

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“Evaluación del Circuito Eléctrico Campamento de C.V.G
BAUXILUM Los Pijiguaos, Municipio Cedeño-Edo. Bolívar”**

REALIZADO POR:
REIVIS JESÚS VALDIVIEZO GÓMEZ
C.I 16.717.220

Trabajo de Grado Presentado Ante la Universidad de Oriente Como Requisito Parcial
para Optar al Título de:

Ingeniero Electricista

Barcelona, Marzo de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“Evaluación del Circuito Eléctrico Campamento de C.V.G
BAUXILUM Los Pijiguaos, Municipio Cedeño-Edo. Bolívar”**

Reivis Jesús Valdiviezo Gómez

Nombre del Estudiante

Firma

Revisado y Aprobado por:

Ing. Hernán Parra

Asesor Académico

Firma

Ing. Edwin Pérez

Asesor Industrial

Firma

Barcelona, Marzo de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“Evaluación del Circuito Eléctrico Campamento de C.V.G
BAUXILUM Los Pijiguaos, Municipio Cedeño-Edo. Bolívar”**

JURADO:

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:



Prof. Hernán Parra.
Asesor Académico

Prof. Santiago Escalante
Jurado Principal

Prof. Luís Suárez.
Jurado Principal

Barcelona, Marzo 2009



RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados con otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario.”



DEDICATORIA

A mi Dios Todopoderoso, por ser guía fundamental en mi vida, por darme fortaleza y perseverancia en esos momentos en los que sentí que estaba sola, y enseñarme a aceptar sus designios.

A mi papá, Jesús Valdiviezo, porque sé que aunque no estás conmigo, siempre me has acompañado y sido partícipe de todas mis tristezas y alegrías. Todo esto es, para que estés donde estés, te sientas orgulloso de mí.

A mi mamá, Leonides Gómez, por haber creído en mí, y por mostrarme el camino que debía seguir. A ti te debo lo que soy ahora, eres tú la dueña de este logro.

A mis hermanos, Hernán y Silvio, por su amor y comprensión. Por su apoyo incondicional, y ser unos segundos padres en mi vida.

A mis sobrinos, Sixto, Leo, Jesús, Silvia, Leonides, Hernán y Miguel, espero que este logro sea una de sus guías para que sigan una vida llena de sueños cumplidos.

A ti mi amor (José Díaz), por ser tolerante y comprensivo, por haber estado ahí siempre, por haberme acompañado y hecho reír en todos los momentos difíciles, y haberme levantado cuando no quería seguir adelante.



AGRADECIMIENTO

A Dios por llevarme día a día en sus brazos, y haber colocado en mi camino unos ángeles tan bellos como mis padres.

A mis hermanas, Gloria, Claudimar y Marina, gracias por su apoyo constante y estar siempre a mi lado.

A mi tío Elvis y su familia, por estar siempre atentos a mis pasos y querer formar parte de mi historia. Tío, gracias por ayudarme en todo instante sin dudar, eres tu quien siempre ha estado en los momentos de mi vida para representar a mi papá.

A mis tíos, Sandro, América y Dolores, gracias por hacerme sentir su apoyo en todo momento, han sido una fuente de gran ayuda para que yo alcanzara esta meta.

A mis primos, Alex, Carlos, Sandro, Marlín, Mary y Cecilia, por estar siempre pendientes de mis caminos, y darme una palabra de aliento en los momentos que la necesite.

A la Universidad de Oriente, al Departamento de Electricidad, al personal que labora en el, en especial a Carmen y Héctor Lárez, y a todos sus profesores, especialmente a los profesores Santiago Escalante, por ser una mano amiga en todo momento, Hernán Parra, por haberme asesorado en la realización de la tesis, Pedro López, Luis Suarez, Pedro Rodríguez y Luis Parraguez. A todos gracias por compartir sus conocimientos, y hacer la excelencia en el Departamento de Electricidad.

A los amigos que he encontrado en el transcurso de mi carrera, Jackmelyn, Nelson, Mariangel, Colombiano, Ángela, José Ortiz, Vicente, Saúl, Antonio, Arrendajo, Choncho, Regueton, Martha y José Luis. Y a los hermanos que la Universidad me regalo, Anmayli, Carlos, Villo, Juan José, Julio, Daniel, Angellys,



Eduardo, Juan León, Neyfi, Luis Miguel, Eimmy, y Chuo. A todos gracias por los momentos tristes, los de angustia, y sobre todo por los de felicidad. Han sido y serán una parte importante en mi vida.

A la empresa CVG BAUXILUM, por haberme dado la oportunidad de realizar mis pasantías. Y a los muchachos de la cuadrilla de la Unidad de Alta Tensión, Víctor, Manuel, William, Rumbo, Pedro y Jhonny.

A mi tutor industrial Edwin Pérez, por su apoyo, su amistad y confianza.

A Martita, Adriana, Lisbeth, Nathalyth, Nohemy y Mariana, porque gracias a uds, aunque estaba lejos de mi casa, me sentía como en un hogar.

A Roberto, Manuel, Pedro, Luis, Jeicson, Chiqui, Jean Carlos, Carlitos y Jesús (bebe oso) por su amistad y por tratarme como a uno de uds.

A TODOS MUCHAS GRACIAS POR EL CARIÑO BRINDADO ☺



TABLA DE CONTENIDO

	Paginas
RESOLUCION	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
TABLA DE CONTENIDO	VIII
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS	XV
RESUMEN	XVII
CAPITULO I	1
INTRODUCCION	¡Error! Marcador no definido.
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.2 OBJETIVOS.	19
<i>1.2.1 General</i>	19
<i>1.2.2 Específicos</i>	19
1.3 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.	20
<i>1.3.1 Antecedentes históricos</i>	20
<i>1.3.2 Ubicación</i>	21
<i>1.3.3 Vías de acceso</i>	22
<i>1.3.4 Población, campamento y obras de infraestructura</i>	22
<i>1.3.5 Proceso Central de Producción</i>	24
<i>1.3.6 Producto</i>	29
1.4 RESEÑA INSTITUCIONAL DE C.V.G. BAUXILUM.....	30
<i>1.4.1 Misión de la Empresa</i>	30
<i>1.4.2 Visión de la Empresa</i>	30
<i>1.4.3 Política de la Calidad, Ambiente y Seguridad</i>	30
<i>1.4.4 Metas de la Empresa</i>	31
<i>1.4.5 Principios y Valores</i>	31



1.4.6	Objetivos de la Calidad, Ambiente y Seguridad.....	31
1.5	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	32
1.5.1	Antecedentes del sistema.....	32
1.6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN SUR.....	35
1.6.1	Historia.....	35
1.6.2	Descripción del Sistema.....	35
1.7	CIRCUITOS PRINCIPALES.....	36
1.7.1	Campamento, área residencial.....	36
1.7.2	La Mina, área industrial.....	37
1.7.3	Pie de Cerro, área industrial.....	37
1.7.4	El Jobal, área industrial.....	38
CAPITULO II		40
MARCO REFERENCIAL		40
2.1	ANTECEDENTES.....	40
2.2	CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	41
2.2.1	Fundamentos de Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	42
2.2.2	Definición de Interrupción de Servicio.....	47
2.2.3	Análisis de Efectos y Modos de Fallas (FMEA).....	48
2.2.4	Calculo de los Índices de Confiabilidad del Sistema.....	48
2.2.5	Modos de Falla de Componentes.....	49
2.2.6	Expresiones para Eventos de Salidas.....	50
2.2.7	Representación Grafica de los Términos MTBF y MTTR.....	53
2.2.8	Confiabilidad.....	56
2.3	CAÍDA DE TENSIÓN.....	64
2.3.1	Calculo de Caída de Voltaje.....	67
2.3.2	Calculo de los Valores de Impedancia a lo largo de los Alimentadores.....	71
2.3.3	Calculo de la Constante K (constante de distribución) para los alimentadores en estudio.....	75
2.4	CORTOCIRCUITO.....	76
2.4.1	Características de los Cortocircuitos.....	77
2.4.2	Tipos de Cortocircuitos.....	77
2.4.3	Consecuencia de los Cortocircuitos.....	80



2.4.4 Establecimiento de la Intensidad de Cortocircuito.	81
2.4.5 I_{CC} según los diferentes tipos de cortocircuito.	87
2.4.6 Método de las Impedancias.	89
2.5 COMPENSACIÓN DE REACTIVOS.	98
2.5.1 Naturaleza de la energía reactiva.	98
2.5.2 Los consumidores de energía reactiva.	99
2.5.3 Factor de Potencia.	100
2.5.4 Compensación de la energía reactiva.	104
CAPITULO III.....	117
CARACTERISTICAS Y ESTADO ACTUAL.....	117
DEL CIRCUITO EN ESTUDIO	117
3.1 DEFINICIONES BÁSICAS.....	117
3.1.1 Sistema Eléctrico.	117
3.1.2 Sistema de Distribución.....	117
3.1.3 Redes de Distribución.....	118
3.1.4 Sistemas de Distribución Radial.....	118
3.1.3 Características de Operación.....	118
3.2 DEPENDENCIAS DEL ÁREA CAMPAMENTO.	119
3.3 REVISIÓN DE LOS EQUIPOS CONECTADOS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PERTENECIENTE AL CIRCUITO CAMPAMENTO.	120
3.3.1 Subestación Pijiguaos.	120
3.3.2 Línea de Transmisión.	122
3.3.2 Generadores.	125
3.3.4 Transformadores.	126
3.3.5 Parámetros de la Carga Instalada.	126
3.3.6 Plano del Circuito Campamento.	126
CAPITULO IV	129
METODOLOGIA	¡Error! Marcador no definido.
4.1 ESTUDIO DE CONFIABILIDAD.	129
4.1.1 Metodología Propuesta.	129
4.1.2 Gráficas Estadísticas de Fallas por año.	132



4.1.3	Tabla de falla.....	134
4.1.4	Cálculo de los Índices de Confiabilidad.....	134
4.2	ESTUDIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.	140
4.2.1	Metodología Propuesta.	140
4.2.2	Cálculo de los Niveles de Caída de Tensión.	141
4.2.3	Resultados arrojados por el PADEE.....	143
4.3	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	144
4.3.1	Metodología Propuesta.	144
4.3.2	Cálculo de los Niveles de Cortocircuito.....	145
4.3.3	Resultados arrojados por el ETAP 5.03.....	146
4.4	ESTUDIO DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS.	147
4.4.1	Metodología Propuesta.	147
4.4.2	Cálculo de Compensación de Reactivos.....	148
4.4.2	Resultados arrojados por el PADEE.....	149
CAPITULO V.....		151
ANÁLISIS DE RESULTADOS		151
5.1	CONFIABILIDAD.	151
5.2	CAÍDA DE TENSIÓN.	152
5.3	CORTOCIRCUITO.	152
5.4	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS.	153
CONCLUSIONES.....		154
RECOMENDACIONES.....		155
BIBLIOGRAFIA.....		¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS		159
ANEXOS A		160
ANEXOS B		164
ANEXOS C		169
ANEXOS D		172
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....		182



LISTA DE FIGURAS

		Paginas
Figura 1.1	Vías de accesos hacia los Pijiguaos y la Mina.	23
Figura 1.2	Estructura en planta del campamento Los Pijiguaos.	24
Figura 1.3	Población de Morichalito.	24
Figura 1.4	Cargado de material en camión roquero, Pala hidráulica con carga de material bauxítico.	25
Figura 1.5	Molino de Trituración, Camión roquero en maniobra de descarga en la tolva de la estación trituración y descarga de camiones en el triturador.	26
Figura 1.6	Vista de la correa transportadora C1 desde la Estación Trituración y Vista de la correa C1, desde la carretera Mina	27
Figura 1.7	Patio de Almacenamiento Pie de Cerro	27
Figura 1.8	Equipo Apilador Pie de Cerro, Recuperación del mineral y Transporte del mineral desde el área Pie de Cerro hasta El Jobal	28
Figura 1.9	Muelle de Puerto Gumilla en El Jobal.	28
Figura 1.10	Barco remolcador, Puerto Gumilla del Jobal y Barco remolcador y tren de gabarras	29
Figura 1.11	Muestra de Alúmina Calcinada	29
Figura 2.1	Comportamiento Cronológico de Fallas.	54
Figura 2.2	Sistema en Serie.	58
Figura 2.3	Sistema en Paralelo.	60
Figura 2.4	Redundancia Activa	60
Figura 2.5	Redundancia Pasiva.	61
Figura 2.6	Diagrama Unifilar para un Alimentador de Distribución.	66
Figura 2.7	Diagrama Fasorial de Distribución de Tensiones.	67
Figura 2.8	Diagrama fasorial de caídas de tensiones para un circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniformes.	68
Figura 2.9	Circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no	69



	uniformes.	
Figura 2.10	Diagrama fasorial de caídas de tensiones para un circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniformes.	69
Figura 2.11	Diagrama unifilar para secciones no uniformes del conductor.	70
Figura 2.12	Diagrama unifilar que muestra las cargas distribuidas uniformemente.	71
Figura 2.13	Grafica que permite determinar la relación entre R y R_0 .	74
Figura 2.14	Cortocircuito Trifásico.	78
Figura 2.15	Cortocircuito Bifásico sin contacto a Tierra	78
Figura 2.16	Cortocircuito Bifásico con contacto a Tierra.	79
Figura 2.17	Cortocircuito Monofásico a Tierra	79
Figura 2.18	Cortocircuito con Doble Contacto a Tierra.	80
Figura 2.19	Esquema simplificado de una red.	81
Figura 2.20	Representación gráfica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador.	83
Figura 2.21	Variación del factor K en función de R/X o R/L	84
Figura 2.22	Las corrientes de un cortocircuito cerca de un alternador.	86
Figura 2.23	Esquema de la distribución de la energía de un motor.	99
Figura 2.24	Diagrama de Potencias	102
Figura 2.25	Diagrama de Intensidades.	103
Figura 2.26	Esquema de principio de la compensación: $Q_C = P_a(\text{tg}\phi - \text{tg}\phi_d)$	106
Figura 2.27	Representación grafica de la Compensación Global.	109
Figura 2.28	Representación grafica de la Compensación Parcial.	111
Figura 2.29	Representación grafica de la Compensación Individual.	112
Figura 3.1	Diagrama del Circuito Campamento.	127
Figura 4.1	Clasificación porcentual de las Interrupciones por su origen.	132
Figura 4.2	Clasificación de las Interrupciones no programadas.	133



Figura 4.3	Representación del tiempo por Interrupciones no programadas.	134
Figura 4.4	Punto más crítico de caída de tensión.	144
Figura 4.5	Datos suministrados por ELECENRO.	148
Figura 4.6	Ubicación de banco de Capacitores.	150
Figura 4.7	Ubicación de banco de Capacitores.	150



LISTA DE TABLAS

Paginas

Tabla 1.1	Unidades Generadoras.	34
Tabla 2.1	Comportamiento Cronológico de Fallas	67
Tabla 2.2	Valores de $\text{Sen}\theta$	73
Tabla 2.3	Valores para T	73
Tabla 2.4	Características principales de tres tipos de materiales	75
Tabla 2.5	Valores de X_L y R para líneas con disposición horizontal y calibres de conductores normalizados por CADAFE	105
Tabla 3.1	Relación entre $\text{cos}\phi$ y la reducción de sección de conductores.	120
Tabla 3.2	Transformadores de la subestación Pijiguaos.	121
Tabla 3.3	Interruptor de Potencia de la Subestación Pijiguaos.	121
Tabla 3.4	Interruptor de Potencia Para cada circuito de salida.	123
Tabla 3.5	Longitud de los ramales presentes en el circuito.	125
Tabla 3.6	Parámetros eléctricos del conductor 4/0 AWG.	125
Tabla 3.7	Parámetros eléctricos de la línea para secuencia positiva y cero.	126
Tabla 3.8	Características de los generadores presentes en el circuito actualmente.	128



Tabla 4.1	Características de los Transformadores de Distribución.	132
Tabla 4.2	Clasificación de las Interrupciones por su origen.	133
Tabla 4.3	Clasificación de las Interrupciones no programadas.	134
Tabla 4.4	Representación del tiempo por Interrupciones no programadas.	138
Tabla 4.5	Índice de Confiabilidad por año.	140
Tabla 4.6	Resultados de Confiabilidad por Tramos o Derivaciones.	144
Tabla 4.7	Potencia de cortocircuito de la subestación Pijiguaos.	147
Tabla 4.8	Resultados de Cortocircuito por Tramos o Derivaciones arrojados por el ETAP.	149



RESUMEN

Para comprobar las características de operación, confiabilidad y seguridad de un sistema de distribución, es necesario efectuar una serie de estudios analíticos; los cuales entregan índices de funcionamiento, cuya exactitud dependerá del modelo empleado en la representación del sistema. Este trabajo de investigación está enfocado desde el punto de vista práctico para que sirva como guía a estudios posteriores, presentando estudios de caída de tensión, confiabilidad, cortocircuito y compensación estática de reactivos. Para el cálculo de los niveles de confiabilidad se presenta una metodología que permita estimar la confiabilidad en una red de distribución eléctrica en base a la historia de los eventos referentes a las interrupciones del suministro. Se muestra el método de las impedancias para hallar las corrientes de cortocircuito. Se realizan los cálculos necesarios para conocer los puntos más críticos de caída de tensión. Se calcula la potencia reactiva necesaria en una red de media tensión para compensarla con bancos de capacitores estáticos. Por último se presenta la utilización de los softwares PADEE y ETAP 5.0.3 como apoyo computacional para la elaboración de los estudios planteados. Esto con el fin de regular la continuidad del suministro en redes de distribución.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Formulación del Problema.

El área residencial Campamento es de suma importancia para la C.V.G. BAUXILUM Los Pijiguaos ya que en esta se encuentran las edificaciones del Centro Cívico, Edificio de Apoyo, Edificio de Proyectos, Edificio de Telecomunicaciones, así como también la división de servicios médicos, división de servicios educativos, área residencial, iglesias, centro comercial, bancos, supermercado, clubs, teatro, sala de proyecciones, parques infantiles, canchas deportivas, cuerpo de bomberos y pista de aterrizaje. Todas estas áreas le dan confort y seguridad a los trabajadores de la empresa, los cuales en su mayoría no son de la zona, además, en éstas se realizan las diversas actividades administrativas y organizativas dentro de la empresa, así como también se mantienen las diferentes áreas comunicadas entre sí, y con el exterior.

El sistema eléctrico del área residencial Campamento con el pasar de los años ha modificado parte de su sistema de distribución sin la realización de un estudio que permita determinar sus características de operación. Además actualmente presenta una tasa alta de fallas, y estas aunque en su mayoría estén limitadas a un tiempo corto, pueden ser perjudiciales en los procesos administrativos y organizativos de la empresa, como en el servicio para todo tipo de usuario, generando tanto pérdidas de tiempo, como económicas.

Apoyándose en lo dicho anteriormente, el principal propósito de este estudio será el de presentar el estado actual del circuito eléctrico Campamento, con el fin de conocer sus puntos críticos y su grado de confiabilidad. Esta evaluación se llevara a cabo estudiando el comportamiento de dicho circuito en base a los parámetros de



fallas en el sistema, caída de tensión, corriente de cortocircuito, confiabilidad del circuito y compensación de reactivos.

Estos parámetros se obtendrán a través de los cálculos respectivos para cada estudio y con la ayuda de las herramientas computacionales PADEE y ETAP 5.03, para luego analizar los resultados obtenidos en ambos procesos.

Este estudio procura ser un informe que abarque toda el área residencial Campamento, así como también las derivaciones presentes en el circuito y todos los equipos que se encuentren en el mismo. Con el estudio se obtendrán los parámetros a mejorar para garantizar la continuidad en el suministro de energía eléctrica a nivel de distribución en 13.8 kV en el sistema eléctrico del Campamento de la C.V.G BAUXILUM.

1.2 Objetivos.

1.2.1 General.

Evaluar el Circuito Eléctrico Campamento de C.V.G BAUXILUM Los Pijiguaos, Municipio Cedeño-Edo. Bolívar.

1.2.2 Específicos.

- 1) Realizar levantamiento físico de la red eléctrica del área residencial Campamento.
- 2) Simular el circuito eléctrico campamento en base a los parámetros en estudio utilizando las herramientas computacionales PADEE y ETAP 5.03.
- 3) Determinar los índices de confiabilidad del circuito, con base en los registros de fallas que se tienen del mismo.



- 4) Determinar los niveles de caída de tensión, corriente de cortocircuito y compensación estática de reactivos en el circuito Campamento.
- 5) Analizar los resultados obtenidos en los cálculos y simulaciones.
- 6) Proponer mejoras para la operatividad del circuito eléctrico del área residencial Campamento.

1.3 Descripción de la Empresa.

1.3.1 Antecedentes históricos.

C.V.G. BAUXIVEN, se creó en 1979 con la misión de explotar el yacimiento de Los Pijiguaos, siendo sus principales accionistas la Corporación Venezolana de Guayana y C.V.G. Ferrominera del Orinoco, iniciando sus operaciones oficialmente en 1983, enviando las primeras gabarras con mineral de Bauxita, a través del río Orinoco, desde el puerto Gumilla de El Jobal hasta el muelle en Matanzas.

C.V.G. INTERALUMINA, se creó a finales de 1977 con la participación mayoritaria de la Corporación Venezolana de Guayana y el Fondo de Inversiones de Venezuela, asociados con la empresa Suiza Swiss Aluminium. Inició oficialmente sus operaciones el 24 de Abril de 1983. Su capacidad instalada inicial fue de 1 millón t/año y en 1992, mediante la implementación del Plan de Ampliación, fue aumentada su capacidad a 2 millones t/año.

En el año 1994 se realiza la fusión entre C.V.G. BAUXIVEN y C.V.G. INTERALUMINA, naciendo la empresa C.V.G. BAUXILUM. La participación accionaria de la compañía lo constituyen 99% de inversión Venezolana, representada por la Corporación Venezolana de Guayana y un 1% de capital extranjero, correspondiente al consorcio Alusuisse Lonza Holding. Para los próximos años el estado Venezolano promoverá la inversión de capital extranjero y logra la



participación de la empresa francesa ALUMINIUM PECHINEY, para que realice una inversión de 250 millones de dólares y así ampliar la producción de bauxita y alúmina a 7 millones de toneladas al año y a 2 millones de toneladas anuales respectivamente.

C.V.G. BAUXILUM, en la zona Los Pijiguaos se encarga de la explotación de los yacimientos del mineral de Bauxita con una capacidad instalada de 5.800.000 t/año; y en la zona Matanzas, transforma por medio del Proceso Bayer, la Bauxita en Alúmina Grado Metalúrgico con una capacidad instalada de 2 millones de t/año. La Alúmina constituye la principal materia prima para la obtención de aluminio primario, las ventas se dirigen fundamentalmente al mercado nacional, básicamente para proveer a las empresas C.V.G. ALCASA y C.V.G. VENALUM, destinándose el excedente de la producción a clientes menores e internacionales.

1.3.2 Ubicación.

Las Plantas de C.V.G. BAUXILUM, se encuentran ubicadas en la zona Sur Oriental de Venezuela, específicamente en el Estado Bolívar, adyacentes al río Orinoco (véase Figura 1 del Anexo A).

1.3.2.1 Ubicación geográfica de C.V.G. BAUXILUM, Los Pijiguaos.

Ubicada en la Serranía de Los Pijiguaos perteneciente al Municipio Cedeño del estado Bolívar, enmarcado entre los ríos Suapure y Parguaza.

1.3.2.2 Ubicación geográfica de C.V.G. BAUXILUM, Matanzas.

Ubicada en la Zona Industrial Matanzas Avenida Fuerzas Armadas, adyacente a C.V.G. VENALUM, en el Municipio Caroní del estado Bolívar.

1.3.2.3 Ubicación geográfica del yacimiento.

El yacimiento de bauxita de los Pijiguaos se ubica en El Cerro Páez el cual se ubica al norte de la serranía de Los Pijiguaos, al suroeste del Municipio Autónomo



Cedeño, en el estado Bolívar, a 500 km de la ciudad de Caracas y a 520 km al suroeste de Ciudad Guayana, está delimitado por los ríos Suapure y Parguaza y a una distancia de 40 km del río Orinoco. (Ver figura 2 del Anexo A)

El área está comprendida entre las longitudes $66^{\circ}40'30''$ W y $66^{\circ}46'30''$ W, y las latitudes $6^{\circ}26'30''$ N y $6^{\circ}32'30''$ N. Las dimensiones aproximadas del yacimiento son de 8 km de largo por 2 km de ancho con una elevación promedio máxima de 680 M sobre el nivel del mar.

1.3.3 Vías de acceso.

El acceso al yacimiento por vía terrestre se realiza por medio de las carreteras asfaltadas que parten de Ciudad Bolívar (520 km), Caicara del Orinoco (162 km) o desde Puerto Ayacucho, en el estado Amazonas (171 km). Mientras que por vía aérea se puede ingresar por medio de la pista de aterrizaje de la empresa, esta pista tiene una distancia de 1650 M de longitud y está ubicada en el área Campamento de la C.V.G. BAUXILUM.

También se puede acceder por vía fluvial a través de los ríos Orinoco y Suapure hasta la localidad de Bebederos, donde se halla un desembarcadero que por medio de una carretera se puede llegar al Campamento (centro poblado) ubicado a 23 km para llegar al yacimiento desde Campamento se utiliza una vía que al principio está bien asfaltada y luego es de granzón, de fácil acceso ambas partes. (Figura 1.1)

1.3.4 Población, campamento y obras de infraestructura.

La población del área y sus alrededores, es considerable y está constituida por comunidades criollas e indígenas. Las mayores concentraciones poblacionales se ubican en el caserío Los Pijiguaos, El Guarey, Morichalito, Trapichote y Guayabal, localizados en las adyacencias del campamento, en un radio no mayor de 8 km del mismo (Figuras 1.2 y 1.3). Otras concentraciones de interés se ubican en los caseríos



El Potrero, Capachal y El Jobal en las proximidades de las vías férreas que conducen al puerto El Jobal.



Figura 1.1. Vías de accesos hacia los Pijiguaos y la Mina. [El Autor]

En la actualidad la empresa cuenta con dos tipos de infraestructuras: minera y urbana, acorde con las necesidades de sus operaciones; las cuales se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

Centro poblado: para alojar el personal que opera, mantiene y administra la mina y sus operaciones, la empresa cuenta con un campamento en la comunidad de Trapichote, cercano al yacimiento de bauxita de Los Pijiguaos.

Abastecimiento de agua: para el abastecimiento de vital recurso, se encuentra sobre el caño Trapichote un dique o toma de agua con el fin de abastecer al centro poblado y una planta de tratamiento de aguas blancas, conjuntamente con un sistema de bombas que dispone de un estanque de donde luego se distribuye a los usuarios en los distintos centros poblados.



Figura 1.2 Estructura en planta del campamento Los Pijiguaos [El autor]



Figura 1.3 Población de Morichalito [Google earth]

1.3.5 Proceso Central de Producción.

El proceso productivo de C.V.G. BAUXILUM, se divide en:

- Proceso de Explotación de Bauxita.



- Proceso de Producción de Alúmina Calcinada Grado Metalúrgico.

1.3.5.1 Proceso de Explotación de Bauxita.

El proceso de extracción, almacenamiento, carga y transporte de la bauxita se desarrolla en tres Áreas de operación: La Mina, Área de Homogeneización (Pie de Cerro) y el Área de Almacenamiento y Embarque (El Jobal). (Véase Figura 3 del Anexo A).

1.3.5.1.1 La Mina.

El proceso de producción empieza en esta área, en donde se desarrolla la explotación del yacimiento de bauxita, usando el método conocido como, Método de Tiras (Stripping Mine) o el método de explotación en descubierta, el primer paso para la explotación es remover y apilar la capa vegetal; cuando la capa de suelo mineralizada es descubierta se procede a la explotación. Durante esta el mineral se extrae directamente de los bloques del yacimiento usando palas hidráulicas, las cuales arrancan el mineral del suelo y lo cargan roqueros con capacidad de 90 y 100 toneladas. (Figura 1.4)



Figura 1.4 Pala hidráulica con carga de material bauxítico (lado izquierdo)
Cargado de material en camión roquero (lado derecho) [El autor]



En el área de trituración, la bauxita es trasladada a través de un transportador de placas hasta el molino, el cual tiene como función reducir el material a una granulometría menor de 10 cm para su transporte y mejor manejo. El área de trituración está constituido por una tolva de alimentación principal, martillo hidráulico, transportador de placas, criba, un molino, tres correas transportadoras, un extractor de metales, un sistema de extracción de polvo y una balanza electrónica.

Una vez triturado el material, es recibido por una tolva de transferencia hacia la correa de bajada, que a través de una longitud de 4,2 km con tecnología de teleférico y una capacidad de 1600 toneladas/hr lo transporta hasta Pie de Cerro. (Figura 1.5 y 1.6)



Figura 1.5 Molino de Trituración (arriba) Camión roquero en maniobra de descarga en la tolva de la estación trituración (abajo, izquierda), descarga de camiones en el triturador (abajo derecho) [El autor]



Figura 1.6 Vista de la correa transportadora C1 desde la Estación Trituración (lado izquierdo) Vista de la correa C1, desde la carretera Mina [El autor]

1.3.5.1.2 Pie de Cerro.

Luego que el material desciende por la correa de bajada llega a Pie de Cerro donde es apilado en 4 patios de homogeneización, la bauxita es apilada utilizando los métodos convencionales (Chevron; ShellCone). El material almacenado en los patios es manejado por intermedio de un recuperador de tipo puente con dos ruedas de cangilones que permiten tomar el material de las pilas y transportarlo por correas hasta el sistema de carga de vagones. El mineral es transferido por ferrocarril desde el área de homogeneización hasta el puerto El Jobal. (Figura 1.7 y 1.8)

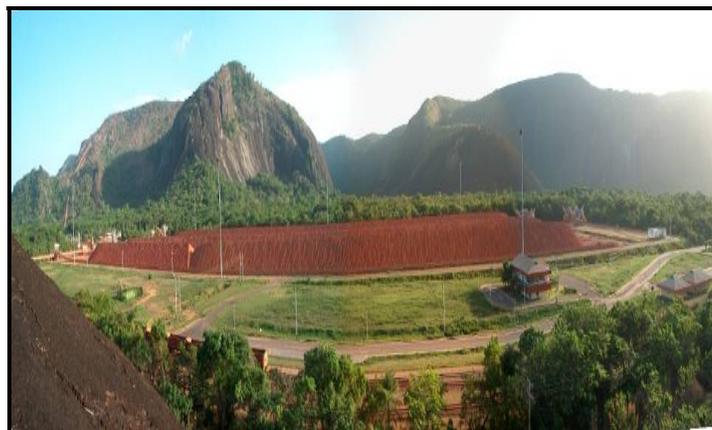


Figura 1.7 Patio de Almacenamiento Pie de Cerro [El autor]



Figura 1.8 Equipo Apilador Pie de Cerro (lado izquierdo), Recuperación del mineral (centro), Transporte del mineral desde el área Pie de Cerro hasta El Jobal (lado derecho) [El autor]

1.3.5.1.3 El Jobal.

El muelle de El Jobal recibe el material bauxítico procedente del Área de Homogeneización, para luego descargar este a través de un sistema rotatorio por medio de una maquina llamada volcadora de vagones. El muelle de El Jobal es una plataforma de concreto rectangular de 10 M de ancho por 260 M de largo, de los cuales 220 M corresponden al frente de carga y el resto de la extensión al puente de carga general. Las gabarras tiene capacidad de 1500 a 2000 toneladas, auxiliadas por remolcadores, están transportan el mineral a través del río Orinoco hasta la planta de alúmina en Ciudad Guayana, en un recorrido de 650 kM. (Figura 1.9 y 1.10)



Figura 1.9 Muelle de Puerto Gumilla en El Jobal. [El autor]



Figura 1.10 Barco remolcador, Puerto Gumilla del Jobal (lado izquierdo), Barco remolcador y tren de gabarras (lado derecho) [El autor]

1.3.5.2 Proceso de Producción de Alúmina.

Posteriormente en el área denominada Lado Blanco, la suspensión saturada de aluminato de Sodio es precipitada y aglomerada en partículas para ser calcinada y de esta manera obtener el producto conforme a la Norma COVENIN 2898:92 “Alúmina Calcinada Grado Metalúrgico”.

1.3.6 Producto.

C.V.G. BAUXILUM produce Alúmina Calcinada – Grado Metalúrgico bajo las especificaciones dadas en la Norma COVENIN 2898:92 “Alúmina Calcinada Grado Metalúrgico”. C.V.G. BAUXILUM, posee un riguroso Sistema de Control de Calidad para su producto, que le ha permitido obtener el certificado de calidad de producto marca NORVEN desde el 22/06/92 – Número de Autorización 289. (Figura 1.11)

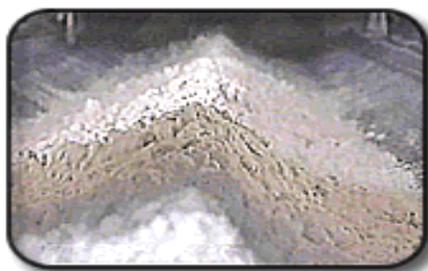


Figura 1.11 Muestra de Alúmina Calcinada, [1]



1.4 Reseña Institucional de C.V.G. BAUXILUM.

C.V.G. BAUXILIM-MINA es una empresa que se dedica a la extracción del mineral bauxita, cuyo yacimiento se encuentra ubicado en el Cerro Páez de la zona de Los Pijiguaos, en el municipio Cedeño, para luego enviar la materia prima a C.V.G. BAUXILUM-PLANTA para ser procesada a través del método Bayer y así obtener alúmina calcinada de alto grado metalúrgico.

