



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Cálculo de regulación de voltaje y de corriente de cortocircuito del sistema Duran de EMELGUR”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN

POTENCIA

Presentada por:

Jaime Daniel Tenelema

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2008

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y de manera muy especial a los ingenieros de Emelgur del departamento de planificación y estadística Ing. Raúl Paucar Bohórquez, ing Martin Coronel Garces , e Ing. Adolfo Salcedo Guerrero por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y la sabiduría para realizar este trabajo, y de manera muy especial a mis padres por su apoyo incondicional en mi formación profesional y darme fuerza para no rendirme , y a todos mis hermanos Julio, David, Marco, Margarita, Oscar, Abel Tenelema Quitio por creer y confiar en mi capacidad.

Jaime Daniel Tenelema Quitio

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Holguer Cevallos
SUBDECANO DE LA FIEG
PRESIDENTE

Ing. Adolfo Salazar P.
DIRECTOR DE TOPCO

Phd. Cristóbal Mera G.
MIEMBRO PRINCIPAL

Ing. Jorge Flores M.
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este proyecto de Graduación, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"


Jaime D. Tenelema Q.

RESUMEN

El siguiente trabajo es el estudio de regulación de voltaje a nivel de 13.8 kv en la salida de la subestaciones eléctricas de Duran norte (12Mva, 69/13.8, Duransur(24MVA,69/13.8)Tennisclub(20MVA,69/13.8),plastiempques(3MVA, 69/13.8)Manglero(12MVA,69/13.8)Samborondom(5MVA,69/13.8), El recreo 12 MVA,69/13.8) teniendo como punto de entrega la subestación Dos cerritos (S.N.I.)167MVA ,230/69 kv y como barra de oscilación.

Se analizará los voltajes en por unidad de en todas las barras del sistema Duran los flujos de potencia activas y reactivas en las líneas .

Se realizará un estudio de corto circuito para el sistema Duran , teniendo como punto de entrega la subestación DOS CERRITOS 167 MVA 230/69, se calcularan las corrientes simétricas en amperios en la barra ECUAPLAN de 3 fases a tierra, de una fase a tierra ,dos fases a tierra, fase a fase, y en el neutro teniendo como potencia base 100MVA,para lo cual utilizaremos el programa Newton Raphson.

Se presentaran los índices de confiabilidad de todos los alimentadores del sistema Duran y los alimentadores de las subestaciones J.B.aguirre, Buena Fe , Balzar, Pedro Carbo, America, La Toma, Quevedo norte y Sur El Empalme,Valencia.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
ÍNDICE DE FIGURAS Y/O GRÁFICOS	XII
ÍNDICE TABLAS	XIV
INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO 1	
1.- ASPECTOS GENERALES DE EMELGUR	1
1.1 Estructura organizacional	2
1.2 Área de servicio	2
1.3 Infraestructura eléctrica	3
1.4 Cobertura de servicio	5
1.5 Número y clasificación de clientes	6
1.5.1 Clientes regulados	6
1.5.2 Cliente no regulados	6

CAPÍTULO 2

2.-ASPECTOS TECNICOS	7
2.1 Demanda máxima	7
2.1.1 Demanda máxima coincidente.	8
2.1.2 Demanda máxima no coincidente.	9
2.2 Curva de carga	10
2.3 Niveles de tensión	10
2.4 Factor de carga	11
2.5 Factor de coincidencia	12
2.6 Factor de potencia	13
2.7 Factor de cargabilidad	13
2.8 Factor de utilización	14

CAPITULO 3

3.- CALCULO DE REGULACION DE VOLTAJES EN EL SISTEMA ELECTRICO DE DURAN.	16
3.1 Estándares de voltaje	16
3.2 Voltaje de servicio	17
3.3 Voltaje de utilización	17
3.4 Rango de voltaje de acuerdo al estándar ANSI	17
3.4.1 Rango A	17
3.4.2 Rango B	17

	Pág.
3.5 Caídas de voltajes	18
3.6 Factores para reducir la caída de voltaje	19
3.7 Reguladores de voltaje	20
3.8 Técnicas de regulación	21
3.8.1 Colocación del regulador	21
3.8.2 Regulación en la subestación	22
3.9 Característica del software Newton Raphson para el cálculo de Caída de voltaje y flujos de carga.	24
3.10 Descripción del sistema Duran para el estudio de flujo de Carga.	24
3.11 Parámetros eléctricos para el cálculo de regulación de Voltaje y flujo de carga del sistema Duran	25
3.12 Presentación de resultados .	27
CAPITULO 4	
4.- CALCULO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN EL SISTEMA ELECTRICO DE DURAN.	29
4.1 Características generales de las fallas	29
4.2 Cálculos de fallas	30
4.2.1 Equivalente de subtransmisión	36
4.2.2 Conexiones de los transformadores	39
4.3 Perfiles de fallas	42
4.3.1 Fallas en el secundario del transformador de potencia	43

	Pág.
4.3.2 Fallas del primario al secundario del transformador	47
4.4 Cálculos de ubicación de la falla.	50
4.5 Factores para limitar la corriente de falla	55
4.6 Fallas de alta impedancia	56
4.6.1 Prácticas que ayudan a reducir las fallas de alta impedancia.	57
4.7 Características eléctricas del sistema Duran para el cálculo de Corriente de cortocircuito utilizando el programa Newton Raphson.	58
4.8 Parámetros eléctricos del sistema Duran para calcular Corriente de cortocircuito.	59
4.9 Presentación del cálculo de las corrientes de cortocircuito.	62
CAPITULO 5	
5.- PROTECCIONES DE CORTO CIRCUITO	63
5.1 Principios de protección para un sistema de distribución	63
5.2 Interrupciones momentáneas y aumento de carga	64
5.3 Elementos de protección en los sistemas de distribución	66
5.3.1 Interruptores de circuito	66
5.3.2 Reconectores	67
5.3.3 Fusibles de expulsión	69
5.3.4 Fusibles limitantes de corrientes	73
5.4 Dispositivo de coordinación	75

	Pág.
5.4.1 Coordinación de fusibles de expulsión	75
5.4.2 Coordinación de fusibles limitantes de corriente	77
5.4.3 Coordinación reconectador-reconectador	79
5.5 Diagrama de protecciones del sistema Duran	79
CAPITULO 6	
6.- INDICE DE CONFIABILIDAD	80
6.1 Índice basado en el cliente	80
6.2 Índice basado en la carga	84
6.3 Variables que afectan los índice de confiabilidad	85
6.4 Sistema de distribución paralelo	86
6.5 Mejoramiento de la confiabilidad	87
6.6 identificar causas de fallas	88
6.7 Los índices de confiabilidad de EMELGUR	89.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91
ANEXO	97
BIBLIOGRAFIA	98

ÍNDICE DE FIGURAS Y/O GRÁFICOS

	Pág.
Grafico 2.1.1 Evolución de la demanda máxima(kwh) en el periodo 2000-2007.	9
Grafico 3.6 Reguladores tipo A y B ANSI	20
Grafico 4.2 Ecuaciones para el cálculo de corriente de fallas de Circuito de distribución comunes.	32
Figura 4.2.1 Diagrama de secuencia Z+ Y Z0 de la conexión delta-Estrella del trafo.	33
Figura 4.2.2 Ecuaciones relacionadas de fallas a tierra con reactor en el neutro del transformador.	35
Figura 4.2.2.1 Corriente de fallas en p.u en un transformador delta - Estrella aterrizada.	40
Figura 4.2.2.2 Corriente de fallas en p.u en un transformador estrella-Delta.	41
Figura 4.3.1.1 Perfiles de corriente de falla a tierra típicas en los circuitos de distribución.	42
Figura 4.3.1.2 Perfiles de corriente de falla trifásica típicas en los circuitos de distribución.	43
Figura 4.3.2.1 Diagrama de circuito de una falla del primario al secundario de 120/240 voltios.	50

Figura 5.3.3	Curvas de fusible (corriente Vs tiempo) tipo K y T.	72
Grafico 5.4.1	Ejemplo de coordinación de los fusibles 100K y 65 K.	77

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.3.1 Infraestructura eléctrica a diciembre del 2007	4
Tabla 1.3.2 Dimensionamiento físico de las subestaciones de Emelgur a Diciembre del 2007.	5
Tabla 1.5.1 Distribución de los clientes regulados según el sistema para el periodo 2006-2007.	6
Tabla 1.5.2 Distribucion de los clientes no regulados según el sistema Para el periodo 2006-2007.	6
Tabla 2.1.1 Demanda máxima (Mw) y tasa de crecimiento para el periodo 2006-2007.	8
Tabla 2.1.2 Demanda máxima no coincidente y tasa de crecimiento de los sistema Duran, Daule, Quevedo para el periodo06-07	10
Tabla 2.4 Factor de carga de los transformadores de potencia de los sistema Duran, Daule,Quevedo	12
Tabla 2.7 Factor de cargabilidad de los transformadores de potencia los sistema Duran Daule,Quevedo.	14
Tabla 2.8 Factor de utilización de los transformadores de potencia de los Sistema Duran, Daule, Quevedo.	15
Tabla 3.11 Resistencia y reactancia, capacidades nominales y de emergencia de las líneas y transformadores de potencia	25

Tabla 3.11.1 Cargas activas,reactivas,capacitivas.	26
Tabla 3.12 Presentación de resultado 1	27
Tabla 3.12.1 Presentación de resultado 2	28
Tabla 4.1 Tipos y porcentaje de fallas.	30
Tabla 4.2.1.1 Máxima corriente de falla para voltaje de transmisión	39
Tabla 4.7.1 Número y nombre de barras y voltaje nominal.	59
Tabla 4.8 Resistencia y reactancia de secuencia positiva	60
Tabla 4.8.1 Resistencia y reactancia de secuencia cero.	61
Tabla 4.9 Presentación del cálculo de las corriente de cortocircuito	62
Tabla 5.3.4 Porcentajes de proveedores que usan los fusibles limitantes de corrientes.	74
Tabla 5.4.1.1 Corriente de falla máxima para la coordinación de los fusibles tipo K.	77
Tabla 6.7.1 Reporte de control de servicio técnico de Enero a Junio del 2008.	89
Tabla 6.7.2 Reporte de interrupción de Enero a Junio del 2008.	90
Tabla 7.1 Niveles de voltaje en las barras del sistema Duran.	92
Tabla 7.2 Porcentaje de cargabilidades de líneas y transformadores de potencia del sistema Duran.	94

INTRODUCCION

Debido a las interrupciones de frecuentes de servicio eléctrico internas no programadas en sectores de las diferentes etapas del recreo, Panorama, del canton Duran, se decidió realizar, un estudio de flujo carga, de voltajes en las barras a nivel de 13.kv nominal y la cargabilidad en los transformadores del Sistema Eléctrico Duran que comprende las subestaciones Duran norte y Sur, El recreo, Tennis Club, Samborondom, El manglero, siendo las de mayor interrupciones no programadas las subestaciones de Duran Norte y Sur y el recreo. Para este estudio utilizaremos el software de la Empresa el Newton Raphson. Se presentaran resultados del estudio y las acciones que tiene que ejecutar la empresa para mejorar el servicio eléctrico.

También realizaremos el cálculo de corriente de corto de cortocircuito en la barra Ecuaplan porque en este punto se realizara la instalación de una nueva subestación, calculo que se necesita para calibrar las protecciones y las instalaciones de equipos eléctricos como por ejemplo los interruptores de circuito que están en el lado primario de la subestaciones.

En la actualidad esta subestación ya está operando.

Se presentara los índices de confiabilidad de la empresa del Sistema Duran y de otras subestaciones De los sistemas Daule y Quevedo.

CAPÍTULO 1

1. ASPECTOS GENERALES DE EMELGUR

Las características geográficas del área de servicio de EMELGUR, determinaron que la Empresa se haya estructurado en tres Sistemas Operativo-comerciales y una Administración Central. Los primeros, constituidos por los sistemas eléctricos Durán, Daule y Quevedo, con base en las ciudades del mismo nombre segunda integrada por las áreas Comercial, de Planificación, financiera, de sistemas y de Recursos Humanos, con base en la ciudad de Guayaquil y área técnica en la ciudad de Durán.

Cada uno de los Sistemas Operativos de Durán, Daule y Quevedo cuenta con un administrador, quienes coordinan los aspectos técnicos, comerciales, financieros, de recursos humanos y de planificación, con la administración central, la que procura darle autonomía administrativa y operativa con el objetivo de mejorar la atención y el servicio al cliente.

1.1 Estructura Organizacional.

La estructura organizacional de EMELGUR S.A., es de característica horizontal es decir está estructurado por siete niveles de mando siendo el mas alto mando la junta de accionista, una descripción completa de la organización de la empresa se puede observar en el siguiente diagrama de flujo ver anexo 1.1

1.2 Área de servicio

El área de servicio de EMELGUR cubre a poblaciones que pertenecen a 25 cantones de 4 provincias, conforme se detalla a continuación : En la Provincia del GUAYAS, 15 cantones: Durán, Samborondón, Salitre, daule, Lomas de Sargentillo, Pedro Carbo Santa Lucía, Palestina, Colimes, San Jacinto de Yaguachi, Balzar, El Empalme, Isidro Ayora, Nobol, y la parroquia Puna del cantón Guayaquil.

En la Provincia de LOS RIOS, 8 cantones: Quevedo, Buena Fé , Valencia, Mocache y parte de Baba, Vinces, Palenque y Ventanas; en la provincia del COTOPAXI, parte de los cantones La Maná y Pagua; en la Provincia de MANABI, el suroriente del cantón Pichincha.

El área total de servicio cubre 10.511 km², de los cuales el 75% pertenecen a la provincia del Guayas, el 24% a la provincia de Los Ríos y el 1%

a otras provincias. Dicha superficie tiene una población estimada de 1'258.458 habitantes y tiene una densidad poblacional de 120Hab/Km². Ver anexo 1.2 de área de servicio de EMELGUR.

1.3 Infraestructura eléctrica

El 31 de diciembre del 2007, EMELGUR contó con 378,3 km de líneas de subtransmisión, 220/276,75 MVA repartidos en 19 subestaciones de distribución, 3.069 km de líneas de distribución y gran cantidad de redes en baja tensión. El sistema de generación aislado en la isla Puná consiste en plantas termoeléctricas a diesel con dos máquinas marca CUMMINS de 560 KW (en mantenimiento) la máquina marca FG WILSON de 500 kW, Puesto en operación el 8 de abril del 2006 y una máquina marca Caterpillar de 350 kW., las que entraron en operación el 18 de agosto de 1998, para sustituir a los viejos generadores y operar en forma alternada en Puná Nueva así como otra planta termoeléctrica a diesel con una máquina marca KHOLER de 100 kVA en Campo alegre. En la tabla 1.3.1 podemos observar la infraestructura eléctrica de los sistemas Duran, Daule y Quevedo a diciembre del 2007.

DESCRIPCION	SISTEMA			TOTAL
	DURAN	DAULE	QUEVEDO	2007
GENERACIÓN (MW) *	0,95	-	-	0,95
LÍNEAS DE SUBTRANSMISION (km)	149,6	139,1	89,6	378,3
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION				
Cantidad	6	7	6	19
Capacidad instalada (MVA)	94/122,5	49,50/59,75	76,50/94,5	220/276,75
Capacidad instalada promedio (MVA)	20,42	8,50	15,75	14,57
LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (km)	358,6	1.390,1	1.320,4	3.069,0
Aéreas – Monofásicas	169,80	979,90	1002,60	2.152,22
Aéreas – Dos fases	40,8	192,7	89,4	322,9
Aéreas – Trifásicas	144,6	217,5	228,4	590,5
Subterráneas - Trifásicas	3,4			3,4
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN				
Cantidad	6.574	8.325	7.688	22.587
Capacidad instalada (MVA)	206,1	107,5	121,5	435,1
Capacidad instalada promedio (kVA)	31,3	12,9	15,8	19,3
POBLACIONES ELECTRIFICADAS	106	679	501	1.286
NÚMERO DE CLIENTES	61.805	62.882	77.831	202.518
DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE (MW)	65,32	44,53	54,43	164,28

Tabla 1.3.1 :Infraestructura eléctrica a diciembre del 2007.

***NOTA:** Los datos que refleja el rubro Generación se refiere a máquinas que están en operación.

En el 2007 **EMELGUR** compró en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) 99.89% de la potencia y energía que comercializó. La diferencia la generó las centrales termoeléctricas Puná Nueva y Campo Alegre. El sistema Daule normalmente recibe la energía desde la subestación de reducción pascuales mientras que el sistema Durán la recibe desde dos puntos de inyección subestación Dos Cerritos y la subestación Milagro del S.N.I. El sistema Quevedo en cambio, recibe la energía desde la subestación del mismo nombre. El dimensionamiento físico de las subestaciones de la empresa fue el siguiente:

SISTEMA	NOMBRE	CAPACIDAD (MVA)	
		OA	FA
DURAN	DURAN SUR	2x12	2x16
	DURAN NORTE	12	16
	TENNIS	2x10	2x12,5
	SAMBORONDON	4	5
	EL RECREO	12+10	16+12,5
	EL MANGLERO	12	16
SUBTOTAL DURAN		94	122,5
DAULE	DAULE	12	16
	PEDRO CARBO	10	12,5
	PALESTINA	10	12,5
	BALZAR	5	5
	LA TOMA (EMELGUR)	5	5
	AMERICA	2,5	2,5
	J.B.AGUIRRE	5	6,25
SUBTOTAL DAULE		49,5	59,75
QUEVEDO	QUEVEDO SUR	2x12	2x16
	QUEVEDO NORTE	10	12,5
	EL EMPALME	10+5	12,5+5
	VALENCIA	10	12,5
	BUENA FE	10+5	12,5+5
	DAULE-PERIPA	2,5	2,5
SUBTOTAL QUEVEDO		76,5	94,5
CAPACIDAD INSTALADA		OA	FA
		220	276,8

Tabla 1.3.2 :Dimensionamiento físico de las subestaciones de Emelgur a Diciembre del 2007.

1.4 Cobertura de servicio.

En el año 2007 el servicio de energía eléctrica se amplió a más de 13.355 familias que a razón de 5,15 habitantes/vivienda albergaban casi 69.000 habitante ,por lo que al de diciembre del 2007, dicha energía llega a casi a 973.000 habitante equivalente a aproximadamente al 91% de la población del área de servicio. La tasa de expansión del servicio representó un incremento del 7,2% de crecimiento en el número clientes con relación al año 2005.

1.5 Número y clasificación de clientes.

Emelgur tiene un total 202530 clientes entre clientes regulados y clientes no regulados a diciembre del 2007.

1.5.1 Clientes regulados

Al 31 de diciembre del 2007 EMELGUR registró 202.518 clientes regulado. La distribución de los clientes según el sistema eléctrico y su variación con respecto al año anterior se muestra en el siguiente tabla.

SISTEMA	CLIENTES		TC (%)
	2006	2007	
DURAN	54.786	61.805	12,81%
DAULE	59.964	62.882	4,87%
QUEVEDO	74.079	77.831	5,06%
T O T A L	188.829	202.518	7,25%

Tabla 1.5.1: Distribución de los clientes regulados según el sistema para el periodo 2006-2007.

1.5.2 Clientes no regulados

A partir de Febrero/07 GISIS S.A., del Sistema Durán, se constituyó en gran Consumidor

SISTEMA	CLIENTES		TC (%)
	2006	2007	
DURAN	8	9	12,50%
DAULE	2	2	0,00%
QUEVEDO	1	1	0,00%
T O T A L	11	12	9,09%

Tabla 1.5.2: Distribución de clientes no regulados según el sistema Para el periodo 2006 -2007.

CAPÍTULO 2

2. ASPECTOS TECNICOS.

Los aspectos técnicos en una empresa eléctrica siempre son muy importante para la correcta operación del sistema, cuando se habla de aspectos técnicos nos referimos a los siguientes factores: Demanda máxima, demanda máxima coincidente, demanda máxima no coincidente, curvas de carga, niveles de tensión, factor de carga, factor de coincidencia, factor de potencia, factor de cargabilidad, factor de utilización, los mismo que tiene que estar dentro de un nivel apropiado para la correcta operación del sistema y que a la vez la empresa sea multada, por ejemplo por bajo factor de potencia.

2.1 Demanda máxima

Es la mayor de todas las demandas promediadas en un intervalo específico de tiempo. La demanda máxima (MW) según el sistema y su tasa de crecimiento para los dos últimos años es la siguiente, ver tabla 2.1.1

CONCEPTO	2006	2007	TASA DE CRECIMIENTO %
GENERADA	0,56	0,36	-35,18 %
COMPRADA	167,58	163,92	-2,18 %
TOTAL	168,14	164,28	-2,30 %
DURAN	69,61	65,33	-6,15 %
DAULE	44,67	44,53	-0,31 %
QUEVEDO	53,86	54,43	1,06 %

Tabla 2.1.1 :Demanda máxima (MW) y tasa de crecimiento para el periodo 06-07

2.1.1 Demanda máxima coincidente

La demanda máxima coincidente de la empresa ocurrió en diciembre registró 164.280Kw, lo cual es inferior en 2,3% al año anterior (168.143 KW). La demanda máxima registrada durante el 2007 en la Isla Puná fue de 504,6 kW.

La evolución de la demanda máxima coincidente de la empresa a Nivel de barra de entrega del SNI desde el año 2000 fue la siguiente ,Ver grafico 2.1.1

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
DEMANDA MAXIMA KWH	134.083	136.829	129.364	134.270	147.305	153.618	168.143	164.280

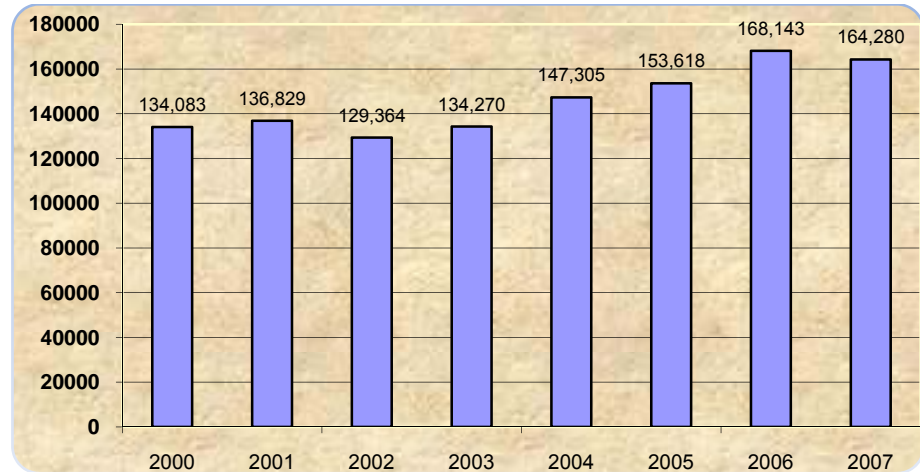


Grafico 2.1.1: Evolución de la Demanda Máxima coincidente (Kw-h) para el Periodo 2000-2007.

2.1.2 Demanda máxima no coincidente.

La demanda máxima no coincidente a nivel de barra de baja tensión de los transformadores de poder de las subestaciones Son las siguientes.Ver tabla 2.1.2.

