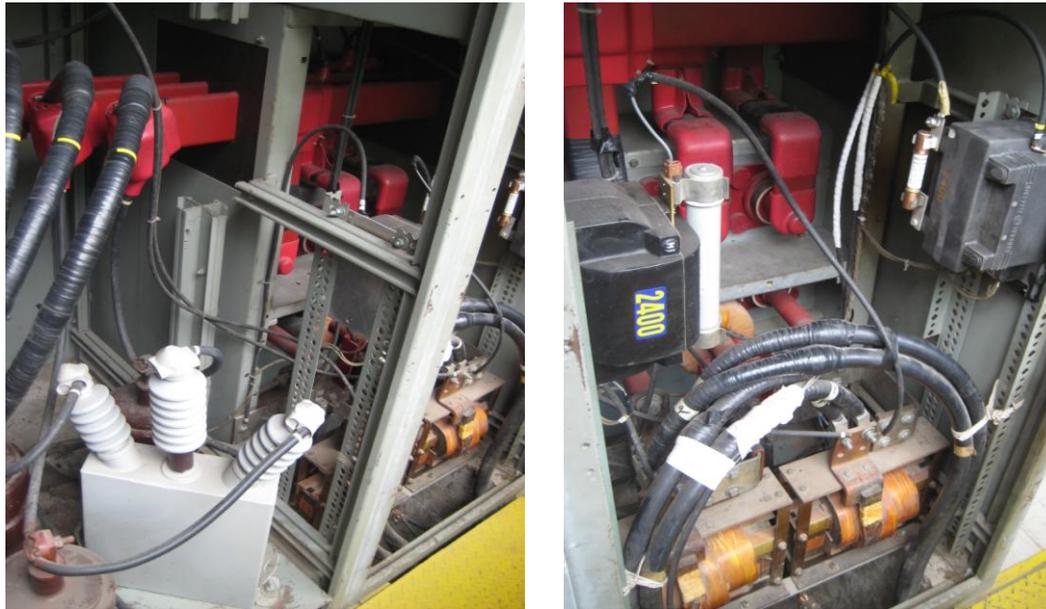
operativos de la central y el estudio para determinar las posibles causas que provoca el sobrevoltaje en las barras de generación.

El esquema se realizó utilizando símbolos y siglas para cada uno de los equipos y elementos del sistema, de tal manera, que sea de fácil interpretación para el lector: generador G, transformadores de potencial (TP1L, ubicado en las barras al lado del sistema y TP1G, ubicado en las barras al lado de generación; sirven para la sincronización), transformador para autoconsumo (TA1, localizado en el tablero de control TG1, del grupo 1 de generación), transformador de potencia T1 (corresponde al grupo 1). La simbología que corresponde a las barras, línea subterránea, línea aérea e interruptor de sincronización, se ha realizado con identificación de colores para mejor ubicación. Se señala los niveles de voltaje en cada una de las barras, datos que serán muy útiles para los cálculos posteriores.

3.2.4. Barras de Generación a 4.16 Kv.

Se encuentran ubicadas en el tablero de control TG1, correspondiente al grupo de generación 1. Se desarrolló un esquema (anexo 2, lamina 4), donde se muestra la instalación y ubicación de los elementos que forman parte del sistema eléctrico de la central. En la lámina 4, se puede observar, el cable de cobre tripolar 3x4/0 subterráneo, que llega a las barras de generación desde la parte exterior, dando lugar a la parte que corresponde a las barras de generación al lado del sistema.

En esta ilustración se puede observar cómo están los diferentes equipos: el banco de condensadores fijo, el transformador de autoconsumo y el transformador de potencial del sistema. Además, sale una conexión hasta uno de los extremos del interruptor de sincronización. Estos equipos, permanecen energizados mientras el grupo de generación no está funcionando, ya que de estas barras y del transformador para autoconsumo, se alimenta los sistemas de medida del CENACE, que registran las energías entregadas al sistema por los grupos de generación.



En el esquema se muestra los cables de cobre # 3/0, que llegan dos por cada fase desde el generador hasta el extremo del interruptor de sincronización. En este lado se encuentra conectado el transformador de potencial que corresponde al lado de generación. Los transformadores de potencial tanto del lado del sistema, como del lado de generación están ubicados en la misma fase y sus señales llegan al sincronoscopio, conformando así el sistema de sincronización, que sirve para acoplar el grupo de generación con las barras del sistema en cuanto se igualen las magnitudes de voltaje en las fases, la frecuencia y el ángulo de fase.

3.2.5. Líneas de Distribución.

Mediante un esquema desarrollado (anexo 2, lámina 5), se ilustra el recorrido y la disposición de las líneas que transportan potencia eléctrica, desde las barras de generación ubicadas en los tableros de control TG1 y TG2, de los grupos 1 y 2 de generación, hasta las barras del sistema, ubicadas en la subestación, de donde llega a los transformadores de potencia T1 y T2. Se puede observar, que la línea trifásica está

conformada por una parte de cable de cobre tripolar 3x 4/0 subterráneo y otra parte por conductor de cobre desnudo 4/0 aéreo.

Las líneas aéreas, se encuentran distribuidas de diferentes formas en los postes P1 y P2, por tanto conforman agrupamientos distintos; lo cual será considerado para cálculos posteriores. En el tramo de esta línea, se puede ver también, que existe una parte que tiene líneas trifásicas con circuitos paralelos. Esta parte del circuito de acuerdo a la disposición de los conductores en las estructuras de soporte se forma arreglos diferentes, aspecto que será considerado para los cálculos de impedancia de las líneas más adelante.



Considerando el requerimiento de distancias de espaciamientos entre líneas, para cálculos posteriores, se procedió a desarrollar un esquema, donde se muestra dimensiones de las líneas que corresponden a cada grupo de generación (anexo 2, lámina 6). Se señala la longitud del cable subterráneo y del conductor aéreo. Las distancias de espaciamiento en cada uno de los agrupamientos y en el tramo de líneas con circuitos paralelos, las distancias de espaciamiento de las líneas que corresponden al grupo 1, con respecto a las distancias de espaciamiento de las líneas

del grupo 2, con las alturas de separación entre estas. El levantamiento de estos datos, será muy útil más adelante, para el cálculo de las impedancias de las líneas.

3.3. CARACTERISTICAS TECNICAS DE EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA CENTRAL

Se realizó el levantamiento de la información tomando los datos de placa y etiquetas de características de cada uno de los equipos y elementos que conforman la central (anexo 3): unidad de generación (motor diesel y generador eléctrico), transformador de potencia (grupo1), transformadores de distribución para autoconsumo (grupo 1 y 2), transformadores de potencial (generación y sistema), condensadores fijo, motor de ventilador (grupo 1). Se consideró también los equipos y elementos que corresponden al sistema de protección del sistema de generación tales como: relé de sobrevoltaje (59), relé de falla a tierra(51G), relé de potencia inversa(32), relé de sobrecorriente (51V) y relé diferencial (87), entre los más importantes.

El conocimiento de las características técnicas de los equipos y elementos que forman parte del sistema eléctrico de la central, permitirá realizar en el desarrollo del estudio un análisis de las condiciones de operación actual de cada uno de ellos.

3.4. CALCULO DE IMPEDANCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION.

Se trata del cálculo de la resistencia, reactancia inductiva, reactancia capacitiva y la impedancia equivalente de las líneas que transportan potencia eléctrica, desde las barras de generación ubicadas en los tableros de control TG1 y TG2, de los grupos 1 y 2 de generación, hasta las barras del sistema, ubicadas en la subestación, como se puede observar en el diagrama unifilar (anexo 2, lámina 3), donde se ilustra tanto el

cable de cobre tripolar 3x 4/0 subterráneo, así como conductor de cobre desnudo 4/0 aéreo.

3.4.1. Cálculo en líneas aéreas

Para el cálculo, se procederá a determinar el equivalente de la configuración del conductor de cobre # 4/0 de la línea, con un conductor de aluminio trenzado, lo cual, permitirá acceder a datos de tablas, de ciertas magnitudes que se requieren para determinar la resistencia, inductancia y capacitancia del conductor.

CUADRO 3.1
CARACTERISTICAS CABLE DE ALUMINIO EQUIVALENTE

AREA ALUMINIO Cmil	EQUIVAL COBRE	RESISTENCIA C.A 60 Hz.	
		20°C, Ω/ milla	50°C Ω/milla
336400	4 / 0	0.278	0.306

Fuente: Characteristics of Aluminum Cable Steel Reinforced, (Tabla 3)
Realizado por: Investigador

CUADRO 3.2
CONDUCTORES DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO

AREA ALUMINIO Cmil	TRENZADO Al/St	CAPAS ALUMINIO	DIAMT. EXTER. Pulgadas	RESIST. 20°C Ω / Milla	RESIST. 50°C Ω / Milla	RMG Ds (Pies)
336400	26 / 7	2	0.721	0.2737	0.3006	0.0243

Fuente: Características Eléctricas de Conductores Aluminio con Alma de Acero (acsr), Tabla A3
Realizado por: Investigador

3.4.1.1. Obtención de la Resistencia del Conductor.

El parámetro de resistencia se procederá a determinar mediante el uso de datos de las tablas (anexo 1). Los valores tomados serán verificados mediante los cálculos correspondientes, para confirmar los resultados alcanzados. Es importante señalar ciertos datos que servirán para el desarrollo de esta aplicación: El estándar de conductividad, es el del cobre recocido. El cobre comercial estirado en frío tiene el 97.3 % y el aluminio el 61 % de la conductividad estándar del cobre recocido.

$$\rho = (1.77 * 10^{-8} \Omega \cdot \text{m} (10.66 \Omega \cdot \text{cmil} / \text{pie}), \text{ para el cobre estirado en frío a } 20^{\circ}\text{C}.$$

$$\rho = (2.83 * 10^{-8} \Omega \cdot \text{m} (17.00 \Omega \cdot \text{cmil} / \text{pie}), \text{ para el aluminio a } 20^{\circ}\text{C}.$$

Se considerará el valor de resistencia que corresponde a un conductor a temperatura de 50°C, que representa una corriente aproximada del 75% de su capacidad de conducción tabla 3 (anexo 1).

$$\text{Resistencia} = 0.306 \Omega / \text{milla}$$

$$\text{Long. Línea} = 41 \text{ m.}$$

El valor de resistencia dado, dividido 1609, para convertir a Ω / m , se obtiene:

$$\text{Resistencia} = 1.9018 * 10^{-4} \Omega / \text{m.}$$

Con este valor se obtendrá la resistencia del conductor por línea.

$$R = (1.9018 * 10^{-4} \Omega / \text{m.}) * (41 \text{ m.})$$

$$R = 7.7974 * 10^{-3} \Omega.$$

Con el propósito de verificar el valor obtenido, se considerará los datos de la tabla 1 (anexo 1), para el conductor de cobre semi-duro, a temperatura de 20°C.

$$R1 = 0.17 \Omega / \text{Km.}$$

Se procederá a determinar el valor de la resistencia a 50 °C, para una corriente aproximada del 75% de su capacidad de conducción (constante T = 241).

$$R2 = R1 \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (3)$$

$$R2 = 0.17 \frac{241 + 50}{241 + 20}$$

$$R = 0.1895 \Omega / \text{Km.}$$

Si este valor de resistencia, se multiplica por 1,609, para convertir a Ω / milla , se obtiene:

$$\text{Resistencia} = 0.305 \Omega / \text{milla.}$$

Obteniendo un valor similar de los cálculos con los valores de la tabla 3 y los datos de la tabla A.3, del conductor de aluminio equivalente.

3.4.1.2. Obtención de Reactancia Inductiva

La tabla A.3 (anexo 1), enlista valores del Radio Medio Geométrico (RMG ó Ds), reactancia inductiva y reactancia capacitancia en paralelo, para distintos tipos de conductores. Sin embargo, se procederá a realizar el cálculo correspondiente del Ds,

donde se señalará el método de obtención de este parámetro, para conductores no homogéneos y a una repartición desigual entre hilos.

3.4.1.2.1 Cálculo del radio medio geométrico.

El cálculo se realizará con el conductor trenzado # 4/0 de cobre, el mismo que cae dentro de la clasificación general de conductores compuestos, lo que significa que se compone de dos o más elementos o hilos que están eléctricamente en paralelo.

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \times \ln \frac{\sqrt[mn]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{am})(D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bm})(D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{an})}}{\sqrt[n^2]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an})(D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bn})(D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nn})}} \quad H/m \quad (8)$$

El numerador, se lo llama distancia media geométrica (Dm ó DMG). El denominador es el Radio Medio Geométrico (RMG ó Ds), el mismo que se considerará para el cálculo.

$$\sqrt[n^2]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an})(D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bn})(D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nn})}$$

Para esta aplicación se considerará los datos siguientes:

CUADRO 3.3
CABLES Y ALAMBRES DESNUDOS DE COBRE SUAWE Y SEMIDURO

CALIBR	SECCION APROX mm2	NUMERO HILOS	DIAMT. HILO mm	DIAMT. TOTAL mm	CAPCD Amp.	RMG Ds Pies
4/0	107.41	19	2.68	13.40	500	0.0244

Fuente: Cablec (Alambres y Cables de Cobre), (Tabla 1)
Realizado por: Investigador

El conductor está formado por una capa de hilos exteriores, una capa de hilos medios y un hilo central. Se procederá a realizar los cálculos respectivos para cada una de las capas del conductor:

Datos del conductor:

$$n = 19$$

$$rh = 1.34 \text{ mm}$$

$$D_{aa} = rh * 0.7788$$

$$D_{aa} = 1.0436 \text{ mm.}$$

Donde:

n = Número de hilos

rh = Radio del hilo del cable

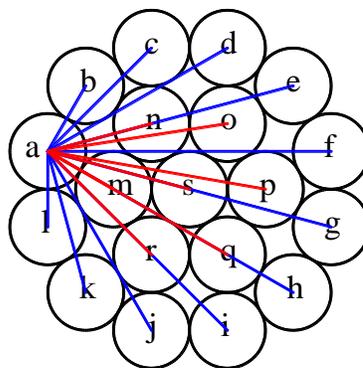
D_{aa} = Distancia del hilo del conductor a sí mismo.

0.7788 = Factor de multiplicación, que ajusta al radio.

Inicialmente se realizará el cálculo para la capa de hilos exteriores del conductor.

FIGURA 3.1

SECCIÓN TRANSVERSAL CONDUCTOR DE COBRE # 4/0 DE 19 HILOS
RELACIÓN CAPA DE HILOS EXTERIORES DEL CONDUCTOR



Fuente: Personal
Realizado por: Investigador

CUADRO 3.4

DISTANCIAS HILOS EXTERIORES (mm)

Dab = 2.68	Das = 7.46
Dac = 8.46	Dal = Dab
Dad = 9.94	Dam = Dal
Dae = 10.58	Dak = Dac
Daf = 10.68	Daj = Dad
Dag = 10.72	Dai = Dae
Dan = 7.82	Dah = Daf
Dao = 9.98	Dar = Dan
Dap = 10.28	Daq = Dao

Fuente: Personal
Realizado por: Investigador

$$R1 = (Daa) (Dab)^3 (Dac)^2 (Dad)^2 (Dae)^2 (Daf)^2 (Dag) (Dan)^2 (Dao)^2 (Dap) (Das)$$

$$R1 = (1.0436) (2.68)^3 (8.46)^2 (9.94)^2 (10.58)^2 (10.68)^2 (10.72) (7.82)^2 (9.98)^2 (10.28) (7.46)$$

$$R1 = (9.0816)^{15}$$

El resultado R1, representa al producto de la relación de un hilo de la capa exterior, con respecto a si mismo y con cada uno de los otros hilos que conforman el conductor compuesto. Se asumirá que este valor es igual para los 12 hilos que conforman la capa de hilos exteriores del conductor. Por lo tanto:

$$Re = (R1)^{12}$$

$$Re = [(9.0816)^{15}]^{12}$$

$$Re = (3.1475)^{191}$$

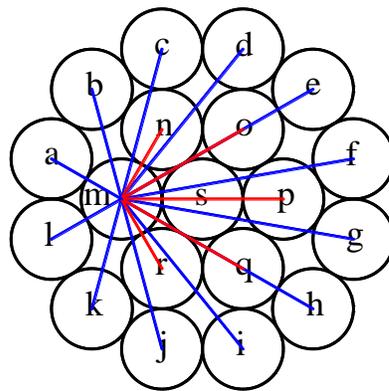
Donde:

Re = Resultado de los hilos de la capa exterior

Considerando el mismo procedimiento se procederá a realizar el cálculo de la capa de hilos medios del conductor.