1.4.1 Misión de la Empresa.

Impulsar el crecimiento sustentable de la industria nacional, satisfaciendo la demanda de bauxita y alúmina, promoviendo el desarrollo endógeno, como fuerza de transformación social y económica.

1.4.2 Visión de la Empresa.

Constituirnos en empresa socialista, contribuyendo al desarrollo sustentable de la industria nacional del aluminio, a los fines de alcanzar la soberanía productiva, con un tejido industrial consolidado y desconcentrado, con nuevas redes de asociación fundamentadas en la cogestión y la inclusión social rumbo al Socialismo del Siglo XXI.

1.4.3 Política de la Calidad, Ambiente y Seguridad.

Fomentar el desarrollo, la participación del recurso humano y el mejoramiento continuo, en los procesos de explotación de bauxita y producción de alúmina, cumpliendo con las normas de calidad, ambiente salud y seguridad laboral, para satisfacer los requerimientos y expectativas de nuestros clientes, con altos niveles de rentabilidad, competitividad y responsabilidad social.



1.4.4 Metas de la Empresa.

C.V.G BAUXILUM-MINA, tiene como meta para el año 2007 incrementar la producción de 5.100.000 toneladas (año 2005) a 5.800.000 toneladas de Bauxita a partir de este año.

1.4.5 Principios y Valores.

✓ Excelencia: Obtener una calidad superior a los estándares de categoría mundial, estableciendo acciones dirigidas al mejoramiento continuo de la organización y sus trabajadores.

✓ Honestidad: La conducta de sus trabajadores debe ser con sentido de justicia, responsabilidad y honradez.

✓ Participación: Parte activa en el mejoramiento continuo de la gestión y procesos en pro del logro de la misión, visión y objetivo de la empresa.

✓ Conciencia Ambiental: Compromiso individual y colectivo, frente a la defensa y mejoramiento del ambiente, utilizando los recursos naturales y energéticos eficientemente y preservarlos para generaciones futuras.

✓ Compromiso: Propiciar y fortalecer la identificación y lealtad del trabajador con la organización, para logro de la misión, visión y objetivos de la empresa, a través del desarrollo y reconocimiento del recurso humano.

1.4.6 Objetivos de la Calidad, Ambiente y Seguridad.

✓ Satisfacer los requerimientos de Alúmina de la industria nacional.

✓ Garantizar el desarrollo sustentable de las operaciones minimizando el impacto ambiental y mejorando la seguridad industrial.



- ✓ Mejorar la eficacia de los procesos operativos y administrativos.
- ✓ Incrementar los niveles de producción.
- ✓ Optimizar la gestión financiera y el control del costo operativo.
- ✓ Desarrollar capacidades técnico-productivas y socio-políticas del trabajador.
- ✓ Optimizar el uso de la tecnología de información.

1.5 Descripción del Sistema Eléctrico.

1.5.1 Antecedentes del sistema.

El sistema eléctrico de Bauxilum, prácticamente se inicia por el año 1984, cuando se hizo necesario la implementación de un programa para energizar el área de Trapichote, donde se encontraban radicados un grupo de trabajadores, quienes iniciaban el proyecto de explotación temprana de las minas de Bauxitas, ubicada en Los Pijiguaos, estado Bolívar. Para tal fin y dependiendo de la carga (Amperios) que se estimaba consumir, fue indispensable el uso de dos (02) unidades generadoras (#07, #10).

A medida que transcurría el tiempo, el proyecto avanzaba, la parte residencial se incrementaba por el auge de trabajadores en la zona y al mismo tiempo la zona industrial y metalmecánica se iniciaba. Debido a esto, la demanda de energía se incremento y por ende, se adquirió otra unidad generadora, (#11); la cual fue instalada en el área de Guacamaya.

En el año 1987, en atención a que el proyecto había tenido su asiento en las áreas de la Mina, Pie de Cerro y El Jobal, la empresa adelanto conversaciones con CADAPE acerca de realizar un estudio a corto y mediano plazo, de implementar un



sistema eléctrico confiable que garantizara continuidad y seguridad en los equipos de manejo de mineral.

De hecho, CADAFE, inicio el estudio tomando como base la puesta en marcha del Sistema de Transmisión Sur, pero paralelamente les suministro en calidad de préstamo dos (02) unidades generadoras (W#71, W#72), las cuales trabajan en paralelo y fueron instalados en Guacamaya.

En ese periodo se inicia la fase de explotación temprana en el área de Mina y la recepción del mineral era en el muelle de El Jobal. Para estas zonas, fue necesario el uso de (02) unidades generadoras (#04, #06), para la alimentación de las cintas transportadoras, sistema de trituración, sistemas auxiliares, etc. es decir, uso industrial específicamente.

A raíz de que la producción industrial de bauxita mostro una calidad aceptable, se inicio la fase de buscar recursos humanos y agilizar la terminación del moderno proyecto para la explotación, lo cual incluía al sistema de trituración en Mina, sistema de correa de bajada (DHC), sistemas (apilamiento, recuperación, y carga de vagones) en Pie de Cerro, sistema de vis férrea, sistemas (apilamiento, recuperación volcado y carga de gabarras) en El Jobal; así como también la ampliación del sistema eléctrico, construcción de edificaciones residenciales e industriales.

Se origino un consumo de energía que tanto en planta Trapichote con en Guacamaya, las unidades generadoras no cubrían eficazmente la demanda exigida. Debido a la demanda de energía, Bauxilum se vio en la necesidad de adquirir cuatro (04) unidades generadoras: (#01, #02), ubicadas en planta Trapichote y (#12, #13), ubicadas en planta Guacamaya. De esta manera, se pudo controlar la situación, (ver tabla 1.1).

A finales del año 1990, el proyecto estaba en su culminación y existían cuatro áreas; Campamento, la Mina, Pie de Cerro y El Jobal, por lo tanto estas áreas



necesitaban de una energía confiable. Para tal efecto la empresa adquirió una unidad generadora Turbo-Gas AEG-KANIS5000, de 13.800 V y fue instalada en la subestación Pijiguaos.

En el año 1992, con la incorporación del Sistema de Transmisión Sur a la subestación Pijiguaos, el sistema eléctrico de Bauxilum comenzó a depender directamente de CADAFE, manteniéndose a la unidad generadora (Turbo-Gas) en calidad de reserva.

Actualmente, existen los cuatro circuitos principales (Campamento, la Mina, Pie de Cerro y El Jobal).

Tabla 1.1 Unidades Generadoras.

PLANTA #	# DE SERIAL	CAPACIDAD	UBICACIÓN
(01) CATERPILLAR MG – 3512	24Z01656	1250 KW 1562,75 KVA	TRAPICHOTE
(02) CATERPILLAR MG – 3512	24Z01188	1050 KW 1312,5 KVA	TRAPICHOTE
(04) CATERPILLAR MG – 3512	81Z05539	475 KW 593,75 KVA	EL JOBAL
(06) CATERPILLAR MG – 3512	81Z04066	455 KW 568,75 KVA	GUACAMAYA
(07) CATERPILLAR MG – 3512	38S2380	420 KW 525 KVA	GUACAMAYA
(10) CATERPILLAR MG – 3512	81Z06519	500 KW 625 KVA	TRAPICHOTE
(11) CATERPILLAR MG – 3512	81Z06520	500 KW 625 KVA	GUACAMAYA
(12) CATERPILLAR MG – 3512	24Z03096	1580 KW 1975 KVA	GUACAMAYA
(13) CATERPILLAR MG – 3512	24Z03099	1580 KW 1975 KVA	GUACAMAYA
(71) WAUKESHA	5064	580 KW 725 KVA	GUACAMAYA
(72) WAUKESHA	5065	580 KW 725 KVA	GUACAMAYA



1.6 Sistema de Transmisión Sur.

1.6.1 Historia.

Dado el crecimiento estimado de la demanda de energía eléctrica y el grado de confiabilidad exigido por el importante desarrollo del sur del país CADAFE decide transportar energía desde el centro de la geografía nacional hasta esta zona, para lo cual acuerda la construcción del Sistema de Transmisión Sur que alimentara a las poblaciones de Espino, Cabruta, Caicara, Puerto Ayacucho, y las minas de Bauxilum. De aquí se deriva la necesidad de la ejecución del Cruce del Río Orinoco, a través de una línea aérea doble terna diseñada para transmitir 230 kV.

Para efectuar el cruce de longitud total de 5.823 M a través de la ruta seleccionada se hizo necesario la proyección de tres estructuras hasta de 240 M de altura. La altura de esas torres y el peso que deberán soportar han hecho que esta obra se considere única a nivel mundial, pudiéndose solamente comparar con el cruce del Río de La Perla en China.

1.6.2 Descripción del Sistema.

El sistema de Transmisión Sur se inicia desde la Subestación San Gerónimo, perteneciente a EDELCA, ubicada en las inmediaciones de la Ciudad de Valle de la Pascua en el Edo. Guárico, de la misma parte una línea en doble terna de 115 KV con una longitud total de 5.823 M, y está compuesta por 1554 torres de Transmisión. Esta alimenta Subestaciones de Transmisión ubicadas estratégicamente para cubrir las necesidades de Electricidad de la Región Sur, desarrollar la explotación de: Bauxita, la faja petrolífera del Orinoco, alimentar Poblaciones de Guárico, Bolívar y Amazonas, y dar cumplimiento al tratado internacional de venta de Energía con Colombia.

En este Sistema el cruce aéreo sobre el Río Orinoco es un punto neurálgico y de vital importancia, conformado por Torres de Gran altura y vanos de más de 2200



M. Este cruce está ubicado en las inmediaciones de las poblaciones de Cabruta (Edo. Guárico) y Caicara del Orinoco (Edo. Bolívar), aprovechando la existencia de un isla natural denominada El Troncón se construyó una Torre (240 M de altura) en ella y las otras dos en las riberas del Río en los sitios conocidos como Punta Brava (donde se ubica una torre de 180 M) y una en el Vigía (otra torre de 240 M), con estructuras de tipo auto soportantes ancladas en fundaciones profundas de 23 M de longitud.

1.7 Circuitos Principales.

El sistema eléctrico de BAUXILUM, actualmente está compuesto por cuatro (04) circuitos fundamentales, a nivel de 13.8 kV, los cuales se mencionan a continuación:

1. Campamento, área residencial.
2. La mina, área industrial.
3. Pie de Cerro, área industrial.
4. El Jobal, área industrial.

1.7.1 Campamento, área residencial.

Este circuito, lo constituye una línea doble terna, Arvidal # 4/0 AWG, de aproximadamente cuatro (04) km de longitud, alimentándose a través de un disyuntor ubicado en la subestación Pijiguaos. El mismo, presenta una serie de derivaciones, las cuales a su vez, alimentan tres áreas residenciales, estas son: la Guacamaya, Trapichote y Centro Poblado. También posee una serie de seccionadores monoplares y tripolares, los cuales sirven para realizar las distintas maniobras de cierre y apertura por parte del personal de mantenimiento.



1.7.2 La Mina, área industrial.

Este circuito, lo constituye una línea doble terna, Arvidal #4/0 AWG, de 8.4 km de longitud, la cual alimenta 3 puntos de vital importancia.

1.7.2.1 Subestación centro de trituración (EDELCA).

Está compuesta por dos (02) transformadores de 3.75 MVA, con una relación de transformación 13.8/4.16 kV, alimentando los siguientes elementos: dos cabinas de media tensión (CDMT1 y CDMT2), centro de control de motores, panel de relés y cuadro de baterías.

En esta área es donde se realiza el proceso de trituración del material y transporte del mismo hasta la correa de bajada.

1.7.2.2 Subestación Correa de bajada (DHC).

Está compuesta por dos (02) transformadores de 3 MVA, con una relación de 13.8/4.16 kV, alimentando los siguientes elementos: una cabina de media tensión. En esta, se alimenta una cinta C-6 que recibe el mineral de la cinta C-1, y tiene aproximadamente 4.2 km de longitud con una pendiente de 18 grados, transportando la bauxita hasta Pie de Cerro.

1.7.2.3 Sistema de distribución de la Gerencia Mina.

Está compuesto por laboratorios, oficinas, talleres, almacén e iluminación exterior.

1.7.3 Pie de Cerro, área industrial.

Este circuito lo constituye una línea doble terna, Arvidal #4/0 AWG, de aproximadamente 2.8 km de longitud y alimenta los siguientes equipos: apiladores, recuperadores, cargadora de vagones, cintas transportadoras, torre de transferencia, sala de control, carro de transferencia, postes de alumbrado de 50 M de altura.



1.7.3.1 Sistema de distribución de Manejo de mineral.

Está compuesto por laboratorios, oficinas, talleres, almacén, bombas e iluminación exterior.

1.7.4 El Jobal, área industrial.

Este circuito está constituido por una línea de 115 kV, que tiene aproximadamente 52 km de longitud, alimentada desde la subestación Pijiguaos hasta llegar a la subestación El Jobal, la cual está conformada por un (01) transformador de 10 MVA, 115/13.8 kV, y a su vez alimenta tres puntos de gran importancia:

1.7.4.1 Patio de almacenamiento.

Este lo constituyen cuatro (04) subestaciones (07UB01, 07UB02, 07UB03, 07UB04), las cuales alimentan una serie de equipos: apiladores, recuperadores, volcadora de vagones, estación de muestreo, carro de transferencia, sala de control, torre de transferencia, postes de alumbrado (altura de 50 metros). Todos estos equipos sirven como apoyo para recibir el material que viene en los vagones, realizar el volcado y almacenarlo en cuatro (04) pilas de aproximadamente 150.000 toneladas cada una.

1.7.4.2 Puerto El Jobal.

En esta área se encuentran dos (02) subestaciones (08UB01, 08UB03) las cuales alimentan los siguientes equipos: Silo compensador de mineral, cintas transportadoras y cargador de gabarras.

En este puerto es donde se realizan las maniobras de embarque de mineral en las gabarras, transportándolas hasta el puerto de INTERLAMINA.



1.7.4.3 Edificaciones.

En esta área se encuentran una serie de transformadores de distribución los cuales alimentan: Almacenes, talleres, plantas de tratamiento, medicatura, vestuarios, oficinas e iluminación exterior.



CAPITULO II

MARCO REFERENCIAL

El siguiente capítulo tiene como objetivo mostrar la información teórica necesaria para la ejecución de los estudios de Confiabilidad, Cortocircuito, Caída de Tensión y Compensación de Reactivos, así como también tesis realizadas anteriormente referentes a dichos estudios, y que han servido de apoyo para la ejecución de este.

2.1 Antecedentes.

A continuación se presentan resúmenes referentes a Trabajos de Grado previos a esta investigación y que contienen información concerniente a este tema de estudio.

➤ En el año 1994, Alfonso Salazar [2] Realizo una evaluación y rediseño del sistema eléctrico de BAUXIVEN, el desarrollo de este estudio contemplo la descripción del sistema eléctrico de la empresa (Circuitos La Mina, Pie de Cerro, El Jobal y Campamento), estudios de corto circuito, termovisión, evaluación de la alimentación principal, puntos de seccionamiento y coordinación y ajuste de protecciones, estableciendo criterios para las mejoras del sistema de protección, con la finalidad de minimizar las influencias adversas del sistema para poder garantizar una mayor disponibilidad y continuidad.

➤ En el año 1997, Lizett Mata [3] Analizó la confiabilidad del Sistema Eléctrico de distribución en 13.8 kV del Distrito Anaco, Corpoven S.A, llevando a cabo un estudio que le permitió conocer los índices de confiabilidad del sistema, pudiendo determinar el grado de confiabilidad con el cual cuenta dicho circuito, y estableciendo



- las medidas necesarias para el mejoramiento de su confiabilidad; todo esto tomando en cuenta los distintos modos de fallas registrados en el mismo.
- En el año 1995, Giovanni Acosta [4] Efectuó un estudio sobre el análisis y mejoramiento del sistema de compensación estática de reactivos de la planta de laminación en caliente (SIDOR), observando y estudiando los problemas que surgen de la falta de compensación, llevándolo esto a las mejoras que introduce en dicho sistema; además estableció el efecto que producen los niveles de contaminación armónica en los equipos instalados y la presentación de opciones a fin de minimizar dichos efectos.

2.2 Confiabilidad en Sistemas de Distribución.

La idea intuitiva sobre la confiabilidad de un equipo o sistema, de cualquier naturaleza, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica. Por esta razón, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo se debe convenir en que, para la práctica ingenieril, resulta mucho más atractivo disponer de un índice cuantitativo más que cualitativo, especialmente cuando se desea tomar una decisión sobre alternativas de diseño que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la habilidad de un sistema, se denomina confiabilidad, o bien fiabilidad y puede expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación.

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, es decir, sistemas de distribución o transmisión, es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final.



Ente las técnicas de modelación y evaluación de confiabilidad, orientadas a predecir índices de comportamiento futuro se tienen dos clases de métodos: los métodos de simulación estocástica y los métodos de análisis. De los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el de Monte Carlo y, entre los métodos de análisis, se tienen los procesos continuos de Markov, los de redes y sus aproximaciones.

2.2.1 Fundamentos de Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Los fundamentos necesarios para llevar a cabo una evaluación cuantitativa de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia se resumen en: definiciones de términos básicos, discusión de las técnicas usadas y los datos básicos necesarios para calcular índices de confiabilidad en sistemas; además de una descripción del procedimiento para el análisis de la confiabilidad de sistemas incluyendo cálculos de índices de confiabilidad cuantitativos.

2.2.1.1 Definiciones Básicas.

Los términos que se mencionan a continuación son definiciones estandarizadas por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).

 Disponibilidad: Este término puede aplicarse al funcionamiento de un componente individual o del sistema completo. Se define como la fracción de tiempo promedio que un componente o sistema está en servicio satisfactoriamente cumpliendo con sus funciones. Una definición equivalente y alternativa para disponibilidad es: probabilidad en estado estacionario que un componente o sistema está en servicio.



✚ Componente: Es una pieza de equipo eléctrico o mecánico, una línea o circuito o una sección de línea o circuito, o un grupo de elementos que es visto como una entidad para la evaluación de confiabilidad.

✚ Duración de Interrupción: Es la duración promedio de un simple evento de interrupción de carga. Es expresada en unidades de tiempo: según los minutos, días, meses, años, etc.

✚ Tiempo de Exposición: Es el tiempo durante el cual un componente está cumpliendo su función y está sujeto a fallar.

✚ Falla: Cualquier perturbación es un componente del sistema de potencia que cause alguno de los siguientes eventos:

- ✓ Parada parcial o completa de la planta, o una operación fuera de lo normal.
- ✓ Funcionamiento inaceptable de los equipos alimentados.
- ✓ Operación de los relés de protección eléctricos u operación de emergencia del sistema eléctrico de la planta.
- ✓ Desenergización de cualquier equipo o circuito eléctrico.

Una falla de componente dentro de una planta produce una salida forzada del componente, lo que significa que el componente se inhabilita para cumplir su función hasta que sea reparado o reemplazado. Los términos *falla* y *salida forzada* son usados simultáneamente.

✚ Rata de falla: Es el número promedio de fallas de un componente por unidad del *tiempo de exposición*; generalmente, el tiempo de exposición se expresa en años y la rata de fallas en fallas por años.

✚ Salida forzada: Una salida (falla) que no puede ser evitada y se produce en cualquier instante de tiempo, al azar.



✚ Indisponibilidad forzada: Es la fracción de tiempo promedio que un componente o sistema está fuera de servicio debido a una salida forzada (falla).

✚ Interrupción: Representa la pérdida de suministro de energía en una o más cargas alimentadas.

✚ Frecuencia de interrupción: Es el número promedio de interrupciones para una carga por unidad de tiempo. Generalmente se expresa como interrupción/año.

✚ Salida: El estado de un componente o sistema cuando no está disponible para cumplir sus funciones.

✚ Tiempo de reparaciones: Es el tiempo exacto desde la ocurrencia de la falla hasta el tiempo en que el componente se restaura en servicio, bien sea por reparación o sustitución del componente fallado. Esto incluye tiempo para: diagnosticar la perturbación, localizar el componente fallado, esperar por respuestas, reparar o reemplazar, examinar y restaurar el componente en servicio. Los términos *tiempo de reparación* y *duración de salida forzada* son usados simultáneamente.

✚ Salida programada: Es una salida que se produce cuando un componente es puesto deliberadamente fuera de servicio, en un tiempo dado; generalmente con propósitos de construcción, mantenimiento o reparación.

✚ Duración de salida programada: El periodo desde la iniciación de una salida programada hasta que el trabajo de construcción, mantenimiento preventivo o reparación se haya completado y el componente afectado esté disponible para cumplir con sus funciones.

✚ Rata de salida programada: Es el número promedio de salidas programadas de un componente por unidad de tiempo de exposición.

✚ Tiempo de apertura y cierre (A/C): Es el periodo de tiempo desde una operación A/C debido a una falla de componente hasta que la operación A/C es



completada. Esta operación incluye: cambio a un circuito alterno, apertura o cierre de un seccionalizador o interruptor, recierre de un interruptor siguiendo una salida debida a una falla temporal, entre otros.

✚ Sistema: Un grupo de componentes conectados o asociados en una configuración fija para realizar una función específica de distribución de potencia.

✚ Indisponibilidad: Es la fracción promedio de tiempo que un componente o sistema está fuera de servicio debido a fallas o salidas programadas. Una definición alterna es: la probabilidad de estad estacionario que un componente o sistema está fuera de servicio. Matemáticamente,

$$\text{Indisponibilidad} = 1 - \text{Disponibilidad} \quad [\text{Ec. 2.1}]$$

✚ Índice de confiabilidad de sistemas: Los índices de confiabilidad de sistemas básicos de mayor significado en diseños de sistemas de distribución de potencia son:

- a. Frecuencia de interrupción de carga.
- b. Duración promedio de los eventos de interrupción de carga.

Estos dos índices pueden utilizarse para calcular otros índices como son:

- a. Tiempo promedio de interrupción total por año (u otro periodo de tiempo).
- b. Disponibilidad e indisponibilidad del sistema en puntos de carga específicos.
- c. Energía por año, demandada pero no suministrada.

✚ Tiempo medio entre fallas (MTBF): Es el tiempo medio de exposición entre fallas consecutivas de un componente. Puede ser estimado dividiendo el tiempo de exposición por el número de fallas en ese mismo periodo, siempre que haya ocurrido un número suficiente de fallas en ese período.



✚ Tiempo medio de reparación (MTTR): Es el tiempo medio para reparar un componente fallado. Puede estimarse dividiendo la sumatoria de los tiempos de reparación por el número de reparaciones y por lo tanto, es prácticamente el tiempo de reparación promedio.

2.2.1.2 Datos Necesarios para la Evaluación de Confiabilidad de Sistemas.

Los datos necesarios para la evaluación cuantitativa de confiabilidad de sistemas dependen de la naturaleza del sistema en estudio. Resumiendo, los datos de componentes de sistemas requeridos son los siguientes:

1. Ratas de fallas (rata de salida forzada) asociadas con los diferentes modos de falla de componentes.
2. Tiempo promedio para reparar o reemplazar el componente fallado.
3. Rata de salida programada (mantenimiento) de un componente.
4. Duración promedio de un evento de salida programada.

Si es posible, los datos deberían estar basados en el funcionamiento histórico de los componentes en el mismo ambiente del sistema en estudio. En el proyecto planteado, los datos utilizados están basados en las órdenes de mantenimiento de la unidad de alta tensión, registradas en los últimos 6 años y 10 meses de operación del sistema. Para el caso en que no se disponga de datos históricos, el Subcomité de Confiabilidad de Sistemas de Potencia de la IEEE proporciona una tabla de datos de índices de confiabilidad para componentes estandarizados mostrada en la figura 1 del Anexo B.



2.2.1.3 Procedimientos para la Evaluación de Confiabilidad de Sistemas Eléctricos.

El procedimiento para la evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos se resume como sigue:

1. Encontrar los requerimientos de confiabilidad de servicios de las cargas y procesos que son alimentados, y determinar la definición o definiciones de interrupción de servicio apropiada.
2. Realizar un análisis de *efectos y modos de fallas (FMEA)* identificando y listando esas fallas de componentes y combinaciones de fallas de componentes que producen interrupciones de servicio y que constituyen *conjuntos de cortes mínimos* del sistema.
3. Calcular la contribución de frecuencia de interrupción, la duración de interrupción promedio y la probabilidad de cada conjunto de corte mínimo del paso 2.
4. Combinar los resultados del paso 3 para obtener los índices de confiabilidad del sistema.

La figura 2 del anexo B muestra un diagrama de flujos indicando los pasos a seguir para llevar a cabo una evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

2.2.2 Definición de Interrupción de Servicio.

El primer paso en cualquier estudio de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia debería ser una búsqueda cuidadosa de la calidad y continuidad del suministro de potencia requerida por las cargas que son alimentadas. La definición de interrupción específica, en general, el nivel del voltaje reducido (caída de voltaje) con duración mínima de tal periodo de voltaje reducido que resulta en degradación sustancial o pérdidas completas de la función de la carga o proceso que está siendo



alimentado. Es decir, se deberá identificar en que niveles de caída de voltaje y en cuanto tiempo se producen pérdidas de continuidad en el suministro de las cargas.

2.2.3 Análisis de Efectos y Modos de Fallas (FMEA).

El FMEA para sistemas de distribución de potencia permite la determinación y el listado de esos eventos de salidas de componentes o combinaciones de salidas de componentes que producen una interrupción del servicio en el punto de carga en estudio, de acuerdo a la definición de interrupción que haya sido adoptada. Este análisis debe hacerse considerando los diferentes tipos y modos de salidas que tienen los componentes del sistema y la reacción de los esquemas de protección del sistema a esos eventos. El primer resultado del FMEA es una lista de conjuntos de cortes mínimos.

El FMEA y la determinación de los conjuntos de cortes mínimos es más eficiente considerando primero los efectos de salida de simples componentes y luego los efectos de salida de un número mayor de componentes.

2.2.4 Cálculo de los Índices de Confiabilidad del Sistema.

La lista de conjunto de cortes mínimos obtenidos del FMEA es usada para calcular los índices de confiabilidad del sistema. Ya que la ocurrencia de cualquier conjunto de corte resultará en fallas del sistema, estos conjuntos de cortes pueden ser agrupados como que actúan en serie. La frecuencia de falla y duración de salida promedio puede ser calculada usando las ecuaciones 2.2 y 2.3

$$\lambda_S = \sum_i \lambda_{CSi} \quad [\text{Ec. 2.2}]$$

$$r_S = \sum_i \lambda_{CSi} r_{CSi} / \lambda_S \quad [\text{Ec. 2.3}]$$

Donde:

λ_S = Frecuencia de interrupción del sistema.



r_s = Duración promedio de interrupción en el sistema.

λ_{CSi} = Frecuencia del evento del conjunto de corte i

r_{CSi} = Duración promedio del evento de conjunto de corte i

2.2.5 Modos de Falla de Componentes.

Los componentes de un sistema de distribución, tales como líneas, transformadores e interruptores, están sujetos a una variedad de modos de fallas que, en general, tienen diferentes impactos en la confiabilidad del sistema. Para propósitos de evaluación de confiabilidad de un sistema, es usual dividir los componentes del sistema como dispositivos de interrupción y no interrupción. Primero, se consideran los dispositivos de no interrupción, tales como *líneas* o *transformadores*. Los modos de falla importantes son esos eventos que causan que el componente se inhabilite para completar su función de llevar corriente, generalmente debido a una falla y posterior separación del componente fallado mediante un dispositivo de protección. Tales modos de falla pueden ser modelados en cálculos de confiabilidad del sistema a través del uso de tasas de salidas forzadas permanentes y tasas de salidas forzadas transientes, donde:

λ : tasa de salida forzada permanente del componente = tasa de ocurrencia de la salida forzada en la cual el componente se daña y no puede ser restaurado hasta que se repare o reemplace.

λ' : tasa de salida forzada transiente del componente = tasa de ocurrencia de salida forzada en la cual el componente no se daña y puede ser puesto en servicio inmediatamente.

A diferencia de los componentes descritos anteriormente, cuya única función es llevar corriente, los dispositivos de interrupción y sistemas de protección, generalmente tienen ambas funciones, de *respuesta* y *continua*. Algunos de los modos de falla más importantes de sistemas de protección y dispositivos de interrupción y



los parámetros usados para modelar estos modos de fallas en cálculos de confiabilidad se resumen a continuación:

2.2.5.1. Función Continua.

1. Un cortocircuito de componente provoca la operación de los dispositivos de protección de respaldo. El parámetro de modelación es λ el cual es la tasa de ocurrencia de tales eventos de cortocircuito.

2. Apertura del dispositivo de interrupción sin el comando debido. El parámetro de modelación es λ_{ft} , el cual es la tasa de ocurrencia de tales eventos.

3. Cierre del dispositivo de interrupción sin el debido comando. El parámetro de modelación es λ_{fc} , el cual es la tasa de ocurrencia de tales eventos.

2.2.5.2. Función de Respuesta.

1. Falla de un dispositivo de interrupción para abrir un comando. El parámetro de modelación es P_S , el cual es la probabilidad que el dispositivo no abra un comando.

2. Falla de un dispositivo de interrupción para cerrar un comando. El parámetro de modelación es P_C , el cual es la probabilidad que el dispositivo no cierre un comando.

3. Apertura de un sistema de protección incorrectamente debido a una falla externa del sistema de protección.

2.2.6 Expresiones para Eventos de Salidas.

Las expresiones para calcular la frecuencia, λ_{CS} , y las duraciones promedio, r_{CS} , de un conjunto de corte, son generalmente aproximadas, pero son suficientemente



precisas para cálculos prácticos en situaciones típicas. Las expresiones dadas presumen que todas las rutas paralelas físicamente en un sistema de distribución, son de llevar la carga más alta que se puede experimentar. Estas ideas, generalmente, no son numéricamente importantes en sistemas de distribución comercial e industrial, cuyo funcionamiento es dominado por componentes en serie que originan conjuntos de corte de primer orden.

2.2.6.1 Salidas Forzadas de Componentes que llevan Corriente.

Las siguientes expresiones son usadas para calcular los índices para salidas forzadas en los componentes de un sistema que cumplen la función de llevar corriente (líneas y transformadores):

λ_{CS} = frecuencia de evento de conjunto de corte.

r_{CS} = duración promedio del evento de conjunto de corte.

λ_i = rata de salida forzada permanente del componente i

λ_i' = rata de salida forzada transiente del componente i

r_i = tiempo promedio de reemplazo o reparación del componente i

t = tiempo para realizar una operación apropiada del switcheo.

Considerando primero los conjuntos de cortes asociados con salidas forzadas permanentes:

1. Para conjuntos de corte de primer orden:

$$\lambda_{CS} = \lambda_i \quad [\text{Ec. 2.4}]$$

$$r_{CS} = \min(r_i, t) \quad [\text{Ec. 2.5}]$$



2. Para conjuntos de corte de segundo orden:

$$\lambda_{CS} = \lambda_i \lambda_j (r_i + r_j) \quad [\text{Ec. 2.6}]$$

$$r_{CS} = \min \left(\left\lfloor r_i r_j / (r_i + r_j) \right\rfloor t \right) \quad [\text{Ec. 2.7}]$$

Las ecuaciones 2.6 y 2.7 son formulas aproximadas y deben ser usadas solo cuando $\lambda_i r_i$ y $\lambda_j r_j < 0,01$. Las expresiones anteriores para λ_{CS} son aproximadas y se asume que $\lambda \ll 1/r$.

Ahora, considérese los conjuntos de cortes asociados con salidas forzadas transientes.

1. Para conjuntos de corte de primer orden:

$$\lambda_{CS} = \lambda_i' \quad [\text{Ec. 2.8}]$$

$$r_{CS} = t \quad [\text{Ec. 2.9}]$$

2. Para conjuntos de corte de segundo orden:

$$\lambda_{CS} = \lambda_j \lambda_i' r_j \quad [\text{Ec. 2.10}]$$

$$r_{CS} = t \quad [\text{Ec. 2.11}]$$

La ecuación 2.10 es aproximada y debe usarse solo cuando $\lambda_j r_j < 0,01$

2.2.6.2 Salidas Programadas de Componentes.

Una salida programada se define como una salida que ocurre cuando un componente sale de servicio deliberadamente en un tiempo dado, generalmente con propósitos de construcción, mantenimiento o reparación. Una salida forzada no puede



ser pospuesta, mientras que una salida programada si puede ser pospuesta, si es necesario, para anular interrupciones del servicio. Por lo tanto, tales interrupciones no pueden tener el mismo impacto que las interrupciones que ocurren al azar y además con menos riesgo, ya que el tiempo de ocurrencia puede ser controlado.