SISTEMA	SUBESTACION	DEMANDA MAX. 2006	DEMANDA MAX. 2007	TASA DE CRECIMIENTO %
	NOMBRE			
DURAN	DURAN SUR	23.090	26.450	0,146
	DURAN NORTE	11.500	13.810	20,09%
	TENNIS	19.720	19.930	1,06%
	SAMBORONDON	4.320	4.660	7,87%
	EL RECREO	12.350	16.276	31,79%
	EL MANGLERO	10.420	14.340	37,62%
	SUBTOTAL:	81.400	95.466	17,28%
DAULE	DAULE	12.750	12.430	-0,025
	PEDRO CARBO	5.350	6.850	28,04%
	PALESTINA	8.090	7.850	-2,97%
	BALZAR	4.180	4.300	2,87%
	LA TOMA (EMELGUR)	1.500	1.540	2,67%
	AMERICA	2.220	2.220	0,00%
	J.B. AGUIRRE	3.920	3.690	-5,87%
	SUBTOTAL:	37.370	38.880	4,04%
QUEVEDO	QUEVEDO SUR	18.650	20.160	0,081
	QUEVEDO NORTE	10.340	10.860	5,03%
	EL EMPALME	13.980	12.350	-11,66%
	VALENCIA	7.790	8.470	8,73%
	BUENA FE	7.390	8.060	9,07%
	DAULE PERIPA	650	680	4,62%
SUBTOTAL NO COINCIDENTE:	59.740	60.580	1,41%	
TOTAL EMELGUR NO COINCIDENTE		178.510	194.926	9,20%

Tabla 2.1.2: Demanda máxima no coincidente y tasa de crecimiento de los sistemas Duran, Daule, Quevedo para el periodo 2006-2007.

2.2 Curva de Carga

La curva de carga de una empresa de distribución es la demanda de Potencia de sus abonados en un periodo de tiempo que puede ser un Día. Por ejemplo podemos observar la curva de demanda del transformador de potencia de la subestación Duran Sur, ver anexo 2.1.

2.3 Niveles de tensión.

Los niveles de tensión más frecuentes a nivel de subtransmisión en barras de entrega del M.E.M. a EMELGUR fueron de 70 kV en condición de mínima carga y de 69 kV en carga máxima.

A nivel de barras en las subestaciones, el voltaje más frecuente fue 13.6kv observándose también tensiones de 12,2 y 13 kv.

2.4 Factor de carga.

El factor de carga es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima de EMELGUR en un período determinado.

El factor de carga de EMELGUR en el 2007 fue de 61.20% lo cual equivale a 2.7 puntos porcentuales por encima del valor registrado en el año anterior (58,50%).

A continuación se muestra un cuadro de factores de cargas de los transformadores de poder instalados en las subestaciones de distribución de la empresa. Ver tabla 2.4

SISTEMA	NOMBRE		FACTOR DE CARGA
DURAN	DURAN SUR	Transformador No.1	48,10
		Transformador No.2	59,70
	DURAN NORTE		51,50
	TENNIS	Transformador No.1	49,00
		Transformador No.2	48,60
	SAMBORONDON		57,30
	EL RECREO	Transformador No.1	49,80
Transformador No.2		65,60	
EL MANGLERO		51,20	
SUBTOTAL			50,60
DAULE	DAULE		61,00
	PEDRO CARBO		50,70
	PALESTINA		51,50
	BALZAR		54,40
	LA TOMA (EMELGUR)		49,80
	AMERICA		27,60
	J.B. AGUIRRE		39,90
SUBTOTAL			52,20
QUEVEDO	QUEVEDO SUR	Transformador No.1	55,80
		Transformador No.2	52,10
	QUEVEDO NORTE		57,20
	EL EMPALME	Transformador No.1	54,50
		Transformador No.2	49,00
	VALENCIA		52,30
	BUENA FÉ	Transformador No.1	57,10
Transformador No.2		57,10	
DAULE - PERIPA		45,90	
SUBTOTAL			54,40
TOTAL			56,40

Tabla 2.4:Factor de carga de los transformadores de potencia de los Sistema Duran, Daule, Quevedo.

2.5 Factor de coincidencia.

El factor de coincidencia es la relación entre la demanda máxima total de la empresa y la suma de las demandas máximas individuales de cada uno de los sistemas eléctricos, en un periodo determinado.

El factor de coincidencia en el horario de punta, entre los diferentes puntos de entrega de potencia y energía del M.E.M. a EMELGUR, en la mayoría de los casos horarios monitoreados fue del 100%.

2.6 Factor de potencia

El factor de potencia de un sistema es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. De acuerdo con la regulación de calidad, la Empresa debe obtener un factor de potencia mayor que 0,95.

En el año 2007, EMELGUR cerró con un factor de potencia promedio de 0,9342 en atraso en el punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado.

Durante el 2007 el CENACE facturó a la empresa un recargo por bajo factor de potencia en demanda media y máxima, por **USD 461.758,10**, valor inferior en 39,17% en relación al año 2006. Se hace imperativa la **instalación de bancos de capacitores** en los sistemas de distribución para disminuir estos gastos.

2.7 Factor de cargabilidad.

El factor de cargabilidad está dado por la relación entre la carga máxima y la carga nominal del transformador.

La tabla 2.7 pone en conocimiento del lector, el estado de cargabilidad que presentaron las diferentes subestaciones de distribución de la empresa en los meses del 2007.

Estos datos constituyen valiosa información tanto para la operación y posible redistribución de carga con diferimiento de inversiones, cuanto para la planificación de la expansión del sistema.

SISTEMA	NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN		FACTOR DE CARGABILIDAD (%)
DURAN	DURAN SUR	Transformador No.1	129,17
		Transformador No.2	96,88
	DURAN NORTE		127,87
	TENNIS	Transformador No.1	108,78
		Transformador No.2	87,02
	SAMBORONDON		129,44
	EL RECREO		114,54
EL MANGLERO		132,78	
DAULE	DAULE		115,09
	PEDRO CARBO		141,33
	PALESTINA		87,22
	BALZAR		95,56
	LA TOMA (EMELGUR)		60,00
	AMERICA		98,67
	J.B. AGUIRRE		82,00
QUEVEDO	QUEVEDO SUR	Transformador No.1	127,11
		Transformador No.2	101,69
	QUEVEDO NORTE		120,67
	EL EMPALME	Transformador No.1	88,67
		Transformador No.2	70,93
	VALENCIA		94,11
	BUENA FÉ	Transformador No.1	111,05
Transformador No.2		65,61	
DAULE - PERIPA		30,22	

Tabla 2.7: Factores de cargabilidad de los transformadores de potencia de los sistemas Duran, Daule, Quevedo.

2.8 Factor de utilización

El factor de utilización es la relación de la energía demandada para la Energía nominal.

El resumen de estos factores para la subestaciones de EMELGUR es.

Ver Tabla 2.8.

SISTEMA	NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN		FACTOR DE UTILIZACION %
DURAN	DURAN SUR	Transformador No.1	62
		Transformador No.2	69
	DURAN NORTE		66
	TENNIS	Transformador No.1	53
		Transformador No.2	55
	SAMBORONDON		59
	EL RECREO		57
EL MANGLERO		68	
DAULE	DAULE		70
	PEDRO CARBO		77
	PALESTINA		45
	BALZAR		52
	LA TOMA (EMELGUR)		17
	AMERICA		27
	J.B. AGUIRRE		33
QUEVEDO	QUEVEDO SUR	Transformador No.1	71
		Transformador No.2	42
	QUEVEDO NORTE		69
	EL EMPALME	Transformador N° 1	48
		Transformador N°2	48
	VALENCIA		49
	BUENA FÉ	Transformador No.1	63
Transformador No.2		39	
DAULE PERIPA		14	

Tabla 2.8: Factor de utilización de los transformadores de potencia de los sistemas Duran, Daule, Quevedo.

CAPÍTULO 3

3. CALCULO DE REGULACION DE VOLTAJE DEL SISTEMA ELECTRICO DURAN

En un sistema de distribución eléctrico el voltaje es un factor muy importante es por eso que se debe mantener en un nivel apropiado (13.11-14,49 KV) de operación en caso de alimentadores y también se debe mantener el voltaje de servicio en niveles aceptable.

Un sistema de distribución eléctrico puede trabajar normalmente con niveles de voltaje fuera de los establecidos siempre y cuando en el sistema exista equipos como reguladores de voltajes, banco de capacitores fijos y desconectables, que corrija estos bajos voltajes.

3.1 Estándares de voltaje.

El mayor cuerpo regulatorio y el más utilizado en América es el ANSI estándares de voltaje (ANSI C84.1- 1995), este estándar especifica un rango aceptable de operación en los sistemas eléctricos de potencia.

3.2 Voltaje de servicio

El voltaje de servicio es el punto del sistema eléctrico de potencia donde el Proveedor y el usuario son interconectados, allí normalmente esta un medidor. Mantener el voltaje de servicio en un valor aceptable es responsabilidad de la empresa que provee la energía (EMELGUR).

3.3 Voltaje de utilización

Es el voltaje en las líneas de los terminales de utilización de los equipos este voltaje es responsabilidad del usuario, los constructores de equipos deberían diseñar aparatos que operen satisfactoriamente dentro de los estándares ANSI, que son dos rangos de voltaje.

3.4 Rango de voltaje de acuerdo al estándar ANSI

El estándar de voltaje ANSI tiene dos rangos de voltaje A y B.

3.4.1 Rango A

La mayoría de los voltajes de servicio están dentro de estos límites y los proveedores de energía deberán diseñar el sistema eléctrico para proveer voltaje de servicio dentro de los límites de este rango.

3.4.2 Rango B

Estos requerimientos son más flexibles que los límites del

Rango A ,para satisfacer los requerimientos del rango A ,el equipo de utilización debería dar un aceptable desempeño dentro de los limites de utilización del rangoB.Estos límites son aplicables a niveles de voltaje sostenible y no para variaciones momentáneas subidas ev interrupciones de voltaje de corta duración, la tabla está dada en base a 120 voltios,pero también aplica a cualquier sistema de bajo voltaje hasta 600 voltios. Ver tabla 3.4: Voltaje de servicio y de utilización de los rangos A y B.

ANSI C84,1 RANGO DE VOLTAJE PARA 120 VOLTIOS

RANGOS	VOLTAJE DE SERVICIO		VOLTAJE DE UTILIZACION	
	MINIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO
RANGO A	114(-5%)	126(5%)	110(-8,3%)	125(+4,2)
RANGO B	110(-8,3%)	127(+5,8%)	106(-11,7%)	127(+5,8%)

Tabla 3.4: Voltajes de servicio y de utilización de los rangos A Y B

3.5 Caídas de voltajes.

Nosotros podemos aproximar la caída de voltaje a lo largo de un circuito como:

$$V \text{ caída} = V_S - V_R = I_r R + I_x X$$

DONDE:

V caída : Caída de voltaje a lo largo del alimentador

R : Resistencia en la línea

X: Reactancia en la línea

I_r : Corriente de línea debido al flujo de potencia activa.

I_x : corriente de línea debido al flujo de potencia reactiva (90 grados desfasado con el voltaje).

En términos de factor de potencia de carga la corriente real y reactiva son:

$$I_r = I \cdot \text{pf} = I \cos(\varnothing)$$

$$I_x = I \cdot \text{q.f} = I \sin(\varnothing) = I \text{SEN}(\text{COS}^{-1}(\text{Pf}))$$

Donde

I : Es la magnitud de la corriente de línea

p.f : Factor de potencia de la carga activa o real

q.f: Factor de potencia de la carga reactiva

\varnothing : Angulo entre V y I

3.6 Factores para reducir la caída de voltaje

- 1.-Incrementar el factor de potencia (Añadir capacitores).
- 2.-Utilizar conductores de gran tamaño
- 3.-Circuitos balanceados
- 4.-Convertir secciones de una sola fase a secciones de 3 fases
- 5.- Reducir carga
- 6.- Reducir longitud del conductor.

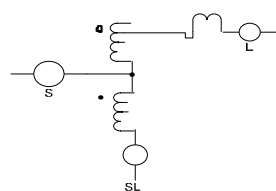
Podemos vivir con caídas significantes de voltaje, mientras tengamos

suficiente equipos de regulación de voltaje para ajustar la caída de voltaje en el circuito.

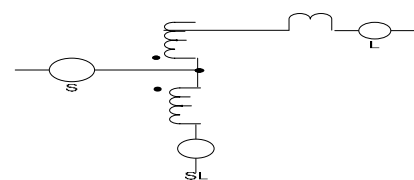
3.7 Reguladores de voltajes

Los reguladores de voltaje son autotransformadores que ajustan los TAP automáticamente, comúnmente los reguladores proveen un rango de $\pm 10\%$ con 32 pasos, cada paso es $5/8\%$, el cual es el 0.75 voltios a una escala de 120 voltios. Un regulador monofásico tiene tres terminales la fuente (S), la carga (L) y fuente de carga (SL). En la **figura 3.6** se puede observar un regulador tipo A , ANSI con los TAPS en el lado de la carga . Un regulador tipo B de diseño invertido tiene los Taps en el lado del bushing de la fuente . El controlador de regulador mide la corriente con un CT (Transformador de corriente) en el terminal de carga (L) y mide el voltaje con un PT (transformador de potencial) entre la carga y la fuente de carga (L Y SL).

Los reguladores tiene un switch reverso que pueden ajustar las serie alrededor para regresar así sucesivamente entre la conexión (Boot conector y Back conector).Ver grafico 3.6.



BOOST CONNECTION



BUCK CONNECTION

Grafico 3.6: Reguladores tipo A Y B ANSI

3.8 Técnicas de regulación

Los proveedores de energía tienen diferentes maneras o técnicas para controlar el voltaje, la manera más popular de regulación de voltaje incluye:

- 1.- Regulación de voltajes con TAP en transformadores (LTC).
- 2.- Reguladores de voltaje en la barra.
- 3.- Reguladores de voltaje de línea.
- 4.- Capacitares fijos y variables.

La mayoría de los distribuidores de energía usan los LTC para regular la barra en la subestación, y los reguladores de alimentador suplementario, los bancos de capacitares variables se usan donde sean necesarios.

Los TAP fijos en los transformadores de distribución es una manera proveer el voltaje apropiado a los consumidores. Estos transformadores están disponibles con Tap y sin Tap, los taps se cambian sin carga, con posiciones de Tap estándares de $\pm 2.5\%$ $\pm 5\%$.

3.8.1 Colocación del regulador

Sin reguladores alimentadores, la caída de voltaje total en un circuito debe de estar dentro del rango de voltaje primario permitido ($\pm 5\%$ y $\pm 5\%$). Un regulador alimentador puede cubrir caída de voltaje primario hasta el doble de la variación de voltaje permitido. Similarmente dos reguladores suplementarios pueden

cubrir caídas de voltaje primario hasta tres veces la variación permitida.

Para una carga distribuida uniformemente, la colocación óptima para dos reguladores son a distancia desde la estación a aproximadamente el 20% del largo del alimentador para uno y el 50% para otra.

Para un regulador alimentador, la colocación óptima para una carga distribuida uniformemente es a $\frac{3}{8}$ de largo de la línea desde la estación.

Si se requiere mantener el voltaje primario por encima de 118 voltios se debe agregar un regulador al circuito justo en el punto donde el primario cayó a 118 voltios eso corregirá el perfil de voltaje a lo largo del circuito con cargas presentes.

Si la carga incrementa en el futuro el voltaje que está por encima del regulador va caer por debajo de 118 voltios.

3.8.2 Regulación en la subestación

Los proveedores de energía normalmente usan los TAP de carga en los transformadores(LTC para controlar los voltajes de los

alimentadores de la subestación, en algunos casos alimentadores cortos ,urbano).

Un LTC o un regulador de voltaje estándar debe compensar el cambio de voltaje en el circuito de subtransmisión tanto como la caída de voltaje a través del transformador que es normalmente mas grande ,normalmente un regulador puede lograr +10% y –10% de regulación.

La caída de voltaje a lo largo del transformador es.

$$V_{\text{caída}} = I_r \times R + IX \cdot X .$$

Si la relación X/R de un transformador es muy alta la porción reactiva de la carga crea la mayor caída de voltaje a lo largo del transformador . Considere un transformador de impedancia del 10% a plena carga ,con un factor de 0.8 , el cual significa que el factor de potencia reactivo es de 0.6 . En este caso la caída de voltaje en el transformador a lo largo del circuito es del 6% si el voltaje de es de 120 voltios , lo máximo que un regulador puede aumentar el voltaje es a 124 voltios.

3.9 Característica del software Newton Raphson para el cálculo de caída de voltaje y flujo de carga.

Es un software antiguo que trabaja en el lenguaje FORTRAN bajo el sistema operativo de D.O.S.

Para realizar los estudios de flujo de carga, cálculos de voltajes en las barras, cálculos de corrientes de fallas, este programa utiliza el método de Newton Raphson de ahí el nombre de este software.

Unas de las ventajas de este software es el ingreso fácil de datos y la presentación rápidas de resultados.

Una desventaja es que la presentación de resultados es en forma de Tablas y también no se puede apreciar un diseño del sistema en que nos Indique las cargabilidades de las líneas y de los equipos del sistema.

3.10 Descripción del sistema Duran para el estudio de flujo de carga.

El sistema comprende la subestación Dos Cerrito (S.N.I de 167 MVA, 230/69 Kv) de la cual sale una doble terna a 69 kv a la S/E El Recreo, Duran sur y plastiempaques, una terna de 69 Kv a la S/E Tennis club, S/E Manglero , Duran Norte, y otra a Samborondon, con cargas Concentradas en las subestaciones. Ver sistema Duran en Anexo 3.10 Para este estudio de carga la barra de oscilación es la Dos Cerrito.

3.11 Parámetros eléctricos para el cálculo de regulación de voltaje Voltaje y flujo de carga del sistema Duran.

BARRA	BARRA	R	X	TAP	MVA	
					NOMINAL	MAXIMO
1	2	1.13	3.65		80	96
2	20	1.39	4.49		80	96
20	3	0.41	1.33		80	96
20	21	0.08	0.14		55	65
1	4	0.9	2.92		80	96
4	5	11.28	21.54		55	65
1	6	5.6	18.15		80	96
6	7	1.2	3.9		80	96
7	14	0.05	0.16		80	96
7	10	1.33	3.26		80	96
14	8	0.41	1.34		80	96
1	9	5.6	18.15		80	96
3	12	4.75	65.3	1.0	10	12
3	11	4.75	65.3	1.0	10	12
5	13	9.5	110.0	1.0	5	6
8	15	3.96	55.96	1.0	12	16
8	16	3.96	56.75	0.957	12	16
10	17	3.96	56.88	1.00	12	16
9	18	3.96	66.83	1.00	12	16
14	19	19.0	248.92	0.989	3	3
21	22	3.96	55.96	1.00	12	16
12	40	30.91	37.77		8	10
40	37	3.86	4.97		8	10
37	38	4.63	6.21		8	10
38	41	3.86	4.97		8	10
41	42	9.66	12.43		8	10
12	43	9.66	12.43		8	10
43	44	4.83	6.21		8	10
44	45	7.73	6.7		6	8
45	46	5.8	7.46		8	10
46	47	5.8	7.46		8	10
47	48	19.32	24.86		8	10
48	49	7.73	9.94		8	10
49	50	7.73	9.94		8	10
22	51	3.86	4.97		8	10
51	52	7.73	9.94		8	10
52	53	5.8	7.46		8	10

Tabla 3.11: Resistencia, reactancia, capacidades nominales y de emergencia de las líneas y de los transformadores de potencia.

BARRA #	NOMBRE DE LA BARRA	KW	KVAR	KVAC
1	DOS CERRITO 69 KV			
2	AURORA			
3	TENNIS CLUB 69 KV			
4	TAP SAMBORONDON			
5	SAMBORONDON 69			
6	TAP RECREO			
7	TAP PLASTIEMPAQUES			
8	DURAN SUR 69 KV			
9	RECREO 69			
10	DURAN NORTE 69			
11	TENNIS 1	6.36	1.93	
12	TENNIS 2			
13	SAMBORONDON 13.8	3.68	1.63	
14	PLASTIEMPAQUES 69 KV			
15	DURAN SUR 1	11.44	2.65	
16	DURAN SUR 2	11.10	3.24	
17	DURAN NORTE 13.8	10.67	3.47	
18	RECREO 13.8	12.24	4.52	
19	PLASTIEMPAQUES 13.8	1.23	0.93	
20	TAP MANGLERO			
21	MANGLERO 69			
22	MANGLERO 13.8	7.43	2.44	
40	CAMINO REAL	0.2	0.11	
37	ISLA SOL	0.8	0.43	
38	RIO GRANDE	0.8	0.43	
41	AGUAMARINA	0.3	0.16	
42	LA PUNTILLA	1.5	0.6	0.6
43	FONTANA	0.3	0.16	
44	EL TORNERO	0.7	0.2	
45	BIBLOS	0.3	0.12	
46	VISTA AL RIO	0.3	0.11	
47	RIO CENTRO	1.33	0.62	
48	ENTRE RIOS 1	0.8	0.43	
49	ENTRE RIOS 2	0.8	0.43	0.6
50	VILLANUEVA	0.3	0.1	
51	GUAYAQUIL TENNIS	1.48	0.71	
52	SAN ISIDRO	1.10	0.36	
53	PALMAR RIO	0.8	0.26	

Tabla 3.11.1: Cargas activas ,reactivas, capacitivas

3.12 Presentación de resultados(VER TABLAS 3.12 Y 3.12.1)

Bus	NOMBRE DE BARRA	V.P.U	ANGULO	GENERAC.		CARGA		CAPACIT	A Bus	NOMBRE DE BARRA	FLUJOS/LINEA		
				MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR			MW	MVAR	TAP
1	DOS CERRITO 69 KV	1.0	0	78	34.2	0	0		2	AURORA	26.09	10.95	
									4	TAPSAMBORONDON	3.72	1.43	
									6	TAPRECREO	35.73	16.0	
									9	RECREO 69 KV	12.42	5.79	
2	AURORA	0.993	-0.5	0	0	0	0		1	DOS CERRITO69 KV	-26	10.73	
									20	TAP MANGLERO	26	10.73	
3	TENNIS 69 KV	0.983	-1.2	0	0	0	0		11	TENNIS 1	6.38	2.24	1.0
									12	TENNIS 2	8.62	3.63	1.0
									20	TAPMANGLERO	-15	-5.87	
4	TAPSAMBORONDON	0.99	-0.1	0	0	0	0		1	DOS CERRITO69 KV	-3.72	-1.49	
									5	SAMBORONDON 69 KV	3.72	1.49	
5	SAMBORONDON 69 KV	0.991	-0.4	0	0	0	0		4	TAPSAMBORONDON 69	-3.70	-1.82	
									13	SAMBORONDON 13.8 KV	3.7	1.82	1.0
6	TAP RECREO	0.952	-3.4	0	0	0	0		1	DOS CERRITO69 KV	34.87	13.55	
									7	TAPPLASTIEMPAQUES	34.87	13.55	
7	TAPPLASTIEMPAQUES	0.942	-4.1	0	0	0	0		6	TAPRECREO	34.69	13.02	
									10	DURAN NORTE 69	10.75	4.31	
									14	PLASTIEMPAQUES 69	23.93	8.7	
8	DURAN SUR 69	0.94	-4.3	0	0	0	0		14	PLASTIEMPAQUES 69	22.66	-7.64	
									15	DURAN SUR 1	11.51	3.57	1.0
									16	DURAN SUR 2	11.16	4.07	0.957
9	RECREO 69	0.982	-1.1	0	0	0	0		1	DOS CERRITO69 KV	12.32	-5.8	
									18	RECREO 13.8 KV	12.32	5.8	1.0
10	DURAN NORTE 69 KV	0.939	-4.3	0	0	0	0		7	PASTIEMPAQUES	10.73	-4.3	
									17	DURAN NORTE 13.8	10.73	4.3	1.0
11	TENNIS 1	0.966	-3.6	0	0	6.4	1.9		3	TENNIS CLUB 69 KV	-6.36	-1.93	
12	TENNIS 2	0.957	-4.5	0	0	0	0		3	TENNIS CLUB 69 KV	-8.58	-3.04	
									40	CAMINO REAL	3.66	1.29	
									43	FONTANA	4.91	1.75	
13	SAMBORONDON 13.8 KV	0.969	-2.7	0	0	3.7	1.6		5	SAMBORONDON	-3.68	-1.63	
14	PLASTIEMPAQUES 69 KV	0.942	-4.1	0	0	0	0		7	TAPPLASTIEMPAQUES	23.92	-8.7	
									8	DURANSUR 69 KV	22.69	7.70	
									19	PLASTIEMPAQUES 13.8	1.24	1.00	0.989
15	DURAN SUR 1	0.916	-8.5	0	0	11.4	2.6		8	DURAN SUR 69 KV	11.44	-2.65	
16	DURAN SUR 2	0.956	-8.1	0	0	11.1	3.2		8	DURAN SUR 69 KV	11.10	-3.24	
17	DURAN NORTE 13.8 KV	0.911	-8.3	0	0	10.7	3.5		10	DURAN NORTE 69 KV	10.67	-3.47	
18	RECREO 13.8 KV	0.941	-6.1	0	0	12.2	4.5		9	RECREO 69 KV	12.24	-4.52	
19	PLASTIEMPAQUES	0.925	-6.0	0	0	1.2	0.9		14	PLASTIEMPAQUES 69 KV	-1.23	-0.93	

Tabla 3.12: Presentación de resultados (1).