FIGURA 3.2

SECCIÓN TRANSVERSAL CONDUCTOR DE COBRE # 4/0 DE 19 HILOS
RELACIÓN CAPA DE HILOS MEDIOS DEL CONDUCTOR



Fuente: Personal
Realizado por: Investigador

CUADRO 3.5

DISTANCIAS HILOS MEDIOS (mm)

Dmn = Daa	Dmn = Dma
Dma = 2.68	Dmr = Dmn
Dmb = 6.82	Dms = Dmr
Dmc = 8.46	Dmk = Dmb
Dmd = 8.95	Dmj = Dmc
Dme = 9.28	Dmi = Dmd

Dmf = 9.64	Dmh = Dme
Dmo = 7.35	Dmg = Dmf
Dmp = 8.76	Dmq = Dmo
Dml = Dma	

Fuente: Personal
Realizado por: Investigador

$$R2 = (Dmm) (Dma)^5 (Dmb)^2 (Dmc)^2 (Dmd)^2 (Dme)^2 (Dmf)^2 (Dmo)^2 (Dmp)$$

$$R2 = (1.0436) (2.68)^5 (6.82)^2 (8.46)^2 (8.95)^2 (9.28)^2 (9.64)^2 (7.35)^2 (8.76)$$

$$R2 = (1.4571)^{14}$$

El resultado R2, representa el producto de la relación de un hilo de la capa media del conductor, con respecto a si mismo y con cada uno de los otros hilos que conforman el conductor compuesto. Se asumirá que el valor es igual para los 6 hilos que conforman la capa de hilos medios del conductor. Por lo tanto:

$$Rm = (R2)^6$$

$$Rm = [(1.4571)^{14}]^6$$

$$Rm = (9.5705)^{84}$$

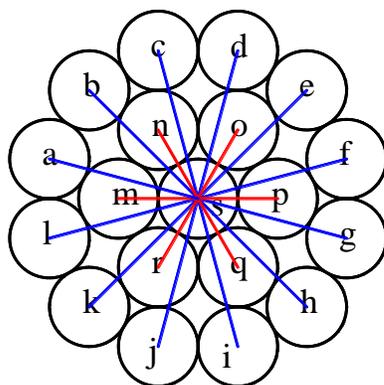
Donde:

Rm = Resultado de los hilos de la capa media del conductor.

De igual forma se procederá a realizar el cálculo con el hilo central del conductor.

FIGURA 3.3

SECCIÓN TRANSVERSAL CONDUCTOR DE COBRE # 4/0 DE 19 HILOS
RELACIÓN HILO CENTRAL DEL CONDUCTOR



Fuente: Personal
Realizado por: Investigador

CUADRO 3.6

DISTANCIAS HILO CENTRAL (mm)

Dss = Dmm	Dsj = Dsk
Dsa = 5.26	Dsi = Dsj
Dsm = 2.68	Dsh = Dsi
Dsb = Dsa	Dsg = Dsh
Dsc = Dsb	Dsn = Dsg
Dsd = Dsc	Dso = Dsn
Dse = Dsd	Dsp = Dso
Dsf = Dse	Dsr = Dsp
Dsl = Dsf	Dsq = Dsr
Dsk = Dsl	

Fuente: personal
Realizado por: Investigador

$$R3 = (Dss) (Dsa)^{12} (Dsm)^6$$

$$R3 = (1.0436) (2.68)^{12} (6.36)^6$$

$$R3 = (1.6937)^{12}$$

El resultado R3, representa el producto de la relación del hilo central del conductor, con respecto a si mismo y con cada uno de los otros hilos que conforman el conductor compuesto. Por lo tanto:

$$Ri = R3$$

$$Ri = (1.6937)^{12}$$

Donde:

Ri = Resultado del hilo central del conductor.

Con los resultados Re, Rm y Ri, se procederá a calcular el Radio Medio Geométrico (Ds) del conductor compuesto, aplicando el argumento logarítmico del denominador de la ecuación (8).

$$Ds = \sqrt[19]{Re * Rm * Ri}$$

$$Ds = 6.3059 \text{ mm}$$

Si este valor dividimos entre 30.48, se convierte Ds a pies.

$$Ds = 0.021 \text{ pies}$$

El resultado obtenido, es un valor similar al que encontramos en las tablas (anexo1).

3.4.1.2.2. Obtención de Reactancia Inductiva mediante uso de Tablas.

Con conocimiento del método para calcular el Radio Medio Geométrico, se procederá a la obtención de la reactancia inductiva mediante el uso de tablas, para cada uno de los agrupamientos de la línea y para cada arreglo del circuito de líneas paralelas.

Para el cálculo se considerará los siguientes datos:

$$D_s = 0.0244 \text{ pies (Tabla 3.)}$$

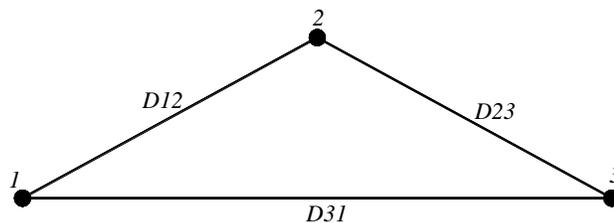
$$X_a = 0.451 \Omega/\text{milla} \text{ ---} \rightarrow \text{Reactancia inductiva a 1 pie de espaciamiento (Tabla 3.)}$$

$$\text{Para líneas trifásicas } D_m = D_{eq}$$

Agrupamiento 1.- Línea con las tres fases distribuidas por los vértices de un triángulo isósceles, con dos espaciamentos iguales y un desigual, con una longitud de 15 metros.

FIGURA 3.4

VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON ESPACIAMIENTO ASIMÉTRICO AGRUPAMIENTO 1



Fuente: personal
Realizado por: Investigador

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (15)$$

Donde:

D_{eq} = Distancia media geométrica equivalente.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{62.65 \times 62.65 \times 110} \text{ (cm)}$$

$$D_{eq} = 75.581 \text{ cm}$$

Si dividimos entre 30,48 convertimos Deq. a pies.

$$D_{eq} = 2.4797 \text{ pies}$$

Entonces:

$$X_d = 2.022 \times 10^{-3} f \ln D_{eq} \quad (12)$$

$$X_d = 2.022 \times 10^{-3} \times 60 \times \ln 2.4797 \text{ pies}$$

$$X_d = 0.1102 \Omega/\text{milla}$$

Por tanto:

$$X_L = X_a + X_d$$

$$X_L = 0.451 + 0.1102$$

$$X_L = 0.5612 \Omega/\text{milla}$$

Si dividimos entre 1609, convertimos a Ω/m .

$$X_L = 3.4879 \times 10^{-4} \Omega/m$$

Con este resultado se procederá a determinar la reactancia inductiva en el primer tramo de la línea correspondiente al agrupamiento 1.

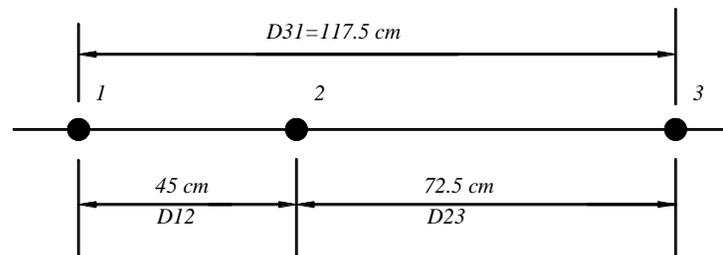
$$X_{L1} = 3.4879 \times 10^{-4} \frac{\Omega}{\text{m}} \times 15 \text{ m}$$

$$X_{L1} = 5.2318 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

Agrupamiento 2.- Línea con las tres fases distribuidas en un plano horizontal, donde se considerará un espaciado promedio entre fases, debido a que no se encuentran las líneas separadas de manera uniforme, con longitud de 10 metros.

FIGURA 3.5

VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON ESPACIAMIENTO ASIMÉTRICO AGRUPAMIENTO 2



Fuente: personal
Realizado por: Investigador.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (15)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{45 \times 72.5 \times 117.5} \text{ (cm)}$$

$$D_{eq} = 72.6434 \text{ cm}$$

Si dividimos entre 30.48 convertimos a *pies*.

$$D_{eq} = 2.3833 \text{ pies}$$

Entonces:

$$X_d = 2.022 \times 10^{-3} f \ln D_{eq} \quad (12)$$

$$X_d = 2.022 \times 10^{-3} \times 60 \times \ln 2.3833$$

$$X_d = 0.1054 \Omega / \text{milla}$$

Por tanto:

$$X_L = X_a + X_d$$

$$X_L = 0.451 + 0.1054$$

$$X_L = 0.5564 \Omega / \text{milla}$$

Si dividimos entre 1609, convertimos Ω / m .

$$X_L = 3.4580 \times 10^{-4} \Omega / m$$

Se procederá a calcular la reactancia inductiva en el segundo tramo de la línea correspondiente al agrupamiento 2.

$$X_{L2} = 3.4580 \times 10^{-4} \frac{\Omega}{\eta} \times 10 \eta$$

$$X_{L2} = 3.4580 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

3.4.1.2.3. Obtención de Reactancia Inductiva en líneas trifásicas con circuitos paralelos.

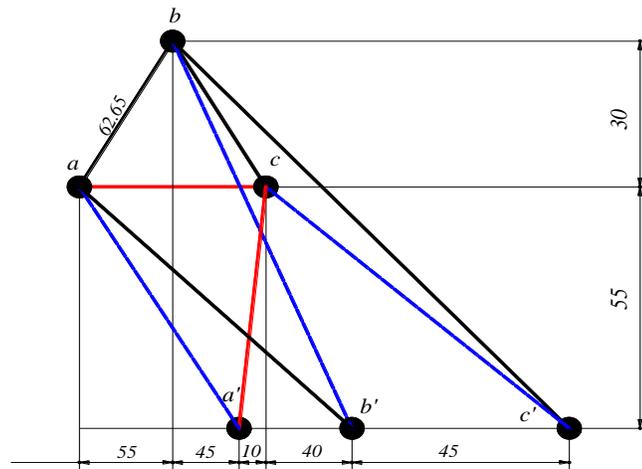
Como se trata de dos circuitos trifásicos, que son idénticos en construcción y operan en paralelo, localizados lo suficientemente próximos como para que exista acoplamiento entre ellos. Se utilizará el método de la distancia media geométrica (DMG), para calcular la reactancia inductiva de su circuito equivalente. En este caso se encontrará dos arreglos de líneas trifásicas con circuitos paralelos, uno al inicio y

el otro al final del tramo, por tanto, se realizará el cálculo con cada uno de los arreglos, para considerar un valor promedio entre éstos para cálculos posteriores.

Arreglo 1.- De acuerdo a la vista de la sección transversal de conductores de las líneas trifásicas de circuitos paralelos, se procederá al cálculo de la reactancia inductiva, longitud 16 metros.

FIGURA 3.6

VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON CIRCUITOS PARALELOS (ARRREGLO 1)



Fuente: personal
Realizado por: Investigador

$$D_s = 0.0244 \text{ pies} \quad (\text{Tabla 3})$$

Si multiplicamos por 30,48, convertimos D_s a cm.

$$D_s = 0.7437 \text{ cm}$$

Distancia de a a b: $D_{ab} = \sqrt{55^2 + 30^2} \text{ (cm)}$

$$D_{ab} = 62.65 \text{ cm}$$

Distancia de a a b': $D_{ab'} = \sqrt[2]{150^2 + 55^2} \text{ cm}$

$$D_{ab'} = 159.76 \text{ cm}$$

Ahora la DMG_s entre fases a y b.

$$D^p_{ab} = \sqrt[4]{(D_{ab} \times D_{ab'})^2}$$

$$D^p_{ab} = \sqrt[4]{(62.65 \times 159.76)^2}$$

$$D^p_{ab} = 100.0448 \text{ cm}$$

De manera similar con las fases b y c:

Distancia de b a c: $D_{bc} = \sqrt[2]{55^2 + 30^2}$

$$D_{bc} = 62.65 \text{ cm}$$

Distancia de b a c': $D_{bc'} = \sqrt[2]{140^2 + 85^2}$

$$D_{bc'} = 163.7834 \text{ cm}$$

Ahora la DMG_s entre fases b y c.

$$D^p_{bc} = \sqrt[4]{(62.65 \times 163.7834)^2}$$

$$D^p_{bc} = 101.2967 \text{ cm}$$

De igual forma con las fases c y a:

Distancia de c a a : $D_{ca} = 110 \text{ cm}$

$$\begin{aligned} \text{Distancia de c a a'} &= D_{ca'} = \sqrt{55^2 + 10^2} \\ D_{ca'} &= 55.9017 \text{ cm} \end{aligned}$$

Ahora la DMG_s entre fases c y a.

$$\begin{aligned} D^p_{ca} &= \sqrt[4]{(110 \times 55.9017)^2} \\ D^p_{ca} &= 78.4167 \text{ cm} \end{aligned}$$

Con los valores calculados, determinamos la D_{eq} .

$$\begin{aligned} D_{eq} &= \sqrt[3]{D^p_{ab} D^p_{bc} D^p_{ca}} \\ D_{eq} &= \sqrt[3]{100.0448 \times 101.2967 \times 78.4167} \\ D_{eq} &= 92.6260 \text{ cm} \end{aligned}$$

Si dividimos entre 30.48, convertimos en pies.

$$D_{eq} = 3.039 \text{ pies}$$

Para el cálculo de la inductancia, el RMG de la línea de circuitos paralelos se encuentra después de obtener los valores de RMG para las tres posiciones.

$$\begin{aligned} \text{La distancia real desde a hasta a'} &\text{ es: } D_{aa'} = \sqrt{100^2 + 55^2} \\ D_{aa'} &= 114.127 \text{ cm} \end{aligned}$$

Ahora el *RMG* de la fase a (D_{sa})

$$D_{sa} = \sqrt[3]{114.127 \times 0.7437}$$

$$D_{sa} = 9.2128 \text{ cm}$$

La distancia real desde b hasta b' es: $D_{bb'} = \sqrt{95^2 + 85^2}$

$$D_{bb'} = 127.4755 \text{ cm}$$

Ahora el *RMG* de la fase b (D_{sb})

$$D_{sb} = \sqrt[3]{127.4755 \times 0.7437}$$

$$D_{sb} = 9.7367 \text{ cm}$$

La distancia real desde c hasta c' es: $D_{cc'} = \sqrt{95^2 + 55^2}$

$$D_{cc'} = 109.7725 \text{ cm}$$

Ahora el *RMG* de la fase c (D_{sc})

$$D_{sc} = \sqrt[3]{109.7725 \times 0.7437}$$

$$D_{sc} = 9.0354 \text{ cm}$$

Ahora determinamos el *RMG* equivalente para las tres posiciones (D^p_s).

$$D^p_s = \sqrt[3]{D_{sa} D_{sb} D_{sc}}$$

$$D^p_s = \sqrt[3]{9.2128 \times 9.7367 \times 9.0354}$$

$$D^p_s = 9.3236 \text{ cm}$$

Si dividimos entre 30.48, convertimos a pies:

$$D^p_s = 0.3059 \text{ pies}$$

Entonces:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D^p_s}$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{3.039}{0.3059}$$

$$L = 4.5921 \times 10^{-7} \text{ H/m por fase}$$

$$X_L = 2\pi fL$$

$$X_L = 2\pi \times 60 \times 4.5921 \times 10^{-7} \text{ } \Omega/\text{m por fase}$$

$$X_L = 1.7312 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m por fase}$$

Para determinar la reactancia inductiva por fase del tramo de línea arreglo1, con circuitos paralelos tenemos:

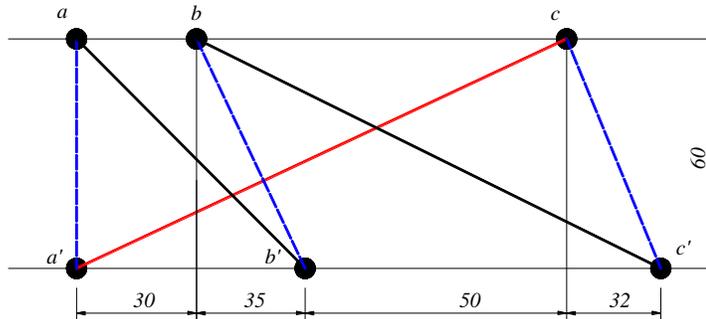
$$X_{L31} = 1.7312 \times 10^{-4} \frac{\Omega}{\text{m}} \times 16 \text{ m}$$

$$X_{L31} = 2.7699 \times 10^{-3} \text{ } \Omega \text{ por fase}$$

Arreglo 2.- De acuerdo a la vista de la sección transversal de conductores de las líneas trifásicas de circuitos paralelos, se procederá al cálculo de la reactancia inductiva, longitud 16 metros.