En sistemas que poseen dos o más vías de alimentación, la interrupción del servicio nunca debería ocurrir debido a la salida programada de componentes. Sin embargo, una salida forzada puede ocurrir cuando existe una salida programada, produciendo una interrupción de servicio. Para tal caso, la frecuencia y duración de un conjunto de cortes será como sigue:

$$\lambda_{CS} = \lambda_i'' \lambda_j r_i'' \quad [\text{Ec. 2.12}]$$

$$r_{CS} = \frac{r_i'' r_j}{r_i'' + r_j} \quad [\text{Ec. 2.13}]$$

Siempre y cuando $\lambda \gg 1/r$, y donde:

λ_i'' = rata de salida programada del componente i

r_i'' = duración promedio de salida programada del componente i

λ_j = rata de salida forzada del componente j

r_j = duración de la salida forzada del componente j

2.2.7 Representación Grafica de los Términos MTBF y MTTR.

La tasa de fallas mide la velocidad de aparición de fallas en un intervalo t_1-t_2 y se obtiene como el inverso del tiempo promedio de fallas (m). Algunas veces, la tasa de fallas es calculada como el número de fallas dividido por el tiempo de estudio, esto se explica de la siguiente manera.



Considérese la figura 2.1, suponiendo que un equipo puede tener n ciclos de fallas (permanentes) y reparación, que además cada reparación tiene una duración r_i y denotando como m_i las duraciones de cada uno de los tiempos en servicio, donde:

m_i = tiempo medio para fallar.

r_i = tiempo medio para reparar.

\bar{m} = media del tiempo entre fallas.

\bar{r} = media del tiempo de reparación.

N = número de veces que ocurre el ciclo.

Se obtiene entonces:

$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i = MTBF \quad [\text{Ec. 2.14}]$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i = MTTR \quad [\text{Ec. 2.15}]$$

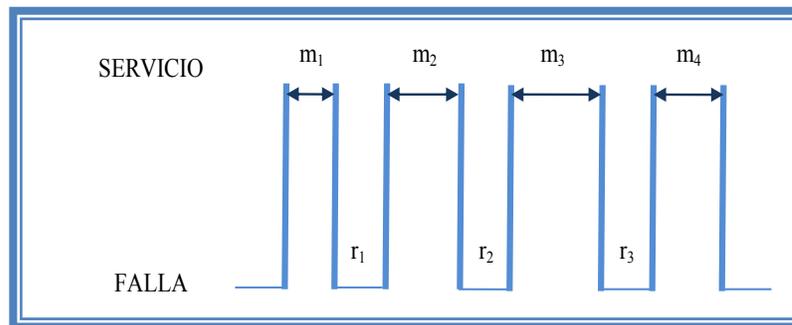


Figura 2.1 Comportamiento Cronológico de Fallas.

El promedio del proceso está dado por la suma de la media del tiempo entre las fallas y la media del tiempo para reparar, es decir:

$$T = \bar{m} + \bar{r} \quad [\text{Ec. 2.16}]$$



Como la rata de fallas es el reciproco del tiempo medio entre fallas se tiene:

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{m} \quad [\text{Ec. 2.17}]$$

2.2.7.1 Frecuencia de Fallas.

La frecuencia de fallas es el reciproco del promedio del proceso T y viene expresada de la siguiente manera:

$$f = \frac{1}{m+r} = \frac{1}{T} \quad [\text{Ec. 2.18}]$$

2.2.7.2 Disponibilidad.

La fracción del tiempo total durante el cual la línea esta en servicio es dada por la razón entre la media entere falla o el tiempo de servicio y el promedio del tiempo total, esto es:

$$A = \frac{\bar{m}}{\bar{T}} = \frac{\bar{m}}{\bar{m} + \bar{r}} \quad [\text{Ec. 2.19}]$$

El complemento de A es conocida como la indisponibilidad \bar{A} , y es dado por la razón del tiempo de falla de servicio entre el promedio del tiempo total.

$$\bar{A} = 1 - A = \frac{\bar{r}}{\bar{T}} = \frac{\bar{r}}{\bar{m} + \bar{r}} \quad [\text{Ec. 2.20}]$$

Para componentes tales como líneas de transmisión, se cumple que la media del tiempo de reparación es muy pequeña comparado con la media del tiempo entre fallas, por lo que se puede decir:



$$\bar{A} = \frac{\bar{r}}{\bar{m}} \quad [\text{Ec. 2.21}]$$

Esta expresión siempre y cuando sea adimensional cuantifica la indisponibilidad de la línea. Cuando el resultado es proporcionado en horas fuera de servicio por algún periodo de tiempo dado será denominado como F.O.R. (Forced Outages Rate).

2.2.8 Confiabilidad.

2.2.8.1 Definición.

Es la probabilidad de que un dispositivo realice adecuadamente su función prevista a lo largo del tiempo, cuando opera en el entorno para el que ha sido diseñado.

Debe observarse que hay cuatro atributos específicos de esta función. Estos son: (1) probabilidad; (2) funcionamiento adecuado; (3) calificación con respecto al entorno; y (4) tiempo. Los cuatro son importantes.

Así los modelos de confiabilidad serán desarrollados sucesivamente incluyendo secuencialmente en los mismos cada uno de los cuatro atributos.

2.2.8.1.1 Probabilidad.

El resultado general que buscamos es poder cuantificar la posibilidad de no fallar. Así la probabilidad es la unidad de medida de la Confiabilidad.

Además se espera poder expresar la probabilidad de funcionamiento del sistema en términos de los componentes que lo integran.



2.2.8.1.2 Funcionamiento Adecuado.

El punto de partida para el estudio de la Confiabilidad es el funcionamiento correcto. Anteriormente no definimos el correcto funcionamiento, en cambio, señalamos el hecho de que el complemento del funcionamiento correcto es el fallo.

2.2.8.1.3 Entorno.

Para examinar las relaciones entre el entorno de funcionamiento y la Confiabilidad, comenzamos con la pregunta de que por que fallan los equipos.

Una respuesta razonable es que normalmente el fallo de un sistema se debe al fallo o fallos de uno o varios componentes. Esta es una razón por la que los modelos de estructura componentes-sistema son importantes. ¿Entonces por qué fallan los componentes? Una respuesta verosímil es que la operación de un sistema implica la imposición de fuerzas (energía) sobre el sistema y sus componentes. Estas fuerzas inducen y sostienen el progreso de varios tipos de procesos de deterioro, los cuales finalmente tienen como resultado el fallo de componentes.

2.2.8.1.4 Tiempo.

La Confiabilidad es la probabilidad de funcionamiento satisfactorio a lo largo del tiempo. El supuesto subyacente implícito es que una muestra de dispositivos idénticos, la supervivencia (o duración de vida) se dispersa de una manera que se modela bien con la probabilidad y , por tanto, con una función de distribución. Por tanto, la extensión de las medidas de fiabilidad para incluir el tiempo implica la especificación de las distribuciones de probabilidad, las cuales deben ser modelos razonables de la dispersión de duración de vida.

2.2.8.2 Predicción de Confiabilidad.

Cualquier producto puede estar integrado por una combinación de componentes. La Confiabilidad del producto o sistema de componentes puede



estimarse a partir de la de las piezas individuales. Los componentes en el sistema podrían tener una configuración en serie y paralelo u otra configuración (compleja).

2.2.8.2.1 Sistema Serie.

En un sistema en serie, cada componente debe funcionar de manera correcta a fin de que el sistema haga lo propio. Esquemáticamente, un sistema en serie puede representarse como se muestra en la figura 2.2

La Confiabilidad del sistema, R_{So} en esta configuración, si las Confiabilidades de los componentes son independientes, está dada por la ecuación 2.22.

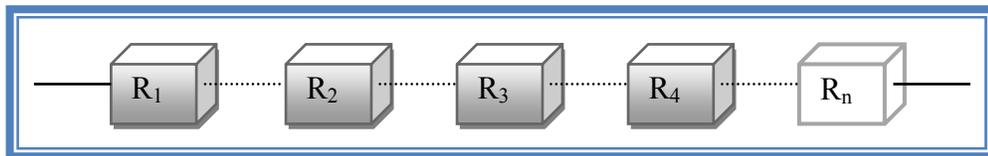


Figura 2.2 Sistema en Serie.

$$R_{So} = R_1 * R_2 * R_3 * \dots * R_n \quad [\text{Ec. 2.22}]$$

Donde R_1, R_2, \dots, R_n , son las Confiabilidades de los equipos individuales y R_i representa la Confiabilidad del elemento E_i

Por ejemplo para un sistema con 4 elementos en serie la Confiabilidad del sistema es:

$$R_{So} = R_1 * R_2 * R_3 * R_4 \quad [\text{Ec. 2.23}]$$

En la configuración serie, “la falla de un equipo ocasiona la falla del sistema”, donde el funcionamiento será exitoso si y solo si, todos los equipos tienen un desempeño satisfactorio.



El modelo para sistemas en serie, que se describe a continuación, es aplicable para los siguientes casos:

- La carga que están sometidos los componentes de los equipos es constante.
- Se cumple con los supuestos de que la falla de cualquier equipo causa la falla del sistema completo.
- La falla de cualquier equipo es completamente independiente de la falla de los otros equipos.

En sistemas en serie la Confiabilidad disminuye a medida que aumente el número de equipos. Es importante destacar que esta afirmación es válida mientras no se considere la influencia de la variación de la carga y la resistencia de los componentes mecánicos.

2.2.8.2.2 Sistema Paralelo (Redundancia).

Una conexión paralela se define como aquella en la cual el sistema es exitoso si cualquiera de sus equipos es exitoso. En perspectiva pesimista, un sistema en paralelo falla si todos sus equipos fallan. Estos sistemas presentan tolerancia a fallas acompañada de redundancia, la cual ocurre cuando existen equipos alternativos, para ayudar a que opere con éxito el sistema en caso de que uno o más equipos fallen, dependiendo del orden de redundancia.

En la figura 2.3 se ilustra una configuración de sistema en paralelo. La confiabilidad del sistema tal es:

$$R_{So} = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad [\text{Ec. 2.24}]$$

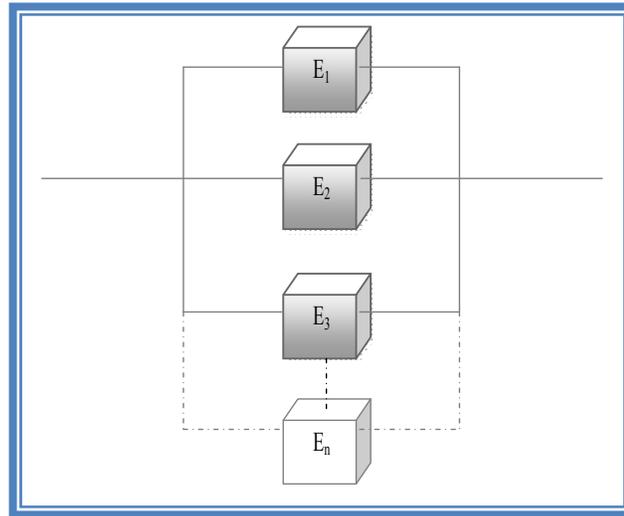


Figura 2.3 Sistema en Paralelo.

2.2.8.2.2.1 Redundancia Activa.

La redundancia es activa cuando ambos equipos funcionan simultáneamente, y uno asume el servicio faltante al fallar el otro. Este tipo de conexión se muestra en la siguiente figura 2.4.

2.2.8.2.2.2 Redundancia Pasiva.

La redundancia es pasiva cuando un elemento se encuentra sin funcionar a la espera de la falla del otro, momento en el cual se conecta manual o automáticamente. Este tipo de redundancia se muestra en la figura 2.5

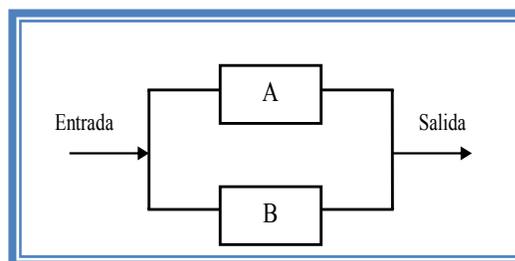


Figura 2.4 Redundancia Activa

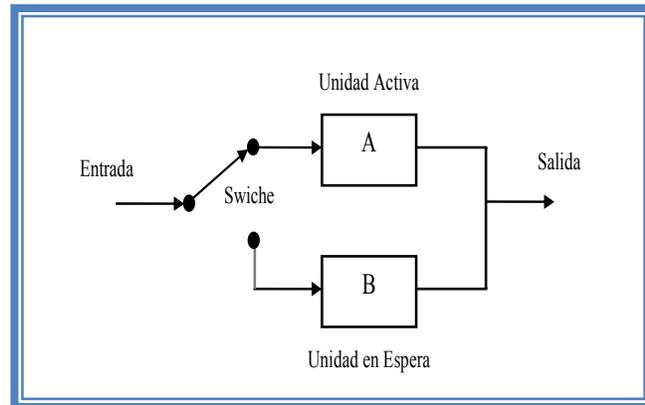


Figura 2.5 Redundancia Pasiva.

2.2.8.2 Modelado de la Confiabilidad de Sistemas.

El objetivo de modelar la confiabilidad es obtener expresiones y criterios que permitan estimar la probabilidad de que un sistema cumpla una misión específica, bajo ciertas condiciones de uso, durante cierto periodo de tiempo. La estimación de la confiabilidad se realiza en tres etapas.

✓ **ETAPA1: Confiabilidad Individual de Equipos.** Utilización de un modelo paramétrico o no paramétrico para estimar la confiabilidad individual de los equipos industriales que participan en el sistema objeto de estudio.

✓ **ETAPA2: Esquema de Confiabilidad.** Es una técnica que consiste en representar un sistema mediante diagrama de bloques, que muestra en secuencia los equipos que tienen que operar para que el sistema funcione, así como los caminos redundantes o alternativos que existan.

✓ **ETAPA3: Confiabilidad del Sistema.** En esta etapa se establecen las consideraciones generales para definir si la conexión entre los bloques es del tipo serie, paralelo o mixto, y se propone el modelo matemático para estimar la confiabilidad del sistema.



2.2.8.3 Confiabilidad del Sistema en Función del Tiempo.

Confiabilidad del sistema cuando las confiabilidades de los componentes dependen del tiempo. Si consideramos componentes con los índices constantes, la Confiabilidad de un sistema en serie es:

$$R_{So}(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda_i t} \quad [\text{Ec. 2.25}]$$

$$= e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n)t} \quad [\text{Ec. 2.26}]$$

La Confiabilidad de un sistema en serie es como la del componente único cuyo índice de riesgo es la suma de todos los índices de riesgo de los componentes. El índice de riesgo compuesto de un sistema en serie también es constante:

$$\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n = \lambda_{So} \quad (\text{Tasa de falla del sistema}) \quad [\text{Ec. 2.27}]$$

Para un sistema en paralelo puro, la confiabilidad del sistema es:

$$R_{So} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-\lambda_i t}) \quad [\text{Ec. 2.28}]$$

El índice de riesgo de un sistema paralelo, compuesto de componentes con índices de riesgo constantes, es una función de tiempo que aumenta monótonamente.

El tiempo medio a la falla (MTTF) de un sistema en paralelo con componentes idénticos es:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{n} \right) \quad [\text{Ec. 2.29}]$$



Donde n es el número de componentes.

Se desprende de la ecuación que al aumentar el número de componentes en un sistema en paralelo aumenta el tiempo medio a la falla en un índice declinante: así, para incrementar el tiempo medio a la falla, el rediseñar constituye una mejor opción que la redundancia.

En general una configuración en serie es la peor disposición ya que puede conducir a confiabilidades del sistema muy bajas, por lo tanto es recomendable incorporar elementos en paralelo para aumentar la Confiabilidad del sistema.

2.2.8.4 Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

En un sistema de potencia, luego de solucionar el problema estructural del suministro de energía, puntualmente la conexión de todas las demandas de energía eléctrica con un suministro, surge el problema de confiabilidad de suministro. La Confiabilidad de cualquier sistema se describe como la probabilidad de que cumpla su misión adecuadamente durante un periodo de tiempo determinado y en las condiciones en que se encuentre. Esta definición está orientada a los sistemas que deben cumplir una misión específica durante un periodo de tiempo acotado, la primera falla.

Existen otros sistemas, como los eléctricos de potencia, cuya misión no está acotada en el tiempo, sino que es continua. Estos sistemas pueden fallar y repararse para seguir cumpliendo su misión. La definición de confiabilidad dada anteriormente no es válida para este tipo de sistemas, que presentan tolerancia a la falla.

Para estos sistemas, suele utilizarse el término de disponibilidad (*availability*) más que confiabilidad. La disponibilidad es la probabilidad de encontrar el sistema funcionando en un instante dado.



Tal como se definió la disponibilidad, la indisponibilidad (*unavailability*) se define como la probabilidad de encontrar el sistema averiado en un instante dado. Esta probabilidad puede interpretarse como la parte de tiempo sobre un periodo de tiempo concreto que el sistema está disponible. La dificultad entonces, consiste en evaluar y asignar un costo a la confiabilidad de un sistema y para eso se han desarrollado distintos tipos de análisis de confiabilidad.

2.2.8.5 Tipos de Análisis de Confiabilidad.

Existen dos tipos de análisis de confiabilidad, los análisis históricos de confiabilidad y los análisis predictivos de confiabilidad los cuales se utilizan para analizar el comportamiento de un sistema en el pasado o realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema en el futuro.

En general, los análisis históricos son realizados por casi todas las compañías eléctricas debido a las siguientes razones: son importantes para monitorear el nivel de confiabilidad del sistema, permitiendo identificar zonas expuestas a posibles problemas; establecen tendencias en cuanto a confiabilidad del sistema a lo largo del tiempo, permitiendo analizar el impacto de posibles cambios de la operación o inversiones para mejorar la confiabilidad del sistema; establecen índices o niveles de confiabilidad que sirven de referencia para los resultados obtenidos en los análisis predictivos; y por último, los datos históricos de confiabilidad obtenidos del análisis mencionado son esenciales para poder realizar análisis predictivos. Es por esto que para este estudio se realizara la evaluación de confiabilidad mediante un análisis histórico del historial de fallas del sistema.

2.3 Caída de Tensión.

La caída de tensión es la diferencia de tensión existente entre dos puntos de un circuito en un mismo instante. Esta se origina debido a la resistencia eléctrica al paso



de la corriente. Esta resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre seleccionado debe verificarse por la caída de tensión en la línea.

Para circuitos de corriente alterna (c.a.) la caída de tensión depende de la corriente de carga, del factor de potencia y de la impedancia de los conductores (en estos circuitos es común la combinación de resistencias, capacitancias e inductancias). Por lo anterior, la caída de tensión se expresa:

$$V = I.Z \quad [\text{Ec. 2.30}]$$

Siendo Z la impedancia.

Al multiplicar la corriente por la impedancia eficaz se obtiene un valor bastante aproximado de la caída de tensión entre fase y neutro. La impedancia eficaz se define así:

$$Z_{EF} = R \cos \theta + X \sin \theta \quad [\text{Ec. 2.31}]$$

Donde:

θ es el ángulo del factor de potencia del circuito.

R es la resistencia a corriente alterna de conductor.

X es la reactancia del conductor.

Por otro lado, tenemos: $X = X_L - X_C \quad [\text{Ec. 2.32}]$

Donde:

X_L es la reactancia inductiva.

X_C es la reactancia capacitiva.



Considerando que las distancias de las redes eléctricas en sistemas de distribución de Cables para Media Tensión implican longitudes cortas, se pueden despreciar los efectos capacitivos. Así mismo, para sistemas de distribución de Cables de Baja Tensión estos efectos capacitivos también son despreciables debido a las bajas tensiones de operación (menos de 600V); por lo tanto se pueden tener en cuenta solamente la resistencia y la reactancia inductiva, simplificando los cálculos con una muy buena aproximación a la realidad. Ver figura 2.6

Reemplazando en la fórmula la reactancia X por la reactancia inductiva X_L (es decir, despreciando la reactancia capacitiva), la impedancia eficaz se define así:

$$Z_{EF} = R \cos \theta + X_L \sin \theta \quad [\text{Ec. 2.33}]$$

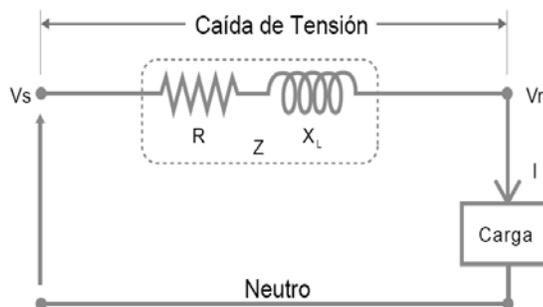


Figura 2.6. Circuito Equivalente.

Donde:

I es la corriente que fluye por el conductor.

V_S es la tensión de envío por la fuente.

V_r es la tensión recibida en la carga.

Z es la impedancia de la línea.

R es la resistencia a c.a del conductor.

X_L es la reactancia inductiva del conductor.



Conociendo los valores de resistencia (R), de reactancia inductiva (X_L) y el factor de potencia ($\cos \theta$), es posible calcular la impedancia eficaz (Z_{EF}), para lo cual se incluyen en la tabla 2.1 los valores de $\text{Sen } \theta$ correspondientes.

Tabla 2.1. Valores de $\text{Sen } \theta$

$F_p = \cos \theta$	$\text{Sen } \theta$
1.00	0.00
0.95	0.31
0.90	0.44
0.85	0.53
0.80	0.60
0.75	0.66

2.3.1 Cálculo de Caída de Voltaje.

La figura 2.8 muestra un circuito de distribución con una impedancia $R+J_X$, por la cual circula una corriente I .

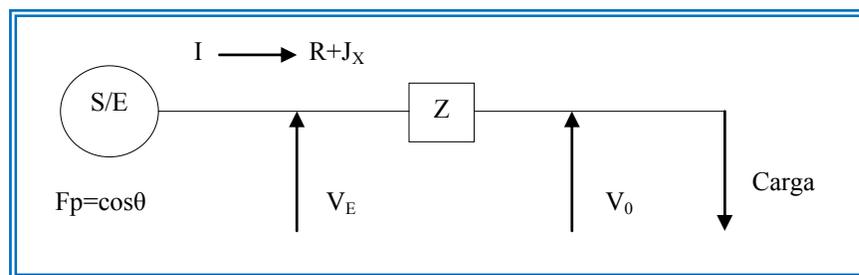


Figura 2.7. Diagrama Unifilar para un Alimentador de Distribución.

Donde:

$R+J_X$ = Impedancia del conductor.

V_I = Tensión de entrada.

V_0 = Tensión de salida.

KVA = Carga en KVA



$\cos\theta$ = Factor de Potencia.

Fasorialmente, puede establecerse que las distribuciones de las tensiones son las siguientes:

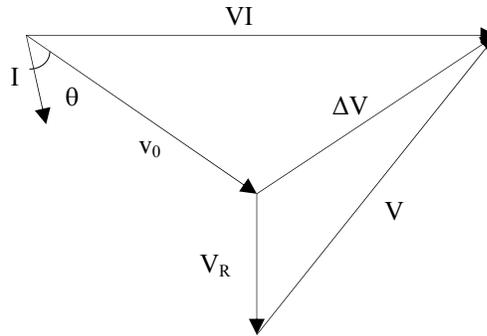


Figura 2.8. Diagrama Fasorial de Distribución de Tensiones.

Donde:

V_I = Tensión de entrada

V_0 = Tensión de salida

V_R = (Caída de tensión en la Resistencia) = $R \cdot I$

V_X = (Caída de tensión la Resistencia) = $X \cdot I$

Aplicando relaciones geométricas y asumiendo que $V_I = V_0 + \Delta V$ puede ser determinada la caída del voltaje, por las siguientes expresiones matemáticas:

a) *En función de los KVA de demanda de carga:*

$$\%V = \frac{V_I - V_0}{V_r} \cdot 100 = \frac{KVA \cdot L(R \cos \phi + X \sin \phi)}{10kV^2} \cdot 100 \quad [\text{Ec. 2.34}]$$

Donde:

KVA = KVA de demanda.

L = Longitud en kM

kV = Kilovatios de operación de la línea.



b) En función de la corriente de operación de la línea (I):

$$\%V = \frac{VE - VS}{VR} \times 100 = \frac{\sqrt{3} * I * L(R \cos \phi + X \sin \phi)}{VL} \times 100 \quad [\text{Ec. 2.35}]$$

Donde:

VL = Tensión de línea.

2.3.1.1 Cálculo de %V para Cargas Distribuidas No Uniforme.

- Para un circuito con sección uniforme del conductor:

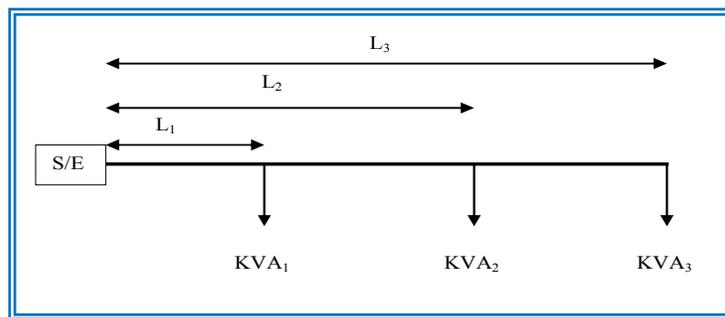


Figura 2.9. Circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniformes.

El diagrama fasorial es como sigue:

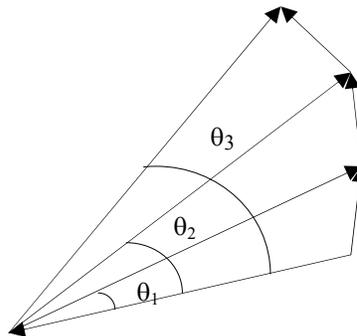


Figura 2.10. Diagrama fasorial de caídas de tensiones para un circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniformes.



La caída de tensión, está dada por la siguiente expresión:

$$\%V = K \sum_{f=1}^n (KVA_f - L_f) \quad [\text{Ec. 2.36}]$$

Donde:

$$K = (R \cos \phi + X \sin \phi) / 10 \text{ kV}^2, \quad [\text{Ec. 2.37}]$$

- *Calculo de la caída de tensión para secciones no uniformes del conductor:*

Para este caso se procederá a realizar la sumatoria de las caídas parciales en la línea.

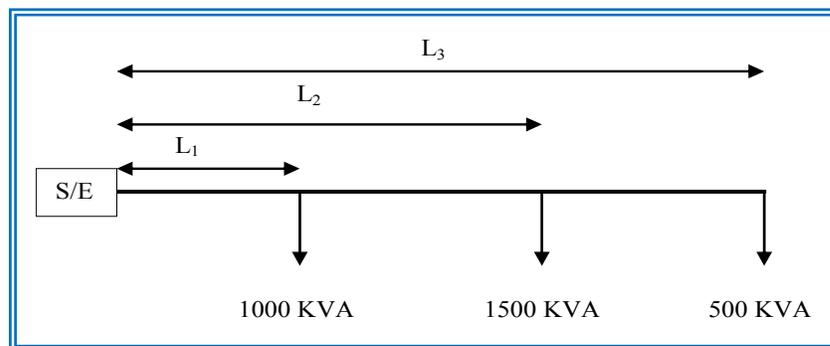


Figura 2.11. Diagrama unifilar para secciones no uniformes del conductor.

$$l_1 = L_1 \quad K_1 = (R_1 \cos \phi_1 + X_1 \sin \phi_1) / 10 (\text{kV})^2$$

$$l_2 = L_2 - L_1 \quad K_2 = (R_2 \cos \phi_2 + X_2 \sin \phi_2) / 10 (\text{kV})^2$$

$$l_3 = L_3 - L_2 \quad K_3 = (R_3 \cos \phi_3 + X_3 \sin \phi_3) / 10 (\text{kV})^2$$

$$\%V_{0-3} = K_3 (KVA_3 * l_3) + K_2 (KVA_2 + KVA_3) l_3 + K_1 (KVA_1 + KVA_2 + KVA_3) l_1 \quad [\text{Ec. 2.38}]$$



$$\%V_{on} = \sum_{f=1}^n \left(k_f \cdot I_f \left(\sum_{p=1}^n KVA_p \right) \right) \quad [\text{Ec. 2.39}]$$

2.3.1.2 Cálculo de %V para Cargas Uniformemente Distribuidas.

En este caso todas las cargas están uniformemente distribuidas y son iguales, como se muestra en la figura 2.12

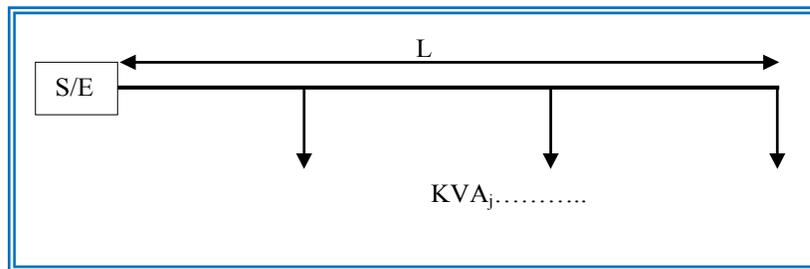


Figura 2.12. Diagrama unifilar que muestra las cargas distribuidas uniformemente.

La máxima caída de voltaje en este circuito es equivalente a calcular dicha caída como si la carga estuviera en el centro de la línea. La expresión matemática es fácil de demostrar, y se expresa a continuación:

$$\%V = K * KVA_{totales} * \frac{L}{2} \quad [\text{Ec. 2.40}]$$

Donde:

$$KVA_{totales} = \sum_{f=1}^n KVA_f \quad [\text{Ec. 2.41}]$$

2.3.2 Cálculo de los Valores de Impedancia a lo largo de los Alimentadores.

Los valores de impedancia a lo largo del alimentador son muy importantes para determinar la caída de tensión, lo cual es fundamental para determinar los perfiles de tensión de alimentadores bajo diferentes condiciones de carga. Con los valores de las



impedancias podemos determinar los valores de las distintas constantes de distribución para cada conductor.

Los cálculos de R y X se realizan tomando en consideración la disposición de la línea en los alimentadores de distribución 13.8 kV.

2.3.2.1 Cálculo general de la Resistencia (R) de Corriente Alterna para los Alimentadores.

Para calcular las resistencias de los conductores, se siguen los distintos pasos:

R_0 = Resistencia de corriente directa (D.C)

$$R_0 = \rho \cdot l / A$$

Donde:

ρ = Resistividad del material ($\Omega/\text{cm-pie}$)

l = Longitud del conductor (m o pie)

A = Área de la sección transversal del conductor (m)

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + T_2}{T + T_1} \quad [\text{Ec. 2.42}]$$

R_1 : Valor dado a la temperatura T_1

R_2 : Valor que se determinara a la temperatura T_2

T : Valor constante característico del material según su conductividad.

La tabla 2.2 da los valores para hallar la constante característica del material.

$$mr = \sqrt{\frac{\omega\mu}{f}} = \sqrt{\frac{2\pi f\mu_r\mu_0}{R_0}} \quad [\text{Ec. 2.43}]$$



$$\mu = \mu_0 \mu_r; \mu_r = 1 \text{ para todos los conductores}$$

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ H/m}$$

$$\omega = 2\pi f \text{ rad/seg; } f = 60 \text{ Hz}$$

$$mr = 0,0636 \sqrt{\frac{f}{R_0}}; \text{ termino el cual conlleva a un factor de corrección}$$

implícito.

Tabla 2.2. Valores para T

Material Característico a 20°C	Valor de T
Cobre trenzado	265
Cobre estirado en frio 97.3% conductividad	241
Cobre recocido de conductividad 100%	234.5
Aluminio estirado en frio conductividad 61%	228
Aluminio trenzado	305

En la siguiente tabla se encuentran algunas de las características de algunos conductores:

Tabla 2.3. Características principales de tres tipos de materiales

Material a 20°C	$\rho \Omega/\text{cm pie}$	Conductividad	Valor de la Constante T
Cobre recocido	10.37	100%	234.5
Cobre duro	10.66	97.3%	241
Aluminio	17.0	61%	228

Una vez determinada mr , en los pasos anteriores, se ingresa con este valor a la curva de la figura 2.13, y luego se halla la relación R/R_0



$$\frac{R}{R_0} = Vd; R = R_{ac}; R_{ac} = R_0 * Vd$$

$$\frac{R}{R_0} = \text{es el incremento de la resistencia debido al efecto piel}$$

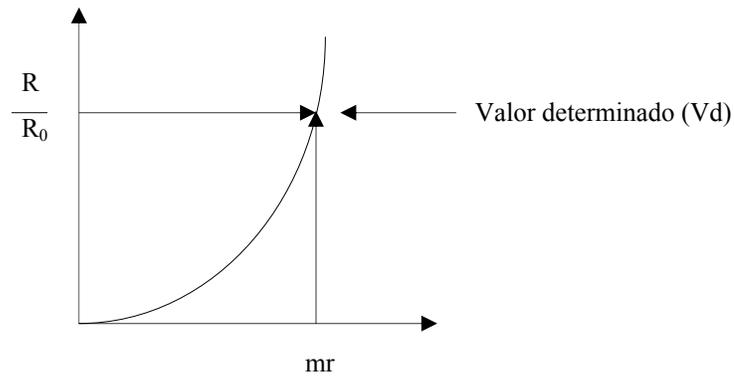


Figura 2.13. Grafica que permite determinar la relación entre R y R_0 .

Para efectuar el cálculo de resistencias de conductores debe hacerse notar que estas deberán calcularse en las condiciones más adversas.