Bus	NOMBRE DE BARRA	V.P.U	ANGULO	GENERAC.		CARGA		CAPACIT	A BARRA	NOMBRE DE BARRA	FLUJOS/LINEA		TAP
				MW	MVA	MW	MVA	MVAR			MW	MVAR	
20	TAPMANGLERO	0.985	-1.1	0	0	0	0		2	AURORA	-	-	
									3	TENNIS CLUB 69 KV	15.01	5.87	
									21	MANGLERO 69 KV	10.88	4.59	
21	MANGLERO 69 KV	0.984	-1.1	0	0	0	0		20	TAP MANGLERO	-	-	
									22	TAP MANGLERO 13.8	10.88	4.59	1.0
22	MANGLERO 13.8 KV	0.985	-4.7	0	0	7.4	2.4		21	MANGLERO 69 KV	10.82	-4.59	
									51	GUAYAQUIL TENNIS	3.39	1.34	
37	ISLA SOL	0.938	-5.2	0	0	0.8	0.4		38	RIO GRANDE	2.61	0.68	
									40	CAMINO REAL	-3.41	-1.11	
38	RIO GRANDE	0.936	-5.3	0	0	0.8	0.4		37	ISLA SOL	-2.6	-0.67	
									41	AQUAMARINA	1.8	0.24	
40	CAMINO REAL	0.94	-5.1	0	0	0.2	0.1		12	TENNIS 2	-3.61	-1.22	
									37	ISLA SOL	3.41	1.11	
41	AQUAMARINA	0.935	-5.4	0	0	0.3	0.2		38	RIO GRANDE	-1.8	-0.24	
									42	LA PUNTILLA	1.5	0.08	
42	LA PUNTILLA	0.933	-5.3	0	0	1.5	0.6	0.5	41	AQUAMARINA	-1.5	-0.08	
43	FONTANA	0.949	-4.8	0	0	0.3	0.2		12	TENNIS 2	-4.88	-1.77	
									44	EL TORNERO	4.58	1.55	
44	EL TORNERO	0.9469	-4.9	0	0	0.7	0.2		43	FONTANA	-4.57	-1.54	
									45	BIBLOS	3.87	1.34	
45	BIBLOS	0.942	-5.0	0	0	0.3	0.1		44	EL TORNERO	-3.86	-1.33	
									46	VISTA AL RIO	3.56	1.21	
46	VISTA AL RIO	0.939	-5.1	0	0	0.3	0.1		45	BIBLOS	-3.55	-1.19	
									47	RIO CENTRO	3.25	1.08	
47	RIO CENTRO	0.936	-5.3	0	0	1.3	0.6		46	VISTA AL RIO	-3.24	-1.07	
									48	ENTRE RIOS 1	1.91	0.45	
48	ENTRE RIOS 1	0.931	-5.5	0	0	0.8	0.4		47	RIO CENTRO	-1.90	-0.44	
									49	ENTRE RIOS 2	1.10	0.01	
49	ENTRE RIOS 2	0.930	-5.6	0	0	0.8	0.4	0.5	48	ENTRE RIOS 1	-1.10	-0.01	
									50	VILLANUEVA	0.3	0.1	
50	VILLANUEVA	0.93	-5.6	0	0	0.3	0.1		49	ENTRE RIOS 2	-0.3	-0.1	
51	GUAYAQUIL TENNIS	0.954	-4.8	0	0	1.5	0.7		22	MANGLERO13.8 KV	-3.38	-1.33	
									52	SAN ISIDRO	1.90	0.63	
52	SAN ISIDRO	0.952	-4.8	0	0	1.1	0.4		51	GUAYAQUIL TENNIS	-1.90	-0.62	
									53	PALMAR RIO	0.8	0.26	
53	PALMAR RIO	0.951	-4.9	0	0	0.8	0.3		52	SAN ISIDRO	-0.8	-0.26	
TOTAL				78	34.2	76	26	1.0					

Tabla 3.12.1: Presentación de resultados (2)

CAPÍTULO 4

4. CALCULO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DEL SISTEMA ELECTRICO DURAN

Los cálculos de las corrientes de corto circuito es siempre muy importante a la hora calibrar el sistema de protecciones en una distribuidora de energía eléctrica, el cálculo de estas corrientes nos ayudan para calcular el mallado en una subestación eléctrica, fusibles, interruptores de circuito, disyuntores, relés, etc. También el cálculo de estas corrientes nos sirve para construir el sistema de protecciones cuando se esté construyendo una nueva subestación eléctrica.

4.1 Características generales de la falla.

Hay muchos casos de fallas en los circuitos de distribución, EPRI realizó un largo estudio para caracterizar la falla en el sistema de distribución en el año 1980 a 13 proveedores monitoreando 50 alimentadores, la causa de una falla permanente encontrado en el estudio EPRI dice que aproximadamente el 40% de fallas en este estudio ocurren durante periodo de clima adverso que incluye incluye lluvia, nieve, granizo. Las fallas en las líneas de distribución

ocurren en una, dos y tres fases, las fallas más comunes son las de una fase con casi el 80 % ya sean en contacto con neutro o con tierra ver TABLA 4.1 . Otro punto de información medidos en alimentadores de 34.5 Kv encontraron que el 75% de las fallas eran a tierra (También el 54 % de fase a tierra y el 15 % era de fase a fase). La mayoría de las fallas son de una sola fase por que la mayoría de la longitud total de la línea de distribución es de una sola fase , también en secciones de tres fases algunos tipos de fallas tienden a ocurrir de fase a tierra, los árboles pueden causar fallas de línea a tierra.

FALLAS	PORCENTAJE %
UNA FASE A NEUTRO	63
FASEA FASE	11
DOS FASE A NEUTRO	2
TRES FASES	2
UNA FASE A TIERRA	15
DOS FASE A TIERRA	2
TRES FASES A TIERRA	1
OTROS	4

Tabla.4.1 : Tipos y porcentaje de fallas

4.2 Calculo de fallas

La magnitud de la corriente de falla está limitada por el sistema de impedancia y cualquier falla de impedancia .El sistema de impedancia incluye la impedancia del conductor y del transformador.

Y a través del neutro, la impedancia de la falla depende del tipo de Fallas ,la mayoría de los circuitos de distribución son radiales con una sola fuente y una sola trayectoria para las corrientes de fallas.

La figura 4.2 muestra las ecuaciones para calcular las corrientes fallas, en circuito de distribución comunes.

La ecuación en la **figura 4.2** asume que las impedancias son consideradas iguales ($Z_+ = Z_-$) esto es correcto para los circuitos de distribución con un generador grande cerca el circuito equivalente.

Las corrientes máximas ocurren con una falla fija donde $R_f = 0$, en la mayoría de los casos la carga no cambiara significativamente los resultados.

La corriente de falla trifásica es casi siempre es la de mayor magnitud en la mayoría de circuito.

La impedancia de secuencia cero es significativamente más alta que la Impedancia de secuencia positiva. Una importante corriente de falla de línea- tierra podría ser mayor en la subestación, existen dos razones para esto.

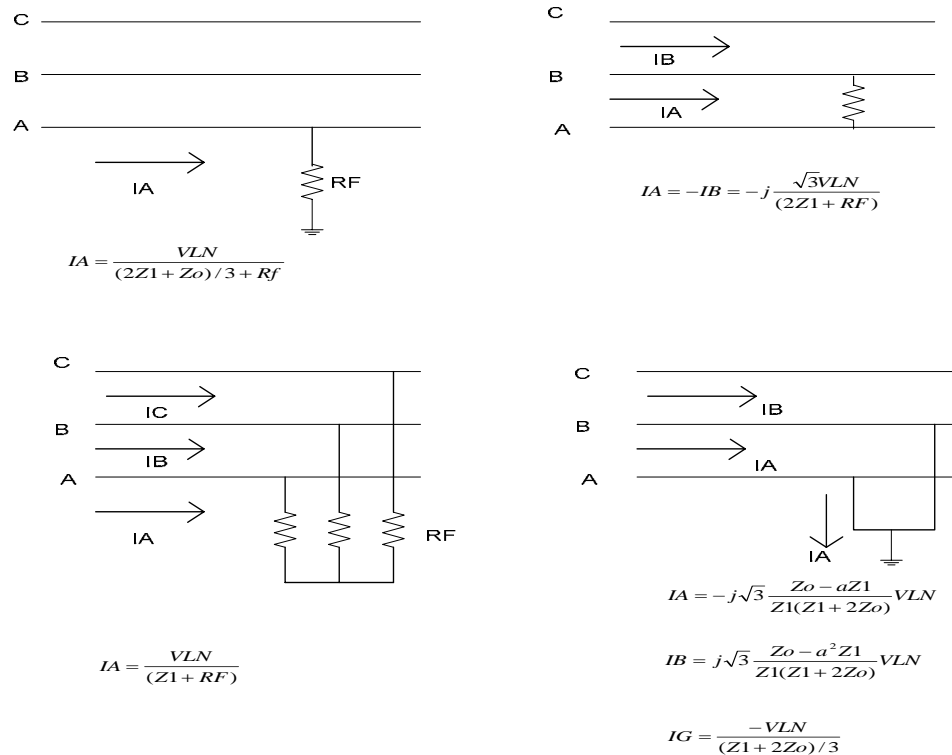


Grafico 4.2: Ecuaciones para el cálculo de corriente de fallas de circuitos de distribución comunes.

1.- **El transformador delta – estrella** es una fuente de secuencia cero, la Impedancia de secuencia positiva (Z_+) incluye la impedancia de los sistema de transmisión y subtransmisión en cambio la impedancia de secuencia (Z_0) no lo hace. **La figura 4.2.1** muestra los diagramas de secuencia para Z_+ y Z_0 . **Las conexión Delta – Estrella** forman una fuente de secuencia cero, mientras que las impedancias de secuencia positiva Z_+ incluye la impedancia equivalente de subtransmisión.

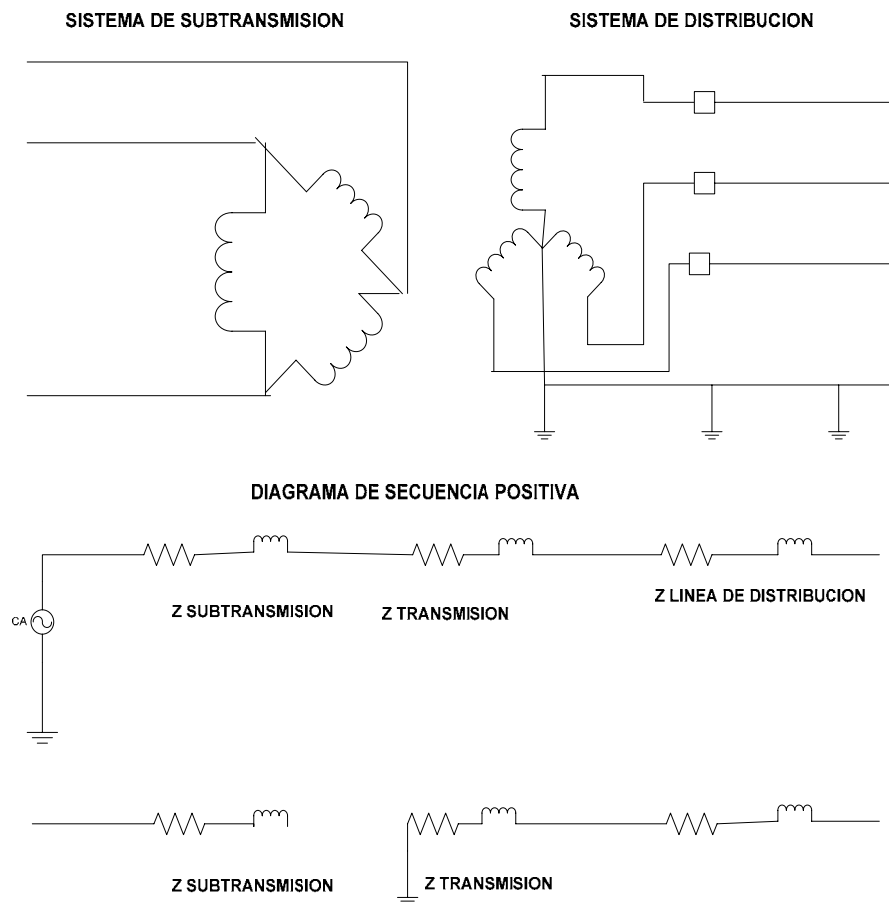


Figura 4.2.1:Diagrama de secuencia Z_+ , Z_0 de la conexión Delta –estrella del transformador.

2.- Si el transformador de la subestación tiene una construcción acorazada, la Z_0 es menor a Z_+ , ($Z_+ > Z_0$), típicamente la Z_0 es el 85% de la Z_+ , la cual incrementa la corriente de falla a tierra al 5.2%.

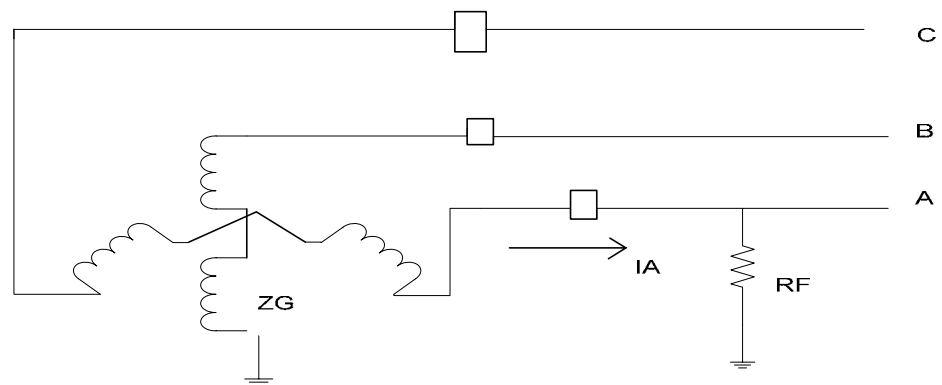
En caso donde la impedancia Z_0 es menor que la impedancia Z_+ , ($Z_+ > Z_0$), la falla de línea a tierra produce una corriente de falla de mayor magnitud, para reducir las corrientes de fallas, para

fallas de línea a tierra, un reactor en el neutro del transformador de la subestación es muchas veces una buena opción, la FIGURA 4.2.2 muestra las ecuaciones para fallas relacionadas a tierra para circuitos con un reactor neutral, un valor común para un reactor neutral es de 1 ohmio para circuitos de distribución de clase 15 KV.

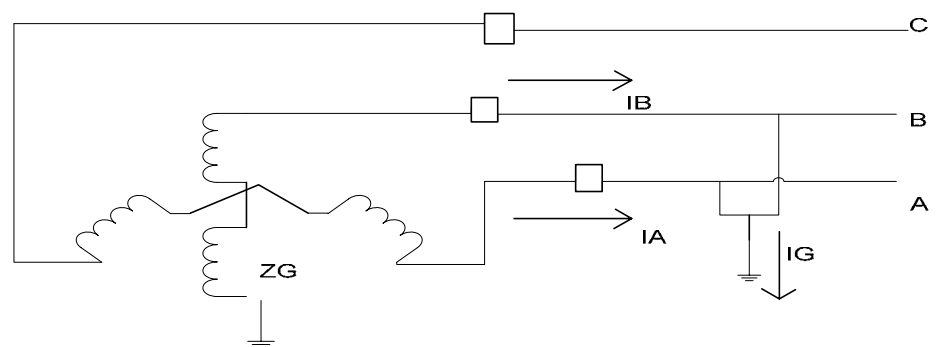
La impedancia vista por la fallas a tierra es una función de ambas impedancias Z_+ y Z_0 .

Esta impedancia de circuito cerrado es importante $Z_s = (2Z_1 + Z_0) / 3$, la impedancia de secuencia positiva y la de secuencia cero (Z_1 y Z_0) son usados en los cálculos de fallas que incluyen la suma de las impedancias con la resistencia y la reactancia a lo largo de la trayectoria de la falla.

Algunas de las ramas de las impedancia comunes son dadas incluyendo algunos valores de la regla del pulgar (producto cruz) que son usados para cálculos manuales sobre las líneas.



$$I_A = \frac{VLN}{(2Z_1 + Z_1)/3 + R_F + Z_G}$$



$$I_A = -j\sqrt{3} \frac{Z_0 + 3Z_G - aZ_1}{Z_1(Z_1 + 2Z_0 + 6Z_G)} VLN$$

$$I_B = j\sqrt{3} \frac{Z_0 + 3Z_G - a^2Z_1}{Z_1(Z_1 + 2Z_0 + 6Z_G)} VLN$$

$$I_G = \frac{-VLN}{Z_1(Z_1 + 2Z_0 + 6Z_G)/3}$$

Figura 4.2.2 :Ecuaciones relacionadas de fallas a tierra con el reactor en el neutro del transformador

4.2.1 Equivalentes de subtransmisión

Para un excelente trabajo en los cálculos de fallas y para información adicional se debe incluir impedancia para bancos de transformadores de reducción, reactores series y reguladores de voltaje, use los números de la regla del pulgar antes mencionadas para cálculos adicionales chequee para simular en la computadora la ecuación simplificada, la ecuación para una impedancia del transformador es.

$$Z_1 = Z_0 = J \frac{KV^2}{MVA} Z\%$$

Donde:

KV : Es el voltaje de línea a línea.

MVA : Rango base de potencia del transformador.

Z% : Impedancia del transformador **p.u.**

Se ignora el componente resistivo si el índice X/R de los transformadores de la subestación es mayor a 10 (X/R > 10) y usualmente en los rangos de (20-30).

El equivalente de la Subtransmisión/Transmisión es usualmente pequeño y normalmente se lo ignora especialmente para calculo de corrientes de fallas máxima.

Se debe encontrar el equivalente de la transmisión de las impedancia en **p.u** (r_1, X_1, r_o, X_o).

En una base dada referida a un voltaje de distribución :

$$Z_1 = (r_1 + jX_1) \frac{KVS^2 (KVPb)^2}{MVA_b (KVp)^2}$$

$$Z_o = (r_o + jX_o) \frac{KVS^2 (KVPb)^2}{MVA_b (KVp)^2}$$

Donde :

MVA_b : Potencia base en MVA en el cual la impedancia R y X son dados .

Kvs : Voltaje de línea a línea en Kv en un lado secundario del transformador de la subestación.

Kvp : Voltaje línea- línea en Kv en el primario.

$Kvpb$: Voltaje de base de línea – línea en el primario usado
Para calcular $Mvab$ (normalmente igual a Kvp).

Si las impedancia de la transmisión están disponible como una falla en MVA con un factor de potencia ,encontramos el equivalente de transmisión con las siguientes ecuaciones.

$$Z1 = \frac{KVS^2}{MVA} (Pf + J\sqrt{1 - Pf^2}) \left(\frac{KVPb}{KVP}\right)^2$$

$$Zo = \frac{\sqrt{3}KVS^2}{KLS.KVPb} (Pfs + J\sqrt{1 - Pf^2}) \left(\frac{KVPb}{KVP}\right)^2 - 2Z1$$

Donde:

MVA: Mva de circuitos trifásicos pequeños en los terminales del primario del transformador de la subestación (Ver tabla 4.2.1.1) para valores máximos típicos.

KIs : Corriente de falla de tierra disponible en KA en los terminales primarios del transformador de la subestación

Pf : Factor de potencia en por unidad para una corriente de falla trifásica disponible .

Pfs : Factor de potencia en unidad para una corriente de falla de una sola fase disponible.

Mientras que casi todos los circuitos de distribución son radiales, pueden existir otras fuentes de corrientes de falla. Se ignora otra otra fuentes la mayoría del tiempo, pero ocasionalmente se consideran generadores y motores en los cálculos de fallas.

Los motores sincrónicos y los generadores también contribuyen a la corrientes de fallas.

En circuitos de distribución de 15 KV, con unidades de 1 o 2 MVA sincrónicas conectadas en el circuito, las corrientes de estas unidades contribuyen a la corriente de falla total.

En circuitos más débiles, unidades más pequeñas pueden impactar la corriente de falla, los motores de inducción y generadores también alimentan a la corriente de falla, la generación distribuida de base inversa pueden contribuir a la corriente de falla pero generalmente mucho menos que otras unidades sincrónicas y de inducción de hecho en los alimentadores que tienen un sistema de carga, la corriente a través de los transformadores del sistema retroalimenta la falla, hasta que operen las protecciones del sistema.

VOLTAJE DE TRANSMISION KV		MAXIMA CORRIENTE DE FALLA SIMETRICA(A)	
	69		3000
	115		5000
	138		6000
	230		10000

Tabla 4.2.1.1: Maxima corriente de falla para voltajes de transmisión.

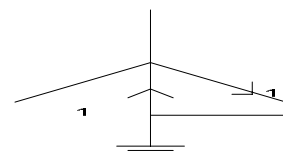
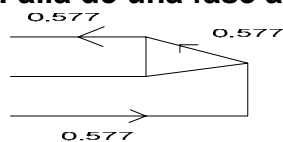
4.2.2 Conexiones de los transformadores

La corriente de falla en cada lado de una conexión de transformador trifásico puede diferir en magnitud y faseo. En caso de una conexión (Estrella-Delta) la corriente en el lado de la fuente del transformador difiere de las corrientes en el

lado de la falla, para fallas de línea – tierra o de línea – línea (ver Figura 4.2.2.1) , para una falla de línea –tierra en el lado primario del transformador la corriente que aparece en las dos fases en el primario es $I_{pu} = 0.577 = 1/\sqrt{3}$.

Estas diferencias son necesarias cuando se coordina un equipo de protección en el lado primario y en el lado secundario. En las subestaciones de distribución es más común colocar un fusible en lado primario y un relé controlando y un breaker en el circuito en el lado secundario. Las fallas de línea-línea deben ser considerado por que estas contribuye con mayor corriente en P.U en una fase del primario de $1.15 p.u = 2/\sqrt{3}$, ver figura 4.2.2.1.

Falla de una fase a tierra.



Falla de línea- línea.

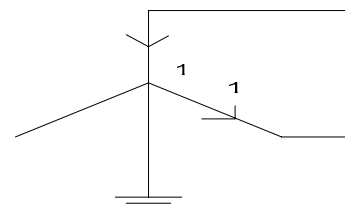
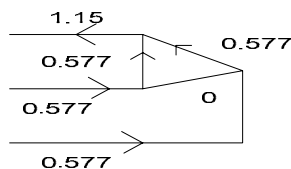


Figura 4.2.2.1:Corrientes de fallas en p.u en un transformador Delta-estrella aterrizado.

Para asegurarse que el fusible primario coordine con el equipo secundario, cambie la curva de corriente tiempo mínimo de fusión del fusible del lado izquierdo a un factor de $0.866 = \sqrt{3}/2$.

Las corrientes de falla son únicamente diferentes para corrientes secundarias desbalanceadas. Para una falla secundaria de 3 fases las corrientes en pu en el primario son iguales a la del secundario. (Con corrientes actuales relacionados por los índices de cambios del transformador (Y Y) no interrumpen la relación de corriente), la corriente en P.U. en ambos lados del transformador en una conexión Estrella-Delta flotante es similar a la relación de corriente constante, en una falla de línea-línea se puede observar que la corriente en una de las tres fases en el lado primario del transformador es 1.15 pu, Ver la figura 4.2.2.2

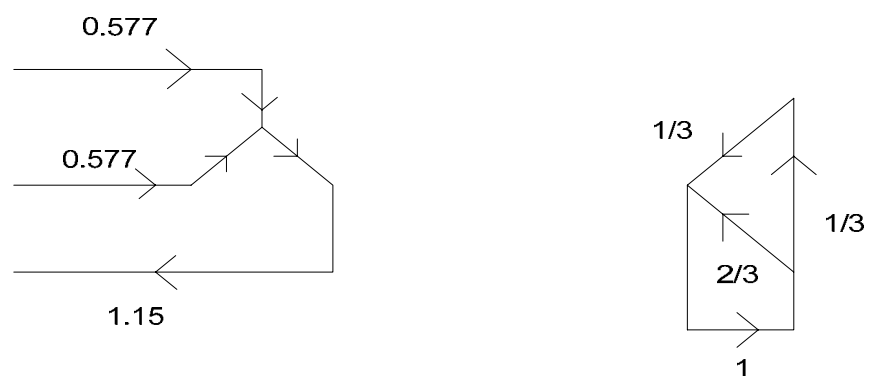


Figura 4.2.2.2: Corrientes de fallas en p.u. en un transformador estrella-delta.

4.3 Perfiles de fallas

Los perfiles de fallas muestran las corrientes de fallas en función de la distancia a lo largo del circuito, determinando donde los límites del circuito con los terminales mecánicos de los equipos, podrían acceder ayudando a seleccionar o chequear capacidades interrumpidas de de equipos de protección, y también coordinando equipos de protección donde es importante usar los perfiles de falla.

La figura 4.3.1 muestra los perfiles de corriente de falla típicos de los circuitos de distribución.

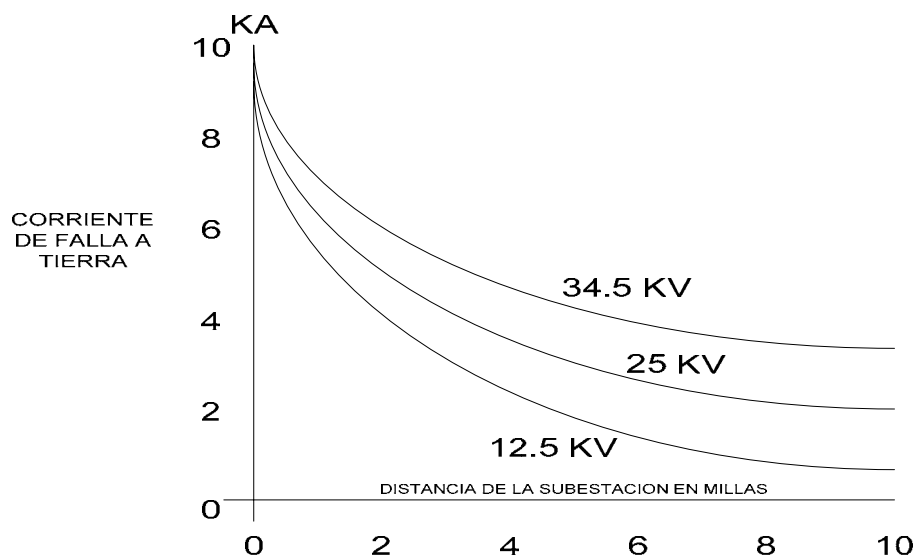


Figura 4.3.1.1: Perfiles de corriente de falla a tierra típicas en los circuitos de distribución.

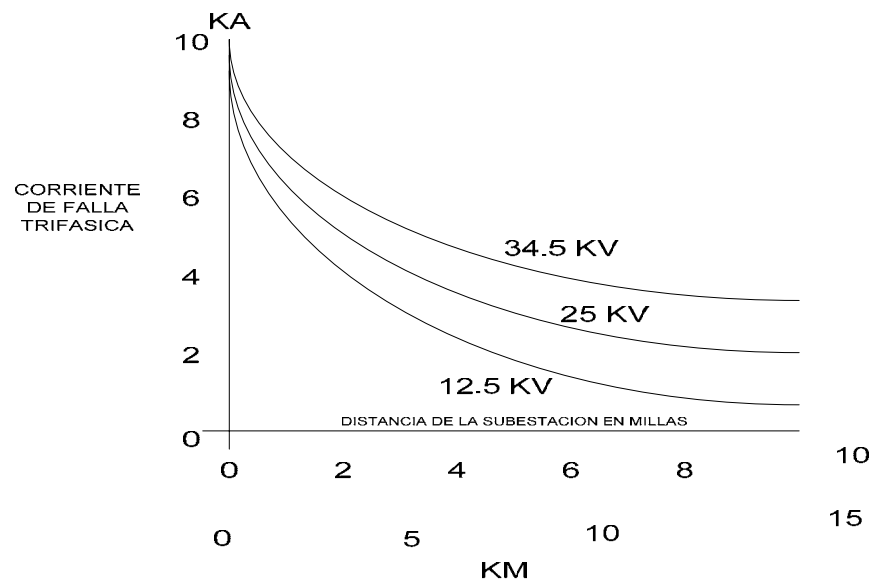


Figura 4.3.1.2:Perfiles de corriente de falla trifásicas típicas en los Circuitos de distribución.

4.3.1 Fallas en el secundario del transformador

Las fallas en secundario varían dependiendo de las conexiones de los transformadores y el tipo de falla en secundario, para un secundario de 120/240 voltios estándar de tres fases simples para servicio residencial, existen dos tipos de fallas, de interés: Es una falla desde la fase al neutro, y el otro tipo es una falla de fase a fase. La impedancia de falla incluye la impedancia secundaria del transformador.

La corriente en el secundario para una falla de fase a fase (Cuando las fases están calientes) es.

$$I_{240} = \frac{240}{\sqrt{\left(RT + \frac{RSL}{1000}\right)^2 + \left(XT + \frac{XSL}{1000}\right)^2}}$$

I 240 : Corriente secundaria Rms simétrica para una falla de 240 voltios (fase-fase).

Rt : Resistencia en el transformador de tipo de aire forzado en Ω a 240 voltios (X1-X3).

XT: Reactancia en transformador de aire forzado en Ω a 240 voltios (X1-X3).

Rs: Resistencia del conductor a una falla de 240 voltios en $\Omega / 1000$ pie.

Xs: Reactancia del conductor a una falla de 240 voltios en $\Omega / 1000$ pie.

L : Distancia a la falla en pies.

RT : $0.0576 \cdot W_{cu} / SKVA^2$

ZT : $0.576 Z\% / SKVA$

$$XT = \sqrt{ZT^2 - RT^2}$$

Donde:

SKVA = Rango de transformador , Kva.

$W_{cu} = W_{tot} - W_{NL} =$ Perdidas en la carga balanceadas en w

$W_{tot} =$ Perdidas totales en carga balanceadas en watts.

WNL : No hay pérdidas.

Z% : Magnitud de impedancia % .

Para un circuito pequeño, de una fase caliente al neutro, ambos el transformador y el secundario tiene diferente impedancia.

Para el transformador la impedancia media debe ser usada como la Impedancia del secundario, entonces la impedancia de circuito Cerrado a través de la fase y el neutro debería ser usado.

$$I_{120} = \frac{120}{\sqrt{\left(R_{T1} + \frac{R_{S1}L}{1000}\right)^2 + \left(X_{T1} + \frac{X_{S1}L}{1000}\right)^2}}$$

Donde:

I120: La corriente secundaria en RMS asimétrica para una falla de 120 voltios (fase/neutro).

R T1: Resistencia del transformador en Ω a 120 voltios para (X1-X3).

X T1: Reactancia del transformador en Ω a 120 voltios para (X1-X3).

Rs1: Resistencia del conductor secundario a una falla de 120 voltios Ω /1000pie.

Xs1: Reactancia del conductor secundario a una falla de 120 voltios Ω /1000pie.

L: Distancia a la falla , en pies.

En ausencia de mejor información use las siguientes impedancias, para transformadores con ventilación secundaria interlazada:

$$R_{T1} = 0.375 R_T \quad \text{y} \quad X_n = 0.3 X_T.$$

Use las siguientes impedancias para transformadores sin ventilación secundaria interlazada:

$$R_n = 0.4375 R_T \quad \text{y} \quad X_{T1} = 0.3 X_T.$$

Para transformadores de diferentes capacidades. El secundario es un triplex con conductores de aluminio de calibre 3/0 y un neutro reducido ,estas tienen una impedancia de :

$$R_s = 0.211 \, \Omega / 1000\text{pie.} \qquad X_s = 0.0589 \, \Omega / 1000\text{pie}$$

$$R_{s1} = 0.273 \, \Omega / 1000\text{pie} \qquad X_{s1} = 0.0604 \, \Omega / 1000\text{pie}$$

El secundario tiene impedancia significativa, la corrientes de fallas caen rápidamente desde los transformadores. Cerca de los transformadores las fallas de la línea al neutro son de mayor magnitud, en distancia largas desde el transformador las impedancias secundaria domina las corrientes de falla.

Las fallas a lo largo de 240 voltios son normalmente magnitudes mayores que las fallas de línea a neutro.

4.3.2 Fallas del primario al secundario del transformador

Fallas desde la distribución primaria a la secundaria pueden someter a equipos de uso final a sobrevoltaje significativo la figura 4.3.2.1 muestra un diagrama de circuito de una falla del primario al secundario de 120/240voltios. Este tipo de falla puede ocurrir de diferentes maneras, fallas de alta a baja dentro del transformador.

El voltaje secundario en por unidad para una falla de primario a secundario es:

$$VS = \frac{n}{1 + (n-1)^2 \cdot \frac{SKA}{10Vkv.IkA.Z\%}}$$

Donde :

Vs: Voltaje secundario en p.u a 120 voltios.

n : Índice de relación del transformador del voltaje primario al voltaje medio secundario normalmente 120 voltios.

I_{KA} : Corriente de falla primario disponible para una falla de línea línea a tierra en KA.

SKA : Capacidad del transformador en KVA .

Z %: Impedancia media del transformador en %.

V KV: Voltaje proporcionado de ventilación primario de línea-tierra en Kv.

La ecuación de sobrevoltaje en p.u se reduce aproximadamente a :

$$V_s = (1.2 \cdot Z \% \cdot I_{KA}) / S_{kVA}.$$

El sobrevoltaje se incrementa con una corriente de falla más alta en transformadores de mayor capacidad con impedancia alta y baja ,pero para los transformadores de menor capacidad con mayor impedancia el sobrevoltaje no es tan peligroso .

Cuando un fusible opera es para separar el transformador del Circuito y alejar la falla del primario al secundario, la falla impone un voltaje primario máximo a el secundario (Al menos hasta la la primera falla en el sistema secundario.).

Tal condición puede ocurrir cuando la falla comienza en lado primario por encima del fusible del transformador , si el fusible del transformador se dispara antes de línea del fusible el voltaje secundario aumenta al voltaje primario. Si esta falla esta por debajo del fusible del transformador no importa cual fusible se dispare primero.

Cualquiera elimina la falla . El ejemplo en la **figura 4.3.2.1** muestra una falla a la fase del secundario la cual está en fase con el primario (desde el businh X1 del transformador): Una falla a cualquier parte del secundario desde X3 tiene efecto similares, los voltaje o las corrientes son casi los mismos, así las ecuaciones y los gráficos en esta sección también se aplicara.

A pesar que el transformador ayuda a reducir los sobrevoltaje la falla del primario al secundario pueden iniciar un transiente cambiante medible que puede impactar el equipo de uso final.

Como en la mayoría de fusible en la línea y fusibles en el transformador , el fusible de la línea aclarara ante que el fusible del transformador,para que el transformador no sufra daño.

Ver figura 4.3.2.1

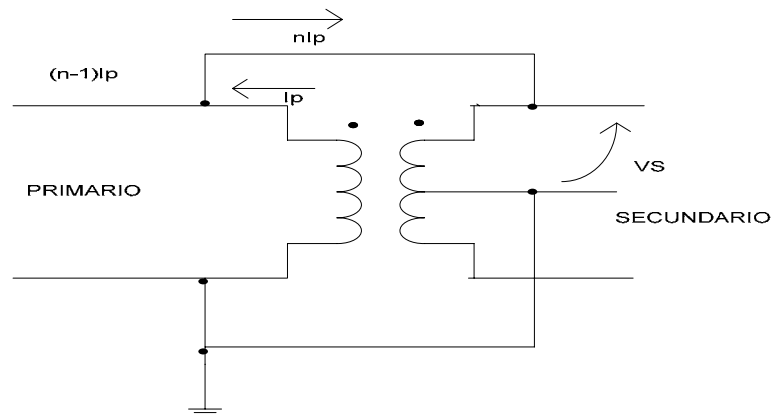


Figura 4.3.2.1:Diagrama de circuito de una falla del primario al secundario de 120/240 voltios.

4.4 Calculo de ubicación de fallas

Si se conoce los voltajes y las corrientes durante una falla , esta Se puede utilizar para estimar la distancia a la falla , la ecuación es muy sencilla Solamente es necesario saber la regla de OHM.

$$d = \frac{V}{I \cdot Z_t}$$

Donde:

V : Voltaje durante la falla . V

I : Corriente durante la falla , A

Z_t : Impedancia de línea , Ω / Unidad de longitud

d: Distancia hacia la falla(por ejemplo las millas).

Con valores complejos ingresados para voltaje, impedancia y corrientes

la distancia estimada debería resultar un número complejo.

El componente real debería ser una estimación realística de la distancia a la falla ,el componente imaginario debería ser cercano a cero, si no algo esta incorrecto.

Diferente tipos de falla son posible de (fase –fase, fase – tierra,etc), y cada tipo de falla observa una impedancia diferente, la corriente de falla pueden tener compensación, la falla pueden aumentar impedancia.

El mayor punto crítico en un algoritmo de localización de falla es la información de la impedancia, asegúrese de usar la impedancia, voltaje y la corriente apropiadas para el tipo de fallas , para fallas de línea-tierra use cantidades de línea- a tierra y para otro tipo de falla use cantidades de fase-fase.

Fallas de línea-tierra

$$V = V a'.I = I a'.Z = Z_s = \frac{(2Z_1 + Z_0)}{3}$$

Fallas de línea-línea, línea –tierra y fallas trifásicas.

$$V = V_{ab}'.I = I a' - I b'. Z = Z_1.$$

Recuerde que todos estas son cantidades compleja, esto ayuda a tener programas que automáticamente calcula valores complejos de forma de

onda. Algunos métodos están disponibles para calcular los valores RMS de una forma circular.

Si los transformadores de potencial son conectados a la fase se puede aun estimar ubicaciones para fallas de tierra ,si se sabe la impedancia de fuente de secuencia cero. El voltaje de fase a tierra es.

$$V_a = 1/3 (V_{ab} - V_{ca}) - Z_{o,src} \cdot I_o$$

Donde:

$Z_{o,src}$: Impedancia de secuencia cero de la fuente , Ω

I_o : Corriente de secuencia cero medida durante la falla es igual a $I_a/3$ para una falla de línea-tierra simple en la fase A.

A pesar que los voltajes y corrientes son complejas también se puede estimar la distancia solamente usando los valores absolutos, a pesar que se pierde alguna información de fase angular, en muchos casos es más conveniente usar cantidades complejas. **Así la solución de la ubicación de una falla simple con valores absoluto es.**

$$d = \frac{V}{I \cdot Z_t}$$

Donde:

V : Valor absoluto del voltaje RMS durante la falla , V

I : Valor absoluto de la corriente RMS durante la falla, Ω .

Z_t : Valor absoluto de la impedancia de línea Ω / unidad de longitud.

d : Distancia hacia la falla , unidades de longitud como la milla.

Con esta simple ecuación, se puede estimar respuestas con magnitudes de voltajes y corriente para una falla de tierra $Z_I=Z_s$ esta expresado en términos de Ω / millas.

Si el voltaje de línea – tierra , $V = 5000$ v, y la corriente de falla $I=1500$ A , la distancia es alrededor de 3.3 millas (5000/1500).

Recuerde usar el voltaje de fase-fase y la corriente $|I_a-I_b|$ y no $|I_a| - |I_b|$, para fallas que tienen más de una fase. Se puede calcular la distancia a la falla usando solamente la magnitud de la corriente (No se necesita ángulo de fase y solamente se necesita voltaje de prefalla y las impedancia de línea y fuentes) .

Si se sabe el valor absoluto de corriente de falla ,el voltaje de prefalla y la impedancia de la fuente, entonces la distancia a la falla es una solución a la siguiente ecuación cuadrática.

$$d = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Donde:

$$a : Z_t^2 ; b = 2 R_t R_{src} + 2 X_t X_{scr} C ; C = Z_{src}^2 - \left(\frac{V_{prefalla}}{I_{falla}} \right)^2$$

Rscr : Resistencia de fuente , Ω .

Xscr : Reactancia de fuente, Ω .

Zscr : Valor absoluto de la impedancia de la fuente , Ω .

Rt : Resistencia de línea , Ω / unidades de distancia.

Xt : Reactancia de línea, Ω / unidades de distancia.

Zt : Valor absoluto de la impedancia de línea, Ω / unidades de distancia.

I falla: Valor absoluto de la corriente RMS durante la falla, A .

V prefalla: Valor absoluto del voltaje RMS justamente antes de la falla en voltios.

Es usualmente más fácil usar un perfil de corriente de falla desarrollado desde una computadora en vez de usar estas ecuaciones un poco complicada. Si el voltaje de prefalla falta asuma que es igual al voltaje nominal.

Si se tiene un voltaje de prefalla divide la corriente para el voltaje prefalla en p.u. antes de interpolar en el perfil

Para corrientes de fallas , usar un perfil de corriente de falla que también permite cambiar la impedancia de línea a lo largo de la longitud de la misma.

Si se conoce la impedancia de fuente no se necesitan valores de corriente en el cálculo de la distancia, esta es otra solución para determinar la distancia utilizando la fórmula cuadrática. Esta vez con:

$$d = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (\text{L a raíz negativa por que, a, es negativa}).$$

Donde:

$$a = Z_t^2 - Z_t^2 \left(\frac{V_{prefalla}}{I_{falla}} \right)^2$$

$$b = 2 \cdot R_t \cdot R_{scr} + 2 \cdot X_t \cdot X_{scr}$$

$$c = Z_{scr}^2$$

Vfalla : Valor absoluto del voltaje RMS durante la falla, en voltios.

4.5 Factores para limitar las corriente de fallas.

Limitar la corriente de falla tiene muchos beneficios los cuales mejoran la seguridad y la confianza de los sistemas de distribución por ejemplo.

FALLAS.

Las quemaduras en las líneas aéreas y en los equipos son menos probables.

COORDINACION

La coordinación de fusible es mucho más fácil, el ahorro de fusible es más probable que se de.

En la mayoría de subestaciones de distribución la corriente de falla de 3 fases están limitadas a menos de 10 KA, las 2 principales maneras que los proveedores de energía maneja la corriente de fallas son:

IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR

Especificar un transformador de la subestación de mayor impedancia ayuda a limitar la corriente de falla ,la impedancia en transformadores normales están alrededor del 8 %, pero los proveedores de energía pueden tener transformadores con una impedancia tan alta del 20% para reducir la corriente de falla .

BARRA DIVIDA EN LA SUBESTACION

La mayoría de las subestaciones de distribución tienen un vínculo abierto entre las barras de la subestación principalmente para reducir la corriente de falla .

4.6 FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA

Una falla de alta impedancia es cuando un conductor tiene contacto físico con la tierra pero no toma suficiente energía o corriente para operar los equipos de protección. El ejemplo más común es cuando un cable aéreo se rompe y cae a tierra.

4.6.1 Practicas que ayudan a reducir las fallas de alta impedancia

Estructura de construcción rígida.

Si la fase de un cable se rompe es más probable que al caer toque el neutro en una construcción horizontal ,por esto una construcción vertical es mejor que una construcción horizontal, las estructuras de de una fase son mejores que las de tres fases.

Conductores de mayor calibre.

Conductores de mayor calibre o ASCR en vez de conductores de aluminio son más resistente y menos probable que se rompa para una condición mecánica o área.

Fusibles rápidos y pequeños.

Los fusible más rápidos son más probables de operar en fallas de alta impedancia, además los fusibles pequeños son más probable de aclarar fallas .

Podas de arboles.

La poda de los árboles hace que se produzca menos falla en los conductores.

Voltaje primario más alto.

Fallas de impedancia altas son mucho más probable en líneas de

34.5 KV y algo menos probable en línea de 24.94 kv que en los voltajes de 15 kv.

4.7 Características eléctricas del sistema Duran para el cálculo de Corriente de cortocircuito utilizando el programa Newton Raphson.

El sistema tiene 44 barras cuyos nombres y voltajes se la puede observar en la TABLA 4.7.1: Número y nombre de barras y voltaje.

La barra de oscilación es la subestación de transmisión DOS CERRITOS DE 167 MVA,230/69 KV.

La barra en estudio es ...ECUAPLAN...

La potencia base para el estudio es de 100 MV

4.8 Parámetros eléctricos del sistema Duran para calcular corriente de Cortocircuito

# BARRA	NOMBRE DE LA BARRA	VOLTAJE KV
1	DOS CERRITO 69 KV	69
2	AURORA	69
3	CALLE CUARTA	69
4	PASCUALES	69
5	TAP SAMBORONDON	69
6	SAMBORONDON	69
7	TAPMANGLERO	69
8	MANGLERO	69
9	TENNIS 69	69
10	PUENTE IN	69
11	PUENTE OUT	69
12	TAP DURAN NORTE	69
13	DURAN NORTE	69
14	RECREO	69
15	PASO RECREO	69
16	TAP RECREO	69
17	PLASTIEMPAQUES	69
18	DURAN SUR	69
19	PLASTIGAMA	69
20	ECUAPLAN	69
21	TAP PARQUE	69
22	PROCARSA	69
23	TAP MONT	69
24	MILAGRO	69
25	PROMARISCO	69
26	EXPALSA	69
27	PRONACA	69
28	DURAN OULET	69
29	SAMBORONDON 13.8	13.8
30	MANGLERO 13.8	13.8
31	TEN CL 1	13.8
32	TEN CL 2	13.8
33	DURAN NORTE 13.8	13.8
34	RECREO 13.8	13.8
35	PLASTIGAMA 13.8	13.8
36	DURAN SUR 1	13.8
37	DURAN SUR 2	13.8
38	PLASTIGAMA 13.8	13.8
39	ECUAPLAN 13.8	13.8
40	PROCARSA 13.8	13.8
41	PROMARISCO 13.8	13.8
42	EXPALSA 13.8	13.8
43	PRONACA 13.8	13.8
44	DURAN OULET 13.8	13.8

TABLA 4.7.1: Número y nombre de barras y voltaje nominal

# LINEAS	ENTRE BARRAS	R(pct)	x(pct)
1	0 A 1	0.31	9.05
2	1 A 2	1.0	3.25
3	2 A 3	3.04	9.84
4	3 A 4	1.14	2.69
5	1 A 5	0.9	2.92
6	5 A 6	11.28	21.54
7	2 A 7	1.72	5.55
8	7 A 8	0.08	0.14
9	7 A 9	0.44	1.42
10	9 A 10	0.96	3.11
11	10 A 11	0.32	1.79
12	11 A 12	0.27	0.87
13	12 A 13	0.79	1.51
14	1 A 14	5.6	18.15
15	1 A 15	5.6	18.15
16	15 A 16	1.2	3.9
17	16 A 17	0.05	0.16
18	16 A 18	0.41	1.34
19	18 A 19	0.78	1.49
20	19 A 20	0.09	0.16
21	19 A 21	0.69	1.31
22	21 A 22	0.63	1.2
23	22 A 23	9.66	18.44
24	23 A 24	5.08	16.45
25	21 A 25	1.33	2.54
26	25 A 26	0.02	0.04
27	26 A 27	0.08	0.14
28	16 A 28	0.15	0.29
29	6 A 29	9.5	204.8
30	8 A 30	3.96	76.33
31	9 A 31	4.75	65.3
32	9 A 32	4.75	65.3
33	13 A 33	3.96	75.83
34	14 A 34	0.0	147.5
35	17 A 35	0.0	56.88
36	18 A 36	3.96	75.67
37	18 A 37	3.96	55.96
38	19 A 38	9.5	188.8
39	20 A 39	0.0	268.8
40	22 A 40	0.0	195.6
41	25 A 41	0.0	268.8
42	26 A 42	0.0	132.8
43	27 A 43	0.0	132.8
44	28 A 44	0.0	280.0

TABLA 4.8: Resistencia y reactancia de secuencia +

# LINEAS	ENTRE BARRAS	R(pct)	x(pct)
1	0 A 1	0.08	2.69
2	1 A 2	2.33	12.91
3	2 A 3	7.06	39.06
4	3 A 4	2.21	10.45
5	1 A 5	2.1	11.61
6	5 A 6	19.66	82.44
7	2 A 7	3.98	22.05
8	7 A 8	0.13	0.55
9	7 A 9	1.02	5.62
10	9 A 10	2.23	12.33
11	10 A 11	1.38	7.62
12	11 A 12	0.62	3.44
13	12 A 13	1.38	5.77
14	1 A 14	13.01	72.02
15	1 A 15	13.01	72.02
16	15 A 16	2.79	15.49
17	16 A 17	0.11	0.62
18	16 A 18	0.96	5.33
19	18 A 19	1.36	5.69
20	19 A 20	0.15	0.62
21	19 A 21	1.20	5.03
22	21 A 22	1.10	4.59
23	22 A 23	16.83	70.58
24	23 A 24	11.79	65.28
25	21 A 25	2.32	9.73
26	25 A 26	0.04	0.15
27	26 A 27	0.13	0.55
28	16 A 28	0.26	1.10
29	0 A 29	9.50	204.8
30	0 A 30	3.96	76.3
31	0 A 31	4.75	65.3
32	0 A 32	4.75	65.3
33	13 A 33	3.96	75.83
34	14 A 34	0.0	147.5
35	0 A 35	0.0	56.88
36	18 A 36	3.96	75.67
37	18 A 37	3.96	55.96
38	0 A 38	9.5	188.80
39	0 A 39	0.0	268.8
40	0 A 40	0.0	195.6
41	0 A 41	0.0	268.8
42	0 A 42	0.0	132.8
43	0 A 43	0.0	132.8
44	0 A 44	0.0	280

Tabla 4.8.1: Resistencia y reactancia de secuencia CERO

4.9 Presentación del cálculo de las corrientes de cortocircuito.

NOMBRE DE LAS BARRAS	3 F-T	1 F - T	2 F - T		NEUTRO	F - F
	FASE A	FASE A	FASE B	FASE C		FASE B
ECUAPLAN	2134.5	2017.0	2043.3	2113.2	1900.8	1950.5
TAP PARQUE	2068.3	1909.5	1961.9	2030.4	1763.4	1886.5
PROCARSA	2003.4	1808.9	1884.8	1952.6	1639.9	1824.1
TAP MONT	1346.4	997.7	1197.6	1263.3	788.9	1204.6
MILAGRO	1054.3	712.8	926.7	976	536.5	936.6
PROMARISCO	1935.3	1708.1	1806.4	1873.8	1520.6	1758.8
EXPALSA	1933.4	1705.4	1804.3	1871.6	1517.5	1757.0
PRONACA	1926.4	1695.3	1796.3	1863.7	1505.7	1750.3
DURAN OULET	2303.8	2189.6	2217.7	2279.0	2074.3	2114.8
SAMBORONDON 13.8	1216.1	1257.8	1276.2	1192.8	1290.7	1242.3
MANGLERO 13.8	2097.4	2162.9	2263.5	1969.3	2192.2	2464.7
TENNIS CLUB 1	2204.7	2282.5	2390.4	2063.7	2315.9	2638.4
TENNIS CLUB 2	2204.7	2282.5	2390.4	2063.7	2315.9	2638.4
DURAN NORTE 13.8	2015.1	2015.1	2130.2	1873.5	1978.5	2334.7
RECREO 13.8	1495.4	1495.4	1562.3	1418.6	1482.5	1594.2
PLASTIEMPAQUES 13.8	2164.6	2288.8	2373.1	2057.7	2382.3	2572.9
DURAN SUR 1	1960.2	1951.8	2055.2	1834.8	1911.5	2250.0
DURAN SUR 2	2159.2	2159.2	2288.7	1996.2	2111.5	2562.8
PLASTIGAMA 13.8	1274.7	1320.7	1345.8	1243.8	1357.3	1313.7
ECUAPLAN 13.8	1025.5	1055.0	1070.9	1007.9	1081.9	1019.2
PROCARSA 13.8	1240.8	1287.4	1309.0	1216.3	1329.5	1272.6
PROMARISCO 13.8	1016.1	1048.4	1061.5	1001.7	1078.3	1008.6
EXPALSA 13.8	1516.8	1911.5	1974.5	1656.1	2526.1	1622.1
PRONACA 13.8	1516.0	1910.6	1973.6	1655.5	2525.3	1621.0
OULET 13.8	1004.6	1338.2	1407.5	1220.0	1977.7	995.5

Tabla 4.9 : Presentación del cálculo de corriente de corto circuito.

CAPÍTULO 5

5. PROTECCIONES DE CORTO CIRCUITO

Las protecciones de corto circuito es asunto importante en un sistema de distribución y los elementos de protección que se utilizan son: Los interruptores de circuito ,reconectores, fusibles y la vez la coordinación de estos también es muy importante, como por ejemplo la coordinación de fusibles de expulsión, la coordinación de fusibles limitantes de corriente, la coordinación reconector-reconector.

5.1 Principio de protección para un sistema de distribución

Los interruptores de circuitos deberán solamente en operar en caso de fallas y no para interrupciones momentáneas, transientes o aumento de carga. Adicionalmente estos dispositivos de protección deberían coordinar pero interrumpiendo el servicio en la menor cantidad de clientes como sea posible.

La filosofía de la protección de distribución difiere de la protección del sistema de transmisión y la protección en el área industrial .En el sistema de distribución la protección no es normalmente diseñada para tener

respaldo. Si un dispositivo de protección falla al operar, la falla podría quemar a este dispositivo hasta que otro dispositivo sea manualmente abierto. La cobertura de protección de seguro debería respaldarse si un dispositivo protección falla debido a un cortocircuito interno, un dispositivo tiene que operar para la falla interna del dispositivo de protección .

Más a menudo la protección de distribución se basa en configuraciones estandarizadas, equipos estandarizados y procedimiento estandarizados.

La estandarización permite operar a una compañía de distribución más fácilmente.

5.2 Interrupciones momentáneas y aumento de carga.

Cuando un sistema de distribución eléctrico se energiza los componentes adquieren una interrupción momentánea; el componente más largo del sistema magnetiza el material en los transformadores de distribución (En la mayoría de los casos es más seguro decir remagnetizarse desde el interior, el cual es magnetizado en una polaridad diferente si el circuito es energizado siguiendo una interrupción de duración corta). Los transformadores en las interrupciones momentáneas deben tener las siguientes características para la protección.

- 1.- En un transformador de distribución, las interrupciones momentaneas pueden alcanzar magnitudes picos de 30 veces el nivel del transforma-

dor a plena carga.

2.- Relativo al nivel del transformador, la interrupción momentánea tiene magnitudes picos mayores para transformadores más pequeños pero la constante de tiempo es grande para transformadores de mayor capacidad.

3.- Algunas veces las interrupciones momentáneas ocurren y algunas veces no, dependiendo de la forma del voltaje a la cual ocurre el reconectado.

4.-La impedancia del sistema limita las variaciones momentáneas. La impedancia del sistema relativa al tamaño del transformador es un concepto importante ya que limita las variaciones momentáneas picos para transformadores más grandes y mayor número de transformadores. Si un transformador de distribución es energizado por sí mismo, el transformador es pequeño, relativo a la impedancia de la fuente así las variaciones momentáneas picos se maximizan.

Si un tap con varios transformadores es energizado, el equivalente de los transformadores conectados es más grande relativo a la impedancia del sistema, así las interrupciones momentáneas picos decrece pero la duración es extendida. Algunos transformadores energizados en ocasiones reduce el voltaje del sistema. Esta reducción en el voltaje

causa menos interrupciones momentáneas de corriente.

Para un alimentador completo es incluso más grande las reducciones de voltaje, así menos interrupciones momentáneas de corriente son observadas.

5.3 Elementos de protección en los sistemas de distribución

Los elementos de protección en los sistemas de distribución son: Interruptores de circuito, reconectores, fusibles de expulsión, fusibles limitantes de corrientes, de estos elementos hablaremos detalladamente a continuación.

5.3.1 Interruptores de circuito.

Todos los interruptores de circuito incluyendo los breakers de circuitos y los reconectores operan bajo algunos principios básicos.

Todos los dispositivos de protección interrumpen las corrientes de fallas durante el cruce de cero. Para hacer esto el interruptor crea un arco. En un fusible un arco es creado cuando los elementos del fusible se funden, y en un breaker de circuito se aísla el arco cuando los contactos mecánicamente se separa. Un arco se conduce a través de gases ionizante, el cual guía a un camino relativamente de baja impedancia.

Luego que el arco es creado la idea es incrementar la fuerza dieléctrica a través del arco así el arco elimina una corriente a cero.

Cada medio ciclo la corriente momentánea se separa ya que esta reversando la dirección. Durante este periodo en la cual la corriente esta reversando el arco no está conduciendo arco y esta comenzando a desionizar en un sentido, el circuito es interrumpido justo después que el arco es interrumpido, el voltaje a lo largo del camino del arco actualmente interrumpido se crea un voltaje de recuperación si la fuerza dieléctrica se incrementa más rápido que el voltaje de recuperación, posteriormente el circuito permanecerá interrumpido.

5.3.2 Reconectores.

Un reconector es un dispositivo de protección especialmente usado en el sistema de distribución, capaz de interrumpir la corriente de falla y automáticamente reconectar. La definición oficial de un reconector es: El reconector es un dispositivo auto controlado para automáticamente interrumpir y reconectar un circuito de corriente alterna, con una secuencia predeterminada de apertura y reconectado seguido por el reseteo.

Como un breaker de circuito la interrupción ocurre en una corriente cero, el medio de interrupción de un reconectador es más comúnmente de vacío o de aceite. El medio insulante es generalmente aceite, aire o un dieléctrico sólido o SF₆. El control del reconectado puede ser electrónico, electromecánico o hidráulico, un reconectador hidráulico usa resorte y un sistema hidráulico para medir el tiempo y actuar, los coeficientes de interrupción de un reconectador están basados en los coeficientes de corriente simétrica.

El coeficiente de corriente de interrupción no cambia con el voltaje. Hay una excepción que algunos reconectores tienen una corriente de interrupción mayor si es operado a un voltaje significativamente inferior al del coeficiente. Los reconectores más pequeños con coeficiente continuo de 50 a 200 amperios típicamente tiene coeficiente de interrupción de 2 a 5 kA estos normalmente deberían ser reconectores alimentadores.

Reconectores más grandes que puede ser utilizado en subestaciones tienen coeficiente de corriente continua tan alto como 1200 amperios y coeficiente de interrupción de 10-16 KA.

Históricamente los reconectores con tipo de bobina de serie tienen Coeficiente de bobina de 25,35,50,70,100,140,200,280,280,400,500

amperios (Cada coeficiente es aproximadamente 1.4 veces mayor que el coeficiente más bajo).

Los reconectores son probados a un índice específico X/R como es especificado en ANSI/IEEE C37.60 – 1981.

Un valor típico de prueba es $X/R = 16$. Mientras que un índice menor en el punto de aplicación no significa que se puede incrementar el nivel de un reconector, el reconector debe estar cerrado si el índice X/R es mayor que el especificado.

5.3.3 Fusibles de expulsión

Los fusibles de expulsión son los dispositivos más comunes en los circuitos de distribución. Los fusibles son interruptores de bajo costo que son reemplazados fácilmente cuando estos se queman. La interrupción es relativamente rápida y puede ocurrir en la mitad de un ciclo para corrientes grandes.

Un fusible de expulsión tiene un concepto simple: Es un elemento hecho de estaño o fusiones de plata diseñado para alta corriente.

El índice de velocidad de un fusible cuantifica cuán expandida está la curva de fusible.

El índice de velocidad está definido diferentemente del tamaño del fusible.

El índice de velocidad para niveles de fusibles de 100 amperios y por debajo de los 100 amperios.

$$= \frac{\text{CORRIENTE COMBINADA A 0.1 SEGUNDO}}{\text{CORRIENTE COMBINADA A 300 SEGUNDOS}}$$

Índice de velocidad para niveles por encima de 100 amperios

$$= \frac{\text{CORRIENTE COMBINADA A 0.1 SEGUNDO}}{\text{CORRIENTE COMBINADA A 600 SEGUNDOS}}$$

Los estándares de la industria especifican dos tipos de fusibles de expulsión, los fusibles más usados es el de tipo K que es relativamente un fusible más rápido y el tipo T que es algo más lento. Los tipo K tiene un índice de velocidad de 6 a 8. Los de tipo T tiene un índice de velocidad de 10 a 13. Los fusibles tipo K es el más usado para transformadores y para tap de líneas. Los fusibles tipo K y T son estandarizado.

Las dos curvas de corriente-tiempo son mostradas para los fusibles de expulsión. La curva mínima combinada y el máximo total de la curva aclarada. El tiempo mínimo de fundición es del 90%. El tiempo

total de aclaramiento es el tiempo de fundición mas el tiempo de duración del arco,mas la tolerancia de los diseñadores.

La figura 5.3.3 , muestra las 2 curvas publicadas para los fusible tipo K y T en 50 amperios. Las curvas de fundición mínima del diseñador para fusibles menores o iguales a 100 amperios normalmente empieza en 300 segundos y aquellos por encima de 100 amperios empiezan en 600 segundos.

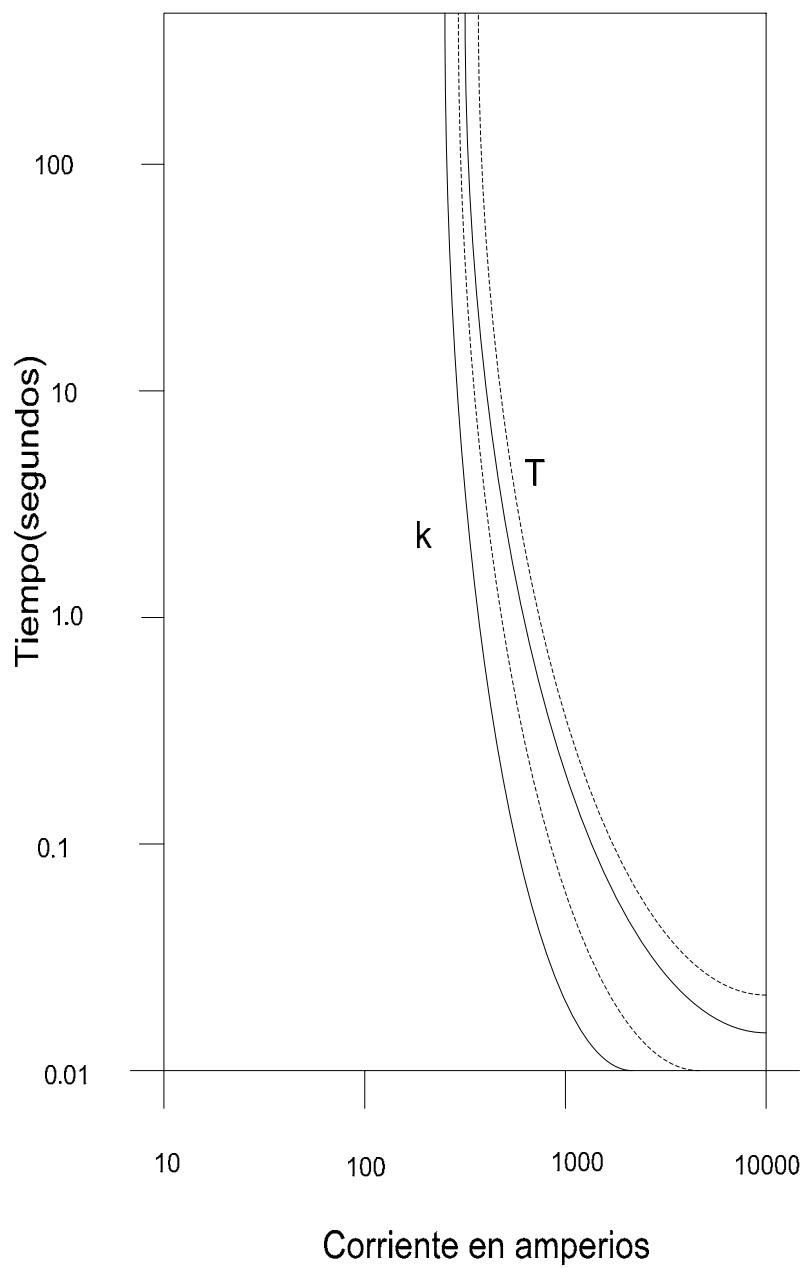


Figura 5.3.3:Curvas de fusibles (corriente VS tiempo) tipo K y T

5.3.4 Fusibles limitantes de corriente

Los fusibles limitantes de corrientes (CLF) son otros interruptores que tiene la única habilidad de reducir la magnitud de la corriente de falla.

Los fusibles limitantes de corrientes consiste en elementos de fusible en arena de silicón, cuando la corriente de falla funde los elementos de fusibles, la arena se funde en un tubo delgado de vidrio. El voltaje a lo largo del arco en el tubo delgado incrementa rápidamente. EL tubo delgado reduce el arco, La arena ayuda a enfriar el arco (lo que significa que la arena toma energía del arco) y esta absorbe los electrones, así el arco tiene poco aire ionizable para usarlo como conductor. Sin aire ionizable el arco disminuye y la resistencia se vuelve más alta. Esta causa un voltaje posterior que rápidamente reduce la corriente.

El incremento en la resistencia también disminuye el índice X/R del circuito causando una corriente cero prematura.

A una corriente cero, el arco se extingue cuando el índice X/R es bajo, el voltaje cero y corriente cero ocurre casi simultáneamente, así habrá muy poco voltaje de recuperación de transiente.

El alto voltaje de arco aparece luego de que el elemento se funde, debido a que el fusible limitante de corriente fuerza una temprana

corriente cero, el fusible puede aclarar el cortocircuito en mucho menos que la mitad de un ciclo. Los fusibles limitantes de corriente son conocidos por ser de alta capacidad de aclaración de fallas. Los fusibles limitantes de corriente tienen niveles de interrupción máximo simétrico de 50 KA, en cambio los fusibles de expulsión los cuales pueden tener niveles de interrupción máximo típico de 3.5 amperios en aceite y 13 KA en un corte, los fusibles limitantes de corrientes contienen completamente el arco durante la operación y son silenciosos sin incremento de presión. Los fusibles limitantes de corriente son ampliamente usados en áreas de altas corriente de falla, **La tabla 5.3.4**, muestra el % de aplicaciones en que usan los fusibles limitantes de corrientes.

La principal razón dado para el uso de fusible limitante de corriente es la seguridad.

USO	5KV	15KV	25KV	35 KV
PROPOSITO GENERAL	15%	29%	30%	18%
DE RESPALDO	15%	38%	43%	30%
SOBRE OH DE LINEA LATERAL	5%	6%	9%	3%
SOBRE UG DE LINEA LATERAL	7%	18%	20%	18%

Tabla 5.3.4: Porcentaje de aplicaciones de los fusibles limitantes de corriente en diferentes niveles de tensión

5.4 Dispositivo de coordinación

Algunos detalles aparecen cuando se coordina dispositivo específico. Normalmente se quiere asegurar que el dispositivo aclare antes que el dispositivo superior opere sobre la corriente de rango de falla disponible de los equipos inferiores.

Las características de tiempo corriente de ambos dispositivo normalmente muestran como dos dispositivos se coordinan bien. Debido a la diferencia de los dispositivos, algunas combinaciones requieren propuestas ligeramente diferentes.

5.4.1 Coordinación de fusibles de expulsión

Cuando se coordina dos fusibles, el fusible inferior (refiriéndose al dispositivo de protección debería operar antes del fusible superior). Para alcanzar este objetivo se debe asegurar el tiempo de aclaración total del fusible de protección sea menor del tiempo de daño sea menor del tiempo de daño del fusible protegido. El tiempo de daño es el 75% del tiempo mínimo de fundición. Un ejemplo de coordinación de un fusible tipo 10 K con un fusible tipo 65 K es mostrado en la **grafico 5.4.1** , por encima de una corriente determinada los dos fusibles no coordinan, el fusible protegido podría sufrir daño o fundirse antes que el fusible de protección pueda aclarar la falla. Para altas corrientes de falla la

coordinación es imposible porque ambos fusibles se pueden abrir. El ejemplo muestra que por encima de 2310 amperios la curva de aclaración total para el fusible tipo 65 K está por encima de la curva de daño del fusible tipo 100k, los proveedores viven con este tipo de descoordinación. La **tabla 5.4.1.1** menciona las corrientes de coordinación máxima entre los fusibles tipo K, en caso donde los fusibles no coordinan ¿Por qué tener el segundo fusible?. El segundo fusible aun es importante este agrega otro punto seccionalizante (para un fusible en un corte), para una falla inferior, esta identifica la ubicación de falla en un área más pequeña. También el fusible inferior puede operar sin dañar el fusible superior.

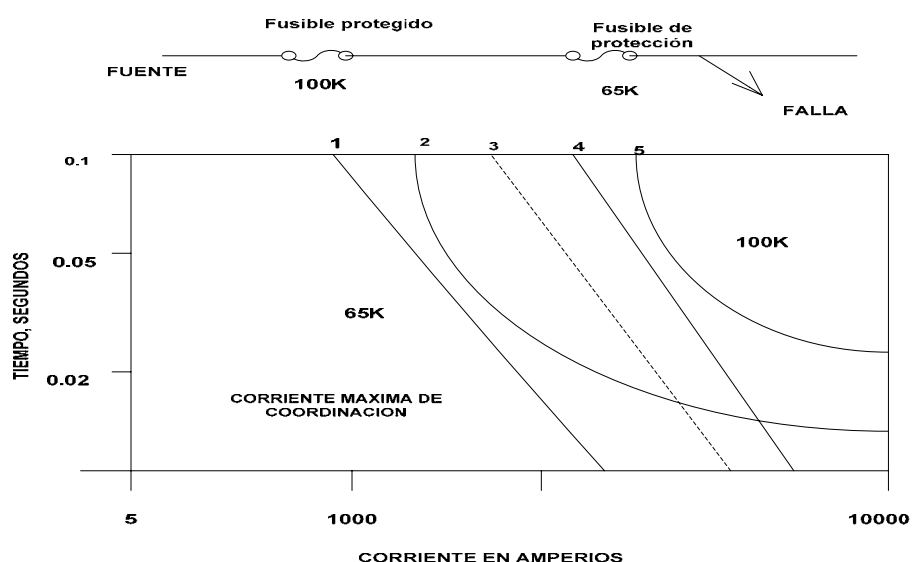


Gráfico 5.4.1.: Ejemplo de coordinación de los fusibles 100K y 65 K

- 1:65k Fundición mínima.
- 2:65K Aclaración total
- 3:100K Tiempo de daño
- 4:100K Fundición mínima
- 5:100K Aclaración total

	CORRIENTE DE FALLA MAXIMA PARA LA COORDINACION ENTRE LOS VINCULOS DE FUSIBLE K DADOS												
	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6K	170	310	460	640	840	1060	1410	1800	2230	2930	3670	5890	9190
8K	20	230	410	610	810	1040	1400	1790	2230	2930	3670	5890	9190
10K		40	300	550	780	1000	1370	1770	2220	2930	3670	5890	9190
12K			80	420	690	950	1330	1730	2190	2910	3650	5880	9190
15K				90	530	840	1250	1670	2120	2870	3640	5870	9190
20K					100	610	1120	1570	2040	2800	3590	5870	9190
25K						120	840	1380	1920	2710	3510	5830	9150
30K							240	1090	1690	2570	3380	5740	9110
40K								300	1240	2260	3210	5630	9010
50K									240	1750	2800	5500	8910
65K										970	2310	5210	8740
80K											420	4460	8430
100K												3550	7950
140K													4210

Tabla 5.4.1.1:Corrientes de falla máxima para la coordinación de los los fusibles tipo K

5.4.2 Coordinación de fusibles limitantes de corriente

Coordinar dos fusibles limitantes de corriente es similar a coordinar dos fusibles de expulsión. Coordinar las características de tiempo corriente y asegurar que el tiempo máximo de aclaración del fusible de carga es menor al 75 % del tiempo mínimo de fundición del fusible de recurso.

sobre el rango de corriente de falla disponible en el fusible de carga.

El factor del 75% contabiliza el daño al fusible de recurso.

Los fusibles de corriente limitante muy altas pueden coordinar corriente muy altas. Para coordinar a corrientes más altas que las mostradas en característica de tiempo-corriente (operaciones más rápidas que 0,01 seg) , asegúrese que el $L^2 \cdot t$ máximo de aclaración de fusible de carga sea menor que el 75 % del $L^2 \cdot t$ mínimo de fundición del fusible de recurso , los fabricantes proveen ambos de estos valores $L^2 \cdot t$ para fusible limitante de corriente. Coordinar un fusible de expulsión con un fusible de limitante de corriente permite tener cierta ventaja ya que las características de fundición y aclaración de fusibles de corriente limitantes son muchos más inclinadas que los vínculos de expulsión.

La coordinación es muchas veces difícil, las curvas características de operación tienden más a superarlo. Un fusible limitante de corriente de carga coordina sobre un amplio rango de corriente de falla. Para un fusible limitante de corriente de recurso, las limitaciones de aclaración falla de los fusibles de expulsión(alrededor de 0.8 ciclos) proveen la coordinación de corriente altas. Para corriente por encima de este, cualquiera de los 2 operara o solamente el fusible limitante de corriente operara.

5.4.3 Coordinación reconectador-reconectador

Para coordinar dos reconectores la separación de curva que necesita del tipo de reconectador. Para reconectores hidráulica-hidráulicamente controlados que son operados en bobinas en serie, ambos operan si hay una separación de menos de 2 ciclos; ambos pueden operar a 12 ciclos, y ambos coordinan apropiadamente si existe más de 12 ciclos de separación. Para reconectores hidráulicamente controlados que usan sellado selenoídico de alto voltaje (reconectores mas grande), se necesita 8 ciclos de separación para la coordinación (si es menos que dos ciclos ambos dispositivo operan). Esta información es para reconectores tipo **Cooper**.

5.5 Diagramas de protecciones del sistema Duran

Ver los anexos de 5.5.1 a anexos 5.5.6 de protecciones de las subestaciones eléctricas del Sistema Duran.

CAPÍTULO 6

6. INDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices de confiabilidad son valores que nos indica si el servicio que presta a sus clientes la empresa de distribución eléctrica es eficiente o es pésimo. Los distribuidores de energía eléctrica utilizan para determinar su eficiencia de servicio, los índices basados en el cliente (SAIFI Y SAIDI) y los índices basados en la carga (ASIFI Y ASIDI).

6.1 Índices basados en el cliente.

Los proveedores de energía normalmente usan dos tipos de índice de confiabilidad estos son: El **SAIFI, SAIDI**, para comparar la confianza. Estos categorizan la frecuencia y la duración de las interrupciones durante el periodo de reporte (Normalmente 5 años).

SAIFI : Sistema de interrupción promedio de índice de frecuencia

$$SAIFI = \frac{TOTAL\ DEL\ NUMERO\ DE\ INTERRUPCIONES\ DEL\ CONSUMIDOR}{TOTAL\ DEL\ NUMEROS\ DE\ CONSUMIDORES\ SERVIDOS}$$

Típicamente el promedio de clientes de los proveedores mantuvieron

entre uno y dos interrupciones por años. SAIFI es también un rango promedio de fallas, el cual es normalmente expresado como λ , otra medición útil es en el transcurso de la falla (MTBF) el cual es el recíproco del rango de falla : MTBF en años es:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda}$$

SAIDI: Sistema de duración de interrupción promedio de índice de frecuencia.

$$SAIDI = \frac{SUMA DE TODAS LAS DURACIONES DE LA INTERRUPCIONES / CLIENTE}{TOTAL DE CONSUMIDORES SERVIDOS}$$

SAIDI cuantifica la duración total promedio de las interrupciones, **SAIDI** está expresado en unidades por horas o minutos por años. Otro nombre común para el SAIDI son el CMI o CMO en el que relaciona los minutos de interrupciones o la escasez de los clientes.

SAIFI Y SAIDI son los índice de confiabilidad más utilizados, D para la duración y F para la frecuencia. Otro índice relacionado es el **CAIDI**.

CAIDI : Índice de frecuencia de duración de interrupción promedio del cliente o del consumidor .

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{SUMA DE TODAS DURACIONES DE INTERRUPCIONES DEL CLIENTE}{NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES DEL CLIENTE}$$

El CAIDI es un tiempo recíproco aparente (Desde el punto de vista del cliente). Esto es generalmente mucho más corto que el tiempo real de reparo, porque los proveedores de energía normalmente sectorizan los circuitos para reorganizar a tanto clientes como sea posible, antes que los trabajadores arreglen el daño actual.

CAIDI también es usado en otras industrias, y es conocida como ASAI

ASAI(Índice de disponibilidad de servicio promedio).

$$ASAI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN HORAS DEL CLIENTE}{DEMANDA DEL SERVICIO EN HORAS DEL CLIENTE}$$

Se puede encontrar el ASIFI desde SAIDI pero especificando en horas como :

$$ASAI = \frac{8760 - SAIDI}{8760}$$

Use (8784 Horas / años, para un salto de un año).

Los índices del proveedor varían ampliamente debido a los siguientes factores.

- 1.- climas
- 2.-Ambiente Físico (Principalmente la cobertura de árboles)
- 3.-Densidad de la carga
- 4.-Voltaje de distribución
- 5.-Edad.

6.-% de profundidad.

7.-Método de grabación de interrupciones.

Dentro de un proveedor de energía el desempeño de los circuitos varían ampliamente, y por estas mismas razones lo que se provoca la esparción de los índices del proveedor de energía :Los circuitos tienen diferentes longitudes, necesarias para alimentar diferentes área de densidades de carga , algunas son más antiguas que otras y algunas áreas pueden tener menos cobertura de árboles.

La confianza de los clientes no está normalmente distribuida, una distribución sesgada tal como la distribución normal de registro es mas apropiada y ha sido usado en varias aplicaciones de credibilidad, una distribución de registro normal es apropiada para informaciones que esta bordeando el cero.

La distribución sesgada tiene diferente ramificaciones.

- 1.- El promedio es más alto que la mediana, la mediana es una mejor representación del cliente típico.
- 2.- Mal desempeño de los clientes y dominios de los índices de los circuitos.
- 3.- Tormentas y otros contra tiempo sesgan los índices. Dese cuenta que el SAIFI y el SAIDI son índice de desempeño pasado. Ellos enfatizan el desempeño de los circuitos de peor desempeño durante tormentas.

El SAIDI y SAIFI no son necesariamente buenos indicadores del típico que los clientes tienen.

6.2 Índices basados en la carga

Los clientes residenciales dominan el SAIFI y el SAIDI desde que estos índice trata a cada cliente a la vez .A pesar que el 80% de los clientes residenciales son cliente de los proveedores de energía típicos ,ellos podrían tener el 40% de carga del proveedor, para pasar mejor a los más grandes los índices basados en la carga están disponible en el equivalente de SAIFI Y SAIDI pero ubicados por cargas son llamados como el ASIFI Y ASIDI.

ASIFI : (Índice de frecuencia de interrupción del sistema promedio).

$$ASIFI = \frac{INTERRUPTOR\ KVA\ CONECTADO}{TOTAL\ KVA\ SERVIDO\ CONECTADO}$$

ASIDI : (Índice de frecuencia de interrupción de un sistema promedio)

$$ASIDI = \frac{DURACION\ DE\ INTERRUPCION\ DE\ KVA\ CONECTADO}{TOTAL\ DE\ KVA\ SERVIDO\ CONECTADO}$$

Menos del 80 % de proveedores de energía rastrean ASIFI Y ASIDI

ya que son difícil de rastrear (Sabido que las cargas interrumpidas es más difícil de saber que el número de clientes interrumpidos). También los proveedores de energía de los clientes comerciales e industriales tiene suficiente problemas que se deben a falta de atención.

6.3 Variable que afectan los índices de confiabilidad

Circuitos más largos tienden a tener más interrupciones .Esto es difícil de evitar en un circuito radial normal, pero algo se puede solucionar al utilizar reconectores, fusibles, detectores de puntos calientes o la automatización de estos circuitos. La mayoría del cambio que se obtendría es en el **SAIFI**; la duración de interrupción (CAIDI) es menos dependiente de las longitudes de los circuitos de carga.

Es más fácil proveer mayor confiabilidad en áreas urbanas ; las longitudes de los circuitos son más cortos y los sistemas de distribución son más confiables y más económicos.

Una encuesta realizada en Indianápolis de la potencia en la que se incluye el desempeño de proveedores de energía a grandes ciudades, como se esperaba , los resultados urbanos son mejores que otras encuesta realizadas a proveedores de energía en general.

6.4 Sistema de distribución paralelo

Para mejorar drásticamente la confiabilidad para los consumidores es necesario una distribución en paralelo ya que se tienen sistema de distribución con trayectorias redundante, esquemas selectivos primarios y secundario de dos alimentadores, sistema de rejilla o punto de varios alimentadores con secundarios juntos.

Analizar la confiabilidad de los sistemas interconectados es difícil. Con algunos componentes en serie y paralelos, se pueden encontrar los niveles de fallas y la duración de estos reduciendo el sistema usando las combinaciones de serie o paralelo de los elementos.

$$\lambda_p = \frac{u_p}{r_p}$$

$$u_p = U_{1x}U_{2x}\dots\dots xU_n = \lambda_1x\lambda_2x\dots\dots x\lambda_nxr_1xr_2x\dots rn$$

$$r_p = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \dots\dots + \frac{1}{r_n}}$$

Para n= 2

$$\lambda_p = \frac{u_p}{r_p} = \lambda_1u_2 + \lambda_2u_1 = \lambda_1\lambda_2(r_1 + r_2)$$

El suscrito p es el total de las combinaciones paralelas, note que las unidades deben permanecer iguales: λ tiene una unidad de 1/años; entonces el tiempo de reparación r debe estar en unidades de años.

Normalmente esto significa precipitar a r a 8760 si r esta en horas o 525600 si r esta en minutos.

6.5 Mejoramiento de la confiabilidad

Se tiene diferente método de reducción de la interrupción de larga duración estas son:

- 1.- Reducir fallas: Podas de árboles ,vigilancia de animales y patrullaje de circuitos.
- 2.- Encontrar y reparar tan pronto sea posible las fallas, indicadores de de fallas de circuitos, mejoramiento en el sistema de manejo de la selección del personal y mejorar la búsqueda de fallas en los conductores.
- 3.- Limitar los números de consumidores interrumpidos
- 4.- Solo interrumpa el servicio a los consumidores que tengan fallas Permanentes, usar reconectores en vez de fusibles , utilizar esquema de ahorro de fusible si se trata de mejorar la confiabilidad en un circuito particular y si se trata de incrementar la confiabilidad del sistema los principales objetivos que se deben cumplir son:

- 1.-identificar posibles proyectos.
- 2.-Estimar el costo de cada configuración u opción.

- 3.-Estimar el mejoramiento en confiabilidad con cada opción.
- 4.-Ubique los proyectos basados en el índice de costo beneficio.

6.6 Identificar causas de fallas.

Identificar los tipos de fallas ayudan a conocer donde enfocar los mejoramientos. Si los animales no causan las fallas, entonces no se necesita guardia de animales. Algunos proveedores de energía designan las interrupciones con código de identificación.

La base de dato del sistema de identificación de falla es un tesoro de información que se puede usar para ayudar a mejorar la confiabilidad futura.

Diferente causas de falla afecta diferentemente a los índices de confiabilidad. El impacto relativo varían ampliamente por ejemplo las fallas causadas por los árboles tienen mayor tiempo de reparo pero impacta a menos consumidores.

Almacenar este tipo de información para una región de operación de un proveedor ayuda a identificar los problemas más comunes para un área de servicio. Estos numerosos cambios por región dependen del clima y la práctica de construcción de densidades de carga y otros factores.

6.7 Índices de confiabilidad de EMELGUR.

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN													
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO													
NOMBRE DE LA EMPRESA:		EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.											
Año		2.008											
CONTROL DEL SERVICIO TECNICO													
Meses	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Índice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)	
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk
Ene	Todas	Todas	Urb-Rur	212.292	153.603	3,93	4,93	4	8	SI	SI	-2%	38%
Feb	Todas	Todas	Urb-Rur	212.292	181.732	6,34	6,62	4	8	NO	SI	58%	17%
Mar	Todas	Todas	Urb-Rur	212.292	1.014.618	8,64	10,03	4	8	NO	NO	116%	25%
Abr	Todas	Todas	Urb-Rur	212.292	1.141.423	11,58	12,00	4	8	NO	NO	189%	50%
May	Todas	Todas	Urb-Rur	212.292	1.201.233	16,38	15,79	4	8	NO	NO	309%	97%
Jun	Todas	Todas	Urb-Rur	212.292	1.206.651	17,99	16,51	4	8	NO	NO	350%	106%

Tabla 6.7.1 : Reporte de control del servicio Técnico de Enero a junio del 2008

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION											
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO											
NOMBRE DE LA EMPRESA: Año 2.008				EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS- LOS RIOS							
				Número de interrupciones							
				Internas				Externas			
Meses	Subestación	Alimentador	Tipo	Programadas	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
Ene	Todas	Todas	Urb-Rur	20	222	0	41	0	0	0	0
Feb	Todas	Todas	Urb-Rur	8	111	0	20	0	0	0	0
Mar	Todas	Todas	Urb-Rur	36	142	0	0	0	0	0	0
Abr	Todas	Todas	Urb-Rur	18	186	0	0	0	0	0	0
May	Todas	Todas	Urb-Rur	39	297	0	0	0	0	0	0
Jun	Todas	Todas	Urb-Rur	8	111	0	20	0	0	0	0

Tabla 6.7.2: Reporte de interrupción de Enero a Junio del 2008.

Los reportes de los meses de enero a Junio del 2008 de control de Servicio Técnico y número de interrupciones del sistema Duran y otra Subestaciones del sistema Daule y Quevedo se los puede ver en los Anexos de 6.6.1 a 6.6.5.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Una vez realizados los estudios de flujos de carga del sistema Duran, con carga máxima en horas picos se obtiene los siguientes niveles de voltaje ver tabla 7.1 en los que se puede observar que las barras:

Tap plástiempaques. Duran Sur1 ,Duran Norte, El recreo, Plástiempaques, Isla sol, Rio Grande, camino Real, Aquamarina, la puntilla, Fontana, El Torner , Biblos , Vista al rio, Riocentro, Entre Rios1, Entre Rios 2, Villanueva, las cuales tiene un nivel inferior de voltaje mínimo permisible (13,11 Kv). A pesar de esto todo el sistema opera normalmente pero tendría problemas en el futuro si no se toma medidas preventivas como realizar un estudio de ubicación de banco de capacitores con una carga proyectada para evitar que con una carga superior a la actual , que el sistema tenga problemas de bajo voltaje en el alimentador y por ende se produzca una suspensión de servicio a los abonados y que la empresa sea penalizada por el CONELEC por bajo voltaje y bajo nivel de frecuencia.

BARRA	NOMBRE DE BARRA	V.P.U	ANGULO	Kv Nominal
1	DOS CERRITO 69 KV	1.0	0	69
2	AURORA	0,993	-0.5	13,7034
3	TENNIS 69 KV	0,983	-1.2	67,827
4	TAPSAMBORONDON	0,99	-0.1	13,662
5	SAMBORONDON 69 KV	0,991	-0.4	68,379
6	TAP RECREO	0,952	-3.4	13,1376
7	TAPPLASTIEMPAQUES	0,942	-4.1	12,9996
8	DURAN SUR 69	0,94	-4.3	64,86
9	RECREO 69	0,982	-1.1	67,758
10	DURAN NORTE 69 KV	0,939	-4.3	64,791
11	TENNIS 1	0,966	-3.6	13,3308
12	TENNIS 2	0,957	-4.5	13,2066
13	SAMBORONDON 13.8 KV	0,969	-2.7	13,3722
14	PLASTIEMPAQUES 69 KV	0,942	-4.1	64,998
15	DURAN SUR 1	0,916	-8.5	12,6408
16	DURAN SUR 2	0,956	-8.1	13,1928
17	DURAN NORTE 13.8 KV	0,911	-8.3	12,5718
18	RECREO 13.8 KV	0,941	-6.1	12,9858
19	PLASTIEMPAQUES	0,925	-6.0	12,765
20	TAPMANGLERO	0,985	-1.1	13,593
21	MANGLERO 69 KV	0,984	-1.1	67,896
22	MANGLERO 13.8 KV	0,985	-4.7	13,593
37	ISLA SOL	0,938	-5.2	12,9444
38	RIO GRANDE	0,936	-5.3	12,9168
40	CAMINO REAL	0,94	-5.1	12,972
41	AQUAMARINA	0,935	-5.4	12,903
42	LA PUNTILLA	0,933	-5.3	12,8754
43	FONTANA	0,949	-4.8	13,0962
44	EL TORNERO	0,9469	-4.9	13,06722
45	BIBLOS	0,942	-5.0	12,9996
46	VISTA AL RIO	0,939	-5.1	12,9582
47	RIO CENTRO	0,936	-5.3	12,9168
48	ENTRE RIOS 1	0,931	-5.5	12,8478
49	ENTRE RIOS 2	0,93	-5.6	12,834
50	VILLANUEVA	0,93	-5.6	12,834
51	GUAYAQUIL TENNIS	0,954	-4.8	13,1652
52	SAN ISIDRO	0,952	-4.8	13,1376
53	PALMAR RIO	0,951	-4.9	13,1238

Tabla 7.1 : Niveles de voltaje en la barra del sistema Duran

También se obtuvo los resultados de cargabilidad de los transformadores de potencia del sistema, se puede observar los transformadores que están más sobrecargados son Samborombón (82,47%), Tennis 2 (93,53%), Manglero (98,40%), Duran Sur 2 (98,99%), Duran Sur 1 (100,42%), El Recreo (113,47%), ver tabla 7.2

Se puede observar que los transformadores que sobrepasa las capacidades nominales (Están sobrecargados) son: Duran Sur 1 (100,42%), El Recreo (113,40%).

Con respecto a los índices de confiabilidad para los meses de Enero a Junio del 2008 para todos los alimentadores de subestaciones del sistema Duran, y los alimentadores del sistema sistema Daule y Quevedo se puede observar que los meses con mayor número de interrupciones debido a causas internas no programados son: Mayo con 297, Enero con 222 pero incluidas con 41 interrupciones debido a causas externas del transmisor y Abril con 186. Y los meses de Marzo con 142 interrupciones internas no programadas.

Febrero, junio Con 111 interrupciones incluidas 20 debidos a causas externas del transmisor.

Para mayor detalles ver la tabla 6.7.2 de Resumen de interrupciones de los meses de Enero a Junio del 2008

BARRA	BARRA	R	X	P(MW)	Q(MVAR)	S(MVA)	MVA		Cargabilidad (%)
							NOMINAL	MAXIMO	
1	2	1.13	3.65	26,09	10,95	28,295	80	96	35,36838719
2	20	1.39	4.49	26	10,73	28,127	80	96	35,15885601
20	3	0.41	1.33	15,01	5,87	16,117	80	96	20,14622328
20	21	0.08	0.14	10,88	4,59	11,809	55	65	21,47014071
1	4	0.9	2.92	3,72	1,43	3,9854	80	96	4,981732254
4	5	11.28	21.54	3,72	1,49	4,0073	55	65	7,286010597
1	6	5.6	18.15	35,73	16	39,149	80	96	48,93606958
6	7	1.2	3.9	34,87	13,55	37,41	80	96	46,76268879
7	14	0.05	0.16	23,93	8,7	25,462	80	96	31,82802666
7	10	1.33	3.26	10,75	4,31	11,582	80	96	14,47727745
14	8	0.41	1.34	22,69	7,7	23,961	80	96	29,95116077
1	9	5.6	18.15	12,42	5,79	13,703	80	96	17,12912815
3	12	4.75	65.3	8,62	3,63	9,3531	10	12	93,53143856
3	11	4.75	65.3	6,38	2,24	6,7618	10	12	67,61804493
5	13	9.5	110.0	3,7	1,82	4,1234	5	6	82,46793316
8	15	3.96	55.96	11,51	3,57	12,051	12	16	100,4244464
8	16	3.96	56.75	11,16	4,07	11,879	12	16	98,99161721
10	17	3.96	56.88	10,73	4,33	11,571	12	16	96,42275262
9	18	3.96	66.83	12,32	5,8	13,617	12	16	113,4749116
14	19	19.0	248.92	1,24	1	1,593	3	3	53,09948734
21	22	3.96	55.96	10,88	4,59	11,809	12	16	98,40481159
12	40	30.91	37.77	3,66	1,29	3,8807	8	10	48,50853662
40	37	3.86	4.97	3,41	1,11	3,5861	8	10	44,82640126
37	38	4.63	6.21	2,61	0,68	2,6971	8	10	33,71410128
38	41	3.86	4.97	1,8	0,24	1,8159	8	10	22,69911893
41	42	9.66	12.43	1,5	0,08	1,5021	8	10	18,77664773
12	43	9.66	12.43	4,91	1,75	5,2125	8	10	65,15678207
43	44	4.83	6.21	4,58	1,55	4,8352	8	10	60,43966516
44	45	7.73	6.7	3,87	1,34	4,0954	6	8	68,25707127
45	46	5.8	7.46	3,56	1,21	3,76	8	10	47,00016622
46	47	5.8	7.46	3,25	1,08	3,4247	8	10	42,80935207
47	48	19.32	24.86	1,91	0,45	1,9623	8	10	24,52868219
48	49	7.73	9.94	1,1	0,01	1,1	8	10	13,75056817
49	50	7.73	9.94	0,3	0,1	0,3162	8	10	3,952847075
22	51	3.86	4.97	3,39	1,34	3,6452	8	10	45,56537199
51	52	7.73	9.94	1,9	0,63	2,0017	8	10	25,02155321
52	53	5.8	7.46	0,8	0,26	0,8412	8	10	10,51487042

Tabla 7.2 Porcentaje de cargabilidades de líneas y transformadores de
Potencia del sistema Duran

RECOMENDACIONES

Se recomienda para que la empresa reduzca las interrupciones no programadas debido a fallas en los alimentadores por bajo voltaje o por sobrecarga en los transformadores de potencia, que realice un estudio de flujos de carga trimestralmente o semestralmente para ir observando el comportamiento de niveles de voltajes y cargabilidad en los equipos para lo cual la Emelgur S.A tiene que adquirir un software en el que se permita ver el diseño del sistema y el sentido de flujos de potencia activa y reactiva y la cargabilidad en los transformadores de potencia (Recomiendo el programa Power World o El Psaf), para así en caso que el transformador este alcanzando su máxima capacidad nominal se tenga que transferir carga a un alimentador de otra subestación, y prevenimos que el transformador se queme.

Se recomienda con los estudios de corriente de cortocircuito calibrar las protecciones en las subestaciones, estos estudios se los puede realizar también trimestralmente o semestralmente durante el año.

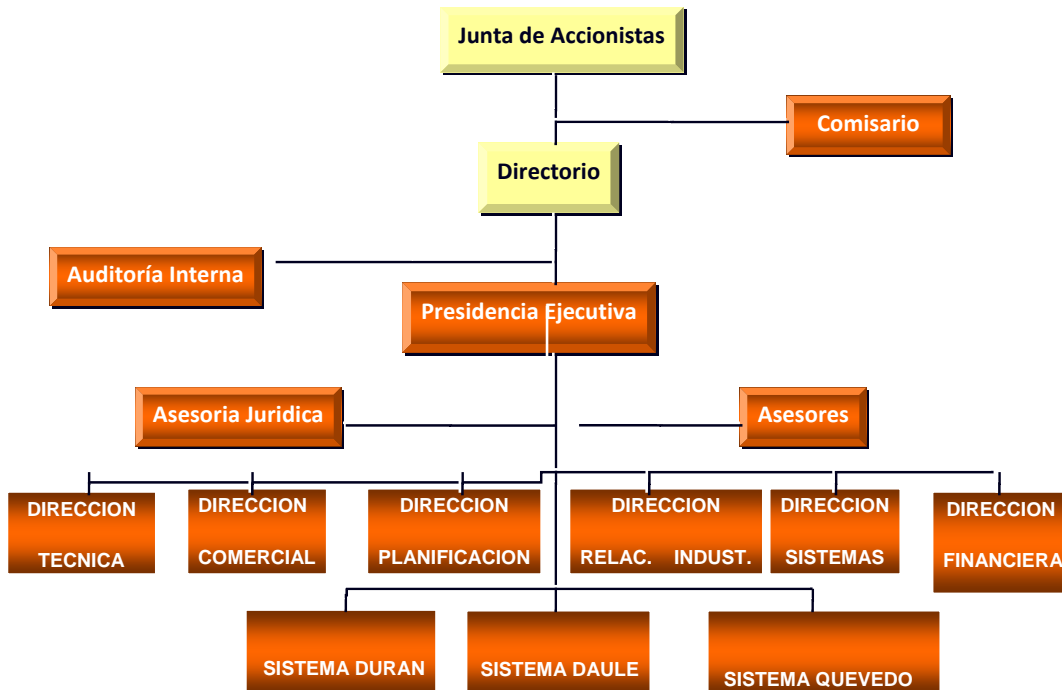
Finalmente con ambos estudios de flujos de carga, y cálculo de corriente de cortocircuito, nosotros podemos planear mantenimiento preventivo en todo el sistema eléctrico como por ejemplo transferencia de carga, calibración de protecciones, instalación de banco de capacitores, reguladores de voltaje,

limpieza de los aisladores en las líneas y en las subestaciones para evitar las fallas a tierra. Si llevamos un correcto programa de mantenimiento especialmente en el invierno, nosotros podemos reducir el número de interrupciones no programadas(Para mejorar el servicio a los usuarios especialmente a los del cantón Duran, porque en este lugar es donde se tiene las mayores interrupciones no programadas),aunque no es su totalidad porque a veces ocurre fallas no programadas en el Transmisor.

ANEXOS

ANEXO 1.1

Estructura Corporativa - Organigrama

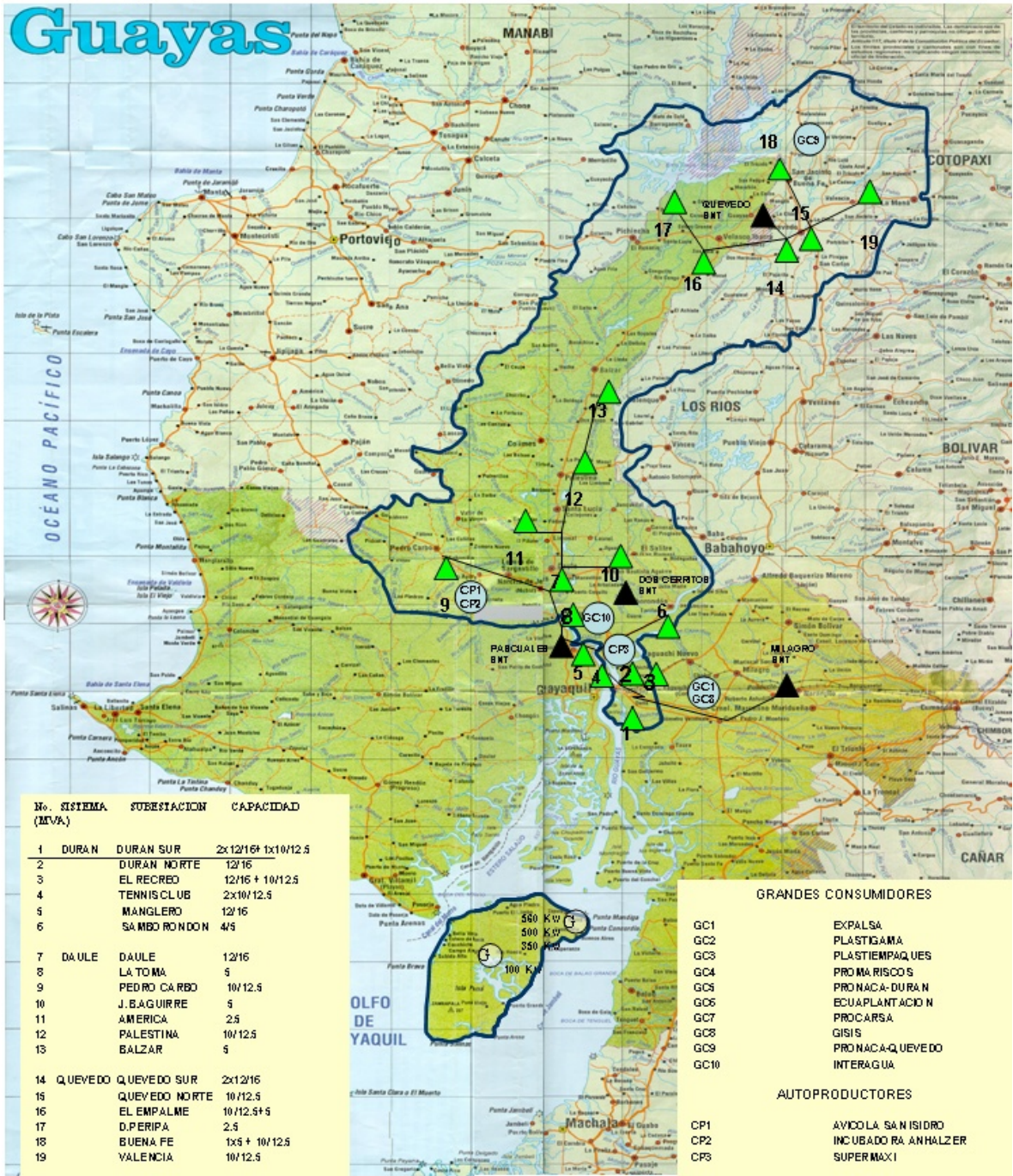


ANEXO 1.2



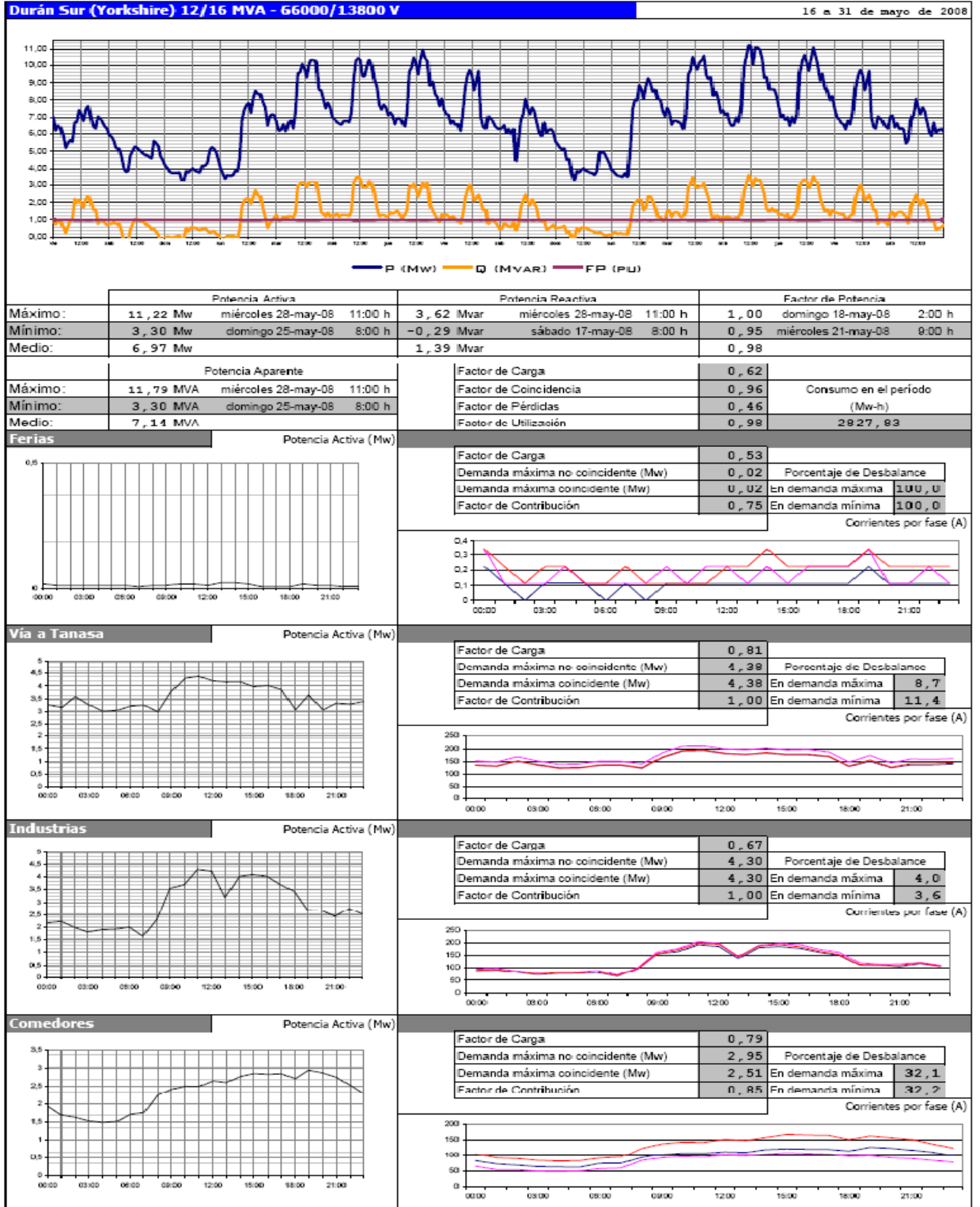
AREA DE SERVICIO DE EMELGUR

DIRECCION DE PLANIFICACION Año 2007



ANEXO 2.1

CURVA DE CARGA DE UN TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACION DURAN SUR



ANEXO 6.1.3

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.

MES: enero de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones								
														Internas		Externas						
Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PROG	NO PRPOG.	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras	
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk									
22	El Manglero	San Isidro	Urbano	3500	0	0	0,00	5	10	SI	SI	-100%	-100%									
23	El Recreo	Cerro Redondo	Urbano	2080	3570	4	5,07	5	10	SI	SI	-20%	-49%		4							
24	El Recreo	Recreo 1-2	Urbano	4160	8426	4	5,08	5	10	SI	SI	-20%	-49%		4							
25	El Recreo	Panorama	Urbano	3640	13992	6	7,47	5	10	NO	SI	20%	-25%	1	5							
26	El Recreo	Vía a Yaguachi	Urbano	3640	7636	3	4,83	5	10	SI	SI	-40%	-52%		3							
27	El Recreo	Recreo 3-5	Urbano	3640	7636	3	4,83	5	10	SI	SI	-40%	-52%		3							
28	J. B. Aguirre	J. B. Aguirre	Rural	150	173	4	4,58	6	18	SI	SI	-33%	-75%		2		2					
29	J. B. Aguirre	Salitre	Rural	1170	5021	15	8,63	6	18	NO	SI	150%	-52%	2	11		2					
30	J. B. Aguirre	Vernaza	Rural	1690	10855	20	16,78	6	18	NO	SI	233%	-7%	1	17		2					
31	Daule	Daule	Urbano	5000	9908	3	4,47	5	10	SI	SI	-40%	-55%		1		2					
32	Daule	Laurel	Rural	5000	19425	7	7,65	6	18	NO	SI	17%	-58%	1	4		2					

ANEXO 6.1.4

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.

MES: enero de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones								
Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PROG	NO PRPOG.	Número de interrupciones						
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk			Externas						
																Internas						Otra distribuidora
33	Daule	Nobol	Rural	2340	5562	3	4,47	6	18	SI	SI	-50%	-75%		1	2						
34	Daule	Cedegé 2	Rural	1000	0	0	0,00	6	18	SI	SI	-100%	-100%									
35	Palestina	Cedegé	Rural	1690	2918	6	5,93	6	18	SI	SI	0%	-67%	1	3	2						
36	Palestina	Vinces	Rural	700	3306	7	13,02	6	18	NO	SI	17%	-28%	1	4	2						
37	Palestina	Palestina	Rural	2340	6817	8	6,48	6	18	NO	SI	33%	-64%	1	5	2						
38	Palestina	Santa Lucía	Rural	3640	9901	6	5,93	6	18	SI	SI	0%	-67%	1	3	2						
39	Balzar	Balzar	Rural	3458	17750	8	10,68	6	18	NO	SI	33%	-41%	2	4	2						
40	Balzar	Colimes	Rural	325	2660	8	6,43	6	18	NO	SI	33%	-64%	2	4	2						
41	Balzar	La Guayaquil	Rural	1040	3422	8	6,43	6	18	NO	SI	33%	-64%	2	4	2						
42	Pedro Carbo	Isidro Ayora	Rural	2886	57746	13	29,95	6	18	NO	NO	117%	66%		10	3						
43	Pedro Carbo	Pedro Carbo	Rural	3913	46218	16	23,10	6	18	NO	NO	167%	28%	1	12	3						

ANEXO 6.1.6

**FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE
DISTRIBUCIÓN**

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.

MES: enero de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Internas

Externas

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PROG	NO PRPOG.	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk								
57	Quevedo Norte	San Cristóbal	Urbano	4680	0	0	0,00	5	10	SI	SI	-100%	-100%								
58	Quevedo Norte	San Camilo	Urbano	3172	0	0	0,00	5	10	SI	SI	-100%	-100%								
59	El Empalme	El Porvenir	Rural	2366	23431	3	12,78	6	18	SI	SI	-50%	-29%		3						
60	El Empalme	Vía a Quevedo	Rural	2600	25638	3	12,97	6	18	SI	SI	-50%	-28%		3						
61	El Empalme	El Empalme	Rural	4563	44040	3	12,83	6	18	SI	SI	-50%	-29%		3						
62	El Empalme	Pichincha	Rural	4527	43793	2	12,72	6	18	SI	SI	-67%	-29%		2						
63	Valencia	Chipe Hamburgo	Rural	416	76	1	0,43	6	18	SI	SI	-83%	-98%		1						
64	Valencia	La Maná	Rural	4706	1640	1	0,80	6	18	SI	SI	-83%	-96%		1						
65	Valencia	Valencia	Rural	4745	7858	4	3,20	6	18	SI	SI	-33%	-82%		4						
66	Buena Fe	Buena Fe	Rural	4230	3750	1	2,50	6	18	SI	SI	-83%	-86%		1						
67	Buena Fe	Los Angeles	Rural	1500	2250	1	2,50	6	18	SI	SI	-83%	-86%		1						
68	Buena Fe	Guayacanes	Rural	1000	1125	1	2,50	6	18	SI	SI	-83%	-86%		1						
TOTAL RED				212292	153603	3,93	4,93	4	8	SI	SI	-2%	-38%	20	222	0	41	0	0	0	0

ANEXO 6.2.1

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S.A

MES febrero de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Internas		Externas						
						FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	PRO G.	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras	
1	Durán Sur	Ferías	Urbano	2700	48	5	4	5	10	SI	SI	0%	-55%		1							
2	Durán Sur	Vía a Tanasa	Urbano	5590	15945	6	4,70	5	10	NO	SI	20%	-53%		1							
3	Durán Sur	Industrias	Urbano	5580	19940	14	11,50	5	10	NO	NO	180%	15%		1							
4	Durán Sur	Comedores	Urbano	5000	9158	6	5,30	5	10	NO	SI	20%	-47%		2							
5	Durán Sur	Centro de Durán	Urbano	5630	13356	11	7,73	5	10	NO	SI	120%	-23%		2							
6	Durán Sur	Primavera 2	Urbano	5630	9128	6	5,17	5	10	NO	SI	20%	-48%		2							
7	Durán Sur	Ferrovial	Urbano	5630	9128	6	5,17	5	10	NO	SI	20%	-48%									
8	Durán Norte	Peñón del Río	Urbano	4615	11210	9	5,98	5	10	NO	SI	80%	-40%	1	2							
9	Durán Norte	Primavera 1	Urbano	5120	9719	5	4,48	5	10	SI	SI	0%	-55%		1							
10	Durán Norte	Freno Seguro	Urbano	2600	8237	7	8,10	5	10	NO	SI	40%	-19%		1							
11	Durán Norte	Oramas González	Urbano	2000	11425	11	11,43	5	10	NO	NO	120%	14%	1	1							
12	Tennis Club	Pórtico del Río	Urbano	1000	108	1	0,18	5	10	SI	SI	-80%	-98%		1							
13	Tennis Club	Puntilla Mall	Urbano	3250	462	1	0,18	5	10	SI	SI	-80%	-98%		1							

ANEXO 6.2.3

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S.

A.

MES febrero de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Internas

Externas

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PROG	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk								
27	El Recreo	Recreo 3-5	Urbano	3640	7636	3	4,83	5	10	SI	SI	-40%	-52%								
28	J. B. Aguirre	J. B. Aguirre	Rural	150	209	7	5,27	6	18	NO	SI	17%	-71%				1				
29	J. B. Aguirre	Salitre	Rural	1170	6274	21	11,27	6	18	NO	SI	250%	-37%		2		1				
30	J. B. Aguirre	Vernaza	Rural	1690	23321	42	37,02	6	18	NO	NO	600%	106%		2		1				
31	Daule	Daule	Urbano	5000	13591	7	5,52	5	10	NO	SI	40%	-45%		2		1				
32	Daule	Laurel	Rural	5000	49159	12	18,00	6	18	NO	SI	100%	0%		2		1				
33	Daule	Nobol	Rural	2340	6957	6	5,27	6	18	SI	SI	0%	-71%		2		1				
34	Daule	Cedegé 2	Rural	1000	0	0	0,00	6	18	SI	SI	-100%	100%		1		1				
35	Palestina	Cedegé	Rural	1690	4588	12	7,57	6	18	NO	SI	100%	-58%	1	5		1				
36	Palestina	Vinces	Rural	700	4846	11	16,13	6	18	NO	SI	83%	-10%		2		1				
37	Palestina	Palestina	Rural	2340	7697	10	7,02	6	18	NO	SI	67%	-61%	1	2		1				
38	Palestina	Santa Lucía	Rural	3640	16025	11	9,10	6	18	NO	SI	83%	-49%		2		1				
39	Balzar	Balzar	Rural	3458	26412	13	15,75	6	18	NO	SI	117%	-13%		3		1				
40	Balzar	Colimes	Rural	325	3461	12	11,25	6	18	NO	SI	100%	-38%	1	2		1				

**FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE
DISTRIBUCIÓN**

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA:

**EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS,
EMELGUR S. A.**

MES

febrero de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO													Número de interrupciones											
Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PR OG.	No Programadas	Externas								
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk			Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras			
55	Quevedo Norte	Nicolás Infante	Urbano	4446	1203	1	0,47	5	10	SI	SI	-80%	-95%		1									
56	Quevedo Norte	Centro de Quevedo Norte	Urbano	858	510	1	1,32	5	10	SI	SI	-80%	-87%		1									
57	Quevedo Norte	San Cristóbal	Urbano	4680	2273	1	0,67	5	10	SI	SI	-80%	-93%											
58	Quevedo Norte	San Camilo	Urbano	3172	0	0	0,00	5	10	SI	SI	-100%	-100%		1									
59	El Empalme	El Porvenir	Rural	2366	31254	9	18,23	6	18	NO	NO	50%	1%	1	4									
60	El Empalme	Vía a Quevedo	Rural	2600	26861	5	14,15	6	18	SI	SI	-17%	-21%		3									
61	El Empalme	El Empalme	Rural	4563	44040	3	12,83	6	18	SI	SI	-50%	-29%		3									
62	El Empalme	Pichincha	Rural	4527	43793	2	12,72	6	18	SI	SI	-67%	-29%		3									
63	Valencia	Chipe Hamburgo	Rural	416	464	2	2,60	6	18	SI	SI	-67%	-86%		1									
64	Valencia	La Maná	Rural	4706	6429	3	3,03	6	18	SI	SI	-50%	-83%		1									
65	Valencia	Valencia	Rural	4745	21765	10	9,25	6	18	NO	SI	67%	-49%	1	3									
66	Buena Fe	Buena Fe	Rural	4230	3750	1	2,50	6	18	SI	SI	-83%	-86%		3									
67	Buena Fe	Los Angeles	Rural	1500	2250	1	2,50	6	18	SI	SI	-83%	-86%		3									
68	Buena Fe	Guayacanes	Rural	1000	1125	1	2,50	6	18	SI	SI	-83%	-86%		3									
TOTAL RED				212292	181732	6,34	6,62	4	8	NO	SI	58%	-17%	8	111	0	20	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO 6.3.4