FIGURA 3.7

VISTA TRANSVERSAL DE LA LÍNEA CON CIRCUITOS PARALELOS (ARRREGLO 2)



Fuente: personal
Realizado por: Investigador

Considerando las distancias que se muestra en el arreglo 2, aplicando el mismo procedimiento de cálculo realizado en el arreglo 1, se obtendrá la distancia equivalente.

$$D_s = 0.0244 \text{ pies} \quad (\text{Tabla 3.})$$

De manera similar determinamos el RMG equivalente para las tres posiciones (D^p_s).

$$D^p_s = \sqrt[3]{6.68 \times 7.1873 \times 7.1114}$$

$$D^p_s = 6.9893 \text{ cm}$$

Si dividimos entre 30.48, convertimos a pies:

$$D^p_s = 0.2293 \text{ pies}$$

Entonces determinamos la inductancia:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{2.8648}{0.2293}$$

$$L = 5.0504 \times 10^{-7} \text{ H/m por fase}$$

$$X_L = 2\pi fL$$

$$X_L = 2\pi \times 60 \times 5.0504 \times 10^{-7} \text{ } \Omega/\text{m por fase}$$

$$X_L = 1.9040 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m por fase}$$

Para determinar la reactancia inductiva por fase del tramo de línea arreglo2, con circuitos paralelos tenemos:

$$X_{L32} = 1.9040 \times 10^{-4} \frac{\Omega}{\text{m}} \times 16\text{m}$$

$$X_{L32} = 3.0464 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

3.4.1.2.4. Resumen de Cálculo de Reactancia Inductiva.

Reactancia inductiva que corresponde al primer tramo agrupamiento 1, longitud de 15 metros.

$$X_{L1} = 5.2318 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

Reactancia inductiva en el segundo tramo de la línea que corresponde al agrupamiento 2, longitud de 10 metros.

$$X_{L2} = 3.4580 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

Reactancia inductiva por fase del tramo tres, líneas trifásicas con circuitos paralelos, correspondiente al arreglo 1, longitud de 16 metros.

$$X_{L31} = 2.7699 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

Reactancia inductiva por fase del tramo tres, líneas trifásicas con circuitos paralelos, correspondiente al arreglo 2, longitud de 16 metros.

$$X_{L32} = 3.0464 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

Finalmente se determinará la reactancia inductiva en el tramo de la línea aérea objeto de estudio, realizando la sumatoria de las reactancias inductivas parciales como se señala a continuación:

$$X_L = X_{L1} + X_{L2} + X_{L3}$$

Pero antes, de los valores de reactancias inductivas de líneas trifásicas con circuitos paralelos correspondientes al arreglo 1 y 2, obtenemos un valor promedio, ya que en el tramo se cuenta con distintos arreglos, como se describió anteriormente.

$$X_{L3} = \frac{X_{L31} + X_{L32}}{2}$$

$$X_{L3} = \frac{2.7699 \times 10^{-3} + 3.0464 \times 10^{-3}}{2}$$

$$X_{L3} = 2.9082 \times 10^{-3} \Omega \text{ por fase}$$

Entonces:

$$X_L = X_{L1} + X_{L2} + X_{L3}$$

$$X_L = 5.2318 \times 10^{-3} + 3.4580 \times 10^{-3} + 2.9082 \times 10^{-3}$$

$$X_L = 0.011598 \Omega \text{ por fase}$$

3.4.1.3. Obtención de la Reactancia Capacitiva Mediante Uso de Tablas.

Para el cálculo se considerará datos del conductor equivalente de aluminio (ASCR) con alma de acero.

Datos:

$$X'_a = 0.1040 \text{ M } \Omega \cdot \text{milla} \quad (\text{Tabla A.3})$$

$$\text{Diámetro exterior} = 0.721 \text{ pulgadas} \quad (\text{Tabla A.3})$$

$$r = \frac{d}{2} = \frac{0.721}{2} = 0.3605 \text{ pulgadas}$$

Si dividimos entre 12, convertimos a pies.

$$r = 0.030042 \text{ pies}$$

Agrupamiento 1.- Línea con las tres fases distribuidas por los vértices de un triángulo isósceles, con dos espaciamentos iguales y un desigual, longitud 15 metros. Figura 3.4 ilustrada anteriormente para el cálculo de la reactancia inductiva.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (15)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{62.65 \times 62.65 \times 110}$$

$$D_{eq} = 75.581 \text{ cm}$$

Si dividimos entre 30.48, convertimos el resultado a pies:

$$D_{eq} = 2.4797 \text{ pies}$$

Entonces:

$$X'_d = \frac{1.779}{60} \times 10^6 \ln 2.4797$$

$$X'_d = 0.02693 \text{ M}\Omega\text{.milla}$$

Por lo tanto:

$$X_c = X'_a + X'_d$$

$$X_c = 0.1040 + 0.02693$$

$$X_c = 0.1309 \text{ M}\Omega\text{.milla}$$

Si multiplicamos por 1609, convertimos en $\text{M}\Omega\text{.m}$.

$$X_c = 210.6181 \text{ M}\Omega\text{.m}$$

Para determinar la reactancia capacitiva en este tramo de línea (agrupamiento 1), como la reactancia capacitiva está en paralelo a lo largo de la línea, la X_c en $\text{M}\Omega\text{.metros}$, se divide entre la longitud de la línea (m), para obtener la reactancia capacitiva en $\text{M}\Omega$ al neutro.

$$X_{cl} = \frac{210.6181 \text{ M}\Omega/\text{m}}{15\text{m}}$$

$$X_{cl} = 14.04121 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{cl} = 1.404121 \times 10^{-5} \text{ }\Omega \text{ al neutro}$$

Agrupamiento 2.- Línea con las tres fases distribuidas en un plano horizontal, donde se considerará un espaciamiento promedio entre fases, debido a que no se encuentran las líneas separadas de manera uniforme, longitud 10 metros. Figura 3.5 ilustrada anteriormente para el cálculo de la reactancia inductiva.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (15)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{45 \times 72.5 \times 117.5}$$

$$D_{eq} = 72.6434 \text{ cm}$$

Si dividimos entre 30.48, convertimos a pies.

$$D_{eq} = 2.3833 \text{ pies}$$

Entonces:

$$X'_d = \frac{1.779}{f} \times 10^6 \ln D_{eq}$$

$$X'_d = \frac{1.779}{60} \times 10^6 \ln 2.3833$$

$$X'_d = 0.025751 \text{ M}\Omega \text{milla}$$

Por tanto:

$$X_c = X'_a + X'_d$$

$$X_c = 0.1040 + 0.02575$$

$$X_c = 0.12975 \text{ } M\Omega.milla$$

Si multiplicamos por 1609, convertimos en $M\Omega.m$.

$$X_c = 208.7677 \text{ } M\Omega.m$$

Para determinar la reactancia capacitiva en este tramo de línea (agrupamiento 2), la X_c en $M\Omega.metros$ se procederá a dividir entre la longitud de la línea (m), para obtener la reactancia capacitiva en $M\Omega$ al neutro .

$$X_{c2} = \frac{208.7677 \text{ } M\Omega./\eta}{10\eta}$$

$$X_{c2} = 20.8768 \text{ } M\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{c2} = 2.08768 \times 10^{-5} \text{ } \Omega \text{ al neutro}$$

3.4.1.3.1. Reactancia Capacitiva de Líneas Trifásicas con Circuitos Paralelos

Arreglo 1.- De acuerdo a la vista de la sección transversal de conductores de las líneas trifásicas de circuitos paralelos, se procederá al cálculo de la reactancia capacitiva para el tramo de la línea en estudio con 16 metros de longitud. Figura 3.6 ilustrada anteriormente para el cálculo de la reactancia inductiva en líneas con circuitos paralelos.

Para los cálculos de capacitancia, $D^p_{,c}$ es igual a $D^p_{,s}$, excepto que en lugar del RMG se usa el radio externo del conductor.

Datos:

Diámetro externo del conductor = 0.721 pulgadas. (Tabla A.3)

$$r = \frac{d}{2} = \frac{0.721}{2} = 0.3605 \text{ pulgadas}$$

Si dividimos entre 12, convertimos a pies.

$$r = 0.030042 \text{ pies}$$

Si multiplicamos por 30.48, convertimos a cm.

$$r = 0.9157 \text{ cm}$$

Para el cálculo de la capacitancia, el RMG de la línea de circuitos paralelos se encuentran después de obtener los valores de RMG para tres posiciones, utilizando el radio externo del conductor.

Distancia real desde a hasta a' es: $D_{aa'} = \sqrt[2]{100^2 + 55^2}$

$$D_{aa'} = 114.127 \text{ cm}$$

Ahora el RMG de la fase a (D^p_{sa})

$$D^p_{sa} = \sqrt[2]{114.127 \times 0.9157}$$

$$D^p_{sa} = 10.2228 \text{ cm}$$

Distancia real desde b hasta b' es: $D_{bb'} = \sqrt{95^2 + 85^2}$
 $D_{bb'} = 127.4755 \text{ cm}$

Ahora el *RMG* de la fase b (D_{sb}^p)

$$D_{sb}^p = \sqrt[3]{127.4755 \times 0.9157}$$

$$D_{sb}^p = 10.8041 \text{ cm}$$

Distancia real desde c hasta c' es: $D_{cc'} = \sqrt{95^2 + 55^2}$
 $D_{cc'} = 109.7725 \text{ cm}$

Ahora el *RMG* de la fase c (D_{sc}^p)

$$D_{sc}^p = \sqrt[3]{109.7725 \times 0.9157}$$

$$D_{sc}^p = 10.0259 \text{ cm}$$

Ahora determinamos el *RMG* equivalente para las tres fases D_{sc} .

$$D_{sc} = \sqrt[3]{10.228 \times 10.8041 \times 10.0259}$$

$$D_{sc} = 10.3457 \text{ cm}$$

Si dividimos entre 30.48, convertimos la respuesta a pies.

$$D_{sc} = 0.3394 \text{ pies}$$

Luego de conocer estos datos, se procederá al cálculo de capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica.

$$C_n = \frac{2\pi K}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}}} F/m \text{ al neutro} \quad (41)$$

Donde:

C_n = Capacitancia al neutro

K = Permitividad ya que $Kr=1$ (para líneas aéreas $K = 8.854 \times 10^{-12}$)

D_{sc} = es el radio externo r del conductor.

$$C_n = \frac{2\pi \times 8.854 \times 10^{-12}}{\ln \frac{3.039}{0.3394}}$$

$$C_n = \frac{5.5631 \times 10^{-11}}{2.1921}$$

$$C_n = 2.5378 \times 10^{-11} F/m$$

$$X_c = \frac{1}{2\pi f c} \Omega.m \text{ al neutro}$$

$$X_c = \frac{10^{11}}{2\pi \times 60 \times 2.5378}$$

$$X_c = 104.5229 \text{ M}\Omega.m \text{ al neutro}$$

Verificamos el valor de X_c .

$$X_c = 4.77 \times 10^4 \ln \frac{D_{eq}}{D_s C} \quad \Omega.Km \text{ al neutro} \quad (42)$$

$$X_c = 4.77 \times 10^4 \ln \frac{3.039}{0.3394} \quad \Omega.Km \text{ al neutro}$$

$$X_c = 0.1046 \quad M\Omega.km \text{ al neutro}$$

$$X_c = 104.5634 \quad M\Omega.m \text{ al neutro}$$

Se puede observar que los valores calculados para X_c son similares utilizando ecuaciones diferentes.

Para determinar la reactancia capacitiva al neutro del tramo tres arreglo 1 de la línea en estudio, tenemos:

$$X_{c31} = \frac{104.5634 M\Omega \times \eta}{16\eta}$$

$$X_{c31} = 6.5352 \quad M\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{c31} = 6.5352 \times 10^{-6} \quad \Omega \text{ al neutro}$$

Arreglo 2.- De acuerdo a la vista de la sección transversal de conductores de las líneas trifásicas de circuitos paralelos, se procede al cálculo de la reactancia capacitiva, longitud 16 metros. Figura 3.7 ilustrada anteriormente para el cálculo de la reactancia inductiva en líneas con circuitos paralelos.

Aplicando el mismo procedimiento de cálculo realizado en el arreglo 1, se obtendrá el *RMG* equivalente.

$$D_{sC} = \sqrt[3]{7.4123 \times 7.9752 \times 7.891}$$

$$D_{sc} = 7.7555 \text{ cm}$$

$$D_{sc} = 0.2544 \text{ pies}$$

Luego, se procederá al cálculo de la capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica.

$$C_n = \frac{2\pi K}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}}} \text{ F/m al neutro} \quad (417)$$

$$C_n = 2.2975 \times 10^{-11} \text{ F/m al neutro}$$

$$X_c = \frac{1}{2\pi f c} \text{ } \Omega \cdot \text{m al neutro}$$

$$X_c = \frac{10^{11}}{2\pi \times 60 \times 2.2975}$$

$$X_c = 115.4552 \text{ M}\Omega \cdot \text{m al neutro}$$

Ahora para determinar la reactancia capacitiva al neutro del tramo tres arreglo 2, tenemos:

$$X_{c32} = \frac{115.498 \text{ M}\Omega \times r\eta}{16r\eta}$$

$$X_{c32} = 7.2186 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{c32} = 7.2186 \times 10^{-6} \text{ } \Omega \text{ al neutro}$$

3.4.1.3.2. Resumen Cálculo de Reactancia Capacitiva

Reactancia capacitiva en el primer tramo de línea que corresponde al agrupamiento 1, longitud 15 metros.

$$X_{c1} = 14.04121 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{c1} = 1.404121 \times 10^{-5} \text{ }\Omega \text{ al neutro}$$

Reactancia capacitiva en el segundo tramo de línea que corresponde al agrupamiento 2, longitud 10 metros.

$$X_{c2} = 20.8768 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{c2} = 2.08768 \times 10^{-5} \text{ }\Omega \text{ al neutro}$$

Reactancia capacitiva del tramo tres, líneas trifásicas con circuitos paralelos.

- Reactancia capacitiva arreglo 1 de conductores.

$$X_{c31} = 6.5352 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{c31} = 6.5352 \times 10^{-6} \text{ }\Omega \text{ al neutro}$$

- Reactancia capacitiva arreglo 2 de conductores.

$$X_{c32} = 7.2186 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

$$X_{c32} = 7.2186 \times 10^{-6} \text{ }\Omega \text{ al neutro}$$

Estos valores de reactancia capacitiva, por encontrarse en el mismo tramo tres de la línea, se procederá a sacar un valor promedio.

$$X_{c3} = \frac{X_{c31} + X_{c32}}{2}$$

$$X_{c3} = 6.8769 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

Entonces:

$$X_c = X_{c1} + X_{c2} + X_{c3}$$

$$X_{cn} = 41.7949 \text{ M}\Omega \text{ al neutro}$$

3.4.2. Cálculo de Impedancias de Secuencia Cable Subterráneo con Neutro Concéntrico.

Se procederá a considerar las ecuaciones básicas que se requieren para calcular las impedancias de secuencia positiva y cero de cable trifásico subterráneo con neutro concéntrico, señaladas en el marco teórico (cable de distribución subterráneo).

Para cable trifásico como se muestra en la figura 2.7, se tomará las ecuaciones, desde la 21 hasta la 24 y desde la ecuación 27 hasta la 30.

3.4.2.1. Impedancia propia del conductor de una fase (ohmios / 1000 pies)

$$Z_{aa-g} = \left[r_a + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{GMR_a} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right] \quad (21)$$

Donde:

r_a = Resistencia del conductor de la fase (ohms/1000 pies)

GMR_a = Radio medio geométrico del conductor de la fase (pies)

ρ = Resistividad de la tierra $\Omega.m$

f = Frecuencia (Hz)

Datos:

Resistencia a 50°C = $R_1 = 0.306 \Omega/1000 \text{ pies}$, (Tabla 2)

Resistencia a 90°C

$$R_2 = R_1 \frac{T + t_2}{T + t_1}$$

$$R_2 = 0.306 \frac{241 + 90}{241 + 50} = 0.3481 \Omega/1000 \text{ pies}$$

$$r_a = 0.3481 \Omega/1000 \text{ pies}$$

$$GMR_a = 0.0244 \text{ pies}$$

$$\rho = 100 \Omega.m$$

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$Z_{aa-g} = [0.196 + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi * 60] + j2\pi * 60 \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{0.0244} \sqrt{\frac{100}{60}} \right) \right]$$

$$Z_{aa-g} = 0.3662 + j0.2677 (\Omega / 1000 \text{ pies})$$

3.4.2.2. Impedancia mutua entre dos conductores con retorno a tierra (ohmios/1000 pies)

(22)

$$Z_{ab-g} = [4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{S_{ab}} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right]$$

Donde:

S_{ab} = Espaciamiento medio geométrico de los conductores entre las tres

fases (pies).