La siguiente formula, permite calcular la X_L para todos los conductores de la tabla #5, con disposición horizontal, independientemente del número de hilos de cada conductor.

$$X_L = 0.279 * \log\left(\frac{1.07107}{DH}\right) \Omega/\text{milla} \quad [\text{Ec. 2.44}]$$

Donde:

DH: Diámetro de cada hilo en metros. Cuando el conductor es sólido, se toma el diámetro de ese único hilo.



Para determinar el valor de X_L en Ω/km , debe dividirse el valor de X_2 por 1.609, lo cual es igual a:

$$X_L = \frac{0.279}{1.609} * \log\left(\frac{1.07107}{DH}\right) [\Omega/\text{milla}]$$

$$X_L = 0.1734 * \log\left(\frac{1.07107}{DH}\right) [\Omega/\text{kM con DH en metros}] \quad [\text{Ec. 2.45}]$$

La tabla 2.4 da los valores de la R y X_L

Tabla 2.4. Valores de X_L y R para líneas con disposición horizontal y calibres de conductores normalizados por CADAFFE

Conductor	Resistencia a 25°C en Ω/kM a 60 c/s	Resistencia a 50°C en Ω/kM a 60 c/s	Reactancia Inductiva a 60 c/s en Ω/kM
Cu #6	1.3548	1.4854	0.41893
Cu #2	0.5481	0.5991	0.4572
Cu #2/0	0.2735	0.2989	0.4310
Cu #4/0	0.1728	0.1883	0.4134
Cu #4	0.8539	0.9341	0.4015
ARV #4/0	0.2745	0.3018	0.4135
ARV #1/0	0.5496	0.6043	0.4397
ARV #4	1.3913	1.5279	0.4746

2.3.3 Calculo de la Constante K (constante de distribución) para los alimentadores en estudio.

La constante de distribución K, viene dada por las expresiones matemáticas siguientes:

$$K = \frac{(R \cos \phi + X \sin \phi)}{10Kv^2}, \text{ cuando la carga está en KVA} \quad [\text{Ec. 2.46}]$$



$$K = \frac{\sqrt{3} * (R \cos \phi + X \sin \phi)}{VL} * 100, \text{ cuando la carga está en Amperios [Ec. 2.47]}$$

Como se puede ver en la fórmula 2.45 y 2.46, estas dependen de la impedancia del conductor, de la tensión de operación de los mismos y del ángulo del factor de potencia instantáneo.

El cálculo de K es importante porque esta constante nos va a permitir calcular la caída de tensión a través del alimentador de acuerdo a su longitud y su carga en KVA o en Amperios.

2.4 Cortocircuito.

Los cortocircuitos no son frecuentes y, cuando se producen, apenas duran unas décimas de segundo, pero sus consecuencias son tan graves e imprevisibles que obligan a un constante estudio y mejora de los dispositivos de protección a ellos destinados.

La mayor parte de las normas de protección de las instalaciones eléctricas nos indican que no sólo deben considerarse las corrientes y tensiones debidas a las cargas de servicio, sino también las debidas a sobrecargas producidas por los cortocircuitos. Las corrientes de cortocircuito presentan valores mayores a los nominales, provocando sobrecargas térmicas y electrodinámicas elevadas aparte, las corrientes de cortocircuito que circulan por tierra pueden ser causa de tensiones e interferencias inadmisibles. Pero no sólo son importantes las corrientes máximas de cortocircuito, sino también las corrientes mínimas de cortocircuito, ya que éstas, en definitiva, son las que permiten dimensionar los dispositivos de protección de las redes.

Este comportamiento de los cortocircuitos se hace especialmente peligroso en contactos con las personas, pudiendo ocasionar lesiones de gravedad y causar daños



en los instrumentos o máquinas de las instalaciones afectadas. Es por tanto de suma importancia conocer los valores que en un punto determinado del circuito puedan adoptar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito, ya que sólo de esta forma será posible proteger eficazmente a las instalaciones de tan graves consecuencias.

2.4.1 Características de los Cortocircuitos.

En las instalaciones eléctricas pueden producirse diferentes tipos de cortocircuito. Las principales características de los cortocircuitos son:

- ✓ Su duración: autoextinguible, transitorio, permanente.
- ✓ Su origen: originados por defectos mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto extraño como herramientas o animales), debido a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico, y causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.
- ✓ Su localización: dentro o fuera de una máquina o un tablero eléctrico.

2.4.2 Tipos de Cortocircuitos.

Cinco son los tipos de cortocircuitos más frecuentes que pueden darse en una red eléctrica; por suerte, el doble contacto a tierra es poco frecuente, revistiendo su cálculo una gran complejidad.

A continuación se indican las características de estos cortocircuitos, así como su importancia y repercusiones que ejercen en las instalaciones a las que afectan.

2.4.2.1 Cortocircuito Trifásico.

Son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, figura 2.14, ya que las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de



cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son nulas, presentando las intensidades igual modulo pero con argumentos desfasados 120° . Es uno de los cortocircuitos más violento y de obligado calculo. Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo solo será necesario utilizar la red de secuencia directa.

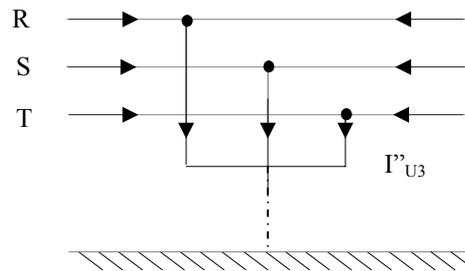


Figura 2.14. Cortocircuito Trifásico.

2.4.2.2 Cortocircuito Bifásico sin Contacto a Tierra.

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las de fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de maquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falla pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico. Al presentar en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa. Figura 2.15

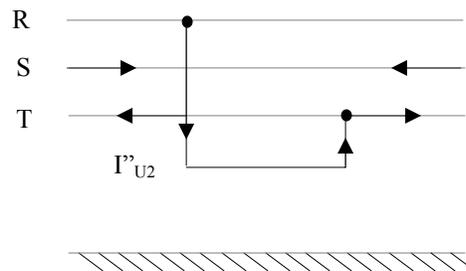


Figura 2.15. Cortocircuito Bifásico sin contacto a Tierra



2.4.2.3 Cortocircuito Bifásico con Contacto a Tierra.

Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso, con pérdidas de energía hacia tierra. Es necesario considerar para este fallo, además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar debido a la pérdida de energía.

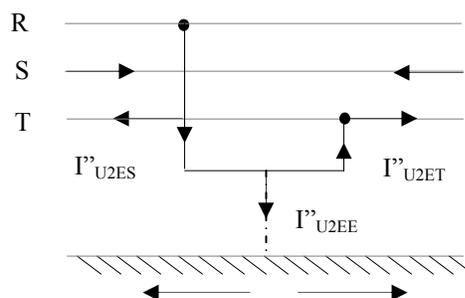


Figura 2.16. Cortocircuito Bifásico con contacto a Tierra.

2.4.2.4 Cortocircuito Monofásico a Tierra.

Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar. Para su cálculo, al ser desequilibrado y con pérdida de energía, son necesarias las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar)

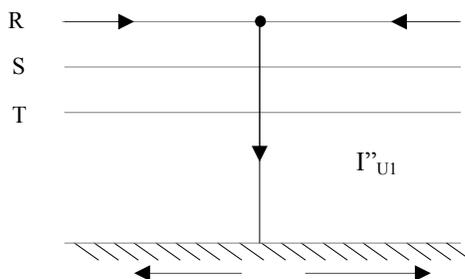


Figura 2.17. Cortocircuito Monofásico a Tierra



2.4.2.5 Cortocircuito con Doble Contacto a Tierra.

En redes con neutro aislado o puesta a tierra de gran valor, puede aparecer el doble contacto a tierra. Este cortocircuito presenta valores de corriente inferiores al resto de los cortocircuitos. Si consideramos que es poco frecuente y la complejidad que presenta su cálculo, se comprenderá que sea el más escasamente analizado.

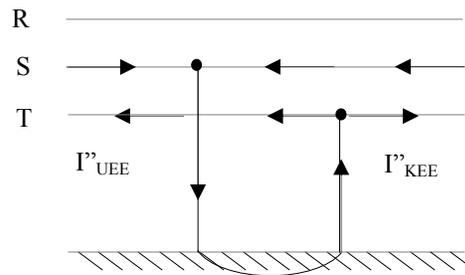


Figura 2.18. Cortocircuito con Doble Contacto a Tierra.

2.4.3 Consecuencia de los Cortocircuitos.

Depende de la naturaleza y duración de los defectos, del punto de la instalación afectado y de la magnitud de la intensidad:

- ✓ Según el lugar del defecto, la presencia de arco puede degradar los aislantes, fundir los conductores, provocar un incendio o representar un peligro para las personas.

- ✓ Según el circuito afectado, pueden presentarse sobreesfuerzos electrodinámicos, con deformación de juego de barras, arrancado o desprendimiento de los cables.

- ✓ Sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto joule, con riesgo de deterioro de los aislantes.

- ✓ Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas: bajadas de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos



milisegundos a varias centenas de milisegundos, desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y al selectividad de sus protecciones, inestabilidad dinámica y/o perdida de sincronismo de las maquinas, perturbaciones en los circuitos de mando y control, etc.

2.4.4 Establecimiento de la Intensidad de Cortocircuito.

Una red simplificada se reduce a una fuente de tensión alterna constante, un interruptor, una impedancia Z_{cc} , que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia Z_s de la carga, ver figura 2.19.

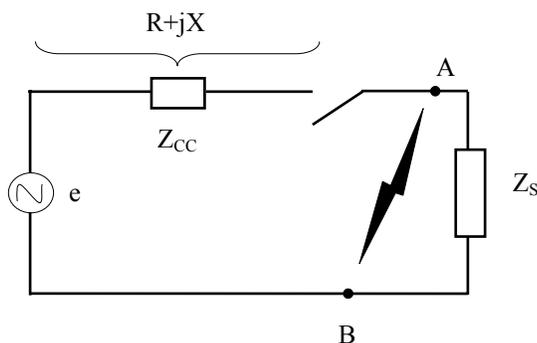


Figura 2.19. Esquema simplificado de una red.

En realidad, la impedancia del generador está compuesta de todo lo que hay aguas arriba del cortocircuito, incluidas las redes de las diversas tensiones, y el conjunto de conductores serie con sus diferentes secciones y longitudes. En el esquema de la figura 2.19, con el interruptor cerrado, circula por la red la intensidad de servicio I_s . Cuando se produce un defecto de impedancia despreciable entre los puntos A y B, aparece una intensidad de cortocircuito I_{cc} muy elevada, limitada únicamente por la impedancia Z_{cc} . La intensidad I_{cc} se establece siguiendo un régimen transitorio en función de las reactancias X y de las resistencias R que son las componentes de la impedancia Z_{cc}

$$Z_{CC} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad [\text{Ec. 2.49}]$$



En una distribución de potencia, la reactancia $X=L\omega$ es generalmente mucho mayor que la resistencia R , y la razón R/X está entre 0,10 y 0,3. Este valor sigue siendo prácticamente igual para valores bajos del $\cos\varphi_{cc}$ (factor de potencia durante el cortocircuito), o sea:

$$\cos\varphi_{cc} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad [\text{Ec. 2.50}]$$

Sin embargo, el régimen transitorio de establecimiento de una corriente de cortocircuito depende normalmente de la distancia del punto de defecto a los alternadores. Esta distancia no implica necesariamente una distancia geográfica, sino que se sobreentiende que las impedancias de los alternadores son inferiores a las de las conexiones entre ellos y el punto de defecto.

2.4.4.1 Defecto alejado de los Alternadores.

Es el caso más frecuente. Entonces, el régimen transitorio es el resultante de la aplicación a un circuito autoinductivo de una tensión:

$$e = E.\text{sen}(\omega.t + \alpha) \quad [\text{Ec. 2.51}]$$

Así, la intensidad es la suma de dos componentes: $i = i_a + i_c$ [Ec. 2.52]

➤ Una (i_a) es alterna y senoidal:

$$i_a = I.\text{sen}(\omega.t + \alpha) \quad [\text{Ec. 2.53}]$$

Donde: $I = \text{intensidad máxima} = \frac{E}{Z_{CC}}$



α = ángulo eléctrico que caracteriza el desfase en el tiempo entre el instante inicial del defecto y el origen de la onda de tensión.

- La otra (i_c) es una componente unidireccional:

$$i_c = -I \cdot \text{sen} \alpha \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \quad [\text{Ec. 2.54}]$$

Su valor inicial depende de α , y su amortiguamiento es tanto más rápido cuanto mayor es la relación R/L.

En el instante inicial del cortocircuito, i es nula por definición (puesto que el valor de la intensidad de servicio I_s es despreciable), por lo que: $i = i_a + i_c = 0$

La figura 2.20 presenta los dos casos de extremos posibles de establecimiento de una corriente de cortocircuito I_{CC} , que, para facilitar la comprensión, se representan con una tensión alterna monofásica.

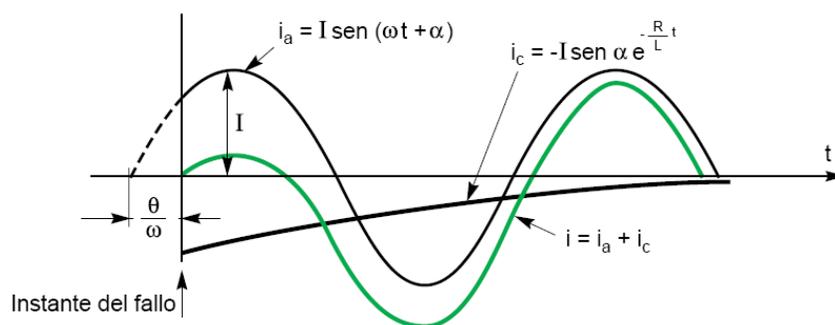


Figura 2.20. Representación gráfica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador.

El factor $e^{-\frac{R}{L}t}$ es tanto mayor cuanto menor es el amortiguamiento de la componente unidireccional, es decir, la razón R/L o R/X. Es pues necesario calcular



i_p para determinar el poder de cierre de los interruptores automáticos a instalar y también para definir los esfuerzos electrodinámicos que deberá soportar el conjunto de la instalación.

Su valor se deduce del valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrica I_a mediante la relación:

$$i_p = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_a \quad [\text{Ec. 2.55}]$$

En la que el coeficiente K viene dado por la curva de la figura 2.21, en función de la razón R/X o R/L

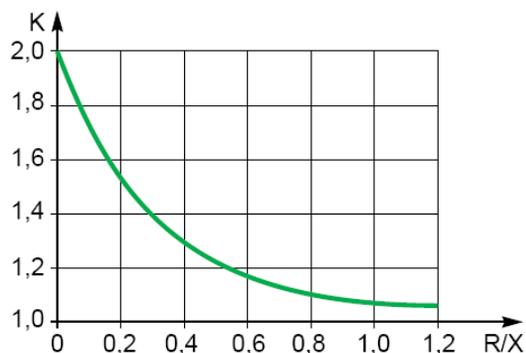


Figura 2.21. Variación del factor K en función de R/X o R/L

2.4.4.2 Defecto en la proximidad de los Alternadores.

Cuando el defecto se produce muy cerca del alternador que alimenta el circuito afectado la variación de la impedancia del alternador, que ahora pasara a ser preponderante, provoca la amortiguación de la corriente de cortocircuito. En efecto, en este caso, el régimen transitorio de establecimiento de la corriente se complica por la variación de la f.e.m. (fuerza electromotriz) resultante del cortocircuito.



Como simplificación, consideramos el valor de la f.e.m. constante, pero la reactancia interna de la máquina como variable; esta reactancia evoluciona en tres etapas o estados:

- ✓ *El subtransitorio:* Corresponde a los 10 o 20 primeros milisegundos del defecto.
- ✓ *El transitorio:* A continuación del anterior y que se prolonga hasta 500 milisegundos.
- ✓ *El permanente:* O reactancia sincrónica.

Nótese que esta reactancia, a cada periodo, va tomando un valor cada vez mayor, según el orden indicado: la reactancia subtransitoria es inferior y esta inferior a la permanente. Esta intervención sucesiva de las tres reactancias provoca una disminución progresiva de la intensidad de cortocircuito, intensidad que es por tanto, la suma de cuatro componentes (figura 2.22), o sea:

- ✓ Las tres componentes alternas (subtransitoria, transitoria y permanente)
- ✓ Y, cuarta, la componente unidireccional que resulta del establecimiento de la corriente en el circuito (inductivo) conocida también como componente de corriente continua.

En la práctica, el conocimiento de la evolución de la corriente de cortocircuito en función del tiempo no es siempre indispensable:

En Baja Tensión como consecuencia de la velocidad de actuación de los aparatos de corte, el conocimiento de la corriente de cortocircuito subtransitoria, denominada I_k'' y de la amplitud máxima de cresta asimétrica, i_p , es suficiente para la determinación del poder de corte (PdC) de los aparatos de protección y de los esfuerzos electrodinámicos que soportara el circuito.



Por lo contrario, en distribución Baja Tensión de potencia y en media Tensión, es frecuente utilizar la corriente de cortocircuito transitoria si la ruptura o interrupción se produce antes de que llegue a aparecer la corriente de cortocircuito permanente. En este caso, es interesante introducir la corriente de cortocircuito cortada o interrumpida por el dispositivo de protección, denominada I_b , que es la que determina el PdC de los interruptores automáticos temporizados o retardados. I_b es el valor de la corriente de cortocircuito en el instante del corte efectivo, y, por tanto, después de un tiempo t desde el establecimiento del cortocircuito, siendo $t = t_{\min}$. El tiempo t_{\min} (tiempo muerto mínimo) es la suma del retardo (temporización) mínimo de funcionamiento del relé de protección y del tiempo de apertura más corto del interruptor automático al que está asociado. Se trata del menor tiempo transcurrido entre la aparición de la corriente de cortocircuito y la primera separación de los contactos de uno de los polos del aparato de maniobra. La figura 2.22 representa las diferentes corrientes de cortocircuito así definidas.

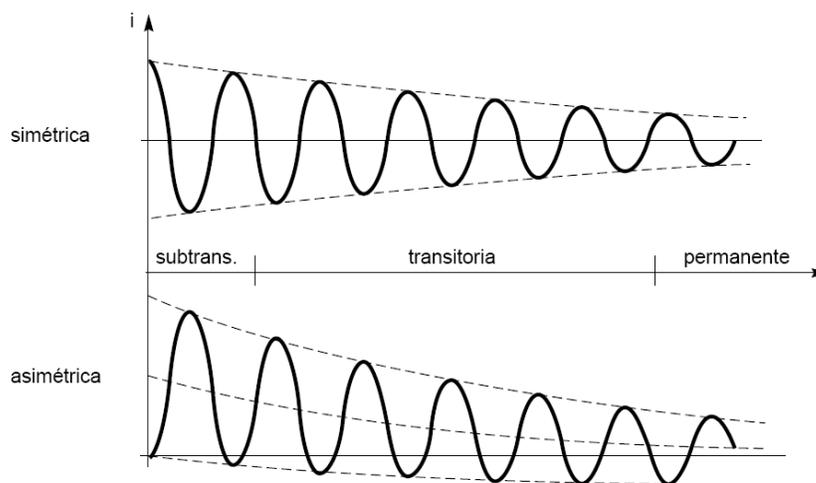


Figura 2.22. Las corrientes de un cortocircuito cerca de un alternador.



2.4.5 I_{CC} según los diferentes tipos de cortocircuito.

2.4.5.1 Cortocircuito Trifásico.

Es el defecto que corresponde a la unión de las tres fases. La intensidad de cortocircuito I_{CC3} es:

$$I_{CC3} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{CC}} \quad [\text{Ec. 2.56}]$$

Siendo:

U: (tensión compuesta entre fases) la que corresponde a la tensión de vacío del transformador, cuyo valor es superior entre un 3% y 5% a la tensión en bornes de la carga. Por ejemplo, en las redes a 390 V, la tensión compuesta que se considera es $U = 410$ V, y como tensión simple,

$$U/\sqrt{3} = 237V \quad [\text{Ec. 2.57}]$$

El cálculo de la intensidad de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{CC} , impedancia equivalente a todas las impedancias (de la fuente y las líneas) recorridas por I_{CC} desde el generador hasta el punto de defecto. Es de hecho, a impedancia directa por fase:

$$Z_{CC} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad [\text{Ec. 2.58}]$$

Siendo:

$\sum R$ = Suma de todas las resistencias en serie.

$\sum X$ = Suma de todas las reactancias en serie.



Se considera normalmente que el defecto trifásico es el que provoca las corrientes más elevadas. En efecto, la corriente de defecto, es el esquema equivalente a un sistema polifásico, solo está limitada por la impedancia de una fase bajo la tensión simple o de fase de la red. El cálculo de la I_{CC3} es pues indispensable para elegir los materiales (intensidades y esfuerzos electrodinámicos máximos a soportar)

2.4.5.2 Cortocircuito Bifásico Aislado.

Corresponde a un defecto entre dos fases, alimentado por una tensión compuesta U . La intensidad I_{CC} que circulará es inferior a la provocada por un defecto trifásico:

$$I_{CC2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{CC3} \approx 0.86 I_{CC3} \quad [\text{Ec. 2.59}]$$

2.4.5.3 Cortocircuito Monofásico Aislado.

Corresponde a un defecto entre una fase y el neutro, alimentado por una tensión simple.

$$V = U / \sqrt{3} \quad [\text{Ec. 2.60}]$$

La intensidad I_{CC1} que circulará en este caso será:

$$I_{CC1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{CC} + Z_{LN}} \quad [\text{Ec. 2.61}]$$

En algunos casos concretos de defecto monofásico, la impedancia homopolar del generador es menor que Z_{CC} (por ejemplo, en los bornes de un transformador en conexión estrella-zig zag o de un alternador en régimen subtransitorio). En este caso, la intensidad monofásica puede llegar ser mayor que la de un defecto trifásico.



2.4.5.4 Cortocircuito a Tierra (Monofásico o Bifásico).

Este tipo de defecto provoca la intervención de la impedancia homopolar Z_0 . Salvo en presencia de maquinas rotativas, en las que la impedancia homopolar se encuentra reducida, la intensidad I_{CC} que circulara es siempre inferior a la del defecto trifásico.

El cálculo de esta intensidad puede ser necesario según el régimen de neutro (esquema de conexión a tierra) para la elección de los niveles de regulación de los dispositivos de protección homopolar (Alta Tensión) o diferencial (Baja Tensión)

2.4.6 Método de las Impedancias.

El método de las impedancias permite calcular las corrientes de defecto en cualquier punto de una instalación, con una precisión aceptable. Consiste en sumar separadamente las diferentes resistencias y reactancias del bucle del defecto, añadiendo después también los generadores, hasta el punto considerado, calculando también la impedancia correspondiente. La I_{CC} se obtiene aplicando la ley de Ohm:

$$I_{CC} = U_n / \sum (Z) \quad [\text{Ec. 2.62}]$$

Para aplicar este método es imprescindible conocer todas las características de los diferentes elementos del bucle de defecto (fuentes y conductores).

2.4.6.1 Determinación de las Diversas Impedancias de Cortocircuito.

El principio de este método está basado en determinar las corrientes de cortocircuito a partir de la impedancia que representa el circuito recorrido por la corriente del defecto. Esta impedancia se calcula una vez se han totalizado separadamente las diferentes resistencias y reactancias del circuito del defecto, incluida la fuente de alimentación, hasta el punto considerado.



2.4.6.1.1 Impedancias de la red.

- *Impedancias de la red aguas arriba.*

En la mayor parte de los cálculos no se va más allá del punto de suministro de energía. El conocimiento de la red aguas arriba se limita generalmente a las indicaciones facilitadas por la compañía distribuidora, es decir, únicamente a la potencia de cortocircuito S_{cc} (en MVA) en el punto de conexión a la red.

La impedancia equivalente a la red aguas arriba es:

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad [\text{Ec. 2.63}]$$

Siendo U la tensión línea de la red, en vacío. La relación entre la resistencia y la reactancia del circuito aguas arriba se deducen a partir de R_a/Z_a en AT, tomando:

$$R_a/Z_a \gg 0,3 \text{ en } 6 \text{ kV,}$$

$$R_a/Z_a \gg 0,2 \text{ en } 20 \text{ kV,}$$

$$R_a/Z_a \gg 0,1 \text{ en } 150 \text{ kV,}$$

Ahora bien:
$$X_a = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}, \quad [\text{Ec. 2.64}]$$

De donde:

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2} \quad [\text{Ec. 2.65}]$$

2.4.6.1.2 Impedancia Interna del Transformador.

Esta impedancia se calcula a partir de la tensión de cortocircuito U_{cc} expresada en %:



$$Z_T = U_{CC} \cdot \frac{U^2}{S_n} \quad [\text{Ec. 2.66}]$$

Siendo:

U = Tensión de línea en vacío del transformador.

S_n = Potencia aparente del transformador.

$U \cdot U_{CC}$ = Tensión que debemos aplicar al primario del transformador para que el secundario sea recorrido por la intensidad nominal I_n , estando los bornes del secundario Baja Tensión en cortocircuito.

En general $R_T \ll X_T$, del orden de 0,2 X_T , y la impedancia interna de los transformadores puede asimilarse a la reactancia X_T . Para pequeñas partencias, es necesario el cálculo de Z_T ya que la relación R_T/X_T es mayor.

Entonces, esta resistencia se calcula a partir de las pérdidas por efecto Joule (W) en los arrollamientos:

$$W = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \Rightarrow R_T = \frac{W}{3 \cdot I_n^2} \quad [\text{Ec. 2.67}]$$

Cuando se conectan en paralelo "n" transformadores de potencias iguales, el valor equivalente de impedancia, resistencia o reactancia del conjunto será la de uno dividido "n". Debe prestarse particular atención a los transformadores especiales: por ejemplo, los transformadores de grupos rectificadores tienen valores de U_{CC} que llegan normalmente al 10 ó 12%, para limitar la corriente de cortocircuito. Al tomar en cuenta la impedancia aguas arriba del transformador y la impedancia interna de éste, la corriente de cortocircuito se expresa por:

$$I_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_a + Z_T)} \quad [\text{Ec. 2.68}]$$



En primera aproximación, Z_a y Z_T son asimilables a sus reactancias respectivas. En este caso particular, la impedancia de cortocircuito Z_{CC} es igual a su suma algebraica. En este caso, la impedancia de la red aguas arriba puede despreciarse, con lo que el valor de la corriente es:

$$I'_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T} \quad [\text{Ec. 2.69}]$$

El error relativo es:

$$\frac{\Delta I_{CC}}{I_{CC}} = \frac{I'_{CC} - I_{CC}}{I_{CC}} = \frac{Z_a}{Z_T} = \frac{U^2/S_{CC}}{U_{CC} \cdot U^2/S_n}, \text{ o sea:}$$

$$\frac{\Delta I_{CC}}{I_{CC}} = \frac{100}{U_{CC}} = \frac{S_n}{S_{CC}} \quad [\text{Ec. 2.70}]$$

2.4.6.1.3 Impedancia de las Líneas de Baja Tensión.

La impedancia de las líneas Z_L depende de sus componentes, resistencia y reactancia unitarias, y de su longitud. La resistencia unitaria R_L de las líneas áreas, cables y juegos de barras se calcula con la ecuación:

$$R_L = \frac{\rho}{S} \quad [\text{Ec. 2.71}]$$

Donde:

S = Sección del conductor

ρ = Su resistividad teniendo en cuenta que el valor a adoptar depende de la corriente de cortocircuito máxima o mínima.



En realidad, en Baja Tensión y para conductores de sección inferior a 150 mm², sólo se tiene en cuenta el valor de la resistencia ($R_L < 0,15 \text{ m}\Omega/\text{m}$, siendo $S > 150 \text{ mm}^2$).

La reactancia unitaria de las líneas aéreas, cables y juegos de barras, se calcula mediante:

$$X_L = L \cdot \omega = \left[15.7 + 144.44 \cdot \text{Log} \left(\frac{d}{r} \right) \right] \quad [\text{Ec. 2.72}]$$

Expresada en $\text{m}\Omega/\text{km}$ para un sistema de cables monofásicos o trifásicos en triángulo, con dimensiones en mm de:

r = radio de los conductores.

d = distancia media entre los conductores.

Log = logaritmo decimal.

Para las líneas aéreas, la reactancia crece ligeramente con la separación entre conductores como $\text{Log} \left(\frac{d}{r} \right)$, y por tanto, con la tensión utilización.

Valores medios que se pueden recordar:

$X = 0,3 \text{ }\Omega/\text{km}$ (líneas Baja Tensión o Media Tensión)

$X = 0,4 \text{ }\Omega/\text{km}$ (líneas Media Tensión o Alta Tensión)

Para los cables, según su sistema de instalación. Los valores medios a aplicar son:

- $0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$ para cable trifásico; en Media Tensión, este valor es un poco mayor, pudiendo estar comprendido entre $0,1$ y $0,15 \text{ Wm/m}$.



- 0,09 mW/m para cables unipolares contiguos (en línea o en triángulo)
- 0,15 mW/m, por defecto, para Juego de Barras o cables unipolares separados; para los Juego de Barras prefabricados, tipo sándwich, esta reactancia es mucho menor).

La impedancia de las conexiones cortas entre el punto de distribución y el transformador Media Tensión/Baja Tensión puede despreciarse si se admite un error, en exceso, en la corriente de cortocircuito; error tanto mayor cuanto mayor sea la potencia del transformador.

La capacidad de los cables respecto a tierra (modo común), de 10 a 20 veces mayor que la de las líneas, debe de tenerse en cuenta en los casos de defecto a tierra. A título indicativo, la capacidad de un cable trifásico de Media Tensión, de 120 mm² de sección, es del orden de 1 μF/km; pero la corriente capacitiva se mantiene baja, del orden de unos 5 A/km para una tensión de 20 kV.

La resistencia o la reactancia de las conexiones pueden despreciarse. Si una de las magnitudes R_L o X_L es mucho menor que la otra, puede despreciarse, siendo mínimo el error sobre la impedancia; por ejemplo, con una relación de 3 entre R_L y X_L , el error sobre Z_L es del 5,1%.

2.4.6.1.4 Impedancia de las máquinas giratorias.

2.4.6.1.4.1 Alternadores síncronos.

Las impedancias de las máquinas se expresan generalmente bajo la forma de un porcentaje, como:

$$I_{CC}/I_n = 100/x \quad [\text{Ec. 2.72}]$$

Donde x es equivalente a la U_{cc} de los transformadores, o sea:



$$Z = \frac{x}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} \quad [\text{Ec. 2.73}]$$

Donde:

U = tensión de línea del alternador en vacío.

S_n = potencia aparente (en VA) del alternador.

Además, para valores bajos de R/X, del orden de 0,05 a 0,1 en Alta Tensión y de 0,1 a 0,2 en Baja Tensión, los valores de la impedancia Z y de la reactancia X se confunden.

2.4.6.1.4.2 Motores y compensadores asíncronos.

El comportamiento de estas máquinas en cortocircuito es semejante al de los Alternadores. Suministran a la red una intensidad que es función de su reactancia en %.

2.4.6.1.4.3 Motores asíncronos.

Un motor asíncrono, separado bruscamente de la red, mantiene en sus bornes una tensión que se amortigua en pocas centésimas de segundo. Cuando en sus bornes se produce un cortocircuito, el motor genera una intensidad que se amortigua mucho más rápidamente, con una constante de tiempo de aproximadamente:

- 2/100 segundos para los motores a jaula simple de hasta 100 kW
- 3/100 segundos para los motores de doble jaula y además, de más de 100 kW.
- De 3 a 10/100 segundos para los grandes motores Media Tension (1000 kW) de rotor bobinado.



El motor asíncrono es, pues, ante un cortocircuito, un generador al que podemos atribuir una impedancia (sólo subtransitoria) del 20% al 25%. Nos encontramos con el problema que plantea la existencia de gran cantidad de motores de pequeña potencia unitaria que se hallan instalados en las redes industriales. Es difícil prever el número medio de motores en servicio que aportarán energía en el momento de un cortocircuito. Resulta un trabajo arduo e inútil calcular las corrientes individuales de cada uno de los motores, teniendo en cuenta las impedancias de sus líneas de conexión. Por ello, es habitual considerar globalmente la contribución a la corriente total de defecto del conjunto de los motores asíncronos de una instalación Baja Tensión.

Se comparan con una fuente única, que aporta al Juego de Barra una intensidad igual a Iarranque/In veces la suma de las intensidades nominales de todos los motores instalados.

2.4.6.1.5 Otras impedancias.

2.4.6.1.5.1 Condensadores.

Una batería de condensadores, en paralelo, situada en la proximidad del punto del defecto, se descarga incrementando también la intensidad de cortocircuito.

Esta descarga oscilante amortiguada se caracteriza por una primera cresta de alto valor, que se suma a la primera cresta de la corriente de cortocircuito, si bien su frecuencia es muy superior a la de la red. Pero, según la coincidencia del instante inicial del defecto con la onda de tensión, pueden presentarse dos casos extremos: Si este instante coincide con un cero de tensión, la corriente de descarga de cortocircuito es asimétrica, con un primer pico de amplitud máxima. Por el contrario, si este instante coincide con un máximo de la tensión, la batería de condensadores entrega una intensidad que se superpone al primer pico de la corriente de defecto, de pequeño valor, puesto que es simétrica.