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN																					
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO																					
NOMBRE DE LA EMPRESA:		EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.																			
M e s		marzo de 2008																			
CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones							
Ítem	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Índice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PR OG	No Programadas	Externas					Otras
						FMI k	TTI k	FMI k	TTI k	FMI k	TTI k	FMIk	TTIk			Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	
43	Pedro Carbo	Pedro Carbo	Rural	3913	146639	42	44,70	6	18	NO	NO	600%	148%	3	10						
44	Pedro Carbo	La Chonta	Rural	50	211	28	32,73	6	18	NO	NO	367%	82%	3	9						
45	América	Alimentadora 2	Rural	1000	28442	26	32,57	6	18	NO	NO	333%	81%	1	2						
46	América	Alimentadora 4	Rural	1500	59	8	6,47	6	18	NO	SI	33%	-64%								
47	La Toma	Petrillo	Rural	3650	41840	6	9,70	6	18	SI	SI	0%	-46%	1							
48	Quevedo Sur	Mocache	Rural	2560	62518	11	17,18	6	18	NO	SI	83%	-5%	1	2						
49	Quevedo Sur	San José - Viva Alfaro	Urbano	5777	1209	3	0,55	5	10	SI	SI	-40%	-95%								
50	Quevedo Sur	Centro de Quevedo Sur	Urbano	2730	3292	5	2,50	5	10	SI	SI	0%	-75%		1						
51	Quevedo Sur	Guayacanes 2-3	Urbano	1365	309	3	1,02	5	10	SI	SI	-40%	-90%	1	1						
52	Quevedo Sur	San Carlos	Rural	2560	0	0	0,00	6	18	SI	SI	-100%	-100%								
53	Quevedo Sur	San José Sur	Urbano	5343	9289	3	3,22	5	10	SI	SI	-40%	-68%		1						
54	Quevedo Sur	Vía a Buena Fe	Rural	3901	5276	4	2,40	6	18	SI	SI	-33%	-87%	1	1						

55	Quevedo Norte	Nicolás Infante	Urbano	4446	3899	5	1,80	5	10	SI	SI	0%	-82%		4					
56	Quevedo Norte	Centro de Quevedo Norte	Urbano	858	2324	3	3,65	5	10	SI	SI	-40%	-64%		2					

ANEXO 6.3.5

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.
MES: marzo de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PROG	No Programadas	Externas					
						FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK			Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
57	Quevedo Norte	San Cristóbal	Urbano	4680	7792	4	2,47	5	10	SI	SI	-20%	-75%		3						
58	Quevedo Norte	San Camilo	Urbano	3172	183	2	0,45	5	10	SI	SI	-60%	-96%	1	1						
59	El Empalme	El Porvenir	Rural	2366	82606	12	28,10	6	18	NO	NO	100%	56%		3						
60	El Empalme	Vía a Quevedo	Rural	2600	97265	13	22,20	6	18	NO	NO	117%	23%		8						
61	El Empalme	El Empalme	Rural	4563	45034	5	14,02	6	18	SI	SI	-17%	-22%		2						
62	El Empalme	Pichincha	Rural	4527	44898	4	13,72	6	18	SI	SI	-33%	-24%		2						
63	Valencia	Chipe Hamburgo	Rural	416	27524	5	13,02	6	18	SI	SI	-17%	-28%		3						
64	Valencia	La Maná	Rural	4706	305041	8	15,97	6	18	NO	SI	33%	-11%		5						
65	Valencia	Valencia	Rural	4745	372570	15	25,13	6	18	NO	NO	150%	40%		5						
66	Buena Fe	Buena Fe	Rural	4230	19881	2	6,05	6	18	SI	SI	-67%	-66%		1						
67	Buena Fe	Los Angeles	Rural	1500	12416	2	6,05	6	18	SI	SI	-67%	-66%		1						
68	Buena Fe	Guayacanes	Rural	1000	7382	2	6,05	6	18	SI	SI	-67%	-66%		1						
TOTAL RED				212292	1014618	8,64	10,03	4	8	NO	NO	116%	25%	36	142	0	0	0	0	0	0

ANEXO 6.4.1

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.

MES: _____ abril de 2008 _____

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Internas Externas

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Prog.	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk								
1	Durán Sur	Ferías	Urbano	2700	51	7	4,85	5	10	NO	SI	40%	-52%		1						
2	Durán Sur	Vía a Tanasa	Urbano	5590	16163	8	5,08	5	10	NO	SI	60%	-49%		1						
3	Durán Sur	Industrias	Urbano	5580	20746	16	11,88	5	10	NO	NO	220%	19%		1						
4	Durán Sur	Comedores	Urbano	5000	9427	8	5,68	5	10	NO	SI	60%	-43%		1						
5	Durán Sur	Centro de Durán	Urbano	5630	25631	18	11,85	5	10	NO	NO	260%	19%	1	4						
6	Durán Sur	Primavera 2	Urbano	5630	10394	12	6,58	5	10	NO	SI	140%	-34%	1	3						
7	Durán Sur	Ferroviaria	Urbano	5630	10098	10	6,17	5	10	NO	SI	100%	-38%	1	2						
8	Durán Norte	Peñón del Río	Urbano	4615	18161	15	9,13	5	10	NO	SI	200%	-9%	2	2						
9	Durán Norte	Primavera 1	Urbano	5120	18319	7	6,08	5	10	NO	SI	40%	-39%		1						
10	Durán Norte	Freno Seguro	Urbano	2600	11127	12	10,12	5	10	NO	NO	140%	1%		4						
11	Durán Norte	Oramas González	Urbano	2000	21312	16	16,72	5	10	NO	NO	220%	67%	2	2						

12	Tennis Club	Pórtico del Río	Urbano	1000	108	1	0,18	5	10	SI	SI	-80%	-98%						
13	Tennis Club	Puntilla Mall	Urbano	3250	462	1	0,18	5	10	SI	SI	-80%	-98%						

ANEXO 6.4.2

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.

ME
S _____ abril de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Índice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Prog.	No Programadas	Externas					
						FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik			Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
14	Tennis Club	Los Lagos	Urbano	5000	609	1	0,18	5	10	SI	SI	-80%	-98%								
15	Tennis Club	La Puntilla	Urbano	5120	1156	5	0,65	5	10	SI	SI	0%	-94%		2						
16	Tennis Club	Entre Ríos	Urbano	5200	581	1	0,18	5	10	SI	SI	-80%	-98%								
17	Samborondón	La Vía	Rural	2320	3078	4	2,32	6	18	SI	SI	-33%	-87%								
18	Samborondón	Tarifa	Rural	1000	253	3	0,68	6	18	SI	SI	-50%	-96%								
19	Samborondón	Samborondón	Urbano	1690	4709	5	2,02	5	10	SI	SI	0%	-80%		1						
20	El Manglero	El Batán	Urbano	2860	3053	7	2,25	5	10	NO	SI	40%	-78%								
21	El Manglero	River Park	Urbano	3510	14574	12	6,73	5	10	NO	SI	140%	-33%		3						
22	El Manglero	San Isidro	Urbano	3500	1284	6	1,23	5	10	NO	SI	20%	-88%		4						
23	El Recreo	Cerro	Urbano	2080	6869	8	8,67	5	10	NO	SI	60%	-13%		2						

36	Palestina	Vinces	Rural	700	12691	14	22,28	6	18	NO	NO	133%	24%		1						
37	Palestina	Palestina	Rural	2340	84208	19	21,12	6	18	NO	NO	217%	17%	1	1						
38	Palestina	Santa Lucía	Rural	3640	78648	15	17,62	6	18	NO	SI	150%	-2%		1						
39	Balzar	Balzar	Rural	3458	175881	32	43,27	6	18	NO	NO	433%	140%	2	10						
40	Balzar	Colimes	Rural	325	27786	23	32,77	6	18	NO	NO	283%	82%	2	4						
41	Balzar	La Guayaquil	Rural	1040	34206	22	28,42	6	18	NO	NO	267%	58%	2	4						

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN																					
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO																					
NOMBRE DE LA EMPRESA:		EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S.A																			
M E S		abril de 2008																			
CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones							
Ítem	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Índice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Pro g.	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk								
42	Pedro Carbo	Isidro Ayora	Rural	2886	189474	46	61,32	6	18	NO	NO	667%	241%		8						
43	Pedro Carbo	Pedro Carbo	Rural	3913	170996	58	53,68	6	18	NO	NO	867%	198%	1	15						
44	Pedro Carbo	La Chonta	Rural	50	211	31	33,22	6	18	NO	NO	417%	85%		3						
45	América	Alimentadora 2	Rural	1000	34162	30	37,47	6	18	NO	NO	400%	108%		4						
46	América	Alimentadora 4	Rural	1500	96	9	6,65	6	18	NO	SI	50%	-63%		1						
47	La Toma	Pettillo	Rural	3650	41887	7	9,88	6	18	NO	SI	17%	-45%		1						
48	Quevedo Sur	Mocache	Rural	2560	62518	11	17,18	6	18	NO	SI	83%	-5%								
49	Quevedo Sur	San José - Viva Alfaro	Urbano	5777	12077	8	4,78	5	10	NO	SI	60%	-52%		5						
50	Quevedo Sur	Centro de Quevedo Sur	Urbano	2730	3292	5	2,50	5	10	SI	SI	0%	-75%								
51	Quevedo Sur	Guayacones 2-3	Urbano	1365	4165	6	5,50	5	10	NO	SI	20%	-45%	1	2						
52	Quevedo Sur	San Carlos	Rural	2560	0	0	0,00	6	18	SI	SI	-100%	-100%								
53	Quevedo Sur	San José Sur	Urbano	5343	12826	5	5,00	5	10	SI	SI	0%	-50%		2						

9	Durán Norte	Primavera 1	Urbano	5120	34810	12	11,10	5	10	NO	NO	140%	11%		5					
10	Durán Norte	Freno Seguro	Urbano	2600	21545	20	15,68	5	10	NO	NO	300%	57%		8					
11	Durán Norte	Oramas González	Urbano	2000	27086	21	21,73	5	10	NO	NO	320%	117%		5					
12	Tennis Club	Pórtico del Río	Urbano	1000	9223	3	2,73	5	10	SI	SI	-40%	-73%		2					
13	Tennis Club	Puntilla Mall	Urbano	3250	9578	3	2,73	5	10	SI	SI	-40%	-73%		2					

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN																					
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO																					
NOMBRE DE LA EMPRESA:				EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.																	
ME																					
S: mayo de 2008																					
CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones							
Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Internas		Externas					
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	PR OG	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
14	Tennis Club	Los Lagos	Urbano	5000	5330	3	1,75	5	10	SI	SI	-40%	-83%		2						
15	Tennis Club	La Puntilla	Urbano	5120	5848	7	2,22	5	10	NO	SI	40%	-78%		2						
16	Tennis Club	Entre Ríos	Urbano	5200	16744	3	2,75	5	10	SI	SI	-40%	-73%		2						
17	Samborondón	La Vía	Rural	2320	9352	6	5,70	6	18	SI	SI	0%	-68%		2						
18	Samborondón	Tarifa	Rural	1000	1302	4	3,07	6	18	SI	SI	-33%	-83%		1						
19	Samborondón	Samborondón	Urbano	1690	9766	9	5,23	5	10	NO	SI	80%	-48%	2	2						
20	El Manglero	El Batán	Urbano	2860	20238	12	6,83	5	10	NO	SI	140%	-32%	2	3						
21	El Manglero	River Park	Urbano	3510	28226	16	11,00	5	10	NO	NO	220%	10%		4						

36	Palestina	Vinces	Rural	700	23820	20	32,25	6	18	NO	NO	233%	79%	1	5						
37	Palestina	Palestina	Rural	2340	97343	24	25,68	6	18	NO	NO	300%	43%		5						
38	Palestina	Santa Lucía	Rural	3640	98443	21	22,30	6	18	NO	NO	250%	24%	1	5						
39	Balzar	Balzar	Rural	3458	205713	40	52,30	6	18	NO	NO	567%	191%	2	6						
40	Balzar	Colimes	Rural	325	33993	30	42,82	6	18	NO	NO	400%	138%	2	5						
41	Balzar	La Guayaquil	Rural	1040	39271	28	33,97	6	18	NO	NO	367%	89%	1	5						

ANEXO 6.5.4

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN																					
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO																					
NOMBRE DE LA EMPRESA:		EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.																			
MES:		mayo de 2008																			
CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones							
Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Internas		Externas					
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	PR OG.	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
42	Pedro Carbo	Isidro Ayora	Rural	2886	210909	55	68,23	6	18	NO	NO	817%	279%	1	8						
43	Pedro Carbo	Pedro Carbo	Rural	3913	198301	69	62,63	6	18	NO	NO	1050%	248%	1	10						
44	Pedro Carbo	La Chonta	Rural	50	264	37	39,00	6	18	NO	NO	517%	117%		6						
45	América	Alimentadora 2	Rural	1000	66198	40	55,77	6	18	NO	NO	567%	210%	1	9						
46	América	Alimentadora 4	Rural	1500	45397	15	17,37	6	18	NO	SI	150%	-4%	1	5						

3	Durán Sur	Industrias	Urbano	5580	28783	23	15,58	5	10	NO	NO	360%	56%			1					
4	Durán Sur	Comedores	Urbano	5000	16102	16	9,62	5	10	NO	SI	220%	-4%			2					
5	Durán Sur	Centro de Durán	Urbano	5630	32999	26	16,37	5	10	NO	NO	420%	64%			2					
6	Durán Sur	Primavera 2	Urbano	5630	17832	20	11,10	5	10	NO	NO	300%	11%			2					
7	Durán Sur	Ferroviaria	Urbano	5630	16671	16	9,67	5	10	NO	SI	220%	-3%								
8	Durán Norte	Peñón del Río	Urbano	4615	47105	24	18,68	5	10	NO	NO	380%	87%	1		2					
9	Durán Norte	Primavera 1	Urbano	5120	39670	13	12,40	5	10	NO	NO	160%	24%			1					
10	Durán Norte	Freno Seguro	Urbano	2600	22657	21	16,33	5	10	NO	NO	320%	63%			1					
11	Durán Norte	Oramas González	Urbano	2000	27479	23	22,98	5	10	NO	NO	360%	130%	1		1					
12	Tennis Club	Pórtico del Río	Urbano	1000	9242	4	2,90	5	10	SI	SI	-20%	-71%			1					
13	Tennis Club	Puntilla Mall	Urbano	3250	9606	4	2,90	5	10	SI	SI	-20%	-71%			1					

ANEXO 6.6.2

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A

MES

: junio de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Internas

Externas

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PRO G.	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk								
14	Tennis Club	Los Lagos	Urbano	5000	5337	4	1,92	5	10	SI	SI	-20%	-81%		1						
15	Tennis Club	La Puntilla	Urbano	5120	5888	8	2,38	5	10	NO	SI	60%	-76%		1						

16	Tennis Club	Entre Ríos	Urbano	5200	16804	4	2,92	5	10	SI	SI	-20%	-71%		1						
17	Samborondón	La Vía	Rural	2320	12354	7	8,15	6	18	NO	SI	17%	-55%		1						
18	Samborondón	Tarifa	Rural	1000	11331	5	5,52	6	18	SI	SI	-17%	-69%		1						
19	Samborondón	Samborondón	Urbano	1690	16629	12	8,10	5	10	NO	SI	140%	-19%	1	2						
20	El Manglero	El Batán	Urbano	2860	20558	14	7,30	5	10	NO	SI	180%	-27%		2						
21	El Manglero	River Park	Urbano	3510	28540	19	12,10	5	10	NO	NO	280%	21%		3						
22	El Manglero	San Isidro	Urbano	3500	11010	9	3,95	5	10	NO	SI	80%	-61%		1						
23	El Recreo	Cerro Redondo	Urbano	2080	10210	12	11,53	5	10	NO	NO	140%	15%		1						
24	El Recreo	Recreo 1-2	Urbano	4160	40225	14	14,47	5	10	NO	NO	180%	45%								
25	El Recreo	Panorama	Urbano	3640	31311	12	12,23	5	10	NO	NO	140%	22%								
26	El Recreo	Vía a Yaguachi	Urbano	3640	10899	6	7,22	5	10	NO	SI	20%	-28%								
27	El Recreo	Recreo 3-5	Urbano	3640	10899	6	7,22	5	10	NO	SI	20%	-28%								

ANEXO 6.6.3

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S.
A.

MES junio de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones										
Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Internas		Externas								
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	PRO G.	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras			
28	J. B. Aguirre	J. B. Aguirre	Rural	150	1810	16	18,68	6	18	NO	NO	167%	4%				1							
29	J. B. Aguirre	Salitre	Rural	1170	34478	46	27,67	6	18	NO	NO	667%	54%		2		1							
30	J. B. Aguirre	Vernaza	Rural	1690	113450	93	80,05	6	18	NO	NO	1450%	345%		2		1							
31	Daule	Daule	Urbano	5000	148876	19	22,55	5	10	NO	NO	280%	126%		2		1							
32	Daule	Laurel	Rural	5000	182479	24	34,42	6	18	NO	NO	300%	91%		2		1							

33	Daule	Nobol	Rural	2340	75438	22	25,12	6	18	NO	NO	267%	40%		2	1				
34	Daule	Cedegé 2	Rural	1000	17274	7	11,50	6	18	NO	SI	17%	-36%		1	1				
35	Palestina	Cedegé	Rural	1690	49071	26	22,32	6	18	NO	NO	333%	24%	1	5	1				
36	Palestina	Vinces	Rural	700	23921	22	32,55	6	18	NO	NO	267%	81%		2	1				
37	Palestina	Palestina	Rural	2340	97560	27	26,45	6	18	NO	NO	350%	47%	1	2	1				
38	Palestina	Santa Lucía	Rural	3640	98486	23	22,60	6	18	NO	NO	283%	26%		2	1				
39	Balzar	Balzar	Rural	3458	205754	43	52,80	6	18	NO	NO	617%	193%		3	1				
40	Balzar	Colimes	Rural	325	34767	33	43,65	6	18	NO	NO	450%	143%	1	2	1				
41	Balzar	La Guayaquil	Rural	1040	39365	30	34,27	6	18	NO	NO	400%	90%		2	1				

ANEXO 6.6.4

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

NOMBRE DE LA EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.

MeS junio de 2008

CONTROL DEL SERVICIO TECNICO

Número de interrupciones

Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		Internas		Externas					
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	PR OG.	No Programadas	Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
42	Pedro Carbo	Isidro Ayora	Rural	2886	216952	58	71,22	6	18	NO	NO	867%	296%		3		1				
43	Pedro Carbo	Pedro Carbo	Rural	3913	203404	72	64,87	6	18	NO	NO	1100%	260%		3		1				
44	Pedro Carbo	La Chonta	Rural	50	264	37	39,00	6	18	NO	NO	517%	117%				1				

45	América	Alimentadora 2	Rural	1000	69574	45	57,93	6	18	NO	NO	650%	222%		5		1			
46	América	Alimentadora 4	Rural	1500	45471	17	17,67	6	18	NO	SI	183%	-2%		2		1			
47	La Toma	Petrillo	Rural	3650	56417	11	14,23	6	18	NO	SI	83%	-21%				1			
48	Quevedo Sur	Mocache	Rural	2560	85875	23	25,20	6	18	NO	NO	283%	40%		8					
49	Quevedo Sur	San José - Viva Alfaro	Urbano	5777	15323	12	6,58	5	10	NO	SI	140%	-34%							
50	Quevedo Sur	Centro de Quevedo Sur	Urbano	2730	3870	10	3,98	5	10	NO	SI	100%	-60%		1					
51	Quevedo Sur	Guayacanes 2-3	Urbano	1365	4947	12	7,98	5	10	NO	SI	140%	-20%							
52	Quevedo Sur	San Carlos	Rural	2560	0	0	0,00	6	18	SI	SI	-100%	-100%							
53	Quevedo Sur	San José Sur	Urbano	5343	13511	9	6,00	5	10	NO	SI	80%	-40%							
54	Quevedo Sur	Vía a Buena Fe	Rural	3901	14351	13	6,72	6	18	NO	SI	117%	-63%							
55	Quevedo Norte	Nicolás Infante	Urbano	4446	4217	7	2,38	5	10	NO	SI	40%	-76%		1					

FORMULARIO DE CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN																					
CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO																					
NOMBRE DE LA EMPRESA:		EMPRESA ELECTRICA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS, EMELGUR S. A.																			
MES		junio de 2008																			
CONTROL DEL SERVICIO TECNICO														Número de interrupciones							
Item	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Energía no Suministrada (kWh)	Indice Acumulado		Límite Permitido		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento (%)		PR OG .	No Pro gram as	Externas					
						FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk			Otra distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja frecuencia	Otras
56	Quevedo Norte	Centro de Quevedo Norte	Urbano	858	2611	5	4,23	5	10	SI	SI	0%	-58%		1						
57	Quevedo Norte	San Cristóbal	Urbano	4680	7942	7	3,63	5	10	NO	SI	40%	-64%								
58	Quevedo Norte	San Camilo	Urbano	3172	698	6	1,97	5	10	NO	SI	20%	-80%		1						

59	El Empalme	El Porvenir	Rural	2366	113221	31	41,55	6	18	NO	NO	417%	131%	1	4						
60	El Empalme	Vía a Quevedo	Rural	2600	141401	28	33,27	6	18	NO	NO	367%	85%		3						
61	El Empalme	El Empalme	Rural	4563	65607	19	21,57	6	18	NO	NO	217%	20%		3						
62	El Empalme	Pichincha	Rural	4527	47093	14	17,32	6	18	NO	SI	133%	-4%		3						
63	Valencia	Chipe Hamburgo	Rural	416	27915	10	14,60	6	18	NO	SI	67%	-19%		1						
64	Valencia	La Maná	Rural	4706	346396	20	25,12	6	18	NO	NO	233%	40%		1						
65	Valencia	Valencia	Rural	4745	396015	30	33,30	6	18	NO	NO	400%	85%	1	3						
66	Buena Fe	Buena Fe	Rural	4230	35205	11	11,32	6	18	NO	SI	83%	-37%		3						
67	Buena Fe	Los Angeles	Rural	1500	20371	11	11,32	6	18	NO	SI	83%	-37%		3						
68	Buena Fe	Guayacanes	Rural	1000	13426	11	11,32	6	18	NO	SI	83%	-37%		3						
TOTAL RED				212292	1206651	17,99	16,51	4	8	NO	NO	350%	106%	8	111	0	20	0	0	0	0

ANEXO 6.6.5

BIBLIOGRAFIA

[1] Electric Power Distribution Handbook

[2] Análisis de Sistemas de Potencia(John J.Grainger
Y William D. Stevenson).

[3] Boletín Estadístico de EMELGUR del 2007

[4] Programa Newton Rahpson(Trabaja bajo sistema
D.O.S, Y Psaf(Trabaja bajo sistema operativo XP).

BIBLIOGRAFIA

- 1) Informe Técnico “INECEL – ESPOL” (estudio realizado para la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., 1998).
- 2) Douglas R. Emery, Jhon D. Finnerty “Administración Financiera Corporativa”.
- 3) Ing. F. González, Ing. A. Endo “Planificación del Sistema Eléctrico Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A.” (Península de Santa Elena, 2003).
- 4) Lawrence M. Millers “El Nuevo Espíritu Empresario” (Ed. Edamex, 1990).
- 5) Jerry L. Harbour “Manual de Trabajo de Reingeniería de Procesos”.
- 6) Ing. A. Tama “Experiencias y Metodología por parte de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. en la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía”, (Guayaquil, Octubre 2003).