Datos:

$$S_{ab} = \sqrt[3]{dab * dbc * dca}$$

$$S_{ab} = 33.56 \text{ mm}$$

Si dividimos entre 304.8 para convertir a pies

$$S_{ab} = 0.110105 \text{ pies}$$

$$\rho = 100 \Omega.m$$

$$Z_{ab-g} = [4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi * 60] + j2\pi * 60 \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{0.11} \sqrt{\frac{100}{60}} \right) \right]$$

$$Z_{ab-g} = 0.0181 + j0.2330 \text{ } (\Omega / 1000 \text{ pies})$$

3.4.2.3. Impedancia propia de un grupo de hilos neutros en paralelo con retorno a tierra (ohmios/1000 pies).

(23)

$$Z_{nm-g3\phi} = \left[\frac{r_n}{3N} + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \sqrt{\frac{\rho}{f}} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \frac{1}{\sqrt[3]{(S_{ab})^2}} + 6.096 \times 10^{-5} \frac{1}{3N} \left(\log e \frac{1}{GMR_n} + (N-1) \log e \frac{1}{KN \frac{D}{2}} \right) \right]$$

Donde:

r_n = Resistencia de un solo hilo neutro (ohmios/1000 pies)

- N = Número de hilos del neutro del cable
 S_{ab} = Espacio medio geométrico entre las tres fases (pies)
 dn = Diámetro de un solo hilo neutro (pies)
 D = diámetro del círculo definido por los centros de los hilos neutros (pies).
 KN = Factor de espaciamento
 GMR_n = Radio medio geométrico de un solo hilo neutro
 $KN \frac{D}{2}$ = Espacio medio geométrico entre el número de hilos del cable con neutro concéntrico.

Datos:

$$\text{Resistencia a } 20^{\circ}\text{C} = R_1 = 8.6725 \Omega/1000 \text{ pies}$$

Resistencia a 90°C

$$R_2 = R_1 \frac{T + t_2}{T + t_1}$$

$$R_2 = 8.6725 \frac{241 + 90}{241 + 20} = 10.9985 \Omega/1000 \text{ pies}$$

$$r_n = 10.9985 (\Omega / 1000 \text{ pies})$$

$$N = 11$$

$$S_{ab} = 0.110105 \text{ pies}$$

$$dn = 6.7257 \cdot 10^{-3} \text{ pies}$$

$$D = 0.096785 \text{ pies}$$

$$GMR_n = 0.3894 \cdot dn \text{ (pies)}$$

$$GMR_n = 0.0026 \text{ pies}$$

$$KN = (N)^{\frac{1}{(N-1)}} = KN = (11)^{\frac{1}{(11-1)}} = 1.2710$$

$$KN \frac{D}{2} = 1.2710 \frac{0.0968}{2} = 0.06151 \text{ pies}$$

$$Z_{nn-g3\phi} = \left[\frac{r_n}{3*11} + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi * 60 \right] + j2\pi * 60 \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \sqrt{\frac{100}{60}} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \frac{1}{\sqrt[3]{(0.1101)^2}} + 6.096 \times 10^{-5} \frac{1}{3*11} \left(\log e \frac{1}{0.0026} + (11-1) \log e \frac{1}{0.06151} \right) \right]$$

$$Z_{nn-g3\phi} = 0.3513 + j0.2397 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

3.4.2.4. Impedancia Mutua entre cada uno de los Conductores de las tres fases y todo el grupo de Conductores del neutro (es un promedio de las tres impedancias mutuas actuales), (ohmios/1000 pies).

(24)

$$Z_{an-g3\phi} = \left[4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f \right] + j2\pi f \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{\sqrt[3]{\frac{D}{2} (S_{ab})^2}} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \right]$$

Donde:

S_{ab} = Espacio medio geométrico entre las tres fases (pies)

D = diámetro del círculo definido por los centros de los hilos neutros (pies).

ρ = Resistividad de la tierra $\Omega.m$

Datos:

$S_{ab} = 0.110105 \text{ pies}$

$$D = 0.096785 \text{ pies}$$

$$\rho = 100 \Omega.m$$

$$Z_{an-g3\phi} = [4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi \times 60] + j2\pi \times 60 \left[4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} \log e \left(\frac{1}{\sqrt[3]{\frac{0.0968}{2} (0.1101)^2}} \sqrt{100/60} \right) \right]$$

$$Z_{an-g3\phi} = 0.0181 + j0.2393 \text{ } (\Omega / 1000 \text{ pies})$$

3.4.2.5. Impedancia propia de secuencia positiva del circuito trifásico formado por los neutros concéntricos de los cables (ohmios/1000 pies).

(27)

$$Z_{nn-\rho} = \frac{r_n}{N} + j2\pi f \times 6.096 \times 10^{-5} \left[\frac{N-1}{N} \log e \frac{2}{K_N D} + \frac{1}{N} \log e \frac{1}{GMR_n} - \log e \frac{1}{S_{ab}} \right]$$

Donde:

r_n = Resistencia de un solo hilo neutro (ohms/1000 pies)

N = Número de hilos del neutro del cable

KN = Factor de espaciamento

D = diámetro del círculo definido por los centros de los hilos neutros de un cable con neutros concéntricos (pies).

GMR_n = Radio medio geométrico de un solo hilo neutro

S_{ab} = Espacio medio geométrico entre las tres fases (pies)

Datos:

$$r_n = 10.9985 \text{ } (\Omega / 1000 \text{ pies})$$

$$\begin{aligned}
N &= 11 \\
KN &= 1.27098 \\
D &= 0.096785 \text{ pies} \\
GMR_n &= 0.0026 \text{ pies} \\
S_{ab} &= 0.110105 \text{ pies}
\end{aligned}$$

$$Z_{nn-\rho} = \frac{10.9985}{11} + j2\pi * 60 \times 6.096 \times 10^{-5} \left[\frac{11-1}{11} \log e \frac{2}{1.2710 * 0.0968} + \frac{1}{11} \log e \frac{1}{0.0026} - \log e \frac{1}{0.1101} \right]$$

$$Z_{nn-\rho} = 0.9999 + j0.6608 \text{ } (\Omega / 1000 \text{ pies})$$

3.4.2.6. Impedancia mutua de secuencia positiva entre los conductores de la fase del cable y sus neutros concéntricos (ohmios / 1000 pies).

(28)

$$Z_{an-\rho} = j2\pi f \times 6.096 \times 10^{-5} \left[\log e \frac{2}{D} - \log e \frac{1}{S_{ab}} \right]$$

Donde:

D = diámetro del círculo definido por los centros de los hilos neutros del cable con neutros concéntricos (pies).

S_{ab} = Espacio medio geométrico entre las tres fases (pies)

Datos:

D = 0.096785 pies

S_{ab} = 0.110105 pies

$$Z_{an-\rho} = j2\pi * 60 \times 6.096 \times 10^{-5} \left[\log e \frac{2}{0.0968} - \log e \frac{1}{0.1101} \right]$$

$$Z_{an-\rho} = 0 + j0.0189 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

3.4.2.7. Impedancia de secuencia positiva de un circuito trifásico de cables con neutro concéntrico (ohmios/1000 pies)

(29)

$$Z_{13\phi} = Z_{aa-g} - Z_{ab-g} - \frac{Z_{an-\rho}^2}{Z_{nn-\rho}}$$

Donde:

Z_{aa-g} = Impedancia propia del conductor de una fase (ohmios / 1000 pies)

Z_{ab-g} = Impedancia mutua entre dos conductores con retorno a tierra (ohmios /1000 pies.)

$Z_{an-\rho}$ = Impedancia mutua de secuencia positiva entre los conductores de la fase del cable y sus neutros concéntricos (ohmios / 1000 pies).

$Z_{nn-\rho}$ = Impedancia propia de secuencia positiva del circuito trifásico formado por los neutros concéntricos de los cables (ohmios /1000 pies).

Datos:

$$Z_{aa-g} = 0.3662 + j0.2677 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{ab-g} = 0.0181 + j0.2330 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{an-\rho} = 0 + j0.0189 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{nn-\rho} = 0.9999 + j0.6608 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{13\phi} = (0.3662 + j0.2677) - (0.0181 + j0.2330) - \frac{(j0.0189)^2}{0.9999 + j0.6608}$$

$$Z_{13\phi} = 0.3483 + j0.0345 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

Con estos datos calculados se procederá a reflejar para la longitud del cable subterráneo que forma parte de la línea en estudio.

$$R_1 = 0.3483 \frac{\Omega}{\text{milla}} \times \frac{\text{milla}}{1609\text{m}} \times 27\text{m}$$

$$R_1 = 5.8447 * 10^{-3} \Omega$$

$$X_1 = 0.0345 \frac{\Omega}{\text{milla}} \times \frac{\text{milla}}{1609\text{m}} \times 27\text{m}$$

$$X_1 = 5.7893 * 10^{-4} \Omega$$

3.4.2.8. Impedancia de secuencia cero de un circuito trifásico de cable con neutro concéntrico (ohmios/1000 pies).

(30)

$$Z_{03\phi} = Z_{aa-g} - 2Z_{ab-g} - \frac{3Z_{an-g}^2}{Z_{nn-g3\phi}}$$

Donde:

$Z_{an-g3\phi}$ = Impedancia Mutua entre cada uno de los Conductores de las tres fases y todo el grupo de Conductores del neutro (es un

promedio de las tres impedancias mutuas actuales),
(ohmios/1000 pies).

$Z_{nn-g3\phi}$ = Impedancia propia de un grupo de hilos neutros en paralelo
con retorno a tierra (ohmios/1000 pies).

Datos:

$$Z_{aa-g} = 0.3662 + j0.2677 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{ab-g} = 0.0181 + j0.2330 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{an-g3\phi} = 0.0181 + j0.2393 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{nn-g3\phi} = 0.3513 + j0.2397 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

$$Z_{03\phi} = (0.3662 + j0.2677) - 2(0.0181 + j0.2330) - \frac{3(0.0181 + j0.2393)^2}{0.3513 + j0.2397}$$

$$Z_{03\phi} = 0.4371 - j0.2951 \text{ (}\Omega / 1000 \text{ pies)}$$

Con estos datos se procederá a reflejar para la longitud del cable subterráneo que forma parte de la línea en estudio.

$$R_0 = 0.4371 \frac{\Omega}{\text{milla}} \times \frac{\text{milla}}{1609\text{m}} \times 27\text{m}$$

$$R_0 = 7.3348 * 10^{-3} \Omega$$

$$X_0 = 0.2951 \frac{\Omega}{\text{milla}} \times \frac{\text{milla}}{1609\text{m}} \times 27\text{m}$$

$$X_0 = 4.9520 * 10^{-3} \Omega$$

3.4.2.9. Resumen Cálculo Cable Subterráneo

Impedancia de secuencia positiva de un circuito trifásico, cable con neutro concéntrico (ohmios/1000 pies), longitud 27 m.

$$R_1 = 5.8447 * 10^{-3} \Omega$$

$$X_1 = 5.7893 * 10^{-4} \Omega$$

Impedancia de secuencia cero de un circuito trifásico, cable con neutro concéntrico (ohmios/1000 pies), longitud 27 m.

$$R_0 = 7.3348 * 10^{-3} \Omega$$

$$X_0 = 4.9520 * 10^{-3} \Omega$$

3.5. PRUEBAS EN EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA CENTRAL.

Para determinar las posibles causas que provoca la avería de los transformadores de potencial, se procedió a realizar varias pruebas de campo en los equipos y elementos que conforman la central y revisar procedimientos de operación, para verificar su estado y condiciones de funcionamiento:

- Operación en transformadores de potencia
- Posible presencia de picos de corrientes por inrush
- Posible presencia de resonancia eléctrica
- Aislamiento de conductores
- Sistema de puesta a tierra
- Pruebas transformador de distribución de autoconsumo
- Posible presencia de armónicos en el sistema.

No se considera pruebas en los transformadores de potencia, ya que existe un informe por parte de la Jefatura de Subestaciones, de pruebas realizadas, sobre las condiciones de los transformadores en las subestaciones, que requieren el reemplazo a corto plazo y a mediano plazo, haciendo relación con su vida útil.

3.5.1. Operación en Transformadores de Potencia.

Los operadores no disponían de un procedimiento para proceder a energizar y desenergizar los transformadores de potencia, pudiendo ser una posible causa la mala maniobra que provoca la avería de los transformadores de potencial. Se determinó en qué fase se encontraba el TP que servía para el proceso de sincronización, ubicado en las barras del lado del sistema, lo que servirá para desarrollar un procedimiento de operación para energizar y desenergizar los transformadores de potencia, considerando que los seccionadores se encuentran abiertos tanto en el lado de 4.16 Kv y el lado de 13.8 Kv.

Para energizar.- Se procede a cerrar primero los seccionadores que se encuentran en el lado de 13.8 Kv. Luego en el lado de 4.16 Kv, se cierra las dos líneas y finalmente la línea en donde se encuentra el transformador de potencial. Esta secuencia para evitar presencia de corriente inrush.

Para desenergizar.- Se procede a abrir los seccionadores en el lado de 4.16 Kv, primero la línea donde se encuentra el transformador de potencial y luego las dos restantes. Posteriormente se abre los seccionados ubicados en el lado de 13.8 Kv.

Este procedimiento con el objetivo de disminuir los efectos por maniobra en la línea donde se encuentra el TP.

3.5.2. Prueba de Aislamiento de los Conductores.

Con el sistema desenergizado, se procedió a realizar la prueba de aislamiento de cada uno de los cables y conductores, con respecto a posibles contactos a tierra y contactos entre sí, debido al deterioro del aislamiento. Para la prueba se utilizó el equipo DTR monofásico modelo 8500 AEMC, obteniendo valores de resistencia superiores a 4000 mega ohmios. Determinando que los cables subterráneos, como los conductores aéreos se encuentran en condiciones como para seguir operando dentro del sistema eléctrico de la central.



3.5.3. Sistema de Puesta a Tierra.

Se realizó una revisión del sistema de puesta a tierra. Se procedió a una limpieza de conectores ubicados en la base de los tableros de control TG1 y TG2. Estos conectores son el punto donde se acopla la tierra de los tableros con el cable principal de tierra que viene desde la subestación y recorre hasta llegar a la conexión estrella de los generadores G1 y G2. Por lo tanto con el seguimiento realizado se determinó

que el neutro de la conexión estrella del generador, se encuentra mallado con el sistema de tierra de la subestación.

Los parámetros medidos, se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO 3.7
VALORES MEDIDOS EN REFERENCIA A TIERRA
DE TABLEROS DE CONTROL

MEDIDAS	CIRCUITO ABIERTO	CIRCUITO CERRADO	GENERANDO
Resistencia	0.092 (Ω)	0.091 (Ω)	0.088 (Ω)
Corriente	2.74 Amp.	1.16 Amp.	4.13 Amp.

Fuente: Medidas pinza voltamperímetro EXTECH 380974
Realizado por: Investigador

3.5.4. Pruebas en sitio del Transformador Trifásico de Distribución para Autoconsumo

En la central existen dos transformadores trifásicos de distribución para autoconsumo: un transformador trifásico seco de 45 KVA, ubicado en el tablero de control TG1, correspondiente al grupo de generación 1, alimentado de las barras a 4.16Kv, del lado del sistema y otro de 50 KVA con enfriamiento en aceite, localizado en el tablero de control TG2, correspondiente al grupo de generación 2, alimentado de las barras a 4.16 Kv, del lado del sistema. En el proceso de levantamiento de la información de cada uno de los equipos y elementos del sistema eléctrico de la central, por reporte de los operadores, se pudo apreciar que el transformador para autoconsumo, correspondiente al grupo 1, se encontraba con una temperatura elevada del núcleo, fenómeno que permitió considerar a este equipo del sistema, como una posible fuente de los problemas operativos que sufre la Central.

En primera instancia se procedió a realizar pruebas en sitio del transformador, para verificar su funcionamiento y condiciones de operación, las que se detallan a continuación:



3.5.4.1. Medición de la relación de transformación.

CUADRO 3.8

CARACTERISTICAS DE EQUIPO UTILIZADO: DTR MONOFÁSICO MODELO 8500 AEMC

TAP	VOLTAJE	FASE A	FASE B	FASE C
1	4365	36.471	36.311	36.431
2	4260	35.425	35.407	35.568
3	4160	34.594	34.635	34.702
4	4055	33.672	33.816	33.832
5	3950	32.925	32.974	32.926

Fuente: Registro DTR monofásico modelo 8500 AEMC
Realizado por: Investigador

CUADRO 3.9

CORRIENTE DE EXCITACIÓN (MA)

POS	VOLTAJE	FASE A	FASE B	FASE C
1	4365	7	6	7
2	4260	8	6	7
3	4160	8	6	8
4	4055	8	6	8
5	3950	8	9	8

Fuente: Registro DTR monofásico modelo 8500 AEMC
 Realizado por: Investigador

Al realizar la prueba de relación de transformación se pudo determinar que la corriente de excitación en todas las posiciones de los respectivos TAP, eran muy altas como se puede observar en el cuadro anterior, lo que reflejó que el núcleo del transformador estaba saturado debido al tiempo de operación en el sistema, por tanto, se dio el diagnóstico que ha cumplido su vida útil.