Por esto es poco probable que, salvo en caso de baterías muy potentes, esta superposición provoque una primera cresta de valor mayor que la corriente de cresta de un defecto asimétrico. Por tanto, para calcular el valor máximo de la corriente de cortocircuito, no es necesario tener en cuenta la aportación de las baterías de condensadores.

Pero sin embargo, hemos de preocuparnos de los efectos de las baterías al elegir la tecnología de los interruptores automáticos. En efecto, al abrir el circuito, los condensadores modifican considerablemente la frecuencia propia de ese circuito, por lo que inciden notablemente en los fenómenos de ruptura.

2.4.6.1.5.2 Dispositivos de Maniobra.

Ciertos aparatos (interruptores automáticos, contactores con bobina de soplado, relés térmicos directos...) presentan una impedancia que puede tener su importancia. Esta impedancia sólo debe de tenerse en cuenta, para los cálculos de I_{cc} , si estos aparatos están situados inmediatamente aguas arriba de los que deben de cortar el cortocircuito detectado y de los que se quedan cerrados (interruptores automáticos selectivos).

Para los aparatos de corte hay que hacer una distinción según la velocidad de apertura o corte: Ciertos aparatos abren muy rápidamente y reducen notablemente las corrientes de cortocircuito, son los llamados «rápidos o limitadores»; con ellos, los esfuerzos electrodinámicos y las sollicitaciones térmicas que se presentan en la instalación son notablemente inferiores a los teóricos, los otros aparatos, como los interruptores automáticos con retardo a la apertura, no tienen esta ventaja.

2.4.6.1.6 Influencia de los arcos en el punto de falla.

La corriente de cortocircuito atraviesa normalmente un arco, en el punto del defecto, cuya resistencia es apreciable y muy variable: de hecho, la caída de tensión



en un arco de defecto varía entre 100 y 300 V. En Alta Tensión, este valor es despreciable respecto a la tensión de la red y el arco no tiene una influencia reductora notable de la intensidad de cortocircuito. En Baja Tensión, por el contrario, la corriente real de un defecto a través de un arco es tanto más limitada respecto al valor teórico calculado (defecto franco) cuanto más baja es la tensión de la red.

2.4.6.1.6 Impedancias diversas.

Hay otros elementos que pueden presentar impedancias no despreciables. Es el caso de los filtros antiarmónicos y bobinas de choque, destinadas a limitar las corrientes de cortocircuito, que evidentemente deben de tenerse en cuenta en el cálculo, y también los transformadores de corriente con primario bobinado cuya impedancia varía según el calibre y la construcción.

2.5 Compensación de Reactivos.

2.5.1 Naturaleza de la energía reactiva.

Las redes de corriente eléctrica suministran energía que se utiliza para dos funciones distintas: La energía activa, que se transforma en trabajo útil y calor. La energía reactiva, que se utiliza para crear campos magnéticos (inducción).

Todas las máquinas eléctricas (motores, transformadores...) se alimentan, en corriente alterna, para dos formas de consumo: el que transforman en potencia activa, con las correspondientes pérdidas por efecto Joule (calentamiento), y el correspondiente a la creación de los campos magnéticos, que denominamos reactiva.

La energía activa corresponde a la potencia activa P dimensionada en W ; se transforma íntegramente en energía mecánica (trabajo) y en calor (pérdidas térmicas).



La energía reactiva corresponde a la energía necesaria para crear los campos magnéticos propios de su función. Esta energía es suministrada por la red de alimentación (preferencialmente) o por los condensadores instalados para dicha función. La red de suministro alimenta la energía aparente que corresponde a la potencia aparente, denominada S y dimensionada en (VA). La energía aparente es la resultante de dos energías vectoriales, la activa y la reactiva. Figura 2.23

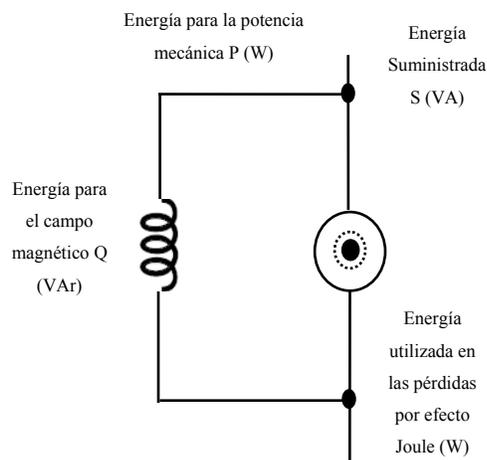


Figura 2.23. Esquema de la distribución de la energía de un motor.

2.5.2 Los consumidores de energía reactiva.

Los receptores utilizan una parte de su energía aparente (S) para energía reactiva (Q). Los receptores consumidores más importantes de energía reactiva son:

- Los motores asíncronos, en proporciones del 65 al 75% de energía reactiva (Q) en relación a la energía activa (P).
- Los transformadores, en proporciones del 5 al 10% de energía reactiva (Q) en relación a la energía activa (P).



- Otros elementos, como las reactancias de las lámparas fluorescentes y de descarga, o los convertidores estáticos (rectificadores), consumen también energía reactiva.

2.5.3 Factor de Potencia.

El factor de potencia (PF) es la proporción de potencia activa en la potencia aparente. Es tanto mejor cuando se acerca al valor de 1 (de 0 a 1).

$$PF = (\cos \theta) = \frac{P(kW)}{S(kVA)} \quad [\text{Ec. 2.74}]$$

Donde:

P = potencia activa (W)

S = potencia aparente (VA)

PF = factor de potencia (cos θ)

2.5.3.1 Definición del factor de potencia.

El factor de potencia de una instalación es el cociente de la potencia activa P (W) consumida por la instalación, en relación a la potencia aparente S (VA) suministrada para esta potencia activa. Adquiere un valor entre 0 y 1. El cos θ no tiene en cuenta la potencia propia de los armónicos.

Un factor de potencia próximo a 1 indica que la potencia absorbida de la red se transforma prácticamente en trabajo y pérdidas por calentamiento, optimizando el consumo.

2.5.3.2 Representación gráfica del cuadro de potencias.

2.5.3.2.1 Potencia activa (en W)

- ✓ Monofásica (fase-neutro):



$$P = V_0 \cdot I \cdot \cos \varphi \quad [\text{Ec. 2.75}]$$

✓ Bifásica (entre fases):

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \quad [\text{Ec. 2.76}]$$

✓ Trifásica (tres fases + neutro):

$$P = \sqrt{3}V \cdot I \cdot \cos \varphi \quad [\text{Ec. 2.77}]$$

2.5.3.2.2 Potencia reactiva (en VA)

✓ Monofásica (fase-neutro):

$$Q = V_0 \cdot I \cdot \text{sen} \varphi \quad [\text{Ec. 2.78}]$$

✓ Bifásica (entre fases):

$$Q = V \cdot I \cdot \text{sen} \varphi \quad [\text{Ec. 2.79}]$$

✓ Trifásica (tres fases + neutro):

$$Q = \sqrt{3}V \cdot I \cdot \text{sen} \varphi \quad [\text{Ec. 2.80}]$$

2.5.3.2.3 Potencia aparente (en VA)

✓ Monofásica (fase-neutro):

$$S = V_0 \cdot I \quad [\text{Ec. 2.81}]$$

✓ Bifásica (entre fases):

$$S = V \cdot I \quad [\text{Ec. 2.82}]$$



✓ Trifásica (tres fases + neutro):

$$S = \sqrt{3}V.I \quad [\text{Ec. 2.83}]$$

Donde:

V_0 = Tensión entre fase y neutro.

V = Tensión entre fases.

Se utiliza, en forma clásica, la siguiente representación:

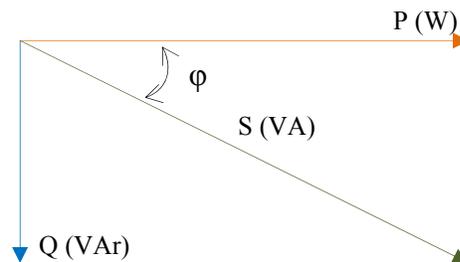


Figura 2.24. Diagrama de Potencias.

2.5.3.3 Representación gráfica del cuadro de intensidades.

El diagrama de intensidades es homólogo al diagrama de potencias. La intensidad activa y la reactiva se suman vectorialmente para formar la intensidad aparente, que se mide con un amperímetro. La figura 2.25 es la representación clásica del diagrama de intensidades:

I_t = corriente total que circula por los conductores.

I_a = corriente activa.

I_r = corriente reactiva necesaria para la excitación magnética de los receptores.

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2} \quad [\text{Ec. 2.84}]$$



$$I_a = I_t \cdot \cos \varphi \quad [\text{Ec. 2.85}]$$

$$I_r = I_t \cdot \text{sen} \varphi \quad [\text{Ec. 2.86}]$$

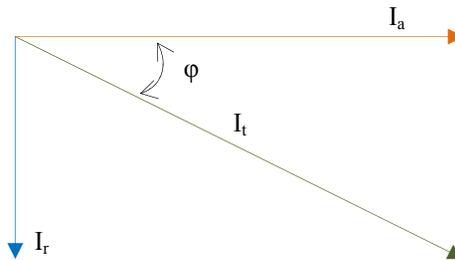


Figura 2.25. Diagrama de Intensidades.

2.5.3.4 La tangente de φ

$$\tan \varphi = \frac{\text{Energía(reactiva)}}{\text{Energía(activa)}} = \frac{Q(\text{VAR})}{P(W)} \quad [\text{Ec. 2.87}]$$

Algunos autores condicionan los cálculos a la tangente de φ en vez del $\cos \varphi$; la tangente de φ representa la cantidad de potencia reactiva necesaria por vatio de consumo. Una tangente de φ ($\text{tg } \varphi$) baja corresponde a un factor de potencia alto, poca potencia reactiva.

2.5.3.5 Medida práctica del factor de potencia.

El factor de potencia o $\cos \varphi$ se puede medir según:

- ✓ *Valor instantáneo:* Con un medidor de $\cos \varphi$.
- ✓ *Valor medio:* Por dos medidores de potencia (vatímetros) para activa y reactiva, con registro durante un período largo o equipos de medición preparados (Varmetro).



2.5.4 Compensación de la energía reactiva.

Aunque la energía reactiva requerida por las cargas inductivas no se transforma en trabajo útil, debe ser generada, transportada y distribuida por la red eléctrica. Esto obliga al sobre-dimensionado de transformadores, generadores y líneas, e implica la existencia de pérdidas y caídas de tensión. Por esta razón, las compañías eléctricas penalizan el consumo de energía reactiva, aplicando recargos. Los condensadores eléctricos instalados en la proximidad de las cargas inductivas producen la energía reactiva requerida por éstas.

Su conexión a una red eléctrica se denomina compensación o mejora del factor de potencia, y constituye el método más económico, rápido y seguro de proporcionar la energía reactiva requerida.

2.5.4.1 Ventajas de la Compensación.

✓ *Reducción de los Recargos:* Las compañías eléctricas aplican recargos o penalizaciones al consumo de energía reactiva con objeto de incentivar su corrección.

✓ *Reducción de las caídas de tensión:* La instalación de condensadores permite reducir la energía reactiva transportada disminuyendo las caídas de tensión en la línea.

✓ *Reducción de la sección de los conductores:* Al igual que en el caso anterior, la instalación de condensadores permite la reducción de la energía reactiva transportada, y en consecuencia es posible, a nivel de proyecto, disminuir la sección de los conductores a instalar. En la tabla 2.5 se muestra la reducción de la sección resultante de una mejora del $\cos \phi$ transportando la misma potencia activa.



Tabla 2.5. Relación entre $\cos\phi$ y la reducción de sección de conductores.

Cos ϕ	Factor de Reducción
1	40%
0,8	50%
0,6	67%
0,4	100%

✓ *Disminución de las pérdidas:* Al igual que en el caso anterior, la instalación de condensadores permite reducir las pérdidas por efecto Joule que se producen en los conductores y transformadores.

$$\frac{P_{CUfinal}}{P_{CUinicial}} = \frac{\cos \phi_{2inicial}}{\cos \phi_{2final}} \quad [\text{Ec. 2.88}]$$

✓ *Aumento de la potencia disponible en la instalación:* La instalación de condensadores permite aumentar la potencia disponible en una instalación sin necesidad de ampliar los equipos como cables, aparatos y transformadores. Esto es consecuencia de la reducción de la intensidad de corriente que se produce al mejorar el factor de potencia.

2.5.4.2 Compensación de una instalación.

2.5.4.2.1 Principio teórico.

Mejorar el factor de potencia de una instalación consiste en instalar un condensador al lado del consumidor de energía reactiva. Esto se denomina compensar una instalación.

La instalación de una batería de condensadores de potencia Q_C disminuye la cantidad de energía reactiva suministrada por la red.



La potencia de la batería de condensadores a instalar se calcula a partir de la potencia activa de la carga (P_a en W) y su desfase con respecto a la tensión, corriente, antes de la compensación (φ) y después de la compensación (φ_d).

El hecho de instalar una batería de condensadores general es un método simple de asegurar un buen factor de potencia. A esto se llama compensar una instalación.

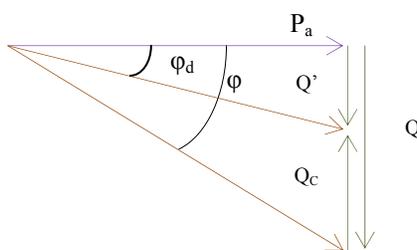


Figura 2.26. Esquema de principio de la compensación: $Q_C = P_a(\text{tg}\varphi - \text{tg}\varphi_d)$

El diagrama de la figura 2.26 ilustra el principio de compensación de la potencia reactiva Q de una instalación a un valor de Q_d por la conexión de una batería de condensadores de potencia Q_d . La actuación de la batería logra que la potencia aparente S pase al valor de S_d .

2.5.4.2.2 Tipos de Condensadores.

La compensación de la energía reactiva puede realizarse con condensadores fijos, aunque se realiza, generalmente, con baterías de condensadores con regulación automática.

En BT la compensación se realiza con dos tipos de equipos:

- ✓ *Los condensadores fijos.*
- ✓ *Los equipos de regulación automática o baterías automáticas, que permiten ajustar permanentemente la compensación en función de la carga.*



2.5.4.2.2.1 Condensadores fijos.

Estos condensadores son de una potencia unitaria fija y constante.

2.5.4.2.2.1.1 Instalación:

- Manual: mando por interruptor automático o interruptor.
- Semiautomático: mando por medio de contactor.
- Directo: conectado a los bornes de un receptor.

2.5.4.2.2.1.2 Emplazamiento:

- En bornes de una carga de tipo inductiva (motores, transformadores, reactancias...).
- Sobre un embarrado que alimenta diversas cargas inductivas y en el que una compensación individual sería demasiado costosa.

2.5.4.2.2.2 Baterías de condensadores con regulación automática.

Este tipo de equipamiento permite la adaptación automática de la potencia reactiva suministrada por los condensadores, en función de la potencia reactiva solicitada en cada momento para ajustar el sistema a un $\cos\phi$ prefijado.

2.5.4.2.2.2.1 Emplazamiento:

- A los bornes de la alimentación general.
- A los embarrados de los cuadros de distribución de grandes potencias.

En la figura 3 y 4 del anexo B se dan unos ejemplos de condensadores fijos y batería de regulación automática.



2.5.4.2.2.2 Principios y ventajas de la compensación automática.

Las baterías con regulación automática permiten la adaptación de la compensación a la variación de carga. Instaladas en la cabecera de la instalación de BT o en los cuadros de distribución con un consumo importante de energía reactiva.

Las baterías automáticas de condensadores están formadas por escalones de energía reactiva. El valor del $\cos\phi$ se detecta por medio de un regulador, que actúa automáticamente en la conexión y desconexión de los escalones de la batería, adaptando la potencia de la batería a las necesidades de la energía reactiva a compensar y ajustando el máximo posible al $\cos\phi$ medio deseado.

El regulador detecta las potencias a través de los secundarios de uno o varios transformadores de intensidad. Los transformadores de intensidad deben situarse aguas arriba de la batería. La batería automática permite la adaptación de la potencia de compensación a la potencia reactiva de la carga, evitando el envío de energía capacitiva a la red de suministro. En el caso de que la red de suministro sea la red pública, este fenómeno está prohibido por el RE de BT.

No obstante, puede suceder, en circunstancias determinadas, que esta energía sea beneficiosa para la red pública y la legislación específica, en estos casos, que las empresas suministradoras de energía podrán comprobar si el abonado crea perjuicios a la red pública y, en tal caso, deberán compensar la instalación y si no se modifica adecuadamente pueden cortar el suministro. Este problema suele suceder con compensaciones fijas, y su alternativa es solucionar el problema con baterías de condensadores de regulación automática.

2.5.4.2.3 Tipos de Compensación.

La localización de condensadores de BT sobre una red eléctrica constituye un indicio de diseño de red moderna. La compensación de una instalación puede realizarse de diferentes formas. La compensación puede ser:



- Global.
- Por sectores.
- Individual.

En principio, la compensación ideal es aquella que limita el campo de actuación de la energía reactiva al entorno más próximo a su creación. Pero los criterios técnico-económicos determinarán su situación.

2.5.4.2.3.1 Compensación Global.

Si la carga es estable y continua, una compensación global es adecuada.

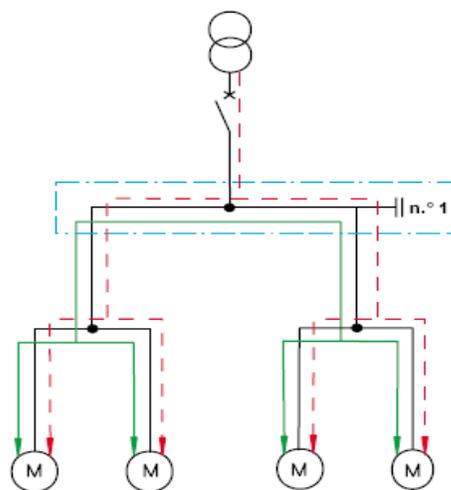


Figura 2.27. Representación grafica de la Compensación Global.

2.5.4.2.3.1.1 Principios.

La batería es conectada en cabecera de la instalación. Asegura una compensación global de la instalación. Estará en servicio parejo con la red a que se aplica.



2.5.4.2.3.1.2 Ventajas.

- Los niveles de consumo propios de la instalación permiten dimensionar una mínima potencia de la batería y un máximo de horas de funcionamiento. Estas características permiten una rápida amortización.
- Suprime las penalizaciones por energía reactiva en el recibo de energía eléctrica.
- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.

2.5.4.2.3.1.3 Inconvenientes.

- La corriente reactiva circula por toda la instalación.
- Las pérdidas por calentamiento (Joule) se mantienen y no permite una reducción de su dimensionamiento, aguas abajo de la instalación de la batería.

2.5.4.2.3.2 Compensación parcial.

Una compensación parcial es aconsejable cuando la distribución de cargas es muy desequilibrada y de un cuadro de distribución depende una carga importante. (Figura 2.28)

2.5.4.2.3.2.1 Principios.

La batería se conecta en el cuadro de distribución y genera la energía reactiva necesaria para compensar un grupo de cargas determinadas. En una gran parte de la instalación, aligera, en particular a los cables de alimentación, las pérdidas por calentamiento.

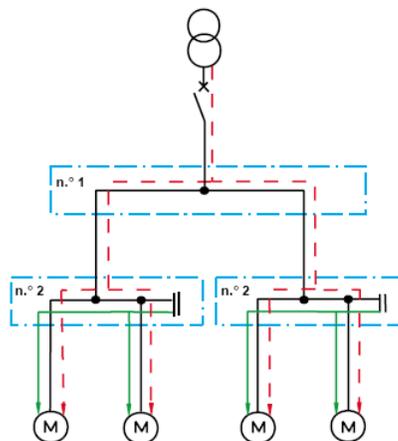


Figura 2.28. Representación grafica de la Compensación Parcial.

2.5.4.2.3.2.2 Ventajas.

- Suprime las penalizaciones por energía reactiva.
- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.
- Optimiza una parte de la instalación entre los puntos 1 y 2.

2.5.4.2.3.2.3 Inconvenientes.

- La corriente reactiva circula desde el nivel 2, aguas abajo de la instalación.
- Las pérdidas por calentamiento (Joule) se mantienen a partir del nivel 2 y no permite una reducción del dimensionamiento de la instalación. Si los escalones no están bien dimensionados, en función de la potencia y su propio reparto en cargas individuales, lleva el riesgo de sobredimensionamiento en períodos determinados.



2.5.4.2.3.3 Compensación individual.

Una compensación individual es aconsejable cuando existen cargas muy importantes en relación a la carga total. Es el tipo de compensación que aporta más ventajas.

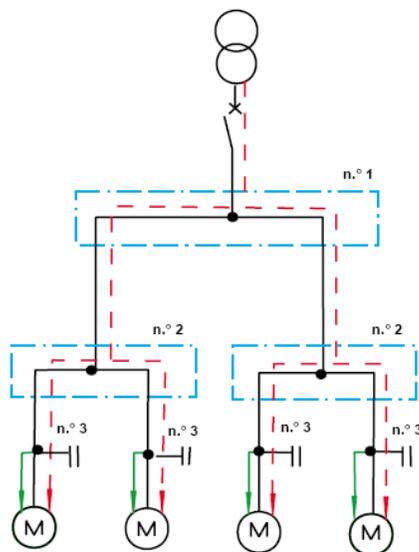


Figura 2.29. Representación grafica de la Compensación Individual.

2.5.4.2.3.3.1 Principios.

La batería se conecta a los bornes de una carga muy importante (motor de gran potencia, horno eléctrico...). La potencia en kVAr representa un 25 % de los kW de la carga. Es importante poder compensar lo más cerca posible de la fuente de energía inductiva, pero se debe complementar con una compensación de general al lado de la alimentación.

2.5.4.2.3.3.2 Ventajas.

- Suprime las penalizaciones por energía reactiva.
- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.



- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.
- Optimiza la mayor parte de la instalación.

2.5.4.2.3.3 Inconvenientes.

El coste de la instalación sólo es rentable con cargas muy inductivas y regulares.

2.5.4.3 Determinación de la potencia reactiva necesaria para compensar el factor de potencia.

En aquellos casos en que la información sea proveniente de medidores de energía debe tenerse en cuenta que el concepto de energía involucra una cierta potencia consumida a lo largo de un lapso.

$$Energia(kW / h) = Potencia(kW) \times Tiempo(h)$$

$$E = P \times t \quad [Ec. 2.89]$$

Lo mismo se aplica al caso de energía reactiva.

2.5.4.3.1 Instalaciones industriales con medición de energía reactiva.

Conociendo las energías activa y reactiva consumidas en uno o varios períodos de medición, por ejemplo los estados mensuales de los medidores y las horas mensuales de utilización, puede calcularse el consumo de potencia y el factor de potencia promedio de la instalación.

$$Pot. Activa = P(kW) = \frac{Energia Activa(kWh)}{Tiempo de utilizacion(h)} \quad [Ec. 2.90]$$

$$Pot. Re activa = Q(kVAr) = \frac{Energia Re activa(kVArh)}{Tiempo de utilizacion(h)} \quad [Ec. 2.91]$$



Con respecto al tiempo de utilización se refiere a la cantidad de horas efectivas de trabajo dentro del período de facturación de energía el cual viene siempre impreso en la factura.

Las funciones trigonométricas relacionadas con el ángulo ϕ pueden calcularse fácilmente con las siguientes expresiones:

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{Q[kVAr]}{P[kW]} \quad [\text{Ec. 2.92}]$$

$$\operatorname{Cos} \phi = \frac{P[kW]}{\sqrt{(P[kW]^2) + (Q[kVAr]^2)}} \quad [\text{Ec. 2.93}]$$

Mediante la incorporación de un capacitor o banco de capacitores de potencia Q_d , el diagrama fasorial se altera y pasa a ser el de la figura 2.26, en este caso los nuevos valores del ángulo ϕ_d modificarán las ecuaciones anteriores:

$$\operatorname{tg} \phi_c = \frac{Q - Q_d[kVAr]}{P[kW]} = \frac{Q[kVAr]}{P[kW]} - \frac{Q_d[kVAr]}{p[kW]} = \operatorname{tg} \phi_c = -\frac{Q_d[kVAr]}{P[kW]} \quad [\text{Ec. 2.94}]$$

De esta última ecuación se puede despejar el capacitor o banco de capacitores necesario:

$$Q_d = Px(\operatorname{tg} \phi - \operatorname{tg} \phi_d) \quad [\text{Ec. 2.95}]$$

Habitualmente, no se dispone de los valores de $\operatorname{Tg} \phi$ y $\operatorname{Tg} \phi_d$, es más común disponer de los valores de factor de potencia $\operatorname{cos} \phi$ y $\operatorname{cos} \phi_d$, por lo tanto, en la figura 5 del anexo B esta la tabla con los valores de $(\operatorname{Tg} \phi - \operatorname{Tg} \phi_d)$ en función de los $\operatorname{cos} \phi$ y $\operatorname{cos} \phi_d$, de modo de poder calcular fácilmente el capacitor o banco de capacitores de potencia Q_d .



Con el factor de potencia calculado y sabiendo cual es el que se quiere alcanzar se entra en la Tabla de la figura 5 del anexo B y se obtiene el coeficiente por el cual hay que multiplicar la potencia activa promedio para obtener la potencia reactiva, necesaria a instalar.

Este resultado puede cotejarse con el que resulte de medir la potencia y el factor de potencia en distintos momentos del día, por ejemplo a la hora pico, mediante la lectura de las vueltas que dan los medidores en lapsos determinados. Este último procedimiento requiere conocer la constante del medidor K_h (vueltas/Kwh) y contar el número de vueltas n en un tiempo dado si el tiempo considerado es un minuto la potencia en ese lapso resulta será:

$$P(kW) = \frac{60(\text{min}/h)xn(\text{vueltas}/\text{min})}{K_h(\text{vueltas}/kWh)} \quad [\text{Ec. 2.96}]$$

Y para la potencia reactiva:

$$Q(kW) = \frac{60(\text{min}/h)xn(\text{vueltas}/\text{min})}{K_h(\text{vueltas}/kVAh)} \quad [\text{Ec. 2.97}]$$

Con lo que se puedes calcular:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad [\text{Ec. 2.98}]$$

También:

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q}{P} \quad [\text{Ec. 2.99}]$$

De donde:



$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg}(Q/P)) \quad [\text{Ec. 2.100}]$$

Con P, el $\cos \varphi$ y sabiendo cuál es el factor de potencia deseado se recurre a la tabla Tabla de la figura 5 del anexo B donde figuran los valores de ($\operatorname{tg} \varphi$ sin compensar – $\operatorname{tg} \varphi$ compensado), se obtiene el factor, por el que hay que multiplicar P para saber cuántos KVA hay que colocar en capacitores.



CAPITULO III

CARACTERISTICAS Y ESTADO ACTUAL

DEL CIRCUITO EN ESTUDIO

A continuación se describirá detalladamente el circuito eléctrico del área residencial Campamento, identificando y especificando la ubicación real de cada punto de transformación, así como los puntos de seccionamiento y sus respectivos ramales. Todo esto como muestra del levantamiento que se efectuó en el circuito, con el fin de dibujar el diagrama unifilar respectivo del mismo en el software AutoCAD y realizar las simulaciones de los parámetros de Caída de Tensión, Confiabilidad, Cortocircuito y Compensación de Reactivos, en los softwares PADEE y ETAP 5.0.3

3.1 Definiciones Básicas.

3.1.1 Sistema Eléctrico.

Un sistema Eléctrico está constituido por el conjunto de equipos y componentes que permiten generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica. Entre estos elementos constituyentes destacan las máquinas generadoras, las líneas de transporte, los transformadores y los compensadores de potencia reactiva.

3.1.2 Sistema de Distribución.

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.



3.1.3 Redes de Distribución.

El suministro de energía eléctrica puede ser de dos niveles: alta tensión o baja tensión. Las redes de las empresas eléctricas de transmisión tienen como punto de partida las denominadas subestaciones de distribución primaria, cuyo objetivo es el de reducir el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión de distribución. Las redes de alta tensión de distribución de las empresas eléctricas son llamadas comúnmente en esta parte de los sistemas como: “alimentadores”, las que pueden ser tanto aéreas como subterráneas, y que a la vez, pueden alimentar directamente a clientes de grandes potencias que cuentan con transformadores propios, o bien, a sub redes por medio de transformadores de baja tensión de distribución, a las que se conectan clientes que poseen niveles de potencia bajos y medianos. A estas redes de baja tensión normalmente se les llama: circuitos. Las empresas eléctricas de transmisión, presentan principalmente dos esquemas de alimentación: los sistemas radiales y los anillados.

3.1.4 Sistemas de Distribución Radial.

Los sistemas radiales consisten en poseer un conjunto de alimentadores de alta tensión, que suministran potencia en forma individual, a un grupo de transformadores. Cuando una red radial alimenta a transformadores, se obtienen las redes de distribución de baja tensión, normalmente trifásicas de cuatro hilos, y siempre del tipo sólidamente aterrizadas. Una desventaja de los sistemas radiales es que al fallar un transformador, su alimentador en alta tensión, todos los clientes de baja tensión asociados a ese transformador quedan sin suministro. No son redes que aseguren una buena continuidad del servicio, pero son económicas.

3.1.3 Características de Operación.

Para comprobar las características de operación, confiabilidad y seguridad de un sistema de distribución, es necesario efectuar una serie de estudios analíticos, los cuales entregan índices de funcionamiento, cuya exactitud dependerá del modelo



empleado en la representación del sistema. Los estudios típicos que se efectúan en un sistema de distribución son: Flujos de potencia, Cálculo de corrientes de cortocircuito, Regulación de tensión, Compensación de reactivos y Partida de motores.

3.2 Dependencias del Área Campamento.

En el centro poblado, (área residencial Campamento) se encuentran las edificaciones de:

- Centro Cívico, en el cual opera la gerencia general de operaciones bauxita, la superintendencia de ingeniería industrial, división de control posterior, división de relaciones industriales, coordinación de asistencia administrativa y coordinación de recursos humanos.
- Edificio de Apoyo, en el cual opera la división de finanzas bauxita, división de suministros bauxita, división relaciones institucionales, división almacén bauxita y coordinación seguros bauxita.
- Edificio de Proyectos, en el cual opera la gerencia de ingeniería y servicios, división de protección de planta bauxita, división ambiente y prevención bauxita, división economía y asistencia social los Pijiguaos.
- Edificio de Telecomunicaciones, en el cual opera la división soporte Bauxita.

Otras dependencias del área Campamento son: la división servicios médicos, división servicios educativos, área residencial, iglesias, centro comercial, bancos (Guayana y Venezuela), supermercado, clubs (Orinoco y Suapure), teatro, sala de proyecciones, parques infantiles, canchas deportivas, cuerpo de bomberos, pista de aterrizaje.



3.3 Revisión de los equipos conectados al sistema de distribución perteneciente al circuito Campamento.

3.3.1 Subestación Pijiguaos.

La subestación Pijiguaos, está formada por dos transformadores (ver figura 1 y 2 del anexo C) cuyas características se muestran en la tabla 3.1, y conectados en configuración estrella-estrella con neutro aterrado sólidamente. La subestación recibe la alimentación que viene desde Cabruta, transportada por una línea de doble terna aislada a 230 kV, actualmente esta energizada con 117kV.

Tabla 3.1. Transformadores de la subestación Pijiguaos.

Tipo: ORF 20/230			Corriente de C.C: 10% I _N						
Numero: 88.2. 4054			Tiempo de C.C: 2seg						
Año de fabricación: 1988			Elevación Temp. Aceite: 55 °K						
Normas: IEC 76/1976			Elevación Temp. Aceite: 60 °K						
Capacidad MVA: 16/20			Resistencia al vacio: 100%						
Enfriamiento: ONAN / ONAF			Resistencia de desenc.: 5.7 m						
Frecuencia: 60Hz			Tipo de aceite: COVENIN 499Y1128						
Fases: 3			Esquema NR: 1677/8824034B						
Nivel de aislamiento: AT = 500/230 kV			Peso total: 47.45 T						
BT = 250/92 kV			Aceite: 13.20 T						
Grupo de Con.: YNyn0			Desencubar: 27.15 T						
Modo de servicio: Continuo			Transporte:31.90 T						
Tipo de conmutador: MR – MIII – 350 – y – R60 – 18353 – MA7									
Pos.	Tensión kV		Corrientes en Amperes						Tensión C.C
	AT	BT	AT			BT			
			16MVA	20MVA	24MVA	16MVA	20MVA	24MVA	20 MVA
1	120.75		76.5	95.6	114.8				10.48%
9	115	3.8	80.3	100.4	120.5	669.4	836.7	100.4	10.28%
3	97.75		94.5	118.1	141.8				8.49%

De la subestación Pijiguaos salen nueve circuitos de 13.8kV provenientes del lado de baja tensión de los transformadores. La barra de salida de 13.8kV, está protegida por un interruptor de potencia ubicado entre la salida de los transformadores y dicha barra. Las características de este interruptor se muestran en la tabla 3.2. Esta barra de salida está dividida para que cada transformador llegue a una barra independiente, las dos barras de salida están enlazadas por medio de un



interruptor de potencia con las mismas características del interruptor de entrada a las barras.

Tabla 3.2. Interruptor de Potencia de la Subestación Pijiguaos.

Interruptor de Potencia de la Subestación Pijiguaos	
Tipo: SFAS/6	Masa: 205 kg.
Intensidad Nominal en Servicio Continuo: 1600 Amperios.	
Frecuencia: 50/60 Hz	Tensión: 17.5 kV
Intensidad Admisible durante tres segundos: 23 kA.	
Tensión soportada al Impulso ATM: 95 kV.	
Tensión de cierre: 55 ms.	Tiempo de Apertura 70 ms.
A la Tensión de 17.5 kV.	
Poder de Corte: 20 kA	Poder de Cierre: 50 kA.

Tabla 3.3. Interruptor de Potencia Para cada circuito de salida.

Interruptor de Potencia de la Subestación Pijiguaos		
Marca: ABB	IEC – 56.1	N: MB00694
Tipo: SFAS/6	Masa: 208 kg.	
Intensidad Nominal en Servicio Continuo: 630 Amperios.		
Frecuencia: 50/60 Hz	Tensión: 17.5 kV	
Intensidad Admisible durante tres segundos: 23 kA.		
Tensión de cierre: 60 ms.	Tiempo de Apertura 70 ms.	
A la Tensión de 17.5 kV.		
Poder de Corte: 20 kA	Poder de Cierre: 58 kA.	

La barra correspondiente al transformador 1, alimenta a los circuitos de Pie de Cerro, la Mina, Los Pijiguaos y un circuito de reserva, mientras que la barra correspondiente al transformador 2, alimenta al circuito Campamento, con cuatro circuitos de reserva. Todos los circuitos de salida poseen interruptores de protección de iguales características, el modelo encontrado en el área es mostrado en la tabla 3.3.



Todas las salidas correspondientes al lado de baja de los transformadores, tienen similares esquemas de protección y están constituidos por un relé de sobrecorriente electrónico trifásico para fallas entre fases y otro relé de sobrecorriente electrónico trifásico para fallas a tierra de tiempo muy inverso.

3.3.2 Línea de Transmisión.

Desde la subestación Pijiguaos la energía eléctrica es transportada a través de una línea de distribución doble terna con nivel de tensión en 13.8kV, sin embargo, actualmente este nivel es de 14.5kV. La configuración de la línea es horizontal, esta anteriormente estaba alimentada por una unidad generadora: Turbo-Gas AEG-KANIS 5000, de 13.8kV. El conductor utilizado en el circuito de distribución es tipo Arvidal #4/0. Estas líneas salen de la subestación a través del disyuntor 3-05 (ver figura 3 del anexo C), estando la terna inferior alimentada directamente de la subestación Pijiguaos, mientras que la terna superior no está alimentada por la subestación, pero a unos metros de la entrada al área Campamento, entra en contacto con la terna inferior, de manera que a partir de ese momento, la terna superior es alimentada, y se convierte en un camino de retorno a la subestación, por esto se puede decir que el circuito Campamento, en realidad está operando con una sola terna.

La configuración es la misma a lo largo de todo el trayecto que recorre hacia y dentro de Campamento. En el recorrido de dicho circuito se encuentran diversas cargas aisladas y/o derivaciones. Aproximadamente a 451 M de su salida de la subestación este circuito presenta su primera derivación a un transformador de 15 kVA, que alimenta parte de las señalizaciones de la vía férrea; la segunda derivación de este circuito se encuentra aproximadamente a 1.5 kM de la subestación, esta alimenta a un banco de transformadores de 3x25 kVA, ubicado a 1.2 kM del inicio de la derivación, y con una inclinación, con respecto al troncal, de aproximadamente 45°, el mismo alimenta a diversas antenas de recepción y transmisión pertenecientes a la empresa, siendo estas las encargadas de la radiodifusión y telecomunicación de la



empresa y sus zonas adyacentes; posteriormente, aproximadamente a 1.5 kM, desde el último punto, este circuito entra al área residencial Campamento, presentando derivaciones para el Campamento La Guacamaya, Campamento Trapichote, Centro Poblado y Planta de Potabilización, esta última tiene un recorrido desde el inicio de la derivación, de aproximadamente 3 kM.

El tramo principal, o recorrido de las ternas en la vía principal del área campamento, posee una longitud de 4.5 kM aproximadamente.

El circuito posee una longitud total de líneas de 20.90 kM aproximadamente, entre tramo principal y laterales o derivaciones.

Las derivaciones están especificadas en la siguiente tabla por orden de aparición desde la subestación, con su respectiva longitud.

Tabla 3.4. Longitud de los ramales presentes en el circuito.

Derivación	Longitud (M)
1. Antena	1542.81
2. Guacamaya	2820.69
3. Club Mayor - Moscú	3443.89
4. Telecomunicaciones	1053.55
5. Riñón - Trapichote	7540.47

El circuito Campamento posee 6 seccionamientos principales, y 32 seccionamientos en los ramales. De acuerdo al recorrido realizado, se nota que la distribución de seccionadores es adecuada, estando colocados en puntos estratégicos y de vital importancia. De los seccionadores presentes en el circuito 1 es tripolar, el resto son monopolares.

La línea de transmisión está formada por postes de alineación, con las siguientes características:



- Poste tubular de acero de 13.7 M
- Crucetas doble de H.G de 2.44 M
- Pletinas de 71 cm
- Aisladores de espigas.
- Palillos.
- Abrazaderas 4T-7-7 1”
- Barra de tierra Copperweld.
- Fundación sencilla $R_c = 150 \text{ kg/m}^2$
- Conector de tierra al poste.

El otro tipo de poste que se observo en la línea de transmisión fueron las estructuras de amarre, las cuales tienen las siguientes características:

- Postes tubulares de acero de 13.7 M
- Crucetas doble de H.G. de 300 M
- Pletinas de 71 cm
- Aisladores de espigas
- Palillos.
- Abrazaderas 4T-7-7 1”
- Barra de tierra Copperweld.
- Fundación sencilla $R_c = 150 \text{ kg/m}^2$



- Conector de tierra al poste.

3.3.2.1 Parámetros de la Línea.

La línea posee un conductor de Arvidal # 4/0 AWG de 7 hilos, de acuerdo a las especificaciones de fábrica, el conductor tiene los siguientes parámetros:

Tabla 3.5. Parámetros eléctricos del conductor 4/0 AWG.

Nombre	Calibre (*) AWG o MCM	Construcción		Ø mm Conduc	Peso Aprox kg/km	Carga Rotura Nominal en kg	Ω/km DC a 20 °C	Corriente Nominal Amp.
		° de Hilos	Ø Hilo (mm)					
ALLIANCE BUTTE 4/0		7	4,77	14,31	343	3883	0,268	395

Para la línea de transmisión la impedancia de secuencia positiva y cero se muestra en la tabla 3.6

Tabla 3.6. Parámetros eléctricos de la línea para secuencia positiva y cero.

CALIBRE	R^+ (Ω/KM)	X^+ (Ω/KM)	$B^+[(1/Ω)/KM]$	R^0 (Ω/KM)	X^0 (Ω/KM)	$B^+[(1/Ω)/KM]$
ARV. # 4/0	0.26764	0.41572	0.3954×10^{-3}	0.44405	0.21098	0.1657×10^{-3}

3.3.2 Generadores.

El circuito eléctrico Campamento de CVG BAUXILUM Los Pijiguaos, dispone de generación propia, la cual se integra al circuito de manera manual al ocurrir una falla en el Campamento trapichote y Guacamaya, así como en el Hospital, en el edificio de Telecomunicaciones y en la planta de Potabilización. En la tabla 3.7 se muestran las características de estos generadores.



Tabla 3.7. Características de los generadores presentes en el circuito actualmente.

PLANTA #	# DE SERIAL	CAPACIDAD	UBICACIÓN
CATERPILLAR MG – 3408	24Z01656	310 kW - 240 V 930 A	HOSPITAL
CATERPILLAR MG – 3512	24Z01188	1563 KW 1975 KVA	TRAPICHOTE
CATERPILLAR MG – 3512	81Z04066	1563 KW 1975 KVA	GUACAMAYA
CUMMINS MG – 4B3.9	38S2380	50 KW 525 KVA	POTABILIZACIÓN
CATERPILLAR MG – 3512	81Z06519	500 KW 625 KVA	TELECOMUNICACIONES

3.3.4 Transformadores.

El circuito cuenta con 105 puntos de transformación. A continuación, en la tabla 3.8, se muestran las características principales de los transformadores conectados al sistema.

3.3.5 Parámetros de la Carga Instalada.

El circuito eléctrico Campamento cuenta con una carga total instalada de 14150.5 kVA. La demanda máxima del mismo es de 186,96A.

El Fp más crítico que ha presentado el circuito este año, según las lecturas registradas en los contadores electrónicos de la s/e, es de 0.77.

3.3.6 Plano del Circuito Campamento.

En la figura 3.1 se puede apreciar la imagen del circuito campamento dibujada en AutoCAD. Así mismo, este plano será anexado a la tesis en su tamaño original.

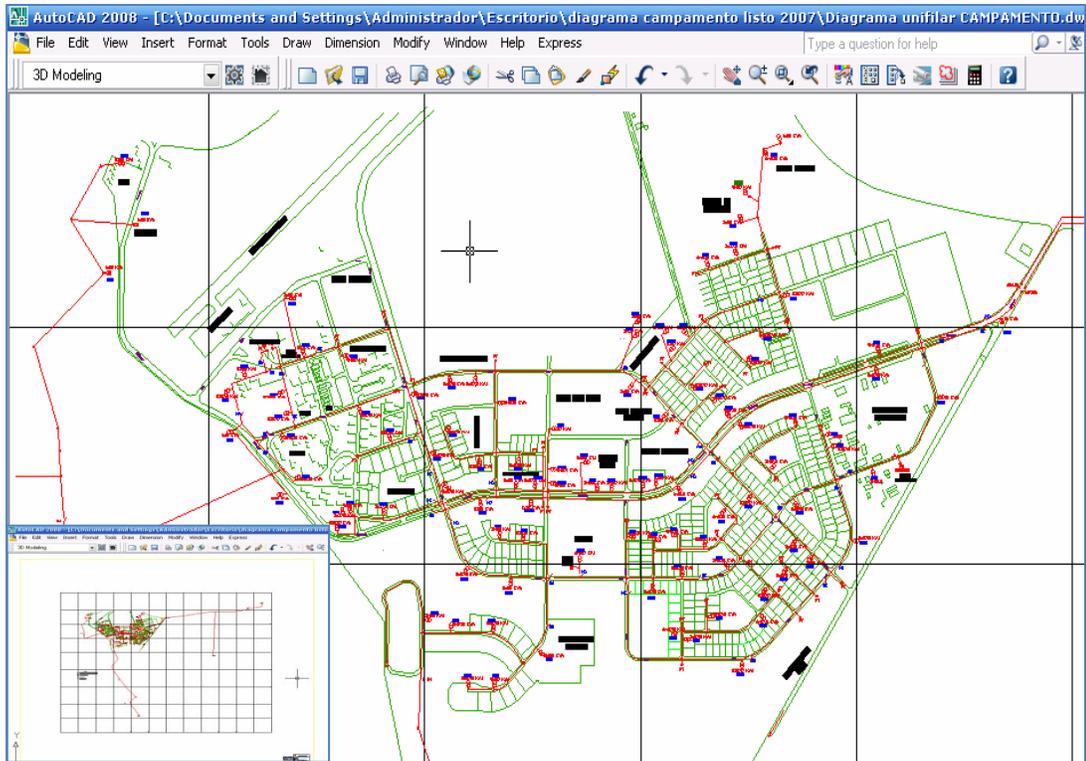


Figura 3.1 Diagrama del Circuito Campamento.



Tabla 3.8. Características de los Transformadores de Distribución.

CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	RELACIÓN	CONEXIÓN	IMPEDANCIA (%)
1X15 KVA	9	13,8KV- 120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2,1
3X15 KVA	0	13,8KV- 120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2,1
1X25 KVA	1	13,8KV- 120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2,1
3X25 KVA	13	14,4/24,94 KV- Y-120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2,1
1X37,5 KVA	1	14,4/24,94 KV- Y-120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2
3X37,5 KVA	60	14,4/24,94 KV- Y-120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2
3X50 KVA	8	14,4/24,94 KV- Y-120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	1,8
3X75 KVA	3	14,4/24,94 KV- Y-120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2
3X100 KVA	5	14,4KV- 120/240V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	1,9
3X167 KVA	3	13,8KV- 120/240 V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2
3X250 KVA	2	13,8KV- 120/240V	Δ - \underline{Y} $\underline{\underline{\text{N}}}$	2,1



CAPITULO IV

METODOLOGÍA

En este capítulo se expondrá la metodología utilizada para llevar a cabo la realización de los estudios de caída de tensión, confiabilidad, cortocircuito y compensación de reactivos. Así como se mostrarán parte de los cálculos realizados para dichos estudios y los resultados arrojados por los softwares ETAP 5.03 y PADEE como parte de la evaluación.

4.1 Estudio de Confiabilidad.

4.1.1 Metodología Propuesta.

En la evaluación del circuito eléctrico Campamento, referida al estudio de Confiabilidad, se propone una metodología la cual se desarrolla en cuatro fases, que permiten un análisis integral para establecer conclusiones contundentes y recomendaciones adaptadas a la realidad de la empresa. A continuación se indican y se explican cada una de las fases:

➤ **FASE 1: Recopilación de Información.** La información obtenida fue suministrada por el personal del Departamento de Planificación de la Gerencia de Manejo de Mineral, mediante los reportes de las ordenes de Mantenimiento de la unidad de Alta Tensión, y fue verificada por el personal que labora en esta unidad, con el fin de corroborar cuales de estas órdenes provenían de salidas tanto forzadas como programadas en el circuito.

➤ **FASE 2: Graficas Estadísticas de las Fallas por Año.** En esta etapa se procedió a graficar las fallas ocurridas en el circuito por año, tanto programadas como



➤ forzadas, con el fin de visualizar la variación y ocurrencia de fallas en el mismo, que lleven a presentar un resumen de la clasificación de las interrupciones por año, en donde, además del número de interrupciones, se muestra su participación porcentual con respecto a la causa que la produjo y con respecto al total de interrupciones.

➤ **FASE 3: Tabla de Interrupciones.** Con la información obtenida en la fase 1, referente a las interrupciones ocurridas en un periodo de 6.8 años a nivel de 13.8 kV, se procedió a la elaboración de la tabla.

El código para identificar el tipo de falla que contiene la tabla se clasifican de la siguiente manera:

Clasificación de las salidas forzadas en el circuito Campamento.

Esta clasificación se hizo tomando en cuenta los causantes de las salidas forzadas del circuito, identificando cada elemento de interrupción con un código que será explicado a continuación.

F.E: Falla de Equipo.

N.D: No Determinada.

L.R: Línea Rota.

C.A: Condiciones Atmosféricas.

P.M: Por Maniobra.

P.A: Puente Abierto.

1) *Falla de Equipo:* Son salidas producidas por fallas en los diferentes equipos que componen el sistema, incluyendo transformadores, fusibles, seccionadores, equipos de protección, pararrayos, entre otros.

2) *No Determinada:* Son fallas que se producen en las acometidas de los ramales de circuitos en 13.8 kV y que ocasionan salidas de estos circuitos.



3) *Línea Rota*: Este tipo de falla incluye la rotura del conductor de una fase cuando excede su capacidad de ruptura debido a la acción del viento o al pose de animales sobre las líneas. También se incluye acá el desprendimiento de los conductores en los amarres causados por las vibraciones producidas por el viento.

4) *Condiciones Atmosféricas*: se incluyen las fallas producidas por tormentas, lluvias, sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas momentáneas debidas al roce de las líneas con árboles o por el desprendimiento de una rama sobre la línea energizada.

5) *Por maniobra*: Son las fallas producidas por las distintas maniobras en la operación del sistema. Se incluyen salidas de circuitos en la seccionalización de ramales del mismo, sobretensiones por transferencia de barra o en la realización de trabajos en caliente (por ejemplo: instalación de un transformador).

6) *Puente Abierto*: Son las fallas registradas por aperturas de los conductores que unen las líneas en los puntos de amarre y pueden ser causadas por el desprendimiento de las ligaduras y conectores de amarre de las líneas.

➤ **FASE 4: Cálculo de los Índices de Confiabilidad.** Esta fase se realizó tomando en cuenta tres consideraciones:

1) Obtención de los parámetros de confiabilidad de los equipos (líneas, transformadores) de la red, considerando la tasa de fallas por año, y el tiempo de reparación, r , en horas.

2) Asumiendo los resultados arrojados en la consideración 1 como los índices de confiabilidad de cada elemento (línea y transformador) se procederá a analizar cada tramo o ramificación del circuito con el fin de encontrar los puntos más propensos a fallar, por la configuración en serie con en el que cuenta el mismo.



3) Cálculo de los parámetros de confiabilidad del circuito por año, en los años de estudio (6.8 años), que permita determinar la confiabilidad y muestre la situación actual del mismo.

4.1.2 Gráficas Estadísticas de Fallas por año.

En esta sección se presenta el análisis estadístico de las interrupciones suscitadas desde el año 2002 hasta el mes de octubre del 2008. Las gráficas obtenidas permiten relacionar y estudiar la ocurrencia de las diversas fallas en el circuito.

4.1.2.1 Por su Origen:

Las interrupciones se clasifican en salidas programadas y salidas forzadas. En la siguiente tabla se muestra esta clasificación para los 6.8 periodos de análisis.

Tabla 4.1. Clasificación de las Interrupciones por su origen.

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
Salidas Programadas	4	3	6	1	9	8	15	46
Salidas Forzadas	20	5	11	13	11	11	24	95

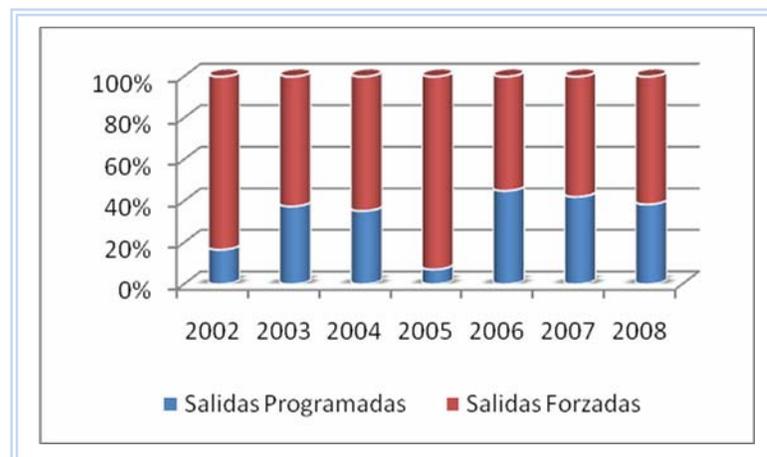


Figura 4.1. Clasificación porcentual de las Interrupciones por su origen.



4.1.2.2 Por su Causa:

La clasificación de las interrupciones no programadas se observan en la fase 3 de la metodología para este estudio.

Tabla 4.2. Clasificación de las Interrupciones no programadas.

AÑOS	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
Falla de Equipos	5	3	4	4	3	6	13	38
No Determinada	12	0	1	1	6	1	3	24
Línea Rota	2	1	1	5	2	3	7	21
Condiciones Atmosféricas	1	1	2	0	0	0	1	5
Por maniobra	0	0	1	3	0	1	0	5
Puente Abierto	0	0	2	0	0	0	0	2

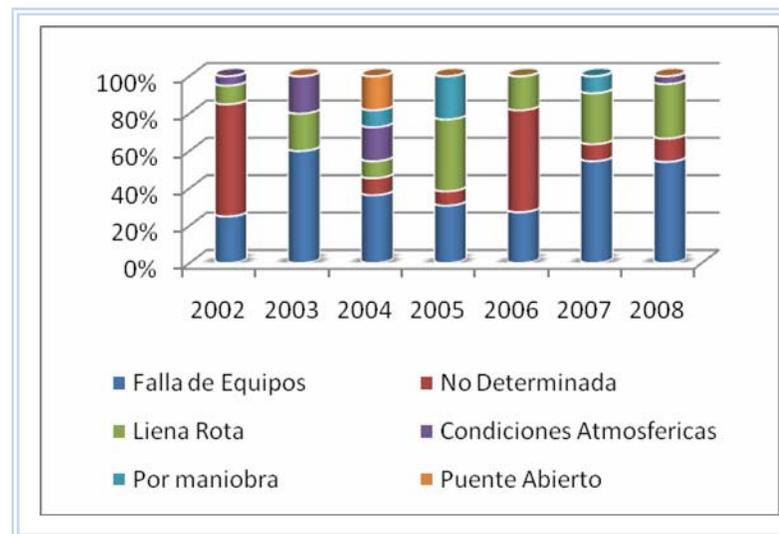


Figura 4.2. Clasificación de las Interrupciones no programadas.

4.1.2.3 Por su Duración:

En la siguiente tabla se muestra el tiempo en hora de las interrupciones según el tipo de falla, para los 6.8 periodos de análisis.



Tabla 4.3. Representación del tiempo por Interrupciones no programadas.

Años	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Falla de Equipos	14	13	28	37	18	22	49
No Determinada	26	0	0	25	27	4	8
Línea Rota	11	10	9	22	29	17	53
Condiciones Atmosféricas	7	5	10	0	0	0	4
Por Maniobra	0	0	13	6	0	8	0
Puente Abierto	0	0	6	0	0	0	0

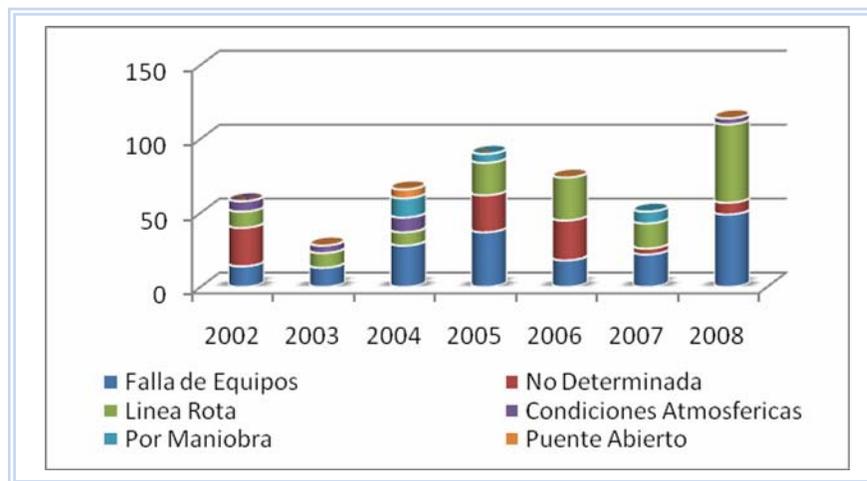


Figura 4.3. Representación del tiempo por Interrupciones no programadas.

4.1.3 Tabla de falla.

Las tablas de interrupciones se encuentran en la figura 1 del anexo D

4.1.4 Cálculo de los Índices de Confiabilidad.

Con las tablas de fallas elaboradas en la sección anterior se logra la evaluación de confiabilidad en el circuito.

4.1.4.1 Cálculos de la Confiabilidad por Equipo.

Tomando las fallas por equipo conectado al circuito (transformadores y líneas) se procedió al cálculo de la tasa de falla de cada uno.



De la ecuación 2.17 se tiene que la tasa de falla es:

$\lambda = \frac{\text{fallas}}{\text{añosdeestu dio}}$, aplicado a un elemento la ecuación queda:

$$\lambda = \frac{\text{fallas}}{N * \text{añosdeestu dio}}; \quad [\text{Ec. 2.101}]$$

Donde N sería la cantidad de elementos expuestos a fallar.

- *Transformadores:*

$$\lambda = \frac{32 \text{ fallas}}{293 * 6,8 \text{ años}} \Rightarrow \lambda = 0,016 \text{ fallas / años}$$

De la ecuación 2.15 se tiene que:

$$MTTR = \frac{109 \text{ horas}}{32 \text{ fallas}} \Rightarrow MTTR = 3,4063 \text{ horas / fallas}$$

- *Líneas:*

$$\lambda = \frac{21 \text{ fallas}}{6,8 \text{ años} * 20,90 \text{ km}} \Rightarrow \lambda = 0,148 \text{ fallas / años / km}$$

$$MTTR = \frac{132 \text{ horas}}{21 \text{ fallas}} \Rightarrow MTTR = 6,2857 \text{ horas / fallas}$$



4.1.4.2 Cálculos de la Confiabilidad por Tramo o Ramificación.

- Derivación 1: (Antena)

Línea:

$$\lambda_{L_1} = 0.148 \text{ fallas / años / km} * 1.54281 \text{ km} \Rightarrow \lambda_{L_1} = 0.2283 \text{ fallas / años}$$

$$R_{L_1} = 0.7959 \approx 79.59\%$$

Transformadores:

$$\lambda_{T_1} = 0.016 \text{ fallas / años} * 3 \text{ transf.} \Rightarrow \lambda_{T_1} = 0.048 \text{ fallas / años}$$

$$R_{T_1} = 0.9531 \approx 95.31\%$$

La Confiabilidad del tramo sería:

$$R_1 = R_{T_1} * R_{L_1} = 0.7959 * 0.9531 = 0.7586 \Rightarrow R_1 = 75.86\%$$

- Derivación 2: (Guacamaya)

Línea:

$$\lambda_{L_2} = 0.148 \text{ fallas / años / km} * 2.82069 \text{ km} \Rightarrow \lambda_{L_2} = 0.4175 \text{ fallas / años}$$

$$R_{L_2} = 0.6587 \approx 65.87\%$$

Transformadores:

$$\lambda_{T_2} = 0.016 \text{ fallas / años} * 36 \text{ transf.} \Rightarrow \lambda_{T_2} = 0.576 \text{ fallas / años}$$

$$R_{T_2} = 0.5621 \approx 56.21\%$$

La Confiabilidad del tramo sería:

$$R_2 = R_{T_2} * R_{L_2} = 0.6587 * 0.5621 = 0.3703 \Rightarrow R_2 = 37.03\%$$



- Derivación 3: (Club Mayor - Moscú)

Línea:

$$\lambda_{L_3} = 0.148 \text{ fallas / años / kM} * 3,44389 \text{ kM} \Rightarrow \lambda_{L_3} = 0,5097 \text{ fallas / años}$$

$$R_{L_3} = 0,6007 \approx 60.07\%$$

Transformadores:

$$\lambda_{T_3} = 0.016 \text{ fallas / años} * 88 \text{ transf.} \Rightarrow \lambda_{T_3} = 1.408 \text{ fallas / años}$$

$$R_{T_3} = 0,2446 \approx 24.46\%$$

La Confiabilidad del tramo seria:

$$R_3 = R_{T_3} * R_{L_3} = 0,6007 * 0,2446 = 0,1469 \Rightarrow R_3 = 14.96\%$$

- Derivación 4: (Telecomunicaciones)

Línea:

$$\lambda_{L_4} = 0.148 \text{ fallas / años / kM} * 1,05355 \text{ kM} \Rightarrow \lambda_{L_4} = 0,1559 \text{ fallas / años}$$

$$R_{L_4} = 0,8556 \approx 85.56\%$$

Transformadores:

$$\lambda_{T_4} = 0.016 \text{ fallas / años} * 24 \text{ transf.} \Rightarrow \lambda_{T_4} = 0.384 \text{ fallas / años}$$

$$R_{T_4} = 0,6811 \approx 68.11\%$$

La Confiabilidad del tramo seria:

$$R_4 = R_{T_4} * R_{L_4} = 0,8556 * 0,6811 = 0,5827 \Rightarrow R_4 = 58.27\%$$



- Derivación 5: (Trapichote)

Línea:

$$\lambda_{L5} = 0.148 \text{ fallas / años / kM} * 7,54047 \text{ kM} \Rightarrow \lambda_{L5} = 1,11599 \text{ fallas / años}$$

$$R_{L5} = 0,3276 \approx 32.76\%$$

Transformadores:

$$\lambda_{T5} = 0.016 \text{ fallas / años} * 95 \text{ transf.} \Rightarrow \lambda_{T5} = 1.52 \text{ fallas / años}$$

$$R_{T5} = 0,2187 \approx 21.87\%$$

La Confiabilidad del tramo sería:

$$R_5 = R_{T5} * R_{L5} = 0,3276 * 0,2187 = 0,0716 \Rightarrow R_5 = 7.16\%$$

A continuación se tabularan estos resultados para su mejor comprensión:

Tabla 4.4. Resultados de Confiabilidad por Tramos o Derivaciones.

Derivación	CONFIABILIDAD (%)		
	Transformadores	Líneas	Total
Antena	95.31	79.59	75.86
Guacamaya	56.21	65.87	37.03
Club Mayor-Moscú	24.46	60.07	14.69
Telecomunicaciones	68.11	85.56	58.27
Trapichote	21.87	32.76	7.16

4.1.4.3 Cálculos de los Índices de Confiabilidad en el Circuito.

Tomando el número de fallas ocurridas en un tiempo determinado del circuito se procedió a determinar los índices de fallas del mismo. El número total de años estaría representado por m_i , y el número total de fallas en ese tiempo estaría representado por N



De aquí, y aplicando la ecuación 2.14, se obtendría el Tiempo Medio entre Fallas:

$$MTBF = \bar{m} = \frac{m_i}{N}$$

La rata de falla se obtiene aplicando la ecuación 2.17 la cual es:

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}}$$

El tiempo total de falla en los años de estudio se representaría por r_i , la cual está dada en horas, por lo que, aplicando la ecuación 2.15 se tiene que la rata de reparación para el circuito será:

$$MTTR = \bar{r} = \frac{r_i}{N}$$

La indisponibilidad o promedio de horas fuera de servicio por cada año resultaría de:

$$F.O.R = \lambda \cdot \bar{r}$$

La Indisponibilidad porcentual estaría dada por:

$$\bar{A} = \frac{\lambda \cdot \bar{r}}{8760}$$

De donde la Disponibilidad porcentual viene dada por:

$$A = 1 - \bar{A}$$

Resultando La Confiabilidad del circuito de la siguiente ecuación: $R(t) = e^{-\lambda t}$



A continuación se tabularan los resultados obtenidos en los índices de confiabilidad para el circuito en cada uno de los años de estudio, con el fin de analizar la variación de los niveles de ocurrencia de falla a través de los años.

Tabla 4.5. Índice de Confiabilidad por año.

AÑO	MTBF (años/fallas)	λ (fallas/años)	MTTR (horas/fallas)	F.O.R.	\bar{A} (%)	A(%)	R(%)
2002	0,050	20	2,85	57	0,6507	99,35	18,89
2003	0,2	5	5,6	28	0,3196	99,68	65,92
2004	0,0909	11	6	66	0,7534	99,25	39,99
2005	0,0769	13	6,9231	90	1,03	98,97	33,85
2006	0,0909	11	6,7273	74	0,84	99,16	39,99
2007	0,0909	11	4,6364	51	0,58	99,42	39,99
2008	0,0417	24	4,75	114	1,3	98,7	13,53

4.2 Estudio de Caída de Tensión.

4.2.1 Metodología Propuesta.

Para el análisis de caída tensión se procedió al cálculo de los parámetros de la línea (R, X), para posteriormente calcular la constante de distribución (K). Una vez calculados estos parámetros, se procedió a utilizar el método de KVAXL. Para esto se tomo el diagrama unifilar del circuito y se convirtió en un diagrama de cargas, y se designo el troncal del mismo, tomando en cuenta la parte más larga del alimentador, y con mayor cantidad de carga conectada. Después se procedió a puntualizar las cargas de los ramales en el troncal principal, y se realizo el respectivo cálculo.

Este estudio también se realizo con la ayuda de la herramienta computacional PADEE (Sistema Integral de Distribución).



4.2.2 Cálculo de los Niveles de Caída de Tensión.

4.2.2.1 Cálculo de la Reactancia Inductiva (X_L)

Disposición de la línea: Horizontal

Los parámetros de la línea se pueden consultar en la tabla 3.5

4.2.2.1.1 Distancias para el cálculo de D_S .

$$D_S = RMG = \sqrt[49]{r^7 \times (4r)^6 \times (2r)^{24} \times (2r\sqrt{13})^{12}} ;$$

$$\text{Donde: } r' = re^{-2/4} = 0,7788 * r ,$$

Sustituyendo en la fórmula de D_S , se tiene:

$$D_S = RMG = \sqrt[49]{(0,7788)^7 * 2^{48} * 3^6 * r^{48}} \Rightarrow D_S = 2,1767 * r$$

$$\text{Como } D_H = 4,77 \text{ mm} \Rightarrow R_H = \frac{D_H}{2} = r$$

$$r = 2,385 \times 10^{-3}$$

$$D_S = RMG = 2,1767 * 2,385 \times 10^{-3} \Rightarrow RMG = 5,1914 \times 10^{-3}$$

4.2.2.1.2 Cálculo de D_{eq} .

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}}$$

$$D_{12} = 0,6 \text{ m}$$



$$D_{13} = 2,4\text{m}$$

$$D_{23} = 1,8\text{m}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{0,6 * 2,4 * 1,8} \Rightarrow D_{eq} = 1,3737\text{m}$$

El cálculo de X_L , es caso sigue: $X_L = X_a + X_d$

$$X_L = 4,657 \times 10^{-3} * f \left[\log \frac{D_{eq}}{D_s} \right]$$

$$X_L = 4,657 \times 10^{-3} * f \left[\log \frac{1,3737}{5,1914 \times 10^{-3}} \right]$$

$$X_L = 0,677 \Omega/\text{milla por fase}$$

$$X_L = 0,421 \Omega/\text{kM por fase}$$

4.2.2.2 Calculo de la Resistencia (R)

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + T_2}{T + T_1}$$

$$R_{ac(70^\circ C)} = \left(\frac{228 + 70}{228 + 20} \right) * 0,268$$

$$R_{ac(70^\circ C)} = 0,322 \Omega/\text{kM por fase}$$

Tomando la ecuación 2.46, y el factor de potencia más crítico registrado en el circuito por este año, se tiene que:



$$K = \frac{(0,322 \times 0,77 + 0,421 \times 0,64)}{10 \times (13,8)^2} \Rightarrow K = 2,717 \times 10^{-4}$$

4.2.2.3 Cálculo de Caída de Tensión.

El diagrama de cargas del circuito se encuentra en la figura 2 del anexo D, en este está representado el troncal del circuito. Luego de puntualizar las cargas se obtiene los kVA por la distancia.

$$KVAxL = 55665,31665 [KVAxkM]$$

$$KVAxL = 18555,106 [KVAxkM] \text{ por fase}$$

$$\%V = K \times KVAxL = 2,717 \times 10^{-4} * 18555,106$$

$$\%V = 5,04\%$$

4.2.3 Resultados arrojados por el PADEE.

La Caída de Tensión mediante el software PADEE (SID) arrojó el valor de 5.55 %, específicamente en la entrada del portón A o puesto de Guardia Nacional del Campamento, tal como se observa en la figura 4.1.

Los valores obtenidos en ambos casos no presentan diferencias significativas.

Los otros resultados de caída de tensión arrojados por el software, referente a otros puntos del circuito, se encuentran desde la figura 4 hasta la 10 del anexo D

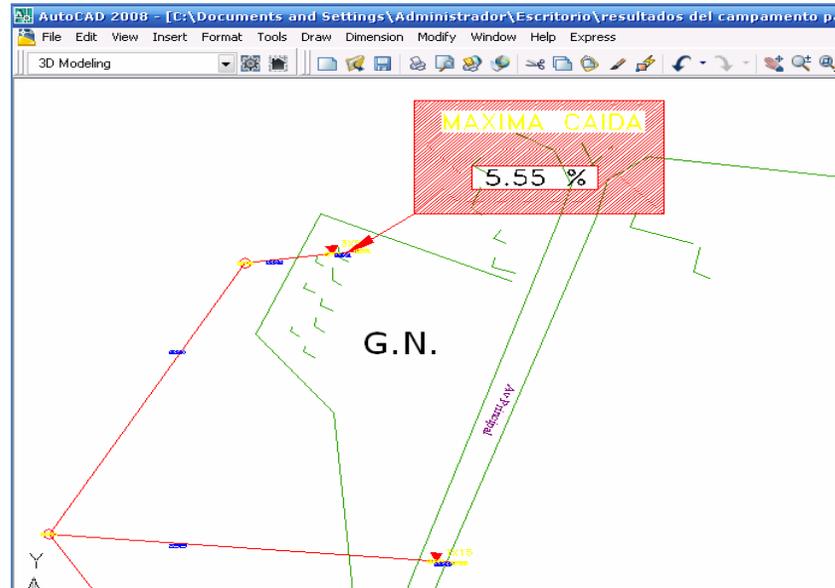


Figura 4.4. Punto más crítico de caída de tensión.

4.3 Estudio de Cortocircuito.

4.3.1 Metodología Propuesta.

Para realizar este estudio se tomaron los niveles de cortocircuito aportados por la empresa de suministro eléctrico ELECENRO, los cuales están en la siguiente tabla:

Tabla 4.6. Potencia de cortocircuito de la subestación Pijiguaos.

	Barra 115 kV	Barra 13.8 kV
1F-T	55 MVA	47 MVA
3F	139 MVA	106 MVA
2F-T	120 MVA	95 MVA

Este estudio se realizó con la ayuda del módulo “short-circuit analysis” del software ETAP 5.03, bajo la norma IEC, para cortocircuito trifásico.



También se calcularon los niveles de cortocircuito trifásico de manera teórica utilizando el método de las impedancias, el cual consiste en determinar las corrientes de cortocircuito a partir de las impedancias que representa el circuito. Esta impedancia se calcula una vez se han totalizado separadamente las diferentes resistencias y reactancias del circuito del defecto, incluida la fuente de alimentación, hasta el punto considerado. Dicho cálculo se realizó en el punto más crítico, este se encuentra en la primera derivación del circuito, correspondiente a un banco de transformadores que alimenta parte de las señalizaciones de la vía férrea, el cual se muestra a continuación.

4.3.2 Cálculo de los Niveles de Cortocircuito.

4.3.2.1 Impedancias del Sistema:

- Para la red de aguas arribas:

Tomando la ecuación 2.63 se tiene que:

$$Z_a = \frac{(20 \times 10^3)^2}{106 \times 10^6} \Rightarrow Z_a = 1,98 \Omega$$

Como para 20kV $R_a/Z_a \gg 0,2$, aplicando la ecuación 2.65, se dice que:

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - (0,2)^2} = 0,980 \Rightarrow X_a = 0,980 Z_a$$

De aquí que: $X_a \approx Z_a$

$$X_a = 0,98 \times (1,98) \Rightarrow X_a = 1,9404 \Omega$$

$$R_a = 0,2 Z_a \Rightarrow R_a = 0,396 \Omega$$



- 1^{era} Derivación:

$$X_L = 0,421 \Omega/kM \times 0,40292 kM \Rightarrow X_L = 0,1696 \Omega$$

$$R_L = 0,322 \Omega/kM \times 0,40292 kM \Rightarrow R_L = 0,1297 \Omega$$

4.3.2.2 Corriente de Cortocircuito trifásico.

- Defecto en el punto más crítico: (1^{era} derivación)

$$X_p = 0,1696 + 1,9404 \Rightarrow X_p = 2,11 \Omega$$

$$R_p = 0,396 + 0,1297 \Rightarrow R_p = 0,5257 \Omega$$

$$Z_p = \sqrt{X_p^2 + R_p^2} \Rightarrow Z_p = 2,1745 \Omega$$

$$I_p = \frac{13,8 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 2,1745} \Rightarrow I_p = 3664,03 A \Rightarrow I_{p3\phi} = 3,664 kA$$

4.3.3 Resultados arrojados por el ETAP 5.03.

Los resultados arrojados por el ETAP, por cada derivación, se muestran en la tabla dada a continuación.



Tabla 4.7. Resultados de Cortocircuito por Tramos o Derivaciones arrojados por el ETAP.

Derivación	Corriente de Cortocircuito (kA)
1 ^{era} Derivación	3,67
Antena	2,6
Guacamaya	2,18
Club Mayor-Moscú	1,891
Telecomunicaciones	1,79
Trapichote	1,767

4.4 Estudio de Compensación de Reactivos.

4.4.1 Metodología Propuesta.

El estudio se realizó de forma teórica y con la ayuda del software PADEE (SID). Los cálculos teóricos, referidos a la potencia reactiva necesaria para el circuito, se realizaron en base a la información suministrada por ELECENTRO, referente a las mediciones en los equipos electrónicos de la subestación, en la cual se especifica el consumo de potencia activa, reactiva, aparente y la variación del factor de potencia del circuito eléctrico Campamento, desde el mes de julio hasta diciembre, como se muestra en la siguiente figura.

Con la ayuda del software PADEE, además de ratificar el valor necesario de potencia reactiva, se determinó la ubicación óptima de los bancos de capacitores para compensar los reactivos que requiere el circuito, así como mejorar la caída de tensión del mismo.



PROMEDIO DE CONSUMO DE CAMPAMENTO									
Campamento	E (KWH)	Q (KVARH)	S (KVAH)	P (KW)	Q (KVAR)	S (KVA)	PF	PF(AJUSTADO)	FC
Julio	2.268.217,4	1.264.581,4	2.596.916,6	3.563	2.936	4.617	0,77	0,95	87,21%
Agosto	923.345,1	516.872,5	1.058.169,9	3.563	1.621	3.914	0,91	0,95	35,50%
Septiembre	2.007.272,0	1.119.054,1	2.298.134,7	3.513	1.838	3.964	0,89	0,95	78,28%
Octubre	2.238.108,3	1.149.163,2	2.515.890,5	4.065	1.851	4.466	0,91	0,95	75,43%
Noviembre	2.318.399,2	1.159.199,6	2.592.049,1	4.416	1.925	4.817	0,79	0,95	71,92%
Diciembre	2.378.617,3	1.219.417,7	2.672.975,9	4.366	1.915	4.767	0,82	0,95	74,63%
TOTAL	12.133.959,24	6.428.288,58	13.731.564,40	23.485	12.442	26.577,22	0,88	0,95	XXXX
MIN	923.345,1	516.872,5	1.058.169,9	3.513	1.621	3.914	0,77	0,95	35,50%
PROM	2.022.326,54	1.071.381,43	2.289.022,76	3.914	2.014	4.424	0,85	0,95	70,49%
MAX	2.378.617,3	1.264.581,4	2.672.975,9	4.416	2.936	4.817	0,91	0,95	87,21%

Figura 4.5. Datos suministrados por ELECENRO.

4.4.2 Cálculo de Compensación de Reactivos.

La Potencia activa más elevada registrada en el semestre es de $P = 4416 \text{ kW}$

El factor de Potencia mas critico es de 0,77

El factor de Potencia deseado es de 0,95

Tomando la tabla de la figura 4 del anexo B, se obtiene un factor de multiplicación de 0,5.

Multiplicando este factor por la potencia activa del circuito, se obtiene la potencia reactiva a instalar:

$$Q = P \times F \Rightarrow Q = 4416 \times 0,5 \Rightarrow Q = 2208 \text{ kVAR}$$

Normalizando, queda que: $Q = 2400 \text{ KVAR}$

La potencia liberada como consecuencia de la compensación, sería:

$$KVA = kW \left(\frac{1}{\cos \theta_{actual}} - \frac{1}{\cos \theta_{corregido}} \right)$$

$$KVA = 1086,644$$



4.4.2 Resultados arrojados por el PADEE.

Según los resultados arrojados por el simulador, se recomienda instalar 4 bancos de capacitores de 3x200, lo que da una potencia reactiva necesaria de 2400 KVAR.

En la siguiente tabla se muestra la ubicación óptima de los bancos de condensadores según los cálculos teóricos y mediante la simulación:

Tabla 4.8. Resultados teóricos de la Compensación de Reactivos.

Resultado Teórico	
Real: 2208 kVAR	Normalizado: 2400 kVAR

Tabla 4.9. Resultados Simulados de la Compensación de Reactivos.

Resultado de la Simulación			
kVAR	Cantidad de Bancos	Capacidad (kVAR)	Ubicación
2400	4	3x200	Av. D3, frente al museo
			Av. D6
			Calle del edif Telecomunicaciones
			Av. D6, cerca a la clínica

A continuación se muestra las imágenes extraídas del PADEE una vez realizada la corrida del circuito para los bancos de capacitores, en la cual se muestra la ubicación de los mismos. Para mayor entendimiento de la ubicación, ver el plano anexo.

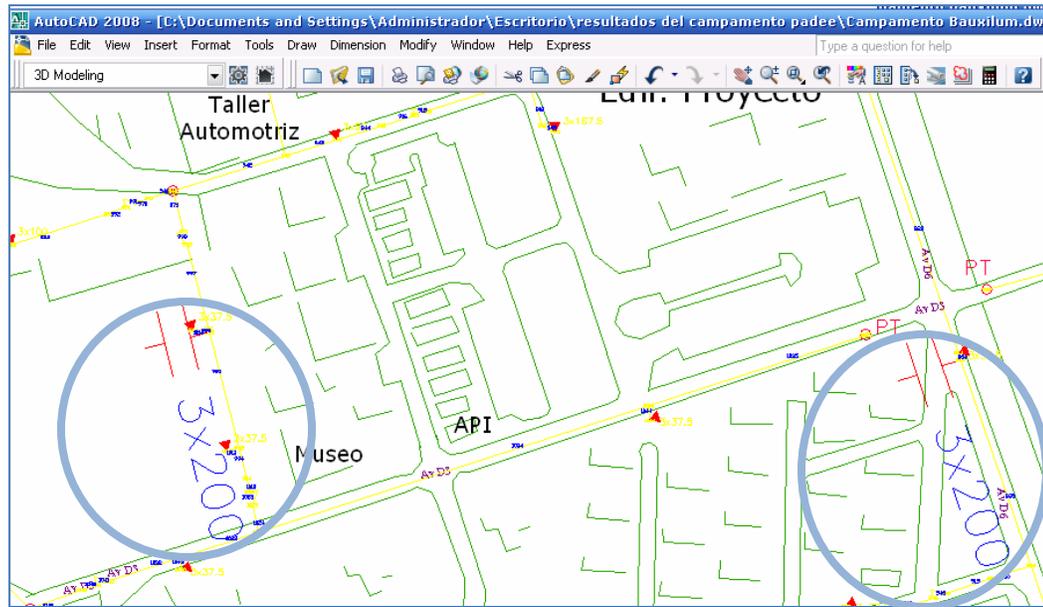


Figura 4.6. Ubicación de banco de Capacitores.

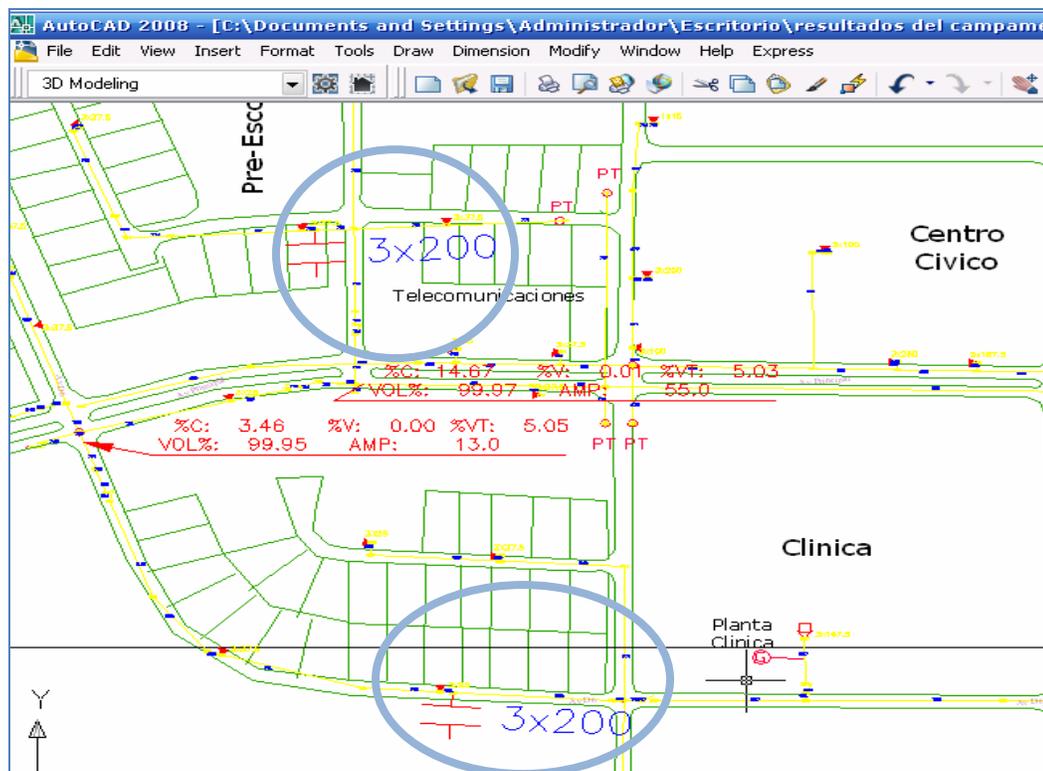


Figura 4.7. Ubicación de banco de Capacitores.



CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Confiabilidad.

➤ De la figura 4.1 se nota que el año con mayor porcentaje de ocurrencia de salidas forzadas fue en el 2005, con un 95%. Además, observando el año 2008, se verifica que con respecto al año 2006, la ocurrencia de fallas se ha incrementado en un 7%. Aunado a esto, se observa que el porcentaje de interrupciones programadas ha disminuido, situación que no es el caso de las interrupciones forzadas que se han incrementado, constituyéndose en un porcentaje alto.

➤ En la figura 4.2 se observa que la mayor ocurrencia de salidas forzadas son del tipo Falla de Equipo, siguiéndole las fallas No Determinadas, y en un tercer lugar, las Líneas Rotas. Además, la figura 4.3 muestra que estos tres tipos de fallas son los que representan el mayor tiempo para el cual el circuito estuvo en reparación.

➤ En base a los resultados del estudio de Confiabilidad para el caso de las derivaciones, es fácil notar que el circuito con mayor tendencia a fallar es el de Trapichote, esto se debe a que es la ramificación con mayor longitud y carga concentrada con la que cuenta el circuito.

➤ Del caso en que se analizó la confiabilidad de todo el circuito, tomando las fallas ocurridas en el mismo por año, en los últimos 6 años 10 meses, se puede observar que en el periodo que va desde el año 2004 al 2007, la tasa de falla se mantuvo entre 11 y 13 fallas/años, mas no así en el 2008, ya que durante este año, la falla aumento casi el doble de los años anteriores. También se hace notar que el promedio de horas fuera de servicio para ese mismo año ha sido la más alta registrada en los últimos 7 años.



5.2 Caída de Tensión.

El cálculo teórico para este estudio arrojó una caída de tensión de 5.04%, mientras que la corrida realizada por el PADEE da un punto máximo o crítico de caída de tensión de 5.55%, el cual corresponde al punto de la guardia nacional o portón A del Campamento. Aunque estos resultados difieren en un 0.51%, hay que prestarles suma atención, ya que en ambos casos, los niveles de caída de tensión están por encima de lo permitido por la norma cadafe, la cual permite un 5% de caída de tensión a nivel de media tensión.

Los puntos con mayor caída de tensión, se ubican sobre la derivación Trapichote, esto se puede demostrar con las figuras del anexo D. Resultando nuevamente esta derivación, así como para el estudio de Confiabilidad, la más crítica para el circuito.

5.3 Cortocircuito.

Los cálculos realizados de manera teórica para el estudio de cortocircuito arrojaron resultados similares a los obtenidos a través del simulador ETAP 5.03, esto se demuestra con el cálculo teórico expuesto, el cual fue realizado al punto más crítico dando una corriente de cortocircuito de 3,664kA, mientras que para el mismo punto en el ETAP, resultó una corriente de cortocircuito de 3,67kA.

Con este estudio se pudo observar que los niveles de cortocircuito de la barra principal de la subestación Pijiguaos de 13.8 kV están muy cercanos a los niveles de falla que tiene la acometida de la empresa elecentro.



5.4 Compensación de Reactivos.

Los resultados obtenidos para la compensación de reactivos de manera teórica fueron respaldados por los arrojados por la herramienta computacional PADEE, apoyándose en la utilización de este software para la ubicación de los bancos de capacitores.

Es de hacer notar que la ubicación de los bancos dado por el software en su mayoría, 3 de 4, se encuentran conectados en el ramal más largo del circuito y con mayor carga conectada, (derivación Trapichote) esto demuestra que dicho tramo es el que presenta mayor demanda de reactivos, así como mayor caída de tensión.



CONCLUSIONES

Luego de haber culminado los estudios y partiendo de un análisis de los mismos, se pueden dar las siguientes conclusiones:

- El circuito eléctrico Campamento en el año 2008 presento el menor índice de Confiabilidad porcentual.
- Los tipos de fallas que han afectado al sistema en mayor proporción son las denominadas FALLA DE EQUIPO, NO DETERMINADA y LINEA ROTA.
- El tramo menos confiable para el circuito es el de Trapichote, presentando una confiabilidad de 7.16%, y puntos más altos de caída de tensión.
- Los niveles de caída de tensión calculados y los arrojados por el software PADEE dan valores de 5.04% y 5.55% respectivamente, los cuales están por encima de los límites establecidos por la norma cadafe.
- Se determinaron los niveles de cortocircuito, con el fin de proponer una revisión y coordinación en los dispositivos de protección del circuito campamento que se encuentran en el pórtico de salida de la subestación Pijiguaos.
- La compensación de reactivos, indicada por el software PADEE, aumentara el factor de potencia y como consecuencia, mejorara la caída de tensión y disminuirá los reactivos consumidos por el circuito.



RECOMENDACIONES

- Elaborar formatos para reportes de novedades en los cuales se especifique las fallas ocurridas en el sistema, indicando con exactitud la localización, tiempo y una descripción breve de las mismas.
- Establecer mejoras en los programas de mantenimiento que permitan disminuir la incidencia de fallas en los componentes del circuito.
- Se recomienda a la empresa la adquisición de una cámara termografica, para realizar la inspección de las líneas del circuito campamento y determinar los puntos calientes del mismo.
- Realizar las actividades de corte programado de manera rápida y eficiente con el fin de disminuir el tiempo tomado para llevar a cabo las mismas.
- Realizar un estudio de Confiabilidad predictivo que incluya los otros sistemas de la empresa.
- Elaborar un estudio basado en el rediseño del circuito que implique la activación de la terna superior para incrementar los perfiles de tensión debido a la reducción de la impedancia de la línea a la mitad, así mismo esto llevaría a contar con un sistema en paralelo y por lo tanto un alto grado de confiabilidad.
- Realizar la compensación de reactivos recomendada por el PADEE colocando en los puntos indicados por el mismo cuatro (4) bancos de capacitores distribuidos de 3x200kVA, ya que esto mejorara la calidad de la energía en dicho circuito.

*Recomendaciones*

- La compensación de reactivos con bancos de capacitores fijos parcialmente distribuidos es la más recomendada para sistemas de distribución en Media Tensión.



BIBLIOGRAFÍA

1. O. Ochoa, **“Manual de Gestión de la Calidad”** CVG BAUXILUM, Año 2006.
2. A. Salazar, **“Evaluación y Rediseño del Sistema Eléctrico de BAUXIVEN”** Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Venezuela. (1994)
3. L. Mata, **“Análisis de Confiabilidad en el Sistema Eléctrico de Distribución en 13.8 kV del Distrito Anaco, Corpoven S.A”** Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Venezuela (1997)
4. G. Acosta, **“Análisis y Mejoramiento del Sistema de Compensación Estática de Reactivos (SVS) de la Planta de Laminación en Caliente (SIDOR)”** Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Venezuela (1995)
5. E. Reyes **“Estudio de Cortocircuito en las subestaciones Guanta I, Guaraguao, Chuparin, Paraíso, Lechería, Cuartel, Barcelona y Guanta II”** Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Venezuela (2004)
6. J. Hernández, **“Sistema de Distribución de Energía Eléctrica”** El prisma, portal para Investigadores y Profesionales. http://www.elprisma/Sistema_de_Distribución_de_Energía_Eléctrica/Apuntes_de_Ingeniería_Eléctrica_y_Electrónica.htm (18 de Junio de 2.008)
7. D. Quintero, **“Elementos de la confiabilidad del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en la zona metropolitana de la ciudad de México”** Subdirección de Distribución del Gobierno de México (2006).



<http://www.prdleg.diputados.gob.mx/publicaciones/libros/patrimonioenergetico/PARTE/SPE-189-195.pdf> (18 de Junio de 2.008)

8. R. Espinosa, “**Sistemas de Distribución**” Editorial Limusa, Primera Edición, México (1990)

9. FERVISA Ingeniería S.A de C.V, “**Estudio de Corto Circuito**” [FERVISA, http://www.fervisa.com/pdf/sEST./20/CORTOC.pdf](http://www.fervisa.com/pdf/sEST./20/CORTOC.pdf) (26 de junio de 2008)

10. J. Hernández, “**Calculo de Corriente de Corto Circuito**” El prisma, portal para Investigadores y Profesionales. <http://www.elprisma/Cálculode Corriente de Corto Circuito/Apuntes de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.htm> (18 de Junio de 2.008)

11. J. García, “**Corrección del Factor de Potencia o Coseno de Φ** ” Comunidad_Emagister. http://www.Comunidad_Emagister_68988_68988_/Cursos Gratis de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.htm

12. J. García, “**Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión**”, Editorial Paraninfo, España. (1999)

13. A. Arriagada, “**Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución**” Tesis de Grado para optar al título de Magister, Pontificia Universidad Católica de Chile, (1994), <http://www.2.ing/puc/cl/powerpaper/spd/faarriagada/.pdf>

14. B. Metz-Noblat, “**Cálculo de corrientes de cortocircuito**” Cuaderno Técnico n° 158, Schneider Electric, (1999), <http://www.schneider-electric.com/arrecursos/catalogos/CT1581.PDF>

ANEXOS

ANEXOS A

Figura 1. Ubicación geográfica C.V.G. BAUXILUM, (Los Pijiguaos y Matanzas)

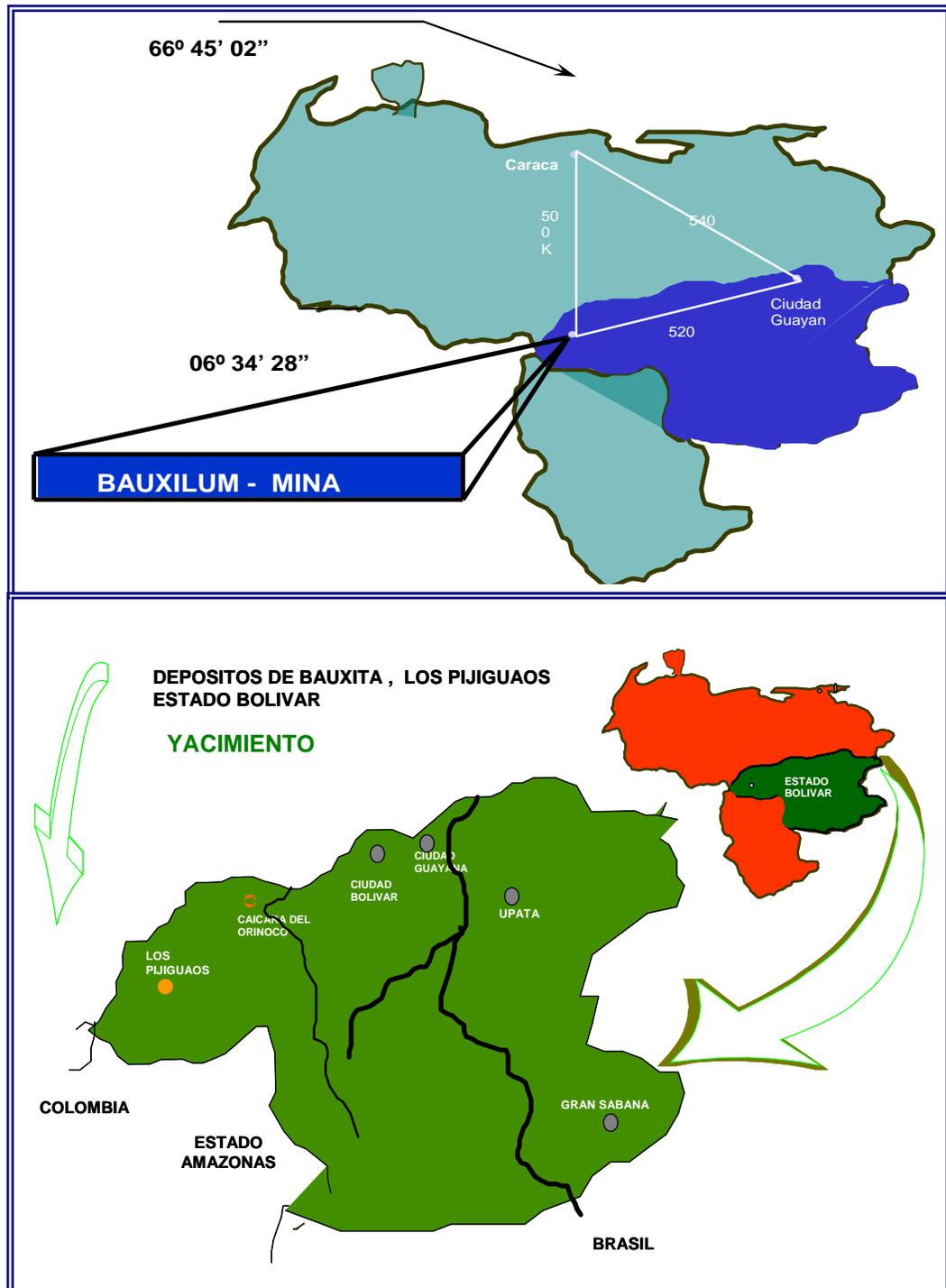


Figura 2. Ubicación geográfica del yacimiento de Los Pijiguaos.

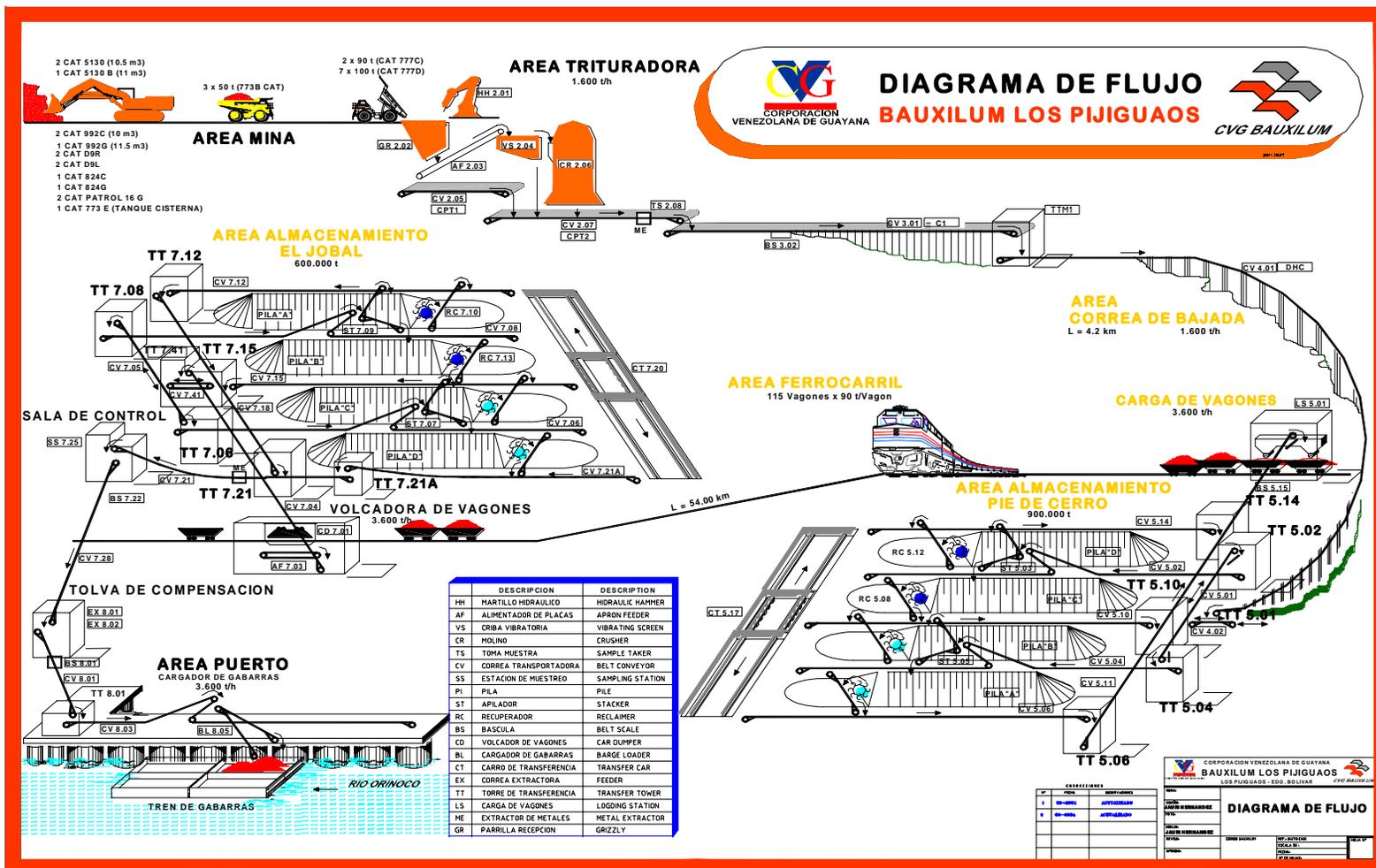


Figura 3. Flujo proceso explotación de Bauxita.

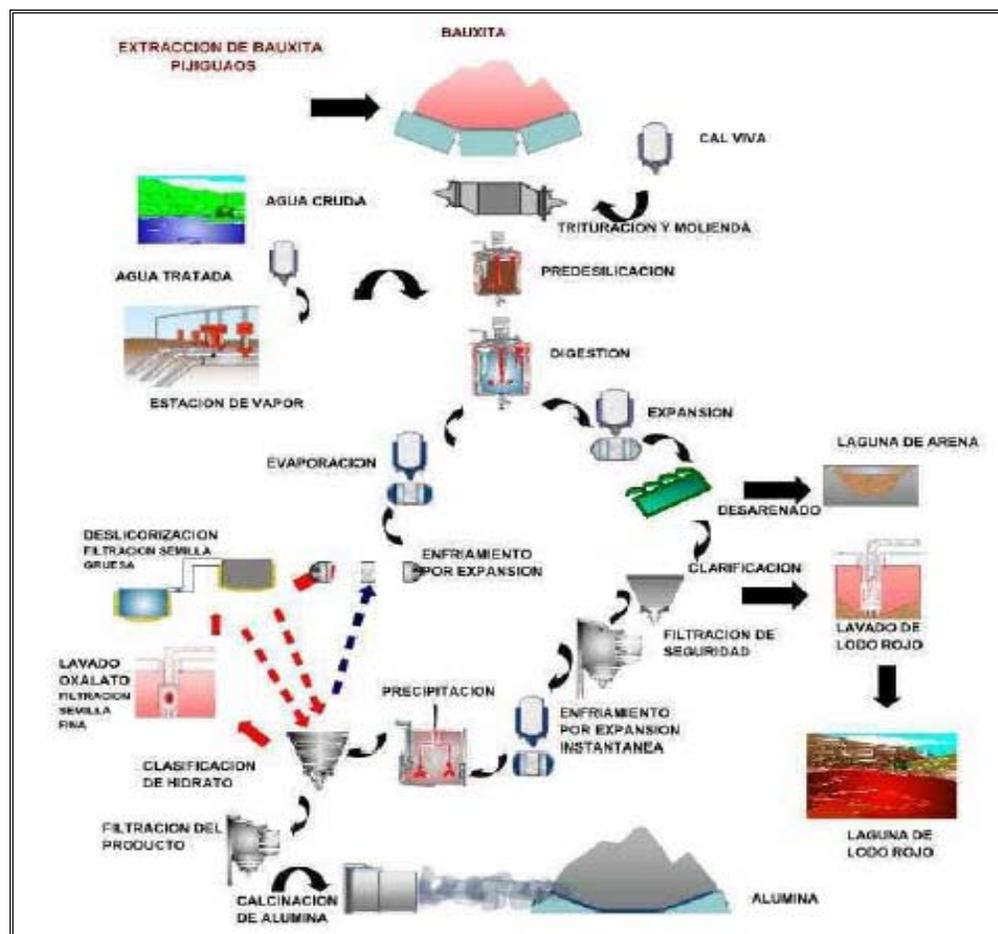


Figura 4. Flujograma Proceso Producción de Alúmina.

ANEXOS B

Figura 1. Pasos para la elaboración de un estudio de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

Equipment	Equipment subclass	Failure rate (failures per unit-year)	Actual hours of downtime per failure	
			Industry average	Median plant average
Transformers	Liquid filled—All 300–10 000 kVA 10 000+ kVA	0.0062	356.1 ^a	—
		0.0059	297.4 ^a	—
		0.0153	1178.5 ^a	—
Rectifier transformers	Liquid filled 300–10000 kVA	0.0153	1664.0 ^a	—
Motors > 200 hp ^b	Induction 0–1000V 1001–5000 V Synchronous 001–5000 V	0.0824	42.5	15.0
		0.0714	75.1	12.0
		0.0762	78.9	16.0
Circuit breakers ^c	Fixed (including molded case) 0–600 V—All sizes 0–600 A	0.0052	5.8	4.0
		0.0042	4.7	4.0
	Above 600 A Above 600 V ^c	0.0035	2.2	1.0
		0.0096	9.6	8.0
	Metalclad drawout type—All 0–600 V—All sizes 0–600 A Above 600 A Above 600 V ^c	0.0176	10.6	3.8
		0.0030	129.0	7.6
		0.0027	147.0 ^d	4.0
		0.0023	3.2	1.0
Motor starters	Contact type: 0–600V Contact type: 601–15 000V	0.0030	232.0	5.0
		0.0036	109.0 ^d	168.0
Motor starters	Contact type: 0–600V Contact type: 601–15 000V	0.0139	65.1	24.5
		0.0153	284.0	16.0
Generators	Continuous service Steam turbine driven Emergency and standby units Reciprocating engine driven Rate per hour in use (0.00536) Failures per start attempt (0.0135)	0.1691	32.7	—
			478.0	—
Disconnect switches	Enclosed	0.006100	1.6	2.8
Switchgear bus— Indoor and outdoor ^e	Insulated: 601–15 000 V Bare: 0–600 V Bare: Above 600 V	0.001129	261.0	28.0
		0.000802	550.0	27.0
		0.001917	17.3	36.0
Bus duct— Indoor and outdoor (Unit = 1 circuit ft) Open wire (Unit = 1000 circuit ft)	All voltages 0–15 000 V Above 15 000 V	0.000125	128.0	9.5
		0.01890	42.5	4.0
		0.00750	17.5	12.0

Continúa en la siguiente

Equipment	Equipment subclass	Failure rate (failures per unit-year)	Actual hours of downtime per failure	
			Industry average	Median plant average
Cable—All types of insulation (Unit = 1000 circuit ft) ^f	Above ground and aerial			
	0–600 V	0.00141	457.0	10.5
	601–15 000 V—All	0.01410	40.4 ^d	6.9
	In trays above ground	0.00923	8.9	8.0
	In conduit above ground	0.04918	140.0	47.5
	Aerial cable	0.01437	31.6	5.3
	Below ground and direct burial			
	0–600 V	0.00388	15.0	24.0
601–15 000 V—All	0.00617	95.5 ^a	35.0	
In duct or conduit	0.00613	96.8	35.0	
Above 15 000 V	0.00336	16.0	16.0	
Cable (Unit = 1000 circuit ft)	601–15 000 V			
	Thermoplastic	0.00387	44.5	10.0
	Thermosetting	0.00889	168.0	26.0
	Paper insulated lead covered	0.00912	48.9	26.8
Other	0.01832	16.1	28.5	
Cable joints—All types of insulation	601–15 000V			
	In duct or conduit below ground	0.000864	36.1	31.2
Cable joints ^f	601–15 000V			
	Thermoplastic	0.000754	15.8	8.0
	Paper insulated lead covered	0.001037	31.4	28.0
Cable terminations ^f all types of insulation	Above ground and aerial			
	0–600V	0.000127	3.8	4.0
	601–15 000 V—All	0.000879	198.0	11.1
	Aerial cable	0.001848	48.5	11.3
	In trays above ground	0.000333	8.0	9.0
	In duct or conduit below ground			
601–15 000 V	0.000303	25.0	23.4	
Cable terminations	601–15 000 V			
	Thermoplastic	0.004192	10.6	11.5
	Thermosetting	0.000307	451.0	11.3
Paper insulated lead covered	0.000781	68.8	29.2	

Figura 2 Resumen de Tasas de Fallas y Tiempo Medio de Perdidas por Fallas Para Equipos Eléctricos.



Figura 3. Ejemplo de condensadores fijos.



Figura 4. Ejemplo de batería de regulación automática.

Factor de potencia existente: $\cos\phi$ ↓

Factor de potencia deseado: $\cos\phi_c$ →

	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.40	1.672	1.698	1.725	1.752	1.779	1.807	1.836	1.865	1.896	1.928	1.963	2.000	2.041	2.088	2.149	2.291
0.41	1.605	1.631	1.658	1.685	1.712	1.740	1.769	1.799	1.829	1.862	1.896	1.933	1.974	2.022	2.082	2.225
0.42	1.541	1.567	1.594	1.621	1.648	1.676	1.705	1.735	1.766	1.798	1.832	1.869	1.910	1.958	2.018	2.161
0.43	1.480	1.506	1.533	1.560	1.587	1.615	1.644	1.674	1.704	1.737	1.771	1.808	1.849	1.897	1.957	2.100
0.44	1.421	1.448	1.474	1.501	1.529	1.557	1.585	1.615	1.646	1.678	1.712	1.749	1.790	1.838	1.898	2.041
0.45	1.365	1.391	1.418	1.445	1.472	1.500	1.529	1.559	1.589	1.622	1.656	1.693	1.734	1.781	1.842	1.985
0.46	1.311	1.337	1.364	1.391	1.418	1.446	1.475	1.504	1.535	1.567	1.602	1.639	1.680	1.727	1.788	1.930
0.47	1.258	1.285	1.311	1.338	1.366	1.394	1.422	1.452	1.483	1.515	1.549	1.586	1.627	1.675	1.736	1.878
0.48	1.208	1.234	1.261	1.288	1.315	1.343	1.372	1.402	1.432	1.465	1.499	1.536	1.577	1.625	1.685	1.828
0.49	1.159	1.186	1.212	1.239	1.267	1.295	1.323	1.353	1.384	1.416	1.450	1.487	1.528	1.576	1.637	1.779
0.50	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.590	1.732
0.51	1.067	1.093	1.120	1.147	1.174	1.202	1.231	1.261	1.291	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.687
0.52	1.023	1.049	1.076	1.103	1.130	1.158	1.187	1.217	1.247	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.53	0.980	1.007	1.033	1.060	1.088	1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.458	1.600
0.54	0.939	0.965	0.992	1.019	1.046	1.074	1.103	1.133	1.163	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.55	0.899	0.925	0.952	0.979	1.006	1.034	1.063	1.092	1.123	1.156	1.190	1.227	1.268	1.315	1.376	1.518
0.56	0.860	0.886	0.913	0.940	0.967	0.995	1.024	1.053	1.084	1.116	1.151	1.188	1.229	1.276	1.337	1.479
0.57	0.822	0.848	0.875	0.902	0.929	0.957	0.986	1.015	1.046	1.079	1.113	1.150	1.191	1.238	1.299	1.441
0.58	0.785	0.811	0.838	0.865	0.892	0.920	0.949	0.979	1.009	1.042	1.076	1.113	1.154	1.201	1.262	1.405
0.59	0.749	0.775	0.802	0.829	0.856	0.884	0.913	0.942	0.973	1.006	1.040	1.077	1.118	1.165	1.226	1.368
0.60	0.714	0.740	0.767	0.794	0.821	0.849	0.878	0.907	0.938	0.970	1.005	1.042	1.083	1.130	1.191	1.333
0.61	0.679	0.706	0.732	0.759	0.787	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.157	1.299
0.62	0.646	0.672	0.699	0.726	0.753	0.781	0.810	0.839	0.870	0.903	0.937	0.974	1.015	1.062	1.123	1.265
0.63	0.613	0.639	0.666	0.693	0.720	0.748	0.777	0.807	0.837	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.581	0.607	0.634	0.661	0.688	0.716	0.745	0.775	0.805	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201
0.65	0.549	0.576	0.602	0.629	0.657	0.685	0.714	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.919	0.966	1.027	1.169
0.66	0.519	0.545	0.572	0.599	0.626	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0.67	0.488	0.515	0.541	0.568	0.596	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108
0.68	0.459	0.485	0.512	0.539	0.566	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0.69	0.429	0.456	0.482	0.509	0.537	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049
0.70	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0.71	0.372	0.398	0.425	0.452	0.480	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.344	0.370	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.316	0.343	0.370	0.396	0.424	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0.74	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.262	0.289	0.315	0.342	0.370	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0.77	0.209	0.235	0.262	0.289	0.316	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0.78	0.183	0.209	0.236	0.263	0.290	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0.79	0.156	0.183	0.209	0.236	0.264	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776
0.80	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750
0.81	0.104	0.131	0.157	0.184	0.212	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698
0.83	0.052	0.079	0.105	0.132	0.160	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672
0.84	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85	0.000	0.026	0.053	0.080	0.107	0.135	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86	####	0.000	0.027	0.054	0.081	0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593
0.87	####	####	0.000	0.027	0.054	0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88	####	####	####	0.000	0.027	0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89	####	####	####	####	0.000	0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512
0.90	####	####	####	####	####	0.000	0.029	0.058	0.089	0.121	0.156	0.193	0.234	0.281	0.342	0.484

Figura 5. Tabla de relación entre factor de potencia presente y el deseado.

ANEXOS C

Figura 1. Transformador 1 de la s/e



Figura 2. Transformador 2 de la s/e



Figura 3. Disyuntor 3-05

2004	ENERO	1						0	
	FEBRERO	1						1	6
	MARZO						1	1	2
	ABRIL				1			1	6
	MAYO	1						1	8
	JUNIO		1	1				2	10
	JULIO							0	
	AGOSTO							0	
	SEPTIEMBRE	1			1		1	3	16
	OCTUBRE							0	18
	NOVIEMBRE	1				1		2	
	DICIEMBRE								

2005	ENERO					1		1	4
	FEBRERO		1					1	4
	MARZO							0	
	ABRIL							0	
	MAYO	2		1				3	20
	JUNIO							0	
	JULIO							0	
	AGOSTO							0	
	SEPTIEMBRE			1		1		2	13
	OCTUBRE							0	
	NOVIEMBRE			2		1		3	23
	DICIEMBRE	2		1				3	26

2006	ENERO	1						1	8
	FEBRERO		1					1	18
	MARZO		1					1	14
	ABRIL	1		1				2	14
	MAYO		3					3	7
	JUNIO							0	
	JULIO							0	
	AGOSTO		1	1				2	10
	SEPTIEMBRE							0	
	OCTUBRE	1						1	3
	NOVIEMBRE							0	
	DICIEMBRE							0	

2007	ENERO	1		1				2	12
	FEBRERO	1	1					1	2
	MARZO	1	1					1	2
	ABRIL	1		1				2	14
	MAYO	1	3					1	2
	JUNIO							0	
	JULIO							0	
	AGOSTO		1	1				2	9
	SEPTIEMBRE							0	
	OCTUBRE	1						0	
	NOVIEMBRE							0	
	DICIEMBRE	1					1	2	10

2008	ENERO	1						1	4
	FEBRERO	1						1	2
	MARZO	2		2				4	19
	ABRIL	2						2	6
	MAYO		3					3	8
	JUNIO							0	
	JULIO			2				2	16
	AGOSTO	3		3	1			7	37
	SEPTIEMBRE	2						2	12
	OCTUBRE	2						2	10
TOTAL:								95	480

Figura 1. Tabla de fallas para el análisis de Confiabilidad

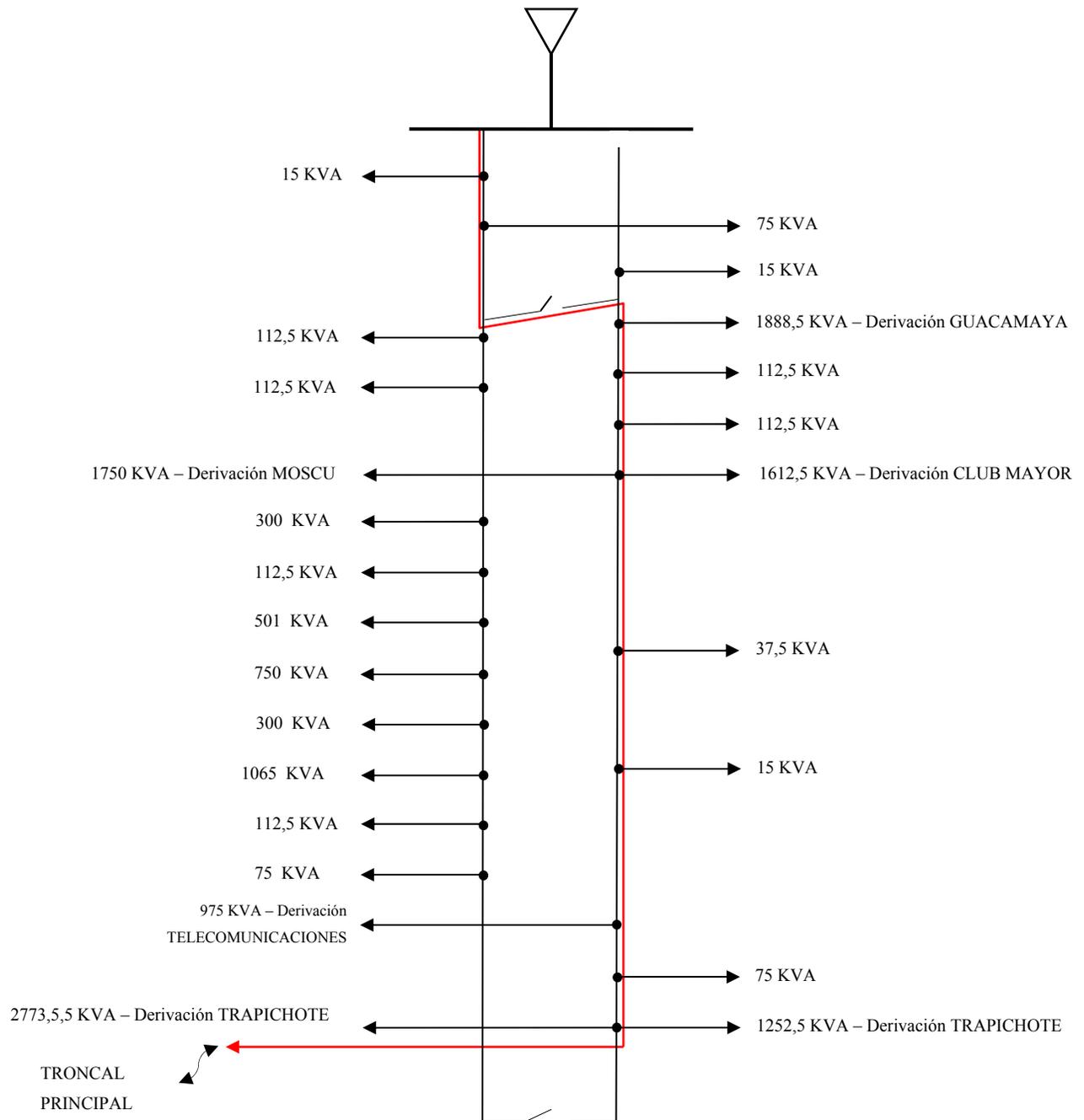


Figura2 .Diagrama de cargas del circuito Campamento.

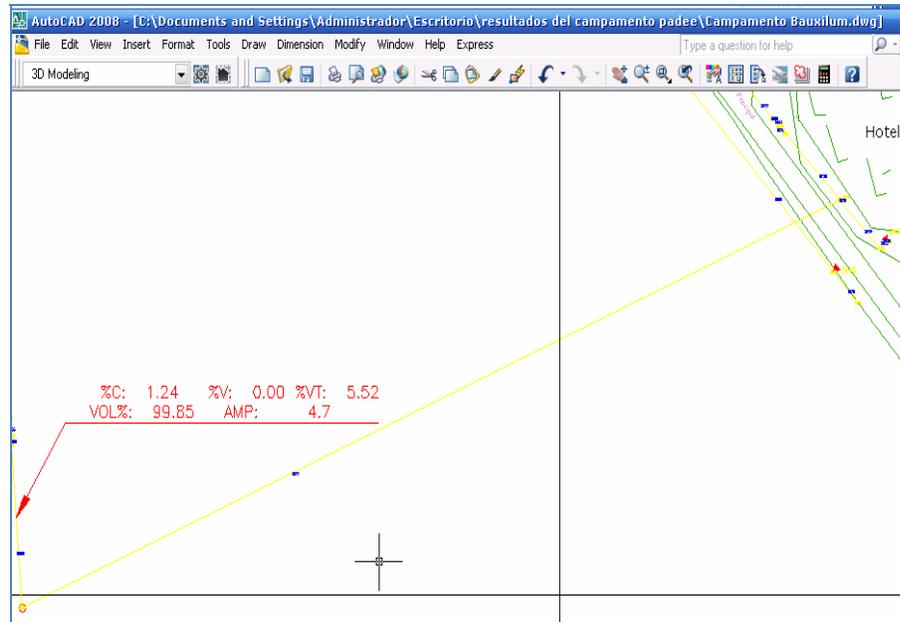


Figura 4. Caída de Tensión en el tramo del vivero

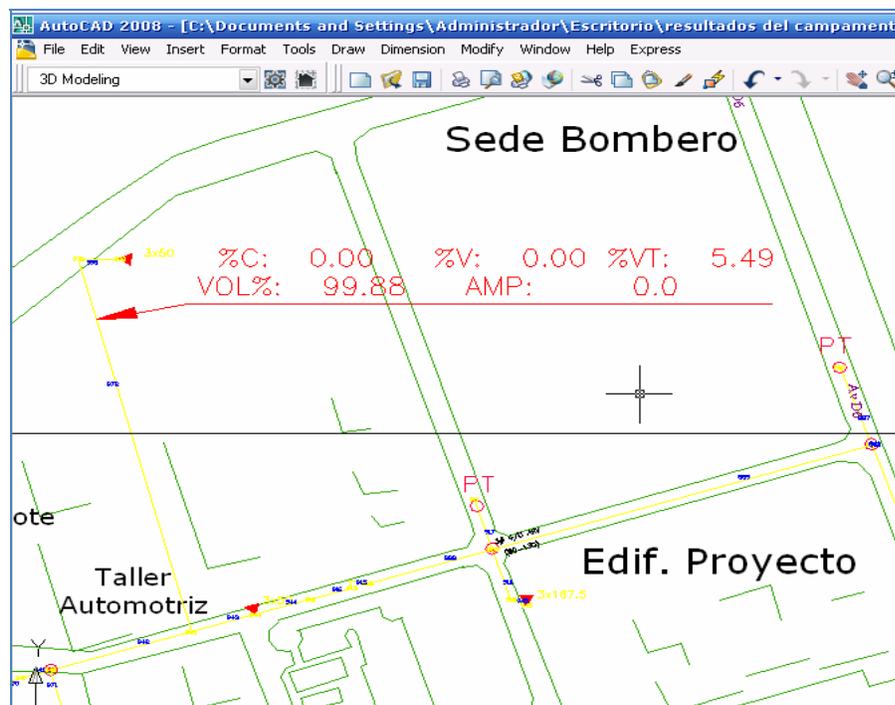


Figura 5. Caída de Tensión en el tramo cerca del Aeropuerto

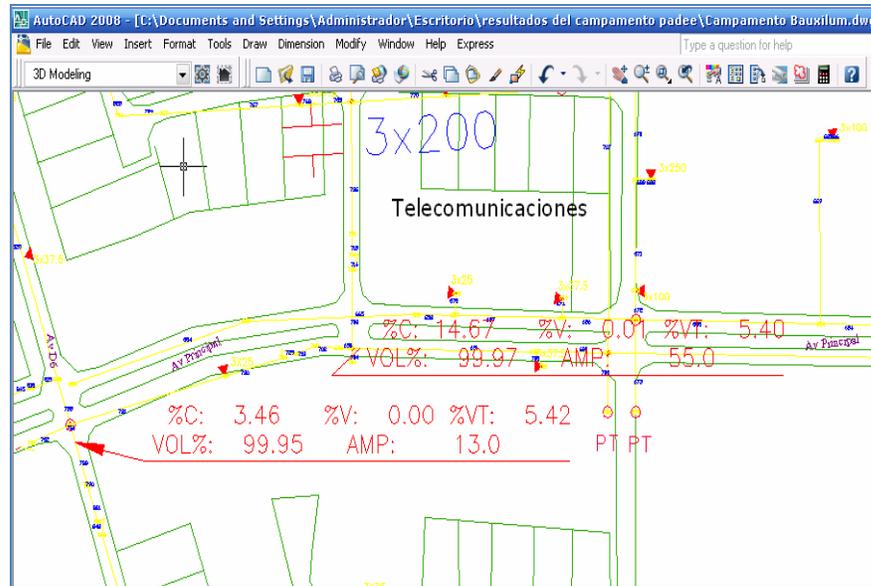


Figura 6. Caída de Tensión en Punto de Alimentación de la derivación
Trapichote

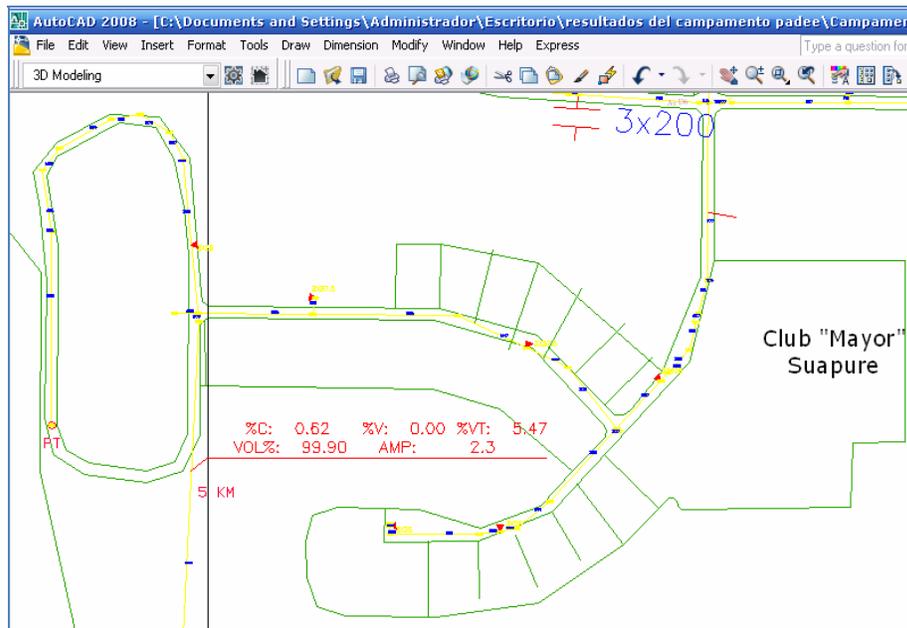


Figura 7. Caída de Tensión en el riñón

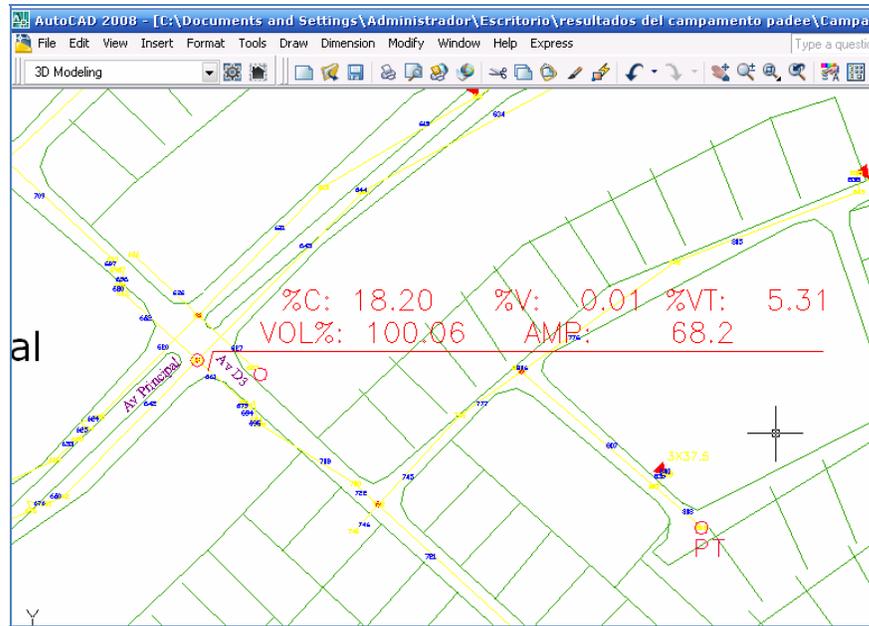
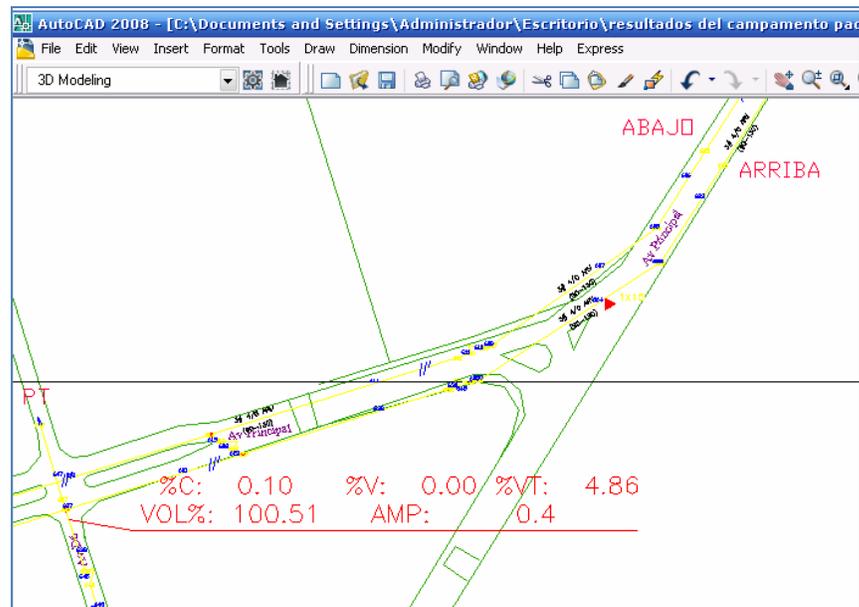


Figura 8. Caída de Tensión en Punto de Alimentación de la derivación Club Mayor-Moscú



***Figura 9. Caída de Tensión en Punto de Alimentación de la derivación
Guacamaya***

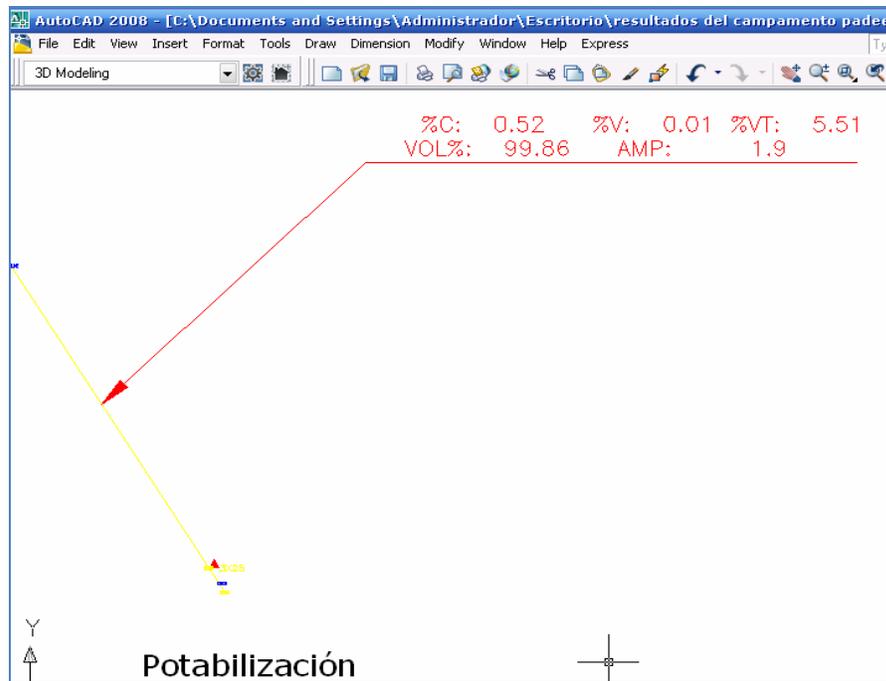


Figura 10. *Caída de Tensión en Planta de Potabilización*

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	Evaluación del Circuito Eléctrico Campamento de C.V.G BAUXILUM Los Pijiguaos, Municipio Cedeño-Edo. Bolívar
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
REIVIS JESÚS VALDIVIEZO GÓMEZ	CVLAC: 16.717.220 E MAIL: reivisvgomez@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

EVALUACIÓN

CONFIABILIDAD

CAÍDA DE TENSIÓN

CORTOCIRCUITO

COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

BAUXILUM

CIRCUITO

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

Para comprobar las características de operación, confiabilidad y seguridad de un sistema de distribución, es necesario efectuar una serie de estudios analíticos; los cuales entregan índices de funcionamiento, cuya exactitud dependerá del modelo empleado en la representación del sistema. Este trabajo de investigación está enfocado desde el punto de vista práctico para que sirva como guía a estudios posteriores, presentando estudios de caída de tensión, confiabilidad, cortocircuito y compensación estática de reactivos. Para el cálculo de los niveles de confiabilidad se presenta una metodología que permita estimar la confiabilidad en una red de distribución eléctrica en base a la historia de los eventos referentes a las interrupciones del suministro. Se muestra el método de las impedancias para hallar las corrientes de cortocircuito. Se realizan los cálculos necesarios para conocer los puntos más críticos de caída de tensión. Se calcula la potencia reactiva necesaria en una red de media tensión para compensarla con bancos de capacitores estáticos. Por último se presenta la utilización de los softwares PADEE y ETAP 5.0.3 como apoyo computacional para la elaboración de los estudios planteados. Esto con el fin de regular la continuidad del suministro en redes de distribución.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
EDWIN PEREZ.	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	edwin.perez@bauxilum.com			
	E_MAIL				
PARRA, HERNÁN	JU	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	hparra@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				
ESCALANTE, SANTIAGO	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	Sescalante@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				
SUAREZ, LUIS	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	lsuarez@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

09	03	31
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:
ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS EVALUACION CAMPAMENTO .DOC	APPLICATION/MSWORD

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ESPACIAL: CVG BAUXILUM LOS PIJIGUAOS, EDO. BOLIVAR.

TEMPORAL: 9 MESES.

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:
INGENIERO ELECTRICISTA

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:
PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:
INGENIERÍA ELÉCTRICA

INSTITUCIÓN:
UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO:

Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades.

REIVIS VALDIVIEZO

AUTOR

ING. HERNÁN PARRA

TUTOR

ING. SANTIAGO ESCALANTE

JURADO

ING. LUIS SUAREZ

JURADO

PROF. VERENA MERCADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS