

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



**“ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE SUB-
TRANSMISIÓN EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 34.5 KV;
CHAGUARAMAS, CARIPE, RURAL NORTE, RURAL SUR, AMANA, DEL
ESTADO MONAGAS, PERTENECIENTE A CORPOELEC - CADAPE
REGIÓN 2”**

REALIZADO POR:

CARLOS ELOY SALAZAR GOLINDANO

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

Puerto La Cruz, Julio de 2009

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



**“ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE SUB-
TRANSMISIÓN EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 34.5 KV;
CHAGUARAMAS, CARIPE, RURAL NORTE, RURAL SUR, AMANA, DEL
ESTADO MONAGAS, PERTENECIENTE A CORPOELEC - CADAFE
REGIÓN 2”**

Ing. Pedro Rodríguez

Asesor Académico

Firma

Ing. Pedro Rincones

Asesor Industrial

Firma

Puerto La Cruz, Julio de 2009

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



**“ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE SUB-
TRANSMISIÓN EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 34.5 KV;
CHAGUARAMAS, CARIPE, RURAL NORTE, RURAL SUR, AMANA, DEL
ESTADO MONAGAS, PERTENECIENTE A CORPOELEC - CADAPE
REGIÓN 2”**

Prof. Pedro Rodríguez
Asesor Académico

Prof. Manuel Maza
Jurado Principal

Prof. Lenin Natera
Jurado Principal

Puerto La Cruz, Julio de 2009

ARTÍCULO 44

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

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

DEDICATORIA

A mi epónimo padre quien me enseñó los caminos del poeta:

“Caminante, son tus huellas el camino y nada más;
Caminante, no hay camino, se hace camino al andar.
Al andar se hace camino y al volver la vista atrás
se ve la senda que nunca se ha de volver a pisar.
Caminante no hay camino sino estelas en la mar...”

**A mi queridísima madre, que con su solo recuerdo me arrulla como Elegía
tal:**

Volverás a mi huerto y a mi higuera:
por los altos andamios de mis flores
pajareará tu alma colmenera
de angelicales ceras y labores.
Volverás al arrullo de las rejas
de los enamorados labradores.
Alegrarás la sombra de mis cejas,
y tu sangre se irá a cada lado
disputando tu novia y las abejas.
Tu corazón, cuando ya terciopelo ajado,
llamará a un campo de almendras espumosas
mi avariciosa voz de enamorada.
A las aladas almas de las rosas...
de almendro de nata te requiero:

que tenemos que hablar de muchas cosas,
compañero del alma, compañero.

A mis hermanos quimeristas soñadores de rumbos eternos:

Somos criaturas hechas por la misma mano,
hijos del mismo padre,
hermanos espiritualmente hablando,
creados por el mismo poder
y por el mismo amor.

Hermanos, la vida es un regalo,
no desperdiciemos pues este obsequio
y empecemos a vivir juntos en armonía,
recuerden que todos somos hermanos,
que somos todos una gran familia.

A mi Patria, poder de los poderes:

La patria es el conjunto de nuestros amores. Comienza en el hogar paterno, pero no lo constituye él solo. En el hogar no está nuestro amigo querido. No está el hombre de altísimo pensamiento que refresca la pesadez de la lucha. No hallamos en el hogar a nuestra novia. Cada metro cuadrado de tierra ocupado por un hombre de bien, es un pedazo de nuestra patria. La patria es un amor y no una obligación. Hasta donde quiera que el alma extienda sus rayos, va la patria con ella. Traza, pues las fronteras de tu patria con la roja sangre de tu corazón. Todo aquello que la oprime y asfixia, a mil leguas de ti o a tu lado mismo, es el extranjero. El valor de la patria radica en tu propio valor. La patria, que es el conjunto de todos los amores, es lo más grande que existe. Donde quieras que veas brillar un rayo de amor y de justicia, corre

a ese lugar con los ojos cerrados, porque durante ese acto allí está tu patria. Por esto, cuando en tu propio país veas aherrojar a la justicia y simular el amor, apártate de él, porque no te merece. Cuando veas cometer en él una injusticia, arrójalo de tu corazón. No creas en que “la idea de patria no resiste a la fría razón, y se exalta ante el sentimiento”. Pues la fría razón es la que nos advierte que es extranjero el vecino cuyo corazón ilumina hasta nuestro propio hogar. Fría razón que ahoga el sentimiento. Sólo los hombres de corazón ciego pueden hallar satisfechos todos sus ideales, en los límites fatales de una sola frontera y un solo pabellón. La razón mide la patria por el territorio que abarca, y el sentimiento, por el valor del hombre que lo pisa. Todo hombre cuya razón late al compás de un distante corazón fraternal, y se agita ante una injusticia lejanísima, posee esta rara purísima cosa: un ideal. Y sólo él puede comprender la dichosa fraternidad de cuanto tiene la humanidad de más noble, y que constituye la verdadera patria.

AGRADECIMIENTO

A mi madre, Marlene Golindano de Salazar por amarme, quererme, apoyarme y estar siempre conmigo en las buenas y en las malas y ser la mejor madre del mundo y no permitir que desmayara nunca.

A mi padre Carlos Eloy Salazar, por siempre mostrarme el camino correcto a seguir en la vida, por ser la guía intelectual que siempre seguiré y admirare.

A mis hermanos Carlos Edmundo y Carlos Emilio y a mi hermana Rosa Victoria, por su apoyo y su cariño brindado constantemente a lo largo de mi vida.

A mis tías y segundas madres para mí, Ivon, Norma y Yanet, por quererme, protegerme, ayudarme y apoyarme siempre para que continuara hacia adelante.

A mis tíos Wladimir, Argimiro Golindano por sus valiosos consejos, su apoyo constante, que me indicaron y dijeron que hay que superarse para salir adelante.

A mis tíos y tía, políticos Jose Gregorio Betancourt, Fransisco Garcia y Saide Muchati por estar presente y prestar su mano amiga siempre que lo necesite.

A mi abuelo Mundo y a mi abuela Irma Rosa, por ser mis dos abuelos vivos y siempre elevar plegarias a dios para que me protegiera y fuese una persona de bien.

Al profesor Pedro Rodriguez, por Brindarme su amistad, sus conocimientos, su acesoria academica al ser mi tutor de tesis y por esas visitas tecnicas a Guri que junto a mis compañeros, nos seran inolvidables.

A la empresa CADAFE Región 2, por darme la oportunidad de hacer las pasantías de grado en sus instalaciones.

A la Universidad de Oriente, por ser la casa de estudios matriz del oriente venezolano, impartíendome una educación de calidad.

Al departamento de Electricidad por permitirme formarme como ingeniero electricista.

Al ingeniero Juan Goicoechea, por brindarme su amistad, sus conocimientos, sus valiosos consejos durante y después de mis pasantías por CADAFE y ser de gran ayuda para la realización de mi tesis.

Al ingeniero Pedro Rincones, por ser mi tutor industrial y darme la valiosa oportunidad de entrar y formar parte de CADAFE y así poder realizar mis pasantías y apoyarme en la realización de mi tesis.

A todo el personal de la Empresa CADAFE Región 2, en especial a los pertenecientes a las coordinaciones del C.O.D y de transmisión por su colaboración y apoyo.

A todos mis primos y familiares por su cariño y siempre estar juntos, como una gran familia.

A Reinaldo Lanz por ser ese amigo que estuvo en mis primeros años de universidad en Puerto la Cruz.

A mis amigos (as), Gollo, Cesar Medina (Cesita), Carlos Guzman (El grillo), Ernesto Paruta, Juan Pablo, Isabel (Isa), Mariale, Tiuna, Alejandra Fernandez,

Alfredo Maita. Por siempre estar hay conmigo en la buenas y malas, ser mis hermanos en puerto la Cruz y demostrarme su verdadera amistad siempre.

A mis Amigos y compañeros del departamento de ingeniería eléctrica, Carlos Dos Santos, Juan León, Angel Guaregua (Sombay), Nelson Sanchez, Maria León, Maria Alejandra Toledo, Alfonzo, Romel, Diegmar, Jhoan Araguayan, Daniel Indriago, Jesus (Chuo Zarasa), Eduardo Diaz, Pedro Bello, Alex Dorante (El Pollo), Ronal Quijada, Esteban Piñero, Sonrisa, por su valiosa Amistad de forma desinteresada y por estar hay en el depa cuando los necesite.

A los profesores Santiago Escalante, Luis Suarez, Hernan Parra, Melquiades Bermudez, Pedro López, Verena Mercado, por impartirme sus valiosos conocimientos a lo largo de la carrera.

A la Sra. Mari Pino, por ser la dueña del apartamento donde estuve la mayor parte de mi tiempo de estudiante y siempre manistarme su cariño, comprensión y amistad.

A todas esas personas a las que no nombro, pero que hicieron este logro mio posible.

A todos muchisimas GRACIAS.

RESUMEN

Las fallas de diferentes índoles en las líneas eléctricas de distribución, ocasionan interrupciones del servicio eléctrico, desmejorando su continuidad, trayendo como consecuencias pérdidas económicas a la empresa (CADAPE) y molestias a los suscriptores. Lo que hace necesario tomar medidas técnicas y financieras urgentes que logren la reducción de estas fallas eléctricas, para así brindar un servicio de calidad y con el menor tiempo de interrupción del servicio a los suscriptores. El presente trabajo está enmarcado dentro de esta filosofía y tiene como fin la Optimización de los Circuitos de Sub-transmisión en los Niveles de Tensión 34.5 KV; (**CHAGUARAMAS, CARIPE, RURAL NORTE, RURAL SUR, AMANA**). **Del estado Monagas, Perteneciente a CORPOELEC - CADAPE Región 2**. Los cuales son de gran importancia, porque son éstos los que alimentan a las S/E de distribución 34.5/13.8 KV, ya que proveen de servicio eléctrico a diferentes pueblos del Estado Monagas, necesarios para el desarrollo económico y social del mismo lo que amerita que se les garantice un servicio eléctrico de calidad y confiable, que traerá una mejora en la calidad de vida de éstos. Por consiguiente, se hace necesario que a estos circuitos se les optimice en todos los parámetros eléctricos (Caída de Tensión, Capacidad de Corriente, Corto Circuito, Compensación de Reactivos) y desde el punto de vista de maniobras, despeje de fallas y protección contra descargas atmosféricas.

CONTENIDO

PÁGINA DE TÍTULO	i
ARTÍCULO 44	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	viii
RESUMEN.....	xi
CONTENIDO	xii
LISTA DE TABLAS	xxi
LISTA DE FIGURAS.....	xxii
CAPITULO I.....	27
INTRODUCCIÓN	27
1.1. Planteamiento del problema.....	27
1.2. Objetivos	31
1.2.1. Objetivo general.....	31
1.2.2. Objetivo específicos.....	32
1.3. Generalidades de CADAFE.....	32
1.3.1. Antes de CADAFE.....	32
1.3.2. Los primeros años de CADAFE	34
1.3.3. CADAFE y sus filiales.....	35
1.3.4. Logros de CADAFE.....	37
1.3.5. Objetivos fundamentales de la empresa CADAFE región 2.....	38
1.4. Programa de análisis de redes de distribución (PADEE).....	39
1.4.1. Programa de planos inteligentes (PPI).....	41
1.4.2. Programas de análisis de la red primaria (PARP).....	42
1.4.3. Programas de análisis de la red secundaria (PARS)	42
1.4.4. Programa de suscriptores (PS)	42

1.5. Descripción de los programas de análisis de redes de distribución de energía eléctrica (PADEE).....	43
1.5.1. Programas de planos inteligentes (PPI).....	43
1.5.1.1. Tipo de planos requeridos	44
1.5.1.2. Escalas.....	45
1.5.1.3. Símbolos.....	45
1.5.1.4. Plano índice.....	47
1.5.1.5. Planos de vialidad	48
1.5.1.6. Planos generales de la red de alta tensión	48
1.5.1.7. Planos de baja tensión	49
1.5.1.8. Programas de información de los planos inteligentes	50
1.5.2. Programas de análisis de redes primarias (PARP).....	51
1.5.2.1. Identificación del circuito	51
1.5.2.2. Identificación de las cargas	52
1.5.2.3. Identificación de los calibres.....	52
1.5.2.4. Identificación de características del alimentador	53
1.5.2.5. Construcción de la topología del circuito.....	53
1.5.2.6. Llamado a los programas de cálculo	53
1.5.2.7. Resultados de los programas de cálculo.....	54
1.5.3. Programa de coordinación de protecciones (PCP).....	56
CAPITULO II	58
BASES TEÓRICAS.....	58
2.1. Conceptos generales.....	58
2.1.1. Sistema eléctrico	58
2.1.2. Parámetros de operación	58
2.1.2.1. Continuidad	58
2.1.2.2. Calidad	59
2.1.2.3. Flexibilidad	59
2.1.3. Redes de distribución	59

2.1.4. Redes de distribución aéreas	60
2.1.5. Líneas de alimentación.....	60
2.2. Criterios de calidad de servicio	60
2.3. Criterios de continuidad de servicio.....	60
2.3.1. Factor de utilización.....	61
2.3.2. Capacidad firme de las subestaciones.....	62
2.3.3. Numero total de interrupciones (Nti)	62
2.3.4. Frecuencia de interrupción.....	62
2.3.5. Duración promedio de las interrupciones	62
2.3.6. Tiempo total de interrupciones (Tti)	63
2.4. Perfiles de voltaje.....	63
2.5. Caída de tensión.....	65
2.5.1. Calculo de % v para cargas distribuidas no uniforme.....	68
2.5.2. Calculo de la caída de tensión para secciones no uniformes del conductor	70
2.5.3. Cálculo para cargas uniformemente distribuídas	72
2.6. Calculo de los valores de impedancia a lo largo de los alimentadores	73
2.6.1 Calculo de la reactancia inductiva (Xl).....	74
2.6.2. Calculo de Deq.....	76
2.6.3. Calculo general de la resistencia de corriente alterna para los alimentadores	77
2.6.4 Calculo de la constante K (constante de distribución) para los conductores normalizados por CADAPE.....	80
2.7. Protección en líneas de distribución.....	84
2.7.1. Tipos de fallas y sus causas en líneas de distribución.....	84
2.7.2. Minimización de los efectos de las fallas.....	86
2.7.3. Protección contra fallas temporales	86
2.7.4. Protección contra fallas permanentes.....	87

2.8. Influencia de la impedancia de falla sobre el valor de la corriente de cortocircuito	87
2.8.1. Determinación de la corriente de cortocircuito.....	88
2.8.2. Importancia de la determinación de la corriente de cortocircuito.....	89
2.8.3. Calculo de la corriente simétrica de cortocircuito.....	89
2.8.4. Cortocircuito trifásico	91
2.8.5. Cortocircuito fase-fase	93
2.8.6. Cortocircuitos fase-tierra.....	94
2.8.7. Cortocircuito fase – tierra mínimo	96
2.8.8. Asimetría de la corriente de cortocircuito.....	96
2.8.9. Sistemas de una transformación.....	98
2.8.10. Sistemas de dos o más transformaciones	98
2.9. Dispositivos de protección contra sobrecorriente en sistemas de distribución	100
2.9.1. Fusibles	100
2.9.2. Reconnectador.....	101
2.9.3. Seccionalizador	101
2.9.4. Disyuntor.....	102
2.9.5. Relé de sobrecorriente.....	102
2.10. Conceptos generales en la coordinación de protecciones	103
2.10.1. Para fallas permanentes.....	103
2.10.2. Para fallas transitorias	103
2.10.2.1. Zona de protección.....	103
2.10.2.2. Sensibilidad.....	104
2.10.2.3. Selectividad.....	104
2.10.2.4. Coordinación.....	104
2.10.2.5. Características tiempo x corriente.....	104
2.10.2.6. Coordenograma.....	105
2.11. Coordinación entre dispositivos de protección	105

2.11.1. Coordinación fusible-fusible.....	105
2.11.2. Coordinación reconectador – fusibles.....	106
2.11.2.1. Fusibles en el lado de la alimentación.....	106
2.11.2.2 Fusibles en el lado de carga del reconectador.....	108
2.11.3. Coordinación reconectador –reconectador.....	109
2.11.4. Coordinación disyuntor -reconectador.....	109
2.12. Criterios para la coordinación de protecciones.....	111
2.12.1. Reconexiones salidas circuitos 34,5 y 13,8 KV.....	112
2.12.2. Determinación de zona de coordinación circuitos 34,5 y 13,8 KV.....	112
2.12.3. Ajustes de falla tierra circuitos 13,8 KV cabecera.....	112
2.12.4. Ajustes de fase circuitos 13,8 kV cabecera.....	113
2.12.5. Fusibles en la línea.....	114
2.12.6. Reconectores de línea.....	114
2.12.6.1. Protección alta de fase.....	115
2.12.6.2. Protección sensible de tierra en circuitos 13.8 KV.....	115
2.12.7. Ajustes de falla de tierra en circuitos 34,5 kv alimentando una S/E 34,5/13,8 KV.....	115
2.12.8. Ajustes de fase en circuitos 34,5 kV alimentando una S/E 34,5/13,8 KV	116
2.12.9. Ajustes de falla de tierra en circuitos 34,5 kV alimentando varias S/E 34,5/13,8 kV.....	117
2.12.10. Ajustes de fase circuitos 34,5 kV alimentando varias S/E 34,5/13,8 kV	117
2.12.11. Ajuste de fase gral de transformador 13,8 kV en S/E 115/13,8 kV..	118
2.12.12 Ajuste de tierra Gral. De Transformador 13,8 kV en S/E 115/13,8 kV	119
2.12.13 Ajuste de fase general de trafo 115 kV en S/E 115/13,8 kV y S/E 115/34,5 kV.....	119

2.12.14. Ajuste de fase general de transformador 34,5 kV en S/E 115/34,5 kV	120
2.12.15. Coordinación entre curvas.....	121
2.12.16. Curva de daño	121
2.13. Compensación reactiva	121
2.13.1. Factor de Potencia.....	122
2.13.2 Tipos de potencia	123
2.13.2.1. Potencia efectiva o real	123
2.13.2.2. Potencia reactiva	123
2.13.2.3. Potencia sparente.....	123
2.13.3. Causas de un bajo factor de potencia	124
2.13.4. Problemas técnico-económicos generados por tener un bajo factor de potencia	125
2.13.5. Beneficios técnico-económicos generados por mejorar el factor de potencia	125
2.13.6. Compensación de reactivos.....	126
2.13.7. Métodos de compensación de energía reactiva.....	126
2.13.8. Formas de compensación de energía reactiva.....	127
2.13.8.1. Compensación individual.....	127
2.13.8.1.1. Ventajas de la compensación individual.....	128
2.13.8.1.2. Observaciones de la compensación individual	128
2.13.8.2. Compensación en grupo.....	128
2.13.8.2.1. Ventajas de la compensación en grupo	129
2.13.8.2.2. Observaciones de la compensación en grupo.....	129
2.13.8.3. Compensación central	130
2.13.8.3.1. Ventajas de la compensación central	130
2.13.8.3.2. Observaciones de la compensación central.....	131
2.13.8.4. Compensación mixta.....	131

2.14.8.5. Requerimientos para la compensación de energía reactiva mediante el uso de condensadores	131
CAPITULO III	133
ANALISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO	133
3.1 Descripción de sistema subtransmisión (34.5 kv) de corpoelec - CADAFE región 2	133
3.2 Circuitos en estudio.....	137
3.3 Problemas que afectan al sistema en estudio	138
3.4 Descripción general de los elementos que conforman los circuitos en estudio	140
3.4.1 Circuito Caripe 34.5 KV	140
3.4.1.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Caripe	142
3.4.1.2 Subestación Caripe.....	144
3.4.1.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Rincón	144
3.4.1.4 Subestación Rincón.....	145
3.4.1.5 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación San Antonio.....	145
3.4.1.6 Subestación San Antonio	146
3.4.2 Circuito Chaguaramas 34.5 KV	146
3.4.2.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la Subestación Paso Nuevo	148
3.4.2.2 Subestación paso nuevo	150
3.4.2.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación El Fangal.....	150
3.4.2.4 Subestación el Fangal.....	151
3.4.2.5 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Chaguaramas	151

3.4.2.6 Subestación Chaguaramas.....	151
3.4.3 Circuito rural Sur 34.5 KV.....	152
3.4.3.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Pechón	156
3.4.3.2 Subestación Pechón.....	157
3.4.3.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación el Blanquero.....	157
3.4.3.4 Subestación el Blanquero.....	158
3.4.3.5 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Caratal.....	159
3.4.3.6 Subestación caratal.....	159
3.4.4 Circuito rural Norte 34.5 Kv	160
3.4.4.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación rural Norte	162
3.4.4.2 Subestación rural Norte.....	163
3.4.4.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Aragua.	165
3.4.4.4. Subestación Aragua.....	165
3.4.5 Circuito Amana 34.5 KV	166
3.4.5.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Amana	168
3.4.5.2 Subestación Amana.....	169
3.4.5.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación la Cascada.....	169
3.4.5.4 Subestación la Cascada	170
3.5 Ubicación de los bancos de capacitores utilizando la herramienta computacional PADEE	176
3.5.1 Circuito Caripe.....	176
3.5.2 Circuito Chaguaramas.....	177

3.5.3. Circuito rural Sur	178
3.5.4 Circuito Amana	179
3.5.5 Circuito Rural Norte.....	180
3.6 Cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito de los circuitos en estudio, utilizando la herramienta computacional PADEE	181
3.6 Cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito de los circuitos en estudio, utilizando la herramienta computacional PADEE	181
3.6.1. Niveles de cortocircuito en las S/E 115 KV involucradas en el estudio.	181
3.6.2. Niveles de cortocircuito obtenidos mediante la Herramienta Computacional PADEE	182
CAPITULO IV	191
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	191
4.1. Conclusiones	191
4.2 Recomendaciones.....	193
BIBLIOGRAFÍA	202
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	204

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Tabla de valores para T	78
Tabla 2.2. Características principales de tres tipos de material	78
Tabla 2.3. Valores de XL y r para líneas con disposición horizontal y calibres de conductores normalizados por CADAFE.....	80
Tabla 2.4. Factores de asimetría que determinan el valor de la corriente de cortocircuito asimétrica de acuerdo a la relación X/R.	99
Tabla 3.1. Tensiones de barra 34.5 kv, medidas a la legada en las s/e de los circuitos en estudio. CADAFE región 2, del Estado Monagas.....	171
Tabla 3.1. Tensiones de barra 34.5 kv, medidas a la legada en las s/e de los circuitos en estudio. CADAFE región 2, del Estado Monagas.....	172
Tabla 3.2 Voltaje a la llegada de las subestaciones en estudio, arrojado por el padee	173
Tabla 3.3. Resumen del sistema presente de subtransmision (2009).....	174
Tabla 3.4. Cantidad de circuitos en 34.5 kv, que dependen de las subestaciones 115 kv que alimentan a los circuitos en estudio.....	175
Tabla 5.1. Características de los conductores de distribución aérea normalizados por CADAFE.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5.2. Impedancia de transformadores pertenecientes a las S/E 115 KV de CADAFE región 2	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5.3 Ubicación de las subestaciones y áreas de influencia (2009)	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5.4 Características de las subestaciones (2009)	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5.5 Niveles de cortocircuito trifásico Oriente	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5.6 Niveles de cortocircuito monofásico Oriente.....	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Organigrama del PADEE	41
Figura 1.2. Ejemplo de planos de redes elaborados por capas.....	44
Figura 1.3. Símbolos del PADEE	46
Figura 1.4. Características de los dibujos del PADDE	47
Figura 1.5. Opciones del análisis de redes primarias.....	54
Figura 1.6. Resultado del análisis con el PADEE.....	56
Figura 1.7. Coordinograma del PADEE.....	57
Figura.2.1. Perfil de voltaje de carga distribuida.....	64
Figura 2.2. Diagrama unifilar para un alimentador de distribución.....	65
Figura 2.3. Diagrama fasorial de distribución de las tensiones.....	66
Figura. 2.4. Circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniforme	68
Figura. 2.5. Diagrama fasorial de caídas de tensiones para un circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniforme	69
Figura.2.6. Grafico relativo al ejemplo anterior.....	70
Figura 2.7 Diagrama unifilar para secciones no uniformes del conductor	71
Figura. 2.8. Diagrama unifilar que muestra las cargas distribuidas uniformemente..	73
Figura 2.9. Disposición interna de los hilos del conductor ARV 4/0	75
Figura. 2.10. Disposición de las fases del alimentador.....	76
Figura.2.11. Grafica que permite determinar la relación entre R y Ro.....	79
Figura. 2.12. Perfil general de tensión para el caso de un alimentador en 13,8 Kv....	83
Figura 2.13. Representación de un cortocircuito trifásico	92
Figura 2.14. Representa un cortocircuito fase – fase donde los diagramas de secuencia positiva y negativa se conectan en paralelo.	93
Figura 2.15. Representa un cortocircuito fase – tierra	95
Figura.2.16. Representa un cortocircuito fase – tierra mínimo.....	96

Figura. 2.17. Muestra como se combina la componente de c.d. con la de c.a para producir la corriente total asimétrica.....	97
Figura 2.18. Fusible en el lado de alta del transformador.....	107
Figura2.19. Fusible en el lado de carga del reconectador.....	108
Figura 2.20. Coordinación reconectador-reconectador.....	109
Figura 2.21. Coordinación disyuntor – reconectador.....	110
Figura 2.22 Triangulo de potencias eléctricas.....	124
Figura 2.23. Compensación individual.....	127
Figura 2.24. Compensación grupal.....	129
Figura 2.25. Compensación central.....	130
Figura 3.1. Entrada a la S/E El Indio [El Autor].....	134
Figura 3.2. Salidas en 115 kV de la S/E El Indio [El Autor].....	135
Figura 3.3. S/E El Tejero [El Autor].....	140
Figura 3.4. Diagrama unifilar del circuito Caripe con las caídas de tensión.....	143
Figura 3.5. S/E Caripe [El Autor].....	144
Figura. 3.6. S/E El Rincón [El Autor].....	145
Figura 3.7. S/E San Antonio [El Autor].....	146
Figura. 3.9. S/E Paso Nuevo [El Autor].....	150
Figura 3.11. S/E Chaguaramas [El Autor].....	152
Figura 3.12. Transformador de la S/E Veladero [El Autor].....	153
Figura 3.13. S/E velador (115/34.5 KV) [El Autor].....	153
Figura 3.14. Transformador dañado de la S/E El Blanquero [El Autor].....	154
Figura 3.15. Reconectador Tipo GVR de la Salida del circuito Rural Sur.....	155
[El Autor].....	155
Figura 3.16. Diagrama unifilar del circuito rural Sur.....	156
Figura 3.17. S/E Pechón [El Autor].....	157
Figura 3.18. Entrada a la S/E El Blanquero [El Autor].....	158
Figura 3.19. Pórtico de la S/E El Blanquero [El Autor].....	158
Figura 3.20. Transformador de la S/E Caratal [El Autor].....	160

Figura 3.21. S/E El Indio Salidas en 34.5 KV [El Autor].....	160
Figura 3.23 Salida del circuito rural Norte en la S/E Indio. [El Autor].....	162
Figura 3.24. S/E rural Norte [El Autor]	163
Figura 3.22. Diagrama Unifilar del circuito Rural Norte, con las caídas de tensión en sus S/E.....	164
Figura 3.25. S/E Aragua. [El Autor]	165
Figura 3.26. Pórtico 115 KV de la S/E Veladero. [El Autor]	166
Figura 3.27. Salidas de los circuitos Amana a mano derecha y Rural sur a mano izquierda. [El Autor]	167
Figura 3.28. Reconectador Tipo GVR de la Salida del circuito Amana	167
[El Autor]	167
Figura 3.29. S/E Amana. [El Autor]	169
Figura 3.30. S/E La Cascada [El Autor]	170
Figura 3.31. Diagrama Unifilar del Circuito Amana	171
Figura 5.1. Grafico de TTI acumulado en el año 2008 para el circuito Chaguaramas (34.5 KV)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 5.2 Grafico del número de fallas del circuito Chaguaramas (34.5 KV), durante el año 2008	¡Error! Marcador no definido.
Figura 5.3. Grafico de TTI acumulado en el año 2008 para el circuito Rural Norte (34.5 KV)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 5.4. Grafico del número de fallas del circuito Rural Norte (34.5 KV), durante el año 2008	¡Error! Marcador no definido.
Figura 5.5. Grafico de TTI acumulado en el año 2008 para el circuito Rural Sur (34.5 KV), durante el año 2008	¡Error! Marcador no definido.
Figura 5.6. Grafico del número de fallas del circuito Rural Sur (34.5KV), durante el año 2008.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 5.7. Grafico de TTI acumulado en el año 2008 para el circuito Amana (34.5KV)	¡Error! Marcador no definido.

Figura 5.8 Grafico del número de fallas del circuito Amana (34.5KV), durante el año 2008.....**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.9 Grafico de TTI acumulado en el año 2008 para el circuito Caripe (34.5KV)**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.10 Grafico del número de fallas del circuito Caripe (34.5 KV), durante el año 2008.....**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.11. Parte de las que esta formado un fusible;**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.12 Perfiles de tensión del circuito Amana (34.5 KV);**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.13 Perfiles de tensión del circuito Caripe (34.5 KV);**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.14 Perfiles de tensión del circuito rural Norte (34.5 KV);**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.15 Perfiles de tensión del circuito Chaguaramas (34.5 KV) **¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.16 Perfiles de tensión del circuito rural Sur (34.5 KV);**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.17 Coordinación de protecciones por fase para el circuito rural Sur... **¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.18 Coordinación de protecciones por tierra para el circuito rural Sur 34.5 KV**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.19 Coordinación de potecciones por fase para el circuito Amana 34.5 KV**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.20 Coordinación de potecciones por tierra para el circuito Amana 34.5 KV**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.21 Coordinación de protecciones por fase para el circuito rural Norte 34.5 KV**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.22 Coordinación de protecciones por fase para el circuito Chaguaramas 34.5 KV**¡Error! Marcador no definido.**

Figura 5.23 Coordinación de protecciones por tierra para el circuito Chaguaramas 34.5 KV.....**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.24 Diagrama de la subestación Amana.....**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.25 Diagrama de la subestación Caratal.....**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.26 Diagrama de la subestación el Fangal**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.27 Diagrama de la subestación Caripe.....**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.28 Diagrama de la subestación Chaguaramas;**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.29 Diagrama de la subestación El Rincón ...**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.30 Diagrama de la subestación pso Nuevo ..**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.31 Diagrama de la subestación Pechón**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.32 Diagrama de la subestación rral Norte de la subestación Chaguaramas**¡Error! Marcador no definido.**

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

El 27 de octubre de 1958, se crea la Compañía De Administración Y Fomento Eléctrico (CADAFE), Según Resolución N° 3.218 del 25 de agosto de 1.958, “con el fin de optimizar la administración y la operación de las empresas de electricidad dependientes del Estado Venezolano que estaban repartidas en todo el país”, “desarrollando una infraestructura eléctrica en Generación, Transmisión y Distribución, logrando un alto grado de electrificación en la nueva Venezuela democrática” Inicio sus actividades con 15 pequeñas compañías, las cuales, en el mes de junio de 1.959 se fusionan, quedando CADAFE como la empresa matriz de electricidad del Estado Venezolano, encargada de mantener uniformidad en los criterios técnicos y administrativos que permitían la ampliación y formulación de programas y planes eléctricos de forma integral.

Por lo tanto CADAFE en esos momentos es quien organiza, opera, administra, planifica, coordina y controla los planes de electrificación nacional con el fin de contribuir al desarrollo económico del país y al bienestar de la población.

Para el 5 de mayo de 2006 por Decreto N° 4.492 del Ejecutivo Nacional, publicado en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 38.441 del 22 de mayo de 2006, se estableció en su Artículo 1°: “Se ordena la fusión de las

Sociedades: Compañía Anónima Electricidad de Oriente (ELEORIENTE), Compañía Anónima Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE), Compañía Anónima Electricidad del Centro (ELECENTRO), Compañía Anónima Electricidad de Los Andes (CADELA) y Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro (SEMDA), de conformidad con lo establecido en el Artículo 346° del Código de Comercio”. Para el 1 de enero de 2007 nace la nueva CADAFE; al haberse fusionado con sus filiales de distribución y escindirse estas (ELEORIENTE, SEMDA, ELEOCCIDENTE, ELECENTRO, CADELA), quedando dividida en 6 regiones.

- Región Noroeste que comprende los Estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy.
- Región Norcentral integrada por los Estados Carabobo, Aragua, Miranda Vargas y Distrito Capital.
- Región Oriental conformada por los Estados Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro.
- Región Central que comprende los Estados Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure.
- Región Andina compuesta por los Estados Mérida, Trujillo y Táchira.
- Región Sur integrada por los Estados Bolívar y Amazonas.

CADAFE, a finales del 2007 pasó a convertirse en Filial de la Corporación Eléctrica Nacional-CORPOELEC-, ya que, como es sabido, el Ejecutivo Nacional, a

través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP), resolvió reorganizar el Territorio Nacional para el ejercicio de la actividad de Distribución de Potencia y Energía Eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la Resolución N° 390 del MPPEP, en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.785 del día 8 de octubre de 2007. Al reunificarse CADAFE, se crearon nueve (9) nuevas Regiones Operativas para atender el Servicio en todo el país, bajo un esquema de mayor flexibilidad operativa, desconcentración de su funcionamiento operativo y un control más eficiente, a saber:

- Región Número UNO, constituida por los Estados Sucre y Anzoátegui, con sede en Cumaná.

- Región Número DOS, conformada por los Estados Monagas y Delta Amacuro, con sede en Maturín.

- Región Número TRES, conformada por los Estados Guárico y Apure, con sede en San Fernando de Apure.

- Región Número CUATRO, conformada por los Estados Miranda y Aragua, con sede en Maracay.

- Región Número CINCO, integrada por los Estados Barinas, Portuguesa y Cojedes, con sede en Acarigua.

- Región Número SEIS, conformada por los Estados Carabobo y Yaracuy, con sede en Valencia.

- Región Número SIETE, integrada por los Estados Mérida, Táchira y Trujillo, cuya sede está en San Cristóbal.

- Región Número OCHO, integrada por los Estados Bolívar y Amazonas, con sede en Puerto Ordaz.
- Región Número NUEVE, constituida por el Estado Falcón y su sede estará en Coro.

Hoy a Monagas se le asignó la Región 2. Este proyecto se circunscribe a esta señalada Región.

Las fallas de diferente índole en las líneas eléctricas de distribución, ocasionan interrupciones del servicio eléctrico, desmejorando su continuidad, trayendo como consecuencias pérdidas económicas a la Empresa (CADAFE) y molestias a los suscriptores. Lo que hace necesario tomar medidas técnicas y financieras urgentes, que logren la reducción de estas fallas eléctricas, para así brindar un servicio de calidad y con el menor tiempo de interrupción del servicio a los suscriptores.

El presente trabajo está enmarcado dentro de esta filosofía y tiene como fin la Optimización de los Circuitos de Sub-transmisión en los Niveles de Tensión 34.5 KV; (CHAGUARAMAS, CARIPE, RURAL NORTE, RURAL SUR, AMANA). Del estado Monagas, Perteneciente a CORPOELEC - CADAFE Región 2. Los mismos son de gran importancia, porque son éstos los que alimentan a las S/E de distribución 34.5/13.8 KV, que proveen de servicio eléctrico a diferentes poblaciones del Estado Monagas, necesarios para el desarrollo económico y social de las mismas, lo que amerita que se les garantice un servicio eléctrico de calidad y confiable, que traerá una mejora en la calidad de vida de éstos. Por consiguiente, se hace necesario que a estos circuitos se les optimice en los parámetros eléctricos (Caída de Tensión, Capacidad de Corriente, Corto Circuito, Compensación de Reactivos) y desde el

punto de vista de maniobras, despeje de fallas y protección contra descargas atmosféricas.

En este contexto, se hace necesario realizar este Estudio de Optimización para minimizar las diferentes fallas que se presentan en las redes de estos circuitos, considerándolos desde sus salidas en las S/E Reductoras (115/34.5 KV), hasta su llegada en las S/E de distribución (34.5/13.8 KV).

El estudio propuesto se realizará apoyándose en la herramienta computacional PADEE, así como en mediciones de voltaje en las barras de las distintas subestaciones (15) que alimentan y son alimentadas por estos circuitos y en los cálculos técnicos respectivos que dicho estudio ameriten.

La finalidad de este trabajo es colaborar a que la empresa CADAPE, pueda utilizar estos resultados para desarrollar proyectos a corto plazo, en los cuales, adopten mejoras en la calidad del servicio eléctrico, para mejorar las condiciones operativas del sistema eléctrico de estos circuitos.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Optimizar los Circuitos de Sub-transmisión en los niveles de tensión 34.5 KV; CHAGUARAMAS, CARIPE, RURAL NORTE, RURAL SUR y AMANA, del estado Monagas, Perteneciente a la Región 2 - COORPOELEC (CADAPE).

1.2.2. Objetivo específicos

1. Realizar el diagnóstico de la situación actual de los circuitos en estudio.
2. Realizar el levantamiento de los circuitos en estudio, para su actualización y digitalización.
3. Simular los circuitos en estudio, utilizando la Herramienta Computacional PADEE.
4. Estudiar la Caída de Tensión, Corto circuito y coordinación de Protecciones de los circuitos en estudio.
5. Determinar la ubicación exacta de los bancos de capacitores a instalarse en los circuitos en estudio, utilizando la Herramienta Computacional PADEE.
6. Comparar los niveles medidos con los arrojados por la simulación.
7. Proponer soluciones para lograr la optimización de los circuitos en estudio.

1.3. Generalidades de CADAPE

1.3.1. Antes de CADAPE

La historia de la electrificación en Venezuela, se inicia en el año 1888, cuando se instaló en la ciudad de Maracaibo el primer sistema Regular de Alumbrado

Público. Un año después, la ciudad de Valencia pasa a ser la segunda ciudad del país en disfrutar de este tipo de servicio.

Las pequeñas compañías existentes, para el momento del auge petrolero, (La Petrolia en Táchira, Lago de asfalto natural de Guanoco (Estado Sucre), primera Ley de Minas del 4 de agosto de 1905, en 1921 la Caribbean Petroleum pasó a estar bajo el control de la Royal Dutch Shell, en 1922 reventón del pozo Barroso 2 en el Zulia, Venezuela fue desde 1928 hasta 1970, el primer país exportador de petróleo en el mundo), no gozaban de una alta capacidad para atender la demanda que requería para es momento el país. Para la esa época se comenzaba a presenciar un nuevo estilo de vida y por ende el uso de equipos eléctricos de lo mas sofisticados, conduciendo esto realizar mejores instalaciones eléctricas, por exigencias del crecimiento industrial, comercial y residencial, que crecía cada día mas en nuestro país.

Con base a los avances, el Estado Venezolano crea en el año 1.946 a través del Ejecutivo Nacional la Corporación Venezolana de Fomento (CFV), como un Instituto Autónomo adscrito al Ministerio de Fomento. Esta corporación adquirió varias plantas generadoras, las cuales se encontraban bajo la administración de 15 empresas privadas.

En el año 1.951, se formulo el primer Plan nacional de Electrificación, (Empresa BURNS & ROE, inició los estudios necesarios de su diseño, con investigaciones que determinaron la conveniencia de aprovechar los saltos inferiores del río Caroní, para la construcción de una Central Generadora de Electricidad), que fue asignado a la CVF, como el Organismo encargado de su ejecución y a la vez de proponer el crecimiento industrial del país. Surge entonces la necesidad de poner en marcha un organismo responsable centralizador de políticas en cuanto a dirección y operatividad de las Empresas Eléctricas del Estado Venezolano, con la misión de

unificar criterios y procedimientos que contribuyan al desarrollo de la industria Eléctrica Venezolana.

1.3.2. Los primeros años de CADAFE

Es el 27 de Octubre de 1.958, cuando se crea la compañía de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE); Según Resolución N° 3.218 del 25 de Agosto de 1.958, iniciando sus actividades con quince (15) pequeñas compañías, las cuales en el mes de Junio de 1.959 se fusionan, quedando CADAFE como la Empresa Matriz de Electricidad del Estado venezolano, encargada de mantener uniformidad en los criterios técnicos y administrativos que permitieran la ampliación y formulación de programas y planes de forma integral.

Por lo tanto, es CADAFE quien Organiza, Opera, administra, Planifica, Coordina y controla los planes de electrificación Nacional, con el fin de contribuir al desarrollo Económico del país y al bienestar de la población. Es importante Destacar que CADAFE inicia sus operaciones con la centralización de las actividades ejecutivas de Planificación y Dirección; estructurándose organizativamente la Administración Principal con sede en la ciudad de Caracas.

En el año 1.971, se inicia la reorganización de la empresa en sus niveles operativos y administrativos, dando origen al establecimiento de una estructura que separa las funciones del Fomento Eléctrico y Administración del Servicio.

Es así como desde sus inicios o creación, la Empresa CADAFE siempre ha gozado de Personalidad Jurídica, tal como se desprende de ponencia del Magistrado Levis Ignacio Zerpa en Dictamen de la Sala Política Administrativa del Tribunal

Supremo de Justicia de fecha martes, 03 de junio de 2003, por donde se indicó que: “CADAFE es Persona Jurídica, con patrimonio propio, separado e independiente, bajo la figura jurídica de ‘Sociedad Anónima’, cuyas obligaciones sociales están garantizadas por un Capital determinado y los socios no están obligados sino por el monto de su acción. (Ordinal 3º del Artículo 20º del Código de Comercio)”, quien desde entonces utiliza la sigla o acrónimo de “CADAFE”, tal como aparece en la Gaceta Municipal del Distrito Federal N° 7.738, del 7 de Agosto de 1985.

1.3.3. CADAFE y sus filiales

Más tarde, en el año 1990, se inicia el Proceso de Descentralización y Reestructuración de CADAFE, bajo la concepción de Holding Eléctrico (conglomerado o empresa multi-industria), integrado por:

- La Casa Matriz, sede en la ciudad de Caracas, cuya función principal es definir las políticas y lineamientos generales y hacer seguimiento, control y evaluación a su cumplimiento.
- Una Empresa de Generación y Transmisión.
- Empresa de Servicios, Subsidiarias Eléctricas, con apertura a la participación privada, tiene como objetivo brindar servicios a las Empresas Filiales y a terceros: Informática, Sistemas, apoyo Tecnológico, Investigación y Desarrollo.
- Cuatro (4) Empresas Regionales de Distribución y Comercialización que tiene como propósito fundamental, brindar una atención directa, eficiente y adecuada a cada una de las regiones, estas empresas son:

- Compañía Anónima Electricidad del Centro (ELECENTRO), fundada el 22 de febrero de 1990.
- Compañía Anónima Electricidad de los Andes (CADELA), fundada el 26 de noviembre de 1990.
- Compañía Anónima Electricidad de Oriente (ELEORIENTE), fundada el 22 de marzo de 1991.
- Compañía Anónima Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE), fundada el 26 de abril de 1991.

Adicionalmente, el 25 de octubre de 1990 se constituyó la empresa Compañía Anónima Desarrollo del Uribante-Caparo (DESURCA), responsable de ejecutar los trabajos de construcción del Complejo Hidroeléctrico Uribante-Caparo (Estado Táchira).

Posteriormente en 1998 se privatiza el servicio eléctrico en la Zona del estado Nueva Esparta (ELEORIENTE), creándose la empresa privada de electricidad denominada Sistema Eléctrico de Nueva Esparta Compañía Anónima (SENECA). Luego las zonas Monagas y Delta Amacuro, pertenecientes a la empresa ELEORIENTE, se separan de esta, para formar la empresa de Servicios Eléctrico para Monagas y Delta Amacuro (SEMDA, Octubre 1.998).

Hoy día todas estas empresas están integradas a la Corporación Eléctrica Nacional-CORPOELEC-, creada por el Gobierno Nacional, mediante Decreto Presidencial N° 5.330, en julio de 2007. Es la encargada de la realización de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de

Potencia y Energía Eléctrica, teniendo la misma plazo de tres años para fusionar a todas éstas en una Persona Jurídica única: CADAFE, CALEY, CALIFE, EDELCA, ELEBOL, ELECAR, ELEVAl, ENAGEN, ENELBAR, ENELCO, ENELVEN, SENECA, TURBOVEN.

1.3.4. Logros de CADAFE

Se podría decir que la Empresa CADAFE, durante sus primeros treinta (30) años ha tenido los siguientes logros:

- Consolidación de quince (15) empresas eléctricas en una sola.
- Desarrollo de una infraestructura de generación, transmisión y distribución.
- Mantenimiento de una cobertura del 92% en el Territorio Nacional.
- Mejoras técnicas en la calidad del servicio.
- Mejorar la calidad del servicio.
- Desarrollo de una gran capacidad de generación de origen termoeléctrico e hidroeléctrico.
- Construir un sistema de transmisión que le ha permitido interconectarse con otras grandes empresas generadoras de electricidad y distribuir energía eléctrica por todo el país.

Gracias a su presencia a nivel nacional, se ha hecho posible el funcionamiento de empresas vitales y estratégicas para el país, como la industria siderúrgica, metalmecánica, del aluminio, manufacturera, alimentos, petroquímica y telecomunicaciones, entre otras. Además, presta un servicio público, ya que suministra electricidad a hogares, hospitales, centros de enseñanzas, sistemas de protección, seguridad ciudadana, investigaciones científicas, entretenimiento y alumbrado público, garantizando la calidad de vida de los venezolanos. Prácticamente está presente en todas las actividades del ser humano venezolano.

1.3.5. Objetivos fundamentales de la empresa CADAFE región 2

- Satisfacer la demanda de energía eléctrica que requiere el desarrollo económico y social de la zona 2 Monagas y Delta Amacuro, mediante la prestación de un servicio eficiente y confiable; que permita suministrar a cada tipo de suscriptor la calidad de energía eléctrica que demanda a un costo razonable.
- Suministrar electricidad a las poblaciones de las Zonas Urbanas, así como a las Zonas Rurales.
- Mantener una rentabilidad de autosuficiencia económica.
- Mantener los niveles óptimos de productividad.

Para lograr los objetivos planteados, la Empresa CADAFE ha definido un conjunto de Políticas y Estrategias a fin de incrementar su Productividad, agilizar los

procesos administrativos para mejorar la atención al suscriptor y los Sistemas de Facturación e Información por medio de Programas continuos de Adiestramiento y Desarrollo de Recursos Humanos a todos los niveles.

1.4. Programa de análisis de redes de distribución (PADEE)

El PADEE es un sistema computarizado en ambiente (Front - End) de AUTOCAD y WINDOWS (98, NT, 2000, XP y Vista), para realizar cálculos, análisis (Análisis del Flujo de Carga) en las Redes Distribución de energía eléctrica. También es un sistema de información como apoyo a la ejecución de obras y Oficinas de Ventas de energía. Utiliza tecnologías CAD - CAE (Computer Aid Design) - (Computer Aid Engineering) y GIS (Geografic Information System), para que todas las actividades se realicen, gráficamente, entorno a los planos de las redes eléctricas elaborados en AUTOCAD. La entrada de datos para realizar los cálculos se toma automáticamente de los planos y las salidas son en forma gráfica, con colores o señales gráficas que destacan los puntos más relevantes del análisis. Los resultados detallados son del tipo impreso.

El PADEE aprovecha el esfuerzo necesario e importante para actualizar los planos de las redes eléctricas y obtiene los datos directamente de éstos. Los planos constituyen la base de datos principal para todos los sistemas, ya que es completamente injustificado que se recurra a un escalímetro y a codificaciones para tomar nuevamente la data existente en estos plano. Los módulos o subsistemas bien sea de información o de análisis toman los datos en forma automática directamente de los planos elaborados con las tecnologías CAD y GIS, ya que éstos poseen todos los datos realizar los análisis eléctricos. Cabe destacar que los planos pueden ser

interpretados por cualquier personal o software de análisis siendo una forma estándar de presentación de resultados.

Siendo los Planos la base de datos que centraliza toda la información, éstos deben ser “normalizados” y elaborados bajo las “Normas de Dibujo de CADAPE (PDVSA utiliza la misma norma, ELEVAL y ELEBOL usan una muy similar), utilizando las ayudas o herramientas que nos brinda la Tecnología CAD, haciendo un correcto uso de “Capas” y “Bloques” de Símbolos. Adicionalmente a la facilidad de normalización del dibujo, la Tecnología CAD incorpora "Inteligencia" en los Planos proporcionándoles toda la información requerida por los ingenieros para realizar los análisis de la red.

Los Sistemas de Información y Análisis aprovecharán éstos datos obteniendo y descargando los valores y cálculos directamente sobre los planos elaborados en CAD, dándole una capacidad gráfica, como sistema de información geográfico y de gran capacidad análisis inigualable y ejecutado cálculos en muy pocos minutos.

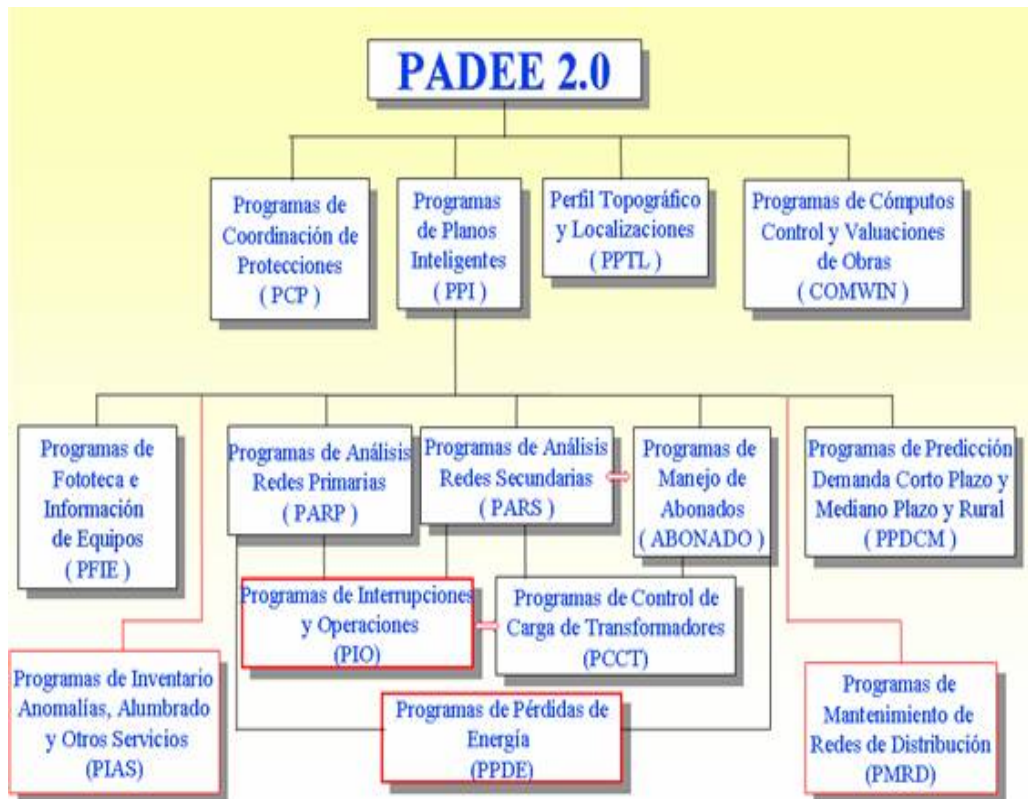


Figura 1.1. Organigrama del PADEE

1.4.1. Programa de planos inteligentes (PPI)

Contiene las normativas para realizar los planos en forma sistemática y ordenada a fin de que los programas de análisis puedan tomar los datos de entrada en forma automática. Consta de librerías automáticas, programas de ayudas al dibujo y manuales del usuario. Utiliza tecnologías GIS para la ubicación de los elementos de la RED.

1.4.2. Programas de análisis de la red primaria (PARP)

Realiza los cálculos de Caída de Tensión. Pérdidas, Niveles de Cortocircuito y Optimización de la Compensación Reactiva en las Redes de Alta Tensión. Posee algoritmos inteligentes para armar la topología del circuito basándose en las convenciones gráficas o normativas del dibujo.

1.4.3. Programas de análisis de la red secundaria (PARS)

Realiza cálculos de caída de tensión, pérdidas y corrientes pero para las redes de distribución de baja tensión adicionalmente crea los archivos de sectores para la identificación de los suscriptores afectados por la interrupción del servicio de un transformador de distribución.

1.4.4. Programa de suscriptores (PS)

Permite realizar la conexión de los clientes o suscriptores a las estructuras del sistema eléctrico, permitiendo obtener los datos de la facturación (energía vendida) ubicada en cada punto de la red eléctrica. También funciona como sistema de información para el apoyo en las actividades de localización de suscriptores (solicitudes y reclamos) y/o rutas de cobro, análisis de consumo o caracterización de la carga por zonas, etc. Utiliza comandos activeX y se enlaza con ODBC a la base de datos de los suscriptores.

1.5. Descripción de los programas de análisis de redes de distribución de energía eléctrica (PADEE)

1.5.1. Programas de planos inteligentes (PPI)

Para los sistemas de Distribución de energía eléctrica el mejor sistema de almacenamiento de datos es un buen sistema de planos. En éstos se puede visualizar mucha información en forma rápida, confiable y económica. Con un solo vistazo se observan longitudes, calibres, capacidades de circuitos etc. Adicionalmente con la ayuda de la tecnología del CAD, GIS y la incorporación de "inteligencia" en los planos, éstos se conectan con bases de datos, tan amplias como se requiera, obteniéndose otros sistemas adicionales a la información de la red misma.

En Venezuela ya existen planos de redes de alta tensión actualizados, pero muy pocos con el detalle de la red y suscriptores. Por lo que independientemente del sistema de análisis a utilizar, requiere realizar previamente un levantamiento de las instalaciones y una actualización de los planos existentes.

Con el Sistema de Planos Inteligentes ésta labor, que hasta ahora ha sido necesaria realizar al comienzo de cualquier proyecto, se realiza en una forma muy sencilla y eficiente, además de permitir una constante actualización de los mismo ahorrando en el futuro los costos necesarios ejecutar actualmente.

A continuación se muestra una gráfica que permite visualizar la forma en que se generan las capas (layer) de información en un plano.

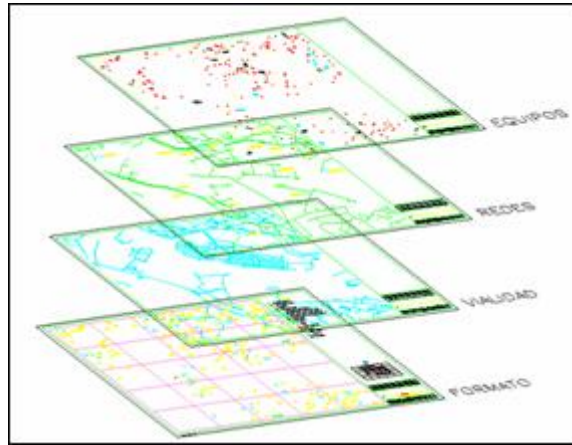


Figura 1.2. Ejemplo de planos de redes elaborados por capas

El grado de información de un plano depende del uso principal a que está destinado por lo tanto es muy importante de no pecar por exceso o defecto ya que en un caso se puede oscurecer la información más importante y en otro caso el plano pierde utilidad. El diseño del Sistema de Planos se tiene muy presente, tanto el tipo de información a contener, como la forma en que va efectuarse su mantenimiento a fin de no incluir información que no pueda mantenerse.

1.5.1.1. Tipo de planos requeridos

El sistema de planos se debe estructurar como se indica a continuación:

- Planos índice.
- Planos de vialidad y de Catastro (identificación de parcelas y terrenos)
- Planos generales de la red en alta y baja tensión.

Dependiendo de los análisis ha efectuar se deben realizar algunos solamente o todos.

1.5.1.2. Escalas

Se eligieron las escalas que más prácticas para cada tipo de planos, así como los tamaños de papel más adecuados desde los puntos de vista de manejo, elaboración, almacenaje, copiado etc. Hasta el momento se tiene el diseño para la Norma de Dibujo de CADAFE sus filiales, ELEVVAL, CALIFE, ELEBOL, EDELCA y PDVSA utilizan unas similares.

1.5.1.3. Símbolos

Se tomaron símbolos claros, fáciles de dibujar y uniformes para cada tipo de planos. El sistema consta de un instructivo completo para cada uno de los símbolos a utilizar indicando las características de dibujo y las características CAD para facilitar el uso y aplicación posterior.

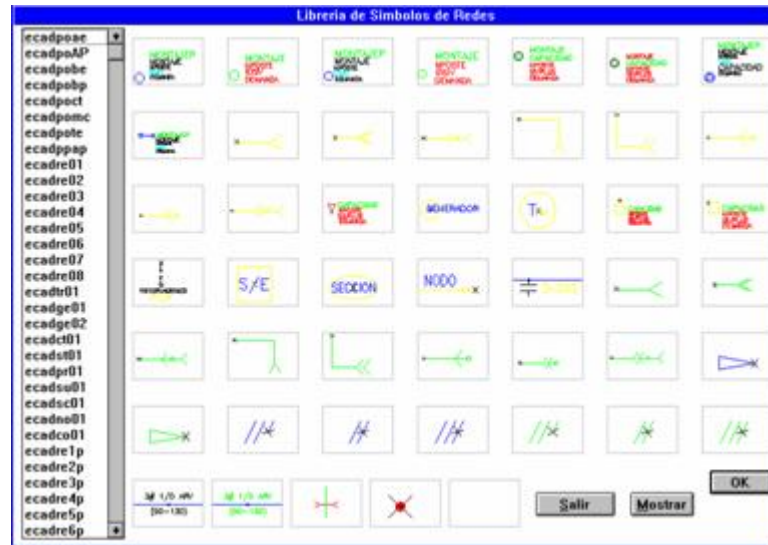


Figura 1.3. Símbolos del PADEE

Los símbolos se incorporaron a librerías automáticas que permiten seleccionarlos fácilmente. Adicionalmente cada uno de los símbolos elaborados, son soportados debidamente en los manuales del PADEE señalando las siguientes características.

- Espesores de plumillas y Tipos de trazos
- Tipos de letras
- Dimensiones del símbolo
- Punto de inserción para CAD
- Atributos en CAD

- Capas o Layers en CAD

Los símbolos y sus características más importantes, forman los bloques y atributos en AUTOCAD, y cuando se “pegan” en el dibujo se interroga al usuario por éstas características, ejerciendo sobre el usuario una uniformidad en el tipo y forma de los datos que deben utilizarse en cada símbolo.

En la figura 1.4 se da el ejemplo que se presenta a continuación se muestran de interrogaciones y las variables que se utilizan en cada símbolo para almacenar sus características.

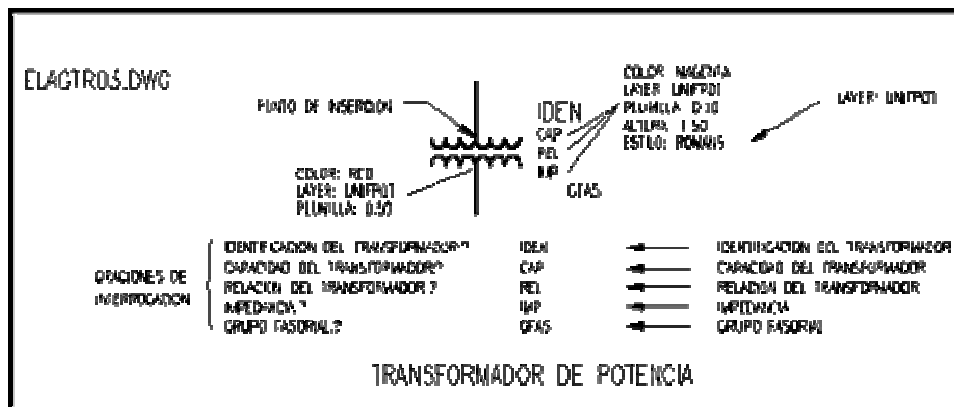


Figura 1.4. Características de los dibujos del PADDE

1.5.1.4. Plano índice

El plano índice es un plano general que cubre toda el área donde existen redes eléctricas y donde aparecen las referencias para poder identificar otros planos. En el mismo se indican los linderos del área a tomar en cuenta así como los límites de estados, distritos y accidentes geográficos importantes.

El uso principal de este plano es para localizar otros planos de escala más reducida.

1.5.1.5. Planos de vialidad

Estos planos servirán de base para la elaboración de los planos de las redes de distribución. Actualmente se dispone en formato de AUTOCAD la mayoría de las ciudades de Venezuela y los organismos gubernamentales ya están actualizando sus tecnologías a fin de suministrar todos los planos en este formato o en uno compatible.

1.5.1.6. Planos generales de la red de alta tensión

Con estos planos se realizan los análisis eléctricos de los estudios de planificación en el computador, pero también son utilizados por el personal de campo para realizar maniobras, mejoras y ubicar los sitios de trabajo, por lo tanto es muy importante que estos planos presenten en el papel la nomenclatura Vigente con la información básica de capacidades, calibres, etc, de igual forma en la que se ha venido manejando desde hace mucho tiempo en forma manual.

Además, dicha Información debe ser ubicada sobre los Planos de Vialidad, sin el catastro, y las escalas normalmente utilizadas son las 1:10.000 ó 1:5000 dependiendo de la densidad de información.

La información típica de estos planos es:

- Subestaciones de distribución y subtransmisión con referencia a otros planos de detalle.
- Puntos de Transformación.
- Bancos de condensadores.
- Líneas de distribución y subtransmisión indicando, número de circuitos y fases, calibres, material del conductor, distancias entre fases, en el caso aéreo y disposición de la bancada en el caso subterráneo.
- Estructuras soportes de líneas de alta tensión (postes, estructuras, sótanos y tanquillas), y sus equipos: seccionadores, interruptores, fusibles, pararrayos.

1.5.1.7. Planos de baja tensión

Estos planos son elaborados sobre la base de vialidad y la división de parcelas, las escalas normalmente utilizadas son las escalas 1:2.500, 1:1.000 ó 1:500, en éstos se indican los siguientes elementos:

- Postes de alta y baja tensión asignándole el número de la identificación geográfica que posteriormente será pintado sobre cada uno de los postes o estructuras.

- Postes y tipo de luminarias para alumbrado público.
- Líneas de alta y baja tensión, con calibres, número de fases, disposición y material del conductor.

- Acometidas al usuarios finales o consumidores

1.5.1.8. Programas de información de los planos inteligentes

Además de la información que se obtiene directamente de la lectura del plano, estos planos se conectan con bases de datos colaterales, los cuales permiten manejar una gran cantidad de información no gráfica.

Todas las estructuras son identificadas con códigos geográficos que le proporcionan una identificación única a cada estructura, equipo o suscriptor. Esta identificación funciona como cédula de identidad, y relaciona un símbolo gráfico con un registro de bases de datos, pudiéndose obtener informaciones tales como: Fotos de los equipos, seriales de equipos, fechas de instalación, fechas de mantenimiento, marcas, identificar si las estructuras son utilizadas por otros servicios de telecomunicaciones o televisión por cable, etc.

Además de identificar las estructuras se deberán identificar los equipos de protección y seccionamiento de la red ubicados en aquellos. En general estos equipos deben poseer una numeración asociada físicamente al de la estructura que lo contiene y no a números correlativos.

En los casos que existan varios equipos en la misma estructura entonces se añadirán otra letra o código. Por ejemplo el poste AAB0108 soporte de una línea

doble terna con seccionadores en ambas líneas, el número del equipo para estos casos será el numero AAB0108-A y AAB0108-B y así en forma general para todos los casos.

1.5.2. Programas de análisis de redes primarias (PARP)

El plano elaborado en CAD específicamente en AUTOCAD contiene la información de distancias, calibres y carga conectada a los circuitos, los programas de análisis toman los datos directamente de los planos.

Los pasos que sigue el sistema para realizar los cálculos son:

1.5.2.1. Identificación del circuito

El sistema de análisis de la red identifica un circuito dentro de un conjunto de circuitos, sin importar cuan complicado sea el sistema de distribución, esta identificación se basa en las convenciones gráficas conocidas y representadas en cualquier plano de red producido en la forma tradicional. Es decir, el programa posee la inteligencia suficiente, para tomar las decisiones que tomaría una persona en la identificación y el coloreado de un circuito en particular.

El sistema reconoce cuando un seccionador esta abierto o esta cerrado y hace el seguimiento del circuito en forma automática

Basta entonces con tocar con el apuntador o "Ratón" cualquier parte del circuito para reconocer en forma inmediata el circuito.

Todos los elementos que conforman el circuito quedan almacenados momentáneamente en memoria y en base de datos a fin de procesar la información.

Cualquier modificación u operación sobre el circuito bien sea apertura, cierre de seccionadores y añadiduras de tramos, se reflejan automáticamente en la topología del circuito sin necesidad de realizar ningún tipo de modelación manual.

1.5.2.2. Identificación de las cargas

Una vez identificado los elementos que conforman el circuito se seleccionan la ubicación de los puntos con cargas y el valor de las cargas. Las cargas pueden ser reales o cargas conectadas

1.5.2.3. Identificación de los calibres

Se identifican las secciones o tramos de línea que unen las cargas con sus respectivos calibres. Se suministrará una rutina que "leerá" directamente el texto, colocado junto a las líneas, que identifican el calibre y separación entre fases procesándolo para darle un código de calibre y así facilitar el proceso a los programas de análisis.

Las secciones o tramos que no posean el calibre plenamente definido tomarán el calibre de la sección inmediatamente anterior.

1.5.2.4. Identificación de características del alimentador

Las características del alimentador son colocadas como información adicional a la primera sección que conforma el circuito, tales como: Nombre del circuito, nivel de tensión, carga medida en la subestación (para los casos de análisis mediante carga conectada)

1.5.2.5. Construcción de la topología del circuito

Todos los elementos del circuito son "armados" para conformar la topología del circuito, la cual se coloca en un archivos para su posterior proceso.

1.5.2.6. Llamado a los programas de cálculo

Una vez llenado el archivo con la topología del circuito se llamarán los diferentes módulos de análisis tales como:

- Distribución de la carga total del alimentador en base a la carga conectada
- Cálculo de la caída de tensión y pérdidas en las secciones
- Cálculo de cortocircuito en el alimentador.

- Ubicación optimizada de Capacitores o compensación reactiva.

Las opciones de cada actividad son identificadas en los “botones” del los menús de cada sistema, tal como se indica en la Figura 1.5.



Figura 1.5. Opciones del análisis de redes primarias.

1.5.2.7. Resultados de los programas de cálculo

Los resultados de los programas de cálculos son presentados gráficamente y a través de listados que pueden ser impresos. Los de forma gráfica se presentan mediante señales que se dibujarán en el monitor del computador sobre los planos de la red, los cuales indicarán

- Máxima caída de tensión permitida

- Máxima caída porcentual permitida
- Máximas corrientes en la sección
- Mínimos niveles de cortocircuito
- Ubicación óptima de compensación reactiva (Condensadores)
- Gráfica de Perfiles de caída de tensión

En la figura 1.6, se muestra un ejemplo de como se presentan los resultados a través del monitor del computador.

También coloreando tramos con problemas de sobre carga o caída de tensión y finalmente con los reportes impresos similares a los utilizados actualmente. Sin embargo es de destacar que los circuitos una vez analizados pueden colocarse individualmente y en forma separada indicando los puntos críticos y de relevancia y presentar un informe completamente gráfico, en lugar de una tabla numérica que por lo general requieren de tiempo y comprensión por parte de los gerentes. También se pueden señalar cualquier otro punto crítico que el usuario desee ya que puede interrogar los parámetros de operación señalando con el ratón cualquier parte del circuito.

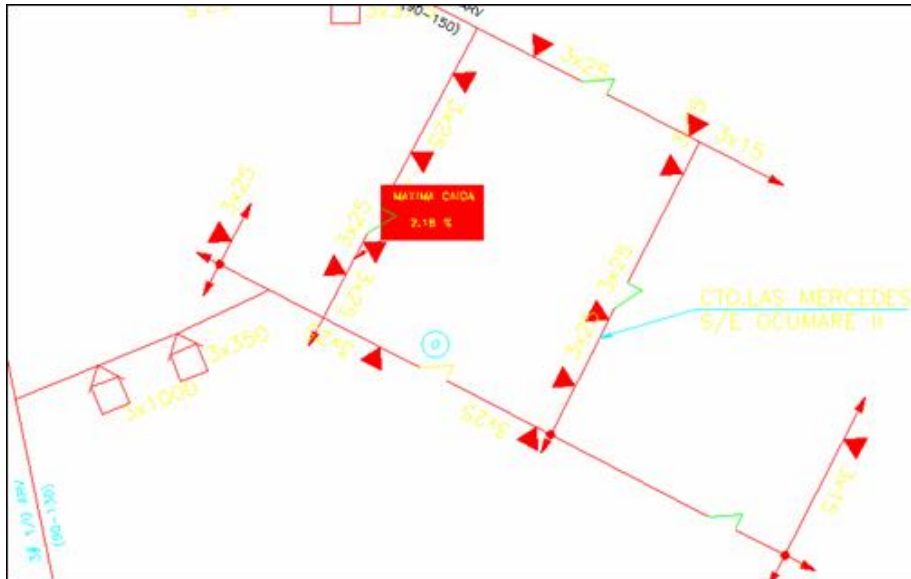


Figura 1.6. Resultado del análisis con el PADEE

1.5.3. Programa de coordinación de protecciones (PCP)

Este sistema es una herramienta que permite realizar la coordinación en forma fácil y libre de errores.

Se basa en una librería de curvas de diferentes relees y fusibles las cuales fueron normalizadas y digitalizadas. Estas curvas son colocadas en la pantalla del computador la cual es previamente convertida en un papel logarítmico.

Consta de varios módulos los cuales permiten colocar las distintas curvas tales como:

- Curva de daño de los transformadores

- Curva de máximo y mínimo nivel de cortocircuito
- Curva para todos los relees electrónicos programables., según AIEC, ANSI C37.90 y ANSI C37.112
- Cálculo de cortocircuito en la barra secundaria

Adicionalmente cuenta con una librería de símbolos sencillos que facilitan el dibujo del diagrama unifilar de la parte del sistema en cuestión

Cabe mencionar que aunque el sistema facilita la labor el ingeniero, éste debe poseer la experiencia de ingeniería necesaria para efectuar el trabajo.

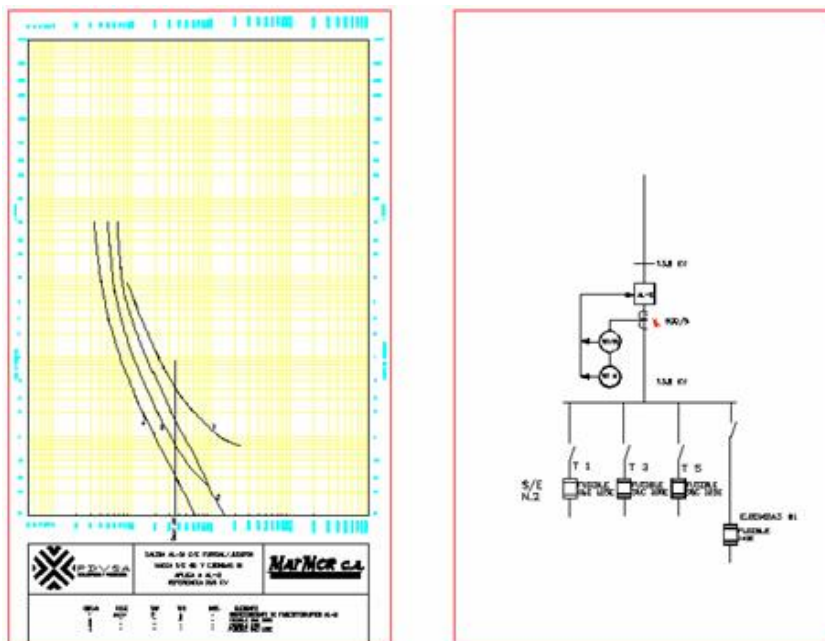


Figura 1.7. Coordinograma del PADEE

CAPITULO II

BASES TEÓRICAS

2.1. Conceptos generales

2.1.1. Sistema eléctrico

Un sistema eléctrico lo constituye aquellos equipos y maquinarias que de una u otra forma tienen que ver con los procesos que involucran la producción de energía eléctrica. Dichos procesos se definan como: Generación, transmisión y Distribución.

2.1.2. Parámetros de operación

Todo sistema eléctrico debe cumplir con ciertos criterios de operación, estos son: Continuidad, calidad y flexibilidad.

2.1.2.1. Continuidad

Se define como tal a la capacidad que posea el sistema eléctrico de suministrar energía aun en caso de ocurrir fallas. Esto se ejecuta transfiriendo carga a otros circuitos en el momento de interrupción.

2.1.2.2. Calidad

Se refiere a las condiciones bajo las cuales opera el sistema en cuanto a niveles de tensión y frecuencia de operación.

2.1.2.3. Flexibilidad

Se define como la capacidad de respuesta del sistema ante una falla, dependiendo este parámetro de otros factores como lo son:

- Factor de utilización de los conductores de la red y transformador de la subestación.
- Número de puntos de transferencia de los circuitos y porcentaje de carga transferible.
- Puntos de seccionamiento.

2.1.3. Redes de distribución

Esta se define como un conjunto de equipos y conductores destinados a la distribución de energía eléctrica. Se consideran redes de baja tensión aquellas que tengan como máximo 500 voltios entre fase y redes de alta tensión a las que tengan como máximo 23.900 voltios entre fase.

2.1.4. Redes de distribución aéreas

Se consideran aéreas todas las redes tendidas al aire libre y a vista directa, ya sean conductores desnudos, aislados o protegidos.

2.1.5. Líneas de alimentación

Se entiende por estas, todas aquellas que operando con voltaje entre fases desde 500 hasta 34.500 voltios conecten plantas generadoras o subestaciones con redes de distribución o bien bancos de transformación aislado.

2.2. Criterios de calidad de servicio

La calidad de servicio se refiere a las condiciones bajo las cuales opera el sistema eléctrico. Esta se evalúa de acuerdo a las variaciones (máximas y mínimas) de tensión que actúan en el sistema, así como también las variaciones en la frecuencia de operación del sistema.

El criterio de la calidad de servicio se rige por las normas CADAPE.

2.3. Criterios de continuidad de servicio

Es la proporción de disponibilidad del sistema y depende de la probabilidad de falla de cada uno de los elementos que lo forman y de la capacidad de reposición del sistema.

La continuidad de servicio, normalmente se evalúa por medio de los siguientes parámetros:

- Factor de Utilización
- Capacidad Firme de las Subestaciones
- Numero Total de Interrupciones (NTI)
- Frecuencia de Interrupción (F_i)
- Duración Promedio de las Interrupciones (D_i)
- Tiempo Total de Interrupciones (T_{ti})

2.3.1. Factor de utilización

Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del equipo individual o del sistema.

Los conductores del troncal o de las derivaciones que poseen puntos de transferencia con otros circuitos deben ser cargados hasta un máximo de 2/3 de su capacidad nominal en condiciones normales, con el objetivo de disponer de 1/3 de la capacidad total del conductor en caso de emergencia para auxiliar otros circuitos.

2.3.2. Capacidad firme de las subestaciones

Las subestaciones con un solo transformador no tienen capacidad firme, ya que esta capacidad se define para un grupo de subestaciones, de manera que con el transformador de mayor capacidad fuera de servicio, sea posible alimentar la totalidad de la carga.

2.3.3. Numero total de interrupciones (Nti)

El numero total de interrupciones en alta tensión que ha ocurrido en un tiempo dado, es la suma de todas las interrupciones en ese periodo.

2.3.4. Frecuencia de interrupción

Es el promedio en que el servicio de alta tensión fue interrumpido al cliente en un periodo de tiempo dado.

$$F_i = \frac{\sum (\text{KVA, instalados interrumpidos})}{\text{KVATotales}} \quad (\text{Ecu. 2.1})$$

2.3.5. Duración promedio de las interrupciones

Es una estimación promedio de la disponibilidad del servicio en alta tensión, en un periodo de tiempo dado.

$$Di = \frac{\Sigma (KVA, \text{interrumpidos})}{\Sigma (KVA, \text{instalados interrumpidos})} \quad (\text{Ecu. 2.2})$$

2.3.6. Tiempo total de interrupciones (Tti)

Es el tiempo que el servicio en Alta Tensión, está indisponible:

$$Tti = \text{Frecuencia} * \text{Duración} \quad (\text{Ecu. 2.3})$$

$$Tti = \frac{\Sigma(KVA \text{ interrumpidos})}{(KVA \text{ instalados Totales})} \quad (\text{Ecu. 2.4})$$

2.4. Perfiles de voltaje

Los perfiles de voltaje son gráficos para condiciones de carga ligera y/o de plena carga, que muestran las variaciones de voltaje del alimentador.

Cuando se incorporan condensadores fijos a una línea, estos también forman parte de la carga de la línea y la elaboración de un perfil de voltaje de este tipo es muy apropiado para determinar como afectan las cargas a la línea.

Además de los perfiles de voltaje existen los perfiles de corriente, los cuales son también muy útiles para determinar condiciones de carga de corriente reactivas en alimentadores.

Es común analizar la Regulación de Voltaje del Alimentador de Distribución en términos de “Perfil de Voltaje”, ya que los voltajes son diferentes en todas partes de la línea, y si las cargas a lo largo del alimentador están distribuidas uniformemente, el perfil se convierte en una curva suave, como se muestra en la figura 2.1.

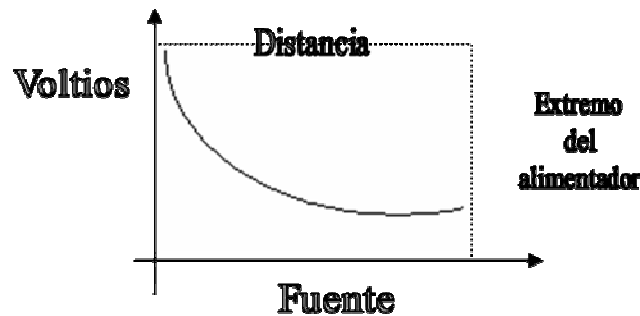


Figura.2.1. Perfil de voltaje de carga distribuida.

La Forma de perfil tiene menos consecuencia que conocer los extremos, debido a que existen diversos consumidores conectados en distintos puntos del alimentador y ningún voltaje de los mismos debe ser muy alto o bajo.

La mayoría de los alimentadores no dan servicio a una sola carga ni están uniformemente cargados, por lo que se hace necesario calcular el perfil de voltaje por partes, representado con precisión la configuración del alimentador.

Una vez preparado el perfil de voltaje, se puede establecer una banda límite de voltaje, dentro de la cual se encontraran los voltajes de los usuarios, para contar con

un servicio satisfactorio, esto también establecerá la diferencia permisible entre el voltaje a plena carga y con carga ligera.

Uno de los criterios establecidos anteriormente para analizar la confiabilidad del sistema (criterio de calidad de servicio) establece que no se debe sobrepasar el voltaje en condiciones normales de 5 %.

2.5. Caída de tensión

La caída de tensión es la diferencia de tensión existente entre dos puntos de un mismo circuito eléctrico en un mismo instante. La caída de tensión también se produce por la corriente que circula por un conductor con una impedancia distribuida.

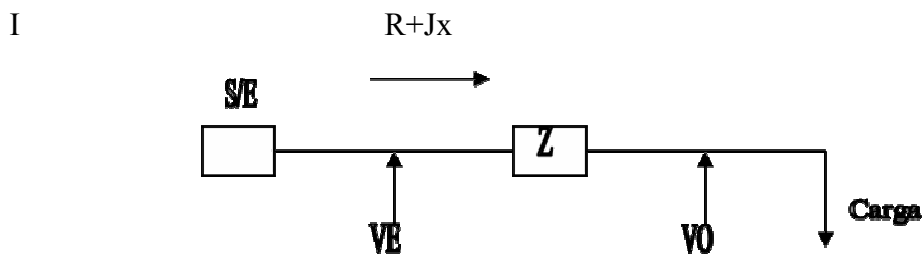


Figura 2.2. Diagrama unifilar para un alimentador de distribución

Donde:

$R+Jx$ = Impedancia del conductor

VE = Voltaje de entrada

VO = Voltaje de Salida

S/E = subestación eléctrica

I = Corriente

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

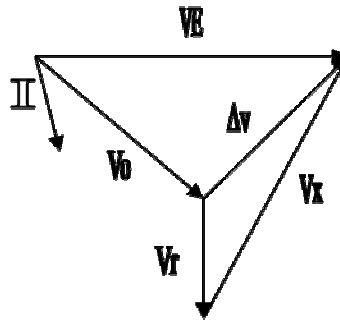


Figura 2.3. Diagrama fasorial de distribución de las tensiones

Donde:

V_E = Voltaje de entrada

V_o = Voltaje 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 $V_I = V_o + \Delta v$ puede ser determinada la caída del voltaje, por las siguientes expresiones matemáticas:

En función de los KVA de demanda de carga:

$$\%V = \frac{V_I - V_o}{V_r} \times 100 = \frac{KVA \cdot L(R \cos \phi + X \sin \phi)}{10KV^2} \times 100$$

(Ecu. 2.5)

Donde:

KVA = KVA de demanda.

L = Longitud en Km.

KV = Kilovatios de operación de la línea.

En función de la corriente de operación de la línea (1):

$$\% V = \frac{VE - VS}{VR} \times 100 = \frac{\sqrt{3} * I * L (R \cos \emptyset + x \sin \emptyset)}{VL} \times 100 \quad (\text{Ecu. 2.6})$$

Donde:

VL = Tensión de línea.

EJEMPLO: Se desea calcular la caída de tención producida por una línea de 13,8 KV de la subestación Chaguaramas (Salida # 2) que corresponde al alimentador los Barrancos, el cual tiene un conductor Arvidal 4/0, y por el mismo circula una corriente de 100 A con un factor de potencia de 0,64 y una longitud de 15,9 Km.

$$Fp = \cos \emptyset = 0,64; \sin \emptyset = \sqrt{1 - (Fp)^2} \quad (\text{Ecu. 2.7})$$

$$= \sqrt{1 - (0,64)^2}$$

$$= 0,7683$$

La impedancia del Alimentador es conocida y es:

$$Z = 0,2820 + j0,3070 \text{ Km}$$

$$\%V = \left[\frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 15,9(0,2820 / \text{km} \cdot 0,64 + 0,3070 \cdot 0,7683 \text{km})}{13,800\sqrt{3}} \right] \times 100$$

$$\%V = 8,3094 \text{ voltios}$$

2.5.1. Calculo de % v para cargas distribuidas no uniforme

Para un circuito con sección uniforme del conductor tenemos:

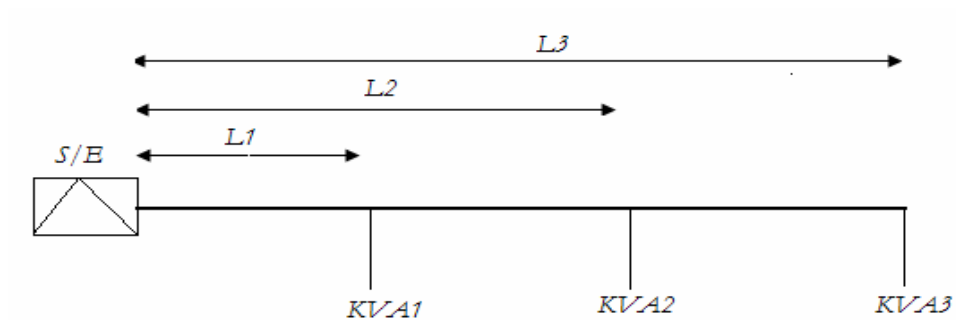


Figura. 2.4. Circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniforme

El diagrama fasorial es como sigue, en la figura 2.5.

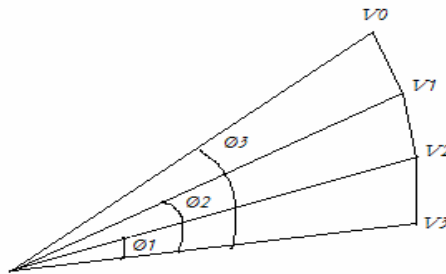


Figura. 2.5. Diagrama fasorial de caídas de tensiones para un circuito con sección uniforme y cargas distribuidas no uniforme

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

$$\%V = K \sum (KVA_i - L_i) \quad (\text{Ecu. 2.8})$$

Donde:

$$K = (R \cos\phi + X \sin\phi) / 10 K_V^2, \quad (\text{Ecu. 2.9})$$

Conocida como constante de distribución.

EJEMPLO 1: Se desea determinar la caída de tensión del siguiente circuito, diseñado con un conductor de Arvidal 4/0 y para 13,8 KV.

Las cargas de 1000 KVA, 1500 KVA y 500 KVA están a 3 km, 5 km y 4,5 km respectivamente de la subestación. Las cargas poseen un factor de potencia de 0.8 (inductivas).

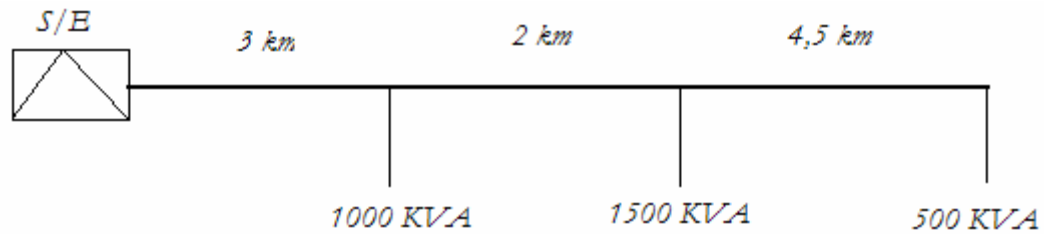


Figura.2.6. Grafico relativo al ejemplo anterior

Calculando la capacidad de distribución (K) tenemos:

$$K = (R \cos\theta + X \sin\theta) / 10 K_v^2$$

$$K = (0,2820*0,8 + 0,3070*0,6) / 10(13,8)^2 = 2,1519 \times 10^{-4}$$

$$\%V = K \sum (KVA_i - L_i) = (1000*3 + 1500*5 + 500*9,5)$$

$$\%V = K \sum (KVA_i - L_i) = 3,28\%$$

$$\%V = 3,28\%$$

2.5.2. 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.

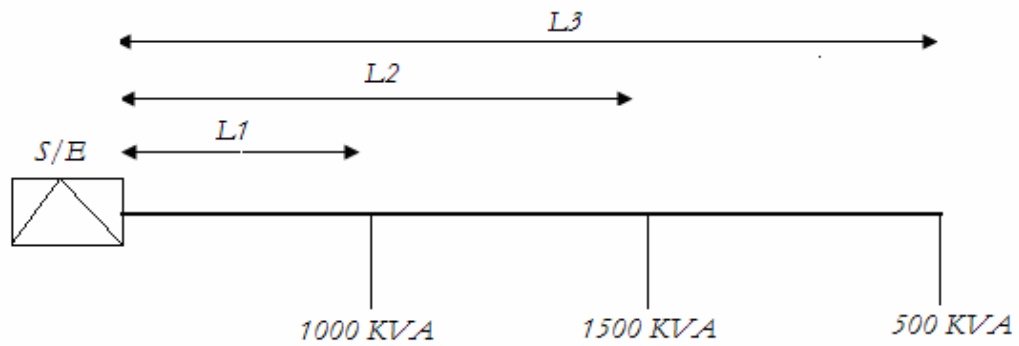


Figura 2.7 Diagrama unifilar para secciones no uniformes del conductor

$$L1 = L1$$

$$K1 = (R1 \cos\theta_1 + X1 \sin\theta_1) / 10 \text{ Kv}^2$$

$$L2 = L2 - L1$$

$$K2 = (R2 \cos\theta_2 + X2 \sin\theta_2) / 10 \text{ Kv}^2$$

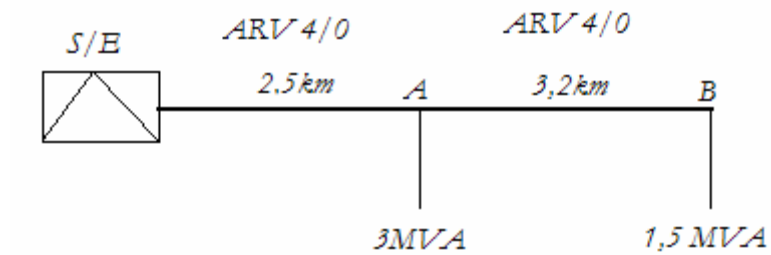
$$L3 = L3 - L2$$

$$K3 = (R3 \cos\theta_3 + X3 \sin\theta_3) / 10 \text{ Kv}^2$$

$$\% V_{0-3} = k_3(KVA_3 * L_3) + K_2(KVA_2 + KVA_3) * L_3 + 1(KVA_1 + KVA_2 + KVA_3) * L_1$$

$$\% V_{on} = \sum [K_i * L_i (\sum KVA_p)] \quad (\text{Ecu. 2.10})$$

EJEMPLO: Se desea calcular la máxima caída de tensión con $F_p = 0,64$ para todas las cargas, en el siguiente circuito:



$$K1 = (0,2829*0,8 + 0,3070*0,6) / 10(13,8)^2 = 2,1519 \times 10^{-4}$$

$$K2 = (0,4490*0,8 + 0,3240*0,6) / 10(13,8)^2 = 2,907 \times 10^{-4}$$

$$\%V = \%VA + \%VAB = \%VB$$

$$\%V = K_1 L_1 (KVA_1 + KVA_2) + K_2 L_2 (KVA_2)$$

$$\%V = 2,1519 \times 10^{-4} * 2,5 \text{ km} * (3000 \text{ KVA} + 1500 \text{ KVA}) + 2,907 \times 10^{-4} * 3,2 \text{ km} * (1500 \text{ KVA})$$

$$\%V = 3,816 \%$$

2.5.3. Cálculo para cargas uniformemente distribuidas

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

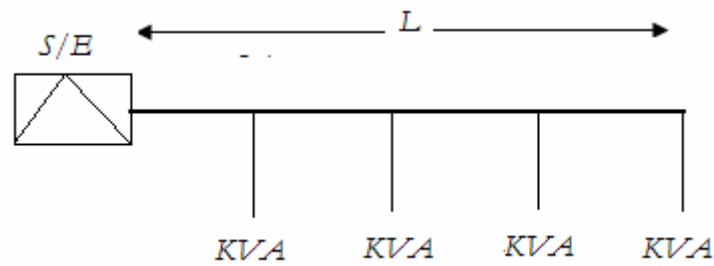


Figura. 2.8. Diagrama unifilar que muestra las cargas distribuidas uniformemente.

La máxima caída de voltaje en este circuito es equivalente a calcular dicha caída como si la carga estuviera concentrada en el centro de la línea. La expresión matemática es fácil de demostrar.

$$\%V = K * KVA_{totales} * L/2$$

Donde;

$$KVA_{totales} = \sum KVA_i.$$

2.6. Cálculo de los valores de impedancia a lo largo de los alimentadores

Los valores e 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 normalizado por CADA FE, presentes en el sistema en estudio.

Los cálculos de R y X se realizan tomando en consideración la disposición de la línea en los alimentadores de Distribución 34,5 Kv de CADAFE Región 2. La disposición de estos alimentadores es de forma horizontal y en su totalidad están en postes de acero.

2.6.1 Calculo de la reactancia inductiva (XI)

Disposición de la línea: Horizontal

Para el conductor ARV 4/0, tenemos:

Nº DE Hilos : 7

Diámetro de cada Hilo (DH) = 4,417 MM

Frecuencia de operación: 60 c/s.

Diámetro exterior: 13,259 mm.

Para obtener estos y más datos ver Tabla 5.1.

Distancias Para El Cálculo de Ds.

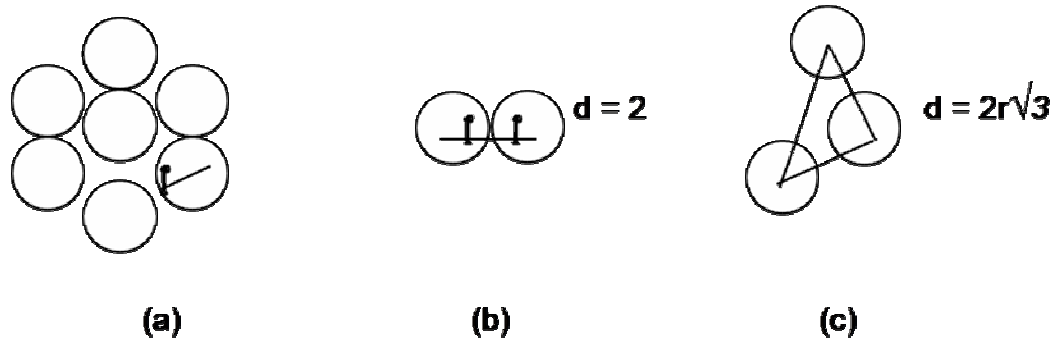


Figura 2.9. Disposición interna de los hilos del conductor ARV 4/0

$$D_s = \text{RMG} = \sqrt[49]{(r^7 * (4r)^6 * (2r)^{24} 24 * (2r\sqrt{3})^{12}} \quad (\text{Ecu. 2.10})$$

$$r = re^{-2/4} = 0,07788*r \quad (\text{Ecu. 2.11})$$

y sustituyendo en la formula de D_s , nos queda:

$$D_s = \sqrt[49]{(r^7 * (4r)^6 * (2r)^{24} 24 * (2r\sqrt{3})^{12}}$$

$$D_s = \text{RMG } 2,1767*r$$

$$DH = 4,4170\text{mm}$$

$$RH(\text{radio de cada hilo}) = DH/2 = 4,4170\text{mm}/2 = r$$

$$r = 2,2085\text{mm}.$$

$$RMG = 2,1767 * r = 4,8072 \text{ mm} = 0,0048072 \text{ m.}$$

2.6.2. Calculo de Deq

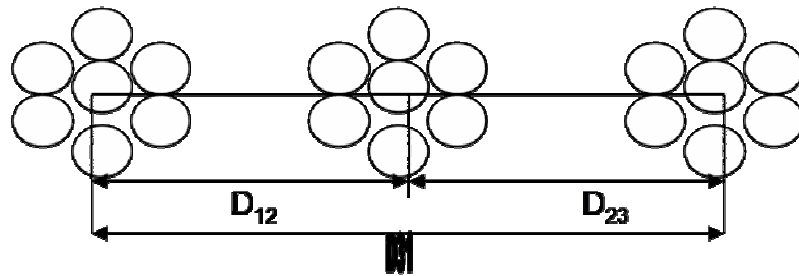


Figura. 2.10. Disposición de las fases del alimentador

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{31}} \quad (\text{Ecu. 2.12})$$

$$D_{12} = 0,4 \text{ m}$$

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

$$D_{31} = 2,20 \text{ m}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{0,4 * 2,20 * 1,80} = \sqrt[3]{1,584} = 1,1657 \text{ m}$$

El calculo de XL; $XL = X_a + X_d$;

$$XL = 4,657 \times 10^{-3} * f * [\log (D_{eq}/D_s)]; \text{ para } f = 60 \text{ Hz.} \quad (\text{Ecu. 2.13})$$

$$XL = 4,657 \times 10^{-3} * 60 * [\log (1,1657/0,0048072)]$$

$$XL = 0,666 \Omega/\text{milla por fase}$$

$$Xl = 0,666 \Omega /1,609 \text{ km} = 0,414 \Omega/\text{km}$$

2.6.3. Cálculo general de la resistencia 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).

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

Donde:

P = Resistividad del material (Ω /cm-pie).

L = Longitud del conductor (m- pie).

A = área de la sección Transversal del conductor (m).

$$R_2/R_1 = (T + T_2) / (T + T_1) \quad (\text{Ecu. 2.14})$$

Donde:

R_1 = Valor dado a la temperatura T_1 .

R_2 = Valor que se determinará a la temperatura T_2 .

T = Valor constante característico del material según su conductividad.

A continuación se da una tabla de valores para hallar la constante característica del material:

Tabla 2.1. Tabla de valores para T

MATERIAL CARACTERISTICO A 20°C	VALOR DE T
Cobre trenzado	265
Cobre estirado en frío 97,3% conductividad	241
Cobre recocido de conductividad 100%	234,5
Aluminio estirado en frío conductividad 61%	228
Aluminio Trenzado	305

$$mr = \sqrt{(\omega\mu / f)} = \sqrt{2\Pi * f * \mu r * \mu o} \quad (\text{Ecu. 2.15})$$

Donde:

$$\mu = \mu o * \mu r; \mu r = 1 \text{ para todos los conductores} \quad (\text{Ecu. 2.16})$$

$$\mu o = 4\Pi \times 10^{-7} \text{ H/m}$$

$$\omega = 2\Pi f. \text{ Rad/seg}; f = 60 \text{ Hz} \quad (\text{Ecu. 2.17})$$

$$mr = 0,0636 \sqrt{(f/Ro)}; \text{ termino que conlleva un factor de corrección implícito}$$

Tabla 2.2. Características principales de tres tipos de material

MATERIAL A 20° C	P Ω/cm pie	conductividad	Valor de la Cte. T
Cobre recocido	10,37	100%	234,5

Cobre Duro	10,66	97,3%	241
Aluminio	17,0	61%	228

Una vez determinada m_r , en los pasos anteriores, se ingresa con este valor a la curva de la figura.2.11 y luego se halla la relación R/R_o .

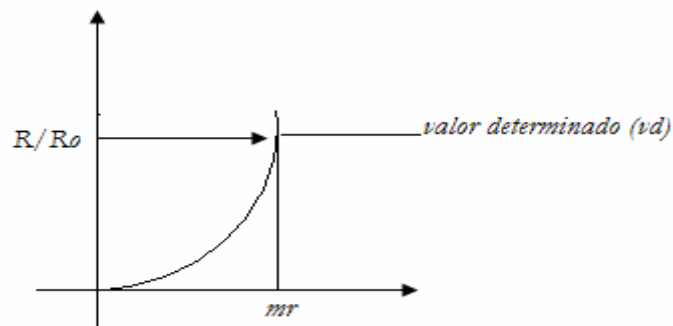


Figura.2.11. Gráfica que permite determinar la relación entre R y R_o

$$R/R_o = V_d; R = R_{ac}; R_{ac} = R_o * V_d.$$

R/R_o = es el incremento de la resistencia debido al efecto piel.

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

Las siguientes formulas, permite calcular la X_L para todos los conductores de la tabla 2.1°, con disposiciones horizontales, independientemente del número de hilos de cada conductor.

$$X_L = 0,279 * \text{Log} \left[1,07107/DH \right] \Omega/\text{milla} \quad (\text{Ecu. 2.18})$$

Donde:

DH = Diámetro de cada hilo. Cuando el conductor es solidó, se toma el diámetro de ese único hilo.

Para determinar el valor de XL en Ω/km , debe dividirse el valor de X2 por 1,609, lo cual es igual a:

$$XL = (0,279/1,609)* [1,07107/DH] \Omega/milla.$$

$$XL = 0,1734 * [1,07107/DH] \Omega/km. \quad \text{Con DH en metros (Ecu.2.19)}$$

Tabla 2.3. Valores de XL y r para líneas con disposición horizontal y calibres de conductores normalizados por CADAPE.

CONDUCTORES	RESISTENCIA A 25°C EN Ω/km A 60 Hz	RESISTENCIA A 50°C EN Ω/km A 60 Hz	REACTANCIA INDUCTIVA A 60 Hz
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

2.6.4 Cálculo de la constante K (constante de distribución) para los conductores normalizados por CADAPE

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

$$K = (R \cos\theta + X \sin\theta) / 10 K_v^2; \text{ Cuando la carga está en KVA. (Ecu. 2.20)}$$

$$K = [\sqrt{3} * (R \cos\theta + X \sin\theta) / VL] * 100; \text{ Cuando la carga está en Amp (Ecu.2.21)}$$

Como puede apreciarse en las formulas anteriores, estas van a depender 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 permite calcular la caída de tensión a través del alimentador de acuerdo a su longitud y su carga en KVA o en amperios.

La figura 2.12. Muestra un perfil de voltaje general, de como debería funcionar la línea en condiciones de máxima carga y de carga mínima en relación a las caídas de voltaje establecidas por la empresa CADAFFE. Es de hacer notar que este perfil de tensión general, la caída de tensión en condiciones normales podría llegar hasta un 5% sin que se produzca ninguna perturbación en la línea.

Los pasos para la elaboración de un perfil de tensión son los siguientes:

- Determinar el factor de potencia al cual opera la línea para las horas pico de carga máxima y las horas de carga mínima.
- Determinar la impedancia de la línea en Ohm/Km, de acuerdo con el calibre y tipo de conductor y configuración conductores de la línea.
- Determinar la tensión de la línea que se va a estudiar.

- Determinar los KVA de la sección de la línea que se va estudiar, o en su defecto encontrar la corriente de carga de la línea para máxima o mínima carga en esta sección.
- Determinar la longitud de la línea que se va a Estudiar.
- Los parámetros den la línea a excepción de la longitud y la impedancia, deben compararse y coordinarse con las tensiones de la barra en la subestación.

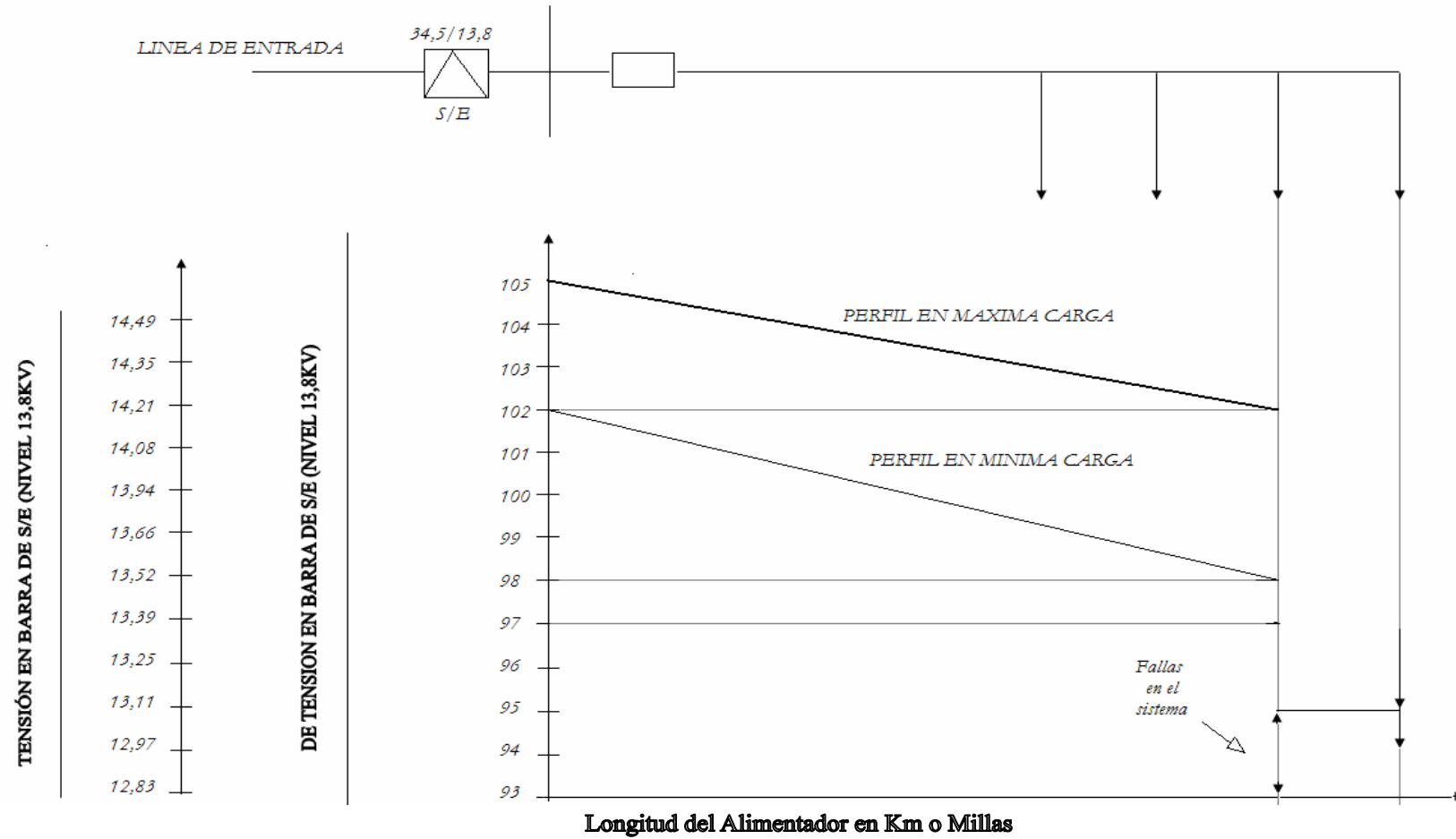


Figura. 2.12. Perfil general de tensión para el caso de un alimentador en 13,8 Kv

2.7. Protección en líneas de distribución

El objeto del empleo de las protecciones en redes de distribución aérea es evitar o disminuir al máximo los efectos de las perturbaciones y fallas, así como también daños en los equipos y la pérdida del servicio eléctrico. En los sistemas de distribución aérea ocurre un mayor número de fallas ya que están expuestos más que ningún otro sistema a la acción de agentes externos de perturbación: es por ésta razón, que se deben utilizar protecciones con la finalidad de anticiparse a esta variedad de situaciones anormales, las cuales interfieren con el normal funcionamiento del sistema.

2.7.1. Tipos de fallas y sus causas en líneas de distribución

Desde el punto de vista de su duración, las fallas sobre redes de distribución aérea pueden ser de naturaleza permanente o temporal. Una falla permanente se define como una condición anormal que persiste, indiferentemente de la velocidad de operaciones de los dispositivos de protección de sobrecorriente o del número de veces que estos realicen sus operaciones de apertura y reconexión del circuito durante la falla. Las causas típicas de las fallas permanentes son:

- Rotura de conductores o de aisladores.
- Árboles caídos sobre líneas.
- Daños de equipos.

Una Falla Temporal es aquella anormal que puede ser despejada o eliminada por la rápida acción de los dispositivos de protección. El efecto de estas fallas puede reducirse a una interrupción momentánea del circuito. Las causas típicas de fallas temporales son:

- Ramas de árboles que tocan las líneas energizadas.
- Arqueo de los aisladores.
- Conductores que se tocan, batidos por el viento.

Si una falla que es de naturaleza temporal no es despejada rápidamente por los dispositivos de protección, las características de ella pueden cambiar y ésta convertirse en permanente. Estudios detallados en redes de distribución aérea han establecido que aproximadamente el 95% de todas las fallas ocurridas, son de naturaleza temporal y su duración es de pocas fracciones de segundos.

Los tipos de fallas que pueden ocurrir en un sistema de distribución aérea desde el punto de vista del número de conductores involucrados son:

- De una fase a tierra.
- De dos fases a tierra.
- De dos fases en contacto.
- Trifásicas.

Datos estadísticos muestran que las fallas de línea a tierra ocupan un lugar preponderante. A continuación se presenta un cuadro comparativo del porcentaje de ocurrencia de los diferentes tipos de fallas.

Fallas trifásicas.....	5%
Dos líneas a tierra.....	10%
Fallas de línea a línea.....	15%
Fallas de línea.....	70%

2.7.2. Minimización de los efectos de las fallas

Los efectos de las fallas pueden reducirse de la siguiente manera:

- Eliminando interrupciones de servicio prolongado causadas por fallas temporales.
- Limitando las interrupciones de servicio al menor número de consumidores posibles afectados por las fallas permanentes y el tiempo de duración de estas interrupciones.

2.7.3. Protección contra fallas temporales

Debido a que la duración de este tipo de falla es de pocos ciclos, ellas son mejor tratadas con procedimientos que involucren aperturas y reconexiones automáticas del circuito. De esta manera se logra que las anomalías momentáneas sean despejadas en algunas de dichas operaciones. Los dispositivos más adecuados para

cumplir con este objetivo deberán poseer las funciones de apertura y reconexión ideales para despejar fallas temporales. Entre estos dispositivos se encuentran el disyuntor y el reconectador de líneas.

2.7.4. Protección contra fallas permanentes

Para lograr una protección efectiva contra fallas permanentes se requiere que las secciones falladas de la línea sean automáticamente desconectadas del circuito sin perjudicar el buen funcionamiento del resto del alimentador y de esta manera lograr que sean afectados un número mínimo de suscriptores. Esto se puede lograr mediante la utilización de seccionalizadores automáticos de líneas, y de fusibles.

2.8. Influencia de la impedancia de falla sobre el valor de la corriente de cortocircuito

En la aplicación de equipos de protección de sobrecorriente se debe determinar el valor de las corrientes de falla; al realizar un estudio de cortocircuito se obtiene como resultado los valores de esta corriente en cada nodo seleccionado del circuito.

La impedancia de falla (Z_f), es simplemente, el valor de la impedancia en el punto de ocurrencia de la falla, su magnitud depende de la causa, el tipo y el medio ambiente donde ocurre la misma. Según esto, existen varias resistencias asociadas a la impedancia de falla, tales como: resistencia del arco, resistencia de aterramiento de la torre o de la subestación y resistencia de contacto. Por esto resulta poco probable la ocurrencia de una falla sólida a tierra. Una rama de árbol que toca simultáneamente dos conductores de una línea o un conductor que cae en un terreno seco cuya resistencia de contacto con la tierra es alta, son ejemplos de fallas alta impedancia; sin

embargo, si el conductor cae en el interior de un río o un lugar cuya resistencia de contacto con la tierra es baja, puede producirse una falla de baja impedancia originando corrientes más severas que en el caso de fallas de alta impedancia.

Según datos estadísticos la impedancia de falla utilizada en los cálculos de cortocircuito pueden variar entre 0 y 40 ohm. En el presente estudio se han utilizado para los cálculos de cortocircuito, una impedancia de falla de 0 ohm para los cortocircuitos entre fases, y una impedancia de 20 ohm, para fallas de fase a tierra. La escogencia se hizo tomando en cuenta los tipos de terreno donde se encuentran ubicados los alimentadores y según datos estadísticos de la magnitud de las corrientes de falla entre ellos.

2.8.1. Determinación de la corriente de cortocircuito

La manera más sencilla y más ampliamente utilizada de determinar la corriente total, asimétrica de cortocircuito, es calcular primero la componente simétrica de la corriente de falla y utilizar después factores multiplicadores adecuados para tomar en cuenta la asimetría de la misma.

Efectos de la corriente de cortocircuito:

- Efecto térmico de sobrecalentamiento en equipos.
- Esfuerzos mecánicos en barras, conductores y otros equipos del sistema.
- Perturbaciones ocurridas por la caída de tensión durante el tiempo que dura el cortocircuito.

2.8.2. Importancia de la determinación de la corriente de cortocircuito.

- Verificar que los equipos de interrupción puedan soportarla e interrumpirla.
- Seleccionar adecuadamente los equipos cuando se diseña un sistema.
- Coordinar adecuadamente la operación de los equipos de protección.

2.8.3. Calculo de la corriente simétrica de cortocircuito

El primer paso a seguir para poder determinar en forma práctica la corriente simétrica de cortocircuito al producirse una falla en un sistema e potencia, es obtener una representación circuital de ese sistema que nos permita efectuar el cálculo de la corriente de la manera más sencilla y precisa posible.

- Al aplicar este método es conveniente seguir los pasos que se detallan a continuación:
- Se presenta el diagrama unifilar del sistema en estudio.
- Este diagrama debe mostrar todas las fuentes de corriente de cortocircuito y todos los elementos circuitales cuya impedancia sea significativa.

A partir del diagrama unifilar se prepara el diagrama de impedancia, sustituyendo a cada elemento por su representación circuital equivalente. Los valores de las impedancia se expresan en por unidad, para ello se escoge:

a) Una base KVA común para todo el sistema. Puede escogerse cualquier valor para esta base sin embargo a fin de simplificar la manipulación de los valores numéricos, se aconseja elegir un número redondo, tal que, la capacidad total de sistema sea de 1 a 10 veces el valor seleccionado.

b) Se escoge una base de tensión para cada nivel de voltaje del sistema. Estas bases de tensión deben de estar relacionada entre si igual que las relaciones de transformación de los bancos de transformadores que separan cada nivel de voltaje del sistema. Esto se hace a fin de que las impedancias expresadas en por unidad, tenga el mismo valor cualquiera que sea el nivel de tensión. Estas bases de tensión se acostumbra escogerlas igual a la tensión nominal del sistema a cada lado de los transformadores.

A continuación se presentan una serie de formulas y definiciones que son de utilidad cuando estamos trabajando con el método de por unidad.

- KVA base: Común para todo el sistema en KVA trifásicos.
- KVA base: Depende del nivel de tensión del sistema. KV de línea a línea.
- OHMS base: Impedancia base, en ohms por fase.
- AMPERES base: Corriente base, en amperes por fase.

$$\text{OHMS base} = \left[(\text{kV base})^2 / (\text{MVA base}) \right] \quad (\text{Ecu. 2.22})$$

$$\text{AMPERES base} = (\text{KVA base}) / (\sqrt{3} * \text{kV base}) \quad (\text{Ecu. 2.23})$$

$$\text{MVA} = (\text{KVA base}) / (1000) \quad (\text{Ecu. 2.24})$$

Si tenemos Z (impedancia) en ohm, para pasar a por unidad:

$$Z_{p.u} = [(Z \text{ en ohm}) / (\text{ohm base})] = \quad (\text{Ecu. 2.25})$$

$$Z_{p.u} = [(Z \text{ en ohm base} * \text{MVA base}) / (\text{kV base})^2] \quad (\text{Ecu. 2.26})$$

Si tenemos Z en p.u en una base 1 y queremos pasar a otra base 2:

$$Z_2 = Z_1 * [(MVA_2/MVA_1) * (\text{kV}_1/\text{kV}_2)^2] \quad (\text{Ecu. 2.27})$$

Teniendo en cuenta que el sistema de distribución generalmente es radial, deduciremos las ecuaciones de cortocircuito específicamente para éste fin. La resolución es simple, basta acumular todas las impedancias hasta el punto de falla. Para hallar la impedancia acumulada en los demás puntos enumerados del sistema, basta adicionar la impedancia del conductor referido a la subestación.

2.8.4. Cortocircuito trifásico

Con las corrientes de cortocircuito trifásico son balanceadas, solamente se considera el diagrama de impedancia de secuencia positiva. La fig. 2.13. Ilustra la representación de un cortocircuito trifásico; vemos que la conexión de los diagramas sólo contiene la impedancia de secuencia positiva.

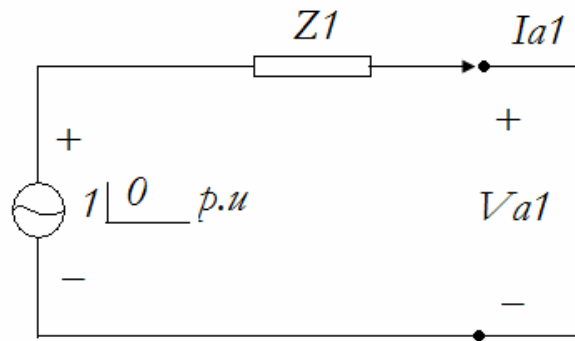


Figura 2.13. Representación de un cortocircuito trifásico

Donde: Z_1 es la impedancia de secuencia positiva acumulada desde el punto de falla considerado, o sea la impedancia de thevenin de secuencia positiva vista por el punto de falla.

$$I_{a1} = (1/Z_1)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

(Ecu. 2.27)

Como $I_{a0} = I_{a2} = 0$; entonces

$$I_a = I_{a1} = (1/Z_1) \text{ p.u en módulo}$$

Por lo tanto:

$$I_{cc3\phi} = (1/Z_1) * I \text{ Base [A] en módulo} \quad \text{(Ecu.2.27)}$$

$$I_{Base} = [(S_{base}) / (\sqrt{3} * V_{base})] [A]$$

2.8.5. Cortocircuito fase-fase

La Figura 2.14. Representa un cortocircuito Fase – Fase en donde los diagramas de secuencia positiva y negativa se conectan en paralelo.

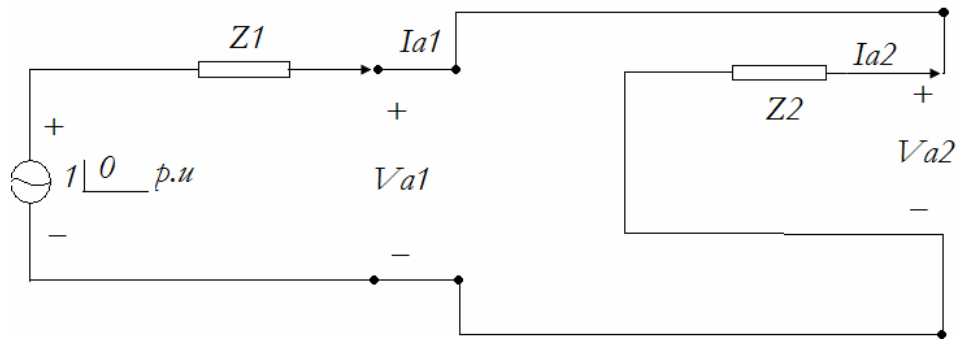


Figura 2.14. Representa un cortocircuito fase – fase donde los diagramas de secuencia positiva y negativa se conectan en paralelo.

El sistema de distribución generalmente está lejos del generador, entonces podemos considerar que la impedancia de secuencia positiva (Z_1) es igual a la impedancia e secuencia negativa (Z_2). Así tenemos:

$$Z_1 = Z_2$$

$$I_{a1} = [1 / (Z_i + Z_2)] = (1 / 2Z_1) [pu] \quad (\text{Ecu.2.28})$$

$$I_{a2} = -I_{a1}$$

Por lo tanto:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$I_{a0} = 0$$

$$I_b = 1 \cdot 0 + a^2 \cdot I_{a1} - a \cdot I_{a1}; \text{ por lo tanto } I_b = (a^2 - a)I_{a1}$$

$$I_b = I_{a1} \cdot \sqrt{3} \angle -90^\circ$$

$$I_b = (\sqrt{3}/2Z_1) \angle -90^\circ$$

$I_b = [(\sqrt{3}/2) \cdot (1/Z_1)]$ [pu] en módulo. Entonces:

$$I_{cc2\phi} = (\sqrt{3}/2) \cdot I_{cc3\phi} = I_{cc2\phi} = 0,866 \cdot I_{cc3\phi}$$

2.8.6. Cortocircuitos fase-tierra

Los diagramas de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero se conectan en serie. Como se muestra en la figura

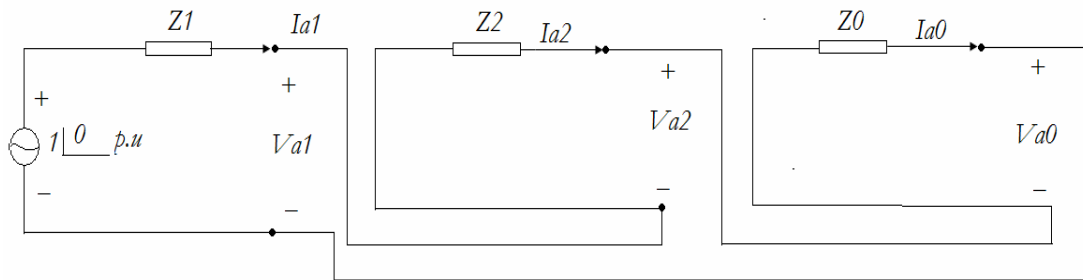


Figura 2.15. Representa un cortocircuito fase – tierra

Donde:

Z_0 es la impedancia de secuencia cero, acumulada hasta el punto de falla.

$$Z_1 = Z_2$$

$$I_{a1} = 1/(Z_1+Z_2+Z_0) = 1/(2Z_1+Z_0) = I_{a0} = I_{a2}$$

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (\text{Ecu.2.29})$$

$$I_a = 3 \cdot I_{a1}; \text{ por lo tanto:} \quad (\text{Ecu.2.30})$$

$$I_a = [3 / (2Z_1 + Z_0)] [\text{pu}] \quad (\text{Ecu.2.31})$$

$$I_{cc1\phi} = [3 / (2Z_1 + Z_0)] * I_{\text{base}} [\text{A}] \quad (\text{Ecu.2.32})$$

Donde; $I_{\text{base}} = (S_{\text{base}} / \sqrt{3} * V_{\text{base}})$

2.8.7. Cortocircuito fase – tierra mínimo

En distribución, el cortocircuito fase-tierra mínimo es calculado para una resistencia de falla de 20 ohm colocada en el punto de falla. La fig. 2.15 Muestra conexión de los diagramas de impedancia para esta condición.

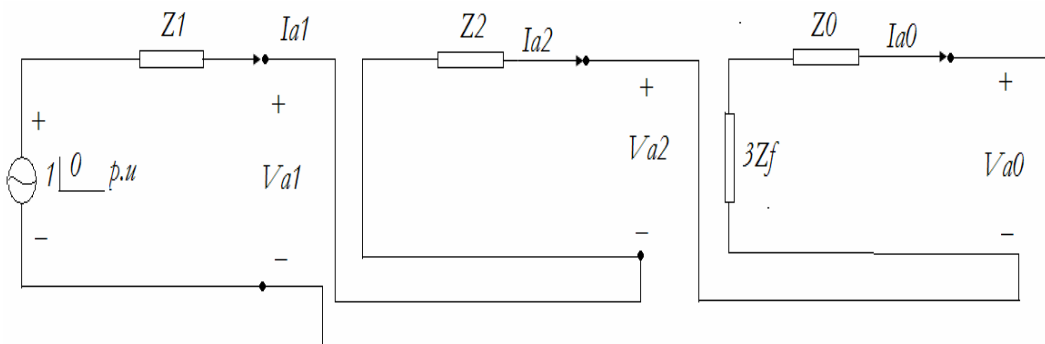


Figura.2.16. Representa un cortocircuito fase – tierra mínimo

$$I_{cc1\phi-t \text{ mínimo}} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0 + 3Z_E} * I_{\text{base}} \text{ [A]} \quad (\text{Ecu.2.33})$$

2.8.8. Asimetría de la corriente de cortocircuito

En un sistema de potencia de corriente alterna, la impedancia de los circuitos que transportan la corriente hasta las cargas es generalmente inductiva; además la reactancia es casi siempre mucho mayor que la resistencia.

La corriente de cortocircuito asimétrica está formada por dos componentes, una de corriente alterna y otra de corriente directa. Tanto la componente de corriente continua como la de corriente alterna decrecen con el tiempo. La Fig.2.16 muestra

como se combina la componente de c.d. con la de c.a para producir la corriente total asimétrica.

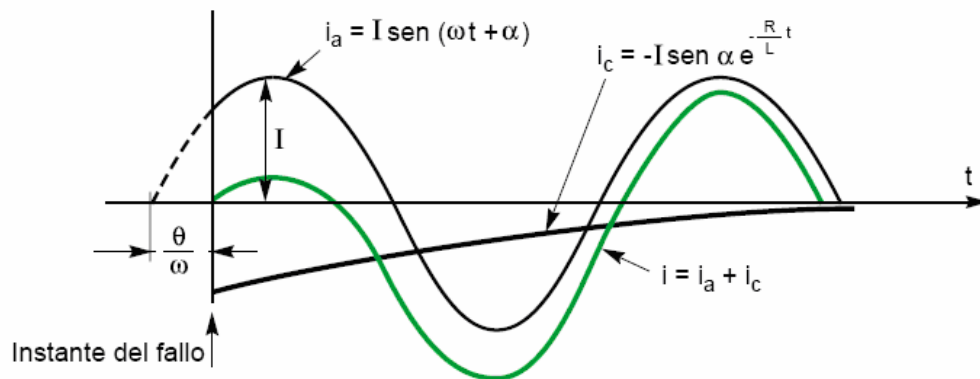


Figura. 2.17. Muestra como se combina la componente de c.d. con la de c.a para producir la corriente total asimétrica.

Como no existen en el sistema fuentes que alimenten la componente de corriente directa, ésta irá disminuyendo con el tiempo, a medida que se va disipando en forma de calor ($I^2 R$), en la resistencia del sistema. La rata de decremento de esta componente depende directamente de la relación existente entre la reactancia y la resistencia (X/R) de la impedancia equivalente del sistema en el punto de falla.

Conociendo esta relación es posible determinar la forma en que varía la componente de corriente continua en función del tiempo; y con ello, suponiendo que la componente de corriente alterna se mantuviese constante, la variación de la corriente total asimétrica. Se pueden establecer curvas que muestren esta variación en función del tiempo y de la relación X/R .

El decremento de la componente alterna de la corriente de cortocircuito depende especialmente de la reactancia de los generadores y la del sistema. Este decremento será tanto más rápido cuanto mayor sea la influencia de la reactancia de los generadores sobre la reactancia total del sistema en el punto de falla. Así, para

fallas cerca de la estación de generación, donde la reactancia total viene dada principalmente por la de los generadores, el decremento de la componente de c.a. es relativamente rápido. Para fallas lejos de los generadores, la reactancia total viene dada principalmente por la del sistema, y el decremento de la componente de c.a. es lento.

2.8.9. Sistemas de una transformación

Significa que la falla está separada de la estación de generación como máximo por una estación de transformación, sin reactores limitadores de corriente entre la falla y los generadores.

2.8.10. Sistemas de dos o más transformaciones

Se dice que la falla pertenece a un sistema de dos o más transformaciones cuando está separada de los generadores a través de dos o más estaciones transformadoras de tensión y/o reactores de corriente.

Para fallas en líneas de transmisión con sólo una estación de transformación entre ellas y la fuente de generación, la reactancia del sistema es baja comparada con la de los generadores. Para fallas en circuitos de subtransmisión o de distribución con dos o más transformaciones entre ellos y la estación de generación, la reactancia del sistema es elevada con respecto a la del generador. El decremento de la componente alterna de la corriente de falla es por lo tanto pequeño y basta con tomar en cuenta el decremento de la componente de corriente directa.

En la tabla 2.4 se presentan de nuevo, pero esta vez de forma tabular, los factores de asimetría que permiten determinar el valor de la corriente de cortocircuito asimétrica de acuerdo a la relación X/R en el punto de falla.

Tabla 2.4. Factores de asimetría que determinan el valor de la corriente de cortocircuito asimétrica de acuerdo a la relación X/R.

X/R	F.A.	X/R	F.A.	X/R	F.A.
0.25	1.000	1.30	1.085	6.80	1.360
0.30	1.004	2.40	1.090	7.00	1.362
0.40	1.005	2.50	1.104	7.25	1.372
0.50	1.006	2.60	1.110	7.50	1.385
0.55	1.007	2.70	1.115	7.75	1.391
0.60	1.008	2.80	1.123	8.00	1.405
0.65	1.009	2.90	1.130	8.25	1.410
0.70	1.010	3.00	1.140	8.50	1.420
0.75	1.011	3.10	1.142	8.75	1.425
0.80	1.012	3.20	1.150	9.00	1.435
0.85	1.013	3.30	1.155	9.25	1.440
0.90	1.015	3.40	1.162	9.50	1.450
0.95	1.018	3.50	1.170	9.75	1.455
1.00	1.020	3.60	1.175	10.00	1.465
1.05	1.023	3.70	1.182	11.00	1.480
1.10	1.025	3.80	1.190	12.00	1.500
1.15	1.026	3.90	1.192	13.00	1.515
1.20	1.028	4.00	1.210	14.00	1.525
1.25	1.029	4.10	1.212	15.00	1.550
1.30	1.030	4.20	1.220	16.00	1.560
1.35	1.033	4.30	1.225	17.00	1.570
1.40	1.035	4.40	1.230	18.00	1.580
1.45	1.037	4.50	1.235	19.00	1.590
1.50	1.040	4.60	1.249	20.00	1.600
1.55	1.043	4.70	1.255	22.50	1.610
1.60	1.045	4.80	1.260	25.00	1.615
1.65	1.047	4.90	1.264	27.75	1.625
1.70	1.050	5.00	1.270	30.00	1.630
1.75	1.055	5.20	1.275	35.00	1.636
1.80	1.060	5.40	1.290	40.00	1.648
1.85	1.063	5.60	1.303	45.00	1.653
1.90	1.065	5.80	1.310	50.00	1.659
1.95	1.068	6.00	1.315	55.00	1.660
2.00	1.070	6.20	1.324	60.00	1.680
2.10	1.075	6.40	1.335		
2.20	1.080	6.60	1.350		

2.9. Dispositivos de protección contra sobrecorriente en sistemas de distribución

Los equipos más utilizados por la empresa CADAFE para la protección de sus alimentadores son los disyuntores, reconectores ó reclosers y fusibles.

2.9.1. Fusibles

Un fusible es un dispositivo de protección de sobrecorriente que aísla automáticamente la fase en la que se halla instalado cuando la corriente que la atraviesa excede cierto valor (generalmente el doble de su capacidad nominal o corriente de operación continua). El fusible es un medio de protección simple y económico de los sistemas de distribución, aunque su uso presenta bastantes limitaciones.

Para interrumpir la corriente de falla, el fusible contiene un alambre en serie con el circuito eléctrico, el cual se calienta cuando ésta pasa, y se funde, dejando interrumpido el circuito y el fusible con el voltaje nominal del sistema. Debido a esto, se establece un arco eléctrico en el interior del fusible, permitiendo que circule nuevamente la corriente de falla; pero como el arco calienta la superficie interior del fusible y esta desprende un gas que desioniza su trayectoria, el arco puede ser eliminado en el instante en que la corriente de falla pase por cero.

El tiempo que tarda el fusible en interrumpir el circuito depende de la magnitud de la sobrecorriente, guardando de esta manera, una relación de tiempo inverso que se conoce como característica tiempo-corriente.

De acuerdo a la velocidad de fusión de los fusibles, la cual da una idea de la rapidez con que responde el elemento fusible a la magnitud de la sobrecorriente que se presente y se define como la relación que existe entre la corriente mínima de fusión a 0.1 seg. y la corriente máxima de fusión a 300 ó 600 seg. , los fusibles se clasifican usualmente en rápidos y lentos, designados por “K” y “T” respectivamente. Los fusibles mas utilizados por la Empresa CADAFE en los sistemas de distribución son del tipo “K”.

2.9.2. Reconectador

Es un equipo diseñado para abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo condiciones normales de operación o de falla y realizar la reconexión automática del circuito. Si la falla es permanente, abre definitivamente después de un ciclo de operaciones preestablecido.

Los reconectores mas utilizados por la Empresa CADAFE son de control hidráulico (KF) y una nueva generación de reconectores tipo GVR, controlados por relés de microprocesador.

2.9.3. Seccionalizador

Un seccionalizador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente secciones falladas de líneas de un sistema de distribución. Normalmente se utiliza en serie con un reconectador o con un disyuntor que posee reconexión automática. El seccionalizador no está diseñado para interrumpir corriente de falla, simplemente detecta el valor de la corriente en la línea y cuenta el número de veces que el dispositivo de respaldo interrumpe la falla.

El seccionalizador posee un mecanismo que le permite contabilizar las operaciones de interrupción del dispositivo de respaldo, luego del número de conteos para cual fue calibrado éste abre sus contactos. Para lograr esto, el seccionalizador detecta la corriente mediante una bobina conectada en serie con la línea, y cuando ésta es igual o mayor a 1.6 veces la corriente nominal de la bobina, comienza a operar el mecanismo de conteo. Los seccionalizadores pueden ser calibrados para realizar de 1 a 3 operaciones de conteo antes de abrir sus contactos definitivamente, siempre en un conteo menos que el número total de operaciones de disparo del dispositivo de respaldo, como mínimo.

2.9.4. Disyuntor

Es un equipo de potencia capaz de transportar e interrumpir corrientes bajo condiciones normales de operación o de falla. Para lograr esto, el disyuntor está equipado con tres relés de tiempo inverso (2 para fase y 1 para tierra), tres relés instantáneos (2 para fase y 1 para tierra), y un relé de reenganche automático trifásico de múltiples contactos; dichos relés le imparten las órdenes de apertura y de cierre a la unidad de disparo del disyuntor, por lo cual la operación de este dispositivo se rige por las curvas características de operación de esos relés. Los disyuntores también pueden ser disparados y cerrados manualmente.

2.9.5. Relé de sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente proveen la inteligencia necesaria para identificar corrientes de falla, temporizar, recerrar y en general controlar la operación de los interruptores de potencia. Son dispositivos aplicados externamente ya que los interruptores no tienen, por se mismo, capacidad de detectar fallas. Esta conformado

por dos unidades: La unidad temporizada y la unidad instantánea. La primera posee ajustes de tiempo y corriente denominados Dial y TAP respectivamente. La segunda posee un tiempo definido de aproximadamente 0.02 segundos, razón por la cual tan sólo se ajusta la corriente.

2.10. Conceptos generales en la coordinación de protecciones

2.10.1. Para fallas permanentes

El sistema de protección deberá aislar el menor tramo que éste en falla.

2.10.2. Para fallas transitorias

El sistema de protección deberá proporcionar un esquema de reconexión seguro para fallas en cualquier parte del sistema de distribución, de modo que la elimine en el menor tiempo posible.

2.10.2.1. Zona de protección

Es el trecho del sistema protegido por un determinado equipo de protección. Se recomienda que todo trecho del sistema tenga, la protecciones de sierre que sea posible, más una protección de respaldo.

2.10.2.2. Sensibilidad

Es la capacidad que un equipo de protección tiene para abrir el circuito en respuesta a los valores mínimos de cortocircuito al final de la zona de protección, y al mismo tiempo de mantenerse cerrada con la máxima corriente de carga.

2.10.2.3. Selectividad

Es la característica que tiene el sistema de protección para cualquier falla, en el cual el equipo de protección más próximo a ésta anticipa su actuación, aislando el menor trecho en falla.

2.10.2.4. Coordinación

Es la característica que tiene el sistema de protección para cualquier falla en el circuito de operar en una determinada secuencia junto con uno o más equipos de protección instalados en series.

2.10.2.5. Características tiempo x corriente

Representa la respuesta del equipo de protección para cualquier valor de ajuste, en función de la corriente de cortocircuito del sistema. La característica Tiempo x Corriente, también llamadas curvas de tiempo, pueden ser representadas de dos

maneras: Tiempo X Corriente; o Tiempo x Múltiplos o Porcentajes de la corriente de ajustes. En general, las características de los equipos de protección son representadas de la segunda forma, porque de esta manera permiten presentar apenas una curva para cualquier valor de ajuste.

2.10.2.6. Coordenograma

Es el gráfico que ilustra la coordinación o la selectividad de la protección, que podrá ser obtenida en forma computacional o manual. Se construye a través del uso correcto de las características Tiempo x Corriente de los diversos equipos de protección, suministrada por los respectivos fabricantes.

2.11. Coordinación entre dispositivos de protección

En la coordinación de las características tiempo-corriente de los distintos tipos de dispositivos de protección, deben emplearse los siguientes criterios básicos:

La protección principal debe despejar una falla permanente o temporaria antes de que opere la protección back-up, o continuar operando hasta que el circuito sea desconectado. Sin embargo, se verá luego el caso especial de coordinación entre un reconectador y un fusible. La pérdida de suministro causada por una falla permanente debería restringirse a la menor parte posible del sistema por el tiempo más corto posible.

2.11.1. Coordinación fusible-fusible

El mecanismo inicial de operación de un fusible es la fusión del elemento. Este mecanismo depende de los tres siguientes factores:

- Magnitud de la corriente
- Duración de la corriente
- Propiedades eléctricas del elemento

2.11.2. Coordinación reanectador – fusibles

La coordinación entre un reanectador y un fusible debe realizarse por medio de sus curvas características de operación y debe tomarse en cuenta el fenómeno de calentamiento y enfriamiento a que es sometido el fusible durante el ciclo de reenganche del reanectador. Para determinar el tipo de fusible utilizado y la secuencia de operación del reanectador es indispensable analizar este tipo de coordinación dependiendo de la ubicación de ambos dispositivos en el sistema.

Los criterios de coordinación dependen la ubicación relativa de los dispositivos, es decir, ya sea si el fusible está del lado de la fuente y actúa como back-up de un reanectador del lado de la carga o si la curva acumulativa del viceversa.

2.11.2.1. Fusibles en el lado de la alimentación

En las redes de distribución una ubicación frecuente de ambos dispositivos de protección es el fusible en el lado de alta tensión del transformador de potencia y el reanectador en la salida de baja tensión.

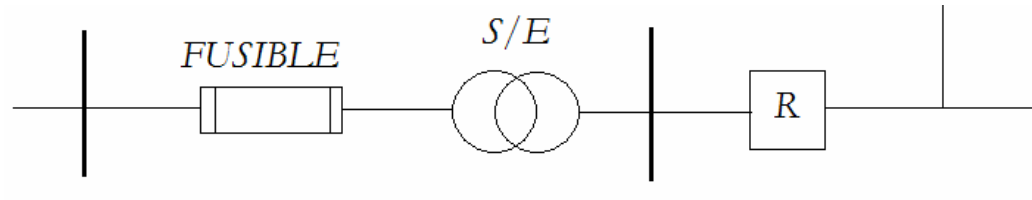


Figura 2.18. Fusible en el lado de alta del transformador

Las condiciones para lograr una coordinación satisfactoria en este esquema de protección son las siguientes:

- El fusible no debe interrumpir el circuito para fallas en el lado de carga del reconectador.
- Las curvas del fusible deben ser referidas al nivel de tensión del reconectador.

Cuando se realiza esta coordinación teniendo presente las condiciones indicadas anteriormente, se obtendrán según sea el caso, uno de los siguientes regimenes de funcionamiento bajo falla:

- Cuando ocurren fallas permanentes en el lado de la carga del reconectador, éste actuará aislando la red fallada sin permitir fatiga del fusible.
- Cuando ocurren fallas temporales en el lado de carga del reconectador, éste actuara realizando sus operaciones para despejar dichas fallas.
- Para fallas en el transformador, el fusible actuará para minimizar los daños que dichas fallas puedan ocasionar.

2.11.2.2 Fusibles en el lado de carga del reconector

Esta disposición es la más utilizada por la empresa CADAFE. Ver figura 2.18.

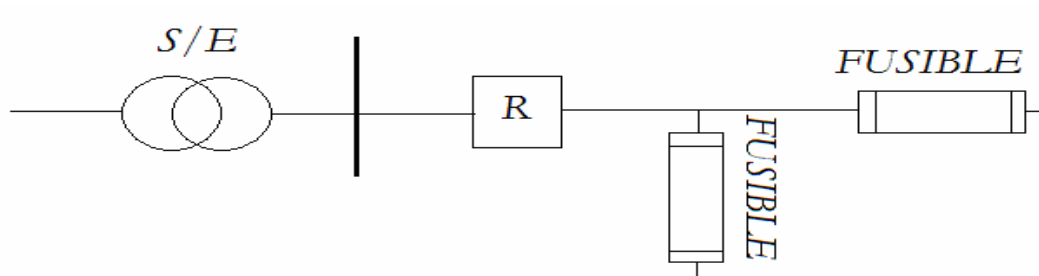


Figura2.19. Fusible en el lado de carga del reconector

Las condiciones para lograr una coordinación satisfactoria con este esquema son las siguientes:

- Para obtener coordinación entre un reconector y los fusibles instalados en el lado de carga del reconector, este debe detectar y despejar todas las corrientes de falla que puedan originarse en su zona de protección y en la de los fusibles.
- La curva de operación del reconector debe ser ajustada a las condiciones de carga del circuito y en función de la secuencia de operaciones del reconector y del tiempo de reconexión del mismo.
- Los fusibles instalados en el lado de carga del reconector deben detectar y despejar todas las corrientes de falla que se puedan originar en su área de protección y evitar que pasen hacia el lado del reconector.

2.11.3. Coordinación reconectador –reconectador

Una ubicación frecuente de este esquema de protección en redes de distribución, es el de un reconectador a la salida de la subestación y otro reconectador ubicado aguas abajo del circuito, preferiblemente a la mitad del mismo. Ver figura 2.19

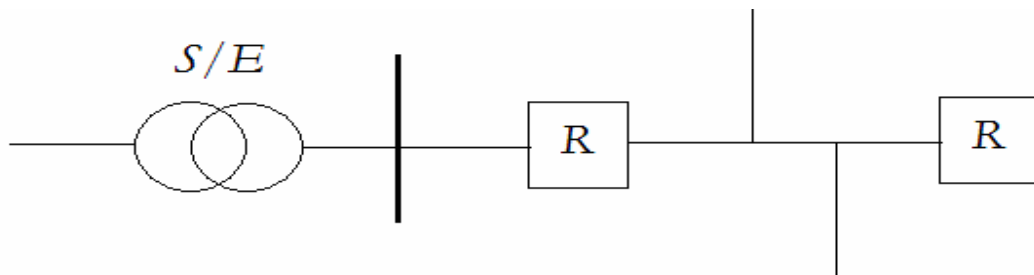


Figura 2.20. Coordinación reconectador-reconectador.

Para lograr una coordinación satisfactoria es necesario hacer un estudio de las curvas características tiempo-corriente de los reconectadores.

Para coordinar reconectadores, conectados en serie, el tiempo mínimo requerido entre las curvas de operación para que los reconectadores realicen sus operaciones de apertura simultáneamente va a depender del tipo de reconectador utilizado.

2.11.4. Coordinación disyuntor -reconectador.

En alimentadores de distribución una ubicación frecuente de este esquema de protección en redes de distribución, es el de un disyuntor a la salida de la subestación y el de un reconectador ubicado aguas abajo del circuito, preferiblemente a la mitad del mismo. Como se ilustra en la figura 2.21.

La finalidad de este esquema de protección es la de separar en dos zonas de protección la red de distribución para evitar fatiga del disyuntor para estos casos de ocurrencia de fallas temporales en el alimentador.

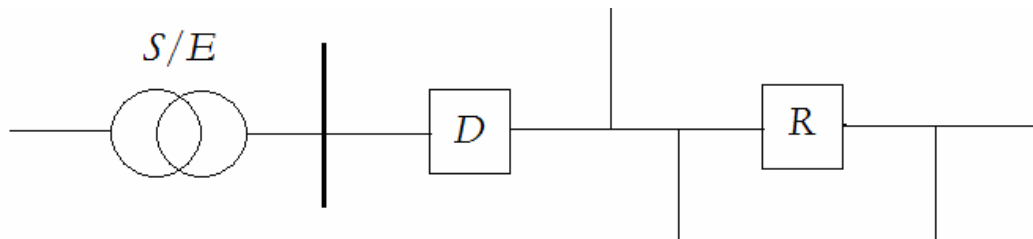


Figura 2.21. Coordinación disyuntor – reconectador.

En este tipo de coordinación el disyuntor es el equipo de respaldo conectado en la red de distribución. Cuando se realiza la coordinación con estos dos equipos de protección se debe tener presente dos factores importantes:

- Un disyuntor abre y despeja la falla unos ciclos después que el relé de sobrecorriente da la orden de apertura.
- Los relé del disyuntor deben considerar los tiempos en el cual el reconectador despeja la falla.

Debido a que los tiempos de reposición de los relees son normalmente largos, si se detecta una nueva corriente de falla antes que los relees se repongan

completamente, se repongan completamente, se producirá un avance del disco desde el punto de reposición no completa. Por lo tanto en este tipo de coordinación deben tenerse presente los tiempos de operación del reconectador y del relee del disyuntor, para evitar que el disyuntor se dispare antes que el reconectador termine su secuencia de operación.

Las condiciones para lograr una coordinación satisfactoria con este esquema de protección son las siguientes:

- Si la curva acumulativa del reconectador, obtenida sumando los tiempos de las características tiempo – corriente de la secuencia de operación fijada para él, se encuentra por debajo de la característica del relee se asegura la coordinación del disyuntor con el reconectador.
- Si la curva acumulativa del reconectador sobrepasa a la característica tiempo – corriente del relee en algún punto, la coordinación se puede determinar de la manera siguiente:

Se determinan los porcentajes de avance y de reposición del disco del relee del disyuntor para cada operación del reconectador, considerando positivo (+) el primero y negativo (-) el segundo. Si la suma algebraica de estos porcentajes es mayor que 100 %, no se asegura la coordinación de estos equipos, debido a que el disyuntor se dispara antes de que el reconectador termine su secuencia de operación.

2.12. Criterios para la coordinación de protecciones

2.12.1. Reconexiones salidas circuitos 34,5 y 13,8 KV

Se habilitaran 2 reconexiones la primera a 1 seg. y la segunda a 55 seg.

2.12.2. Determinación de zona de coordinación circuitos 34,5 y 13,8 KV

Se realizara 2 coordinogramas de protecciones: 1) FT, 2) Fases.

Se deberá definir la zona de coordinación estando limitada esta por los valores mínimos y máximos de Corriente de Cortocircuito.

Para coordinación de Tierra:

I_{minft} = CC con resistencia de contacto de 40 Ω , mínima del sistema

I_{maxft} = CC en barras máxima del sistema.

Para coordinación de Fase:

I_{min3f} = CC con resistencia de contacto de 0 Ω , mínima del sistema

I_{max3f} = CC en barras, máxima del sistema.

2.12.3. Ajustes de falla tierra circuitos 13,8 KV cabecera

$I_n >$

Se deberá calcular el mínimo cortocircuito a tierra del sistema asumiendo una resistencia de contacto de 40Ω . El arranque del sobrecorriente del relé de tierra deberá ajustarse para este valor. El dial elegido deberá mantener una separación de 300 msg; con la curva de máximo despeje de los fusibles aguas abajo.

No deberá ser mayor a 160 Amp; en S/E 115/13,8 KV

No deberá ser mayor a 90 Amp; en S/E 34,5/13,8 KV

In>>

Se ajustara al 80% de la falla FT (Resistencia de Contacto = 0) en el primer tramo. En caso de que el relé no permita el ajuste propuesto se bloquea el instantáneo.

2.12.4. Ajustes de fase circuitos 13,8 kV cabecera

I>

Será el menor Valor de los tres posibles:

- I nominal de TC x 1,2
- I nominal del Conductor de la salida x 1,2
- Del General de 13,8 KV

El dial elegido deberá mantener una separación de 300 msg. con la Curva de máximo despeje de los fusibles aguas abajo.

I>>

Se ajustara al 80% de la falla 3F en el primer tramo. En caso de que el relee no permita el ajuste propuesto se bloquea el instantáneo.

2.12.5. Fusibles en la línea

Con el fin de simplificar la Operación y la gestión de los fusibles se usaran fusibles de 80K y 40K para las redes asociadas a Sub Estaciones de 115/13.8 kV, para la protección de ramales. Estos fusibles coordinan en serie hasta 2200 Amp.

Para el caso de las redes asociadas a S/E 34,5/13,8 kV se usaran 40K y 20K coordinando en serie hasta 1100 Amp.

Para los circuitos con distribución en 34,5 se podrá usar la secuencia 80K, 40K y 20K coordinando el primer escalón a 2200 Amp y el segundo a 1100 Amp.

2.12.6. Reconectores de línea

En esta 1era etapa de implementación y hasta que el numero de reconexiones y/o aperturas en el circuito no tengan un nivel adecuado (5 por mes). No se implementara la curva rápida (salva fusibles) en la primera reconexión. Por lo tanto

este equipo hará reconexiones con curva lenta en la cantidad y los tiempos definidos anteriormente.

En aquellos circuitos que no sean urbanos y que tengan un buen comportamiento se podrá implementar la curva rápida realizando un seguimiento del comportamiento del cambio realizado.

2.12.6.1. Protección alta de fase

En los equipos dotados con relees microprocesador que posean esta función se habilitara la misma para cortocircuitos FT y 3F en los valores calculados para el 10% del primer tramo con resistencia de contacto 0Ω .

2.12.6.2. Protección sensible de tierra en circuitos 13.8 KV

Se deberá ajustar al 16% del TC a 180 seg.

2.12.7. Ajustes de falla de tierra en circuitos 34,5 kv alimentando una S/E 34,5/13,8 KV

In>

Se deberá calcular el mínimo cortocircuito a tierra del sistema asumiendo una resistencia de contacto de $40\ \Omega$. El arranque del sobrecorriente del rele de tierra deberá ajustarse para este valor.

No deberá ser mayor a 160 Amp.

In>>

Se ajustara al valor de CC FT en el 100% de la long. de la línea + $\frac{1}{2}$ de la Zcc del transformador en caso que el relee no permita esta regulación se bloqueara en instantáneo.

2.12.8. Ajustes de fase en circuitos 34,5 kV alimentando una S/E 34,5/13,8 KV

I>

Será el menor valor de los tres posibles:

I nominal de TC x 1,2

I nominal del Conductor de la salida x 1,2

Del General de 34,5 KV

I>>

Se ajustara al valor de CC 3F en el 100% de la long. De la línea + $\frac{1}{2}$ de la Zcc del Transformador en caso que el relee no permita esta regulación se bloqueara en instantáneo.

2.12.9. Ajustes de falla de tierra en circuitos 34,5 kV alimentando varias S/E 34,5/13,8 kV

In>

Se deberá calcular el mínimo cortocircuito a tierra del sistema asumiendo una resistencia de contacto de 40Ω . El arranque del sobrecorriente del relee de tierra deberá ajustarse para este valor.

No deberá ser mayor a 160 Amp.

In>>

Se ajustara al 80% de la falla FT (resistencia de contacto =0) en el primer tramo. En caso de que el relee no permita el ajuste propuesto se bloquea el instantáneo.

2.12.10. Ajustes de fase circuitos 34,5 kV alimentando varias S/E 34,5/13,8 kV

I>

Será el menor valor de los tres posibles:

I nominal de TC x 1,2

I nominal del Conductor de la salida x 1,2
del General de 34,5 KV

I>>

Se ajustara al CC 3F en el 80% del primer tramo, en caso que el relee no permita esta regulación se bloqueara en instantáneo.

2.12.11. Ajuste de fase gral de transformador 13,8 kV en S/E 115/13,8 kV

I>

Será el menor valor de los dos posibles:

I nominal del TC x 1,2 (Protección de temperatura de Aceite en Transformador)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,2 (si el transformador dispone de termómetro como protección de temperatura)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,5 (si el transformador dispone como protección de temperatura de relee de Imagen Térmica)

I>>

Se deberá ajustar al valor de CC 3F en barras de 13,8 KV en caso de no ser posible se bloqueara.

2.12.12 Ajuste de tierra Gral. De Transformador 13,8 kV en S/E 115/13,8 kV

In>

Se deberá ajustar al CC FT en barras con resistencia 40 Ω .

No deberá ser mayor a 200 Amp.

In>>

Se ajustara al CC FT en barras de 13,8 kV (resistencia de contacto =0) en caso de no ser posible se bloqueara.

2.12.13 Ajuste de fase general de trafo 115 kV en S/E 115/13,8 kV y S/E 115/34,5 kV

I>

Será el menor valor de los dos posibles:

I nominal del TC x 1,2 (Protección de temperatura de Aceite en transformador)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,2 (si el transformador dispone de termómetro como protección de temperatura)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,5 (si el transformador dispone como protección de temperatura de relee de Imagen Térmica).

I>>

Se deberá ajustar al valor de CC 3F en barras de 13,8 kV o 34,5 kV. si hay coordinación con la protección inferior, en caso de que no lo permita se bloqueara.

2.12.14. Ajuste de fase general de transformador 34,5 kV en S/E 115/34,5 kV

I>

Será el menor valor de los dos posibles:

I nominal del TC x 1,2 (Protección de temperatura de Aceite en transformador)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,2 (si el transformador dispone termómetro como protección de temperatura)

I nominal de Transformador de Potencia x 1,5 (si el transformador dispone como protección de temperatura de relee de Imagen Térmica

I>>

Se ajustara al CC FT en barras de 34.5 kV (resistencia de contacto =0) en caso de no ser posible se bloqueara.

2.12.15. Coordinación entre curvas

Todas las curvas deberán guardar una distancia de 300 msg. entre ellas.

2.12.16. Curva de daño

Si no se tienen los datos del fabricante del transformador se tomara $(12x I_n)^2 = I_{seg}$. Como la curva de daño. La distancia de esta a la primera curva deberá guardar una distancia mínima de 600 msg. En la zona de coordinación.

2.13. Compensación reactiva

En la actualidad los costos de operación de las industrias se incrementan continuamente. La energía, un recurso fundamental para el progreso y la expansión industrial y esta no escapa a la tendencia del incremento de su costo. Esta situación ha llevado a la industria eléctrica a definir políticas que conlleven a un uso más racional y eficiente de la energía eléctrica.

Una de las medidas al alcance del industria para conocer el grado de eficiencia con el cual está utilizando dicha energía es el llamado factor de potencia, el cual ha sido tomado muy en cuenta dentro de los programas tendientes a la mejor utilización de la electricidad.

2.13.1. Factor de Potencia

Se define como el cociente de la relación de la potencia activa entre la potencia aparente. (Ver ecuación 2.33)

$$FP = \frac{P}{S} \quad (\text{Ecu. 2.33})$$

Comúnmente, el factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo, El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo; por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa un mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil. Es aconsejable que en una instalación eléctrica el factor de potencia sea alto y algunas empresas de servicio eléctrico exigen valores de 0,8 y más.

Las cargas industriales en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo a causa de la presencia principalmente de equipos de refrigeración, motores, etc. Este carácter reactivo obliga que junto al consumo de potencia activa (KW) se sume el de una potencia llamada reactiva (KVAR), las cuales en su conjunto determinan el comportamiento operacional de dichos equipos y motores. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por las empresas de electricidad, aunque puede ser suministrada por las propias industrias.

Al ser suministradas por las empresas de electricidad deberá ser producida y transportada por las redes, ocasionando necesidades de inversión en capacidades mayores de los equipos y redes de transmisión y distribución.

2.13.2 Tipos de potencia

Existen distintos tipos de potencias, las cuales son: ver figura 2.22

2.13.2.1. Potencia efectiva o real

Es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo, su unidad es WATT y su símbolo es la letra P.

2.13.2.2. Potencia reactiva

Es la encargada de generar el campo magnético que requieren para su funcionamiento los equipos inductivos como los motores y transformadores su unidad es VAR y su símbolo es la letra Q.

2.13.2.3. Potencia aparente

Es la suma geométrica de las potencias efectiva y reactiva; como se observa en la siguiente ecuación 2.34:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Ecu. 2.34

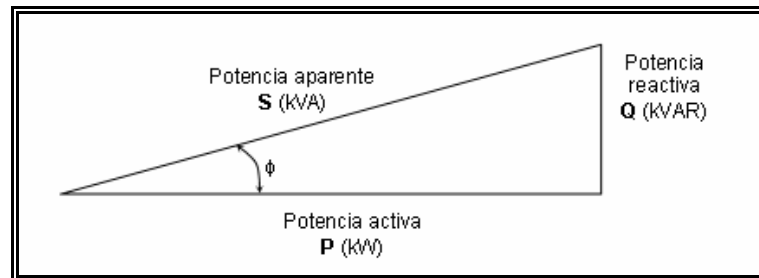


Figura 2.22 Triángulo de potencias eléctricas

2.13.3. Causas de un bajo factor de potencia

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos, es necesaria para producir el flujo electromagnético que pone en funcionamiento elementos tales como: motores, transformadores, lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y otros similares. Cuando la cantidad de estos equipos es apreciable los requerimientos de potencia reactiva también se hacen significativos, lo cual produce una disminución exagerada del factor de potencia. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado
- Una sub-utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria.

2.13.4. Problemas técnico-económicos generados por tener un bajo factor de potencia

- Mayor consumo de corriente.
- Aumento de las pérdidas en conductores.
- Sobrecarga de transformadores, generadores y líneas de distribución.
- Incremento de las caídas de voltaje.
- Incremento de la facturación eléctrica por mayor consumo de corriente.
- Penalización de hasta un 120 % del costo de la facturación.

2.13.5. Beneficios técnico-económicos generados por mejorar el factor de potencia

- Disminución de las pérdidas en conductores.
- Reducción de las caídas de tensión.
- Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores.
- Incremento de la vida útil de las instalaciones.

- Reducción de los costos por facturación eléctrica.
- Eliminación del cargo por bajo factor de potencia.
- Bonificación de hasta un 2.5 % de la facturación cuando se tenga factor de potencia mayor a 0.9.

2.13.6. Compensación de reactivos

La compensación de potencia reactiva es usada en la industria para mantener un voltaje a un valor aproximadamente constante, para incrementar la transmisión de potencia activa y mejorar el factor de potencia de una planta.

2.13.7. Métodos de compensación de energía reactiva

Los sistemas a utilizar para la compensación del factor de potencia podrán ser alguno de los siguientes:

Condensadores fijos: instalados por cada receptor o grupo de receptores que funcionen por medio de un solo interruptor, es decir, que funcionen simultáneamente.

Batería de condensadores, con regulación automática, para la totalidad de la instalación. En este caso la instalación de compensación ha de estar dispuesta para que, de forma automática, asegure que la variación del factor de potencia no sea mayor de un +/- 10% del valor medio obtenido en un prolongado período de funcionamiento.

Cuando existan necesidades de potencias mecánicas, de mediana o gran importancia, para mover servicios industriales de base, por ejemplo refrigeración; aire comprimido; etc., que deban operar durante la mayoría de las horas de demanda importante del usuario, se podrán utilizar además, motores sincrónicos con el fin de poder obtener una buena regulación en la compensación de energía reactiva.

2.13.8. Formas de compensación de energía reactiva

Existen distintas formas de compensar energía reactiva en un sistema de potencia o red eléctrica, estas se explicaran a continuación.

2.13.8.1. Compensación individual

La compensación individual se refiere a que cada consumidor de potencia inductiva se le asigna un capacitor que suministre potencia reactiva para su compensación. La compensación individual es empleada principalmente en equipos que tienen una operación continua y cuyo consumo inductivo es representativo. (Ver figura 2.23)

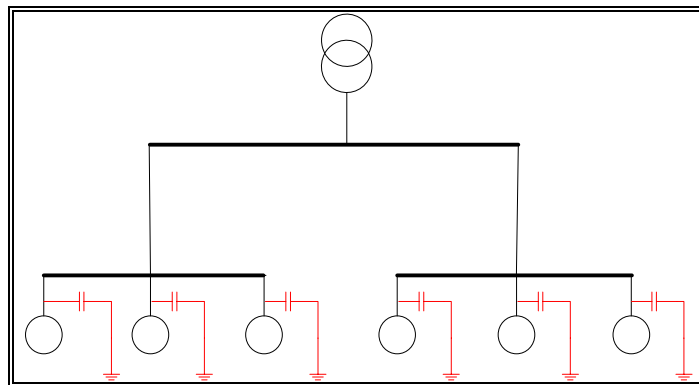


Figura 2.23. Compensación individual

2.13.8.1.1. Ventajas de la compensación individual

- Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva
- Optimiza toda la instalación eléctrica. La corriente reactiva I_r se abastece en el mismo lugar de su consumo.
- Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

2.13.8.1.2. Observaciones de la compensación individual

- La corriente reactiva está presente en los cables de la instalación.
- Las pérdidas por efecto Joule en los cables se suprimen totalmente.

2.13.8.2. Compensación en grupo

Consiste en la instalación de un grupo de condensadores en cada sección de la instalación eléctrica. En caso de tener una instalación eléctrica dividida en secciones, se compensara cada sección por separado. (Ver figura 2.24)

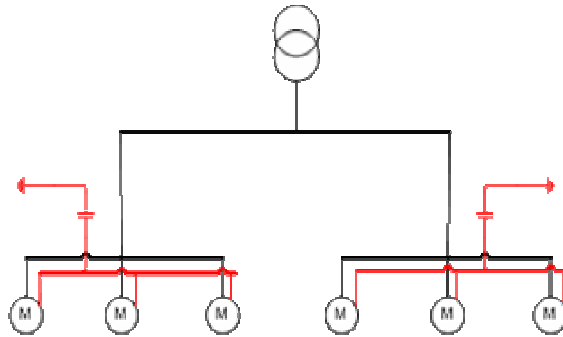


Figura 2.24. Compensación grupal.

2.13.8.2.1. Ventajas de la compensación en grupo

- Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva
- Optimiza una parte de la instalación eléctrica, La corriente reactiva I_r no se transporta entre los niveles 1 y 2.
- Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

2.13.8.2.2. Observaciones de la compensación en grupo

- La corriente reactiva (I_r) está presente en las instalación desde el nivel 2 hasta los receptores.
- Las pérdidas por efecto Joule en los cables se disminuyen.

2.13.8.3. Compensación central

Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para corregir el factor de potencia ya que la potencia total del banco de capacitores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de energía, los cuales, suministran la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación. (Ver figura 2.25)

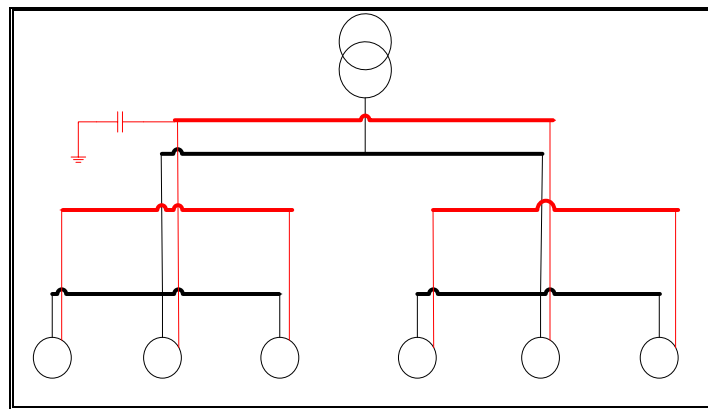


Figura 2.25. Compensación central.

2.13.8.3.1. Ventajas de la compensación central

- Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva
- Ajusta la potencia aparente (S en KVA) a la necesidad real de la instalación.
- Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

2.13.8.3.2. Observaciones de la compensación central

- La corriente reactiva (I_r) está presente en las instalación desde el nivel 1 hasta los receptores.
- las perdidas por efecto Joule en los cables no quedan disminuyen.

2.13.8.4. Compensación mixta

La compensación mixta o combinada de potencia reactiva, se refiere a la combinación de dos o más métodos para corregir el factor de potencia.

2.14.8.5. Requerimientos para la compensación de energía reactiva mediante el uso de condensadores

Cuando se instalen condensadores, en todos los casos, se deberán respetar las siguientes disposiciones generales:

- Todo condensador que se instale para corregir el factor de potencia deberá cumplir con las normas IEC 831, IEC 871 o IEC 931, según sea la tensión del servicio a los que se le aplique el condensador, o el tipo de éste último.
- La ubicación de condensadores deberá reunir las siguientes condiciones:

- 2.1 El lugar será seco, bien ventilado y con una temperatura ambiente máxima de 40 °C y alejado de zona de inflamables.
- 2.2 El condensador estará libre de efectos de conducción y/o radiación directa de calor de instalaciones o aparatos vecinos.
- Cuando la caja exterior de los condensadores sea metálica, deberá ser adecuadamente puesta a tierra.
- Cerca de todo condensador o batería de condensadores, según los casos, se colocará en lugar bien visible una leyenda indeleble indicando que antes de tocar un condensador desconectado hay que cortocircuitar y poner a tierra sus terminales.
- Todo condensador estará equipado con resistencias de descarga permanente conectadas que absorban la carga acumulada, de tal modo que, después de menos a 75 V en 3 minutos, para condensadores de hasta 660 V, y en menos de 10 minutos, para los condensadores de más de 660 V.
- Todo el equipo que se utilice con un condensador, es decir conductores, barras, interruptores, fusibles, etc., estará dimensionado para admitir permanentemente, sin sobrecalentamiento, una corriente de magnitud por lo menos igual a 1,35 veces la corriente nominal del condensador.

CAPITULO III

ANALISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO

Introducción

Los costos de producción de energía eléctrica y de los equipos que se necesitan tanto para generarla, transmitirla y distribuirla, se han incrementando enormemente, lo cual es una razón suficiente para optimizar el servicio eléctrico y evitar así consecuentes pérdidas.

3.1 Descripción de sistema subtransmisión (34.5 kv) de corpoelec - CADAPE región 2

La Región 2, perteneciente a CORPOELEC - CADAPE, comprende los Estados Monagas y Delta Amacuro. Conformado por 3 Distritos que son Maturín, Punta de Mata y Tucupita. Agrupando en su sistema un total de 23 subestaciones (34.5/13.8 KV), distribuidas en toda la geografía de esta Región. En Monagas el trabajo de la Empresa CADAPE está distribuido entre sus diferentes Oficinas Comerciales: Aragua de Maturín, Barrancas del Orinoco, Caicara de Maturín, Caripe, Caripito, Jusepín, Maturín I, Punta de Mata, Quiquire, San Antonio de Capayacuar, Temblador, y El Centro de Operaciones de Distribución (COD) y los Centros de Atención de Reclamos (CAR).

El sistema eléctrico del Estado Monagas, gira en torno a la S/E Matriz, “El Indio”, ubicada al oeste de la ciudad de Maturín, en el marco del complejo industrial “ZIMCA”. La S/E “El Indio”, se encuentra interconectada al sistema eléctrico nacional a través de una línea de transmisión en doble Terna con un nivel de tensión de 230 KV; proveniente de la S/E “Tigre I” y con una línea de transmisión en una Terna sencilla con un nivel de tensión de 115 KV; la cual pasa por la S/E “El tejero” y llega a la S/E “El Indio”, esta terna sale de la S/E “Tigre II”.



Figura 3.1. Entrada a la S/E El Indio [El Autor]

La S/E “El Indio” es la más importante de la zona, ya que es la encargada de suministrar energía eléctrica al 85 % de las S/E del Estado Monagas.



Figura 3.2. Salidas en 115 kV de la S/E El Indio [El Autor]

El sistema de distribución de la Región 2 de esta Empresa, está conformado por un Sistema Aéreo trifásico de tres hilos en estrella, con neutro puesto a tierra con subestaciones de distribución en forma radial. Este tipo de configuración de subestaciones es una de las más sencillas, caracterizado por un alimentador primario de disposición Horizontal y un Transformador de Potencia cuyos valores oscilan entre 1 y 15 MVA.

En este estudio se tomarán un total de 5 Circuitos alimentadores (34.5 KV) Pertenecientes al Estado Monagas, que alimentan un total de 14 subestaciones de este tipo.

La función de estas subestaciones de potencia es recibir la energía eléctrica de las subestaciones primarias y distribuirla a los suscriptores a la tensión adecuada y con la conveniente continuidad y suministro, para sus distintos usos.

Las desventajas de este tipo de configuración de subestaciones son las siguientes:

- Poca flexibilidad de servicio.
- Alimentación única.
- Equipo de transformación único.

Medios de Obtención de Datos

Para analizar el sistema actual en cuanto a su comportamiento, es necesario conocer los parámetros eléctricos de los circuitos a estudiar. Con este fin se realizó un levantamiento de datos de las redes de subtransmisión y distribución, para obtener la siguiente información:

- Esquemas unifilares de cada alimentador desde la subestación.
- Características principales de los transformadores de las subestaciones y sus circuitos involucrados.
- Medición de la demanda máxima de cada alimentador.

Toda la información técnica referente a los equipos existentes en las redes de distribución para cada alimentador estudiado en este trabajo, fueron obtenidos a partir de las siguientes fuentes:

1. Catálogos y manuales publicados por los fabricantes de estos equipos.
2. Información técnica suministrada por la empresa CADAFFE.

3. Directamente de la placa de los equipos.
4. Información obtenida directamente del personal de operaciones de CADAPE, Región 2.
5. Observación directa de cada uno de los equipos de las subestaciones.

El comportamiento del sistema involucra una gran cantidad de información que debe ser apropiadamente analizada y enfocada para poder así establecer con mayor precisión un diagnóstico real de la situación del mismo.

Debe tenerse en cuenta que las condiciones energéticas actuales del Estado Monagas han cambiado súbitamente, esto implica un incremento del crecimiento interanual de carga como consecuencia de la multitud de servicios que se han generado por los suscriptores (Empresa Petrolera, Empresas de servicio y Residenciales) y a la creciente inmigración por el atractivo económico que este estado representa.

3.2 Circuitos en estudio

- **Chaguaramas**, que alimenta las subestaciones (34.5/13.8 KV), Chaguaramas, El Fangal y Paso Nuevo.
- **Rural Sur**, que alimenta las subestaciones (34.5/13.8 KV), Pechón, El Blanquero y Caratal.

- **Amana**, que alimenta las subestaciones (34.5/13.8 KV), Amana y la Cascada.
- **Rural Norte**, que alimenta las subestaciones (34.5/13.8 KV), Rural Norte y Aragua.
- **Caripe**, que alimenta las subestaciones (34.5/13.8 KV), San Antonio, Rincón y Caripe.

3.3 Problemas que afectan al sistema en estudio

Al realizar una inspección al sistema de subtransmisión 34.5 KV en estudio perteneciente al Estado Monagas, se pudieron encontrar los siguientes problemas:

1. Desequilibrio de fases.
2. Existencia de una gran variedad de calibres de conductores.
3. La no existencia de planos actualizados de las redes de distribución y subtransmisión.
4. Existencia de condensadores de compensación en industrias, mal ubicados y en su mayoría no están en funcionamiento.
5. No existen Reguladores de Tensión.
6. No existe Buena distribución en los circuitos primarios.

7. No existen equipos de Medición en estas subestaciones rurales.
8. Los conductores están sobre cargados sin tener ningún criterio de carga térmica.
9. La mayoría de las soluciones tomadas en la actualidad son a corto plazo, sin tener en cuenta la carga futura.
10. Las subestaciones principales (115/34.5 KV) y las subestaciones rurales (34.5/13.8KV), carecen de equipos de medición de factor de potencia, en cada uno de sus alimentadores.
11. Los circuitos en su mayoría son de tipo radial.
12. No se utilizan los reportes de interrupciones para realizar programas de mantenimiento preventivo.
13. No se le hace mantenimiento adecuado a los equipos de protección existentes por no disponer de talleres con herramientas adecuadas.
14. No existe estadística de los niveles isocerámicos para la determinación de pararrayos u otro mecanismo de protección contra las descargas atmosféricas.
15. Existencia insuficiente de equipos en almacenes, para atender las necesidades del sistema.
16. El parque auto motor de la empresa esta deteriorado, lo que hace que no se puedan solventar los requerimientos de mantenimiento con prontitud.

17. No existen programas de medición de reactivos, desconociendo su verdadera importancia técnica y económica.

3.4 Descripción general de los elementos que conforman los circuitos en estudio

3.4.1 Circuito Caripe 34.5 KV

El Circuito Caripe (34.5 KV), es uno de los cuatro (4) circuitos en (34.5 KV) que es alimentado por la S/E El Tejero (115/34.5 KV), teniendo una longitud total de 110 Km de líneas y una troncal principal de 91,68 Km, que es la que va hacia la S/E El Rincón. Conformado por un sistema aéreo, de distribución radial de disposición horizontal espaciados a 90-130 Cm. entre conductores de fase. El recorrido de sus líneas comprenden los Municipios Ezequiel Zamora, Cedeño, Caripe y Acosta del Estado Monagas. Pertenece al Distrito Punta Mata de CADAFE Región 2.



Figura 3.3. S/E El Tejero [El Autor]

En la actualidad el Circuito Caripe (34.5 KV), alimenta 3 S/E de distribución (34.5/13.8 KV) a través de un conductor 4/0 en Arvidal, que son las S/E Caripe, San Antonio y El Rincón, con una carga instalada para cada S/E de 5 MVA para cada

subestación respectivamente. Más diferentes cargas conectadas directamente en las líneas de este Circuito que son 0,575 MVA, teniendo este circuito una carga conectada de 15,575 MVA. Esta alimentador se puede clasificar como una línea media, ya que supera los 80 Km. de longitud.

Tiene una corriente a la salida de la S/E El Tejero de 160 Amperios, teniendo un factor de utilización de 0.51, el cual esta en el rango de lo previsto que es 0.6 para alimentadores de tipo Rural, como este. Un porcentaje 42,75 % de máxima carga para el alimentador en este punto, lo que esta dentro del rango permisible por capacidad de corriente para este tipo de conductor 4/0 (380 Amp).

El circuito presenta una caída de tensión máxima de 26,45 % a la llegada de la S/E El Rincón, por lo tanto no cumple con los parámetros requeridos por la empresa con respecto a caída de tensión en este alimentador; que es 5% en condiciones normales y 7 % en emergencia. A demás la caída de tensión para las otras S/E San Antonio y Caripe a la llegada de estas es de un aproximado de 26 % y 17,32 % respectivamente, presentando graves problemas de Caída de Tensión. Como puede observarse en la figura 3.4. el Diagrama Unifilar de este circuito

Presento un alto índice de interrupciones, teniendo un TTI de 1.99759, con un total de 49 fallas registradas durante el periodo 01/01/2008 hasta 31/12/2008 Como se puede observar en las figuras 5.9 y 5.10. Siendo este el Circuito, de los pertenecientes al Distrito Punta de Mata, el que segundo que presento la mayor cantidad de fallas y fue el que estuvo, más tiempo fuera de servicio. Estas fallas son producidas por diferentes causas, pero las de mayores incidencias fueron por falta de poda de árboles cercanos a los conductores de este circuito con un total de 16 y por condiciones atmosféricas desfavorables (descargas Atmosféricas sobre la línea) con un total de 10.

Presenta un factor de potencia bajo de 0.80 aproximadamente, producto de la carencia de la compensación de reactivos.

Presenta deterioro en el herraje (Crucetas, pletinas, Abrazaderas y tornillos), en sección del alimentador que atraviesa el sector conocido como Quebrada Seca del municipio Cedeño del estado Monagas.

Falta de equipos de maniobra (Seccionadores).

3.4.1.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Caripe

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 91.680 Km.

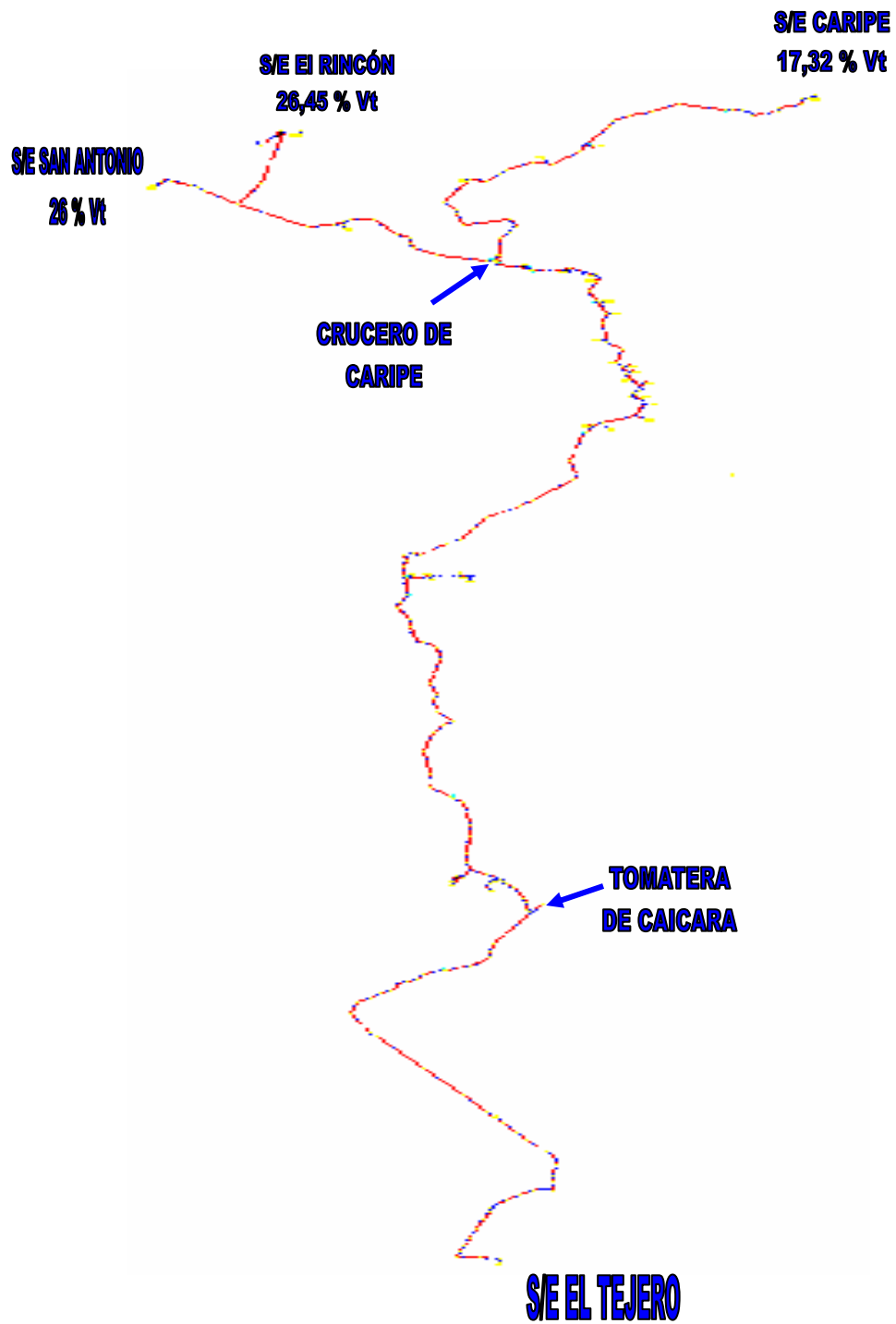
$RL(\Omega/Km) = 0.3018.$

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 91.680 = 27.669\Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 91.680 = 37.9096 \Omega$

Figura 3.4. Diagrama unifilar del circuito Caripe con las caídas de tensión



3.4.1.2 Subestación Caripe



Figura 3.5. S/E Caripe [El Autor]

Es la encargada de alimentar las poblaciones Caripe, San Agustín, El Guacharo, Teresen, La Frontera, La Guanota y zonas aledañas del Municipio Caripe del Estado Monagas, a través de dos transformadores de 5 MVA, poseyendo 4 salidas, en 13.8 KV.

3.4.1.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Rincón

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 94.980 Km.

$RL(\Omega/Km) = 0.3018$.

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 94.980 = 28.665 \Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 94.980 = 39.274 \Omega$

3.4.1.4 Subestación Rincón



Figura. 3.6. S/E El Rincón [El Autor]

Es la encargada de alimentar las poblaciones de El Rincón, Parte de San Antonio de Maturín y Río Cocollar del Municipio Acosta del Estado Monagas, a través de un transformador de 5 MVA poseyendo 3 salidas, en 13.8 KV.

3.4.1.5 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación San Antonio

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 90.250 Km.

$RL(\Omega/\text{Km}) = 0.3018.$

$XL(\Omega/\text{Km}) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 90.250 = 27.237\Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 90.250 = 37.8183\Omega.$

3.4.1.6 Subestación San Antonio



Figura 3.7. S/E San Antonio [El Autor]

Es la encargada de alimentar las poblaciones de El Los Caballos, Culantrillal, Las Piñas, La Ceiba, las lomas y Parte de San Antonio de Maturín y Río Cocollar del Municipio Acosta del Estado Monagas, a través de un transformador de 5 MVA, poseyendo 2 salidas, en 13.8 KV.

3.4.2 Circuito Chaguaramas 34.5 KV

El Circuito Chaguaramas (34.5 KV), es uno de los tres (3) circuitos que es alimentado por la S/E Temblador Nueva (115/34.5 KV), teniendo una longitud total de 159.25 Km. de líneas y una troncal principal de 46 Km que es la que va hacia la S/E Chaguaramas y dos derivaciones una que alimenta a la S/E Paso Nuevo y otra que alimenta a La S/E El Fangal. Conformado por un sistema aéreo de distribución radial de disposición horizontal espaciados a 90-130 Cm. Entre conductores de fase. Sus líneas recorren los Municipios Libertador y Sotillo al sur del Estado Monagas.

Pertenece al distrito Tucupita de CADAFE Región 2. Este alimentador se puede clasificar como una línea media.

En la actualidad el Circuito Chaguaramas (34.5 KV), alimenta 3 S/E de distribución (34.5/13.8 KV) a través de un conductor 4/0 en Arvidal, que son las S/E Chaguaramas, El Fangal y Paso Nuevo, con una carga instalada para cada S/E de 5MVA, 3MVA, 1.5MVA respectivamente; mas diferentes cargas conectadas directamente en las líneas de este Circuito que son 2.15 MVA, teniéndose una carga conectada a este circuito de 11.65 MVA.

Tiene una corriente a la salida de la S/E Temblador Nueva de 183 Amperios con un porcentaje 48.82% de máxima carga para el alimentador en este punto, lo que esta dentro del rango permisible por capacidad de corriente para este tipo de conductor 4/0 ARV (380 Amp), teniendo un factor de utilización de 0.9, el cual esta por encima de lo previsto que es 0.6 para alimentadores de tipo Rural como este.

La línea en 115 kV que alimenta la S/E Temblador Nueva presenta deficiencias de voltaje y por consiguiente el Transformador de Potencia que alimenta este circuito en esta S/E, esta en su máxima oposición de TAP.

Tiene graves problemas con respecto a Caída de Tensión ya que su caída de tensión máxima es de 12.16 % en la llegada a la S/E Chaguaramas (34.5/13.8 KV) y para las otras S/E, El Fangal y Paso Nuevo la caída de tensión a la llegada de estas es de un aproximado de 11.27% y 9.93% respectivamente.

Presento un alto índice de interrupciones, teniendo un TTI de 1.0041, con un total de 115 fallas registradas durante el periodo 01/01/2008 hasta 31/12/2008 como se puede observar en las figuras 5.1 y 5.2. Siendo este Circuito de los pertenecientes al Distrito Tucupita, el que presento el mayor numero de fallas. Estas fallas son

producidas por diferentes causas, pero la de mayor incidencia es por condiciones atmosféricas desfavorables (descargas Atmosféricas sobre la línea) con un total de 55. No cuenta con las protecciones necesarias para evitar que estas causen interrupciones del servicio eléctrico.

Presenta un factor de potencia bajo de 0.65 aproximadamente, producto de la carencia de la compensación de reactivos. Ya que en la zona del sur del Estado Monagas, existe una industria maderera de importancia (UVERITO), lo que es una carga inductiva por la presencia de grandes motores de inducción y al estar conectada a la red que este circuito alimenta, consume reactivos de esta lo que trae como consecuencia pérdidas de energía y caída de tensión. El sistema de compensación actual es de tipo individual.

El esquema de protecciones que tiene no es el más adecuado para el despeje de fallas, estando conformado por: un interruptor para el lado de alta del transformador de la S/E Temblador Nueva (115/34.5 KV) y un interruptor en vacío OX a la salida de esta S/E.

3.4.2.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la Subestación Paso Nuevo

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 63.410 Km.

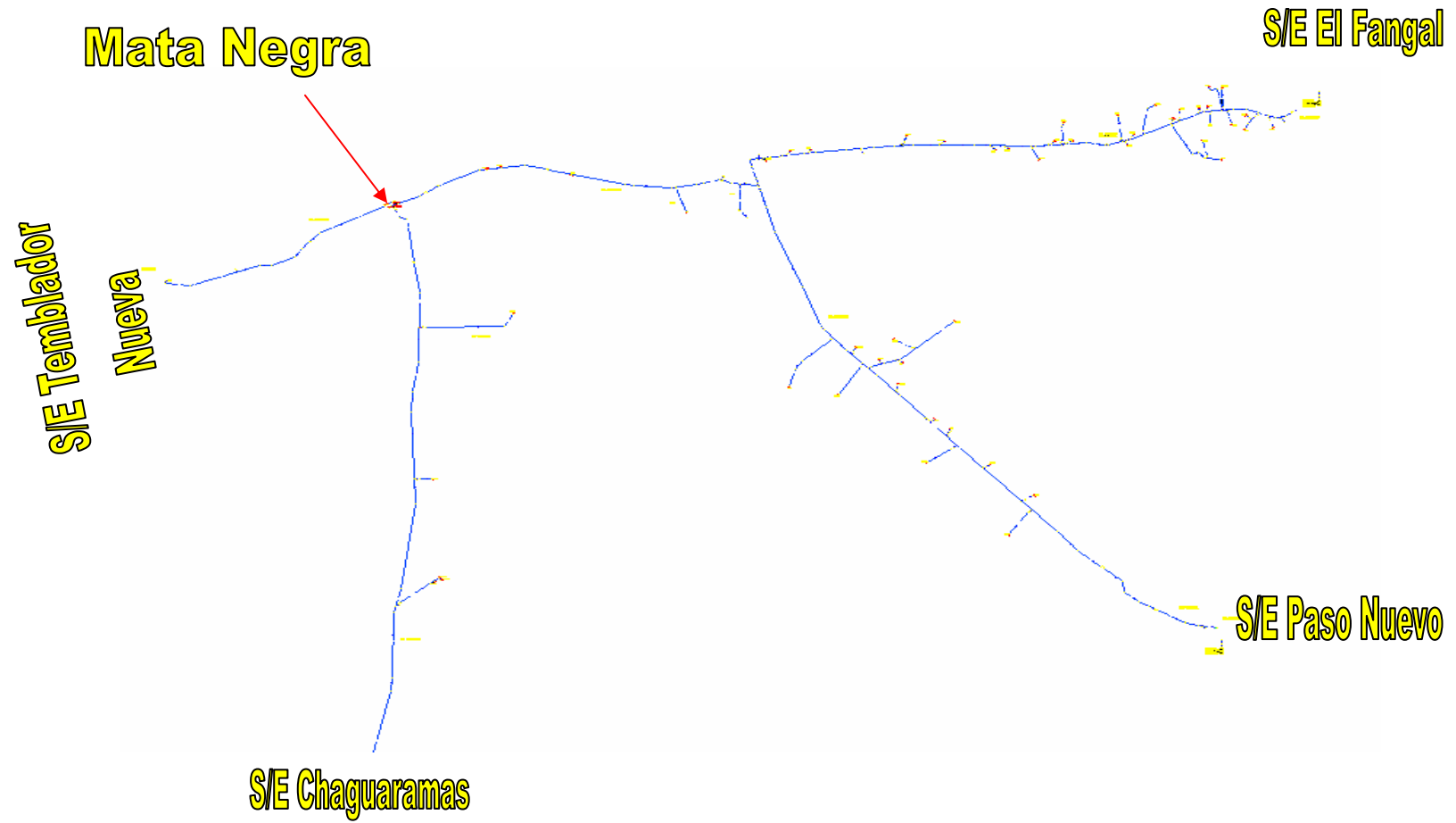
$RL(\Omega/Km) = 0.3018.$

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 63.410 = 19.1371 \Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 63.410 = 26.2200 \Omega$

Figura 3.8. Diagrama unifilar del circuito Chaguaramas 34.5 Kv



3.4.2.2 Subestación paso nuevo



Figura. 3.9. S/E Paso Nuevo [El Autor]

Es la encargada de alimentar las poblaciones de Paso Nuevo, Mango de Guara, el Caimán del Municipio Libertador del Estado Monagas, a través de un transformador de 1.5 MVA, poseyendo 2 salidas, en 13.8 KV.

3.4.2.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación El Fangal

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 57.82 Km.

$RL(\Omega/Km) = 0.3018.$

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 57.82 = 17.45\Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 57.82 = 23.91\Omega$

3.4.2.4 Subestación el Fangal

Es la encargada de alimentar las poblaciones de el Fangal, Uracoa, Boca de Uracoa, El Estero, Corozal, Tabasca y zonas aledañas de lo Municipios Libertador y Uracoa del Estado Monagas, a través de un transformador de 3 MVA, poseyendo 2 salidas, en 13.8 KV.

3.4.2.5 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Chaguaramas

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 46 Km.

$RL(\Omega/Km) = 0.3018.$

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL (\Omega) = 0.3018*46 = 13.8828 \Omega$

$XL (\Omega) = 0.4135*46 = 19.021 \Omega$

3.4.2.6 Subestación Chaguaramas



Figura 3.11. S/E Chaguaramas [El Autor]

Es la encargada de alimentar las poblaciones de Chaguaramas, Los Barrancos, Los Pozos, La Cafetera y Uverito de los Municipios Libertador y Sotillo del Estado Monagas, a través de un transformador de 5 MVA, Alimentando a los Aserraderos asentados en esta zona, que explotan el Pino Caribe. Poseyendo 2 salidas, en 13.8 KV.

3.4.3 Circuito rural Sur 34.5 KV

El Circuito Rural Sur es uno de los 3 circuitos que es alimentado por la S/E Veladero (115/34.5 KV), Con un transformador de 16 MVA; teniendo una longitud total de 152.11 Km. y una torcal principal de 81.8 Km. Que es la que alimenta a la S/E Caratal y dos derivaciones una que alimenta a la S/E Pechón y otra La S/E El Blanquero. Conformado por un sistema aéreo de distribución radial de disposición horizontal espaciados a 90-130 Cm. Entre conductores de fase. Comprende los municipios Maturín y Aguasay, al sur del Estado Monagas. Pertenece al distrito Maturín de CADAFE Región 2.



Figura 3.12. Transformador de la S/E Veladero [El Autor]



Figura 3.13. S/E velador (115/34.5 KV) [El Autor]

En la actualidad el Circuito Rural Sur (34.5 KV), alimenta 3 S/E de distribución (34.5/13.8 KV), El Blanquero, Pechón y Caratal. A través de un conductor 4/0 en Arvidal, con una carga instalada para cada S/E de 2.5 MVA, 2 MVA, 3 MVA respectivamente, mas diferentes cargas conectadas directamente en las líneas de este Circuito que son 3.067 MVA, teniéndose una carga conectada a este circuito de 10,5675 MVA.

El Transformador de Potencia de la S/E El Blanquero, esta dañado, por lo tanto esta fuera de servicio y en dicha S/E no hay Transformador de potencia. Desde la S/E Caratal, se están asumiendo las cargas de los circuitos, que dependen de la S/E El Blanquero, haciendo q el Transformador de esta S/E se sobrecargue disminuyendo su vida útil. Incrementando el riesgo de ocurrencia de fallas para el Circuito Rural Sur. Ocasionando que la operatividad del circuito se vea afectada, estando en 60 % aproximadamente.



Figura 3.14. Transformador dañado de la S/E El Blanquero [El Autor]

Tiene una corriente a la salida de la S/E Veladero de 60 Amperios, teniendo un factor de utilización de 0.34, el cual esta dentro del rango previsto que es de un máximo de 0.6 para alimentadores de tipo rural como este. Un porcentaje 16 % de máxima carga para el alimentador en este punto, lo que esta dentro del rango permisible por capacidad de corriente para este tipo de conductor 4/0 (380 Amp).



Figura 3.15. Reconectador Tipo GVR de la Salida del circuito Rural Sur
[El Autor]

El Circuito no presenta graves problemas de caída de tensión, ni en su troncal principal, ni en sus derivaciones, ya que su caída de tensión máxima es de 6.07 % en la llegada a la S/E Caratal (34.5/13.8 KV) y para las otras S/E, Blanquero y Pechón la caída de tensión a la llegada de estas es de un aproximado de 3.74% y 3.95% respectivamente. Presentando una variación mínima de voltaje en las subestaciones ya mencionadas. Ver Figura 3.16

Presenta un índice de interrupciones relativamente bajo, teniendo un TTI de 0.6493 durante el periodo 01/01/2008 hasta 31/12/2008 con un aproximado de 21 fallas registradas Como puede observarse en las figuras 5.5 y 5.6. Estas fallas son producidas por diferentes causas, pero las de mayor incidencia son, por condiciones atmosféricas desfavorables (descargas Atmosféricas sobre la línea o cercanas a esta) con un total de 5 y 2 por componentes dañados.

3.4.3.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Pechón

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 34.015Km.

$RL(\Omega/\text{Km}) = 0.3018$.

$XL(\Omega/\text{Km}) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 34.015 = 10.2657\Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 34.015 = 14.0652\Omega$

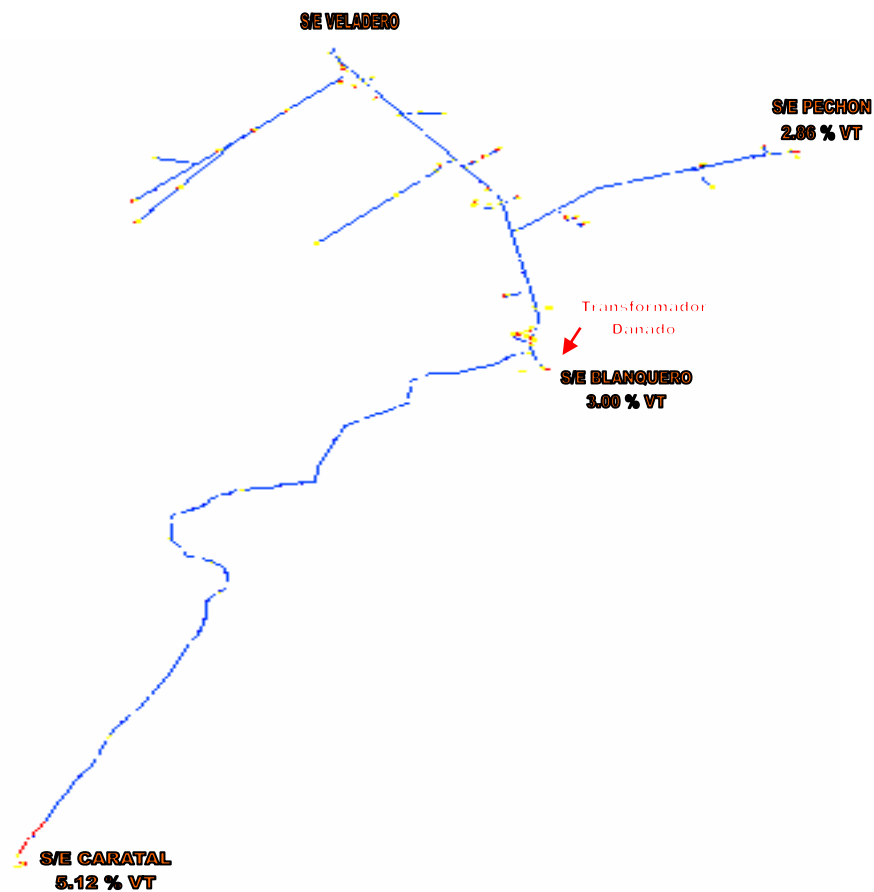


Figura 3.16. Diagrama unifilar del circuito rural Sur

3.4.3.2 Subestación Pechón

Es la encargada de alimentar las poblaciones de Caratal De Buja, San José de Buja, La Morrocolla, El Respiro y comunidades aledañas. del Municipio Maturín del Estado Monagas. a través de un transformador de 2 MVA, Poseyendo 2 salidas, en 13.8 KV



Figura 3.17. S/E Pechón [El Autor]

3.4.3.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación el Blanquero

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 30.25Km.

$RL(\Omega/Km) = 0.3018.$

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 30.25 = 9.13 \Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 30.25 = 12.51 \Omega$



Figura 3.18. Entrada a la S/E El Blanquero [El Autor]

3.4.3.4 Subestación el Blanquero

Es la encargada de alimentar las poblaciones de El Blanquero, La Antena, Los Aceites, Los Corocitos, Brisas Bolivarianas, la Centellita y comunidades aledañas del Municipio Maturín del Estado Monagas. a través de un transformador de 2.5 MVA, Poseyendo 2 salidas, en 13.8 KV.

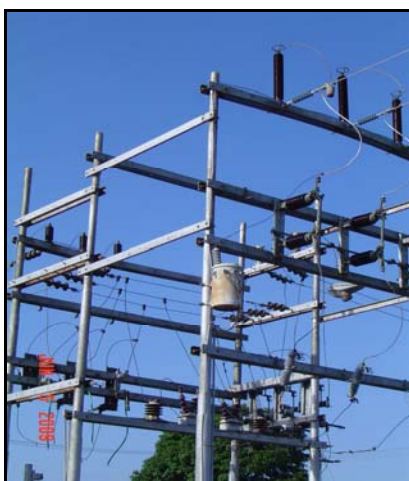


Figura 3.19. Pórtico de la S/E El Blanquero [El Autor]

3.4.3.5 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Caratal

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 81.870Km.

$RL(\Omega/\text{Km}) = 0.3018.$

$XL(\Omega/\text{Km}) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 81.870 = 24.71\Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 81.870 = 33.853\Omega$

3.4.3.6 Subestación caratal

Es la encargada de alimentar las poblaciones de Oritupano, Aribi, Las Gaviotas, San José del Ñato, San Joaquín del Tigre y comunidades aledañas pertenecientes a los Municipios Maturín y Aguasay del Estado Monagas. a través de un transformador de 3 MVA Poseyendo 3 salidas, en 13.8 KV.

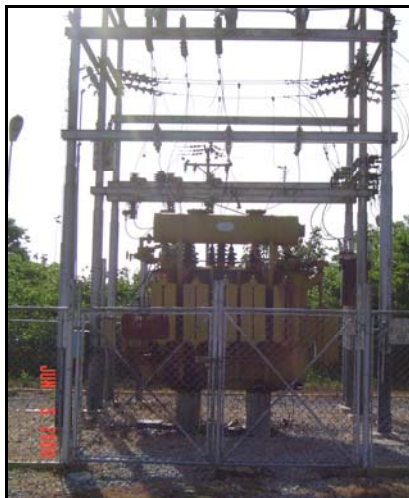


Figura 3.20. Transformador de la S/E Caratal [El Autor]

3.4.4 Circuito rural Norte 34.5 Kv

El Circuito Rural Norte (34.5 KV), es uno de los seis (6) circuitos en (34.5 KV) que es alimentado por la S/E Indio (115/34.5 KV), teniendo una longitud total de 77,13 Km. de líneas y una troncal principal de 50,4 Km que es la que va hacia la S/E Aragua. Conformado por un sistema aéreo, de distribución radial de disposición horizontal espaciados a 90-130 Cm. Entre conductores de fase.

En la actualidad el Circuito Rural Norte (34.5 KV), alimenta 3 S/E de distribución (34.5/13.8 KV) a través de un conductor 4/0 en Arvidal, que son las S/E Aragua, Rural Norte y la S/E del Estadio Monumental de Maturín, con una carga instalada para cada S/E de 10 MVA, 5 MVA, 2 MVA respectivamente; mas diferentes cargas conectadas directamente en las líneas de este Circuito que son 0,625 MVA, teniéndose una carga conectada a este circuito de 17,625 MVA.



Figura 3.21. S/E El Indio Salidas en 34.5 KV [El Autor]

Tiene una corriente a la salida de la S/E Indio de 172 Amperios, teniendo un factor de utilización de 0.64, el cual esta en el rango de lo previsto que es 0.6 para alimentadores de tipo Rural, como este. presentando un porcentaje de 45,86 % de máxima carga para el alimentador en este punto, lo que esta dentro del rango permisible por capacidad de corriente para este tipo de conductor 4/0 ARV (380 Amp).

El circuito presenta una caída de tensión máxima de 13,74 % a la llegada de la S/E Aragua, por lo tanto no cumple con los parámetros requeridos por la empresa con respecto a caída de tensión en este tramo del alimentador; que es 5% en condiciones normales y 7 % en emergencia. A demás la caída de tensión para las otras S/E, Rural Norte y Estadio Monumental a la llegada de estas es de un aproximado de 3,87 % y 0,26 % respectivamente. Presentando una variación mínima de voltaje en estas dos subestaciones anteriormente mencionadas. Como Se puede Observar en la Figura 3.22

Presento un alto índice de interrupciones, teniendo un TTI de 0.9759 durante el periodo 01/01/2008 hasta 31/12/2008 y un aproximado de 90 fallas, Como puede observarse en las figuras 5.3 y 5.4. Siendo este Circuito de los pertenecientes al Distrito Maturín, el segundo que presento mayor numero de fallas. Estas fallas son producidas por diferentes causas, pero la de mayor incidencia es por falta de Podas de Árboles sobre El Conductor, con 41 y por condiciones atmosféricas desfavorables (descargas Atmosféricas sobre la línea o cercanas) con 22.

Presenta un factor de potencia bajo de 0.80 aproximadamente, producto de la carencia de la compensación de reactivos.

Presenta deterioro en el herraje (Crucetas, pletinas, Abrazaderas y tornillos), en la sección del alimentador que atraviesa los Bajos de la Cruz de la Paloma, en el Sector conocido como El Valle.

3.4.4.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación rural Norte

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 12.69 Km.

$RL(\Omega/\text{Km}) = 0.3018$.

$XL(\Omega/\text{Km}) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 12.69 = 3.83 \Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 12.69 = 5.25 \Omega$



Figura 3.23 Salida del circuito rural Norte en la S/E Indio. [El Autor].

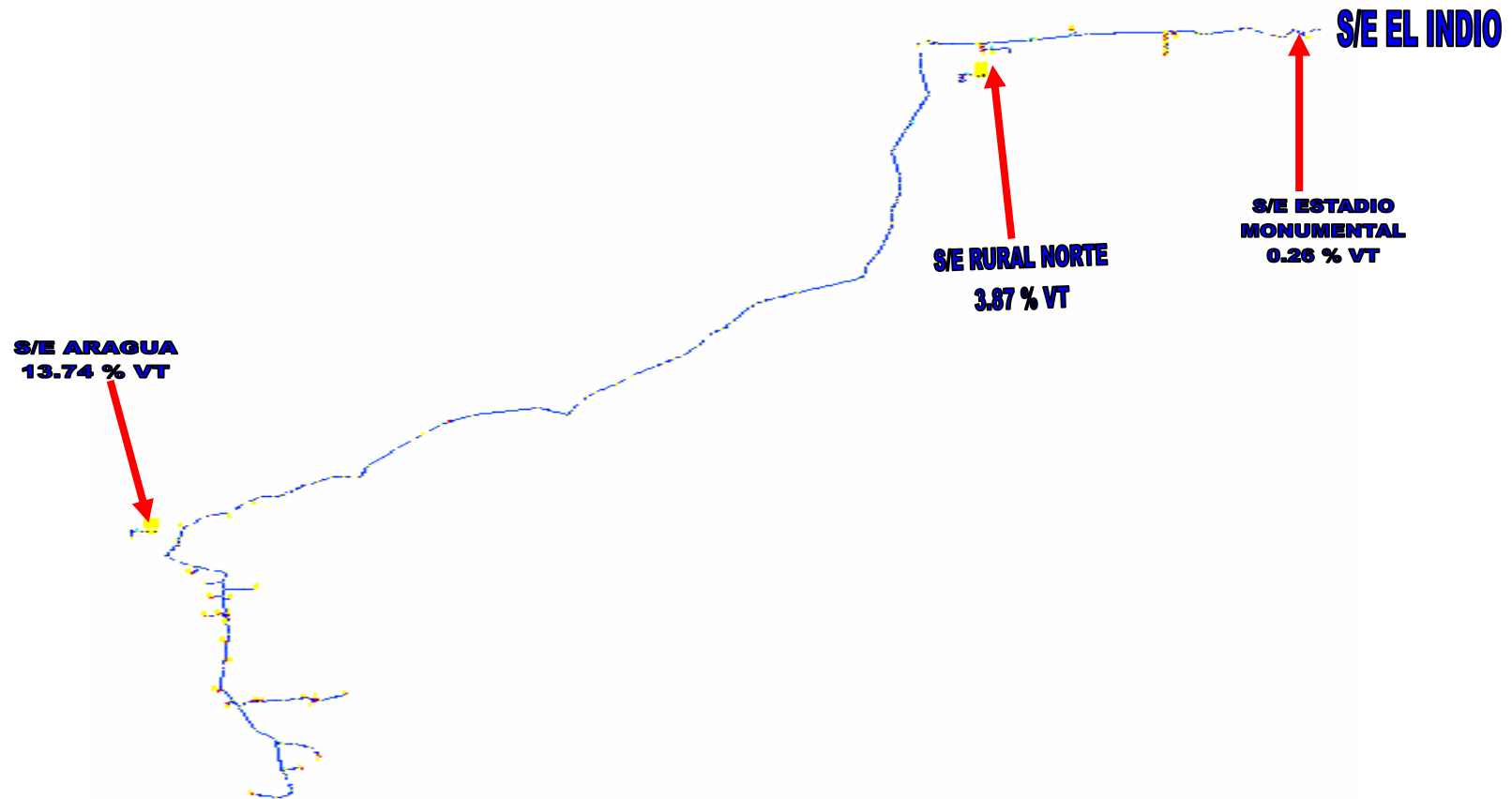
3.4.4.2 Subestación rural Norte



Figura 3.24. S/E rural Norte [El Autor]

Es la encargada de alimentar las poblaciones Orocuál, Costo Abajo, Costo Arriba, Guayabal, San Luís y zonas aledañas pertenecientes a los Municipios Maturín y Piar del Estado Monagas, a través de un transformador de 5 MVA poseyendo 2 salidas, en 13.8 KV.

Figura 3.22. Diagrama Unifilar del circuito Rural Norte, con las caídas de tensión en sus S/E



3.4.4.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Aragua.

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 50 Km.

$RL(\Omega/\text{Km}) = 0.3018.$

$XL(\Omega/\text{Km}) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 50 = 15.09$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 50 = 20.675 \Omega$

3.4.4.4. Subestación Aragua



Figura 3.25. S/E Aragua. [El Autor]

Es la encargada de alimentar las poblaciones Aragua de Maturín, Aparicio, Guanaguana, Taguaya, Guayuta y zonas aledañas pertenecientes al Municipio Piar del Estado Monagas, a través de un transformador de 10 MVA poseyendo 3 salidas, en 13.8 KV.

3.4.5 Circuito Amana 34.5 KV



Figura 3.26. Pórtico 115 KV de la S/E Veladero. [El Autor]

El Circuito Amana es uno de los 3 circuitos que es alimentado por la S/E Veladero (115/34.5 KV). Esta ubicado al sur de la ciudad de Maturín del Estado Monagas. En la actualidad el Circuito Amana (34.5 KV), alimenta 2 S/E de distribución (34.5/13.8 KV), S/E Amana y La S/E La Cascada. A través de un conductor 4/0 en Arvidal, con una carga instalada para cada S/E de 5 MVA y 5MVA respectivamente, mas diferentes cargas conectadas directamente en las líneas de este Circuito que son 827.5 KVA, teniéndose una carga conectada a este circuito de 10,8275 MVA.



Figura 3.27. Salidas de los circuitos Amana a mano derecha y Rural sur a mano izquierda. [El Autor]

Tiene una corriente a la salida de la S/E Veladero de 163 Amperios, teniendo un factor de utilización de 0.9, el cual esta por encima de lo previsto que es 0.6 para alimentadores de Tipo Rural, como este. Un porcentaje 43.46 % de máxima carga para el alimentador en este punto, lo que esta dentro del rango permisible por capacidad de corriente para este tipo de conductor 4/0 ARV (380 Amp).



Figura 3.28. Reconector Tipo GVR de la Salida del circuito Amana [El Autor]

El Circuito no presenta Graves problemas de caída de tensión, ni en su troncal principal, ni en sus derivaciones porque esta cerca de los parámetros requeridos por la empresa con respecto a caída de tensión que es 5% en condiciones normales y 7 % en emergencia. Ya que su caída de tensión máxima es de 5.23 % en la llegada a la S/E La Cascada (34.5/13.8 KV) y para la S/E Amana la caída de tensión a la llegada de esta es de un aproximado de 3.85 %. Presentando una variación mínima de voltaje en las subestaciones ya mencionadas. Como puede observarse en la figura 3.31.

Presento un índice de interrupciones relativamente bajo, teniendo un TTI de 0.70142 durante el periodo 01/01/2008 hasta 31/12/2008 con un aproximado de 22 fallas registradas Como se puede observar en las figuras 5.7 y 5.8. Estas fallas son producidas por diferentes causas, pero las de mayor incidencia son, por condiciones atmosféricas desfavorables (descargas Atmosféricas sobre la línea o cercanas a esta) con un total de 5, ajuste incorrecto de protecciones 2, vegetación cercana a la línea 3 y 2 por componentes dañados.

Presenta un factor de potencia relativamente bajo de 0.85 aproximadamente, producto de la carencia de la compensación de reactivos.

3.4.5.1 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación Amana

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 12.69 Km.

$RL(\Omega/Km) = 0.3018$.

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 12.69 = 3.83 \Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 12.69 = 5.25 \Omega$

3.4.5.2 Subestación Amana

Es la encargada de alimentar las poblaciones de Amana, Mapirito, El Merey, Matadero y zonas aledañas pertenecientes a los Municipios Maturín del Estado Monagas, a través de un transformador de 5 MVA, poseyendo 3 salidas, en 13.8 KV.



Figura 3.29. S/E Amana. [El Autor]

3.4.5.3 Característica de la línea de subtransmisión que alimenta la subestación la Cascada

Conductor: Arvidal 4/0.

Longitud del conductor: 30 Km.

$RL(\Omega/Km) = 0.3018.$

$XL(\Omega/Km) = 0.4135$

$RL(\Omega) = 0.3018 * 30 = 9,054 \Omega$

$XL(\Omega) = 0.4135 * 30 = 12,405 \Omega$

3.4.5.4 Subestación la Cascada

Es la encargada de alimentar al Centro Comercial La Cascada de la Ciudad de Maturín del Estado Monagas, transformando los niveles de tensión 34.5 KV a 13.8 KV; a través de un transformador de 5 MVA, para que este se pueda servirse del servicio eléctrico.



Figura 3.30. S/E La Cascada [El Autor]

Figura 3.31. Diagrama Unifilar del Circuito Amana

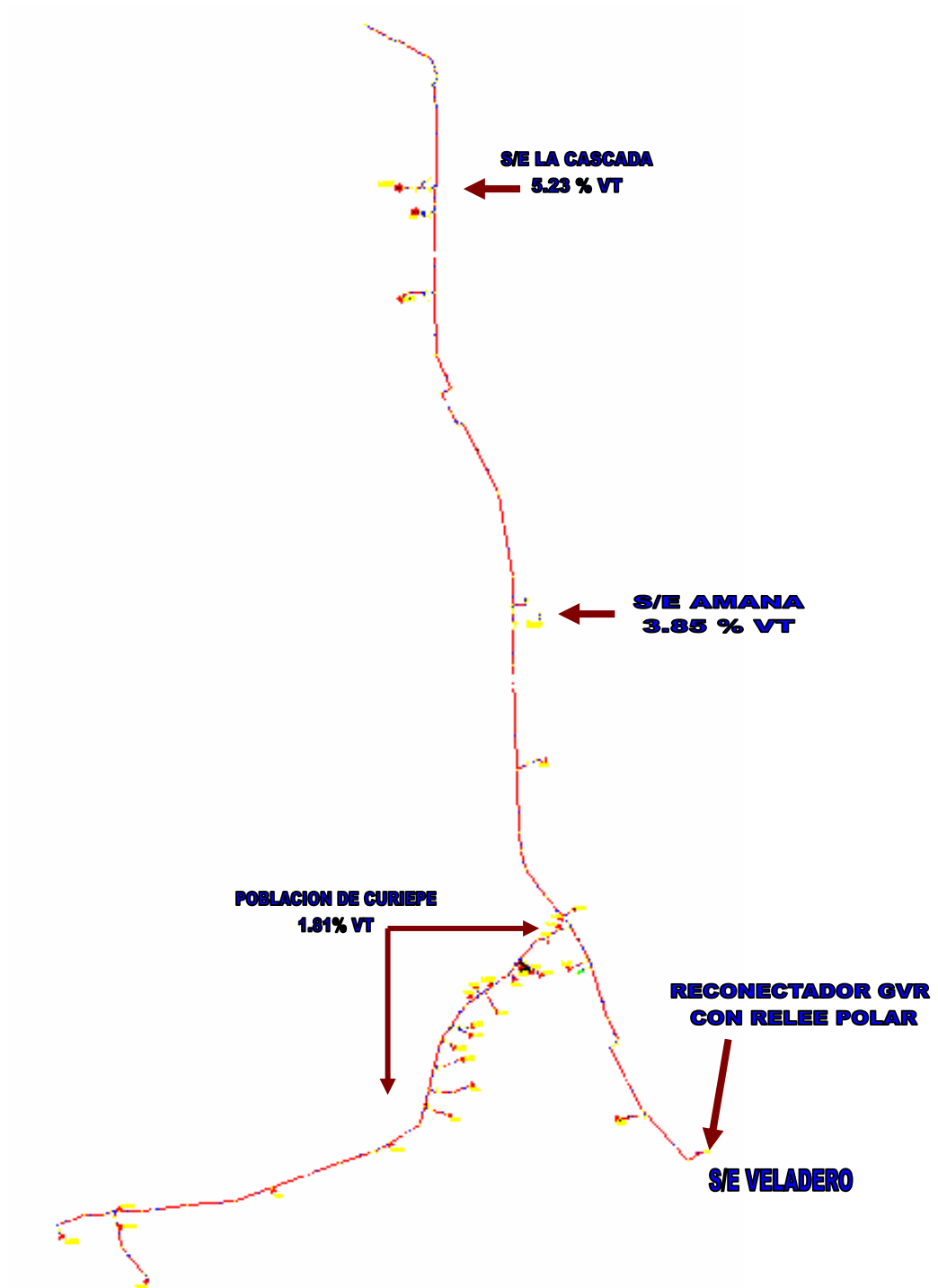


Tabla 3.1. Tensiones de barra 34.5 kv, medidas a la legada en las s/e de los circuitos en estudio. CADAFE región 2, del Estado Monagas

Subestaciones	Capacidad (MVA)	Tensiones de Barra (kV)
Rural Norte	5	32/30/30
Veladero	16	34,5
El Blanquero	2,5	32/32/33
Amana	5	33/32/33
Pechón	2	32/33/32
Caratal	3	31/32/32
Caripe	5	30/31/30
Aragua	10	30/30/29
El Rincón	5	29/30/30
Chaguaramas	5	29/30/29
El Fangal	3	30/31/29
Paso Nuevo	1,5	30/30/31
La Cascada	5	32/31/32
San Antonio	5	29/29/30

Tabla 3.2 Voltaje a la llegada de las subestaciones en estudio, arrojado por el padee

Subestaciones	Capacidad (MVA)	Tensiones de Barra (kV)	% De Caída De Tensión
Rural Norte	5	33	3.87
Veladero	16	34.5	0
El Blanquero	2,5	33	3.74
Amana	5	33	3.85
Pechón	2	33	3.95
Caratal	3	31	6.07
Caripe	5	29	17.32
Aragua	10	30	13.74
El Rincón	5	28	26.45
Chaguaramas	5	30	12.16
El Fangal	3	30	11.27
Paso Nuevo	1,5	31	9.93
San Antonio	5	28	26
La Cascada	5	32	5.23

Tabla 3.3. Resumen del sistema presente de subtransmision (2009)



CIRCUITO	MÁX. CAIDA DE TENSIÓN	MAX. USO DEL CONDUCTOR	PERDIDAS (KW)	DEMANDA (MVA)	TIPO DE CONDUCTOR	LONGITUD (Km.)
	%	%				
CHAGUARAMAS	12.16	48.22	700.8	11.48	ARV 4/0	159.25
RURAL SUR	5.12	16	109.6	3.76	ARV 4/0	152.11
AMANA	5.23	43.46	266,18	10.226	ARV 4/0	40.08
RURAL NORTE	13.74	45.86	765.3	8.880	ARV 4/0	77.13
CARIPE	26.45	42.75	1477.87	8.595	ARV 4/0	110

Tabla 3.4. Cantidad de circuitos en 34.5 kv, que dependen de las subestaciones 115 kv que alimentan a los circuitos en estudio.

Nombre de la S/E 115 KV	Cantida de Circuitos (34.5 KV)	Nombre de los Circuitos en 34.5 KV
VELADERO	2	RURAL SUR
		AMANA
INDIO	6	EL PARQUE
		RURAL NORTE
		VIMOSA I
		VIMOSA II
		AGUAS DE MONAGAS
		UNIVERSIDAD
TEMBLADOR NUEVA	3	CHAGUARAMAS
		TEMBLADOR PUEBLO
		MANDIOCA
EL TEJERO	4	ALTAMIRA
		CARIPE
		URICA
		CAMPO ROJO

3.5 Ubicación de los bancos de capacitores utilizando la herramienta computacional PADEE

3.5.1 Circuito Caripe

CIUDAD: CARIBE **AÑO :**2009 **ALTERNATIVA:** 1

FECHA : 01-JUN-09

HORA: 09:24

UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES

600.0 KVARs CADA UNO

NODO PERDIDAS TOTALES CON AUMENTO DEL CAPACITOR

KW KVAR

BASE 1461.97 2177.10

262 1326.79 1975.79

273 1130.34 1683.24

EL NUEVO FACTOR DE POTENCIA ES: 0.89

La sección de línea del Circuito Caripe 34.5 KV, a la que le correspondió el nodo 262 en la simulación con el PADEE, fue a la llegada de la subestación San Antonio y a la que le correspondió el nodo 273 fue a la llegada a la subestación El Rincón.

3.5.2 Circuito Chaguaramas

CIUDAD: TEMBLADOR **AÑO :** 2009
ALTERNATIVA: 1 **FECHA:** 03-JUN-09
HORA: 09:35

UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES

600.0 KVARs CADA UNO

NODO	PERDIDAS TOTALES CON AUMENTO DEL CAPACITOR	
	KW	KVAR
BASE	700.99	1043.33
124	663.70	987.85

EL NUEVO FACTOR DE POTENCIA ES: 0.92

La sección de línea del Circuito Chaguaramas 34.5 KV, a la que le correspondió el nodo 124 en la simulación con el PADDE, fue a la llegada de la subestación Chaguaramas.

3.5.3. Circuito rural Sur

CIUDAD: MATURIN **AÑO :** 2009
ALTERNATIVA: 1 **FECHA:** 02-JUN-09
HORA: 09:41

UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES

300.0 KVARs CADA UNO

NODO	PERDIDAS TOTALES CON AUMENTO DEL CAPACITOR	
	KW	KVAR
BASE	66.11	97.40
148	58.62	86.34

EL NUEVO FACTOR DE POTENCIA ES: 0.91

La sección de línea del Circuito Rural Sur 34.5 KV, a la que le correspondió el nodo 148 en la simulación con el PADEE, fue a la llegada de la subestación Caratal.

3.5.4 Circuito Amana

CIUDAD: MATURIN

AÑO: 2009

ALTERNATIVA: 2

FECHA: 17-JUN-09

HORA: 09:46

UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES

300.0 KVARs CADA UNO

NODO	PERDIDAS TOTALES CON AUMENTO DEL CAPACITOR	
	KW	KVAR
BASE	264.22	390.27
147	253.98	375.12

EL NUEVO FACTOR DE POTENCIA ES: 0.90

La sección de línea del Circuito Amana 34.5 KV, a la que le correspondió el nodo 147 en la simulación, fue a la llegada de la subestación La Cascada.

3.5.5 Circuito Rural Norte

CIUDAD: MATURIN

AÑO : 2009 **ALTERNATIVA:** 3

FECHA : 17-JUN-09

HORA: 09:48

UBICACION DEL BANCO DE CAPACITORES

900.0 KVARs CADA UNO

NODO	PERDIDAS TOTALES CON AUMENTO DEL CAPACITOR	
	KW	KVAR
BASE	763.49	1137.95
157	692.41	1032.00

EL NUEVO FACTOR DE POTENCIA ES: 0.91

La sección de línea del Circuito Rural Norte 34.5 KV, a la que le correspondió el nodo 157 en la simulación, fue a la llegada de la subestación Aragua.

3.6 Cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito de los circuitos en estudio, utilizando la herramienta computacional PADEE

En el estudio de cualquier esquema de protección se hace necesario conocer los niveles de corriente de cortocircuito en los diferentes puntos de interés de la red de distribución de los circuitos que se encuentren en estudio, ya que no solo se verifica que los equipos de interrupción puedan soportar e interrumpir estas corrientes, sino que se logra una adecuada operación y coordinación de los equipos de protección existentes en dicho sistema.

Tomando en cuenta que el cálculo de estas corrientes se hace demasiado extenso para toda la red de distribución, la coordinación de operaciones de distribución de la empresa CADADE Región 2, proporciono la herramienta computacional PADEE, que cuenta entre sus múltiples funciones el realizar estos cálculos.

3.6.1. Niveles de cortocircuito en las S/E 115 KV involucradas en el estudio

Los niveles de cortocircuito correspondientes a las barras de 115 KV de las subestaciones, Indio, veladero, Temblador Nueva y El Tejero, fueron proporcionados por la Gerencia de Operaciones y G.T. Ingeniería de Operaciones de CADAFE y se muestran en la tablas 5.5 y 5.6 de capítulo 5.

3.6.2. Niveles de cortocircuito obtenidos mediante la Herramienta Computacional PADEE

Para obtener los diferentes niveles de corriente de cortocircuito a lo largo de las redes eléctricas de los circuitos de distribución, es necesario conocer primero los parámetros eléctricos de dichas redes. Con este fin se hizo un levantamiento de las redes eléctricas en estudio a fin de obtener:

1. Las características principales de los transformadores de potencia 34.5/13.8 KV de las subestaciones de distribución en estudio.
2. Esquemas unifilares de cada alimentador, desde su salida en las subestaciones reductoras (115/34.5 KV); hasta su llegada a las subestaciones de distribución.
3. Longitud y calibre de los alimentadores en estudio (34.5/13.8 KV).

Para introducir toda esta información en el programa “cortocircuito del PADEE”, es necesario digitalizar los Diagramas Unifilares de cada alimentador y toda la información de los parámetros eléctricos, referente a los circuitos en estudio.

La digitalización se realiza mediante elementos ficticios denominados “Nodos y Secciones”. Los datos de nodos y secciones son archivados en una base de datos para su posterior utilización por el programa. Para numerar los nodos y secciones se deberán utilizar números correlativos y ascendentes y deberá comenzarse a digitalizar cada circuito partiendo de la salida de su subestación correspondiente. Dicha subestación se representa con el nodo 0. A continuación se muestran los reportes de corrientes de cortocircuitos dados por el programa computacional PADEE.

PROGRAMA DE CORTOCIRCUITO**ALIMENTADOR NO. 12 CTO. CHAGUARAMAS S/E TEMBLADOR NUEVA****VOLTAJE LINEA A LINEA 34.50 KV****TENSION EN LA BARRA 105 %****NEUTRO NO****MVA DE CORTOCIRCUITO EN LA S/E: 107.11 22.10****IMPEDANCIA DE FALLA : CERO (0)****IMPEDANCIAS DEL SISTEMA (CALC): 11.1124 31.6327**

Sec/n odo	Fases	Long (Km)	Conductor	Imped(+/-)		Imped. (0)		Corriente de fallas en KVA			
				R	X	R	X	3 Fase	Fase - Fase	2F Tierra	a 1 Fase
1	3	0.113	4/0ARV	0.032	0.047	0.052	0.213	1.8724	1.6216	1.6535	1.1578
2	3	0.110	4/0 ARV	0.031	0.046	0.051	0.207	1.8632	1.6135	1.6453	1.1509
3	3	0.996	4/0 ARV	0.281	0.419	0.458	1.868	1.7831	1.5442	1.5746	1.0922
5	3	1.976	4/0 ARV	0.557	0.831	0.909	3.706	1.6430	1.4228	1.4509	0.9918
7	3	0.054	4/0 ARV	0.015	0.023	0.025	0.101	1.6394	1.4198	1.4477	0.9893
4	3	0.962	4/0 ARV	0.272	0.405	0.442	1.804	1.5824	1.3704	1.3974	0.9493
6	3	0.434	4/0 ARV	0.122	0.182	0.200	0.814	1.5565	1.3480	1.3745	0.9313
8	3	1.046	4/0 ARV	0.295	0.440	0.481	1.962	1.4975	1.2969	1.3224	0.8906
9	3	0.493	4/0 ARV	0.139	0.207	0.227	0.925	1.4712	1.2741	1.2992	0.8726
10	3	0.471	4/0 ARV	0.133	0.198	0.217	0.883	1.4469	1.2531	1.2778	0.8561
11	3	0.539	4/0 ARV	0.152	0.227	0.248	1.011	1.4201	1.2298	1.2541	0.8379
12	3	2.904	4/0 ARV	0.819	1.221	1.335	5.446	1.2912	1.1182	1.1403	0.7521
13	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.037	0.040	0.163	1.2877	1.1151	1.1372	0.7498
14	3	0.286	4/0 ARV	0.081	0.120	0.132	0.536	1.2763	1.1053	1.1271	0.7423
16	3	0.191	4/0 ARV	0.054	0.081	0.088	0.358	1.2687	1.0988	1.1205	0.7374
20	3	0.170	4/0 ARV	0.048	0.072	0.078	0.319	1.2621	1.0930	1.1146	0.7331
22	3	0.925	4/0 ARV	0.261	0.389	0.425	1.735	1.2274	1.0630	1.0840	0.7105
24	3	0.258	4/0 ARV	0.073	0.109	0.119	0.484	1.2181	1.0549	1.0758	0.704
27	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.037	0.040	0.163	1.2150	1.0522	1.0730	0.7024
28	3	0.546	4/0 ARV	0.154	0.230	0.251	1.024	1.1958	1.0356	1.0560	0.6900
31	3	1.783	4/0 ARV	0.503	0.750	0.820	3.344	1.1371	0.9847	1.0042	0.6523

PROGRAMA DE CORTOCIRCUITO**ALIMENTADOR NO. 81 CTO. RURAL SUR (34.5 kV) S/E VELADERO****VOLTAJE LINEA A LINEA 34.50 KV****TENSION EN LA BARRA 105 %****NEUTRO NO****MVA DE CORTOCIRCUITO EN LA S/E: 64.34 5.32****IMPEDANCIA DE FALLA: CERO****IMPEDANCIAS DEL SISTEMA (CALC): 18.4994 186.7324**

Sec/ nodo	Fases	Long (Km)	Conductor	Imped(+/-)		Imped. (0)		Corriente de fallas en KVA			
				R	X	R	X	3 Fase	Fase - Fase	2F Tierra	a 1 Fase
1	3	0.277	4/0 ARV	0.078	0.116	0.127	0.521	1.1221	0.9718	0.9745	0.2794
2	3	0.011	4/0 ARV	0.005	0.005	0.007	0.021	1.1216	0.9714	0.9741	0.2794
3	3	0.025	4/0 ARV	0.011	0.011	0.016	0.047	1.1207	0.9706	0.9733	0.2793
4	3	1.000	4/0 ARV	0.282	0.417	0.460	1.882	1.0913	0.9451	0.9478	0.2757
5	3	0.291	4/0 ARV	0.082	0.121	0.134	0.548	1.0830	0.9379	0.9406	0.2746
6	3	0.080	4/0 ARV	0.023	0.034	0.037	0.151	1.0807	0.9359	0.9387	0.2743
7	3	0.027	4/0 ARV	0.008	0.011	0.012	0.051	1.0822	0.9372	0.9400	0.2745
8	3	0.164	4/0 ARV	0.046	0.069	0.075	0.309	1.0761	0.9319	0.9347	0.2738
15	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	1.0797	0.9351	0.9378	0.2742
16	3	0.064	4/0 ARV	0.018	0.027	0.029	0.120	1.0780	0.9335	0.9363	0.2740
17	3	0.043	4/0 ARV	0.012	0.018	0.020	0.081	1.0749	0.9309	0.9336	0.2736
27	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	1.0725	0.9288	0.9315	0.2733
28	1	0.730	2 ARV		0.656	0.322	0.785	1.436	0.2698		
52	3	3.658	2 ARV	3.285	1.699	3.936	7.021	0.8777	0.7601	0.7631	0.2532
9	3	1.013	4/0 ARV	0.286	0.422	0.466	1.906	1.0486	0.9081	0.9109	0.2702
18	3	0.059	4/0 ARV	0.017	0.025	0.027	0.111	1.0470	0.9067	0.9095	0.2700
29	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	1.0447	0.9048	0.9075	0.2697
31	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	1.0375	0.8985	0.9013	0.2688
33	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	1.0047	0.8701	0.8729	0.2644
34	3	0.170	2 ARV	0.153	0.079	0.183	0.326	0.9974	0.8638	0.8666	0.2637
39	3	0.062	4/0 ARV	0.018	0.026	0.029	0.117	0.8652	0.7493	0.7522	0.2442

PROGRAMA DE CORTOCIRCUITO

ALIMENTADOR NO. 20 CTO. RURAL NORTE 34.5KV S/E EL INDIO
VOLTAJE LINEA A LINEA 34.50 KV
TENSION EN LA BARRA 120 %
NEUTRO NO

MVA DE CORTOCIRCUITO EN LA S/E: 64.34 5.32
IMPEDANCIA DE FALLA: CERO
IMPEDANCIAS DEL SISTEMA (CALC): 18.4994 186.7324

Sec/ nodo	Fases	Long (Km)	Conductor	Imped(+/-)		Imped. (0)		Corriente de fallas en KVA			
				R	X	R	X	3 Fase	Fase - Fase	2F Tierra	a 1 Fase
1	3	0.023	4/0 ARV	0.007	0.010	0.011	0.043	7.9692	6.9016	6.9113	1.4216
2	3	0.102	4/0 ARV	0.029	0.043	0.047	0.191	7.8332	6.7837	6.7935	1.4132
3	3	0.276	4/0 ARV	0.078	0.116	0.127	0.518	7.4897	6.4862	6.4962	1.3909
4	3	0.225	4/0 ARV	0.064	0.095	0.103	0.422	7.2311	6.2623	6.2725	1.3732
5	3	0.254	4/0 ARV	0.072	0.107	0.117	0.476	6.9603	6.0278	6.0381	1.3539
6	3	0.069	4/0 ARV	0.020	0.029	0.032	0.129	6.8893	5.9663	5.9767	1.3487
7	3	0.169	4/0 ARV	0.048	0.071	0.078	0.317	6.7233	5.8226	5.8330	1.3362
8	3	0.126	4/0 ARV	0.036	0.053	0.058	0.236	6.6045	5.7197	5.7302	1.3270
9	3	0.125	4/0 ARV	0.035	0.053	0.057	0.234	6.4907	5.6211	5.6317	1.3180
10	3	0.144	4/0 ARV	0.041	0.061	0.066	0.270	6.3645	5.5118	5.5225	1.3078
11	3	0.685	4/0 ARV	0.193	0.288	0.315	1.285	5.8262	5.0456	5.0566	1.2614
12	3	0.269	4/0 ARV	0.076	0.113	0.124	0.504	5.6390	4.8835	4.8946	1.2441
13	3	0.083	4/0 ARV	0.024	0.035	0.038	0.156	5.5831	4.8351	4.8463	1.2388
14	3	0.136	4/0 ARV	0.038	0.057	0.063	0.255	5.4944	4.7583	4.7696	1.2303
15	3	0.744	4/0 ARV	0.210	0.313	0.342	1.395	5.0565	4.3790	4.3906	1.1857
16	3	0.183	4/0 ARV	0.052	0.077	0.084	0.343	4.9590	4.2946	4.3062	1.1753
17	3	0.070	4/0 ARV	0.020	0.029	0.032	0.131	4.9228	4.2633	4.2749	1.1713
18	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.037	0.040	0.163	4.8783	4.2247	4.2364	1.1664
19	3	0.082	4/0 ARV	0.023	0.035	0.038	0.154	4.8372	4.1891	4.2008	1.1618
20	3	0.084	4/0 ARV	0.024	0.036	0.039	0.158	4.7955	4.1530	4.1647	1.1572
21	3	0.460	4/0 ARV	0.130	0.194	0.212	0.863	4.5810	3.9673	3.9791	1.1324

PROGRAMA DE CORTOCIRCUITO

ALIMENTADOR NO. 80 CTO. AMANA 11 (34.5 kV) S/E VELADERO
VOLTAJE LINEA A LINEA 34.50 KV
TENSION EN LA BARRA 105 %
NEUTRO NO

MVA DE CORTOCIRCUITO EN LA S/E : 161.25 13.45
IMPEDANCIA DE FALLA: CERO
IMPEDANCIAS DEL SISTEMA (CALC) : 7.3814 73.7316

Sec/ nodo	Fases	Long (Km)	Conductor	Imped(+/-)		Imped. (0)		Corriente de fallas en KVA			
				R	X	R	X	3 Fase	Fase - Fase	2F Tierra	a 1 Fase
1	3	0.318	4/0 ARV	0.090	0.133	0.146	0.598	2.7732	2.4017	2.4087	0.7016
3	3	1.000	4/0 ARV	0.282	0.417	0.460	1.882	2.5996	2.2513	2.2584	0.6792
5	3	0.040	4/0 ARV	0.011	0.017	0.018	0.075	2.5931	2.2457	2.2528	0.6783
7	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	2.5790	2.2335	2.2406	0.6765
2	3	0.104	4/0 ARV	0.030	0.044	0.048	0.196	2.5826	2.2366	2.2437	0.6770
4	3	1.157	4/0 ARV	0.326	0.483	0.532	2.178	2.4093	2.0865	2.0937	0.6530
6	3	0.040	4/0 ARV	0.012	0.017	0.018	0.075	2.4036	2.0816	2.0888	0.6521
9	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	2.3915	2.0711	2.0783	0.6504
10	3	0.056	4/0 ARV	0.016	0.024	0.026	0.105	2.3838	2.0644	2.0716	0.6493
11	3	0.384	4/0 ARV	0.109	0.160	0.177	0.723	2.3323	2.0198	2.0270	0.6418
14	3	0.921	4/0 ARV	0.260	0.384	0.424	1.733	2.2176	1.9205	1.9278	0.6245
18	3	0.030	4/0 ARV	0.009	0.013	0.014	0.056	2.2139	1.9173	1.9246	0.6239
24	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	2.2037	1.9084	1.9157	0.6223
25	3	0.135	4/0 ARV	0.038	0.056	0.062	0.254	2.1880	1.8948	1.9021	0.6199
13	3	0.107	4/0 ARV	0.030	0.045	0.049	0.201	2.2050	1.9096	1.9168	0.6225
17	3	0.036	4/0 ARV	0.010	0.015	0.017	0.068	2.2007	1.9059	1.9132	0.6219
22	3	0.087	4/0 ARV	0.025	0.036	0.040	0.164	2.1905	1.8971	1.9044	0.6203
23	1	0.194	2 ARV	0.174	0.086	0.209	0.382		0.6156		
12	3	0.008	4/0 ARV	0.003	0.004	0.004	0.015	2.2039	1.9086	1.9159	0.6224
16	3	0.629	4/0 ARV	0.177	0.262	0.289	1.184	2.1327	1.8470	1.8543	0.6111
21	3	0.026	4/0 ARV	0.007	0.011	0.012	0.049	2.1298	1.8445	1.8518	0.6107

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- 1.** En base al estudio realizado y por datos aportados por la empresa CADAPE, se puede concluir que los circuitos en estudio, presentan deterioro en los equipos y materiales de las subestaciones y en las líneas que los conforman; ocasionando que el servicio eléctrico se vea afectado constantemente por fallas, acarreando pérdidas económicas a la empresa CADAPE y molestias a los suscriptores.
- 2.** Debido a que el mayor porcentaje de las fallas que afectan a los circuitos en estudio son de tipo transitorias; la utilización de los esquemas de protección de disyuntor – reconectadores – fusibles y reconectador – reconectador – fusibles, en los circuitos radiales de distribución representan una solución práctica, además de ofrecer una mayor facilidad para el despeje de fallas y de esta manera disminuir, el tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico.
- 3.** Durante la ejecución de este estudio se pudo observar la falta de equipos, de medición de reactivos ó factor de potencia en los circuitos en estudio pertenecientes a CADAPE Región 2, ocasionando esto que no se cuenten con

los equipos correspondientes la compensación de estos reactivos, trayendo consigo un bajo factor de potencia y pérdidas de energía eléctrica.

4. Debido a que los circuitos en estudio son de forma radial y recorren largas distancias desde sus salidas en las subestaciones reductoras (115/34.5 KV), hasta su llegada a las subestaciones de distribución (34.5/13.8 KV); presentan graves problemas de caída de tensión.
5. Los esquemas de protección en estos circuitos no son los más idóneos ya que la carga en estos se ha incrementado y en muchos casos faltan equipos de protección para estas redes eléctricas.
6. No existe un plan de mantenimiento preventivo, para evitar interrupciones del servicio eléctrico por condiciones en las líneas que podrían ser corregidas a tiempo y así garantizar la continuidad del mismo. Brindando un servicio eléctrico confiable, seguro y de calidad.
7. Se puede concluir que la herramienta computacional PADEE, es un instrumento de trabajo de gran utilidad para la empresa CADAPE, ya que sus resultados son bastante parecidos a los medidos y calculados. Además los resultados con el PADEE se pueden observar de manera gráfica en los planos del circuito correspondiente en estudio. Utilizando estos resultados, el personal de la empresa para realizar las labores de prevención y corrección de fallas futuras y así planificar un mantenimiento efectivo y oportuno.

4.2 Recomendaciones

1. Realizar un Plan de mantenimiento preventivo para corregir la ocurrencia de posibles fallas. Este Plan contempla una Coordinación entre las Dependencias de la Empresa que están involucradas en el Mantenimiento y Operación de las Diferentes Redes Eléctricas para así tener una supervisión Periódica y Constante de las Líneas, para:
 - Eliminar los permagrip colocados directamente sobre el conductor.
 - Podas de árboles, que estén cercanos a los conductores.
 - Limpieza de los Conductores de objetos indeseados, como colas de papagayos.
 - Realización de ultrasonido para determinar aisladores rotos o filtrados, para luego ser sustituidos, por nuevos.
 - Realizar Termovisión, cada 2 meses para la detección y luego corrección inmediata, de puntos calientes.
 - Determinación y eliminación de conexiones clandestinas.
 - Sustituir a tiempo los equipos dañados o que puedan dañarse en corto plazo.
 - Evitar el hurto de material y equipos eléctricos de los circuitos y subestaciones.

- Realizar Comités Técnicos en la Empresa, para la Evaluación y Diagnostico de los Circuitos.
2. Cambiar los tramos de conductor que van hacia la S/E Caratal que presentan deterioro, por uno de igual capacidad (4/0 en Arvidal); para tener uniformidad en el conductor y así mantener los niveles de voltaje óptimos. Ya que existen tramos en esta derivación que presentan un numero considerables de empates de conductor que no son técnicamente recomendados.
 3. Se tiene que colocar urgente otro Transformador de Potencia en la S/E El Blanquero, de características similares a que se daño (2.5 MVA) o un poco superior, para descongestionar el Transformador de la S/E Caratal y eliminar el posible incremento de fallas e interrupciones del servicio y garantizar un servicio de calidad y confiable.
 4. Para eliminar la caída de tensión presente en el circuito Rural Sur (34.5 KV), se sugiere el aumento en las posiciones de TAP (1) del Transformador Reductor (16 MVA) de la S/E Veladero (115/34.5kV), lográndose con esto, mejorar en un 100% los voltajes en este alimentador y por lo tanto en las S/E que dependen de este Circuito.
 5. Hay que incrementar la distancia de Cable de Guarda que tiene el Circuito Rural Sur, desde el tramo que va, de la Alcabala de Veladero hasta unirlo con el existente. que Comienza en el cruce de la vía principal del sur del Estado Monagas con la vía que conduce a los pueblos de La Morrocoya, San José Buja. Ya que este protegería a los conductores contra descargas atmosféricas que inciden directamente sobre las líneas de este Circuito. Lo que traería una disminución del 30 % de las interrupciones del servicio eléctrico, ya que la

mayoría de estas interrupciones son producidas por estas descargas que originan sobretensiones en este Circuito.

6. Colocar contadores de descargas Atmosféricas en las S/E y en las Líneas del Circuito Rural Sur (34.5 KV), para tener una mejor data estadística de la cantidad de descargas de la zona en un tiempo determinado y así la empresa pueda tener mayor información del nivel Isoceraunico de la zona que recorre este Circuito.
7. Hay que colocar juegos de pararrayos cada 5 Km. a la derivación que va hacia la S/E Pechón y cada 5 Km a la derivación que va hacia la S/E Caratal.
8. Se recomienda la instalación de un banco de condensador de 3x100, a la llegada de la S/E Caratal, los cuales son necesarios para subir el factor de potencia de 0.85 a 0.92 aproximadamente y minimizar pérdidas de energía presente en este circuito.
9. Para mejorar el esquema de protecciones se recomienda, la sustitución del reconectador GVR que tiene este circuito asociado a su salida por un Reconectador modelo **COOPER**, por ser de ultima tecnología ósea ser selectivo, rápido, sensitivo y confiable y encontrarse nuevo en el Almacén de la empresa. También se recomienda la colocación de 2 reconectores (34.5KV), tipo GVR con Relé asociado Polar, uno al comienzo de la derivación que va hacia la S/E Pechón y otro al Comienzo de la derivación que va hacia la S/E Caratal en el sitio conocido como la Antena del Blanquero, porque colocándose en estos sitios aislarían las fallas provenientes de cualquiera de estas derivaciones. Evitando que todo el circuito quede fuera de servicio durante la ocurrencia de una falla en cualquiera de estas derivaciones. Garantizándole la continuidad del servicio eléctrico a la parte del circuito que

no esta en falla. Se recomienda este tipo de reconectador y Relé asociado, por no requerir de un banco de transformación para servicios auxiliares, resultando más económico y de gran confiabilidad para Empresa.

10. Verificar que las protecciones (Corta Corrientes y sus fusibles) de las Cargas que están conectadas directamente sobre el conductor de este circuito, sean las que técnicamente les correspondan de acuerdo a la corriente que manejen y a la carga instalada en estas derivaciones. De manera que de haber una falla en cualquiera de estas derivaciones estas protecciones actúen, lo que traería un incremento de la confiabilidad del sistema.
11. Hay que colocar Reconectadotes a las salidas de los Circuitos 13.8 KV que dependen de las S/E El Blanquero, Caratal y Pechón porque ninguno de estos circuito 13.8 KV tienen protección. Es necesario colocar estos reconectadores para brindar seguridad y confiabilidad a los suscriptores de estas zonas. Y de esta manera se evitaría que fallas en el lado de baja, pasen al lado de alta y causen perturbaciones al Circuito Rural Sur y puedan ocasionar daños a los transformadores de potencia de estas subestaciones.
12. En el circuito Chaguaramas (34.5 KV), hay que cambiar los tramos de conductor que presentan deterioro por uno de igual capacidad (4/0 en Arvidal); para tener uniformidad en el conductor y así lograr mantener los niveles de voltaje óptimos. Ya que existen tramos en la derivación que va hacia la S/E Paso Nuevo que presentan un numero considerables de empates de conductor que no son técnicamente recomendados.
13. Para eliminar la caída de tensión del circuito, se requiere la instalación de un **Regulador de Voltaje** (10%). El sitio para colocarlo seria antes de la derivación que va hacia la S/E Chaguaramas y Fangal-Paso Nuevo. Ya que este

punto es el más idóneo por ser aquí donde comienza a apreciarse una caída de tensión de aproximadamente 5% y por lo tanto este sitio es el que se recomienda desde los puntos de vista técnico, económico y de seguridad para los equipos. Este sitio es conocido como Mata Negra.

- 14.** Se recomienda una supervisión continua a los aserraderos que se alimentan de los circuitos provenientes de la S/E Chaguaramas y los que se alimentan directamente del circuito Chaguaramas (34.5KV) y así medir cuánto es el aporte de potencia reactiva de estos, determinando cuánto es lo que se tiene que compensar; para que ellos mismos coloquen los bancos de condensadores necesarios, para subir el factor de potencia y minimizar pérdidas de energía. De no solucionar este problema o de presentar una negativa por parte de los aserraderos, el departamento de Comercial de la Empresa CADAPE debe aplicarle las sanciones correspondientes y estipuladas en los Reglamentos de CADAPE. De tener ya instalados bancos de capacitores verificar que sean los correctos para suplir la potencia reactiva que requieren.
- 15.** A la derivación que alimenta la S/E Chaguaramas, hay que colocarle un cable de guarda, ya que este protegería a los conductores contra descargas atmosféricas que inciden directamente sobre las líneas de este Circuito. Lo que traería una disminución del 60 % de las interrupciones del servicio eléctrico, ya que la mayoría de estas interrupciones son producidas por estas descargas que originan sobretensiones en esta derivación.
- 16.** También hay que colocar contadores de descargas Atmosféricas en las S/E y en las Líneas del Circuito Chaguaramas, para tener una mejor data estadística de la cantidad de descargas de la zona en un tiempo determinado y así conocer mejor su nivel Isoceraunico.

17. A las otras derivaciones tanto la del Fangal como la de Paso Nuevo hay que cambiar los juegos de pararrayos existentes por unos nuevos y colocar juegos nuevos de pararrayos a una distancia de 5 Km. unos de otros respectivamente.
18. Para mejorar el esquema de protecciones se recomienda colocar un reconectador (34.5KV), tipo GVR con Relé Polar al comienzo de la derivación que va hacia, Paso Nuevo-El Fangal, en los predios del sector conocido como Mata Negra, porque colocándose en este sitio aislaría las fallas provenientes de esta derivación evitando que todo el circuito quede fuera de servicio durante la ocurrencia de una falla, garantizándole la continuidad del servicio eléctrico a la derivación que va hacia la S/E Chaguaramas y así los aserraderos mantendrían su producción. Se recomienda este tipo de reconectador y Relé asociado, por no requerir de un banco de transformación para servicios auxiliares, resultando más económico y de gran confiabilidad.
19. Para eliminar la caída de tensión presente en el circuito Amana se sugiere el aumento en las posiciones de TAP (1) del Transformador Reductor (16 MVA), de la S/E Veladero (115/34.5kV), lográndose mejorar en un 100% los voltajes en este alimentador y por lo tanto en las S/E que dependen de este Circuito.
20. Hay que colocar juegos de Pararrayos cada 2 Km. a la troncal de este circuito hasta su llegada al Centro Comercial La Casada. Ya que esto protegería a los conductores contra descargas atmosféricas que inciden directamente sobre las líneas de este Circuito. Lo que traería una disminución del 20 % en las interrupciones del servicio eléctrico, ya que la mayoría de estas interrupciones son producidas por estas descargas que originan sobretensiones en este Circuito. También hay que colocar un contador de descargas Atmosféricas en la S/E Veladero, para tener una mejor data estadística de la cantidad de descargas de la zona en un tiempo determinado y así la empresa pueda tener mayor información del nivel Isoceraunico de la zona que recorre este Circuito.

21. Se recomienda la instalación de un Banco de Condensadores de 3x200 a la llegada de la S/E La Cascada, los cuales son necesarios para subir el factor de potencia DE 0.85 a 0.90 aproximadamente y minimizar pérdidas de energía presente en este circuito.
22. Para mejorar el esquema de protecciones se recomienda, la sustitución del reconectador GVR que tiene este circuito asociado a su salida en la S/E Veladero por un Reconectador modelo **COOPER**, por ser de última tecnología ósea ser selectivo, rápido, sensitivo y confiable y encontrarse nuevo en el Almacén de la empresa. También se recomienda la colocación de 1 reconectador (34.5KV), tipo GVR con Relé asociado Polar, al Comienzo de la derivación que alimenta a la S/E AMANA, en el Cruce de la vía principal del sur del Estado Monagas con la entrada a la población de Amana. Porque colocándose en este sitio aislarían las fallas que pudiesen venir de esta S/E y así se Evitaría que todo el circuito quede fuera de servicio durante la ocurrencia de una falla en este tramo, garantizándole la continuidad del servicio eléctrico al Centro Comercial La Cascada. Se recomienda este tipo de reconectador y Relé asociado, por no requerir de un banco de transformación para servicios auxiliares, resultando más económico y de gran confiabilidad para Empresa.
23. Para el circuito Caripe (34.5 KV), se recomienda la instalación de dos (2) Bancos de Condensadores de 3x200 a la llegada de la S/E El Rincón y otro a la llegada a la S/E San Antonio, El cual es necesario para poder subir el Factor de Potencia de 0.80 a 0.89, aproximadamente y minimizar las pérdidas de energía presente en este Circuito.
24. Para mejorar el Esquema de Protecciones se recomienda la colocación de un (2) Reconectores (34.5 KV) tipo GVR con Relé asociado Polar, uno en la las líneas de este circuito que pasan por la Planta procesadora de tomate de Caicara

(Tomatera la Caicareña) y otro antes de la Bifurcación de este circuito que alimenta a las S/E Caripe, El Rincón y San Antonio, en las inmediaciones del sitio conocido como el crucero de Caripe. Ya que colocándose en estos sitios aislarían las Fallas provenientes de todo el circuito, garantizando la continuidad del servicio a las derivaciones que no este bajo falla, evitando que todo el Circuito quede fuera de servicio durante la ocurrencia de una Falla en este tramo.

- 25.** Hay que cambiar los juegos de Pararrayos existentes por unos nuevos y colocar juegos nuevos de Pararrayos a una distancia de 5 Km. unos de otros respectivamente desde la salida de la S/E El Tejero, hasta la llegada a las S/E Caripe, San Antonio y El Rincón.
- 26.** Se recomienda acelerar los trabajos de construcción de la subestación Jobo Mocho (115/34.5 KV), ya que esta subestación alimentaría en un futuro al circuito Caripe reduciendo la distancia de este alimentador y por consiguiente mejorando los perfiles de voltaje de este circuito y descargando a la subestación El Tejero.
- 27.** Colocar nuevos juegos de Seccionadores en la derivación que va hacia la S/E Caripe, para que el personal de trabajo de la empresa CADAPE pueda hacer el despeje de fallas, en un tiempo menor.
- 28.** Para el circuito Rural Norte (34.5 KV), se recomienda la instalación de un Banco de Condensadores de 3x200 a la llegada de la S/E Aragua, El cual es necesario para poder subir el Factor de Potencia de 0.85 a 0.91, aproximadamente y minimizar pérdidas de energía presente en este Circuito.
- 29.** Para mejorar el Esquema de Protecciones se recomienda la colocación de un (1) Reconectador (34.5kV), tipo GVR con Relé asociado Polar, al Comienzo de la Derivación que alimenta a la S/E Aragua, en las inmediaciones de la S/E Rural

Norte. Ya que colocándose en este sitio aislarían las Fallas provenientes de esta Derivación, evitando que todo el Circuito quede fuera de servicio durante la ocurrencia de una Falla en este tramo. Garantizándole la continuidad del servicio a la S/E Rural Norte y al Estadio Monumental de Maturín.

- 30.** Hay que cambiar los juegos de Pararrayos existentes por unos nuevos y colocar juegos nuevos de Pararrayos a una distancia de 5 Km. unos de otros respectivamente desde la salida de la S/E El Indio, hasta la llegada de la S/E Aragua.
- 31.** Colocar nuevos juegos de Seccionadores en la derivación que va hacia la S/E Aragua, para que el personal de trabajo de la empresa CADAFE pueda hacer el despeje de fallas, en un tiempo menor.

BIBLIOGRAFÍA

1. H. Baradat, “**Estudio de Compensación Reactiva en el Sistema de Distribución de Eleoriente zona Monagas**”. Tesis de grado, Departamento de Electricidad, Universidad de Oriente, Venezuela. (Octubre de 1998).
2. S. Figuera, “**Actualización del Sistema de Protecciones en Circuitos de Distribución (13.8kV – 34.5 kV), zona Monagas**”. Tesis de grado, Departamento de Electricidad, Universidad de Oriente, Venezuela. (Julio 1992).
3. T. Torres, “**Estudio de Protección de Sobretensiones por Descargas Atmosféricas en los Circuitos 1 y 2 de la S/E Mérida II.**”. Tesis de grado, Departamento de Electricidad, ULA, Venezuela. (Abril 2003).
4. M. Rodríguez, “**Análisis de Sistemas de Potencia**”, editorial EDILUZ. (Octubre de 1992)
5. W. Stevenson Jr. “**Análisis de Sistemas de Potencia**”, editorial McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE MEXICO, S.A de C.V. (1996)
6. **FERVISA Ingeniería S.A de C.V**, “Estudio de Corto Circuito”.**FERVISA**,<http://www.fervisa.com/pdf/sEST./20/CORTOC.pdf> (3 de junio de 2008).

7. **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> (3 de Junio de 2008)
8. **Telergia** “Factor de Potencia, conocimientos básicos importantes para tener en cuenta en la carga de un Site/Radiobase de Telecomunicaciones y para el óptimo funcionamiento de la planta eléctrica Grupo Electrónico” <http://www.telergia/Factor de Potencia, conocimientos básicos importantes para tener en cuenta en la carga de un Site/Radiobase de Telecomunicaciones y para el óptimo funcionamiento de la planta eléctrica Grupo Electrónico.htm> (3 de Junio de 2008)
9. **E. Reyes** “Estudio de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones en las Subestaciones: Guanta I, Guaraguao, Chuparin, Paraíso, Lechería, Cuartel, Barcelona”. Tesis de Grado Departamento de Electricidad (Octubre 2004).
10. **J. García**, “Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión” editorial Paraninfo. (1999)
11. **R. Espinosa**, “Sistemas de Distribución”. Editorial Limusa. (1990)
12. **C. Sabino**, “Como Hacer una Tesis”. Editorial Panapo, Caracas. Año (2001).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	“ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE SUB-TRANSMISIÓN EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 34.5 KV; CHAGUARAMAS, CARIPE, RURAL NORTE, RURAL SUR, AMANA, DEL ESTADO MONAGAS, PERTENECIENTE A CORPOELEC - CADAFE REGIÓN 2”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Salazar G. Carlos E.	CVLAC: 15.323.873 E MAIL: carlossalazar06@cantv.net

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Optimización

Cortocircuito

Caída de Tensión

Compensación

Protecciones

Circuitos de distribución

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

Las fallas de diferentes índoles en las líneas eléctricas de distribución, ocasionan interrupciones del servicio eléctrico, desmejorando su continuidad, trayendo como consecuencias pérdidas económicas a la empresa (CADAPE) y molestias a los suscriptores. Lo que hace necesario tomar medidas técnicas y financieras urgentes que logren la reducción de estas fallas eléctricas, para así brindar un servicio de calidad y con el menor tiempo de interrupción del servicio a los suscriptores. El presente trabajo está enmarcado dentro de esta filosofía y tiene como fin la Optimización de los Circuitos de Sub-transmisión en los Niveles de Tensión 34.5 KV; (**CHAGUARAMAS, CARIBE, RURAL NORTE, RURAL SUR, AMANA**). **Del estado Monagas, Pertenece a CORPOELEC - CADAPE Región 2.** Los cuales son de gran importancia, porque son éstos los que alimentan a las S/E de distribución 34.5/13.8 KV, ya que proveen de servicio eléctrico a diferentes pueblos del Estado Monagas, necesarios para el desarrollo económico y social del mismo lo que amerita que se les garantice un servicio eléctrico de calidad y confiable, que traerá una mejora en la calidad de vida de éstos. Por consiguiente, se hace necesario que a estos circuitos se les optimice en todos los parámetros eléctricos (Caída de Tensión, Capacidad de Corriente, Corto Circuito, Compensación de Reactivos) y desde el punto de vista de maniobras, despeje de fallas y protección contra descargas atmosféricas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL				
PEDRO RODRÍGUEZ	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	5.190.273			
	e-mail:				
PEDRO RINCONES	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	e-mail:				
MANUEL MAZA	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8.266.951			
	e-mail:				
LENIN NATERA	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	14.763.332			
	e-mail:				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	07	22
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Estudio_Circuitos_Sub-TransmisiónNivelesdeTensión34.5 KV(CADAFE)doc.	Aplicación/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 .

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

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

CARLOS SALAZAR

AUTOR

TUTOR

PEDRO RODRÍGUEZ

JURADO

MANUEL MAZA

JURADO

LENIN NATERA

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

PROF. VERENA MERCADO