Resultados que fueron puestos en conocimiento del Director de Operación y Mantenimiento, el mismo que solicitó al Presidente Ejecutivo de la EEASA, que se realice la adquisición urgente del transformador que sirve para autoconsumo de la Central LLigua, en razón de que no existe en stock de bodegas; señalando que se disponga al Departamento Financiero, que por intermedio del proceso de adquisiciones, se inicie el respectivo trámite de compra, ya que en estos casos el tiempo de fabricación de estos equipos demora aproximadamente 60 días.

3.6. REGISTRO DE DATOS DEL TRANSFORMADOR PARA AUTOCONSUMOS DEL GRUPO 1.

Conociendo los resultados obtenidos con la prueba en sitio del transformador trifásico para autoconsumo, se procedió a realizar una serie de mediciones en el transformador para autoconsumos ubicado en el tablero de control del grupo 1 en el lado de 4.16 Kv

y en el lado de baja tensión 220 V, para monitorear los efectos que estaba causando el transformador con el núcleo saturado, dentro del sistema eléctrico de la central, convirtiéndose en la posible fuente del sobrevoltaje en las barras de generación, que causa la avería constante de los transformadores de potencial ubicados en las barras, al lado del sistema.

El equipo que se utilizó, fue el analizador de red eléctrica trifásico, modelo 3945-B, AEMC instruments. Los registros se realizaron con dos analizadores en forma simultánea, uno para registrar en baja tensión y otro en media tensión. Para el registro en baja tensión, se procedió a instalar un analizador en las salidas del transformador trifásico para autoconsumo, con las señales de voltaje tomadas de la salida del transformador 127/220 voltios y las pinzas de corriente ubicadas en las salidas del mismo para el registro del parámetro de corriente. Para el registro en media tensión se procedió a instalar otro analizador, las señales de voltaje se procedió a tomar desde la salida del transformador trifásico para autoconsumo 127/220 voltios, debido a las características de voltaje de estos equipos; mientras que las pinzas de corriente con aislamiento especial, fueron ubicadas en el lado de media tensión a 4.16 Kv, en los conductores que sirven de alimentación para el transformador, desde las barras del lado que corresponde al sistema, en el tablero de control TG1. Se realizó una serie de mediciones bajo este esquema de instalación de los analizadores. En coordinación con la Dirección del Departamento de Operación y Mantenimiento de la EEASA, se planificó el proceso de energización y desenergización del sistema con los operadores de la central, para la instalación y retiro de los analizadores.

Se programó también con los operadores, la conexión y desconexión periódica previamente establecida del ventilador de enfriamiento de agua que alimenta al grupo motor GM1, que corresponde al grupo G1 de generación; para obtener el registro de los efectos que causa el transformador trifásico para autoconsumo en el sistema eléctrico de la central, con carga y en vacío. Se procedió a realizar una serie de

mediciones, puesto que no se lograba conseguir datos que reflejen que el transformador es la fuente de los problemas operativos que sufre la central.



Finalmente se logró el registro de datos (anexo 4), que confirman que el transformador trifásico para autoconsumo genera corrientes armónicas, en media tensión. Se puede observar, el registro en media tensión, en donde, refleja una distorsión en la onda de corriente con la misma frecuencia y además otras componentes de frecuencia triple, quíntuple, séptuple, etc. De estas la única que tiene importancia es la que corresponde al tercer armónico, siendo la posible causa de el sobrevoltaje en las barras de generación a 4.16 Kv, provocando la avería constante de los transformadores de potencial, ubicados al lado del sistema, que son parte del proceso de sincronización de la central.

3.7. SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS GENERADORES

Un Generador debe ser protegido tanto de las averías internas, como de las averías que ocurran en el sistema eléctrico al cuál alimenta. Debido a que la mayoría de equipos de protección en muchos centros de generación del sistema eléctrico ecuatoriano han alcanzado e incluso sobrepasado su vida útil, es imprescindible una

renovación total de los mismos, para pasar de dispositivos electromecánicos a relés y dispositivos de protección de última tecnología, basados en microprocesadores que además agrupan muchas funciones de protección, medición, control y supervisión en un mismo equipo.

En la central se procedió a ejecutar un seguimiento de la instalación de los elementos que forman parte del sistema de protección de los generadores, desarrollando un esquema, donde se muestra cómo se encuentran conectados los elementos de protección existentes (anexo 6, lámina 18), para luego definir si es necesario realizar un replanteo del sistema de protección de los generadores. En el esquema se puede observar que los transformadores de corriente, alimentan con sus señales, tanto a los elementos de protección como a los sistemas de medida existentes. El sistema de protección cuenta con los siguientes elementos: relés de sobrecorriente de voltaje restringido (51V), relés para protección de fallas a tierra (51G), del estator en generadores aterrizados con una baja impedancia; relés direccionales de potencia (32), relés diferenciales (87). Se puede ver, que los sistemas de medida del CENACE, que cuantifican los aportes de generación que la central realiza al sistema, se encuentran alimentados por señales tomadas de los mismos transformadores de corriente.



3.8. CALIBRACION ACTUAL DE LOS RELES DE PROTECCION.

Con la dirección del Director del Departamento de Operación y Mantenimiento y la colaboración de la Jefatura de Centrales, se procedió a retirar cada uno de los relés ubicados en el tablero de control, como se muestra en la imagen anterior, para verificar la posición de los ajustes respectivos bajo condiciones actuales de operación. En el siguiente cuadro se señala un resumen:

CUADRO 3.10
AJUSTE RELES DE GENERACION DE LA CENTRAL LLIGUA

DENOMINACION	CALIBRACION	AJUSTE ACTUAL
Relé de sobrevoltaje (59)	TAP = 1.2 Vn DIAL = 0 - 10 seg.	TAP = 200 V DIAL = 1.5 Veces
Relé de sobrecorriente. de falla a tierra (51G)	TAP = 0.1 In DIAL = 0 – 10 seg	TAP = 50 DIAL = 2 Veces
Relé de potencia inversa (32)	TAP = (5 – 25%) * Pn DIAL = 0 – 10 seg	TAP = 50 DIAL = 3 Veces
Relé de sobrecorriente con restricción de voltaje (51V)	TAP = 1.2 * In DIAL = 0 – 10 seg	TAP = 120 DIAL = 4 Veces

Fuente: Relés ubicados en tablero de control de grupo 1.
Realizado por: Investigador, Director de Tesis.

Datos que serán analizados para comprobar si los ajustes se encuentran en condiciones normales de acuerdo a las referencias de calibración que se dispone para estos tipos de relés.

CAPITULO IV

ANALISIS Y PROPUESTA DE SOLUCION DE PROBLEMAS OPERATIVOS EN LA CENTRAL.

4.1. ANALISIS DE PROBLEMAS OPERATIVOS EN LA CENTRAL.

El trabajo, hasta el momento cuenta con los datos obtenidos en el levantamiento de información de la situación actual de la central, donde se ha logrado definir los siguientes aspectos: la localización y la distribución de la planta con los sistemas que integra dentro de su espacio físico. Se dispone de las características técnicas de los equipos y elementos que conforman el sistema eléctrico de la central, datos de las pruebas realizadas en sitio y los registros de analizadores del transformador de distribución para autoconsumo.

Los equipos de diagnóstico corresponden al laboratorio de transformadores y la Sección Control de Pérdidas de la EEASA. Se conoce los datos de impedancias de la línea de distribución que transporta potencia eléctrica desde las unidades de generación hasta las barras del sistema ubicadas en la subestación. También se tiene conocimiento cómo se encuentran las instalaciones y el estado del sistema de protección actual de los generadores.

Con la información disponible, en este capítulo se presentará el análisis y propuestas de solución de los problemas operativos que sufre la central, debido a la presencia de sobrevoltaje en las barras de generación, al lado del sistema, que provoca la avería de los transformadores de potencial acoplados al sistema de sincronización. Se llegará a determinar las causas exactas que provoca el sobrevoltaje en las barras de generación y proponer la solución, de manera que los elementos reemplazados puedan funcionar correctamente, logrando condiciones normales de operación de los grupos de generación y superar la observación realizada por el CONELEC dentro de los tiempos otorgados para que los grupos de generación aporten al sistema.

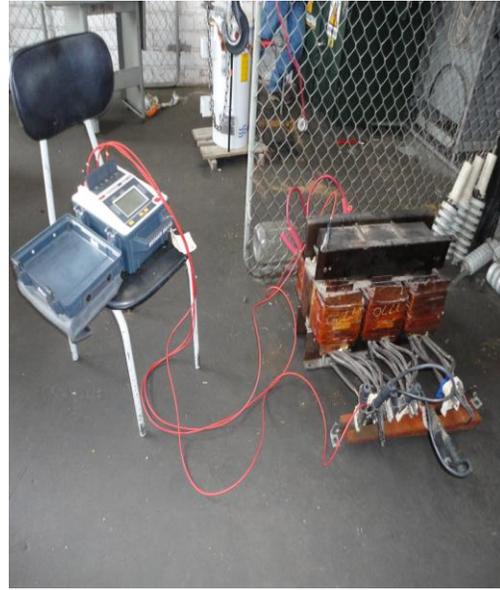
4.2. PRUEBAS DE LABORATORIO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION PARA AUTOCONSUMO.

Con los datos obtenidos en las pruebas en sitio del transformador para autoconsumo y los registros realizados con los analizadores de carga, se procedió a solicitar la entrega del transformador nuevo a la Empresa ECUATRAN, encargado de la fabricación del mismo.

Con la entrega del transformador nuevo, El Director del DOM, en coordinación con el grupo de transformadores de la EEASA, procedió a reemplazar el mismo. El transformador retirado fue trasladado al laboratorio de transformadores.



En el laboratorio, con la disponibilidad de todos los equipos de diagnóstico se procedió a realizar las pruebas de rutina correspondientes a un transformador de distribución.



Las pruebas comprenden: resistencia de aislamiento, resistencia eléctrica, relación de transformación, pérdidas en el núcleo y en los devanados ó bobinas; las mismas que permitirán determinar las condiciones reales de este equipo.

4.2.1. Características del Transformador

Nº de serie	75D559
Tipo	DY1
Potencia	45 KVA
Voltaje primario	4160 volt.
Voltaje secundario	208/120 volt.
TAP nominal	3
Impedancia	2.8 %

4.2.2. Prueba de Relación de Transformación.

CUADRO 4.1
CARACTERISTICAS EQUIPO UTILIZADO: TTR TRIFASICO.

DENOMINACION	CARACTERISTICAS
Marca	MEGGER AVTM550503
Rango de medición	80 v rms ca: 0.8 a 10000, resolución 5 dígitos 40 v rms ca: 0.8 a 10000, resolución 5 dígitos 4v rms ca: 0.8 a 10000, resolución 5 dígitos.
Corriente de excitación	0 a 500 miliamperios, resolución 5 dígitos.
Pantalla	modulo de cristal liquido (LCD), 256*128 puntos, con 16 líneas de 42
Voltaje de entrada	120V CA, 50-60 HZ
Método de medición	CONFORME A NORMA ANSI/IEEE C57.12.90

Fuente: Placa de características
Realizado por: Investigador

4.2.2.1. Mediciones:

CUADRO 4.2
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

TAP	VOLTAJE	FASE A	FASE B	FASE C
1	4365	36.376	36.402	36.414
2	4260	35.506	35.535	35.551
3	4160	34.643	34.675	34.682
4	4055	33.379	33.811	33.813
5	3950	32.910	32.944	32.952

Fuente: Registro TTR Trifásico
Realizado por: Investigador

CUADRO 4.3
PORCENTAJE DE DESVIACIÓN (%)

TAP	VOLTAJE	FASE A	FASE B	FASE C
1	4365	5.01	5.08	5.12
2	4260	2.50	2.58	2.63
3	4160	0.01	0.10	0.12
4	4055	-2.49	-2.40	-2.39
5	3950	-5.00	-4.90	-4.88

Fuente: Registro TTR Trifásico
Realizado por: Investigador

CUADRO 4.4
CORRIENTE DE EXCITACIÓN (mA)

POS	VOLTAJE	FASE A	FASE B	FASE C
1	4365	14.3	10.7	13.5
2	4260	14.9	11.2	14.1
3	4160	15.6	11.7	14.8
4	4055	16.2	12.3	15.4
5	3950	16.9	12.8	16.04

Fuente: Registro TTR Trifásico
Realizado por: Investigador.

4.2.3. Prueba de Resistencia Eléctrica de Bobinados de Media y Baja Tensión.

CUADRO 4.5
 CARACTERISTICAS EQUIPO UTILIZADO: MICRO - OHMETRO

DENOMINACION	CARACTERISTICAS
Marca	TINSLEY 5896
Rango de Medición	0-190 ohms, seleccionables según se lo requiera.
Corriente máxima	25 Amperios
Pantalla	Módulo de cristal líquido (LCD) de 70mm * 1127mm
Voltaje de operación	220 / 115 V, 50 – 60 HZ

Fuente: Placa de características
 Realizado por: Investigador

4.2.3.1. Mediciones:

CUADRO 4.6
 RESISTENCIA DE BAJA TENSIÓN

Escala 1ohm – 5 Amp.

TAP	XO-X1 (ohm)	X0-X2 (ohm)	X0-X3 (ohm)
3	0.0110	0.0112	0.0112

Fuente: Registro Micro - Óhmetro
 Realizado por: Investigador

CUADRO 4.7
 RESISTENCIA DE MEDIA TENSIÓN

Escala 1 ohm – 5 Amp

TAP	H1-H2 (ohm)	H2-H3 (ohm)	H3-H1 (ohm)
3	4.92	4.91	4.93

Fuente: Registro Micro - Ohmetro
 Realizado por: Investigador

4.2.4. Prueba de Resistencia de Aislamiento

CUADRO 4.8
CARACTERISTICAS EQUIPO UTILIZADO: MEGGER BM11D

DENOMINACION	CARACTERISTICAS
Marca	MEGGER BM11D
Voltajes de comprobación	500V, 1000V, 2500V, 5000V
Alcance de aislamiento	100K A 1 T ohms análogo
Corriente de cortocircuito	2 miliamperios
Cronómetro	0 – 60 minutos

Fuente: Placa de características
Realizado por: Investigador

4.2.4.1. Mediciones:

CUADRO 4.9
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

(voltaje de 2500 voltios y temperatura de 17 °C)

TIEMPO	MT-BT (Gohm)	MT-T (Gohm)	BT-T (Gohm)
15 seg	22.8	31.6	12.6
30 seg	33.2	29.0	15.9
45seg	41.4	27.8	17.6
1 min	49.2	27.0	18.4
2 min	66.0	24.2	19.8
3 min	76.5	23.4	20.4
4 min	84.5	23.8	20.8
5 min	89.0	24.8	20.8
6 min	88.5	25.0	21.0

7 min	87.5	24.4	21.2
8 min	92.5	24.2	21.2
9 min	92.5	24.6	21.4
10 min	94.0	25.2	21.4
IND. DE ABSORCION 1 MIN/30SEG	1.48 BUENO	0.93 POBRE	1.15 CUESTIONABLE
IND. DE POLARIZACION 10MIN/1MIN	1.91 CUESTIONABLE	0.93 POBRE	1.16 CUESTIONABLE

Fuente: Registro de MEGGER BM11D
Realizado por: Investigador

4.2.5. Prueba de Cortocircuito o Pérdida en el Cobre

CUADRO 4.10

CARACTERISTICAS EQUIPO UTILIZADO: ANALIZADOR TRIFASICO

DENOMINACION	CARACTERISTICAS
Marca	LEM
Pantalla	módulo de pantalla líquida (LCD), 320*240 mm
Alimentación del equipo	Adaptador de 15 v / 0.8 Amp
Medición de voltaje en la conexión estrella	115/230/480 V AC
Medición de voltaje en la conexión delta.	200/400/830 V AC
Clase	C1 (IEC 654 – 1).

Fuente: Registro de Analizador Trifásico
Realizado por: Investigador

4.2.5.1. Mediciones:

CUADRO 4.11
DATOS PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

TAP	TENSION (Voltios)	CORRIENTE (Amperios)	POTENCIA (Watios)	COS Ø
3	96.6	6.24	875	0.88

Fuente: Registro de Analizador Trifásico
Realizado por: Investigador

4.2.6. Prueba de Circuito Abierto o Pérdidas en el Hierro.

El equipo utilizado: Analizador Trifásico (descrito en la prueba anterior).

4.2.6.1. Mediciones:

CUADRO 4.12
DATOS PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO

TAP	TENSION (Voltios)	CORRIENTE (Amperios)	POTENCIA (Watios)	COS Ø
3	208	18.7	1200	0.43

Fuente: Registro de Analizador Trifásico
Realizado por: Investigador

4.3 ANALISIS DE CÁLCULO DE IMPEDANCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION.

Con el levantamiento de la información que muestra el esquema desarrollado (anexo 2, lámina 5), donde se ilustra el recorrido y la disposición de las líneas que transportan potencia eléctrica, desde las barras de generación ubicadas en los tableros

de control TG1 y TG2, de los grupos 1 y 2 de generación, hasta las barras del sistema, ubicadas en la subestación, de donde llega a los transformadores de potencia T1 y T2. Los calibres de los conductores subterráneo cable de cobre tripolar 3x 4/0 y aéreo conductor de cobre desnudo 4/0. En las líneas aéreas los distintos agrupamientos de acuerdo a la distribución de las líneas en las estructuras de soporte ubicadas en los postes y los arreglos correspondientes al tramo de línea con circuitos paralelos.

Conociendo las distancias de espaciamientos entre líneas y la longitud del cable subterráneo y del conductor aéreo de cada grupo de generación, como se señala en el anexo 2, lámina 6. Se dispone de las distancias de espaciamiento en cada uno de los agrupamientos y en el tramo de líneas con circuitos paralelos, las distancias de espaciamiento de las líneas que corresponden al grupo 1, con respecto a las distancias de espaciamiento de las líneas del grupo 2, con las alturas de separación entre estas.

Se procedió a realizar el cálculo de la impedancia en las líneas aéreas de distribución y las impedancias de secuencia en los cables subterráneos en el capítulo anterior, reflejando los datos obtenidos en el esquema realizado en el anexo 5, lámina 7, donde se muestra los equipos y elementos involucrados en los problemas operativos que sufre la central. Se observa cómo se encuentra acoplado el transformador de potencia ubicado en la subestación, que corresponde al grupo 1 de generación, con la red aérea y al cable subterráneo, con el transformador de distribución para autoconsumo y el transformador de potencial en las barras de generación al lado del sistema y el acople del generador mediante el interruptor de sincronización con las barras de generación.

Los resultados obtenidos de resistencia, reactancia inductiva, reactancia capacitiva en paralelo de la línea aérea y la impedancia de secuencia del cable subterráneo, son muy importantes para continuar con el análisis más adelante.

4.4. ANÁLISIS DE PRUEBAS EN EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA CENTRAL.

Se realizó varias pruebas de campo en los equipos y elementos que conforman la central y se revisó procedimientos de operación, lo que permite realizar el respectivo análisis de cada una de estas e ir descartando las posibles causas, hasta llegar a determinar la que provoca el sobrevoltaje en las barras de generación.

4.4.1. Análisis de Operación en Transformadores de Potencia

Se desarrolló un procedimiento de operación para la energización y desenergización de los transformadores de potencia, de manera que el transformador de potencial que está ubicado en una de las fases en las barras de generación al lado del sistema, no sufra efectos con los picos de voltaje por causa de maniobras, ya que la operación se realiza con seccionadores individuales ubicados en cada línea. Sin embargo, con la aplicación del procedimiento, el problema operativo de la central continua, descartando que la mala maniobra sea la causa del sobrevoltaje en las barras de generación. Lo ideal sería disponer de seccionadores o interruptores trifásicos para realizar el cierre o la apertura de las tres líneas al mismo tiempo.

4.4.2. Análisis de Presencia de Picos de Voltaje por Inrush

Con el procedimiento desarrollado para ejecutar las maniobras de operación de los transformadores de potencia, en lo que respecta a la energización, considerando que se encuentran abiertos los seccionadores tanto al lado de 4.16 Kv como al lado de 13.8 Kv, se procede primero a cerrar los seccionadores que alimentan al transformador desde el sistema a 13.8 Kv, para luego cerrar los seccionadores que alimentan a las barras de generación a 4.16 Kv, maniobra con la cual la corriente de magnetización no afecta al transformador de potencial ubicado en las barras de

generación. Aplicando este procedimiento de maniobra el problema persiste; por lo tanto, el efecto inrush no es la causa del problema operativo de la central.

4.4.3. Análisis de Aislamiento de Conductores

Con los valores de resistencia de 4000 mega ohmios, obtenido en las pruebas para verificar el aislamiento de los conductores con respecto a tierra y entre cables, se descarta a los conductores como posible causa de los problemas operativos de la central.

4.4.4. Análisis de Sistema de Puesta a Tierra.

Los valores obtenidos en las referencias de tierra ubicadas en los tableros de control, con los grupos de generación sin funcionar y el transformador de potencia abierto (barras de generación sin voltaje), con el transformador de potencia cerrado (barras de generación con voltaje) y con las unidades generando, descarta que una mala referencia de tierra de la central LLigua puede ser la posible causa del sobrevoltaje en las barras de generación.

4.4.5. Análisis de Presencia de Resonancia Eléctrica

Esta posibilidad debido a la presencia de un banco de condensadores fijos conectados en delta que están acoplados a las barras de generación al lado del sistema de donde se alimenta el transformador de potencial, como se puede observar en el anexo 2, lamina 4.

Para que exista el fenómeno de resonancia eléctrica en el sistema debe presentarse en algún momento una frecuencia en la que la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva sean iguales. Para comprender se señala las siguientes ecuaciones:

$$X_L = 2\pi fL \qquad X_C = \frac{1}{2\pi fC}$$

$$2\pi fL = \frac{1}{2\pi fC}$$

$$4\pi^2 f^2 LC = 1$$

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

Podemos observar que se ha desarrollado una igualdad ya que a medida que aumenta la frecuencia, la reactancia inductiva del circuito equivalente del sistema de distribución aumenta, en tanto que la reactancia capacitiva de un banco de capacitores disminuye. Finalmente se muestra el cálculo de la frecuencia donde se refleja que la misma está en función directa de los valores de la inductancia y la reactancia pudiendo alcanzar valores de frecuencia elevados aspecto por el cual se supone puede generar un sobrevoltaje pudiendo ser una posible causa del problema operativo de la central LLiga. Lo que se comprobará posteriormente con la simulación del problema mediante el software MATLAB.

4.4.6. Análisis de las Pruebas del Laboratorio del Transformador Para Autoconsumo

El diagnóstico y mantenimiento preventivo de equipos eléctricos como Transformadores de potencia y de distribución es una tarea sistemática que realizan las Empresas eléctricas, con la finalidad de mantener a los equipos en condiciones de operación óptimas, identificando posibles problemas de operación críticas, que se presentan incluso como fallas insipientes en los equipos. Lo anterior con el propósito de evitar una falla franca en el equipo.

En este caso, con el transformador ya retirado del sistema, a continuación se presenta el análisis de los resultados obtenidos en las pruebas de rutina en el laboratorio de transformadores:

4.4.6.1. Análisis de prueba con el TTR.

Con respecto a la relación de transformación cuadro 4.2, se puede observar que el error alcanza un valor de 0.12 %, dando un criterio de aceptación, ya que el error máximo permitido en este tipo de transformadores se encuentra en ± 0.5 %. Con respecto al porcentaje de desviación cuadro 4.3, los valores medidos muestran que los bobinados y su selector de TAP, se encuentra en condiciones aceptables.

En lo referente a la corriente de excitación cuadro 4.4, los valores obtenidos son sumamente altos, lo que refleja daños en el transformador ó el deterioro de los elementos que constructivamente lo conforman. En los transformadores trifásicos de núcleo común, de acuerdo a su construcción, al estar en buenas condiciones su corriente de excitación es alrededor del 1 al 2% de su corriente nominal y el devanado que está colocado en la columna central consumirá una corriente de excitación de alrededor del 50% de la corriente consumida por las columnas laterales. La causa de estas elevadas corrientes de excitación es el deterioro del núcleo, el mismo que está alcanzando su nivel de saturación, es decir, la pérdida de la característica de magnetización del mismo. También puede ser debido a la presencia de magnetismo remanente en el núcleo, a causa de la no-linealidad de los mismos, provocado por propio envejecimiento del transformador.

4.4.6.2. Análisis de prueba de la Resistencia Eléctrica de Bobinados de Baja y Media Tensión.

Se puede apreciar cuadro 4.6, los valores de resistencia en las bobinas de baja tensión son relativamente pequeños, debido a la sección y ubicación del conductor, ya que se

encuentran sobre el bobinado de media tensión, lo que le permite conservar sus características conductivas. Con respecto a la resistencia del bobinado de media tensión cuadro 4.7, se tiene valores más altos de resistencia por la menor sección y ubicación del conductor con respecto al bobinado de baja tensión, ya que se encuentran más cerca del núcleo, recibiendo mayor corriente de excitación, lo que ocasiona una disminución de la característica de conductividad de corriente del conductor en función del tiempo de operación en el sistema.

4.4.6.3. Análisis de prueba de resistencia de aislamiento.

Los valores mínimos registrados en esta prueba deben ser $2 \text{ G}\Omega$, para poder considerar que el equipo se encuentra en condiciones de operación.

Considerando la razón de absorción dieléctrica, se puede señalar lo siguiente: aplicando la fórmula para el cálculo, en la prueba del bobinado de media tensión con respecto al bobinado de baja tensión cuadro 4.9, se tiene un valor de 1.48. De acuerdo al criterio de aceptación referencial (cuadro 2.1), se encuentra dentro del rango establecido para la condición del aislamiento bueno. En la prueba del bobinado de media tensión con respecto a tierra, se tiene un valor de 0.93, se encuentra dentro del rango establecido para la condición de aislamiento pobre. En la prueba del bobinado de baja tensión con respecto a tierra, se tiene un valor de 1.15, se encuentra dentro del rango establecido para la condición de aislamiento cuestionable.

Con respecto al índice de polarización, se puede observar lo siguiente: aplicando la fórmula para el cálculo, en la prueba del bobinado de media tensión con respecto al bobinado de baja tensión cuadro 4.9, se tiene un valor de 1.91. De acuerdo al criterio de aceptación referencial (cuadro 2.1), se encuentra dentro del rango establecido para la condición del aislamiento cuestionable. En la prueba del bobinado de media tensión con respecto a tierra, se tiene un valor de 0.93, se encuentra dentro del rango

establecido para la condición de aislamiento pobre. En la prueba del bobinado de baja tensión con respecto a tierra, se tiene un valor de 1.16, se encuentra dentro del rango establecido para la condición de aislamiento cuestionable.

Las condiciones de aislamiento que refleja tanto la razón de absorción como el índice de polarización, confirman el estado de deterioro del transformador, debido a la saturación del núcleo.

4.4.6.4. Análisis de prueba de cortocircuito o pérdida en el cobre.

Se obtiene un valor medido de 875 watios, el mismo que es un valor superior al que establece el cuadro 2.3 ilustrado en el capítulo anterior (pérdidas de transformadores trifásicos). Para un transformador trifásico de 45 KVA, se estima una potencia de 711 watios, por pérdidas en el cobre, lo que refleja la pérdida parcial del aislamiento y conductividad de los bobinados.

4.4.6.5. Análisis de prueba de circuito abierto o pérdidas en el hierro .

La potencia medida es 1200 watios, siendo un valor sumamente elevado, ya que los valores de referencia cuadro 2.3, que se establece para las pérdidas en vacío ó en el hierro, en un transformador trifásico de 45 KVA, es de 182 watios, confirmando la condición deplorable del núcleo del transformador analizado.

Los resultados obtenidos en cada una de las pruebas de laboratorio del transformador de distribución para autoconsumo, confirman la degradación del aislamiento, movimientos y/o deformaciones en los devanados y la saturación del núcleo, condiciones que podían haber llevado a corto plazo a una falla franca en el transformador. Todo lo mencionado señala al transformador como la posible causa

del sobrevoltaje en las barras de generación, que ocasiona los problemas operativos que enfrenta la Central Lliga.

4.5. ANALISIS DE REGISTROS DEL TRANSFORMADOR PARA AUTOCONSUMOS DEL GRUPO 1.

Los resultados de las pruebas de rutina del transformador trifásico para autoconsumo, reflejan que el núcleo se encuentra saturado. Debido a este fenómeno y en razón que el transformador trabaja en vacío y los problemas se presentan con el transformador en estas condiciones como ya se explicó. Este permanece energizado desde las barras del sistema, mientras los grupos no generan, porque los sistemas de medida del CENACE, deben estar alimentados para que puedan ser tomadas las lecturas de los aportes que realiza la central al sistema. Entonces, el análisis estará ligado directamente con la corriente en estado estacionario a la cual se le conoce con el nombre de corriente de excitación.

Esto se contrasta con los valores altos de corriente de excitación medidos en el laboratorio en las pruebas del transformador. La intensidad tomada de la fuente de alimentación ya no sería senoidal, sino que en la zona de flujos altos, las intensidades tomadas de la red serían más altas de lo que sería sin saturación, debido a las propiedades no lineales del hierro, en tanto que la forma de onda de la corriente de excitación difiere de la forma de onda del flujo. A partir de la aplicación del estudio de series de Fourier a la corriente de excitación, se obtiene una componente fundamental y armónicos impares.

Esto explica los datos registrados por el analizador de carga instalado en media tensión, en la entrada que alimenta el transformador, desde las barras del tablero de control TG1, al lado del sistema; como se muestra en el siguiente resumen:

CUADRO 4.13

REGISTRO ANALIZADOR EN TRANSFORMADOR PARA AUTOCONSUMO (%)

Nombre	Promedio	Mínimo	Máximo	Unidades
Ah1 Linea1	100.00	100.00	100.00	%
Ah1 Linea2	100.00	100.00	100.00	%
Ah1 Linea3	100.00	100.00	100.00	%
Ah3 Linea1	23.63	0.00	32.80	%
Ah3 Linea2	22.92	0.00	27.20	%
Ah3 Linea3	23.36	0.00	32.20	%
Ah5 Linea1	11.70	0.00	14.50	%
Ah5 Linea2	10.34	0.00	12.70	%
Ah5 Linea3	11.81	0.00	14.70	%
Ah7 Linea1	1.46	0.00	2.30	%
Ah7 Linea2	1.36	0.00	2.10	%
Ah7 Linea3	1.49	0.00	2.40	%
Ah9 Linea1	0.62	0.00	1.00	%
Ah9 Linea2	0.61	0.00	0.90	%
Ah9 Linea3	0.56	0.00	0.90	%
Ah11 Linea1	0.82	0.00	1.10	%
Ah11 Linea2	0.75	0.00	1.00	%
Ah11 Linea3	0.77	0.00	1.10	%

Fuente: Registro de Analizador de Carga AEM Trifásico
 Realizado por: Investigador

Los datos señalan que la armónica principal es la tercera, la misma que alcanza valores promedios del 23% y valores máximos del 32%, con respecto a la fundamental. Las demás armónicas registradas a excepción de la quinta que alcanza valores promedios del 11% y valores máximos del 13%, son valores bajos, por tanto, resultarían inapreciables.

Los datos de las armónicas señalados anteriormente en %, se pueden observar en valores de corriente (en amperios), como se muestra en el gráfico, para clarificar el

grado de contaminación armónica que provoca el transformador con el núcleo saturado.

CUADRO 4.14
REGISTRO ANALIZADOR EN MEDIA TENSION (A)

NOMBRE	PROMEDIO	MINIMO	MAXIMO	UNIDADES
(A)Ah1 Linea1	1.114499	0.000000	5.900000	A
(A)Ah1 Linea2	1.097236	0.000000	5.700000	A
(A)Ah1 Linea3	1.124634	0.000000	5.900000	A
(A)Ah3 Linea1	0.182097	0.000000	0.402600	A
(A)Ah3 Linea2	0.186136	0.000000	0.380800	A
(A)Ah3 Linea3	0.182083	0.000000	0.399300	A
(A)Ah5 Linea1	0.091160	0.000000	0.207900	A
(A)Ah5 Linea2	0.084778	0.000000	0.182400	A
(A)Ah5 Linea3	0.093060	0.000000	0.207900	A
(A)Ah7 Linea1	0.010801	0.000000	0.023100	A
(A)Ah7 Linea2	0.011373	0.000000	0.019200	A
(A)Ah7 Linea3	0.011029	0.000000	0.023100	A
(A)Ah9 Linea1	0.004350	0.000000	0.009900	A
(A)Ah9 Linea2	0.004656	0.000000	0.009600	A
(A)Ah9 Linea3	0.003961	0.000000	0.007200	A
(A)Ah11 Linea1	0.006433	0.000000	0.016500	A
(A)Ah11 Linea2	0.006186	0.000000	0.010200	A
(A)Ah11 Linea3	0.006125	0.000000	0.013200	A

Fuente: Registro de Analizador Trifásico
Realizado por: Investigador

Se puede apreciar los valores de corriente que corresponden a las componentes armónicas tercera, quinta, séptima, novena, y onceava, siendo las más importante la tercera. Los datos registrados por el analizador de carga instalado en baja tensión, en la salida del transformador, como se puede ver en el anexo 4, no refleja contaminación armónica ya que el delta del transformador actúa como filtro de las armónicas.

Resumiendo, si la tensión aplicada al transformador en vacío es senoidal, se tendrá un flujo senoidal. La intensidad absorbida será senoidal mientras no se supere el codo de saturación del hierro; en este caso con el núcleo saturado, la intensidad tomada de la

fuente de alimentación ya no será senoidal, sino que en la zona de flujos altos, las intensidades tomadas de la red serán más altas de lo que serían sin saturación.

Al descomponer en serie la nueva onda de intensidad, deformada por el efecto de la saturación, aparece una componente senoidal de la misma frecuencia muy importante y además, otras componentes de frecuencia triple, quíntuple, séptuple, etc. De estas últimas, la única que tiene importancia es la correspondiente al tercer armónico, el resto son inapreciables. Por esta razón, se concluye que la saturación del núcleo del transformador para autoconsumo introduce un tercer armónico en la onda de corriente.

La corriente de vacío estará retrasada respecto de la tensión un ángulo de 90 grados. Como el núcleo se encuentra saturado, presentará una histéresis apreciable, entonces, la curva de intensidad sufrirá una deformación aún mayor, siendo ésta la posible causa que genera el sobrevoltaje en las barras de generación.

Para despejar cualquier inquietud del análisis realizado de los registros obtenidos en el transformador para autoconsumo retirado, se procedió a instalar los analizadores, en el transformador trifásico para autoconsumo seco de 45 KVA nuevo, bajo el mismo esquema, con dos analizadores en forma simultánea, uno para registrar en baja tensión y otro en media tensión. Para el registro en baja tensión, con las señales de voltaje tomadas de la salida del transformador 127/220 voltios y las pinzas de corriente ubicadas en las salidas del mismo y para el registro en media tensión la señal de voltaje desde la salida del transformador 127/220 voltios, debido a las características de voltaje de estos equipos; mientras las pinzas de corriente, en los conductores que alimentan al transformador a 4.16 Kv, desde las barras, del lado que corresponde al sistema, en el tablero de control TG1.



Los datos obtenidos en media tensión no reflejaron contaminación de la tercera armónica cuando el sistema delta se encontraba energizado. Se puede observar (anexo 4), que presentó valores de la quinta armónica con el 1.5% y la onceava con el 0.1 %, las mismas que son depreciables.

Con esto queda comprobado que la fuente de armónicos era el transformador viejo con el núcleo saturado, convirtiéndose en la causa real del sobrevoltaje en las barras de generación, afirmación que tendría que comprobar.

4.6. SIMULACIÓN DE PROBLEMAS OPERATIVOS CON MATLAB

Para el efecto se desarrolló un esquema unifilar (anexo 5, lámina 8), el mismo que muestra la ubicación de los equipos, elementos y los parámetros calculados que deben ser ingresados para diseñar el circuito en el sistema SIMULINK (herramienta adicional de MATLAB), utilizando las librerías que dispone el programa.

Para desarrollar el circuito en el simulador, es necesario disponer los datos obtenidos en el cálculo de impedancias de las líneas de distribución en el capítulo anterior, los mismos que se muestran en el cuadro siguiente. Además se requiere las características de los equipos y elementos que conforman el sistema eléctrico de la central.

CUADRO 4.15

RESUMEN CALCULO DE LINEAS

CONDUCTOR	RESISTENCIA ($\Omega/\text{Km.}$)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/Km)	REACTANCIA CAPACITIVA (Ω/Km)
AEREO	190.18×10^{-3}	282.87×10^{-3}	1.02×10^6
SUBTERRANEO	216.47×10^{-3}	214.42×10^{-4}	

Fuente: Personal, Dr. Orlys Torres
Realizado por: Investigador, consultor

Con la disponibilidad de los datos señalados se desarrolló el circuito en el sistema SIMULINK, herramienta de MATLAB. Posterior a realizar todas las pruebas que confirmen la veracidad de los datos obtenidos al momento de correr la simulación del circuito. Se procedió a realizar una serie de variantes con los elementos que integran el sistema eléctrico analizado, como se muestra en las láminas del anexo 5. Esta actividad permitió definir la causa exacta del sobrevoltaje en las barras de generación. Con la simulación de cada uno de los circuitos se logró obtener algunos datos de voltaje en las barras de generación, como se muestra en el siguiente resumen:

CUADRO 4.16
SIMULACION DE PROBLEMAS OPERATIVOS CON MATLAB

LAMINA	SIMULACION	VOLTAJE (Voltios)	
		M.T.	B.T.
9	Transformador de distribución para autoconsumo (fuente de contaminación de armónicos)		
10	Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación	5291	264.6
11	Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación (condensador fijo desconectado)	5285	264.2
12	Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación (condensador fijo y cable subterráneo desconectado)	5282	264.1
13	Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación con condensador fijo (cable subterráneo desconectado)	5292	264.6
14	Sistema eléctrico de la central, integrado grupo de generación (desconectado)	5291	264.6
15	Sistema eléctrico de la central, integrado grupo de generación (generando grupo 1)	2404	120.2
16	Sistema eléctrico de la central, integrado grupo de generación (desconectado), sin condensador fijo	5284	264.2
17	Sistema eléctrico de la central, integrado grupo de generación (generando grupo 1), sin condensador fijo	2397	119.9

Fuente: Simulación en MATLAB

Realizado por: Investigador, Consultor

El cuadro señala: los números de láminas, las distintas variantes aplicadas en la simulación del circuito eléctrico de la central y los valores de voltaje alcanzados en las barras de generación en cada una de estas pruebas. El transformador de potencial y el transformador para autoconsumo se alimentan con los niveles de voltaje alcanzados. Se muestra también los valores de voltaje que se tiene en la salida del secundario del transformador de potencial, ya el efecto es directamente proporcional al voltaje que se alimenta al primario. Es fundamental que se realice la descripción de cada uno de los esquemas con las respectivas variantes, lo que permitirá concluir algunas posibles causas del sobrevoltaje que estaban mencionadas anteriormente por demostrar y finalmente llegar a determinar la causa real que está provocando el sobrevoltaje en las barras de generación de la central LLigua.

4.6.1. Fuente de contaminación armónica

En el anexo 5, lámina 9, se puede observar el módulo que representa el transformador trifásico para autoconsumo, el mismo que en el circuito se constituye la fuente de contaminación armónica. La tercera armónica que es la principal con un valor del 27%, la quinta con un 11%, la séptima con un 7%, la novena con un 3% y la onceava con un valor del 2% con respecto a la fundamental.

4.6.2. Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación

En el anexo 5, lámina 10, se muestra el circuito que refleja las condiciones reales de funcionamiento de la central, al momento que se presenta el problema operativo, alcanzando un sobrevoltaje de fase mayor a 5000 voltios en las barras de generación, provocando el deterioro del aislamiento y por ende la avería de los transformadores de potencial ubicados al lado del sistema.

4.6.3. Sistema eléctrico de la central sin grupo de generación (condensador fijo desconectado)

En el anexo 5, lámina 11, se puede observar la simulación retirando el condensador fijo acoplado a las barras de generación, se observa que se obtiene un sobrevoltaje de fase mayor a 5000 voltios en las barras de generación al igual que en el caso anterior en donde el condensador fijo se encontraba conectado.

Con esta prueba y las realizadas en los otros circuitos que se muestran en las láminas 12, 13 y 14, donde se realiza algunas variantes en el circuito, como simular que condensador fijo y cable subterráneo se desconecta, condensador fijo conectado sin considerar el cable subterráneo, donde persiste el sobrevoltaje señalado. Con esta prueba con las respectivas variantes se descarta la hipótesis que el sobrevoltaje en las barras sea por efectos resonantes en el sistema eléctrico de la central LLigua, posible causa del sobrevoltaje que estaba por demostrar.

4.6.4. Sistema eléctrico de la central integrado el grupo de generación trabajando.

En el anexo 5, lámina 15, se muestra la simulación del sistema eléctrico de la central, integrado el grupo de generación trabajando. Se observa que el voltaje que se obtiene en las barras de generación alcanza 2404 voltios, siendo el voltaje nominal de fase de la central. El valor está en 4 voltios en más debido a que se encuentra conectado el banco de condensadores fijos.

Se realizó la simulación del mismo circuito con la variante del condensador fijo desconectado, como se puede ver en el anexo 5, lámina 17, alcanzando un voltaje de 2397 voltios, esto debido a la desconexión de los condensadores llegando al voltaje nominal de la central al igual que en la simulación anterior.

En resumen: la simulación del circuito diseñado en MATLAB, con las diferentes variantes, que se analizaron, se puede concluir lo siguiente: El sobrevoltaje que presenta las barras de generación es provocado por la influencia principalmente de la tercera armónica, que origina el transformador para autoconsumo con el núcleo saturado, constituyéndose en la causa exacta de los problemas operativos que sufre la central, provocando el deterioro del aislamiento y por ende la avería de los transformadores de potencial.

Al producirse la contaminación con la tercera armónica, esta no tiene por donde descargarse, puesto que en el sistema eléctrico de la central, como podemos ver claramente en el anexo 5, lámina 7; el circuito presenta un sistema delta inadvertido, es decir, encontramos el delta del transformador de potencia, el delta del capacitor fijo y el delta del transformador para autoconsumo; sin tener un punto de descarga, por lo tanto, esa corriente armónica comienza a circular por el aislamiento de los conductores, los mismos que al presentar una impedancia sumamente alta, según la ley de OHM, genera el sobrevoltaje de más de 5000 voltios, que se presenta en las tres fases de las barras de generación. El transformador de potencial está alimentado por este nivel de voltaje, el mismo que posee un aislamiento para un voltaje nominal de 2400 voltios, esto hace que se deteriore el aislamiento y cause la avería de estos equipos, convirtiéndose en los más vulnerables, ya que el circuito primario cierra con la tierra del sistema.

Para poder visualizar el fenómeno se integró al circuito un interruptor que permita simular la integración del grupo de generación trabajando, confirmando que el valor de voltaje de fase en las barras de generación desciende hasta estabilizarse en 2404 voltios. Aquí la explicación: se mencionó que el sobrevoltaje se presenta porque la corriente que provoca la tercera armónica no tiene un punto de descarga, al momento que entra a trabajar el grupo de generación el voltaje desciende porque esta corriente ya encontró un punto de descarga o un punto de circulación. Este punto es la conexión estrella del generador que está aterrizada a la tierra que esta mallada con la

tierra de la subestación, consiguiendo estabilizar el voltaje en el sistema, logrando condiciones normales de operación, siempre y cuando esté trabajando los grupos de generación.

Con este estudio, mediante la simulación del sistema eléctrico de la central, se confirma que el sobrevoltaje en las barras de generación es provocado por la tercera armónica que introduce al sistema el transformador para autoconsumo por tener su núcleo saturado.

Esto aclara los reportes iniciales de los operadores sobre los problemas operativos que sufría la central. El problema, no era momentáneo, más bien el sobrevoltaje estaba todo el tiempo en las barras, cuando el sistema delta permanecía energizado, el aislamiento de los transformadores de potencial se deterioraba paulatinamente en función del tiempo que permanecía energizada las barras de donde se estaban alimentando, hasta que llegaba un momento en que los transformadores de potencial sufrían un cortocircuito entre espiras, produciéndose el hinchazón de los mismos, incluso llegando a explotar.

Los transformadores de potencial reemplazados por los averiados, disparaban constantemente el fusible que tenían incorporado a la entrada del primario, esto sucedía porque los fusibles estaban dimensionados para proteger el aislamiento de los equipos. Al ser reemplazado el fusible original por uno de mayor capacidad, la avería de los transformadores tardaba hasta el deterioro del aislamiento, repitiéndose el fenómeno de avería, generando la idea que los equipos nuevos no se acoplan al sistema antiguo; idea que quedaría descartada con lo mencionado anteriormente.

Con el estudio realizado, se ha logrado identificar la causa exacta que provoca los problemas operativos de la central, dando la solución definitiva, permitiendo que los equipos a ser reemplazados puedan funcionar correctamente, logrando condiciones normales de operación de los grupos de generación, contribuyendo a la eficiencia del

sistema de generación. Esto permite también, superar la observación realizada por el CONELEC dentro de los tiempos otorgados para solucionar los problemas operativos de la central y permanecer disponible para el momento que sea requerida.

La hipótesis con la que se trabajó fue:

“La solución de los problemas operativos por sobrevoltaje en las barras de generación de la Central Térmica LLigua de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., mejorará la eficiencia del sistema de generación.”

De acuerdo a los resultados alcanzados se puede observar la veracidad de la hipótesis, puesto que la solución de los problemas operativos ha permitido que los equipos a ser reemplazados puedan funcionar correctamente, permitiendo la disponibilidad de los grupos de generación, contribuyendo a la eficiencia del sistema de generación de la central.

4.7. ANALISIS Y PROPUESTA DEL SISTEMA DE PROTECCION DE GENERADORES DE LA CENTRAL

4.7.1. Análisis del sistema de protección de Generadores.

Con los datos de ajuste de cada uno de los relés ubicados en el tablero de control de la central, que se muestran en el capítulo anterior, se procedió a realizar el análisis correspondiente, desarrollando en primera instancia los cálculos respectivos considerando las referencias de calibración para cada tipo de relé como se señala a continuación:

Datos del Generador.

$$P_n = 2.5 \text{ MW}$$

$$V_n = 4160 \text{ voltios}$$

$$I_n = 434 \text{ Amperios}$$

$$RTP = 20 \quad \text{====} \rightarrow (13800 / 208)$$

$$RTC = 120 \quad \text{====} \rightarrow (600 / 5)$$

Donde:

P_n = Potencia Nominal del generador

V_n = Voltaje Nominal del generador

I_n = Intensidad Nominal del generador

RTP = Relación de los transformadores de potencial

RTC = Relación de los transformadores de corriente

DIAL= sinónimo de tiempo (tiempo de acción del relé)

Relé de sobrevoltaje (59)

Para este tipo de relé el ajuste se realiza considerando en voltaje nominal con un incremento del 20 %.

$$V_n * 1.2$$

$$4160 * 1.2 = 4992 \text{ Voltios}$$

$$4992 / RTP$$

$$4992 / 20 = 249.6 \text{ Voltios}$$

Ajuste:

$$TAP = 200 \text{ Voltios}$$

$$DIAL = 1.5 \text{ Veces} \rightarrow \text{Tiempo de operación } 3 \text{ seg.}$$

Nota: No tiene unidad instantánea.

Relé de sobrecorriente de falla a tierra (51G)

Se realiza el ajuste considerando una corriente por el neutro del 10 % de la intensidad nominal del generador.

$$I_n * 0.1$$

$$434 * 0.1 = 43.4 \text{ Amperios}$$

$$43.4 / \text{RTC}$$

$$43.4 / 120 = 0.3616 \text{ Amperios en el secundario del TC}$$

En el caso de la central el transformador de corriente que con sus señales alimenta al relé, se encuentra con el conductor que aterriza a tierra dando dos vueltas por tanto, la corriente de ajuste será igual a 2 veces la corriente calculada:

$$I = 43.4 * 2$$

$$I = 86.8 \text{ Amperios.}$$

Ajuste:

$$\text{TAP} = 50$$

$$\text{DIAL} = 2 \text{ Veces. --} \rightarrow \text{Tiempo de operación 5 seg.}$$

Relé de potencia inversa (32)

El ajuste se realiza el ajuste con el 15 % de la potencia nominal del generador:

$$P_n = 2.5 \text{ MW}$$

$$P_n * 0.15$$

$$2500 * 0.15 = 375 \text{ Kw.}$$

$$375000 / (\text{RTC} * \text{RTP})$$

$$375000 / (120 * 20) = 156.25 \text{ Watios}$$

$$156.25 / 50 = 3.12 \text{ Veces}$$

Ajuste:

$$\text{TAP} = 50$$

$$\text{DIAL} = 3 \text{ Veces} \rightarrow \text{Tiempo de operación } 4 \text{ seg.}$$

Relé de sobrecorriente con restricción de voltaje (51V)

Para este tipo de relé el ajuste se realiza considerando en la corriente nominal del generador, con un incremento del 20 %

$$I_n * 1.2$$

$$434 * 1.2 = 520.8 \text{ Amperios}$$

$$520.8 / \text{RTC}$$

$$520.8 / 120 = 4.34 \text{ Amperios en el secundario del TC}$$

Ajuste:

$$\text{TAP} = 120$$

$$\text{DIAL} = 4 \rightarrow \text{Tiempo de operación } 0.25 \text{ seg., con restricción de voltaje del } 100\%$$

Se consideran los valores para la posición del TAP en cada uno de los casos, de acuerdo a los rangos disponibles como se muestra en el anexo 6, y el número de veces que representa los múltiplos de los valores del TAP seleccionado, de manera que se iguale o se acerque en lo posible a los valores calculados de ajuste tanto en voltaje, corriente o en potencia según el tipo de relé.

Los resultados obtenidos comparando con los ajustes actuales de los relés, reflejan que se encuentran en las posiciones de TAP y DIAL correctas, de acuerdo a los

parámetros de calibración que se especifica para este tipo de relés. Los tiempos de operación se procedieron a determinar de acuerdo a las curvas respectivas para cada tipo de relé que se muestran en el anexo 6.

Se considera pertinente realizar un análisis haciendo referencia de como se encuentra el sistema actual de protección de los generadores y dejar planteado algunas propuestas en función de la capacidad de inversión que la Empresa pueda realizar en la central. De la información tomada se pudo apreciar que los equipos de protección y sistemas de medición están conectados de los mismos transformadores de corriente. Además se determinó que en el sistema de protección del generador falta integrar algunos relés elementales. Técnicamente lo recomendable sería un replanteo parcial o total del sistema de protección de los generadores de la central.

4.7.2. Propuestas del Sistema de Protección de los generadores.

Considerando que el generador es el equipo más caro e importante en una central eléctrica, es necesario replantear el sistema de protección de los generadores de la central, puesto que el esquema de protecciones debe ser capaz de despejar todas las fallas que puedan producirse dentro y fuera de sus componentes. El sistema de protección de los generadores debe contar con protecciones de respaldo, para que éstas actúen en caso que una principal no lo haga. Se procede a plantear algunas propuestas de mejoramiento y replanteo del sistema de protección actual de la central:

4.7.2.1. Propuesta 1.

Se puede observar (anexo 6, lámina 19), se plantea completar el sistema de protección con los relés más elementales, bajo el mismo esquema de conexión, de los transformadores de potencial y los transformadores de corriente. Se considera que se puede integrar varios relés. Entre los más importantes tenemos: relés de bajo voltaje

(27), de secuencia negativa (46), relés de impedancia (40), relés térmicos (49), los mismos que brindarán mayor seguridad al generador.

4.7.2.2. Propuesta 2.

Se replantea el sistema de protección de los generadores, como se puede ver (anexo 6, lámina 20), separando la barra del sistema ubicada en la subestación, donde llegan las salidas de los grupos de generación; barra de donde se alimenta a los transformadores de potencia. Se realiza la propuesta mediante la instalación de transformadores de corriente adicionales; de tal manera, que permita individualizar la alimentación de las señales, en lo que respecta a los elementos de protección y otros a los sistemas de medida. Esto es muy importante ya que los transformadores de corriente son de dos tipos: de protección y de medida. La diferencia entre estos dos tipos de transformadores de corriente es el nivel de saturación que tienen.

El transformador de corriente de protección normalmente puede aceptar hasta 20 veces la corriente del primario sin que el error en la magnitud de la corriente del secundario supere el 10%; pero todo depende de la cantidad de carga conectada al secundario y del tipo de carga (mayormente resistiva o inductiva). Mientras que el transformador de corriente de medida se satura rápidamente, protegiendo así al sistema de medida que se encuentra alimentando. Se puede observar también en el esquema, incorpora una serie de relés que complementan el sistema de protección actual de la central, los mismos que se señalan a continuación: relés de sobre y baja frecuencia (81 U/O), relés direccionales de sobrecorriente (67); relés de resistencia para detectar fallas en el rotor (64), relés de tensión/frecuencia (V/Hz 24); relés de protección contra excitación(24), entre otros que se irán integrando en el desarrollo del trabajo.

4.7.2.3. Propuesta 3.

Esta propuesta se señala en el esquema (anexo 6, lámina 21), separando la barra del sistema ubicada en la subestación, donde llegan las salidas de los grupos de generación; barra de donde se alimenta los transformadores de potencia. Esta propuesta se plantea mediante la aplicación de relés microprocesados multifuncionales para la protección del sistema de generación (universal relé generator UR-G60). La utilización de este tipo de relés es justificada debido al bajo costo que tienen en relación a la cantidad de funciones de protección que se agrupan en un mismo dispositivo.

Es por esta cantidad y combinación de relés que el generador es la máquina más compleja para su protección. Además, es preciso conocerlo tanto a él, como al sistema eléctrico para realizar una adecuada protección. Todo esto refleja que el tema de protecciones es sumamente amplio, por lo tanto, con las propuestas anotadas se intenta dejar señalando que el estudio de las protecciones de los centros de generación es un tema por desarrollar, de manera que puedan llegar a ser tomados como referencia en la implementación de esquemas de protección en cualquier generador del sistema eléctrico de potencia.

4.8. CARACTERISTICAS TECNICAS DE EQUIPOS

Se puede observar en el anexo 7, las características técnicas de los equipos adquiridos por la Empresa, para reemplazar a los averiados por causa de los problemas operativos que se presentó en la central LLigua.

Los datos señalados servirán de referencia para próximas adquisiciones, en caso de sufrir averías los equipos antiguos instalados en esta central, o en otras centrales de

características similares. Se puede ver también el protocolo de pruebas del transformador adquirido y las pruebas realizadas en sitio, lo que permite disponer de datos sobre las condiciones iniciales de operación del transformador dentro del sistema eléctrico de la central. Estos datos serán un referente para futuros análisis.

4.9. ANALISIS ECONOMICO

En el desarrollo del trabajado, se ha mencionado el momento en que se solicitó las respectivas adquisiciones, por pedido de la Dirección del Departamento de Operación y Mantenimiento de la EEASA, de manera urgente, con el propósito de superar los problemas operativos que tenía la central y seguir con la operación normal de los grupos de generación. Los transformadores de potencial a raíz que explotaron los que se encontraban instalados y el transformador trifásico para autoconsumo, posterior a las pruebas realizadas en sitio, donde se comunicó el diagnóstico del mismo. El resumen muestra los equipos adquiridos por la Empresa:

CUADRO 4.17
ADQUISICION DE EQUIPOS EEASA

FECHA	DESCRIPCION	CANT. (c/u)	P.UNIT. (Dólares)	P.NETO (Dólares)	TOTAL (Dólares)
16/03/2010	TRANSF. DE POTENCIAL TIPO JVM-3	3	2100	6300	7056.00
9/11/2010	TRANSF. TRIFASICO 45 KVA 4160V 208V DY5	1	4130	4130	4625.60
				TOTAL	11681.60

Fuente: Departamento Financiero EEASA.
Realizado por: Investigador

El cuadro muestra que la inversión que realizó la EEASA, por equipos alcanza un valor de 11,681.60 dólares, para solucionar los problemas operativos de la central y poder contar con la disponibilidad de los grupos de generación.

Para determinar el costo total del trabajo de tesis, se debe considerar los costos directos e indirectos que intervinieron durante la ejecución del trabajo de investigación, los mismos que se muestran los cuadros:

CUADRO 4.18
COSTOS DIRECTOS

ITEM	DENOMINACION	TOTAL (USD)
1	RECURSO MATERIAL	307,50
2	RECURSO TECNOLÓGICO	830,11
TOTAL		1137,61

Fuente: Personal
Realizado por: Investigador

CUADRO 4.19
COSTOS INDIRECTOS

ITEM	DENOMINACION	TOTAL (USD)
1	TRANSPORTE	150,00
2	ALIMENTACION	150,00
3	OTROS	100,00
TOTAL		400,00

Fuente: Personal.
Realizado por: Investigador

CUADRO 4.20
RESUMEN DE COSTOS

ITEM	DENOMINACION	TOTAL (USD)
1	COSTOS DIRECTOS	1137,61
2	COSTOS INDIRECTOS	400,00
3	IMPREVISTOS (10%)	153,76
TOTAL		1691,37

Fuente: Personal.
Realizado por: Investigador

Alcanzando un valor total del trabajo de tesis de 13.372,97 dólares americanos.

Este trabajo se ha realizado bajo dirección y coordinación del Director del Departamento de Operación y Mantenimiento y Director de Tesis a la vez, con la interacción de los operadores de la central y personal encargado del laboratorio de transformadores de la EEASA., lo que ha permitido desarrollar esta investigación teniendo acceso a pruebas de campo con equipos de potencia. Se ha entablado una relación con la Empresa, alcanzando beneficios mutuos.

CAPITULO V

5.1. CONCLUSIONES

- La Central LLigua por estar conectada al sistema de distribución presenta con mayor frecuencia problemas operativos por consiguiente la reducción de la vida útil de los equipos instalados. La confiabilidad, continuidad y buen funcionamiento del sistema eléctrico de la Central son factores importantes debido a las características de operación dentro del SIN.
- En los transformadores, al realizar la prueba de relación de transformación, si se obtiene valores elevados en lo que respecta a la corriente de excitación en todas las posiciones de los respectivos TAP, los datos reflejan que el núcleo del transformador esta deteriorado debido al tiempo de operación en el sistema, pudiendo ser que ya haya cumplido su vida útil.
- El transformador trifásico para autoconsumo con el núcleo saturado, genera corrientes armónicas, la misma que está retrasada respecto de la tensión un ángulo de 90 grados, presentando una histéresis apreciable, entonces, la curva de intensidad sufre una deformación aún mayor, reflejando una distorsión en la onda de corriente con la misma frecuencia y además otras componentes de frecuencia triple, quíntuple, séptuple, etc.
- Las maniobras de energizado y desenergizado de los transformadores de potencia con seccionadores ubicados en cada una de las líneas, provocan picos de voltaje, los mismos que van deteriorando el aislamiento de los elementos que se encuentran en el sistema de la central llegando en el tiempo a ocasionar la avería de los mismos.

- La simulación de los problemas operativos de la central con el programa MATLAB, permite determinar que el sobrevoltaje que se presenta en las barras de generación a 4.16 Kv, es causado por la saturación del núcleo del transformador para autoconsumo instalado en el tablero de control del grupo 1.

- La instalación de transformadores de corriente adicionales en el sistema de protecciones de los generadores, que permita individualizar la alimentación de las señales, en lo que respecta a los elementos de protección y otros a los sistemas de medida. Es muy importante ya que los transformadores de corriente de protección y de medida son diferentes, ya que tienen distintos niveles de saturación, aspecto que facilita el seteo de los elementos de protección.

- La cantidad y combinación de relés en el sistema de protección de los generadores, exige conocer a éstos, como al sistema eléctrico para realizar una adecuada protección. Todo esto refleja que el tema de protecciones es sumamente amplio, por lo tanto, con las propuestas anotadas se intenta dejar señalando que el estudio de las protecciones de los centros de generación es un tema por desarrollar.

- La saturación del núcleo del transformador para autoconsumo contamina el circuito con la tercera armónica de corriente, la cual, por encontrarse en un circuito que presenta un sistema delta inadvertido, sin un punto de descarga, comienza a circular por el aislamiento de los conductores, los mismos que al presentar una impedancia sumamente alta, genera un sobrevoltaje de fase superior a los 5000 voltios, provocando la avería de los transformadores de potencial.

5.2. RECOMENDACIONES

- Para evitar los picos de voltaje en las maniobras de energizado y desenergizado de los transformadores de potencia se recomienda reemplazar los seccionadores individuales por un seccionador tripolar de manera que se opere las tres líneas a la vez.

- No mantener energizado las barras de generación, ya que es un sistema con conexión delta inadvertido, para lo que se recomienda reubicar los transformadores de potencial para el sincronismo a nivel de 13.8 Kv.

- Se recomienda abrir el paralelo que une a los grupos de generación en la subestación, permitiendo que los problemas operativos que se presente en un grupo no afecte al normal funcionamiento de la otra unidad de generación.

- Como el sistema eléctrico de la central se encuentra con una conexión delta inadvertido, se recomienda instalar un medidor de armónicos a la salida de los transformadores de autoconsumo para su control en función del tiempo de uso, que permita monitorear la contaminación armónica.

- Debido a la presencia de sobrevoltaje en los conductores se recomienda revisar periódicamente su aislamiento, ya que no han sufrido su deterioro porque están sobredimensionados.

- Debido al envejecimiento de los transformadores, que provoca el deterioro de las características magnéticas del núcleo, generando temperaturas elevadas, se recomienda reemplazar el transformador trifásico en aceite para autoconsumo ubicado en el tablero de control de grupo 2, por uno seco, ya que puede llegar a explotar y destruir los elementos ubicados en los tableros de control de las unidades de generación.

- Se recomienda revisar los equipos y elementos de la Central Península ya que cuenta con el mismo sistema de conexiones delta inadvertido, con el propósito de prevenir posibles problemas operativos que causen la indisponibilidad de los grupos de generación.

- Si la EEASA, cuenta con los recursos, se recomienda un replanteo total del sistema de protección de los generadores, ya que la mayoría de equipos de protección en la central han alcanzado e incluso sobrepasado su vida útil, para pasar de dispositivos electromecánicos a relés y dispositivos de protección de última tecnología, basados en microprocesadores.

- Se recomienda que la Empresa Eléctrica continúe brindando la posibilidad, a los estudiantes de los diferentes establecimientos educativos para que desarrollen temas de investigación, que permitan alcanzar beneficios mutuos.

5.3. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

5.3.1. Bibliografía Citada.

- <http://es.wikipedia.org/wiki/Empresa>.
- OREJUELA LUNA, Víctor, CICE Calidad de Servicios, XII Seminario de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, Salinas 1995.
- FINK Donald G. / BEATY H. Wayne, Manual de Ingeniería Eléctrica, McGraw-Hill, Decimotercera, México D.F.
- http://es.wikipedia.org/wiki/Subestaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica
- VIQUEIRA L, Jacinto, Redes Eléctricas, Tercera Edición, México, 1990.
- http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctric.
- GHERARDELLI D Carlos, Centrales de Eléctricas de Generación de Potencia basadas en el Ciclo Diesel, Universidad de Chile, Noviembre 2008
- http://es.wikipedia.org/wiki/Subestaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica
- STEVENSON, William D/ GRAINGER John J, Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw-Hill, Primera Edición en Español, México D.F.
- MUÑOZ V, Jorge, Electrical Distribution- System Protection, Third Edition, United States, 1990.
- AVALOS GONZALEZ J.A. / PEREZ ROJAS, Carlos, Diagnóstico de Transformadores de Potencia, México 2006.
- MENDOZA, Carlos / VARGAS, Ignacio, Especificaciones Técnicas Transformadores de Potencial.
- TORRES, Orlys, Curso de Protecciones, Empresa Eléctrica Ambato, 2011.
- Norma CTC317, Transformadores de Distribución.
- Norma NTE INEN 2114:2004, Transformadores de distribución.

5.3.2. Bibliografía Consultada.

- EDMISTER, Joseph A, Teoría y Problemas de Circuitos Eléctricos, Primera Edición, Editorial McGraw – Hill de México, S.A. de C.V.
- PERALTA, José Antonio / LOPEZ REYES, Porfirio / MUÑOZ GODINEZ, Alfredo, Departamento de Física, Instituto Politécnico Nacional, Novena Edición, México D.F.
- MENDOZA, Carlos / VARGAS, Ignacio, Especificaciones Técnicas Transformadores de Potencial.
- CORREA, Rosa E, Inestabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia, México D.F.
- PAREDES GARCIA, Job, Problemática del Sistema eléctrico de Potencia, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Sepi, Esime, Ipn.
- GARCIA,J / REYES, O.A. / OLGUIN, D, Sobretensiones por Resonancia Serie en el Sistema de Potencia, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México D.F.
- FINK Donald G. / BEATY H. Wayne, Manual de Ingeniería Eléctrica, McGraw-Hill, Decimotercera, México D.F.
- GHERARDELLI D Carlos, Centrales de Eléctricas de Generación de Potencia basadas en el Ciclo Diesel, Universidad de Chile, Noviembre 2008
- VIQUEIRA L, Jacinto, Redes Eléctricas, Tercera Edición, México, 1990.
- STEVENSON, William D/ GRAINGER John J, Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw-Hill, Primera Edición en Español, México D.F.
- MUÑOZ V, Jorge, Electrical Distribution- System Protection, Third Edition, United States, 1990.
- OREJUELA LUNA, Víctor, CICE Calidad de Servicios, XII Seminario de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, Salinas 1995.
- HARPER, Gilberto Enríquez, Líneas de Transmisión y redes de distribución de Potencia Eléctrica, Volumen 1, Editorial Limusa, México 1980.

- KOTHARI D.P. / NAGRATH I.J, Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw-Hill, Tercera Edición, México D.F.
- AVALOS GONZALEZ J.A. / PEREZ ROJAS, Carlos, Diagnóstico de Transformadores de Potencia, México 2006.
- DILLARD, Joseph K, Distribution Systems, Westinghouse Electric Corporation, Volume 3, December 1959.
- TORRES, Orly, Curso de Protecciones, Empresa Eléctrica Ambato, 2011.
- Norma CTC317, Transformadores de Distribución.
- Norma NTE INEN 2114:2004, Transformadores de distribución.

5.3.3. Enlaces Internet

- <http://es.wikipedia.org/wiki/Empresa>.
- http://es.wikipedia.org/wiki/Subestaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica
- <http://es.wikipedia.org/wiki/Transformador>
- http://es.wikipedia.org/wiki/Resonancia_el%C3%A9ctrica.
- http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctric