ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERIA

OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE 69kV PARA LA EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A. "EMELSAD"

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO

ROMEL HERNAN ANALUISA TOPA

ROMMEL WILLIAN REALPE HERRERA

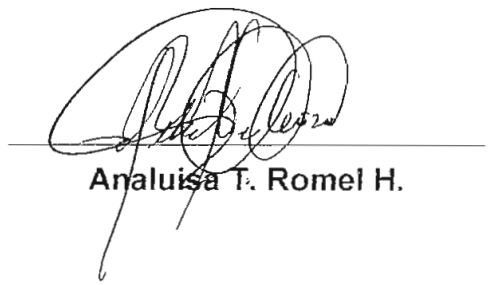
DIRECTOR: ING. VICTOR OREJUELA

Quito, Diciembre 2003

DECLARACIÓN

Nosotros, Analuisa Topa Romel Hernán y Realpe Herrera Rommel Willian, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Analuisa T. Romel H.

Realpe H. Rommel W.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por: Romel Hernán Analuisa Topa y Rommel Willian Realpe Herrera, bajo mi supervisión.

Ing. Víctor Orejuela
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por el constante apoyo que me han brindado, por sabios consejos, por su ejemplo como padres. Gracias a mis hermanos por de una u otra manera me han servido de estimulo, han sido el motivo para que me vea en el deber de darles ejemplo y tratar de demostrarles que con esfuerzo, dedicación y sacrificio se logran las cosas grandes de la vida, gracias a mis amigos y a todas las personas que han pasado por mi vida dejando gratos recuerdos en mi memoria. Gracias a Dios por haberme regalado la habilidad para lograr la culminación de esta etapa de mi vida.

Dedico a todos ellos la culminación de este trabajo y a todas las personas que de uno u otro modo hicieron posible su realización.

Romel.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a Dios por haberme acompañado y seguirme guiando en todos los momentos de mi vida.

A mis padres Julio y Isabel por haberme apoyado en todos los momentos de mi vida y decirles que siempre los llevo en mi corazón.

A mis abuelitos Daniel y Sara por haberme dado sus sabios consejos en todo momento de mi vida y decirles que siempre los llevo conmigo.

A mis hermanas Fany, Sandra, Narcisa, Doris y mi familia Julio, Jenny, Jimmy, Eddy, Piedad, Jorge, Gonzalo porque cada uno de ellos a aportado con un granito de arena para que yo pueda alcanzar esta meta.

Al Ing. Víctor Orejuela por habernos guiado de una forma desinteresada en este trabajo e impartido sus conocimientos como profesor así como su calidad humana.

Agradezco al Departamento de Planificación y al Departamento del Area Técnica de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. quienes facilitaron toda la información necesaria para la realización del presente proyecto de Titulación, de manera especial a Ing. Miguel Prado Director del Area Técnica, Ing. Francisco Redroban jefe de mantenimiento, Ing. Edwin Toapanta coordinador con el CENACE y al Ing. Aníbal Rentería.

A mis queridos amigos con los que compartimos tristezas y alegrías, en especial a Daniel Haro que ha sido como mi hermano mayor que me ha guiado con sus sabios consejos, a Diego Fiallos, Diego Peñaloza, Roberto Torres, Jorge Yuccha, Fredy Coyago, Darwin Rivilla, Jimmy Barcenas, quienes en los momentos más difíciles se convirtieron en mi segunda familia.

A todos mis familiares, amigos, amigas que no les nombre pero que los llevo en el corazón.

ROMMEL

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mis padres, personas que me inculcaron que los logros que dan mayores satisfacciones en la vida son los que se alcanzan con honestidad y esfuerzo.

Mis padres nunca dudaron en continuar brindándome su apoyo, a pesar de los momentos difíciles que se presentaron a lo largo de mi carrera universitaria, es por eso, que este triunfo no es solo mío, sino que también es de ellos.

ROMMEL

CONTENIDO

CAPITULO I GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN 1
1.2 ANTECEDENTES 2
1.3 OBJETIVO 3
1.4 ALCANCE 3

CAPITULO II RECOPILACION DE LA INFORMACION ACTUAL DE LA EMPRESA ELECTRICA ASNTO DOMINGO S.A.

2.1 INTRODUCCION 4
2.2 LÍNEAS DE SUBTRANSMISION 6
2.3 SUBESTACIONES 9
2.4 INFORMACION DEL SISTEMA PRIMARIO 15

CAPITULO III PROYECCION DE LA DEMANDA Y CONDICIONES DEL SISTEMA ELECTRICO SANTO DOMINGO A ENERO DEL 2003

3.1 INTRODUCCION 20
3.2. PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL 20
3.3. RESUMEN DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA A NIVEL GLOBAL SECTORIAL 22
3.3.1 PREVISION DE DEMANDA A NIVEL DE SUBESTACION 22
3.4 DATOS SOBRE ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISON DEL SISTEMA ELECTRICO SANTO DOMINGO "EMELSAD" 24
3.4.1 DATOS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISION 24
3.4.2 DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA 25
3.4.3 SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA 26
3.4.3.1 INTRODUCCION 26
3.5 SIMULACIÓN Y ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO SANTO DOMINGOA ENERO DEL 2003 26
3.5.1 CASOS CONSIDERADOS 29
3.5.1.1 DEMANDA MAXIMA 30
3.5.1.2 DEMANDA MINIMA 30
3.6 RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA 30
3.6.1 DEMANDA MAXIMA 31
3.6.1.1 CONDICIONES DE CARGA PARA DEMANDA MAXIMA 31
3.6.1.2 CONDICIONES DE DESPACHO DE COMPENSACION REACTIVA 31
3.6.1.3 VOLTAJES EN EL SISTEMA ELECTRICO SANTO DOMINGO 32
3.6.1.4 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISION Y TRANFORMADORES 33
3.6.2 DEMANDA MINIMA 34
3.6.2.1 CONDICIONES DE CARGA 34
3.6.2.2 VOLTAJES EN EL SISTEMA ELECTRICO SANTO DOMINGO 35
3.8.2.3 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISION Y TRANFORMADORES 36
3.7 ESTUDIO DE PÉRDIDAS 37
3.7.1 PERDIDAS TECNICAS 38
3.7.2 PERDIDAS NO TECNICAS 39
3.7.3 MODELACION 39
3.7.4 PERDIDAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISION 39
3.7.5 NIVELES DE PERDIDA 40
3.7.6 PERDIDAS EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISION 40
3.7.7 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA 40

3.7.8 PERDIDAS ACTIVAS TOTALES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION 41
ANALISIS DE RESULTADOS 42

CAPITULO IV METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD

4.1 INTRODUCCION 43
4.2 DEFINCIONES GENERALES 44
4.2.1 CALIDAD DEL SERVICIO 44
4.2.2 CONFIABILIDAD 44
4.2.2.1 INDICES DE COSTO DE LA CONFIABILIDAD 45
4.2.3 DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD 46
4.2.4 PROBABILDAD
4.2.5 FALLA Y DEFECTO 47
4.2.6 CLASIFICACION DE LAS INTERRUPCIONES 47
4.2.6.1 INTERRUPCION NO PROGRAMADA 48
4.2.6.2 INTERRUPCION INSTANTANEA 48
4.2.6.3 INTERRUPCION TEMPORAL 48
4.2.6.4 INTERRUPCION PERMANENTE 48
4.2.6.5 INTERRUPCION PROGARMADA 48
4.2.6.6 TIEMPO DE INTERRUPCION DEL SERVICIO 49
4.2.7 INTERRUPCION SEGÚN LAS CONDICIONES CLIMATICAS 49
4.2.8 MANTENIMIENTO PREVENTIVO 49
4.2.9 COMPONENTES NO REPARABLES Y REPARABLES 50
4.3 PARAMETROS A CONSIDERAR EN LA EVALUCION DEL SISTEMA 50
4.3.1 COMPONENTE SERIE 50
4.3.2 COMPONENTE PARALELO 52
4.3.3 REDUCCION DE LA RED 53
4.4 MODELO DE LA RED A SER ANALIZADA 54
4.4.1 CARACTERIZACION DE ELEMENTOS 55
4.4.2 CLASIFICACION DE LOS ESTADOS 58
4.5 DETERMINACION DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS 59
4.5.1 DETERMINACION DE ESTADOS 59
4.5.2 EVALUACION DE ESTADOS
4.5.3 ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR LOS TIEMPOS DEINTERRUPCION 60
4.5.4 ALGORITMO DE SOLUCION 66
4.6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PROPUESTA EN EL ANALISIS Y EVALUACION DE LA CONFIABILID 67
4.6.1 ESTRUCTURA TOPOLOGICA 67
4.6.2 PARAMEROS E INDICES DE CONFIABILDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION ACTUAL 70
4.6.3 COSTOS DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA 74
4.7 PROPUESTAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA 75
4.7.1 PRIMERA ALTERNATIVA 75
4.7.1.1 PARAMETROS E INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION PRIMERA ALTERNATIVA 79
4.7.1.2 COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA 81
4.7.2 SEGUNDA ALTERNATIVA 83
4.7.2.1 COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA 89
4.7.3 TERCERA ALTERNATIVA 91
4.7.3.1 PARAMETROS E INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION PRIMERA ALTERNATIVA 94
4.7.3.2 COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA 96
4.8 ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS 99
4.8.1 ANALISISDE CADA ALTERNATIVA 100
4.8.1.1 SISTEMAS ACTUAL 100
4.8.1.2 PPRIMERA ALTERNATIVA 102
4.8.1.2.1 INVERSIONES 105

4.8.1.2.2 RELACION BENEFICIO – COSTO 105
4.8.1.3 SEGUNDA ALTERNATIVA 106
4.8.1.3.1 INVERSIONES 109
4.8.1.3.2 RELACION BENEFICIO – COSTO 109
4.8.1.4 TERCERA ALTERNATIVA 110
4.8.1.3.1 INVERSIONES 113
4.8.1.3.2 RELACION BENEFICIO – COSTO 113

CAPITULO V CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS Y CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN 114
5.2 FALLAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA 114
5.2.1 CARACTERISTICAS DE LAS FALLAS 115
5.2.2.1 ANGULOS DE FALLA 115
5.2.2.2 SISTEMA DE ATERRAMIENTO 116
5.2.2.3 RESISTENCIA DE FALLAS 118
5.3 FALLAS DE SOBRECORRIENTE 118
5.3.1 FALLA NO DIRECCIONAL 119
5.3.2 FALLA DIRECCIONA 119
5.3.3 COORDINACION DE PROTECCIONES 119
5.4 COMPONENTES SIMETRICAS 122
5.5 LOS RELES DIGITALES 123
5.5.1 GENERALIDADES 123
5.5.2 MUESTREO 123
5.6 CURVAS DE TIEMPO INVERSO 126
5.7 COORDINACION DE PROTECCIONES 127
5.7.1 CORRIENTE DE CARGA Y CORTOCIRCUITO 129
5.8 CRITERIO CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO 131
5.8.1 CRITERIOS PARA TC's 131
5.8.2 CRITERIOS PARA RECIERRE AUTOMATICO 131
5.8.3 FACTORES DE SEGURIDAD 132
5.8.4 UNIDADES INSTANTANEAS 132
5.9 CRITERIO PARA EL AJUSTE DE RELES 132
5.9.1 RELES DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISION 132
5.9.1.1 FALLA FASE – FASE 132
5.9.1.2 FALLA FASE - TIERRA 133
5.9.1.3 CALCULOS REALIZADOS 133
5.9.2 CONFIGURACIONES DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACION 134
5.9.2.1 SISTEMA SIMPLE CON RTU 134
5.9.2.2 SISTEMA CON RTU Y RELES DIGITALES 135
5.9.2.3 SISTEMA CON IED's 137

CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUCIONES 139
6.2 COMENTARIOS 142

BIBLIOGRAFÍA 144

ANEXOS

ANEXO 1 PROYECCION DE LA DEMANDA Y FLUJOS DE POTENCIA

1. PRINCIPALES INDICADORES MACROECONOMICOS
2. DATO DEL CONELEC
3. PROYECCION SECTORIAL
4. DATOS CENSALES DE POBLACION Y VIVIENDA DEL AREA DE CONCESION
5. DISTRIBUCIÓN DE CARGAS
6. GLOSARIO DE TERMINOS

ANEXO 2 FLUJO DE POTENCIA DEL PROGRAMA POWERWORLD

1. VOLTAJES EN LAS BARRAS
2. CARGAS EN LAS SUBESTACIONES
3. VOLTAJES EN LA BARRAS DEMANDA MINIMA
4. CARGA EN LAS BARRAS PARA DEMANDA MINIMA
5. FLUJO DE POTENCIA EN LAS LÍNEAS EN DEMANDA MINIMA

ANEXO 3 REGSITRO DE INTERRUPCIONES

1. SALIDAS DEL SISTEMA EN EL AÑO 2000
2. SALIDAS DEL SISTEMA EN EL AÑO 2001
3. SALIDAS DEL SISTEMA EN EL AÑO 2002
4. SALIDAS DEL SISTEMA EN EL AÑO 2003
5. CALCULO DE LAS TASAS DE FALLAS

ANEXO 4 INDECES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION

1. TASAS DE FALLAS SISTEMA ACTUAL DE SUBTRANSMISION
2. CALCULO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA
3. ALTERNATIVAS PROPUESTAS
4. MATRICES DE ESTADO DEL SISTEMA EMELSAD

ANEXO 5 CURVAS DE LOS RELES

1. EXTREMADAMENTE Y MUY INVERSA
2. NORMALMENTE INVERSA Y LARGA DURACIÓN
3. RI Y RXI PARA ABB

LISTADO DE TABLAS

CAPITULO 2

2.1 Resumen de las líneas de Subtransmisión 8

2.2 Resumen de Subestaciones 9

2.3 Distribución de los alimentadores primarios 14

2.4 Subestaciones y alimentadores en los que se puede realizar transferencia de carga 16

2.5 Resumen del sistema primario de distribución 16

2.6 Transformadores de distribución instalados en la empresa eléctrica 16

2.7 Condensadores conectados en las subestaciones 17

CAPITULO 3

3.1 Previsión total de la demanda 21

3.2 Resumen de la previsión de demanda a nivel global 21

3.3 Previsión de demanda a nivel de subestaciones 22

3.4 Datos de Líneas de Subtransmisión 24

3.5 Parámetros de los transformadores de "EMELSAD" 25

3.6 Carga Horaria del 15 de enero de 2003 27

3.7 Condición de carga para demanda máxima 31

3.8 Condición de compensación reactiva para demanda máxima 31

3.9 Perfiles de voltaje en la barra de 69 kV 32

3.10 Perfiles de voltaje en la barra de 13.8 kV 32

3.11 Flujos de potencia para las barras de Subtransmisión 33

3.12 Flujos de potencia para las barras de Distribución 33

3.13 Condición de carga para demanda mínima 35

3.14 Perfiles de voltaje en la barra de 69 kV 35

3.15 Perfiles de voltaje en la barra de 13.8 kV 36

3.16 Flujos de potencia para las barras de Subtransmisión 36

3.17 Flujos de potencia para los transformadores de Subtransmisión 37

3.18 Resumen de pérdidas en las líneas de Subtransmisión de EMELSAD 40

3.19 Resumen de perdidas en transformadores de EMELSAD 41

3.20 Perdidas activas totales del sistema de Subtransmisión de EMELSAD 41

CAPITULO 4

4.1 Interrupción aportada según tipo de elemento 61

4.2 Tiempos de interrupción dependiendo del tipo de elemento 62

4.3 Parámetros de confiabilidad del sistema de Subtransmisión actual 70

4.4 Matriz de estado reducida del sistema de Subtransmisión actual 71

4.5 Tasa de fallas de acuerdo al estado de cada tramo del sistema 71

4.6 Tasa de fallas sistema actual 71

4.7 Tiempos de Interrupción sistema actual 72

4.8 Tiempos de Indisponibilidad de servicio sistema actual 72

4.9 Índices de confiabilidad del sistema de Subtransmisión actual 73

4.10 Calculo de la energía no suministrada sistema actual 74

4.11 Costo de la energía no suministrada sistema actual 74

4.12 Parámetros de confiabilidad del sistema primera alternativa 79

4.13 Resumen de índices del sistema de Subtransmisión primera alternativa 80

4.14 Calculo de la energía no suministrada primera alternativa 81

4.15 Costo de la energía no suministrada primera alternativa 81

4.16 Reducción del DEC y Ahorro de la Energía no suministrada Primera alternativa 82

4.17 Parámetros de confiabilidad del sistema segunda alternativa 87

4.18 Resumen de índices del sistema de Subtransmisión segunda alternativa 88

4.19 Calculo de la energía no suministrada segunda alternativa 89

4.20 Costo de la energía no suministrada segunda alternativa 89

4.21 Reducción del DEC y Ahorro de la Energía no suministrada segunda alternativa 90

4.22 Parámetros de confiabilidad del sistema tercera alternativa 95

4.23 Resumen de índices del sistema de Subtransmisión tercera alternativa 95

4.24 Calculo de la energía no suministrada tercera alternativa 96

4.25 Costo de la energía no suministrada tercera alternativa 97

4.26 Reducción del DEC y Ahorro de la Energía no suministrada tercera alternativa 97

4.27 Pérdida de energía no suministrada caso actual 101

4.28 Pérdida de energía por efecto Joule 101

4.29 Pérdida de energía no suministrada primera alternativa 103

4.30 Pérdida de energía por efecto Joule primera alternativa 103

4.31 Inversión necesaria para la construcción de la primera alternativa 105

4.32 Evaluación costo - beneficio primera alternativa 105

4.33 Pérdida de energía no suministrada segunda alternativa 107

4.34 Pérdida de energía por efecto Joule segunda alternativa 107

4.35 Inversión necesaria para la construcción de la segunda alternativa 109

4.36 Evaluación costo - beneficio segunda alternativa 109

4.37 Pérdida de energía no suministrada tercera alternativa 111

4.38 Pérdida de energía por efecto Joule tercera alternativa 111

4.35 Inversión necesaria para la construcción de la tercera alternativa 113

4.36 Evaluación costo - beneficio tercera alternativa 113

CAPITULO 5

5.1 Tipo de fallas y sus causas más comunes 115

5.2 Valores de constantes α y β según las curvas 127

5.3 Corrientes de falla del sistema de Subtransmisión Santo Domingo 2004 129

5.4 Resumen de las corrientes nominales de carga 130

LISTADO DE FIGURAS

CAPITULO 2

2.1 Area geográfica de "EMELSAD" 18

2.2 Diagrama Unifilar de sistema de Subtransmisión 19

CAPITULO 3

3.1 Curva diaria de carga de "EMELSAD" 28

CAPITULO 4

4.1 Función de Confiabilidad 45

4.2 Costos y beneficios asociados a la confiabilidad 46

4.3 Clasificación de las interrupciones 47

4.4 Sistema serie 50

4.5 Sistema paralelo 52

4.6 Reducción de la red 53

4.7 Esquema del sistema de Subtransmisión actual de la Empresa 69

4.8 Modelo del sistema de Subtransmisión actual 70

4.9 Esquema del sistema de Subtransmisión en estudio primera alternativa 77

4.10 Modelo del sistema en estudio primera alternativa 78

4.11 Esquema del sistema de Subtransmisión en estudio segunda alternativa 86

4.12 Modelo del sistema en estudio segunda alternativa 87

4.13 Esquema del sistema de Subtransmisión en estudio tercera alternativa 93

4.14 Modelo del sistema en estudio tercera alternativa 94

CAPITULO 5

5.1 Diagrama de una falla en un sistema neutro aislado 117

5.2 Diagrama de una falla en un sistema sólido a tierra 118

5.3 Circuito básico "muestra y graba" utilizado para grabar señales analógicas 124

5.4 Proceso de entrada de datos en un relé digital con múltiples circuitos M/G 125

5.5 Proceso de entrada de datos en un relé digital con un solo circuitos M/G 126

5.6 Sistema simple con RTU 135

5.7 Sistema con RTU y relés digitales 136

5.8 Sistema de visualización HMI 137

5.9 Sistema con IED's 138

RESUMEN.

El objetivo principal de este proyecto es ejecutar los estudios técnico - económico para mejorar la confiabilidad de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. a nivel de Subtransmisión.

Los estudios comprenden el análisis de: el sistema actual, los elementos que intervienen en el sistema de Subtransmisión, la información de las fallas históricas, tiempos de interrupción históricos y con la aplicación de la metodología de Markov's se establece el nivel de confiabilidad del sistema actual.

Luego de analizar el sistema actual, se plantean alternativas para mejorar los niveles de confiabilidad del sistema, se evalúan la confiabilidad, la energía no suministrada y pérdidas por efecto joule para cada caso comparando estos parámetros con los resultados obtenidos del sistema actual se obtienen beneficios técnicos económicos.

Para cada alternativa se realiza una inversión y se analiza la sensibilidad de los parámetros (tasa de interés y el costo de la energía no suministrada) que intervienen en la relación beneficio/costo en un período de 16 años, partiendo de este análisis se selecciona la mejor alternativa para este proyecto.

Se realiza una comparación de varios sistemas de protecciones.

Finalmente se presenta conclusiones y recomendaciones más relevantes de este proyecto.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de Subtransmisión tienen una importancia fundamental dentro del contexto de un sistema eléctrico, causado por el volumen de inversión que exige, así como la elevada responsabilidad de entregar una buena calidad de servicio a sus consumidores.

Los índices de confiabilidad, se encuentran íntimamente ligados con la calidad del servicio eléctrico en cuanto al área técnica, por lo cual si se desea mejorarlos se debe realizar ciertas inversiones las cuales deben estar enfocadas hacia los puntos que influyen en el desempeño de todo el sistema, procurando optimizar los recursos financieros disponibles, relativamente escasos.

Es necesario para el presente proyecto conocer el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., a través del estudio de las fuentes de información en lo que se refiere a duración de las interrupciones y frecuencia de interrupciones, así como los datos depurados y organizados de los elementos eléctricos que conforman al sistema.

El crecimiento continuo de la demanda y el costo que implica la construcción de nuevas instalaciones, hace la necesidad de realizar un estudio en la evaluación de la confiabilidad para entregarle al planificador una herramienta que le permita tomar las decisiones apropiadas considerando, entre otros elementos, la incidencia que cada sector tiene sobre el desempeño del sistema, medido en términos de la capacidad de este para abastecer la demanda conectada.

Este trabajo esta orientado al problema de mejorar la confiabilidad del sistema de Subtransmisión de 69 kV de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.

planteando diversas configuraciones del sistema, Teóricamente es posible lograr un sistema 100% confiable, pero a un costo infinito. En el capitulo IV se describe una metodología para evaluar los índices de confiabilidad, un análisis para los parámetros frecuencia y duración de fallas y para la incorporación de inversiones en forma óptima para el mejoramiento de la confiabilidad y la selección más apropiada del esquema de protecciones para el sistema óptimo planteado.

1.2 ANTECEDENTES.

La Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. tiene su centro de operación en la ciudad de Santo Domingo de los Colorados, su área de concesión cubre todo el Cantón del mismo nombre, el Cantón el Carmen ubicado en la Provincia de Manabí, la parroquia la Unión de la Provincia de Esmeraldas, los recintos Patricia Pilar y Paraíso la "La 14" en la provincia de los Ríos y la Concordia ubicada en una zona no delimitada ente Provincias de Pichincha y Esmeraldas.

El crecimiento que ha experimentado la ciudad de Santo Domingo de los Colorados en los últimos años, es similar al de otras ciudades del país, debiéndose principalmente a la industrialización de algunas áreas y a la migración del campesino a la ciudad.

A fines del 2002 entraron a prestar servicios dos subestaciones para el sector oeste y este de la ciudad para tener una mejor distribución de la carga con las cuales se redistribuyo algunos alimentadores que estaban sobrecargados.

Debido a las grandes distancias que actualmente tienen algunos alimentadores a nivel de 13.8 kV, se tiene la necesidad de implementar nuevas líneas de Subtransmisión para energizar nuevas subestaciones. Por lo que a fines del año 2004 la Empresa Eléctrica tiene planificado la entrada de funcionamiento de nuevas subestaciones (El Rocío y La Abundancia) las mismas que tienen el propósito de disminuir las distancias de los alimentadores y llegar a más consumidores de la zona.

1.3 OBJETIVOS.

El presente trabajo tiene el objetivo de ejecutar los estudios técnico-económicos de alternativas para mejorar los niveles de confiabilidad de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. a nivel de Subtransmisión.

Elaborar una metodología para evaluar los índices de confiabilidad del sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica, tomando como estudio el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo a 69 kV. De esta manera se podrá recomendar las modificaciones de los componentes y/o topología a fin de mejorar la confiabilidad.

1.4 ALCANCE.

El alcance de este proyecto es determinar cual de las varias alternativas propuestas es más ventajosa para el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. para mejorar los niveles de confiabilidad. Para lo cual se analiza el sistema actual tanto en flujos de potencia y confiabilidad, luego se compara con las posibles alternativas planteadas para el sistema analizando cada una las inversiones, confiabilidad, ENS y pérdidas por efecto joule. De aquí se realiza un análisis (técnico – económico) a un periodo de 16 años a futuro para determinar la alternativa más beneficiosa para la Empresa Eléctrica.

En este proyecto no se analiza la coordinación de protecciones solo se da recomendaciones para la elección de los componentes que intervienen en la protección de la alternativa más beneficiosa para la Empresa.

CAPITULO II

2.1 RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN [1]

2.1.1 INTRODUCCIÓN

El siguiente resumen fue tomado del documento de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., el cual describe las características de la empresa, con la finalidad de introducir al lector dentro del esquema que presenta la Empresa Eléctrica tanto en líneas de Subtransmisión, subestaciones de distribución, como de la distribución de la carga. En el presente análisis se consideran todos los puntos presentes dentro del sistema de potencia de la Empresa Eléctrica.

La evaluación de las instalaciones eléctricas de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. requiere del conocimiento del sistema eléctrico, la operación, y el mantenimiento de sus equipos materiales y del estado actual de estos recursos. En tal sentido, a continuación se describe brevemente al Sistema Eléctrico Santo Domingo S.A.

La Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. tiene un área de concesión de 6.649 kilómetros cuadrados, que abarca cinco provincias del país: Pichincha, Esmeraldas, Manabí, Cotopaxi y Los Ríos.

La población servida corresponde a 508.000 habitantes, los que representan 82.152 abonados a diciembre del 2002.

El punto de alimentación de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. se encuentra en la Subestación Santo Domingo del Sistema Nacional

---

[1] EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A. "Departamento de Planificación y el Departamento del Area Técnica, Datos del sistema". 2003.

Interconectado, mediante el cual Transelectric realiza el suministro de Energía a la Empresa. Esta Subestación cuenta con un banco de tres auto transformadores monofásicos de 20/26/33 MVA cada uno, que reducen el voltaje de 138 a 69 kV, y no tiene regulación automática con carga.

El sistema de Subtransmisión de la Empresa fue construido por el Ex INECEL en el año de 1983 y actualmente consta de 9 Subestaciones con una capacidad total de 79.5 MVA en capacidad OA.

2.1.2 LÍNEAS DE SUBTRANSMISION

El sistema de Subtransmisión tiene un nivel de voltaje de 69 kV, para la configuración actual la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. dispone de 126,631 Km. de longitud en líneas de Subtransmisión, que corresponden a los siguientes tramos:

1. **LÍNEA SUBESTACIÓN DE TRANSELECTRIC A SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO.**

Esta línea une la Subestación de Transelectric de Santo Domingo, con la Subestación Santo Domingo de propiedad de la EMELSAD, tiene una longitud de 4,524 Km. su conductor tiene un calibre de 477 MCM.

2. **LÍNEA SUBESTACIÓN DE TRANSELECTRIC A SUBESTACIÓN QUEVEDO.**

Esta línea une la Subestación de Transelectric de Santo Domingo, con la Subestación Quevedo, tiene una longitud de 9,505 Km. y su conductor tiene un calibre de 477 MCM.

A una distancia de 3,658 Km. de la Subestación de Transelectric de Santo Domingo, se construyó una derivación de 0.019 Km. con conductor 266.8 MCM, que energiza la Subestación de La Cadena.

3. LÍNEA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO A SUBESTACIÓN ALLURIQUIN.

Esta línea une la Subestación Sto. Domingo con la Subestación Alluriquin, en una longitud de 18,180 Km. el calibre del conductor es de 2/0 ACSR.

A una distancia de 5,807 Km. de la Subestación Santo Domingo, se construyó una derivación de 0,800 Km. con conductor 2/0 ACSR, que energiza la Subestación Petrocomercial.

4. LÍNEA SUBESTACIÓN QUEVEDO A SUBESTACIÓN EL CARMEN.

Esta línea une la Subestación Quevedo con la Subestación El Carmen y está constituida por dos tramos de línea de diferente conductor. El primer tramo tiene una longitud de 4,108 Km. con un calibre de conductor 477 MCM, y el segundo tramo tiene una longitud de 28,196 Km. y el calibre del conductor es 266.8 MCM.

5. LÍNEA SUBESTACIÓN QUEVEDO A SUBESTACIÓN LA CONCORDIA.

Esta línea une la Subestación Quevedo con la Subestación La Concordia, esta formada por dos tramos de línea de diferente calibre de conductor. El primer tramo tiene una longitud de 4,108 Km. con un calibre de conductor de 477 MCM, el segundo tramo tiene una longitud de 35,736 Km. y el calibre del conductor es 266.8 MCM

A una distancia de 24,660 Km. de la Subestación Quevedo, se construyó una derivación de 0,205 Km. con conductor 2/0 ACSR, para energizar la Subestación Valle Hermoso.

6. LÍNEA SUBESTACIÓN QUEVEDO A SUBESTACIÓN PATRICIA PILAR.

Esta línea une la Subestación Quevedo con la Subestación Patricia Pilar de la vía Quevedo, la longitud de la línea es de 38,103 Km. y el calibre del conductor es 266.8 MCM.

7. LÍNEA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO A SUBESTACIÓN EL CENTENARIO.

Esta línea une la Subestación Santo Domingo con la Subestación El Centenario, la longitud de línea es de 3,687 Km. y el calibre del conductor es 266.8 MCM

En la tabla 2.1, se presenta un resumen de las líneas de Subtransmisión, voltaje, calibre de conductor y la longitud.

LINEA DE SUBTRANSMISION	VOLTAJE (kV)	CALIBRE DEL CONDUCTOR	LONGITUD (Km.)
S/E de Transelectric a S/E Santo Domingo	69	477 MCM	4,524
S/E de Transelectric a S/E Quevedo	69	477 MCM	9,505
S/E Santo Domingo a S/E Petrocomercial	69	2/0 ACSR	5,807
S/E Petrocomercial a S/E Alluriquin	69	2/0 ACSR	12,373
S/E Quevedo a S/E La Concordia.	69	477 MCM	4,108
		266.8 MCM	35,728
Derivación a S/E Valle Hermoso.	69	266.8 MCM	0,205
S/E Quevedo a S/E El Carmen	69	477 MCM	4,108
		266.8 MCM	28,188
S/E Quevedo a S/E Patricia Pilar.	69	266.8 MCM	38,103
S/E Santo Domingo a S/E El Centenario	69	266.8 MCM	3,687
Derivación a S/E La Cadena.	69	266.8 MCM	0,019
TOTAL:			146,355

Tabla 2.1 Resumen de Líneas de Subtransmisión

2.1.3 SUBESTACIONES

La potencia instalada en Subestaciones de distribución cuenta con una capacidad total de 79.5 MVA. Su relación de voltaje, tipo de conexión y capacidad instalada en cada una de ellas se detalla en la Tabla 2.2

SUBESTACIONES	VOLTAJE (kV)	TIPO DE CONEXON	TAP	POTENCIA (MVA)
S/E No.1 -Santo. Domingo.	69/13.8	D/Y1	3	12
S/E No.2 - Quevedo.	69/13.8	D/Y1	3	15
S/E No.3 - La Concordia	69/13.8	Y/Y	3	10
S/E No.4 - El Carmen	69/13.8	D/Y1	3	10
S/E No.5 - Patricia Pilar	69/13.8	D/Y1	3	5
S/E No.6 - Alluriquin	69/13.8	D/Y1	1	2.5
S/E No.7 - Valle Hermoso	69/13.8	D/Y1	3	5
S/E No.8 - El Centenario	69/13.8	D/Y1	3	10
S/E No.9 - La Cadena	69/13.8	D/Y1	3	10
TOTAL:				79.5

Tabla 2.2 Resumen de Subestaciones

La Subestación Petrocomercial de 5 MVA es de propiedad de Petrocomercial y su potencia cubre sólo la demanda de las instalaciones de Petrocomercial.

SUBESTACIÓN No.1

Es una Subestación reductora de 69 kV a 13.8 kV, se encuentra ubicada en el Km. 3 de la Vía Quito, desde la cual salen dos líneas de Subtransmisión a 69 kV que energizan a la Subestación Alluriquin, Petrocomercial y El Centenario, las cuales son Subestaciones reductoras de 2.5 MVA, 5 MVA y 10 MVA respectivamente las cuales se encuentran ubicadas en el Km. 20 de la vía Quito, en el Km. 5 de la misma vía y en el Bay Pass vía Quito y Esmeraldas en la Urbanización el Centenario.

Sirve a la mitad de Santo Domingo mediante cuatro alimentadores trifásicos a 13.8 kV llamados Circuitos Centro, Sur, Quito y Las Mercedes

Alimentadores:

Circuito Centro y Circuito Sur.- alimentan a la parte norte de Santo Domingo.

Circuito Las Mercedes.- alimenta a los recintos Brasilia del Toachi, Libertad del Toachi, hasta llegar al recinto 6 de Enero, y por la vía Quinindé hasta el Km. 8.

Circuito Vía Quito.- alimenta desde la Subestación hasta el Km. 7 de la misma vía.

SUBESTACIÓN No.2

Es una Subestación reductora de 69 kV a 13.8 kV, ubicada en Km. 4.5 de la vía Quevedo y desde la cual salen tres líneas de Subtransmisión a 69 kV que energizan a las Subestaciones: El Carmen, La Concordia, Valle Hermoso y Patricia Pilar, las cuales son Subestaciones reductoras de 10 MVA, 10 MVA, 5 MVA y 5 MVA, ubicadas en las poblaciones del Carmen, la Concordia, Valle Hermoso y Patricia Pilar respectivamente.

Alimentadores:

Existen 5 alimentadores llamados Circuitos 1, 2, 3, 4 y 5.

El circuito No.1.- sirve desde la Subestación hasta el Km. 23 de la vía Quevedo y a varios recintos del área rural avanzando por Puerto Limón hasta el recinto la Florida.

El circuito No. 2.- tomando la ruta del by pass Quevedo-Quito, hasta llegar a la subestación la cadena.

El circuito No.3.- sirve a la parte sur de la cuidad tomando la ruta de la vía Quevedo.

El circuito No.4.- sirve a la parte sur de la cuidad tomando la ruta del by pass Quevedo-Chone, sirve hasta el Km. 4.5 de la vía Chone.

El circuito No.5.- tomando la ruta del by pass Quevedo-Chone, sirve desde el Km. 4.5 de la vía Chone hasta el Km. 21 de la misma vía y a los recintos San Jacinto y

San Vicente del Búa.

SUBESTACIÓN No.3

Es una Subestación reductora de 69 kV a 13.8 kV, Ubicada en el Cantón la Concordia a 45 Km. de Santo Domingo de los Colorados, que alimenta una parte de la provincia de Esmeraldas.

Alimentadores:

Circuito Pepepam.- sale desde la Subestación y alimenta hasta el Km. 29 de la vía Quinindé en dirección a Santo Domingo de los Colorados, se encuentra con el circuito Epacem de la S/E Valle Hermoso en una estructura terminal doble.

Circuito Villegas.- sale desde la Subestación y alimenta mediante alimentadores trifásicos a los recintos las Villegas y Monterrey y mediante derivaciones monofásicas a los recintos La Esmeralda, Bocana del Búa y llega hasta el recinto Chila Guabal.

Circuito La Concordia.- alimenta a la parte central de la Concordia.

Circuito Puerto Quito.- alimenta a los recintos de la Independencia, la Unión, la Abundancia y llega hasta el recinto Puerto Quito.

SUBESTACIÓN No. 4

Ubicada en el Cantón el Carmen a 33 Km. de Santo Domingo, es una Subestación reductora de 69 kV a 13.8 kV, y alimenta a una parte de la provincia de Manabí.

Alimentadores:

Circuito Nuevo Israel.- sale desde la Subestación y se regresa hasta el recinto Nuevo Israel ubicado en el Km. 21 de la vía Chone, encontrándose con el circuito No. 5 de la S/E No.2 en una estructura terminal doble.

Circuito La Bramadora.- sale desde la Subestación y alimenta hasta el recinto Santa María de la Bramadora.

Circuito Maicito.- sale desde la Subestación y alimenta hasta el recinto la Virgencita ubicado en el Km. 60 de la vía Chone, una derivación que parte desde el Km. 40 de la vía Chone, alimenta al recinto Puerto Nuevo en la vía a Pedernales.

Circuito Chone.- sale desde la Subestación y alimenta a la parte central del Cantón el Carmen.

SUBESTACIÓN No. 5

Ubicada en Patricia Pilar a 45 Km. de Santo Domingo, es una Subestación reductora de 69 kV a 13.8 kV, que alimenta a parte de las provincias de los Ríos y el Cotopaxi.

Alimentadores:

Circuito Luz de América.- sale desde la Subestación y sirve hasta el Km 23 de la vía Quevedo en dirección a Santo Domingo de los Colorados, se encuentra con el Circuito No. 1 de la S/E No.2 en una estructura terminal doble.

Circuito la 14.- alimenta los recintos El paraíso "La 14", el Descanso y San Ramón de Armadillo.

Circuito Patricia Pilar.- alimenta a los recintos Patricia Pilar, Santa Marta del Toachi, hasta llegar al recinto Monte Nuevo.

SUBESTACIÓN No. 6

Ubicada en el Km. 20 de la vía Quito, en el recinto El Paraíso, es una Subestación reductora de 69 a 13.8 kV, que alimenta a varios recintos de la vía Quito y de la provincia del Cotopaxi.

Alimentadores:

Circuito Tandapi.- sale desde la Subestación y sirve a los recintos de Alluriquin, Tandapi, Mar de la tranquilidad en la provincia de Pichincha y las Pampas Argentinas en la provincia del Cotopaxi.

Circuito Chiguilpe.- sale desde la Subestación y se regresa hasta el Km. 7 de la vía Quito, encontrándose con el circuito vía Quito de la S/E No. 1 en una estructura terminal doble.

SUBESTACIÓN No.7

Ubicada en el Km. 25 de la Vía Quinindé a 1 Km. en dirección al recinto Valle Hermoso, es una Subestación reductora de 69kV a 13.8kV, que alimenta a la Parroquia de Valle Hermoso y sus alrededores.

Alimentadores:

Circuito Epacem.- sale desde la Subestación y da servicio a todos los recintos ubicados entre el Km. 7 y 29 de la vía Quinindé.

Circuito Valle Hermoso.- sale desde la Subestación y da servicio al Parroquia de Valle Hermoso, llegando hasta el recinto la Caoni.

SUBESTACIÓN No. 8

Ubicada en el By Pass de la vía Quito y Esmeraldas ubicada en la Urbanización El Centenario es una Subestación reductora de 69kV a 13.8 kV. Con los siguientes alimentadores.

Alimentadores:

Circuito Quinindé.- Alimenta toda la avenida la paz y parte de la vía Esmeraldas hasta llegar a Epacem

Circuito Juan Eulogio.- Alimenta todo el Bay Pass entre vía Esmeraldas-Chone,

llegando a la Cooperativa Juan Eulogio, Cooperativa Las Palmas y La Urbanización Los Rosales.

SUESTACION No 9

Ubicada en la Cooperativa 28 de Octubre By Pass Quevedo- Quito, es una Subestación reductora de 69kV a 13.8 kV, que alimenta a varias cooperativas del sector oeste de la ciudad y recintos que se encuentran por dicho sector.

Alimentadores

Circuito Santa Martha.- Alimenta a la Cooperativa del mismo nombre en su totalidad.

Circuito Río Verde.- Alimenta las Cooperativas de Río Verde y Unificados, sirve a los recintos San Gabriel del Baba, Julio Moreno y llega hasta el recinto el Pedregal.

En el gráfico 2.1 se detalla el área geográfica cuya concesión fue otorgada por el CONELEC a la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. y la ubicación del sistema de Subtransmisión en el mismo y en el gráfico 2.2 se detalla el diagrama unifilar del sistema de Subtransmisión.

Un resumen de todos los alimentadores se presenta en la tabla 2.3 la cual indica la distribución según las subestaciones existentes en la empresa eléctrica.

S/E	Alimentador	Voltaje (kV)	LONGITUD (km)
QUITO	CENTRO	13,8	25,4
	SUR	13,8	50,6
	LAS MERCEDES	13,8	208,8
	VIA QUITO	13,8	10,6
QUEVEDO	# 1	13,8	275,7
	# 2	13,8	96,6
	# 3	13,8	37,0
	# 4	13,8	50,4
	# 5	13,8	271,0
CONCORDIA	CONCORDIA	13,8	12,7
	PTO QUITO	13,8	154,8
	PEPEPAN	13,8	189,4
	MONTERREY	13,8	102,5
EL CARMEN	AV CHONE	13,8	25,2
	BRAMADORA	13,8	182,8
	MAICITO	13,8	123,5
	N. ISRAEL	13,8	103,8
PATRICIA PILAR	PATRICIA PILAR	13,8	96,4
	LA 14	13,8	105,9
	LUZ DE AMERICA	13,8	68,7
ALLURIQUIN	CHIGUILPE	13,8	40,0
	TANDAPI	13,8	263,5
VALLE HERMOSO	VALLE HERMOSO	13,8	136,2
	EPACEM	13,8	113,4
EL CENTENARIO	QUININDE	13,8	8,8
	JUAN EULOGIO	13,8	10,2
LA CADENA	RIO VERDE	13,8	5,8
	SANTA MARTA	13,8	6,8

Tabla 2.3 Distribución de los alimentadores primarios.

2.2 INFORMACIÓN DE TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

El nivel de voltaje para los alimentadores primarios es de 13.8 kV, para todo el sistema, y el conductor utilizado varia desde el No. 4 ACSR hasta el 266.8 MCM.

La Empresa cuenta con varios alimentadores primarios que pueden trabajar en anillo, pero que operan normalmente abiertos, constituyéndose este sistema en una gran ventaja, porque permite realizar transferencia de carga entre las diferentes subestaciones.

En la tabla 2.4 se presenta las Subestaciones y lo Alimentadores entre los que se puede realizar transferencia de carga.

SUBESTACIONES	ALIMENTADORES
Subestación No. 1 y Subestación No. 6	Circuito Quito y Circuito Chiguilpe
Subestación No. 1 y Subestación No. 7	Circuito Las Mercedes y Circuito Epacem
Subestación No. 1 y Subestación No. 2	Circuito Sur y Circuito No. 3 Circuito Centro y Circuito No. 4
Subestación No. 1 y Subestación No. 8	Circuito Centro y Circuito Quinindé Circuito centro y Circuito Juan Eulogio
Subestación No. 1 y Subestación No. 9	Circuito Sur y Circuito Río Verde
Subestación No. 2 y Subestación No. 9	Circuito No. 2 y Circuito Río Verde Circuito No. 3 y Circuito Santa Martha
Subestación No. 2 y Subestación No. 8	Circuito No. 5 y Circuito Juan Eulogio Circuito No. 3 y Circuito Juan Eulogio
Subestación No. 2 y Subestación No. 5	Circuito No.1 y Circuito Luz de América
Subestación No. 2 y Subestación No. 4	Circuito No. 5 y Circuito Nuevo Israel
Subestación No. 3 y Subestación No. 7	Circuito Pepepam y Circuito Epacem

Tabla 2.4 Subestaciones y alimentadores entre los que se puede realizar transferencia de carga.

En la tabla2.5 se presenta un resumen de la magnitud del sistema primario de distribución.

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD
Red primaria a 13.8/7.96 KV	2776,8	Km.
Red secundaria 120/240 V	1099,49	Km.
Capacidad instalada en transformadores de distribución	244,33	MVA.
Potencia instalada en alumbrado publico	2740,9	kW.

Tabla 2.5 Resumen del sistema primario de distribución

2.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Existen instalados un total de 7768 transformadores con una potencia de 148.5 MVA, de los cuales son 7556 transformadores monofásicos con una potencia de 129.5 MVA y 202 transformadores trifásicos con una potencia de 19 MVA.

Propietario	NÚMERO DE TRANSFORMADORES			POTENCIA (MVA)		
	1F	3F	Total	1F	3F	Total
Empresa	6.594,00	10,00	6.604,00	112,59	0,90	113,49
Particular	972,00	192,00	1.164,00	16,89	18,14	35,03
	7.566,00	**202,00**	**7.768,00**	**129,48**	**19,04**	**148,52**

Tabla 2.6 Transformadores de distribución instalados en la empresa eléctrica.

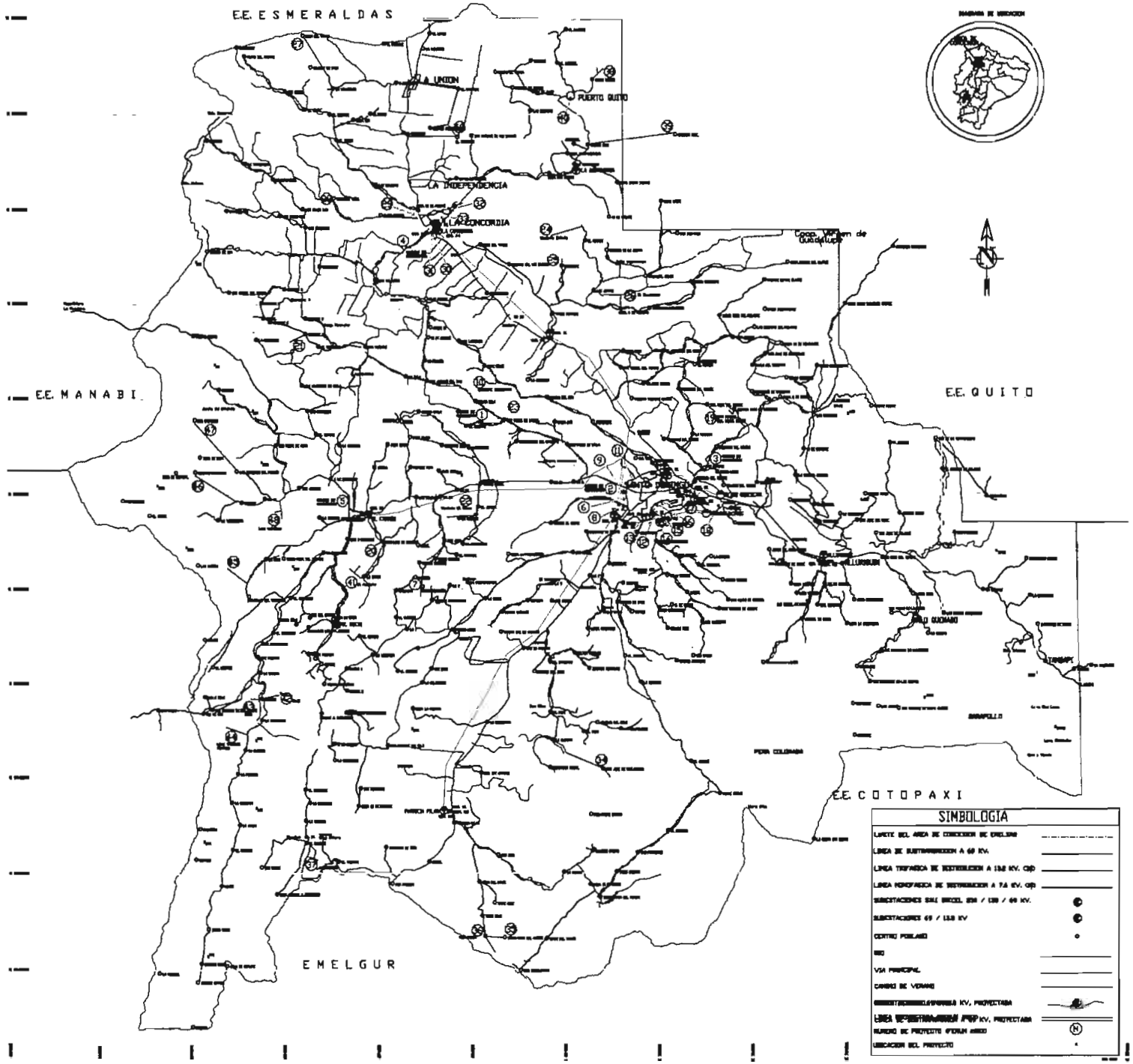
Debido a las condiciones que se presentan en un sistema de potencia, es necesario considerar el aporte de potencia reactiva. A continuación se presenta la tabla 2.7 de los aportes de MVAR de los condensadores conectados en la subestaciones de la empresa.

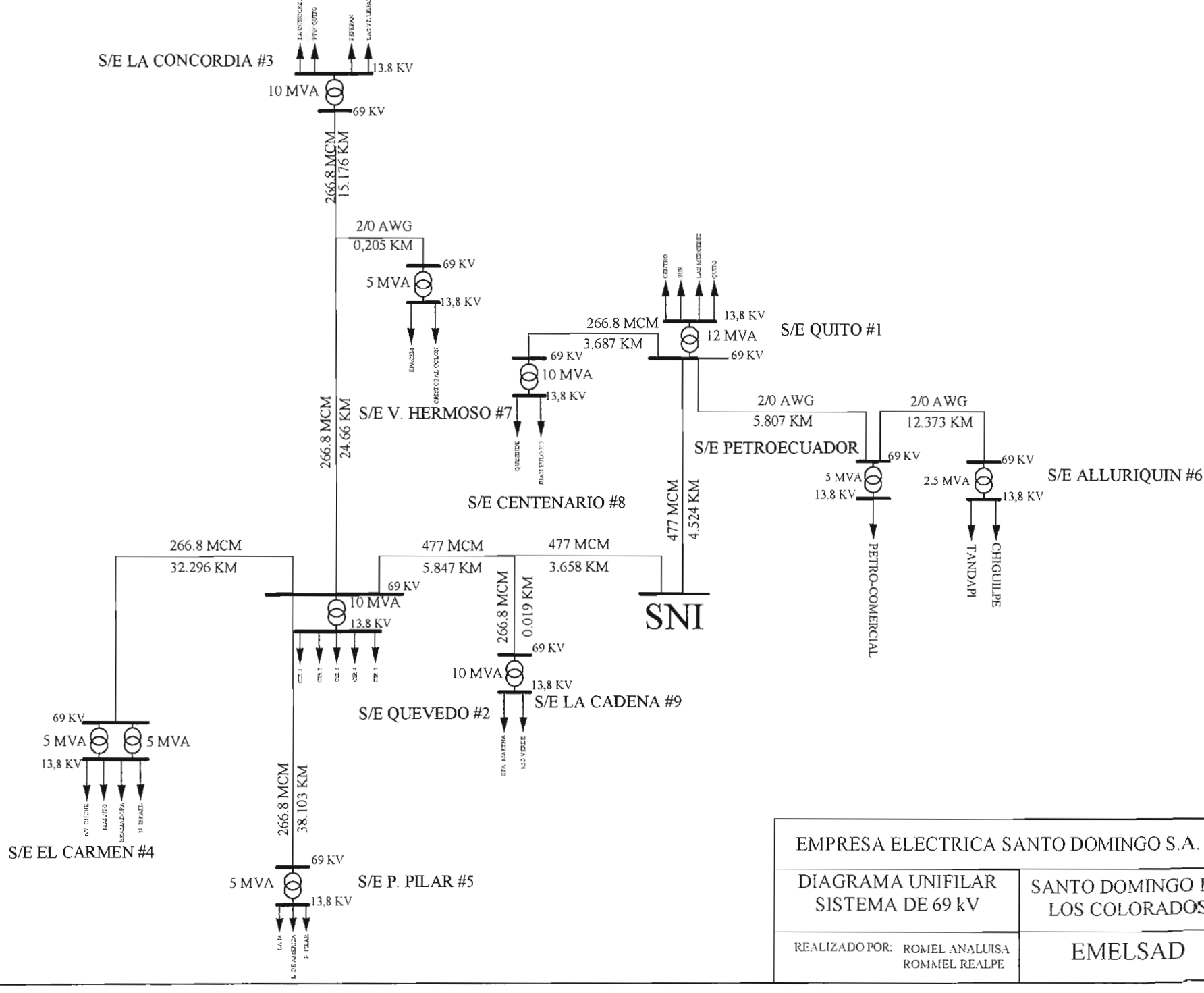
SUBESTACION	CAPACITORES INSTALADOS ACTUALES (MVAR)
SANTO DOMINGO	2,6
QUEVEDO	2,3
LA CADENA	0,9
LA CONCORDIA	2,6
PATRICIA PILAR	0,8
EL CARMEN	0,9
VALLE HERMOSO	0,5

Tabla 2.7 Condensadores conectados en las subestaciones de Subtransmisión.

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.

AREA DE CONCESION ESCALA 1:75.000





EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.	
DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE 69 kV	SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS
REALIZADO POR: ROMEL ANALUISA ROMMEL REALPE	EMELSAD

CAPITULO III

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y CONDICIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO SANTO DOMINGO A ENERO DEL 2003

3.1 INTRODUCCIÓN.

El objetivo principal del estudio es el disponer de una previsión de la demanda del sistema Eléctrico de Santo Domingo S.A. (EMELSAD) que permita la planificación y dimensionamiento integral de futuras expansiones del Sistema de Subtransmisión y de la distribución de la energía a los usuarios del servicio que presta la Empresa.

Las subestaciones principales de distribución consideradas son: # 1 Vía Quito, # 2 Vía Quevedo, #3 La Concordia, #4 El Carmen, #5 Patricia Pilar, #6 Alluriquín, #7 Valle Hermoso, Petrocomercial, #8 El Centenario, #9 La Cadena, actualmente existentes y las que se prevén entren en operación: El Roció (año 2003), La Abundancia (año 2004).

3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA HASTA EL AÑO 2013.

En el análisis de estudio de este capitulo se toma en cuenta los principales indicadores macroeconómicos del Banco Central del Ecuador, las expectativas de crecimiento económico para los años 2002 – 2011, en los escenarios menor, medio y mayor de la demanda eléctrica establecidas por el CONELEC,

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos en el trabajo de investigación que realizo el Ing. Wilson Guerra. La proyección en detalle y las consideraciones tomadas se presenta en el Anexo 01.

En la tabla 3.1 se presenta los resultados obtenidos de la proyección de la demanda total.

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO						
PREVISION DE LA DEMANDA TOTAL						
PERIODO: 2001-2013						
AÑO	CONSUMO TOTAL (GWh)	PÉRDIDAS (%)	DEMANDA DE ENERGIA (GWh)	FACTOR DE CARGA (%)	DEMANDA MAXIMA (MW)	CRCMIENTO D. MAXIMA (%)
2002	196,8	19,0	242,9	55,5	50,0	5,5
2003	213,4	17,0	257,1	55,6	52,7	5,5
2004	231,3	15,0	272,1	55,8	55,6	5,5
2005	244,8	15,0	288,0	56,0	58,7	5,5
2006	260,0	14,0	302,3	56,1	61,5	4,8
2007	273,0	14,0	317,4	56,2	64,5	4,8
2008	289,9	13,0	333,3	56,3	67,6	4,8
2009	304,5	13,0	350,0	56,4	70,8	4,8
2010	323,5	12,0	367,6	56,5	74,3	4,8
2011	338,4	12,0	384,5	56,7	77,5	4,3
2012	354,0	12,0	402,3	56,8	80,8	4,3
2013	370,4	12,0	420,9	57,0	84,3	4,3

NOTA: - AÑO 2002, HISTORICO

- INCLUYE CONSUMO RECUPERADO POR REDUCCION DE PERDIDAS

Tabla 3.1 Previsión total de la demanda

3.3 RESUMEN DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA A NIVEL GLOBAL SECTORIAL

Variables	2001	2005	2010	2013	Crecimiento 2001 - 2013 (%)
Consumo Total (GWh)	174.3	244.8	323.6	370.6	6.5
• Residencial	73.6	111.9	152.5	176.4	7.6
• Comercial	39.3	58.0	78.4	90.0	7.1
• Industrial	34.8	41.8	51.0	57.0	4.2
• Alumbrado Público	12.4	16.1	21.2	24.7	5.9
• Entidades Oficiales	14.2	17.1	20.5	22.5	3.9
Pérdidas de energía (%)	24.1	14.0	12.0	12.0	-5.6
Demanda de energía (GWh)	229,6	288.0	367.7	421.1	5.2
Factor de carga (%)	55.3	56.0	56.5	57.0	
Demanda máxima (MW)	47.4	58.7	74,3	84.3	4.9

Tabla 3.2 Resumen de la previsión de demanda a nivel global sectorial

3.3.1 PREVISIÓN DE DEMANDA A NIVEL DE SUBESTACIÓN

En la tabla 3.3 se presenta un resumen de los resultados obtenidos en la proyección de la demanda a nivel de subestación de distribución del sistema.

Tabla 3.3 Previsión de demanda a nivel de subestación

SUBESTACION	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2013	2001-2013 crec. (%)
S/E #1-12MVA			VIA QUITO					
Consumo (GWh)	61.6	51.5	55.1	58.3	59.3	61.2	61.4	0.0
Pérdidas (%)	4.3	1.8	1.4	1.0	1.0	0.8	0.8	-13.1
D. Energía (GWh)	59.0	50.6	54.3	57.7	58.7	60.7	60.9	0.3
D. Potencia (MW)	11.2	9.3	9.9	10.5	10.6	10.9	10.8	-0.3
S/E #2-15MVA			VIA QUEVEDO					
Consumo (GWh)	64.2	54.5	30.7	32.7	35.4	50.2	60.9	-0.4
Pérdidas (%)	7.9	4.5	1.8	1.1	1.1	0.8	0.8	-17.1
D. Energía (GWh)	69.7	57.1	31.2	33.1	35.8	50.7	61.4	-1.1
D. Potencia (MW)	14.3	11.6	6.3	6.7	7.2	10.1	12.2	-1.3
S/E #3-10MVA			LA CONCORDIA					
Consumo (GWh)	28.8	30.9	33.2	28.2	30.5	43.2	52.2	5.1
Pérdidas (%)	3.8	3.0	2.7	2.3	2.3	1.8	1.8	-6.0
D. Energía (GWh)	29.9	31.9	34.1	28.8	31.2	44.0	53.2	4.9
D. Potencia (MW)	6.0	6.4	6.8	5.7	6.2	8.6	10.3	4.6
S/E #4-10MVA			EL CARMEN					
Consumo (GWh)	25.3	31.7	27.0	28.7	30.8	41.4	48.6	5.6
Pérdidas (%)	3.7	2.9	1.6	1.3	1.3	1.0	1.0	-10.4
D. Energía (GWh)	26.3	32.7	27.5	29.1	31.2	41.8	49.1	5.3
D. Potencia (MW)	6.1	7.6	6.4	6.7	7.2	9.6	11.1	5.1
S/E #5-5MVA			PATRICIA PILAR					
Consumo (GWh)	15.7	14.9	16.0	16.9	17.8	21.9	24.4	3.8
Pérdidas (%)	1.0	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	-6.0
D. Energía (GWh)	15.8	15.0	16.1	17.0	17.9	22.1	24.5	3.7
D. Potencia (MW)	2.8	2.7	2.8	3.0	3.2	3.9	4.2	3.5
SUBESTACION	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2013	2001-2013 crec. (%)

S/E #6-2.5MVA		ALLURIQUIN						
Consumo (GWh)	8.4	6.6	7.0	7.4	7.9	10.5	12.2	3.2
Pérdidas (%)	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	-6.0
D. Energía (GWh)	8.4	6.6	7.0	7.5	8.0	10.5	12.3	3.2
D. Potencia (MW)	1.2	1.0	1.0	1.1	1.2	1.5	1.7	2.9
S/E #7-5MVA		**VALLE HERMOSO**						
Consumo (GWh)	9.8	13.4	14.4	15.3	16.3	21.3	24.5	8.0
Pérdidas (%)	1.5	1.2	1.0	0.2	0.2	0.2	0.2	-16.7
D. Energia (GWh)	9.9	13.6	14.5	15.4	16.4	21.3	24.5	7.8
D. Potencia (MW)	2.6	3.5	3.7	3.9	4.2	5.4	6.1	7.6
S/E - 5MVA		**PETROCOMERCIAL**						
Consumo(GWh)	4.9	5.1	5.2	5.4	5.6	6.6	7.3	3.4
Pérdidas (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
D. Energía (GWh)	4.9	5.1	5.2	5.4	5.6	6.6	7.3	3.4
D. Potencia (MW)	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.1	2.2	1.1
S/E - 10MVA		**CENTENARIO**						
Consumo(GWh)		25.9	27.7	29.4	31.3	41.3	47.8	5.2
Pérdidas (%)		3.4	3.4	3.4	3.4	2.6	2.6	-2.0
D. Energía (GWh)		26.8	28.7	30.4	32.4	42.4	49.1	5.2
D. Potencia (MW)		4.9	5.2	5.5	5.8	7.5	8.9	5.1
S/E-10MVA		**LA CADENA**						
Consumo (GWh)			14.3	15.2	16.4	23.3	28.2	7.0
Pérdidas (%)			2.0	2.0	2.0	1.5	1.5	-2.4
D. Energía (GWh)			14.6	15.5	15.5	23.7	28.6	6.9
D. Potencia (MW)			3.0	3.1	3.1	4.7	5.7	6.6
S/E-5MVA		**EL ROCIO**						
Consumo (GWh)			19.9	21.1	22.3	28.5	32.5	5.0
Pérdidas (%)			1.0	1.0	1.0	0.8	0.8	-2.4
D. Energía (GWh)			20.1	21.3	22.5	28.8	32.7	5.0
D. Potencia (MW)			3.6	3.8	4.0	5.1	5.8	4.8
S/E-2,5MVA		**LA ABUNDANCIA**						
Consumo (GWh)				7.2	7.8	10.4	12.2	6.0
Pérdidas (%)				0.7	0.7	0.6	0.6	-2.6
D. Energía (GWh)				7.3	7.8	10.5	12.3	6.0
D. Potencia (MW)				1.3	1.4	1.9	2.2	5.7
TOTAL SANTO DOMINGO								
Consumo (GWh)	218.66	234.57	250.56	265.89	281.40	360.00	412.17	5.4
Pérdidas (%)	22.78	17.89	15.85	13.85	13.85	10.88	10.88	-6.0
D. Energía (GWh)	224.04	239.35	253.45	268.45	282.91	363.11	415.92	5.3
D .Potencia (MW)	46.08	48.79	50.70	53.31	56.00	71.25	81.18	4.8

3.4 DATOS DEL SISTEMA ACTUAL DE SUBTRANSMISON DE LA EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO "EMELSAD"

Para la simulación de un sistema de potencia es necesario conocer el modelo correspondiente de los elementos de potencia, es decir, líneas de Subtransmisión, transformadores, condensadores y carga. Los parámetros y características de cada uno de los elementos influyen directamente en los resultados del flujo de potencia, siendo por esto necesario contar con el sustento teórico de cada uno de ellos.

3.4.1 DATOS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISION [2]

En resumen, el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo presenta líneas de Subtransmisión de 69 kV. En la tabla 3.4 se presenta los parámetros en por unidad en base de 100 MVA de las líneas que conforman el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.

DATOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION SANTO DOMINGO "EMELSAD"						
BARRAR DE ENVIO	BARRA DE RECEPCION	NUMERO DE CIRCUITOS	X	R	C	LIMITE MVA
SIN	STO DMGO	1	0.0127	0.04029	0.00041	80
SIN	LA CADENA	1	0.0163	0.05160	0.00053	80
LA CADENA	S/E QUEVEDO	1	0.0104	0.03290	0.00034	80
S/E QUEVEDO	EL CARMEN	1	0.1621	0.30230	0.00296	55
STO DMGO	EL CENTENARIO	1	0.0185	0.03450	0.00034	55
S/E QUEVEDO	V. HERMOSO	1	0.1314	0.24500	0.00241	55
V. HERMOSO	LA CONCORDIA	1	0.0685	0.12780	0.00126	55
S/E QUEVEDO	PATRICIA PILAR	1	0.1913	0.35660	0.0035	55
PETROCORME	S/E ALLURIQUIN	1	0.1445	0.14410	0.0010	32.3
STO DMGO	PETROCORME	1	0.0678	0.06760	0.00047	32.3

Tabla 3.4 Datos de Líneas de Subtransmisión

[2] EMPRESA SANTO DOMINGO "EMELSAD", "*Datos proporcionados por el Departamento de Planificación y el Departamento del Area Técnica*".

3.4.2 DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En la tabla 3.5 se presentan los datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. "EMELSAD" y todos en base 100 MVA.

SUBESTACIONES	MARCA	VOLTAJES (kV)	X	R	Capacidad MVA (FA/OA)	TAP	TIPO DE CONEXION
STO DMGO	A.B.B	69 / 13.8	0.0233	0.5658	16.0 /12.5	1.0	DY1
CENTENARIO	MITSUBISHI	69 / 13.8	0.0480	0.7620	12.5 / 10	1.0	DY1
LA CADENA	MITSUBISHI	69 / 13.8	0.0480	0.7620	12.5 / 10	1.0	DY1
QUEVEDO 1	MITSUBISHI	69 / 13.8	0.0480	0.7620	12.5 / 10	1.0	DY1
QUEVEDO 2	PAWELS	69 / 13.8	0.0980	13.400	6.25 / 5	1.0	DY1
LA CONCORDIA	OSAKA	69 / 13.8	0.0480	0.7620	12.5 / 10	1.0	YY0
PETROCOMERCIAL		69 / 13.8	0.0980	14.400	5.0	1.0	DY1
VALLE HERMOSO	PAWELS	69 / 13.8	0.1053	13.720	6.25 / 5	1.0	DY1
EL CARMEN	OSAKA, PAWELS	69 / 13.8	0.0480	0.7620	12.5 / 10	1.0	DY1
PATRICIA PILAR	OSAKA	69 / 13.8	0.1220	14.400	6.25 / 5	1.0	DY1
ALLURIQUIN	ALSTHON	69 / 13.8	0.1220	14.400	3.0 / 2.5	0.95	DY1

Tabla 3.5 Parámetros de los transformadores de "EMELSAD"

Para poder representar la subestación de Transelectric se tuvo que realizar el equivalente en un generador con la potencia de cortocircuito, los cuales fueron proporcionados por Transelectric.

$I_{3\Phi}$ = 5411 (A)

$$X_{(1)} = X_{(2)} = {V_{f-n}}/{I_{3\phi}} = 0.154636 \text{ pu}$$

$I_{1\Phi}$ = 6411 (A)

$$X_{(0)} = {\sqrt{3} * V_{ff}}/{I_{1\phi}} - X_{(1)} * X_{(2)} = 0.08227751 \text{ pu}$$

Todo esta referido a una base de 69 kV y una potencia de 100MVA

3.4.3 SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA

3.4.3.1 INTRODUCCIÓN

El análisis de los flujos de potencia fue realizado utilizando el programa PowerWold 8.0 que permite determinar las condiciones de funcionamiento para el Sistema Eléctrico Santo Domingo S.A. Esta herramienta computacional es de gran apoyo para realizar flujos de potencia, por lo que se utiliza este programa para conocer como esta técnicamente funcionando el sistema Subtransmisión.

Para el caso de las líneas de transmisión existe una caída de voltaje entre la barra de emisión y la barra de recepción. Siempre que cumpla que la potencia reactiva fluye desde el nodo con mayor voltaje hacia el de menor voltaje. Además se observa que todos los ángulos son negativos con respecto al valor de referencia de la barra oscilante y que en la barra de emisión el ángulo es mayor que la barra de recepción. La potencia activa fluye de la barra de mayor ángulo a la de menor ángulo.

3.5 SIMULACIÓN Y ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO SANTO DOMINGO A ENERO DEL 2003

Para determinar la carga actual del Sistema Eléctrico Santo Domingo, fue necesario solicitar al Departamento de operación recopilación de datos de cada uno de los alimentadores que tienen instrumentos de medida y utilizar los datos obtenidos de la subestación de Transelectric de Santo Domingo proporcionados por CSED y datos de las Subestaciones de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. Los cuales los presentamos en la tabla 3.6 con su respectiva curva de carga diaria en la figura 3.1.

HORA	DEMANDA DE POTENCIA		HORA	DEMANDA DE POTENCIA	
	P (MW)	Q (MVAR)		P (MW)	Q (MVAR)
0:15	25,04	7,08	12:15	27,6	8,88
0:30	24,24	6,8	12:30	27,36	8,76
0:45	23,68	6,6	12:45	27,52	8,8
1:00	23,44	6,56	13:00	27,56	8,8
1:15	23,16	6,44	13:15	28,12	9,16
1:30	23,08	6,52	13:30	28,96	9,76
1:45	22,52	6,08	13:45	29,64	10,32
2:00	22,32	6	14:00	29,72	10,56
2:15	22,16	5,92	14:15	29,84	10,8
2:30	22,16	5,92	14:30	29,72	10,76
2:45	22,08	5,92	14:45	29,72	10,76
3:00	22,04	5,88	15:00	29,4	10,44
3:15	22,04	5,88	15:15	29,44	10,64
3:30	21,92	5,8	15:30	29,88	10,96
3:45	21,76	5,6	15:45	29,84	11
4:00	21,88	5,68	16:00	29,52	10,72
4:15	21,96	5,76	16:15	29,48	10,56
4:30	22,08	5,76	16:30	29,28	10,32
4:45	22,36	5,76	16:45	29,24	10,36
5:00	22,68	5,88	17:00	29	9,68
5:15	23	5,76	17:15	29	7,72
5:30	23,56	5,8	17:30	28,72	7,24
5:45	24,44	5,92	17:45	28,76	6,84
6:00	25,32	6,08	18:00	29,08	6,56
6:15	26,52	6,16	18:15	30,36	6,92
6:30	26,48	5,48	18:30	32,68	7,36
6:45	26,52	5,04	18:45	38	9,12
7:00	25,88	4,84	19:00	45,24	11,24
7:15	25,12	4,76	19:15	48,84	11,72
7:30	24,32	4,76	19:30	49,56	11,68
7:45	24,16	5	19:45	49,76	11,48
8:00	24,36	5,56	20:00	49,64	11,28
8:15	24,36	5,88	20:15	49,16	11,12
8:30	24,84	6,52	20:30	48,4	10,88
8:45	25,12	6,92	20:45	46,84	10,28
9:00	24,44	8	21:00	46	10,12
9:15	24,68	8,52	21:15	44,76	9,8
9:30	25,04	8,72	21:30	43,28	9,36
9:45	25,24	8,88	21:45	41,64	9,12
10:00	25,64	9,28	22:00	39,52	8,76
10:15	25,6	9,52	22:15	37,24	8,28
10:30	25,88	9,8	22:30	35,16	7,8
10:45	26,16	10	22:45	33	7,24
11:00	26,4	10	23:00	31,04	7,28
11:15	27,12	9,24	23:15	29,24	8,44
11:30	27,68	9,28	23:30	28,04	8,12
11:45	27,96	9,44	23:45	26,8	7,88
12:00	27,84	9,2	24:00:00	25,28	7,36

Tabla 3.6 Carga horaria del 15 de enero del 2003

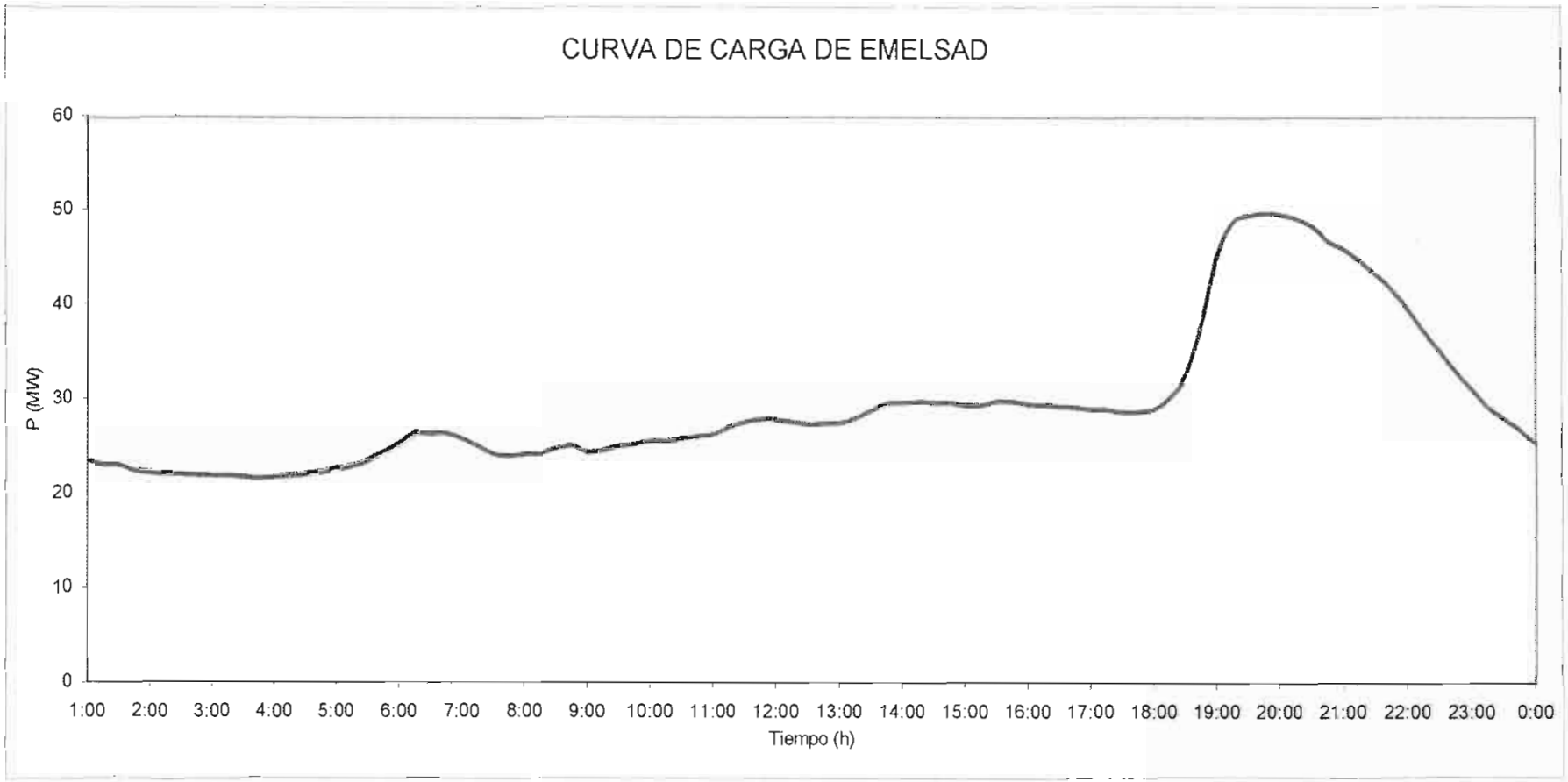


FIGURA 3.1 Curva diaria de EMELSAD del día 15 de enero del 2003

Es necesario considerar que las medidas fueron tomadas en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., para lo cual para nuestro estudio se tomo la fecha del mes de enero del 2003.

Es posible observar que dentro del periodo de estudio, se toma el día 15 de enero del 2003 ya que en esta fecha se tiene la demanda máxima del mes de enero, en la tabla 3.6 se indica un resumen, obteniendo la demanda máxima del sistema, a las 19h45 con un valor de 49.76 MW y 11.48 MVAR.

Mediante corrida de flujos del Sistema de Subtransmisión, se evaluará si el sistema puede mantener el suministro de calidad del servicio eléctrico, en los términos de niveles apropiados de voltaje y de cargabilidad de los componentes del sistema.

3.5.1 CASOS CONSIDERADOS

Se realiza las corridas de flujos de potencia, modelando al sistema con las condiciones de operación de máxima demanda, de la cual obtenemos valores de los niveles de voltaje en las barras de las Subestaciones y las barras de Subtransmisión, mediante el ajuste del Tap`s de los transformadores y la instalación de banco de capacitores autocontrolados para mínima demanda a fin de verificar que no existan sobrevoltajes.

Para el caso de demanda mínima se adopto un valor de potencia que representa el 30% de la demanda máxima. El cual es aplico para todas las subestaciones.

Se tratarán los dos casos mencionados, para determinar las condiciones actuales de operación del sistema y las posibles contingencias que puedan presentarse, como son sobrecarga en las líneas de Subtransmisión, bajos voltajes a nivel de 69 kV para el caso de demanda máxima y sobrevoltajes para el caso de demanda mínima, a fin de recomendar soluciones para futuro.

3.5.1.1 DEMANDA MAXIMA

Se considera a este caso como el caso base, con las actuales condiciones de operación en estado normal, escenario de demanda real máxima registrado en la Empresa, ubicación actual del Tap de los transformadores de potencia y bancos de condensadores existentes.

3.5.1.2 DEMANDA MINIMA

Dado que no existe personal, para tomar lecturas de la demanda del sistema en horas de demanda mínima, se ha modelado el sistema con una carga que representa el 30 % de la demanda máxima, valor que corresponde a un promedio de los ejercicios realizados para estos casos.

3.6 RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA

En los cuadros y en los gráficos que se incluyen a continuación, consta el resumen de los resultados de los flujos de potencia para las dos condiciones de operación del sistema.

La evaluación de los resultados se realizó, tomando en cuenta la regulación 004/01 "Calidad del Servicio Eléctrico" emitida por el CONELEC, que establece los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad del servicio eléctrico de Distribución.

- Del Transmisor, manteniendo los perfiles de voltaje dentro del ± 3% para 69 kV.
- Distribuidores y Grandes Consumidores, presentando factores de potencia 0.97 o superior inductivo para demandas media y máxima y 1.0 o menor inductivo para demanda mínima.

3.6.1 DEMANDA MAXIMA

3.6.1.1 CONDICIONES DE CARGA PARA DEMANDA MAXIMA

Para realizar el análisis de flujos de potencia es necesario conocer las condiciones de carga bajo las cuales opero el sistema. Se consideran las cargas para cada alimentador presentes en cada una de las barras del sistema.

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
3	SANTO DOMINGO	8.93	3.49	9.59
17	VALLE HERMOSO	3.4	1.28	3.64
14	QUEVEDO	8.95	2.03	9.4
5	PETROCOMERCIAL	1.9	0.38	1.94
23	PATRICIA PILAR	3.36	1.31	3.61
19	LA CONCORDIA	6.71	2.91	7.31
12	LA CADENA	3	1,4	3,31
21	EL CARMEN	6.57	1.88	6.83
9	EL CENTENARIO	5,2	2,37	5,71
7	ALLURIQUIN	1.51	0,44	1.57

Tabla 3.7 Condición de carga para demanda máxima

3.6.1.2 CONDICIONES DE DESPACHO PARA COMPENSACION REACTIVA

Debido a las condiciones que se presentan en un sistema de potencia, es necesario considerar el aporte de potencia reactiva. A continuación se presenta la tabla respectiva a los aportes de los MVAR de los condensadores conectados en la barras de salida a nivel de 13.8 kV. En las Subestaciones del sistema Eléctrico Santo Domingo S.A.

BARRA	SUBESTACION	VALOR (MVAR)
3	STO DMGO	2,6
14	QUEVEDO	2,3
11	LA CADENA	0,9
19	LA CONCORDIA	2,6
23	PATRICIA PILAR	0,8
21	EL CARMEN	0,9
17	VALLE HERMOSO	0,5

Tabla 3.8 Condición de compensación reactiva para demanda máxima

3.6.1.3 VOLTAJES EN EL SISTEMA ELECTRICO DE SANTO DOMINGO

A continuación se presentan en las siguientes tablas los valores de voltajes obtenidos para condición de demanda máxima para enero del 2003. Esto permitió observar que el sistema se encuentra operando bajo las condiciones requeridas por la carga, garantizando un comportamiento y operación adecuado de las instalaciones del Sistema Eléctrico Santo Domingo.

SUBESTACIONES	CODIGO	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)
SNI	SNI	1,000	69,000
SANTO DOMINGO1	S/E # 1	0,996	68,744
LA CADENA	S/E # 9	0,994	68,584
PETROCOMERCIAL	S/E #	0,993	68,514
ALLURIQUIN	S/E # 6	0,992	68,473
QUEVEDO	S/E # 2	0,990	68,275
EL CENTENARIO	S/E # 8	0,989	68,248
PATRICIA PILAR	S/E # 5	0,983	67,820
EL CARMEN	S/E # 4	0,974	67,199
VALLE HERMOSO	S/E # 7	0,970	66,928
LA CONCORDIA	S/E # 3	0,969	66,849

Tabla 3.9 Perfiles de voltaje en las barras de 69 kV

SUBESTACIONES	CODIGO	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)
ALLURIQUIN	S/E #6	1,041	15,00
SANTO DOMINGO1	S/E #1	0,994	13,71
QUEVEDO	S/E #2	0,989	13,65
LA CADENA	S/E #9	0,986	13,61
PETROCOMERCIAL	S/E #	0,983	13,57
PATRICIA PILAR	S/E #5	0,982	13,55
VALLE HERMOSO	S/E #7	0,969	13,37
LA CONCORDIA	S/E #3	0,967	13,35
EL CENTENARIO	S/E #8	0,966	13,33
EL CARMEN	S/E #4	0,965	13,32

Tabla 3.10 Perfiles de voltaje en las barras de 13.8 kV

3.6.1.4 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES

A continuación se presentan los flujos de potencia a través de las líneas de Subtransmisión y transformadores del Sistema Eléctrico Santo Domingo S.A. El programa PowerWold 8.0 permite aplicar un tipo de límite térmico para todas las líneas y para todos los transformadores. Debido a que se encuentra analizándose la condición de demanda máxima, se realizaron simulaciones de flujos para la condición de límite A y B que considera los limites tipo OA y FA para los transformadores.

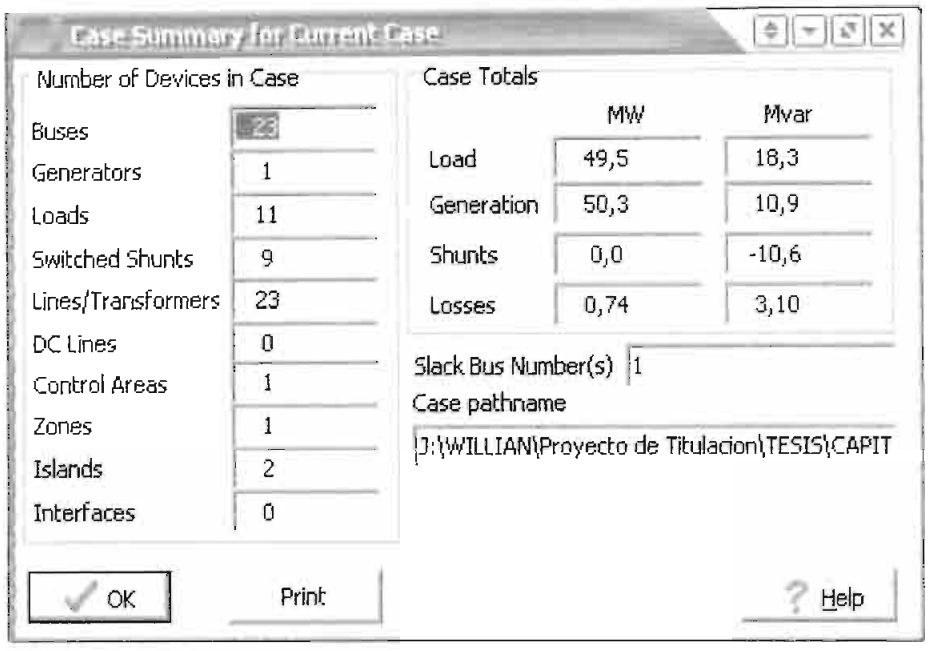
BARRA DE SALIDA	BARRA DE LLEGADA	FLUJO		FLUJO (MVA)	NOMINAL (MVA)	LIMITE TERMICO %
		P (MW)	Q (MVAR)			
SNI	SANTO DMGO	17,6	4,5	18,2	80	22,8
SNI	LA CADENA	32,7	8,3	33,7	80	42,1
LA CADENA	S/E QUEVEDO	29,5	7,1	30,3	80	37,9
STO DMGO	CENTENARIO	6,7	1,4	6,8	55	12,3
S/E QUEVEDO	S/E V. HERMOSO	5,2	2,6	5,9	55	10,6
S/E QUEVEDO	EL CARMEN	10,4	3,2	10,8	55	19,7
S/E QUEVEDO	P. PILAR	6,8	1,7	7	55	12,7
S/E V. HERMOSO	LA CONCORDIA	3,4	1	3,5	55	6,4
SANTO DMGO	PETROCORMERCIAL	1,5	0,1	1,5	32,3	4,7
PETROCOMERCIAL	S/E ALLURIQUIN	3,4	0,5	3,5	32.2	10,7

Tabla 3.11 Flujos potencia para las barras de Subtransmisión

S/E	TRAFO	MW	MVAR	MVA	Lim térmico	% del limite térmico
S/E 1	1	9,9	1,7958	10,085	12,5	80,7
S/E QUEVEVEDO	1	6,3	0,0039	6,319	10	63,2
LA CONCORDIA	1	6,8	0,779	6,867	10	68,7
EL CARMEN	1	3,2	0,5334	3,249	5	65
	2	3,2	0,5334	3,249	5	65
P. PILAR	1	2,9	0,4922	2,941	5	58,8
S/E ALLURIQUIN	1	1	0,3063	1,047	2,5	41,9
S/E V. HERMOSO	1	3,7	1,0726	3,868	5	77,4
EL CENTENARIO	1	5,2	2,6351	5,844	10	58,4
LA CADENA	1	3	0,5937	3,058	10	30,6

Tabla 3.12 Resumen de flujos para los transformadores de Subtransmisión.

Las pérdidas totales en el Sistema Eléctrico Santo Domingo para condiciones de demanda máxima en el año 2003 se puede observar en el siguiente cuadro.



Este cuadro presenta un resumen de las condiciones del modelo de la simulación para el mes de enero del 2003 en condición de demanda máxima. El resultado de las perdidas totales es de 0.7447 MW y 3.101 MVAR. Comparando el valor de las perdidas activas con respecto a la potencia generada se puede observar que las pérdidas para el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo se encuentra en un 1.5904%.

3.6.2 DEMANDA MINIMA

3.6.2.1 CONDIONES DE CARGA

Para obtener valores de demanda mínima y realizar la respectiva simulación se tomo un valor de 30% del valor de la demanda máxima.

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
3	SANTO DOMINGO	3.13	1.22	3.35
17	VALLE HERMOSO	1.19	0.44	1.27
14	QUEVEDO	3.13	1.01	3.29
5	PETROCOMERCIAL	0,66	0,13	0,67
23	PATRICIA PILAR	1.18	0,46	1.26
19	LA CONCORDIA	2,34	1.01	2.55
12	LA CADENA	1.05	0.49	1.16
21	EL CARMEN	2.29	0,66	2,38
9	EL CENTENARIO	1,52	0,83	1,73
7	ALLURIQUIN	0,53	0,15	0,55

Tabla 3.13 Carga en demanda mínima

3.6.2.2 VOLTAJES EN EL SISTEMA ELECTRICO SANTO DOMINGO

Es posible observar que los valores de voltaje están dentro del rango exigido por la ley de regulación del sector eléctrico. Comparando con los valores obtenidos con demanda máxima vemos los valores son ligeramente mayores, en la mayoría de los casos están cercanos al valor de 1 p.u. esto se explica debido a la demanda de carga menor que se tiene en este caso.

SUBESTACIONES	CODIGO	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)
SNI	SNI	1	69
S/E SANTO DOMINGO	S/E # 1	0,99911	68,939
EL CENTENARIO	S/E # 8	0,99856	68,901
PETROCOMER	S/E #	0,99841	68,89
S/E ALLURIQUIN	S/E # 6	0,99794	68,858
LA CADENA	S/E # 9	0,99777	68,846
S/E QUEVEVEDO	S/E # 2	0,99644	68,755
PATRICIA PILAR	S/E # 5	0,9926	68,489
EL CARMEN	S/E # 4	0,99142	68,408
S/E VALLE HERMOSO	S/E # 7	0,99046	68,342
LA CONCORDIA	S/E # 3	0,98856	68,211

Tabla 3.14 Perfiles de voltaje en las barras de 69 kV.

SUBESTACIONES	CODIGO	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)
C. ALLURIQUIN	S/E # 6	1,05227	15,153
C. SANTO DOMINGO	S/E # 1	0,99992	13,799
C. QUEVEDO	S/E # 2	0,99914	13,788
C. LA CADENA	S/E # 9	0,99851	13,779
C. PETROCOMER	S/E # 0	0,99579	13,742
C. CENTENARIO	S/E # 8	0,99138	13,681
C. EL CARMEN	S/E # 4	0,98829	13,638
C. PATRICIA PILAR	S/E # 5	0,98607	13,608
C. LA CONCORDIA	S/E # 3	0,98545	13,599
C. VALLE HERMOSO	S/E # 7	0,98284	13,563

Tabla 3.15 Perfiles de voltaje en las barras de 13.8 kV.

3.6.2.3 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES

Para el análisis en demanda mínima se comprueba que no existe sobrecarga ni en las líneas ni en los transformadores por estar en demanda mínima, en la tabla 3.16 continuación se presenta los flujos en las siguientes tablas.

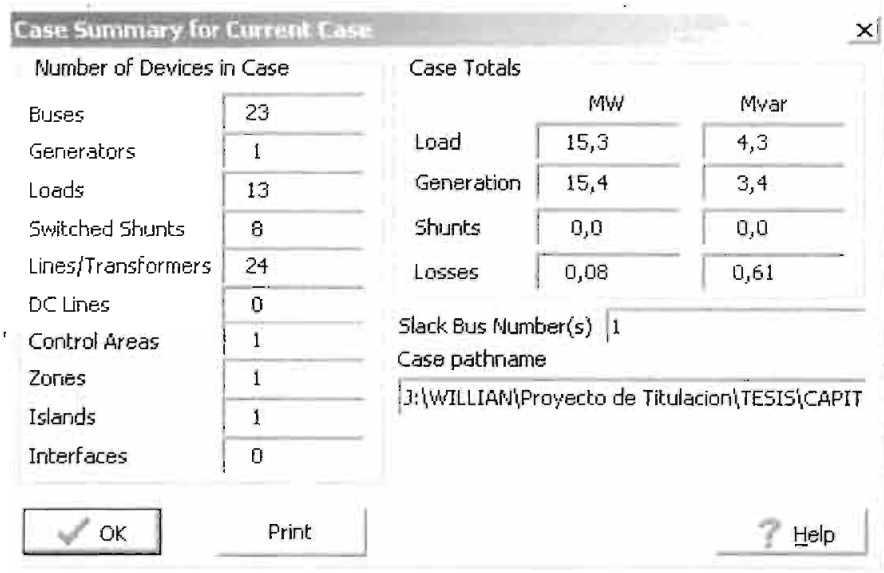
BARRA DE SALIDA	BARRA DE LLEGADA	FLUJO		FLUJO (MVA)	NOMINAL (MVA)	LIMITE TERMICO %
		P (MW)	Q(MVAR)			
SNI	LA CADENA	11,3	2	11,4	80	14,3
LA CADEN	S/E QUEVEDO	10,2	1,8	10,3	80	12,9
SNI	S/E SANTO DOMINGO	5,8	1,6	6,1	80	7,6
S/E V. HERMOSO	LA CONCORDIA	2,3	0,2	2,4	55	4,3
S/E QUEVEDO	EL CARMEN	2,3	0,4	2,3	55	4,3
S/E QUEVEVEDO	S/E V. HERMOSO	3,6	0,4	3,6	55	6,5
S/E SANTO DOMINGO	EL CENTENARIO	1,5	0,9	1,7	55	3,2
S/E QUEVEDO	P. PILAR	1,2	0,5	1,3	55	2,3
PETROCOMERCIAL	S/E ALLURIQUIN	0,5	0,1	0,5	32,3	1,7
S/E SANTO DOMINGO	PETROCOMERCIAL	1,2	0,1	1,2	32,3	3,7

Tabla 3.16 Resumen de flujos para las barras de Subtransmisión

S/E	TRAFO	MW	MVAR	MVA	Lim térmico	% del limite térmico
S/E SANTO DOMINGO	1	3	0,60	3,08	12,50	24,70
S/E QUEVEVEDO	1	1,9	0,30	1,93	10,00	19,30
LA CONCORDIA	1	2	0,60	2,13	10,00	21,30
EL CARMEN	1	1	0,20	0,98	5,00	19,60
	2	1	0,20	0,98	5,00	19,60
P. PILAR	1	0,9	0,30	0,92	5,00	18,40
S/E ALLURIQUIN	1	0,3	0,10	0,33	2,50	13,20
S/E V. HERMOSO	1	1,1	0,40	1,18	5,00	23,50
EL CENTENARIO	1	1,6	0,70	1,71	10,00	17,00
LA CADENA	1	0,9	0,2	0,928	10,00	9,3

Tabla 3.17 Resumen de flujos para los transformadores de Subtransmisión.

En el siguiente cuadro se presenta el resumen operativo para el modelo de simulación para el mes de enero del 2003 en condición de demanda mínima.



3.7 ESTUDIO DE PÉRDIDAS

El valor de las pérdidas es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la Empresa, por lo que es imprescindible conocer y evaluar la

incidencia de las mismas en las diferentes etapas funcionales de un sistema eléctrico, desde la producción hasta la entrega al usuario, con el fin de establecer criterios y políticas conducentes a lograr un control permanente de las mismas, posibilitando su corrección.

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos según su origen y son:

1. Pérdidas técnicas
2. Pérdidas no técnicas

3.7.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS.

Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones, del manejo y conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de la corriente eléctrica a través del Sistema. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida.

Para el estudio de pérdidas técnicas en un Sistema eléctrico, es conveniente dividir éste en un conjunto de subsistemas o categorías para lograr ciertas simplificaciones en los cálculos. El número de subsistemas dependerá de la complejidad del sistema y de la información disponible.

Es frecuente considerar las siguientes divisiones, ya que ellas presentan ciertas características comunes.

1. Sistema de Generación
2. Sistema de Transmisión
3. Sistema de Subtransmisión
4. Sistema Primario de Distribución
5. Sistema Secundario de Distribución.

3.7.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

Las pérdidas no técnicas constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto esta energía es utilizada por algún consumidor o no de la Empresa Distribuidora, del cual la Empresa recibe una parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

3.7.3 MODELACIÓN

Sobre la base de las definiciones expuestas anteriormente y debido a lo extenso que constituye un estudio de esta naturaleza, la modelación y los respectivos análisis del presente estudio están basados en el estudio de pérdidas del Sistema de Subtransmisión.

3.7.4 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Las pérdidas en el Sistema de Subtransmisión tienen dos contribuciones, aquellas producidas en las líneas y las de los transformadores de potencia de las Subestaciones de Distribución.
Para las pérdidas técnicas, se consideraron aquellas que se originan por efecto Joule en las líneas y por el núcleo y los devanados en los transformadores. No se ha evaluado aquellas que podrían derivarse del efecto corona, por que sus valores no son significativos en los niveles de voltaje de la Empresa a 69 kV para Subtransmisión.

3.7.5 NIVELES DE PÉRDIDAS

Es muy complejo establecer en forma general un nivel óptimo de pérdidas totales para cualquier sistema, dado que depende de las características propias del sistema y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de las pérdidas de energía.

3.7.6 PÉRDIDAS EN LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Las pérdidas de potencia activa de las líneas de Subtransmisión se presentan en la tabla 3.18. estos resultados fueron obtenidos de la modelación del sistema actual con el PowerWord 8.0 para máxima demanda, considerando los transformadores como una carga puramente reactiva, teniendo un valor de 0.744 MW, que representa el 1.59% de la demanda máxima del sistema, cuyo valor es de 49,76 MW.

En la tabla 3.18 siguiente se detalla las pérdidas en cada línea de Subtransmisión.

BARRAR DE ENVIO	BARRA DE RECEPCION	POT. Q TRANSPO. (MW)	PERDIDAS (MW)	% DE PERDIDAS
SNI	STO DMGO	17,6	0,04211	0,2209
SNI	LA CADENA	32,7	0,18512	0,5671
LA CADENA	S/E QUEVEDO	29,5	0,09747	0,3300
S/E QUEVEDO	EL CARMEN	6,7	0,07336	1,6667
STO DMGO	EL CENTENARIO	5,2	0,00639	0,1923
S/E QUEVEDO	V. HERMOSO	10,4	0,1602	1,4953
V. HERMOSO	LA CONCORDIA	6,8	0,03606	0,4347
S/E QUEVEDO	PATRICIA PILAR	3,4	0,02445	0,6896
PETROCORME	S/E ALLURIQUIN	1,5	0,00339	0
STO DMGO	PETROCORME	3,4	0,0082	0,3446
TOTAL D PERD LINEAS SUBT:		49.76	0.621	1.34

Tabla 3.18 Resumen de pérdidas en líneas de Subtransmisión de EMELSAD

3.7.7 EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para la simulación de los transformadores se tomo en cuenta el límite térmico de menor capacidad (OA) con el cual se hallo las pérdidas activas y reactiva mediante la ayuda del PowerWold 8.0, mediante la simulación se encontró que las pérdidas totales en los transformadores de potencia que son 123.8 KW, que representan el 0.25% de la demanda máxima del sistema.

Las pérdidas de los transformadores, se detallan en la tabla 3.19 y el porcentaje de pérdidas se calculó con respecto a la demanda de potencia activa de cada transformador.

SUBESTACION	CARGA (MW)	PERDIDAS (MW)	% DE PERDIDAS
STO DMGO	8,95	0,02	0,2020
QUEVEDO	8.93	0,02	0,3175
LA CADENA	3	0,00	0,0000
CENTENARIO	5,2	0,02	0,3846
LA CONCORDIA	6,71	0,02	0,2941
PETROCOMERCIAL	1,9	0,00	0,0000
PATRICIA PILAR	3.36	0,00	0,0000
EL CARMEN	3,28	0,01	0,3125
EL CARMEN	3,28	0,01	0,3125
VALLE HERMOSO	3,40	0,02	0,5405
ALLURIQUIN	1.51	0,00	0,0000
TOTAL	49.53	0,128	0,25641

Tabla 3.19 Pérdidas en transformadores de EMELSAD

3.7.8 PÉRDIDAS ACTIVAS TOTALES DEL SISTEMA DE SUSBTRANSMISION

Las pérdidas activas totales del sistema de Subtransmisión comparadas con respecto a la demanda máxima del sistema quedan distribuidas conforme se muestra en la tabla 3.20

DESCRIPCION	PERDIDAS (MW)	% DE PERDIDAS
PERDIDAS EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISION	0,621	1,34
PERDIDAS EN TRANSFORMADORES	0,13	0,25
TOTAL	0.744	1.59

Tabla 3.20 Pérdidas activas totales del sistema de Subtransmisión de EMELSAD

ANÁLISIS DE RESULTADOS

La demanda de carga diaria no fue tomada de la Subestaciones El Centenario y La Cadena por no tener medidores electrónicos por la cual no consta en el grafico de la curva diaria pero se calculo mediante los datos proporcionados por Transelectric y EMELSAD y por lo cual para los flujos de potencia están tomados en cuenta.

El porcentaje de pérdidas de la tabla 3.18, se calculó respecto a la potencia real transmitida en la línea de Subtransmisión, el mismo que no debe ser mayor al 2.5%, según los niveles de pérdidas recomendados para líneas de Subtransmisión. Con lo que se observa que ninguna de las líneas de Subtransmisión excede este limite.

Para la simulación de los transformadores se consideraron a todos con un enfriamiento OA (Aire y Aceite) y para este caso se puede observar que el transformador con mas porcentaje de carga es de la Subestación Santo Domingo con 80.7% de la capacidad total, si se hiciera funcionar la otra opción de enfriamiento (FA) del transformador se tiene que el limite térmico disminuye a 63%,

Del análisis de resultados expuesto, se puede observar que el sistema de Subtransmisión esta funcionando dentro de los parámetros de la regulación de calidad del servicio eléctrico 004/01 del CONELEC.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

4.1 INTRODUCCIÓN

Para realizar el análisis de fiabilidad de un sistema es preciso modelarlo, pues esto ayuda a comprender su funcionamiento, bajo diferentes condiciones de operación.

En el desarrollo de este trabajo se utilizarán las siguientes hipótesis:

- Las redes consideradas corresponden al sistema de Subtransmisión que corresponde al voltaje de 69 kV nominal
- El énfasis se concentrara en las líneas de Subtransmisión que suministran a las principales subestaciones de la empresa de distribución.
- Los tipos de falla a ser tomados en cuenta son del tipo activo, es decir, requieren la operación de algún dispositivo de protección.

Se describe brevemente como esta constituido el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. a ser analizada.

Las líneas de Subtransmisión, empiezan en la Subestación de Transelectric, la cual pasa de alta tensión a alta tensión (AT / AT), es decir de 230kV a 138kV y de 138kV a 69kV, considerada como estándar en las líneas de Subtransmisión en nuestro país (Ecuador).

Un estudio de la demanda (modelación de las líneas de Subtransmisión) nos permite determinar la carga que se ve afectada durante una interrupción en una forma más cercana a la realidad, para este trabajo la modelación se realiza a demanda máxima, ya que esta ayudara a determinar la carga afectada durante la interrupción.

A continuación se resumen los elementos que se proponen para modelar las líneas de Subtransmisión.

- Tramos (líneas de Subtransmisión), su longitud (Km.).
- Centros de transformación, potencia instalada, numero de clientes.
- Equipos de protección y maniobra.

4.2 DEFINICIONES GENERALES.

4.2.1 CALIDAD DE SERVICIO. [3]

La Calidad de Servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, relacionados con la continuidad de servicio.

El concepto de Calidad de Servicio, como puede apreciarse, es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro o índice. Existen diversos cuantificadores que dan cuenta de la presencia de tales anomalías e indican la necesidad de tomar medidas correctivas, dado que las fuentes de estos problemas son normalmente conocidas. Por otra parte, los cortes de suministro de energía eléctrica, que afectan a todos los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas, se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y su duración. Una manera más general de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad.

4.2.2 CONFIABILIDAD.

La habilidad del sistema de proporcionar y suministrar una adecuada energía eléctrica satisfaciendo los requisitos del consumidor final. Como concepto

---

[3] BARCENAS, WILIAM. & TOAPANTA, EDWIN. "Confiabilidad en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano"

general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo. Para un componente aislado, corresponde a una exponencial decreciente, indicando que la probabilidad de estar operando es mayor en los instantes iniciales a su puesta en funcionamiento o "nacimiento" que después de pasado un largo tiempo. Evidentemente, en el tiempo infinito tal probabilidad será cero (ver figura 4.1).

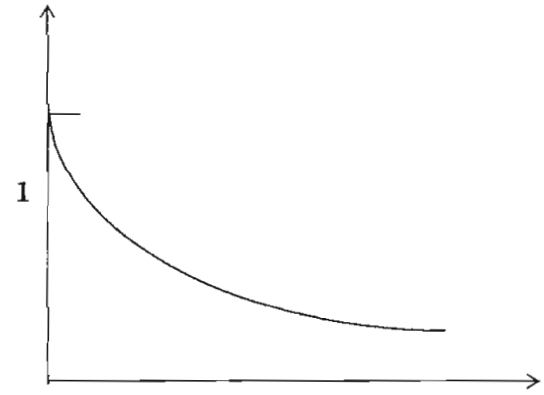


Figura 4.1: Función de confiabilidad

4.2.2.1 ÍNDICES DE COSTOS DE LA CONFIABILIDAD

El método que se va ha utilizar para la evaluación económica de alternativas es el determinar los índices de Costos de la confiabilidad utilizando un costo total anual de la operación de un sistema eléctrico que considera tanto los costos del suministro de energía eléctrica, es decir la inversión realizada al igual que los costos de interrupción de servicio desde el punto de vista de las empresas suministradoras y de los consumidores.

La Figura 4.2 ilustra el concepto de un nivel óptimo de confiabilidad punto en el cual se minimiza el costo total al equilibrarse los costos de inversión con los costos de interrupción y muestra que el costo inversión es directamente proporcional con la confiabilidad, es decir que cuando los costos de inversión crecen los consumidores son suministrados con un mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo de interrupción son inversamente proporcional con la

confiabilidad, es decir a medida que se incrementa el costo de interrupción se reduce el grado de confiabilidad con el que suministrados.

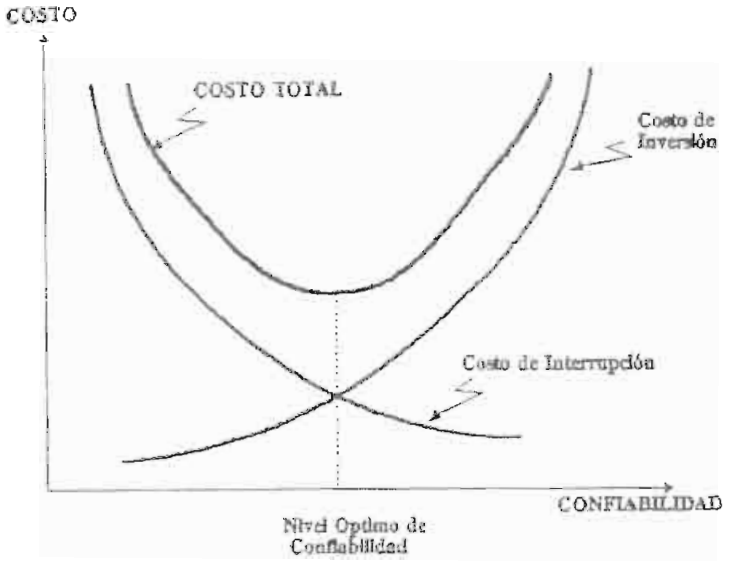


Figura. 4.2 Costos y Beneficios asociados a la confiabilidad

Por facilidad para este proyecto se va a definir a los costos anuales de inversión más los costos de interrupción de servicio como Costo Total del Sistema.

4.2.3 DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD.

La disponibilidad de un dispositivo reparable es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio. Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

4.2.4 PROBABILIDAD.

Es una medida del azar. Indica el número de veces de un total, en las que ocurre un evento determinado.

4.2.5 FALLA Y DEFECTO.

Falla es la falta de habilidad de una componente de desempeñar una función requerida o de ejecutar dicha función cuando se requiera. Un defecto es una imperfección en el estado del componente, que puede resultar en una falla del propio componente o de otro. Los defectos pueden ser eliminados en los mantenimientos preventivos y las fallas solo serán restauradas en los mantenimientos correctivos.

4.2.6 CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES. [4]

Hace referencia a la interrupción del servicio eléctrico hacia los consumidores finales, como resultado de la desconexión total o parcial de uno o más componentes del sistema y se clasifican de la siguiente manera: (ver figura 4.3)

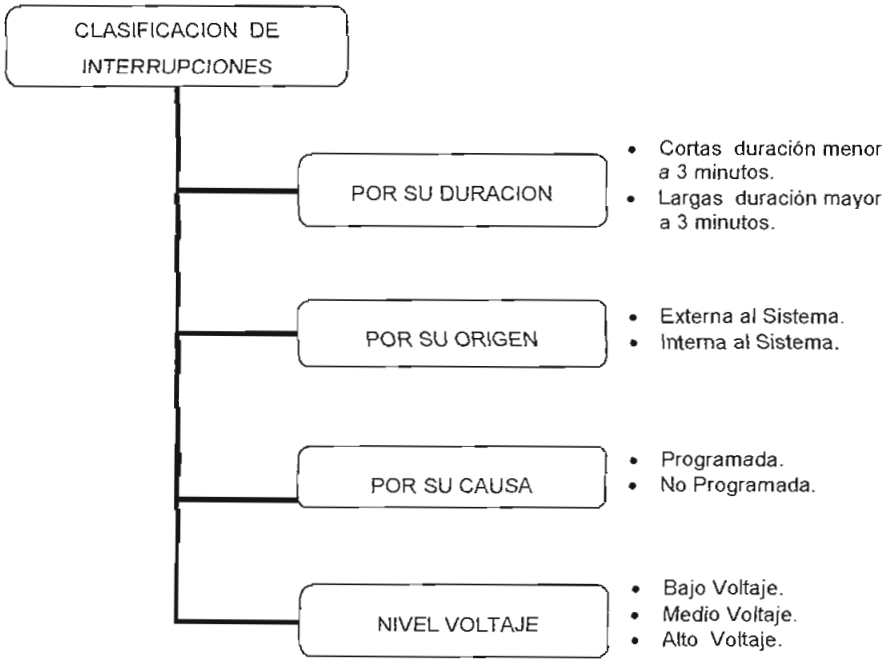


Figura 4.3 Clasificación de las interrupciones.

---

[4] CONELEC. "Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución" Regulación Nº CONELEC – 004/01, Dirección electrónica www.conelec.gov.ec, mayo, 2001

Entendiéndose como componente a cualquier elemento o equipo del Sistema, el cual puede ser visualizado como una entidad para propósitos de reportar, analizar y predecir salidas de servicio.

4.2.6.1 INTERRUPCIÓN NO PROGRAMADA. (FORCED INTERRUPTION). [5]

Se da cuando una interrupción, bien sea manual o automática, no puede ser diferida en el tiempo.

4.2.6.2 INTERRUPCIÓN INSTANTÁNEA.

Se tiene cuando el servicio es restaurado por equipos automáticos. Este tipo de interrupción se da debido a una falla momentánea, la cual no induce la operación de equipos de protección.

4.2.6.3 INTERRUPCIÓN TEMPORAL.

Se tiene cuando el servicio es restaurado manualmente por un operador, el cual no está disponible inmediatamente.

4.2.6.4 INTERRUPCIÓN PERMANENTE.

Cuando el servicio no puede ser restaurado hasta que el componente fallado haya sido reparado o reemplazado.

4.2.6.5 INTERRUPCIÓN PROGRAMADA. (SCHEDULED INTERRUPTION)

Se trata de una interrupción planificada por la Distribuidora, con el propósito de mantener y/u operar la red.

---

[5] TORRES, ROBERTO. "Análisis y mejoramiento de la confiabilidad de un sistema eléctrico de Distribución"

4.2.6.6 TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO. (INTERRUPTION DURATION)

Es el tiempo que transcurre entre que ocurre la falla hasta que el servicio haya sido restaurado.

4.2.7 INTERRUPCIONES SEGÚN LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS

Los problemas asociados con las condiciones climáticas requieren ser clasificados, para analizar el grado de severidad en que el sistema esta sujeto a fallas y la duración de las interrupciones. Se adopta la siguiente clasificación:

Tiempo adverso. Son las condiciones climáticas que causan una alta proporción de salidas forzadas y la demora en la reparación de los componentes, durante los periodos en que persisten estas condiciones. Pueden ser seleccionadas como: lluvia, viento, calor, etc.

Tiempo normal. Son las condiciones climáticas no definidas como adversas.

4.2.8. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento de componentes es otro evento que puede causar la interrupción de un punto de carga. Las salidas debidas al mantenimiento preventivo, pueden ser tratadas de una manera similar como las salidas forzadas, excepto que deben hacerse tres consideraciones adicionales.

- Un componente no puede salir para mantenimiento preventivo si esto causa una falla del sistema.
- El mantenimiento no puede iniciarse durante clima adverso
- El mantenimiento no puede continuar durante clima adverso

4.2.9 COMPONENTES NO REPARABLES Y REPARABLES.

Los componentes que no tienen posibilidad de reparación, cumplen su vida luego de su primera falla. Este tipo de falla se denomina catastrófica a diferencia de muchos de los casos en Sistemas Eléctricos de Potencia en que las componentes son reparables y el sistema regresa a su condición inicial.

4.3 PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA EVALUACION DE UN SISTEMA [6]

4.3.1 COMPONENTES EN SERIE

Un sistema en serie o radial se caracteriza por tener una sola trayectoria para el flujo de potencia.

En la Figura. 4.4 se indica un diagrama de bloque para un sistema serie, el cual tiene dos componentes. Se asume que los componentes son independientes y reparables:

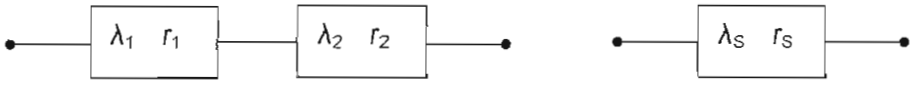


Figura 4.4 Sistema de dos componentes Serie.

La probabilidad de que un solo componente esté en el estado de operación esta dado por la ecuación (4.1).

---

[6] TORRES, ROBERTO. "Análisis y mejoramiento de la confiabilidad de un sistema eléctrico de Distribución"

$$P_{(op)} = \frac{u_s}{\lambda_s + u_s} \qquad (4.1)$$

Donde:

- Tasa de falla del sistema:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \qquad (4.2)$$

- Duración de la falla promedio del sistema:

$$r_s = \frac{\lambda_1 * r_1 + \lambda_2 * r_2}{\lambda_s} \qquad (4.3)$$

- Tiempo de interrupción del sistema:

$$u_s = \lambda_s * r_s \qquad (4.4)$$

Para el caso general de un sistema con n componentes en serie tenemos:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^{n} \lambda i \qquad (4.5)$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda i * ri}{\lambda_s} \qquad (4.6)$$

$$u_s = \sum_{i=1}^{n} \lambda i * ri \qquad (4.7)$$

4.3.2 COMPONENTES EN PARALELO

Un sistema en paralelo difiere de un sistema radial en que este tiene dos o más trayectorias para el flujo de potencia.

En este caso se requiere conocer las frecuencias de falla y de reparación de un solo componente equivalente a los dos en paralelo. Esto se ilustra en la Figura 4.5.

Figura 4.5 Sistema de dos componentes en Paralelo.

La probabilidad de que el sistema esté en el estado de falla está dado por la ecuación (4.8).

$$P_{(fa)} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + u_p} \qquad (4.8)$$

Un sistema formado por dos componentes en paralelo tiene los siguientes índices de confiabilidad.

Donde:

- Tasa de falla del sistema:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 * \lambda_2 (r_1 + r_2)}{8760} \qquad (4.9)$$

- Duración de la falla promedio del sistema:

$$r_p = \frac{r_1 * r_2}{r_1 + r_2} \qquad (4.10)$$

- Tiempo de interrupción del sistema:

$$u_p = \lambda_p * r_p \qquad (4.11)$$

4.3.3 REDUCCION DE LA RED

En un sistema existen grupos de elementos que actúan en serie o en paralelo o ambos a la vez, para llevar la energía desde los centros de generación hasta las barras de carga y a los consumidores.

Para un estudio de confiabilidad debemos considerar al sistema como un grupo de caminos de abastecimiento hacia un punto de carga específico. Entonces realizando una reducción de la red, serie-paralelo se evalúan usando las expresiones matemáticas desarrolladas anteriormente llegando a un componente equivalente con una frecuencia de falla equivalente λ_{total} y un tiempo de reparación equivalente r_{total} para el punto o barra de carga del sistema.

Este método lo ilustramos a continuación en la Figura 4.6.

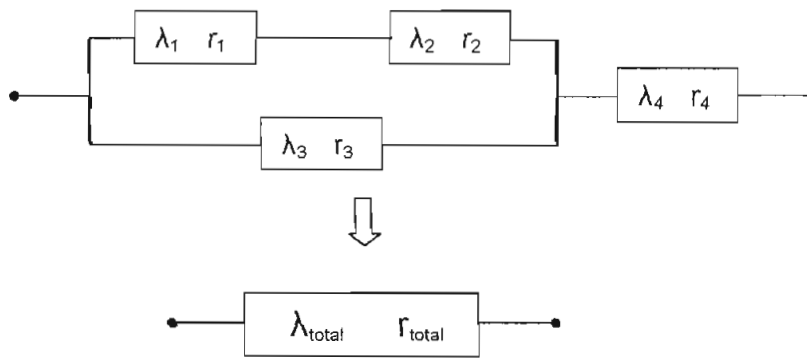


Figura 4.6 Reducción de un sistema de componentes Serie-Paralelo.

4.4 MODELO DE LA RED A SER ANALIZADA

La estructura del sistema de Subtransmisión de EMELSAD es radial, o por lo menos esta explotada de esta forma. La estructura radial permite un solo camino entre la fuente de energía y cualquier punto de carga. La fuente es la salida de la S/E (Transelectric). Debido a esta configuración se suele utilizar la nomenclatura aguas arriba o aguas debajo de la línea de Subtransmisión, la cual hace referencia al flujo de energía que circula por la línea de Subtransmisión. Aguas arriba significa en dirección a la cabecera de la línea de Subtransmisión, mientras aguas abajo significa alejándose de esta, es decir siguiendo el flujo de energía.

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad del sistema así como de los consumidores, se modelara el sistema de Subtransmisión a través de una descripción topológica de tramos (líneas de Subtransmisión), separados por elementos de protección y/o maniobra. Dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diferentes contingencias que presentaran las líneas de Subtransmisión, esto significa que hay un comportamiento similar entre tramo (línea de Subtransmisión) y consumidor.

En la salida de la subestación toda línea de Subtransmisión, posee una protección contra fallas, la cual se encarga de despejar tanto las transitorias como las permanentes.

Debido a que los tramos están separados por diferentes elementos de protección y/o maniobra, se hace una breve descripción de algunos de ellos.

- Relés, operan ante la presencia de una falla, su actuación puede ser controlada, pues se puede programar con un tiempo de espera, luego del cual si no ha desaparecido la falla, procede a desconectar y aislar por completo el alimentador, ya que por lo general se los utiliza como protección de cabecera.

- Reconectadores, detectan sobrecorrientes debido a la presencia de una falla. En el momento que detectan la sobrecarga, procede a desconectar el circuito

durante unos cuantos ciclos, para luego volverlo a conectar automáticamente; este proceso se puede repetir las veces que se haya creído conveniente durante la configuración del reconectador. Si durante el transcurso del proceso de desconexión y reconexión, no se ha despejado la falla y una vez que hayan transcurrido el número de intentos con los que se calibró el equipo, este procede finalmente a aislar el área afectada.

- Seccionadores, son aquellos equipos capaces de abrir el circuito mediante operación manual, cuando la línea no esta energizada.

- Disyuntores son aquellos equipos capaces de abrir el circuito mediante operación automática o manual cuando detecta una falla, ya sea con carga o sin carga.

Cada elemento posee dos características la una es la tasa de falla y la otra es el tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, 100 % confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero

4.4.1 CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS [7]

Los tramos y equipos de protección considerados, se los va a caracterizar mediante los siguientes parámetros.

1.- Tasa de falla (λ): Para un tramo (línea de Subtransmisión) o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que un elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Dentro de las condiciones se tiene: fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislación, accidentes, etc. Para la mayoría de los casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

---

[7] ARRIAGA, ALDO. " Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución"

Para un tramo (línea de Subtransmisión), la tasa de falla es un parámetro que puede obtenerse de la siguiente forma:

- mediante una estimación, considerando el sistema completo,

- a través del historial de fallas, para el tramo individual:

$$\lambda = b * l \quad \text{(fallas / año)} \tag{4.12}$$

$$b = \frac{m}{L * T} \quad \text{(fallas / km.*año)} \tag{4.13}$$

Donde:

m : cantidad de fallas,

L : Longitud total de las líneas expuestas a falla, en Km.

T : periodo de estudio, años,

b : número de fallas, por kilómetro por año,

l : longitud de la línea de interés Km.

Para elementos individuales, tales como transformadores, switches, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \quad \text{(fallas / año)} \tag{4.14}$$

Donde:

m : cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento,

N : cantidad de elementos expuestos a falla,

T : periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera

que la utilización de las expresiones (4.12) a (4.14) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos y elementos de protección.

2.- Tiempo de interrupción: el tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).

Se denomina tiempo total de interrupción del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:

El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para un tramo cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos.

Tiempo para el conocimiento de la falla (Tc): Es el tiempo transcurrido entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo en un panel), la magnitud de tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero.

Tiempo de preparación (Tp): Tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

Tiempo de localización (Tl): Tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en

forma precisa el punto de falla.

Tiempo de maniobra para la transferencia (Tt): Tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde sea posible.

Tiempo de reparación (Tr): Intervalo de tiempo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.

Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (Tv): Intervalo de tiempo que se tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

4.4.2 CLASIFICACIÓN DE ESTADOS [8]

La clasificación de los estados va en función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, así cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo:

Normal (N): El tramo **i** se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el tramo **j**.

Restablecible (R): El tramo **i** se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el tramo **j** fallado, aislando **j** mediante algún elemento de maniobra.

Transferible (T): El tramo **i** será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el tramo **j** en falla.

Irrestablecible (I): Los tramos irrestablecibles son aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante

---

[8] ARRIAGA, ALDO. " Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución"

maniobras.

Irrestablecible con espera (IE): El tramo **j**, en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

4.5 DETERMINACION DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS

4.5.1 DETERMINACIÓN DE ESTADOS

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como los índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento del sistema de Subtransmisión ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radialidad de la línea de Subtransmisión. El objetivo es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen la línea de Subtransmisión en el sistema eléctrico, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. El método a utilizarse se puede sintetizarse de la siguiente manera.

a. Describir la estructura topológica del sistema, separando los diferentes tramos mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el sistema debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.

b. Preparar una matriz de orden n x n, donde **n** es el número de elementos del modelo.

c. Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento **i**)

d. Para el resto de elementos (**j**), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (**i**).

d.1 Si la actuación de la protección no afecta al elemento **j**, este se define como **normal.**

d.2 Si el elemento **j** se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un seccionador normalmente abierto, entonces este elemento es **transferible.**

d.3 El elemento que sufre la falla (**i=j**), se define inmediatamente como **irrestablecible**, o bien como **irrestablecible con tiempo de espera**, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.

d.4 El elemento **j** debe definirse como **restablecible**, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su reparación de la red, es posible reponer el suministro de energía eléctrica al resto del sistema.

e. Calcular los índices de frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.

f. Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

4.5.2 EVALUACIÓN DE ESTADOS [9]

Para los sistemas con redes radiales, se puede aplicar las expresiones matemáticas parar el cálculo de sus respectivos índices como son:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \qquad (4.15)$$

$$U_i = \lambda_i * r_i \qquad (4.16)$$

$$U_T = \sum_i U_i \qquad (4.17)$$

---

[9] ARRIAGA, ALDO. " Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución"

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i}{\sum_i \lambda_i} \qquad (4.18)$$

Donde:

λ_i :Tasa de falla del elemento **i**, fallas/año

r_i :Tiempo de reparación del elemento **i**, horas

U_i : Indisponibilidad anual de, elemento **i**, horas/año

λ_T :Tasa de falla del sistema serie, fallas/año

r_T :Tiempo de reparación total, horas,

U_T : Indisponibilidad anual total del sistema serie, horas/año.

Como puede apreciarse en un sistema eléctrico, cada elemento produce independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestre en la siguiente tabla 4.1:

TIPO DE ELEMENTO	SIMBOLOGIA	INTERRUPCIONES
NORMAL	N	0
RESTABLECIBLE	R	λ
TRANSFERIBLE	T	2λ
IRRESTABLECIBLE	I	λ
IRRESTABLECIBLE CON ESPERA	IE	λ

Tabla 4.1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento

Cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración Tv (Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación).

La tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema y la tabla 4.1 es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^{n} \lambda_i^j \qquad (4.19)$$

Donde:

λ_{Ei} : Tasa de falla total del elemento **i**, (fallas/año)

λ_i^j : Cantidad de interrupciones en el elemento **i**, debido a falla en elemento **j**.

n : Cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Además el tiempo total de interrupción también depende del tipo de elemento, como se indica en la tabla 4.2.

TIPO DE ELEMENTO	SIMBOLOGIA	TIEMPOS DE INTERRUPCIONES (r)
NORMAL	N	0
RESTABLECIBLE	R	Tc + Tp + Tl
TRANSFERIBLE	T	Tc + Tp + Tl + Tt + Tv
IRRESTABLECIBLE	I	Tc + Tp + Tl +Tr
IRRESTABLECIBLE CON ESPERA	IE	Tc + Tp + Tl +Tt +Tr

Tabla 4.2 Tiempos de Interrupciones

Para el cálculo del tiempo de interrupción, también se considera la tasa de falla del elemento analizado como se muestra en las siguientes expresiones matemáticas:

$$U_i^j = \lambda_i^j * r_j \qquad (4.20)$$

$$U_{Ei} = \sum_{j=1}^{n} U_i^j \qquad (4.21)$$

Donde:

λ_i^j : Cantidad de interrupciones del elemento **i**, debido a falla en el elemento **j**,

fallas/año)

r_j : Tiempo de interrupción o de reparación del elemento **j**, horas,

U_i^j : Indisponibilidad anual del elemento **i**, debido a falla en el elemento **j**, horas/año,

U_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento **i**, horas/año

n : Cantidad de elementos del modelo.

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de energía eléctrica, corresponden a la del tramo a la cual están conectados. Como índices generales para los consumidores, se determina la **Frecuencia Equivalente por Consumidor** (FEC) y la **Duración Equivalente por Consumidor** (DEC) las cuales son equivalentes a FMIK [1] a al TTIK[2], que son evaluados mediante los kVA instalados y son utilizados en nuestro país:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{n} U_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \qquad (4.22)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \qquad (4.23)$$

Donde:

---

[1] Frecuencia media de Interrupciones por kVA nominal instalado, expresado en fallas por kVA.

[2] Tiempo Total de interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

C_j : Cantidad de consumidores conectados al tramo **j**,

nt : Cantidad de tramos de alimentador.

Un indicador de interés para las Empresas de Distribución de nuestro país, es la **Energía no Suministrada (ENS)**, dado que tiene una connotación de pérdida, la cual es calculada a través de la siguiente expresión matemática:

$$ENS = \sum_{j=1}^{nt} \frac{E_j}{8760} * U_{Ej} \qquad (4.24)$$

Donde;

E_j : Energía promedio anual demandada por los consumidores conectados al tramo **j**, en kWh.

4.5.3 ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR LOS TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN [10]

Se ha mencionado que la variación en el nivel de disponibilidad de energía eléctrica, en un punto cualquiera dentro de un sistema, se logra con cambios en las tasas de falla y disminuciones de tiempos empleados en la reparación de las diferentes perturbaciones que pueden presentarse en el sistema.

Para reducir las tasas de fallas de elementos utilizados en las líneas de Subtransmisión tales como equipos de protección, control, etc., la acción más efectiva es la utilización de material de buena calidad, utilización de alternativas expuestas al menor número de fallas de origen externo, además de realizar el cambio de elementos viejos por nuevos, aumentar la capacidad de potencia y el reforzamiento de los elementos.

Es muy difícil y, por no decir imposible, acortar los tramos, pues las cargas no se las puede mover del sitio. Pero se consigue un resultado similar reduciendo la longitud total del tramo. Para ello son necesarias las construcciones de nuevas subestaciones, con lo que se podrá alimentar la carga con líneas más cortas.

El tiempo que involucra desde el conocimiento de la falla hasta su reparación, tiene influencia directa en el tiempo de indisponibilidad, la cual se podría reducir tomando en cuenta lo mencionado en el párrafo anterior.

Otras formas mediante las que se puede disminuir este tiempo involucran acciones como mejorar los planes de atención de fallas, mejoras en el sistema de detección de fallas, el aumento de personal que atiende los problemas del sistema.

La instalación de equipos de señalización tiene por objetivo disminuir el tiempo de recorrido del alimentador en busca de la falla, lo que incide también en la reducción del tiempo de indisponibilidad. Se recomienda su instalación especialmente en el caso de líneas de Subtransmisión largas o en los que la velocidad de recorrido es muy lento, debido a la dificultad en su acceso.

---

[10] ARRIAGA, ALDO. " Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución"

Para cada una de las alternativas existen mayores posibilidades de evaluar el impacto en el tiempo de reparación de fallas. Para el caso de automatización del sistema de Subtransmisión, los tiempos relacionados al conocimiento de la falla, su localización y posibles transferencias pueden reducirse prácticamente a cero. Esto significa que los consumidores que sean afectados indirectamente por fallas en otras partes del sistema, verán disminuir el tiempo de indisponibilidad de servicio.

4.5.4 ALGORITMO DE SOLUCIÓN

A continuación se dan los pasos a seguir para lograr una correcta evaluación.

1) Determinar los parámetros de confiabilidad de cada elemento componente del sistema, a través de datos históricos, en caso de disponerlos, o mediante las ecuaciones (4.12) - (4.14).

2) Determinar la matriz de Estados, para la configuración de operación del sistema.

3) Según los estados definidos en la matriz de Estados, calcular los índices λ, U y r. para cada tramo.

4) Para cada tramo en estudio, se procede a definir el nivel de variación de indisponibilidad de servicio, AU.

5) Determinar los costos unitarios por cambios en λ y r.

6) Reevaluar los índices de confiabilidad, considerando las modificaciones dadas por la solución del problema de optimización.

8) Con los nuevos índices de confiabilidad, determinar la variación en ENS, para evaluar los beneficios de la inversión propuesta.

4.6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA EN EL ANALISIS Y EVALUCIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

4.6.1 ESTRUCTURA TOPOLÓGICA

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema de Subtransmisión en Subtransmisión. Debido a que el sistema de Subtransmisión esta en forma radial se modelara mediante la nomenclatura de aguas arriba o aguas abajo de cada tramo en estudio, los cuales cuentan con sus respectivos equipos de protección y/o maniobra. Esto dado a que los consumidores están conectados a un mismo tramo por lo que sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrá lugar en cada tramo del sistema de Subtransmisión.

Los tramos (línea de Subtransmisión) se encuentran separados por algún tipo de equipo de protección y/o maniobra. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos.

Cada elemento presente del sistema estará caracterizado a través de sus propios parámetros de tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer perfectos, 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

Los datos utilizados para el análisis se muestran en la tabla 4.3. Es importante mencionar que los parámetros utilizados para el cálculo de los índices de confiabilidad son el resultado del funcionamiento del sistema durante el año 2002, por otra parte los kVAs instalados son los que tiene cada transformador de distribución de cada subestación, y el número de clientes se tomo de la base de datos del Departamento de Planificación de la Empresa.

Las interrupciones registradas en los diferentes tramos del sistema están registradas a partir del año 2000 hasta febrero del 2003, por lo que se toma en cuenta las interrupciones de salida forzada del sistema para este análisis. Ver anexo 3.

A continuación se describen los tramos del sistema, los mismos están separados por equipo de seccionamiento y/o maniobra, los mismos que son representados por:

Tramo 1

Este tramo 1 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Santo Domingo.

Tramo 2

Este tramo 2 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Santo Domingo a subestación El Centenario.

Tramo 3

Este tramo 3 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Santo Domingo a subestación Alluriquín con una derivación a la subestación Petrocomercial.

Tramo 4

Este tramo 4 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Quevedo con una derivación a la subestación La Cadena.

Tramo 5

Este tramo 5 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación El Carmen.

Tramo 6

Este tramo 6 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación Patricia Pilar.

Tramo 7

Este tramo 7 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación La Concordia con una derivación y a la subestación Valle Hermoso.

En la figura (4.7) y (4.8), se muestra el esquema del Sistema de Subtransmisión actual y su modelo correspondiente.

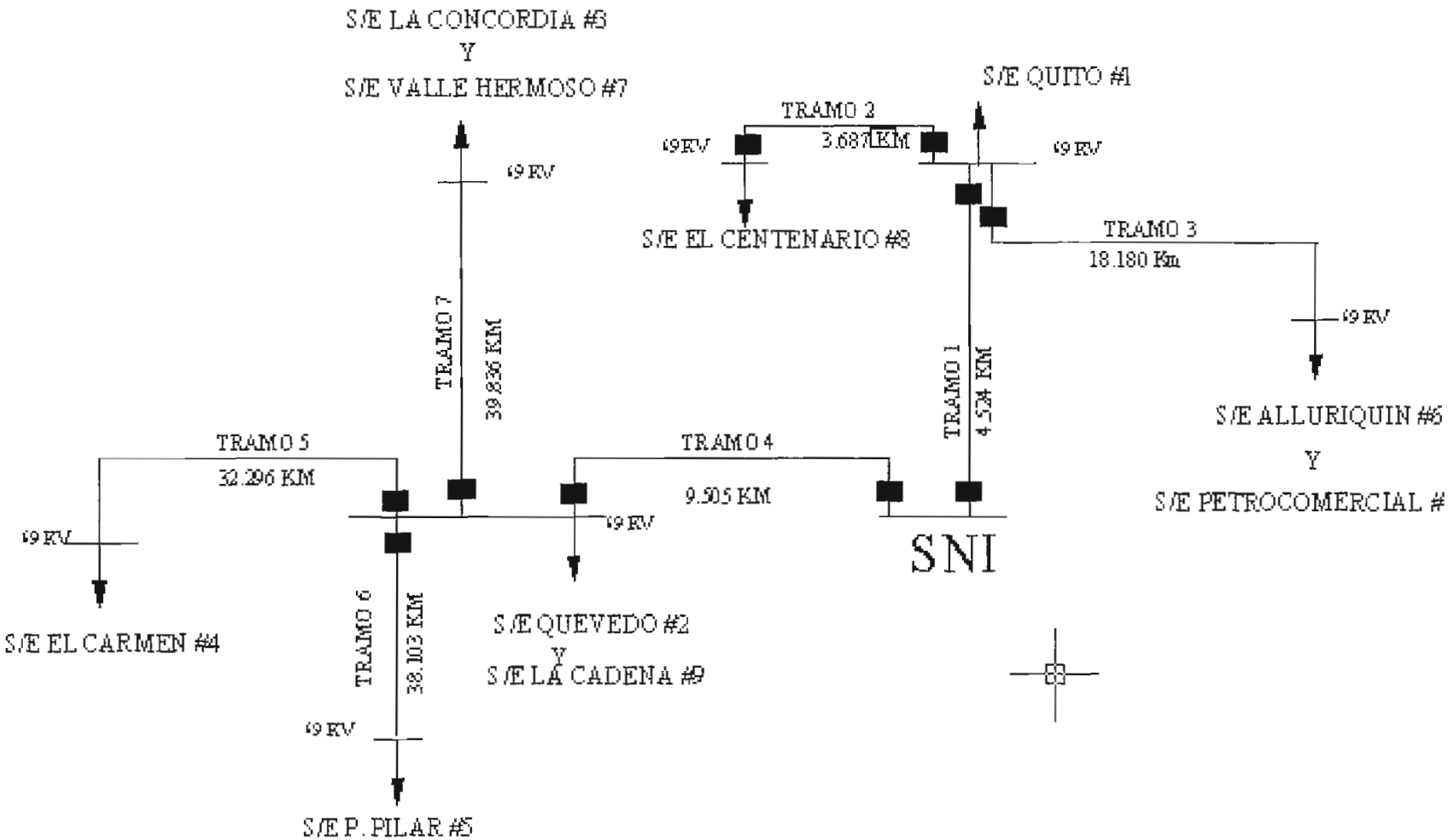


Figura 4.7 Esquema del Sistema de Subtransmisión actual de la Empresa

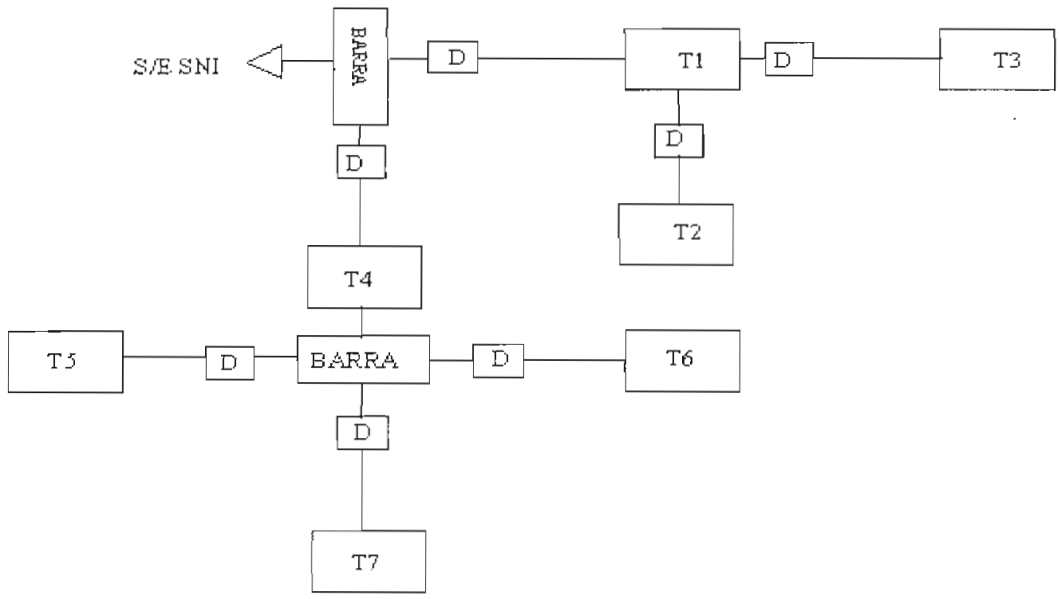


Figura 4.8 Modelo del Sistema de Subtransmisión actual

S/E SNI: subestación de Transelectric

D: Equipo de protección y/o maniobra

Tn: Tramo de la línea de Subtransmisión

4.6.2 PARÁMETROS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN ACTUAL

Siguiendo la metodología propuesta se tiene los valores de tiempos empleados:

Tramo	Longitud (Km.)	Tc (horas)	Tl (horas)	Tp (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	kVA Instalados	Numeros Clientes
T1	4.524	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	12000	18037
T2	3.687	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	9071
T3	18.180	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	7500	2312
T4	9.505	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	15378
T5	32.296	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	14860
T6	38.103	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	5000	5218
T7	39.836	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	15000	17276
							TOTAL	84500	82152

Tabla 4.3 Parámetros para el calculo de los índices de Confiabilidad del Sistema actual

En la tabla 4.4 se muestra la matriz de estado reducida tomando en cuenta que solo se considera los elementos que poseen una tasa de falla distinta de cero, ya que se considera que la tasa de falla anual de los elementos de protección es prácticamente cero.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
T1	I	I	I	N	N	N	N
T2	N	I	N	N	N	N	N
T3	N	N	I	N	N	N	N
T4	N	N	N	I	I	I	I
T5	N	N	N	N	I	N	N
T6	N	N	N	N	N	I	N
T7	N	N	N	N	N	N	I

Tabla 4.4 Matriz de Estado reducida del Sistema de Subtransmisión actual

De acuerdo a tabla 4.1 y 4.2 (Interrupciones aportadas y tiempos de interrupción según tipo de elemento), y mediante las ecuaciones (4.14) y (4.20) se obtiene la tasa de falla y el tiempo de indisponibilidad del servicio, como se muestran en la tabla (4.6) y (4.8) de cada tramo del sistema, las tasas de fallas fueron evaluadas de acuerdo a registros de interrupciones durante los tres últimos años:

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
T1	λ	λ	λ	0	0	0	0
T2	0	λ	0	0	0	0	0
T3	0	0	λ	0	0	0	0
T4	0	0	0	λ	λ	λ	λ
T5	0	0	0	0	λ	0	0
T6	0	0	0	0	0	λ	0
T7	0	0	0	0	0	0	λ

Tabla 4.5 Tasa de fallas de acuerdo a estado de cada tramo del sistema

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
T1	0,743	0,74	0,743	0	0	0	0
T2	0	0,09	0	0	0	0	0
T3	0	0	1,607	0	0	0	0
T4	0	0	0	0,158	0,158	0,158	0,158
T5	0	0	0	0	2,15	0	0
T6	0	0	0	0	0	2,75	0
T7	0	0	0	0	0	0	3,542
Total	0,743	0,84	2,35	0,158	2,31	2,91	3,701

Tabla 4.6 Tasa de fallas sistema actual

A continuación elaboramos la tabla con los tiempos de interrupción indicados en la Tabla 4.3, de acuerdo a los estados de cada tramo indicados en la matriz de estado:

N	=						=	0	min.
R	=	Tc +	Tl +	Tp			=	35	min.
T	=	Tc +	Tl +	Tp +	Tt +	Tv	=	65	min.
I	=	Tc +	Tl +	Tp +	Tr		=	125	min.
IE	=	Tc +	Tl +	Tp +	Tt +	Tr	=	140	min.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
T1	2,08	2,08	2,08	0	0	0	0
T2	0	2,08	0	0	0	0	0
T3	0	0	2,08	0	0	0	0
T4	0	0	0	2,08	2,08	2,08	2,08
T5	0	0	0	0	2,08	0	0
T6	0	0	0	0	0	2,08	0
T7	0	0	0	0	0	0	2,08

Tabla 4.7 Tiempos de interrupción sistema actual

El tiempo de reparación utilizado es de 90 minutos, dato que se estima tomando en cuenta el número de fallas anuales y el tiempo utilizado en reparar estas fallas.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
T1	1,545	1,55	1,545	0	0	0	0
T2	0	0,19	0	0	0	0	0
T3	0	0	3,343	0	0	0	0
T4	0	0	0	0,33	0,33	0,33	0,33
T5	0	0	0	0	4,48	0	0
T6	0	0	0	0	0	5,73	0
T7	0	0	0	0	0	0	7,367
TOTAL	1,545	1,74	4,888	0,33	4,81	6,06	7,697

Tabla 4.8 Tiempos de indisponibilidad de servicio del sistema actual

Resumen de índices de confiabilidad:

COMSUMIDOR	λ FALLAS/AÑO	r (HORAS)	μ (HORAS/AÑO)	Numero Abonados	FEC	DEC
T1	0,743	2,080	1,5451	18037	0,266	0,553
T2	0,836	2,080	1,7388	9071	0,092	0,192
T3	2,350	2,080	4,8884	2312	0,066	0,138
T4	0,158	2,080	0,3296	15378	0,102	0,212
T5	2,312	2,080	4,8093	14860	0,418	0,870
T6	2,911	2,080	6,0552	5218	0,185	0,385
T7	3,701	2,080	7,6970	17276	0,778	1,619
			TOTAL	82152	1,9075	3,9676

Tabla 4.9 Índices de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión actual

Los índices de confiabilidad obtenidos muestran que entre más alejados estén los puntos de carga, mayor es la posibilidad de falla e inclusive el tiempo que se requiere para su reparación, lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema vaya aumentando

Por otro lado se indica que, en promedio, cada consumidor de este Sistema de Subtransmisión ha experimentado o está sometido a interrupciones de energía de 3.967 horas/año, con una frecuencia de 1.907 veces al año.

Los resultados muestran claramente que para la mejora de los índices en general se debe prestar atención a los tramos 1 y 4 que influyen en el comportamiento de los demás, por lo cual se debe disminuir los tiempos de reparación en los tramos mencionados o trabajar en la creación de un tramo para mejorar el sistema.

Para calcular la energía no suministrada a partir de la energía demandada por el sistema la cual se la obtuvo a partir de los datos históricos llevado por la Empresa Eléctrica (consumo promedio de los tres años últimos), mediante el Departamento de Planificación del cual se obtuvo los datos de la energía, en cuanto a la indisponibilidad del sistema se obtuvo a partir de los cálculos mostrados anteriormente. Y mediante la ecuación matemática (4.24) se obtiene la ENS. La cual se presenta un resumen en la tabla 4.10:

COMSUMIDOR	μ (HORAS/AÑO)	Ei(kWh)	ENS(kWh)
T1	1,545	58339456,94	17924,313
T2	1,739	30379532,88	6030,169
T3	4,888	12904580,34	7201,236
T4	0,330	48661021,69	6291,915
T5	4,809	29035305,76	27600,984
T6	6,055	16937261,69	11707,633
T7	7,697	44090649,49	45118,653
T8	9,411	7258826,44	7798,240
T9	5,837	21238788,47	14151,551
TOTAL		268845423,71	
ENS TOTAL			143824,694

Tabla 4.10 Cálculo de la Energía no Suministrada.

4.6.3 COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA

Para este cálculo se tiene en cuenta el costo social que involucra la falta de servicio eléctrico, kWh interrumpidos tanto a los usuarios residenciales (43%), comerciales (23%), industriales (19%), alumbrado publico (7%) y otros clientes (8%) que da suministro de energía cada tramo de alimentador:

En la tabla 4.11 se presenta los valores de la ENS:

SISTEMA DE SUBTRANSMISION SISTEMA ACTUAL							
DEC	3,968	COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
FEC	1,908	(US $ / kWh)					
kVA. Insta	92000	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
DEC	% mejora	US$	US$	US$	US$	US$	US$
3,968	0	71912,347	143824,69	215737,04	287649,387	359561,73	431474,08

Tabla 4.11 Costo de la Energía no Suministrada sistema actual

Este costo tendrá que ser reducido por medio de una alternativa que se presenta a continuación donde la inversión que se realice para reducir este costo tendrá que ser retribuida a través de la disminución de los tiempos de indisponibilidad de los elementos del sistema.

4.7 PROPUESTAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA

4.7.1 PRIMERA ALRERNATIVA

El objetivo de la propuesta es mejorar los indicadores de confiabilidad con base en el análisis de la situación actual.

Primero, se propone variar la topología de los tramos con mayores problemas

La creación del tramo desde la subestación El Centenario a la subestación Concordia es la primera alternativa planteada para el sistema de Subtransmisión de EMELSAD, para lograr un anillo entre las subestaciones Quevedo, Concordia, Centenario, y Quito.

En la alternativa planteada se incluye las dos nuevas subestaciones que entrarán a operan en el Sistema Eléctrico Santo Domingo, la subestación El Rocío que sale de la subestación El Carmen y la subestación La Abundancia que sale de la subestación La Concordia.

A continuación se describen los tramos del sistema, los mismos están separados por equipo de seccionamiento y/o maniobra, los mismo que han sido representados.

Tramo 1

Este tramo 1 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Santo Domingo.

Tramo 2

Este tramo 2 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Santo Domingo a subestación El Centenario.

Tramo 3

Este tramo 3 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Santo Domingo a subestación Alluriquín con una derivación a la subestación Petrocomercial.

Tramo 4

Este tramo 4 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Quevedo con una derivación a la subestación La Cadena.

Tramo 5

Este tramo 5 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de El centenario a la subestación La Concordia.

Tramo 6

Este tramo 6 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación El Carmen.

Tramo 7

Este tramo 7 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación Patricia Pilar.

Tramo 8

Este tramo 8 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación La Concordia con una derivación a la subestación de Valle Hermoso.

Tramo 9

Este tramo 9 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de La Concordia a subestación La Abundancia.

Tramo 10

Este tramo 10 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación El Carmen a subestación El Rocío.

En la figura 4.9 y 4.10, se muestra el esquema del Sistema planteado y su modelo correspondiente para el mejoramiento del Sistema de Subtransmisión.

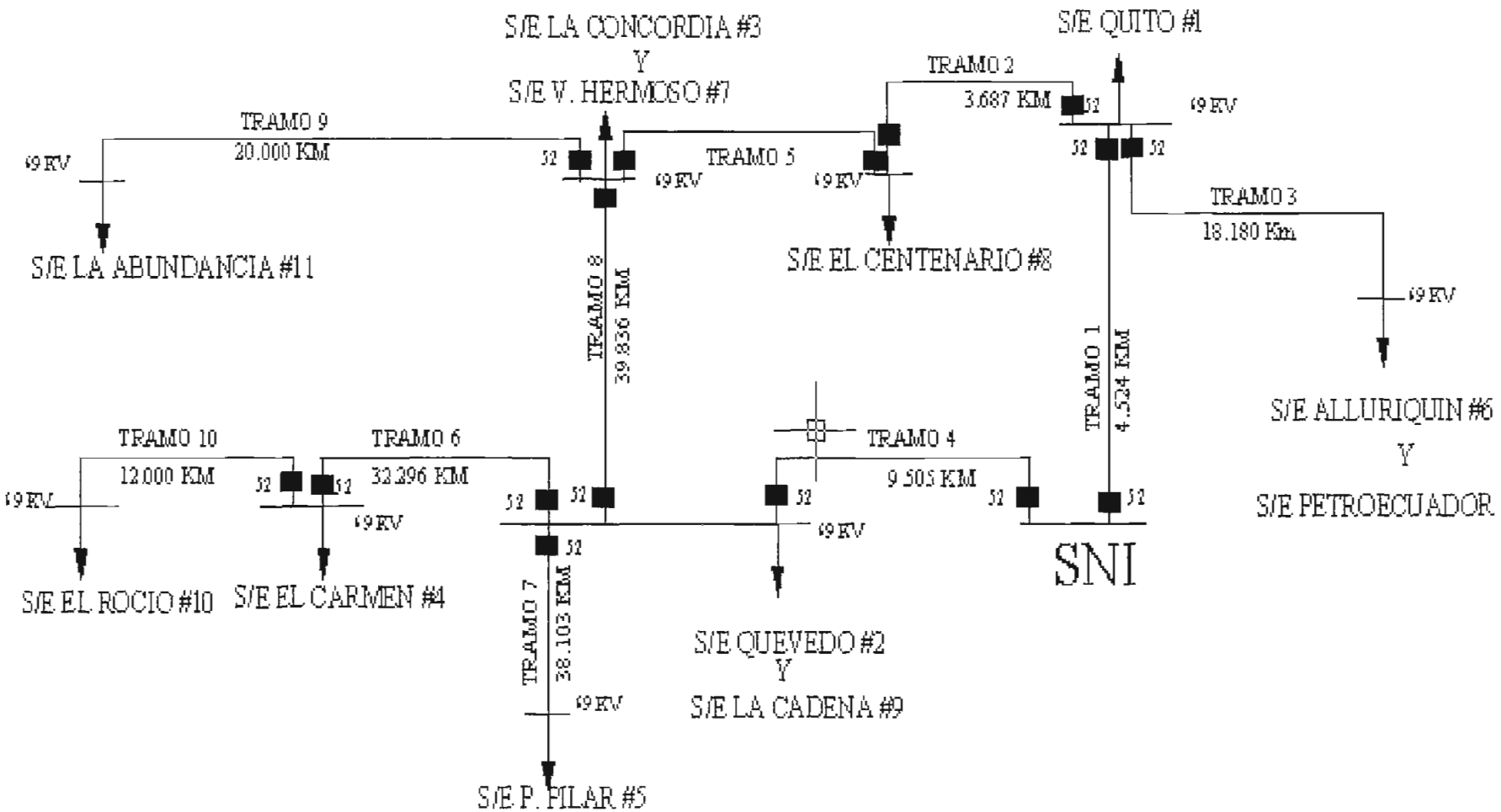
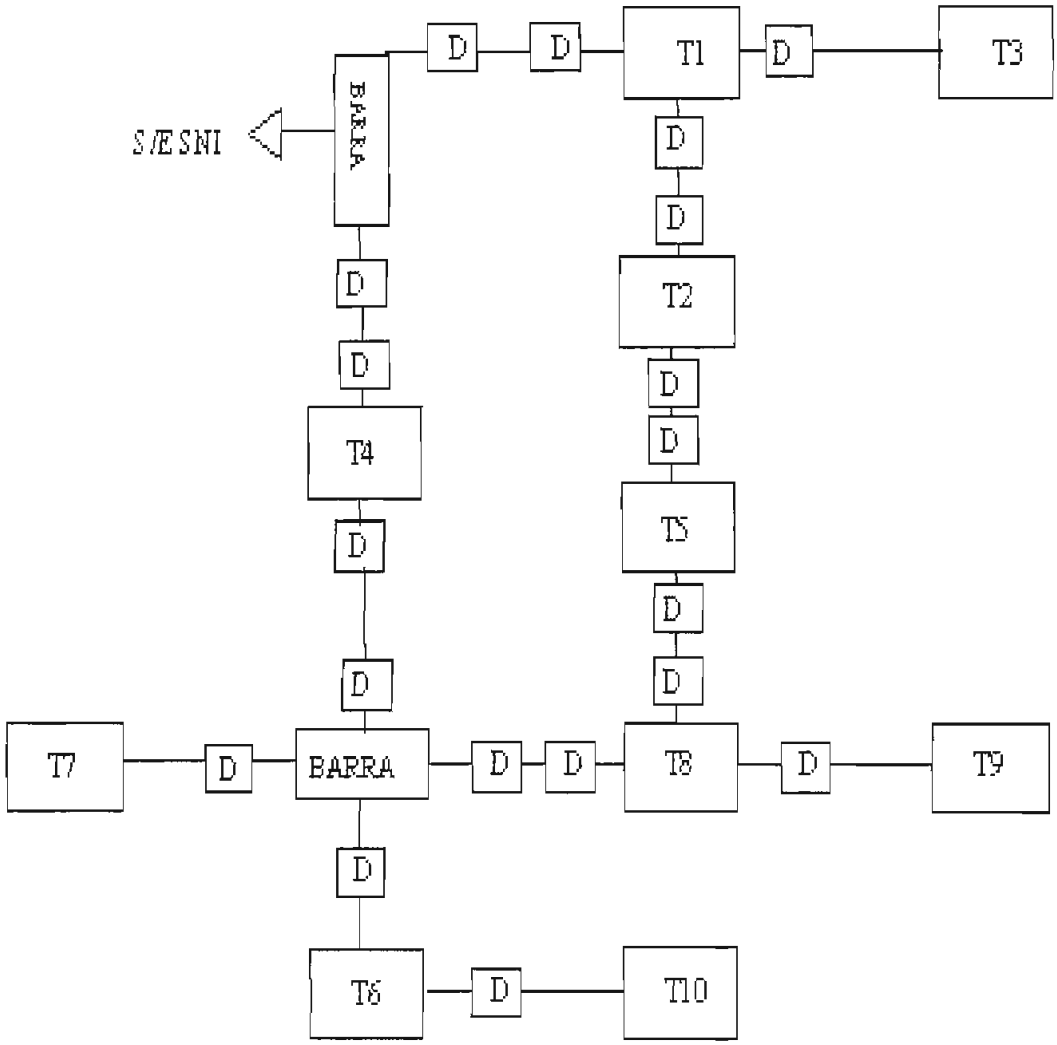


Figura 4.9 Esquema del Sistema de Subtransmisión primera alternativa



. Figura 4.10 Modelo del Sistema primera alternativa

S/E: Subestación de Transelectric

D: Equipo seccionador, Protección y/o maniobra

Tn: Tramo del sistema

NA: normalmente abierto

4.7.1.1 PARÁMETROS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN PRIMERA ALTERNATIVA

Es importante mencionar que los parámetros utilizados para el cálculo de los índices de confiabilidad son el resultado del funcionamiento del sistema durante el año 2002, y las nuevas implementaciones parar el sistema, por otra parte los kVAs instalados son los que tiene instalados en cada transformador de cada subestación, y el número de clientes se tomo de la base de datos del Departamento de Planificación de la Empresa.

Siguiendo la metodología propuesta se tiene:

Tramo	Longitud (Km.)	Tc (horas)	Tl (horas)	Tp (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	kVA Instalados	Numeros Abonados
T1	4.524	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	12000	21272
T2	3,687	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	10696
T3	18.180	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	7500	2727
T4	9.505	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	18132
T5	0.019	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	0	0
T6	32.296	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	10942
T7	38.103	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	5000	6151
T8	39.836	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	15000	17591
T9	12	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	5000	2782
T10	20	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	2500	6578
							TOTAL	92000	96871

Tabla 4.12 Parámetros de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión primera alternativa

Para calcular los índices de confiabilidad en sistema anillo se basa en la reducción de la red por el método de sistemas en serie o en paralelo, como se lo explica al principio de este capitulo a continuación se presenta los índices de confiabilidad de la segunda alterativa (sistema anillo).

Los índices de confiabilidad del sistema se calculan mediante las ecuaciones (4.2), (4.3), (4.4), (4.9), (4.10) y (4.11), descritas al principio de este capítulo.

Resumen de índices de confiabilidad:

COMSUMIDOR	λ	r	μ	Numero	FEC	DEC
	FALLAS/AÑO	(HORAS)	(HORAS/AÑO)	Clientes		
T1	0,002	1,0400	0,002	21272	0,0005	0,0005
T2	0,002	1,0400	0,002	10696	0,0003	0,0003
T3	1,612	2,0787	3,351	2727	0,0496	0,1031
T4	0,000	1,0400	0,001	18132	0,0001	0,0001
T5	0,603	1,3513	0,815	0	-	-
T6	2,150	2,0798	4,473	10942	0,2567	0,5339
T7	2,750	2,0798	5,721	6151	0,1636	0,1237
T8	0,005	1,0400	0,005	17591	0,0005	0,0006
T9	0,825	2,0738	1,711	2782	0,0247	0,0512
T10	2,640	2,0798	5,492	6578	0,2318	0,4820
			TOTAL	96871	0,7278	1,2954

Tabla 4.13 Resumen de índices del Sistema de Subtransmisión – Primera Alternativa.

En la tabla 4.13 los valores indican que, en promedio, cada consumidor del Sistema de Subtransmisión va a estar sometido a interrupciones de energía de 1.295 horas/año, con una frecuencia de 0.727 veces al año.

Para calcular la energía no suministrada a partir de la energía demandada por el sistema la cual se la obtuvo a partir de los datos históricos llevado por la Empresa Eléctrica (consumo promedio de los tres años últimos), mediante el Departamento de Planificación del cual se obtuvo los datos de la energía, en cuanto a la indisponibilidad del sistema se obtuvo a partir de los cálculos mostrados anteriormente. Y mediante la ecuación matemática (4.24) se obtiene la ENS. La cual se presenta un resumen en la tabla 4.14:

COMSUMIDOR	μ (HORAS/AÑO)	Ei(kWh)	ENS(kWh)
T1	0,0021	58339456,94	24,49
T2	0,0023	30379532,88	8,07
T3	3,3509	12904580,34	4936,31
T4	0,0005	48661021,69	2,79
T5	0,8149	0	0,00
T6	4,4725	29035305,8	25667,92
T7	5,7205	16937261,69	11060,46
T8	0,0051	44090649,49	30,13
T9	1,7107	7258826,44	1417,58
T10	5,4917	21238788,47	13314,74
TOTAL		268845423,7	
ENS TOTAL			56462,49

Tabla 4.14 Cálculo de la Energía no Suministrada – Primera Alternativa

4.7.1.2 COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA

Para realizar el cálculo de la ENS se tiene en cuenta el costo social que involucra la falta de servicio eléctrico, kWh interrumpidos tanto a los usuarios residenciales (43%), comerciales (23%), industriales (19%), alumbrado publico (7%) y otros clientes (8%) que da suministro de energía cada tramo del sistema.

En la tabla 4.15 se presenta el cálculo de la energía no suministrada.

SISTEMA DE SUBTRANSMISION PRIMERA ALTERNATIVA							
DEC	1,2954	COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
FEC	0,7278	(US $ / kWh)					
kVA. Insta	92000	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
DEC	% mejora	US$	US$	US$	US$	US$	US$
1,2954	0	28231,25	56462,49	84693,74	112924,98	141156,23	169387,47

Tabla 4.15 Costo de la Energía no Suministrada – Primera Alternativa.

	SISTEMA DE SUBTRANSMISION PRIMERA ALTERNATIVA							
	DEC	1,2954	COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
	FEC	0,7278	(US $ / kWh)					
	kVA. Insta	92000	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
	DEC	% mejora	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro
ACTUAL	3,519	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PRIMERA ALTER	1,295	63,19	43681,10	87362,20	131043,30	174724,41	218405,51	262086,61

Tabla 4.16 Reducción del DEC, y Ahorro de la Energía no Suministrada – Primera Alternativa.

En resumen si se comparan los costos de la Energía no Suministrada calculados considerando el estado actual del sistema y el sistema con la primera alternativa propuesta, el resultado se muestra en la tabla 4.16, se puede apreciar que mientras más alto es el valor del precio de la ENS se tiene un ahorro mayor, cuando se mejora el tiempo de indisponibilidad también mejora el ahorro de la ENS. Con la primera alternativa se tiene una mejora en el DEC del 63.19%.

4.7.2 SEGUNDA ALTERNATIVA

El objetivo de la propuesta es mejorar los indicadores de confiabilidad con base en el análisis de la situación actual.

Primero, se propone variar la topología de los tramos con mayores problemas, con la creación de un nuevo tramo para unir la subestación El Centenario y la subestación Quevedo.

La idea para la creación de este tramo es cerrar en forma de anillo, alrededor de la zona urbana de Santo Domingo, entre las siguientes subestaciones Quevedo, Quito, El Centenario y Quevedo es la segunda alternativa planteada para el sistema de Subtransmisión de EMELSAD.

En la alternativa planteada se incluye las dos nuevas subestaciones que entrarán a operan en el Sistema Eléctrico Santo Domingo, la subestación El Rocío que sale de la subestación El Carmen y la subestación La Abundancia que sale de la subestación La Concordia.

A continuación se describen los tramos del sistema, los mismos están separados por equipo de seccionamiento y/o maniobra, los mismo que han sido representados.

Tramo 1

Este tramo 1 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Santo Domingo.

Tramo 2

Este tramo 2 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Santo Domingo a subestación El Centenario.

Tramo 3

Este tramo 3 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Santo Domingo a subestación Alluriquín con una derivación a la subestación Petrocomercial.

Tramo 4

Este tramo 4 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Quevedo con una derivación a la subestación La Cadena.

Tramo 5

Este tramo 5 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación El Centenario a subestación Quevedo.

Tramo 6

Este tramo 6 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación El Carmen.

Tramo 7

Este tramo 7 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación Patricia Pilar.

Tramo 8

Este tramo 8 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación La Concordia y a la subestación Valle Hermoso.

Tramo 9

Este tramo 9 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación La Concordia a subestación La Abundancia.

Tramo 10

Este tramo 10 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación El Carmen a subestación El Rocío.

En la figura 4.11 y 4.12, se muestra el esquema del Sistema y su modelo correspondiente para el mejoramiento del sistema de Subtransmisión.

Con la nueva topología de los tramos procedemos a calcular los nuevos índices de confiabilidad de los mismos.

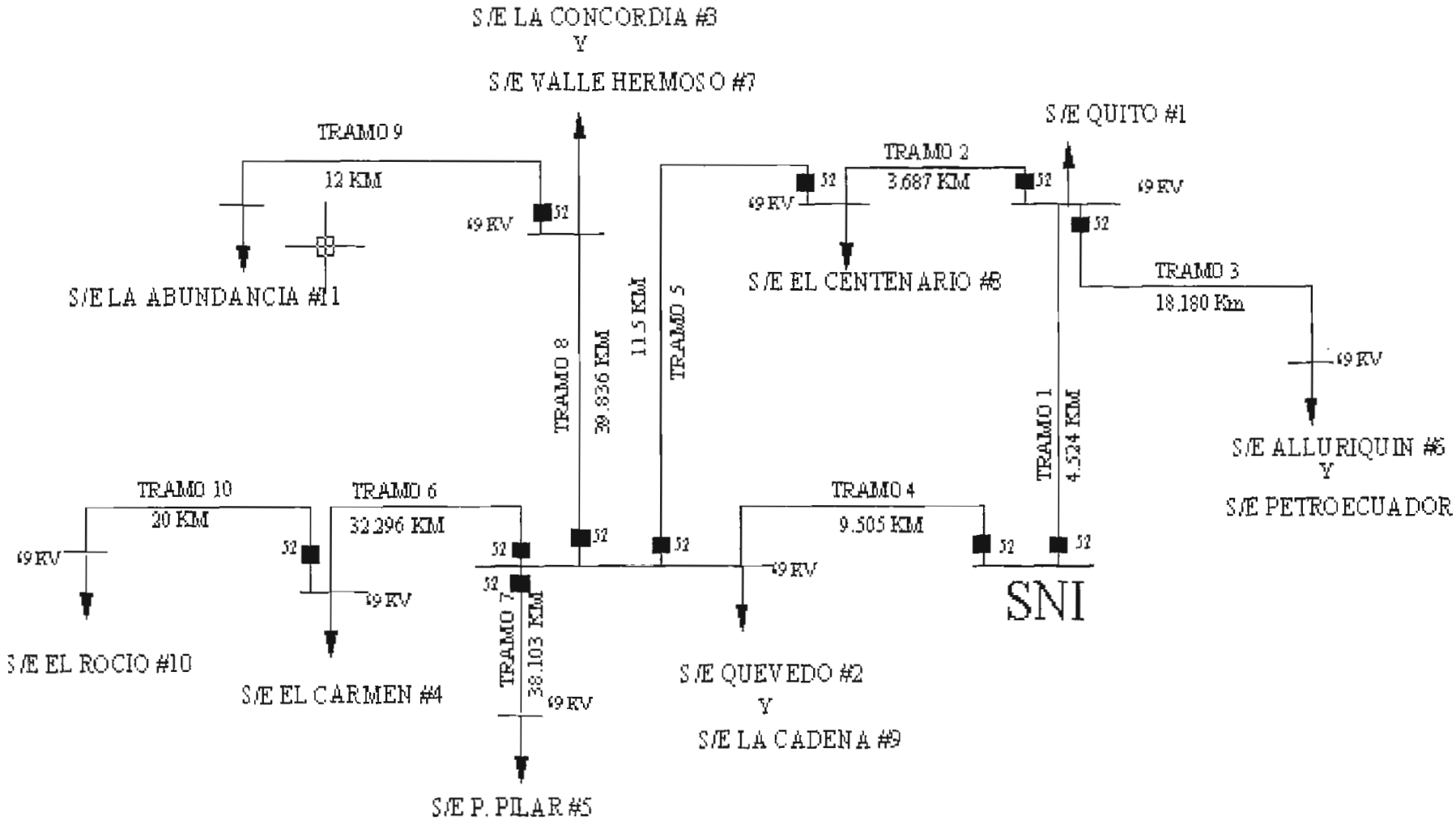


Figura 4.11 Esquema del Sistema en estudio segunda alternativa

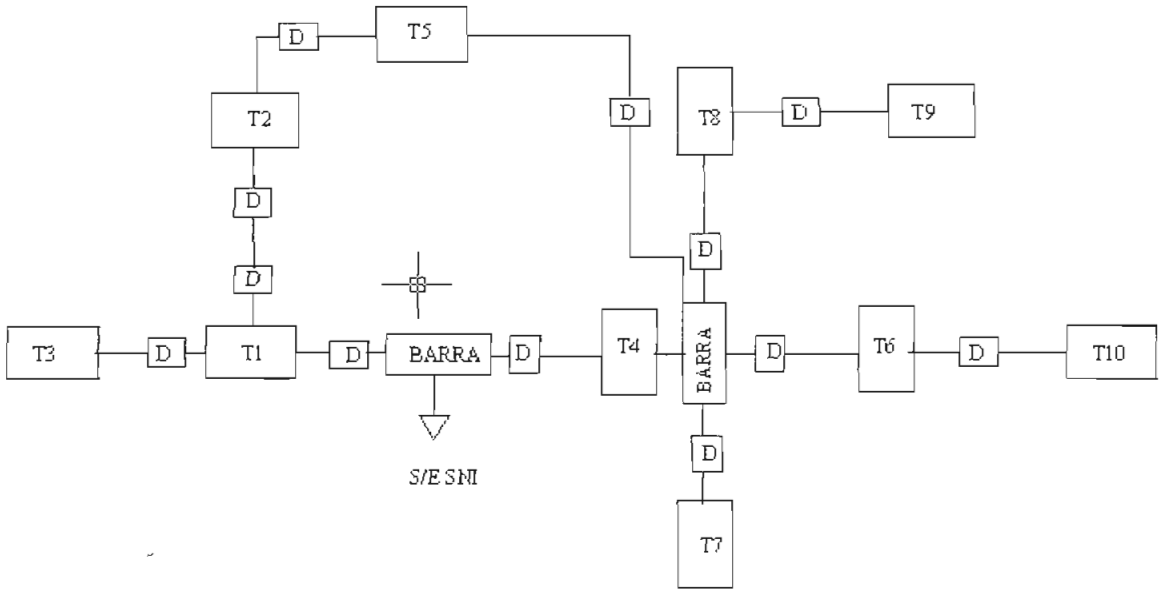


Figura 4.12 Modelo del sistema Segunda alternativa

S/E SNI: subestación de Transelectric

D: Equipo de protección y/o maniobra

Tn: Tramo de la línea de Subtransmisión

A continuación se presenta los índices de confiabilidad de la segunda alternativa propuesta para el sistema de Subtransmisión.

Siguiendo la metodología propuesta se tiene:

Tramo	Longitud (Km.)	Tc (horas)	Tl (horas)	Tp (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	kVA Instalados	Numeros Abonados
T1	4.524	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	12000	21272
T2	3,687	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	10696
T3	18.180	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	7500	2727
T4	9.505	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	18132
T5	11.5	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	0	0
T6	32.296	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	10942
T7	38.103	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	5000	6151
T8	39.836	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	15000	17591
T9	12	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	5000	2782
T10	20	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	2500	6578
							TOTAL	92000	96871

Tabla 4.17 Parámetros de confiabilidad del sistema de Subtransmisión segunda alternativa

Para calcular los índices de confiabilidad en sistema anillo se basa en la reducción de la red por el método de sistemas en serie o en paralelo, como se lo explica al principio de este capitulo a continuación se presenta los índices de confiabilidad de la segunda alterativa (sistema anillo).

Los índices de confiabilidad del sistema se calculan mediante las ecuaciones (4.2), (4.3), (4.4), (4.9), (4.10) y (4.11), descritas al principio de este capítulo.

Resumen de índices de confiabilidad:

COMSUMIDOR	λ	r	μ	Numero	FEC	DEC
	FALLAS/AÑO	(HORAS)	(HORAS/AÑO)	Abonados		
T1	0,0002	1,0400	0,0002	21272	0,00005	0,00006
T2	0,0002	1,0400	0,0002	10696	0,00002	0,00003
T3	1,6102	2,0799	3,3490	2727	0,04957	0,10309
T4	0,0002	1,0400	0,0002	18132	0,00002	0,00002
T5	0,3918	2,0800	0,8149	0	-	-
T6	2,1502	2,0799	4,4722	10942	0,25669	0,53391
T7	2,7502	2,0799	5,7202	6151	0,16359	0,12372
T8	3,5402	2,0800	7,3634	17591	0,38730	0,80556
T9	4,3602	2,0800	9,0690	2782	0,13059	0,27162
T10	2,6402	2,0799	5,4914	6578	0,23173	0,48198
			TOTAL	96871	1,21956	2,31997

Tabla 4.18 Resumen de los Índices del sistema de Subtransmisión – segunda alternativa

Estos valores indican que, en promedio, cada consumidor del Sistema de Subtransmisión va a estar sometido a interrupciones de energía de 2.31 horas/año, con una frecuencia de 1.219 veces al año.

Para calcular la energía no suministrada a partir de la energía demandada por el sistema la cual se la obtuvo a partir de los datos históricos llevado por la Empresa Eléctrica (consumo promedio de los tres años últimos), en cuanto a la indisponibilidad del sistema se obtuvo a partir de los cálculos mostrados anteriormente. Y mediante la ecuación matemática (4.24) se obtiene la ENS. La cual se presenta un resumen en la tabla 4.19:

COMSUMIDOR	μ (HORAS/AÑO)	Ei(kWh)	ENS(kWh)
T1	0,0003	58339456,94	2,529
T2	0,0003	30379532,88	1,085
T3	3,3491	12904580,34	4933,661
T4	0,0001	48661021,69	2,135
T5	1,2562	0,00	0,000
T6	4,4721	29035305,8	25665,682
T7	5,7201	16937261,69	11059,707
T8	7,3633	44090649,49	43162,352
T9	9,0772	7258826,44	7521,695
T10	5,5017	21238788,47	13339,006
TOTAL		268845423,7	
ENS TOTAL			105687,8516

Tabla 4.19 Cálculo de la Energía no Suministrada – Segunda Alternativa

4.7.2.1 COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Para este cálculo se tomo en cuenta el costo social que involucra la falta de servicio eléctrico, kWh interrumpidos tanto a los usuarios residenciales (43%), comerciales (23%), industriales (19%), alumbrado publico (7%) y otros clientes (8%) que da suministro de energía cada tramo del sistema.

A continuación se presenta el cálculo de la energía no suministrada en la siguiente tabla 4.20

SISTEMA DE SUBTRANSMISION SEGUNDA ALTERNATIVA							
DEC	2,3200	COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
FEC	1,2196	(US $ / kWh)					
kVA. Insta	92000	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
DEC	% mejora	US$	US$	US$	US$	US$	US$
2,3200	0	52843,93	105687,85	158531,78	211375,70	264219,63	317063,55

Tabla 4.20 Calculo de la Energía no Suministrada – Segunda Alternativa.

	SISTEMA DE SUBTRANSMISION SEGUNDA ALTERNATIVA							
	DEC	2,320	AHORRO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
	FEC	1,2196	(US $ / kWh)					
	kVA. Insta	92000	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
	DEC	% mejora	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro
ACTUAL	3,519	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SEGUNDA ALTER	2,320	34,08	19068,42	38136,84	57205,26	76273,68	95342,10	114410,53

Tabla 4.21 Reducción del DEC y Ahorro de la Energía no Suministrada – Segunda Alternativa.

En resumen si se comparan los costos de la Energía no Suministrada calculados considerando el estado actual del sistema y el sistema con la segunda alternativa propuesta, el resultado se muestra en la tabla 4.21, vemos que mientras más alto es el valor del precio de la ENS se tiene un ahorro mayor, cuando se mejora el tiempo de indisponibilidad también mejora el ahorro de la ENS. Con la segunda alternativa se tiene una mejora en el DEC del 34.08%.

4.7.3 TERCERA ALRERNATIVA

El objetivo de la propuesta es mejorar los indicadores de confiabilidad con base en el análisis de la situación actual.

Primero, se propone variar la topología de los tramos con mayores problemas, con la creación de un nuevo tramo paralelo al tramo 4 que alimenta a la barra de la subestación Quevedo.

La creación del tramo desde la subestación de Transelectric a la subestación Quevedo es la tercera alternativa planteada para el sistema de Subtransmisión de EMELSAD, con el cual se alimentará las líneas de Subtransmisión que salen hacia la Concordia, Carmen y Patricia Pilar. Cerrando en anillo con el tramo existente.

En la alternativa planteada se incluye las dos nuevas subestaciones que entrarán a operan en el Sistema Eléctrico Santo Domingo, la subestación El Rocío que sale de la subestación El Carmen y la subestación La Abundancia que sale de la subestación La Concordia.

A continuación se describen los tramos del sistema, los mismos están separados por equipo de seccionamiento y/o maniobra, los mismo que han sido representados.

Tramo 1

Este tramo 1 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Santo Domingo.

Tramo 2

Este tramo 2 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Santo Domingo a subestación El Centenario.

Tramo 3

Este tramo 3 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Santo Domingo a subestación Alluriquín con una derivación a la subestación Petrocomercial.

Tramo 4

Este tramo 4 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Quevedo con una derivación a la subestación La Cadena.

Tramo 5

Este tramo 5 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de Transelectric a subestación Quevedo.

Tramo 6

Este tramo 6 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación El Carmen.

Tramo 7

Este tramo 7 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación Patricia Pilar.

Tramo 8

Este tramo 8 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación Quevedo a subestación La Concordia con una derivación a la subestación de Valle Hermoso.

Tramo 9

Este tramo 9 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación de La Concordia a subestación La Abundancia.

Tramo 10

Este tramo 10 comprende la línea de Subtransmisión desde la subestación El Carmen a subestación El Rocío.

En la figura 4.13 y 4.14, se muestra el esquema del Sistema planteado y su modelo correspondiente para el mejoramiento del Sistema de Subtransmisión.

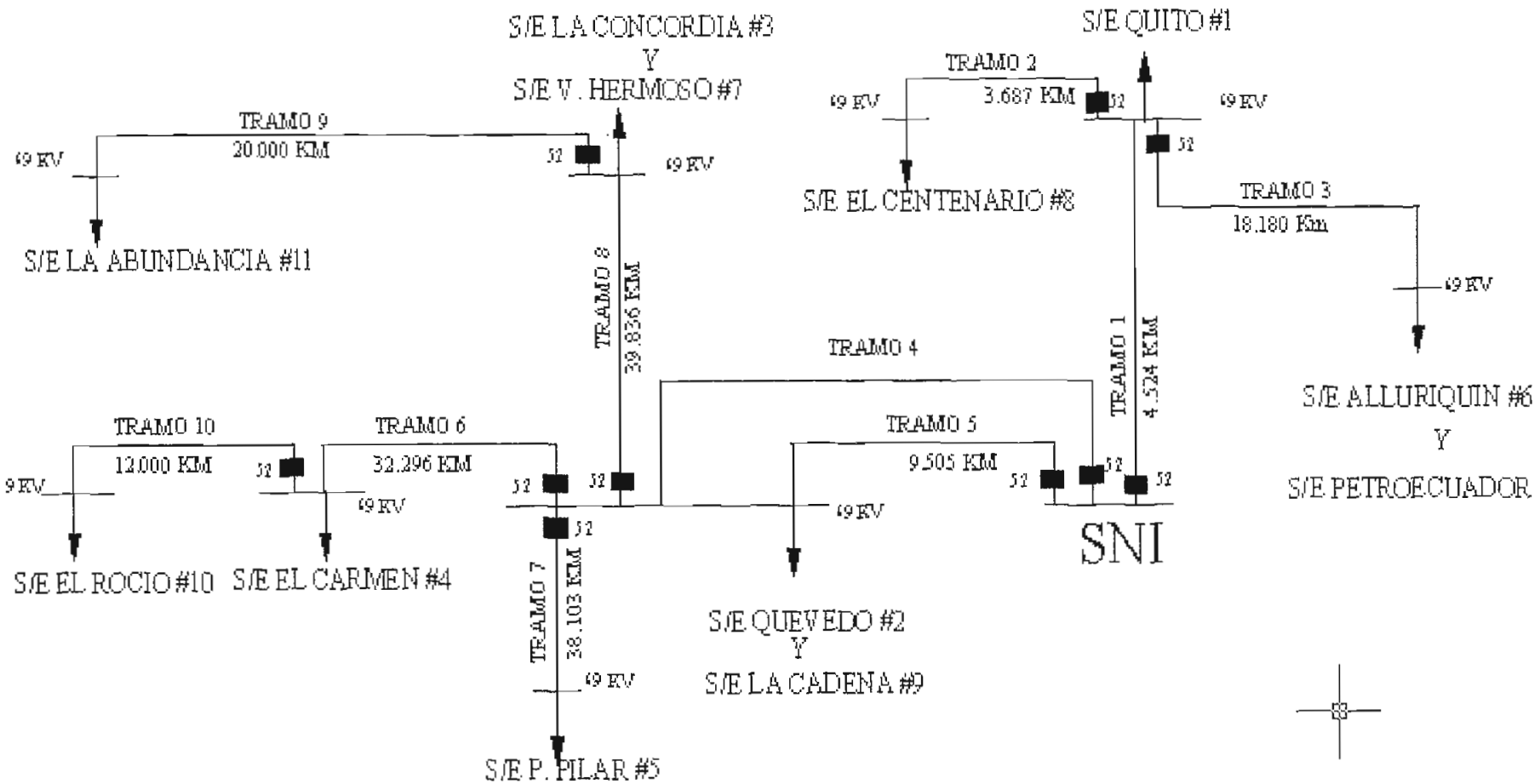
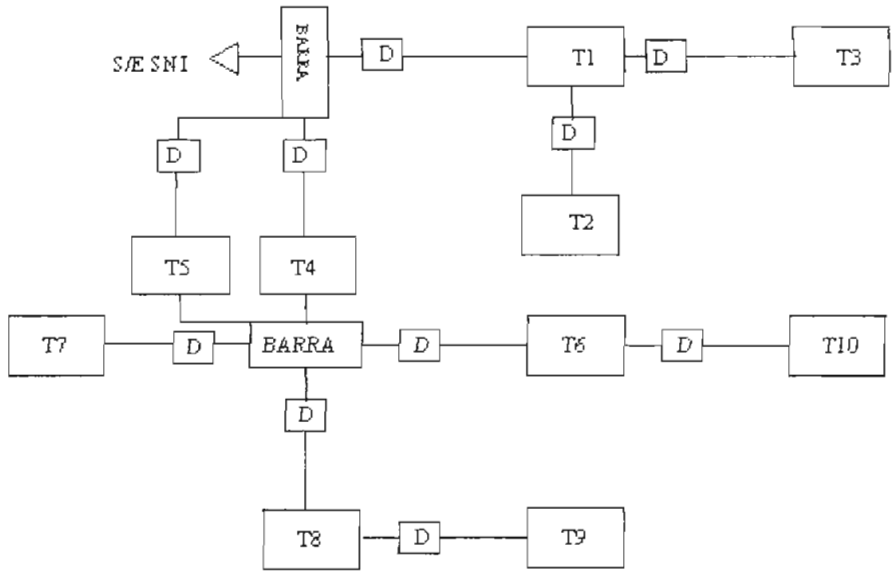


Figura 4.13 Esquema del Sistema de Subtransmisión tercera alternativa



. Figura 4.14 Modelo del Sistema tercera alternativa

S/E: Subestación de Transelectric

D: Equipo seccionador, Protección y/o maniobra

Tn: Tramo del sistema

NA: normalmente abierto

4.7.3.1 PARÁMETROS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN TERCERA ALTERNATIVA

Es importante mencionar que los parámetros utilizados para el calculo de los índices de confiabilidad son el resultado del funcionamiento del sistema durante el año 2002, por otra parte los kVAs instalados son los que tiene instalados en cada transformador de cada subestación, y el numero de abonados se tomo de la base de datos del Departamento de Planificación de la Empresa.

Siguiendo la metodología propuesta se tiene:

Tramo	Longitud (Km.)	Tc (horas)	Tl (horas)	Tp (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	kVA Instalados	Numeros Clientes
T1	4.524	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	12000	21272
T2	3,687	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	10696
T3	18.180	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	7500	2727
T4	9.505	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	18132
T5	0.019	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	0	0
T6	32.296	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	10000	10942
T7	38.103	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	5000	6151
T8	39.836	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	15000	17591
T9	12	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	5000	2782
T10	20	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	2500	6578
							TOTAL	92000	96871

Tabla 4.22 Parámetros de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión tercera alternativa

Para calcular los índices de confiabilidad en sistema anillo se basa en la reducción de la red por el método de sistemas en serie y en paralelo, como se lo explica al principio de este capitulo a continuación se presenta los índices de confiabilidad de la tercera alterativa (sistema anillo).

Los índices de confiabilidad del sistema se calculan mediante las ecuaciones (4.2), (4.3), (4.4), (4.9), (4.10) y (4.11), descritas al principio de este capítulo.

Resumen de índices de confiabilidad:

COMSUMIDOR	λ FALLAS/AÑO	r (HORAS)	μ (HORAS/AÑO)	Numero Clientes	FEC	DEC
T1	0,743	2,0721	1,539	21272	0,266	0,551
T2	1,579	0,6308	0,996	10696	0,174	0,110
T3	3,093	1,5803	4,888	2727	0,087	0,138
T4	0,000	1,0400	0,000	18132	0,000	0,000
T5	0,392	0,0000	0,000	0	0,000	0,000
T6	2,471	1,8101	4,472	10942	0,447	0,809
T7	3,540	1,6158	5,720	6151	0,225	0,363
T8	3,859	1,9081	7,363	17591	0,812	1,549
T9	4,360	2,0800	9,069	2782	0,125	0,260
T10	2,640	2,0800	5,491	6578	0,179	0,373
			TOTAL	96871	1.624	3,378

Tabla 4.23 Resumen de índices del Sistema de Subtransmisión – Tercera Alternativa.

En la tabla 4.23 los valores indican que, en promedio, cada consumidor del Sistema de Subtransmisión va a estar sometido a interrupciones de energía de 3.378 horas/año, con una frecuencia de 1.624 veces al año.

Para calcular la energía no suministrada a partir de la energía demandada por el sistema la cual se la obtuvo a partir de los datos históricos llevado por la Empresa Eléctrica (consumo promedio de los tres años últimos), mediante el Departamento de Planificación del cual se obtuvo los datos de la energía, en cuanto a la indisponibilidad del sistema se obtuvo a partir de los cálculos mostrados anteriormente. Y mediante la ecuación matemática (4.24) se obtiene la ENS. La cual se presenta un resumen en la tabla 4.24:

COMSUMIDOR	μ (HORAS/AÑO)	Ei(kWh)	ENS(kWh)
T1	1,539	58339456,94	17856,05
T2	1,726	30379532,88	5987,12
T3	4,888	12904580,34	7200,63
T4	0,00001	48661021,69	0,23
T5	0,00001	0,00	0,000
T6	4,472	29035305,76	25665,11
T7	5,720	16937261,69	11059,51
T8	7,363	44090649,49	43161,76
T9	9,077	7258826,44	7521,61
T10	5,502	21238788,47	13338,76
TOTAL		268845423,7	
ENS TOTAL			131790,82

Tabla 4.24 Cálculo de la Energía no Suministrada – tercera Alternativa.

4.7.3.2 COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Para realizar el cálculo de la ENS se tiene en cuenta el costo social que involucra la falta de servicio eléctrico, kWh interrumpidos tanto a los usuarios residenciales (43%), comerciales (23%), industriales (19%), alumbrado publico (7%) y otros clientes (8%) que da suministro de energía cada tramo del sistema.

En la tabla 4.25 se presenta el cálculo de la energía no suministrada.

SISTEMA DE SUBTRANSMISION TERCERA ALTERNATIVA							
DEC	3,378	COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
FEC	1,624	(US $ / kWh)					
kVA. Insta	92000	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
DEC	% mejora	US$	US$	US$	US$	US$	US$
3,378	0	65895,33	131790,65	197685,98	263581,31	329476,64	395371,96

Tabla 4.25 Costo de la Energía no Suministrada – Primera Alternativa

	SISTEMA DE SUBTRANSMISION TERCERA ALTERNATIVA							
	DEC	3,378	AHORROCOSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
	FEC	1,624	(US $ / kWh)					
	kVA. Insta	92000	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
	DEC	% mejora	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro	US$ ahorro
ACTUAL	3,968	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERCERA ALTER	3,378	14,86	6017,02	12034,04	18051,06	24068,08	30085,10	36102,12

Tabla 4.26Reducción del DEC, y Ahorro de la Energía no Suministrada – Primera Alternativa.

En resumen si se comparan los costos de la Energía no Suministrada calculados considerando el estado actual del sistema y el sistema con la tercera alternativa propuesta, el resultado se muestra en la tabla 4.26, se puede apreciar que mientras más alto es el valor del precio de la ENS se tiene un ahorro mayor, cuando se mejora el tiempo de indisponibilidad también mejora el ahorro de la ENS. Con la primera alternativa se tiene una mejora en el DEC del 14.86%.

ANALISIS

Las alternativas propuestas para el sistema de Subtransmisión benefician a la Empresa Eléctrica, pero con la primera alternativa es la que tiene un mayor ahorro energía no suministrada y un menor tiempo de interrupción.

La primera alternativa se tiene una mejora en la frecuencia de interrupciones y la duración de interrupciones en comparación con las otras dos alternativas.

Comparando la primera, la segunda, y la tercera alternativa con respecto a los tiempos y frecuencia de interrupción se tiene:

- La primera alternativa tiene la frecuencia de interrupciones igual a 0.727 veces al año, la segunda alternativa tiene una frecuencia de interrupciones igual a 1.219 veces al año, y la tercera tiene una frecuencia de interrupciones igual a 1.624 veces al año, comparando entre las alternativas planteadas se tiene que la primera alternativa tiene una frecuencia de interrupción menor a las otras dos alternativas planteadas.

- La primera alternativa tiene tiempo de interrupción igual a 1.295 horas/ año, la segunda alternativa tiene un tiempo de interrupciones igual a 2.319 horas / año, y la tercera alternativa tiene un tiempo de interrupciones igual a 3.37 horas / año, comparando entre las alternativas planteadas se tiene que la primera alternativa tiene un tiempo de interrupción menor a las otras dos alternativas planteadas.

4.8 ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS [11]

En todo tipo de estudio, es muy importante el realizar este análisis de costos y beneficios, debido a que económicamente se puede decidir si es recomendable o no el ejecutar los cambios propuestos en el sistema. A continuación se presenta un análisis del ahorro de cada una de las alternativas propuestas en este capítulo, para luego determinar que tan recomendable sería cada una de ellas según la inversión que se tenga que realizar analizando un factor muy importante la relación beneficio - costo

Para la realización del presente análisis de la construcción de líneas de Subtransmisión de 69 kV se han tomado como base los precios unitarios proporcionados por el Departamento de Planificación, El Área Técnica de EMELSAD para líneas de Subtransmisión y para el sistema de protección se tomo los precios unitarios de ABB (Automatic Product AB, Subtation Automation Division).

La relación beneficio – costos, esta basada en el ahorro de la ENS y del efecto Joule, que representa el costo social que involucra la falta del servicio eléctrico. Dependiendo del tipo de usuario que se vea afectado, el valor de la ENS será diferente, por lo que se a tomado los siguientes valores: 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5 y 3.0 $ / kWh. Estos valores se han tomado considerando que: dependiendo del tipo de carga afectada su costo debe ser diferente y no un valor fijo como se establece en los contratos entre el CONELEC y las Empresas Distribuidoras, además por ser de utilidad en un proceso de evaluación, comparación.

---

[11] ORBE, PATRICIO, " Ingeniería Económica", 1983

4.8.1 ANÁLISIS DE CADA ALTERNATIVA.

4.8.1.1 SISTEMA ACTUAL

Se ha evaluado las pérdidas por energía no suministra y por efecto Joule para 16 años a futuro, a continuación se presenta un resumen de cada una de estos componentes evaluados a una tasa de interés que varia 5% - 15%. Para obtener el valor presente de este rubro se utiliza la siguiente expresión:

$$VP = \frac{V_F}{(1+i)^n} \qquad (4.25)$$

Donde:

VP : Valor presente del ahorro (dólares).
VF : Valor futuro (dólares)
i : interés
n : número de años

Para obtener las pérdidas por demanda. Se lo realizó a través de las corridas de flujos de potencia a demanda máxima realizadas en el programa computacional PowerWorld 8.0.

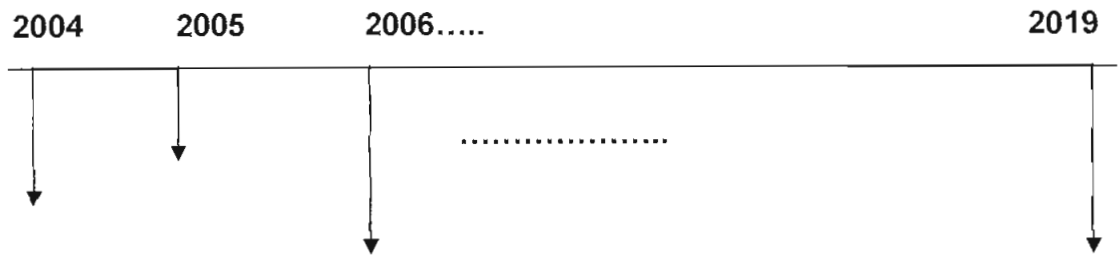
Para el cálculo de la energía se utilizó la siguiente expresión.

$$Fc = \frac{\overline{D}}{\hat{D}} = \frac{E/T}{\hat{D}}$$
$$E = \hat{D} * Fc * T \qquad (4.26)$$

Donde:

E = Energía
$\overline{D}$ = Demanda media
Fc = Factor de Carga
T = periodo

Se analiza el sistema actual para poder cuantificar el valor de las pérdidas por energía no suministrada y por efecto Joule.



Perdidas por energía no suministrada

A continuación se presenta los valores de pérdidas totales en 16 años a futuro para diferentes valores de ENS y de tasas de interés, tomando en cuenta que este valor es la suma de todos los años y que para poder sumarlos tienen que estar en valor presente.

Dando como resultado:

SISTEMA DE SUBTRANSMISION SISTEMA ACTUAL							
DEC	3,9876	PERDIDAS DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
FEC	1,9075	COSTO ENS (US $ / kWh)					
PRECIO EN DOLARES		0,5 (US$)	1,0 (US$)	1,5 (US$)	2,0 (US$)	2,5 (US$)	3,0 (US$)
VALOR PRESENTE							
Tasa 5%		1245072	2490144	3735217	4980289	6225361	7470433
Tasa 10%		881007	1762015	2643022	3524029	4405037	5286044
Tasa 15%		663116	1326232	1989348	2652464	3315580	3978696

Tabla 4.27 Pérdida de energía no suministrada

SISTEMA DE SUBTRANSMISION SISTEMA ACTUAL		
DEC	3,9875	PERDIDAS DE ENERGIA POR EFECTO JOULE
FEC	1,9075	COSTO kWh POR EFECTO JOULE
PRECIO EN DOLARES		0,058 (US$)
Tasa 5%		1307629
Tasa 10%		1024146
Tasa 15%		941281

Tabla 4.28 Pérdida de energía por efecto Joule.

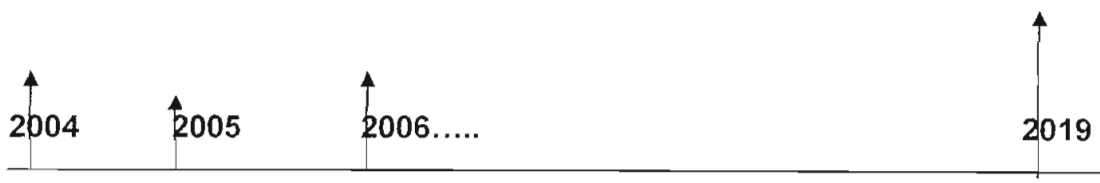
4.8.1.2 PRIMERA ALTERNATIVA

Se ha evaluado el ahorro de las perdidas por energía no suministra y por efecto Joule para 16 años a futuro, a continuación se presenta un resumen de cada una de estos componentes evaluados a una tasa de interés que varia 5% - 15%. Para obtener el valor presente de este rubro se utiliza la expresión (4.25)

Para el ahorro de energía no suministrada se establece la diferencia entre el valor en dólares del caso actual y el caso planteado.

Para el ahorro en por el efecto Joule se estableció la diferencia entre los kWh de las pérdidas con los kWh de pérdidas calculados por la alternativa propuesta. Estos datos se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima realizadas en el programa computacional PowerWorld.

Para el cambio de demanda máxima a energía se utiliza la expresión (4.26).



Ahorro por energía no suministrada

A continuación se presenta los valores de pérdidas totales en 16 años a futuro para diferentes valores de ENS y de tazas de interés, tomando en cuenta que este valor es la suma de todos los años y que para poder sumarlos tienen que estar en valor presente.

Dando como resultado:

SISTEMA DE SUBTRANSMISION PRIMERA ALTERNATIVA							
DEC	1,2954	AHORRO POR PERDIDAS DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
FEC	0,7278	COSTO ENS (US $ / kWh)					
PRECIO EN DOLARES		0,5 (US$)	1,0 (US$)	1,5 (US$)	2,0 (US$)	2,5 (US$)	3,0 (US$)
VALOR PRESENTE							
Tasa 5%		762986	1525972	2288958	3051944	3814930	4577917
Tasa 10%		539460	1078920	1618380	2157840	2697301	3236761
Tasa 15%		405688	811376	1217064	1622752	2028440	2434128

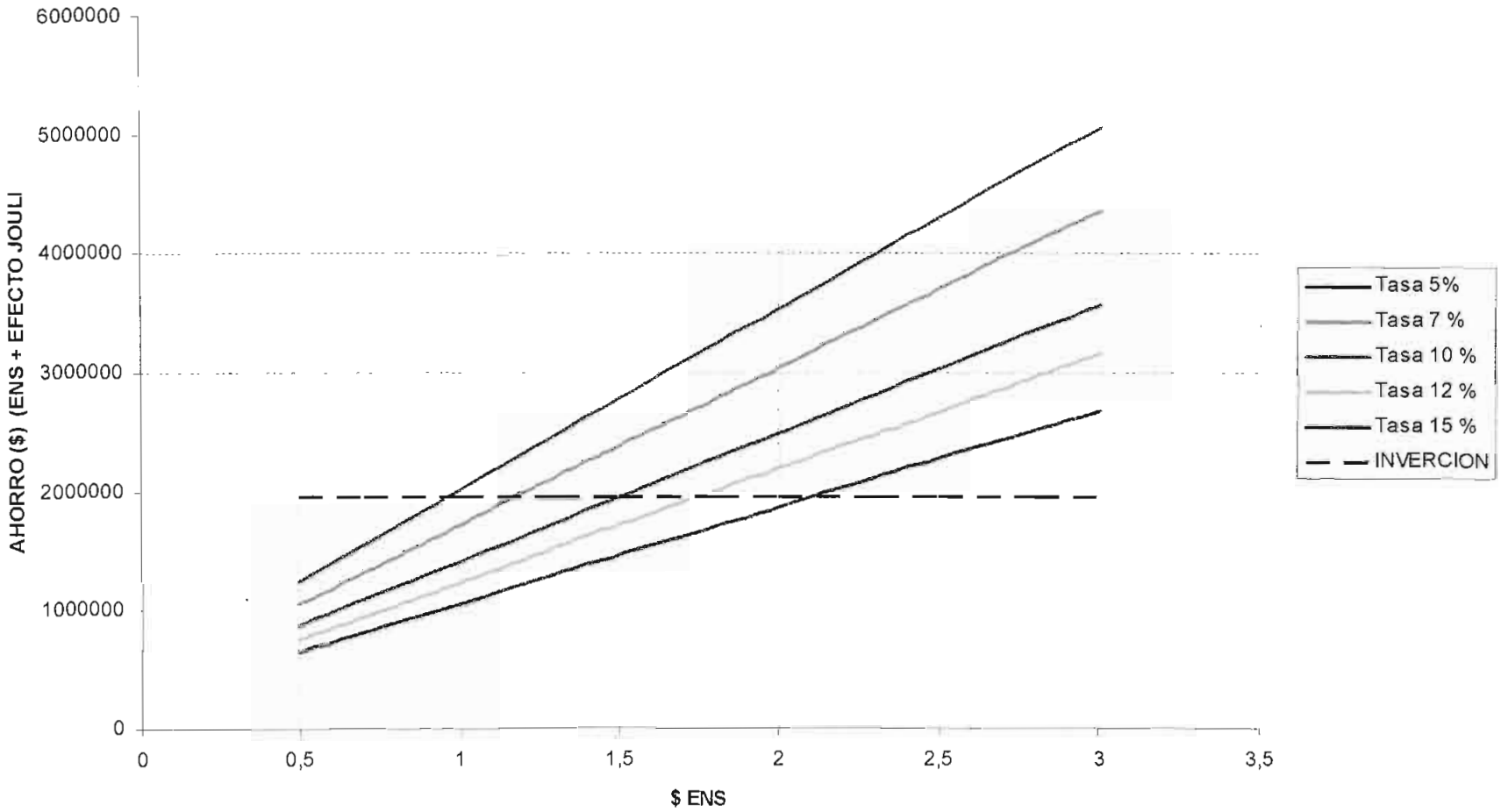
Tabla 4.29 Ahorro por pérdida de energía no suministrada

SISTEMA DE SUBTRANSMISION PRIMERA ALTERNATIVA		
DEC	1,2954	AHORRO DE ENERGIA POR EFECTO JOULE
FEC	0,7278	COSTO kWh POR EFECTO JOULE
PRECIO EN DOLARES		0,058 (US$)
Tasa 5%		482576
Tasa 10%		331661
Tasa 15%		242157

Tabla 4.30 Ahorro por pérdida de energía por efecto Joule

En el siguiente gráfico se indica como varia cada uno de los parámetros planteados.

VARIACION DEL AHORRO A DIFERENTES TASAS DE INTERES PRIMERA ALTERNATIVA



4.8.1.2.1 INVERSIONES

ITEM		cantidad	precio unitario	precio total
1	Disyuntor tripolar, 69kV, 600A, 20KA, con estructura metálica de soporte	1	25000	25000
2	seccionador tripolar 69kV, 600A, 20KA, montaje horizontal, operado a motor,	2	14000	28000
	Con cuchilla de puesta a tierra, con estructura metálica de soporte.			0
3	seccionador tripolar 69kV, 800A, KA, montaje horizontal, operado a motor,	1	8000	8000
	Con cuchilla de puesta a tierra, con estructura metálica de soporte.			0
4	Pararrayos 60kV para equipo terminal de línea 69kV, con estructura metálica de soporte	3	2500	7500
5	transformador de corriente 69kV	3	6000	18000
6	transformador de potencial 69/√3	3	5500	16500
7	Estructura metálica	1	25000	25000
8	cables desnudos y aislados, de fuerza y control	1	15000	15000
9	Aisladores y accesorios	1	7000	7000
	posición 69 K	2	150000	300000
	posición 69 KV Adicional	3	100000	300000
10	Línea de Subtransmisión de 69kV por Km. Con vanos de 250m.	38	25000	950000
11	conductor 477 MCM	38	3.5	399000
12	cable de guarda	1	0,85	850
			TOTAL	1949032

Tabla 4.31 Inversión necesaria para la construcción del proyecto

4.8.2.2 RELACIÓN BENEFICIO - COSTO

Esta determinada por las ventajas (B), desventajas (D) y los gastos (C) que exige un proyecto, todas estas variables expresadas en unidades monetarias. Para el cálculo se utiliza la expresión:

$$\frac{B}{C} = \frac{B - D}{C} \qquad (4.27)$$

Es decir, si la relación B/C > 1 la inversión es rentable caso contrario provoca pérdidas.

RELACION BENEFICIO - COSTO							INVERSION (US$)
COSTO ENS	0,5 (US$)	1,0 (US$)	1,5 (US$)	2,0 (US$)	2,5 (US$)	3,0 (US$)	
TASA 5%	0,639	1,031	1,422	1,813	2,205	2,596	1949032
TASA 10%	0,447	0,724	1,001	1,277	1,554	1,831	1949032
TASA 15%	0,332	0,541	0,749	0,957	1,165	1,373	1949032

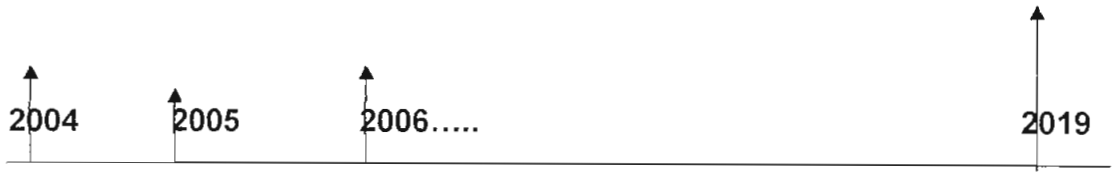
Tabla 4.32 Evaluación Costo – Beneficio Total

4.8.3 SEGUNDA ALTERNATIVA

Se ha evaluado el ahorro de las pérdidas por energía no suministra y por efecto Joule para 16 años a futuro, a continuación se presenta un resumen de cada una de estos componentes evaluados a una tasa de interés que varia 5% - 15%. Para obtener el valor presente de este rubro se utiliza la expresión (4.25)

Para el ahorro de energía no suministrada se establece la diferencia entre el valor en dólares del caso actual y el caso planteado.

Para el ahorro en por el efecto Joule se estableció la diferencia entre los kWh de las pérdidas con los kWh de pérdidas calculados por la alternativa propuesta. Estos datos se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima realizadas en el programa computacional PowerWorld.
Para el cambio de demanda máxima a energía se utiliza la expresión (4.26).



Ahorro por energía no suministrada

A continuación se presenta los valores de pérdidas totales en 16 años a futuro para diferentes valores de ENS y de tasas de interés, tomando en cuenta que este valor es la suma de todos los años y que para poder sumarlos tienen que estar en valor presente.

Dando como resultado:

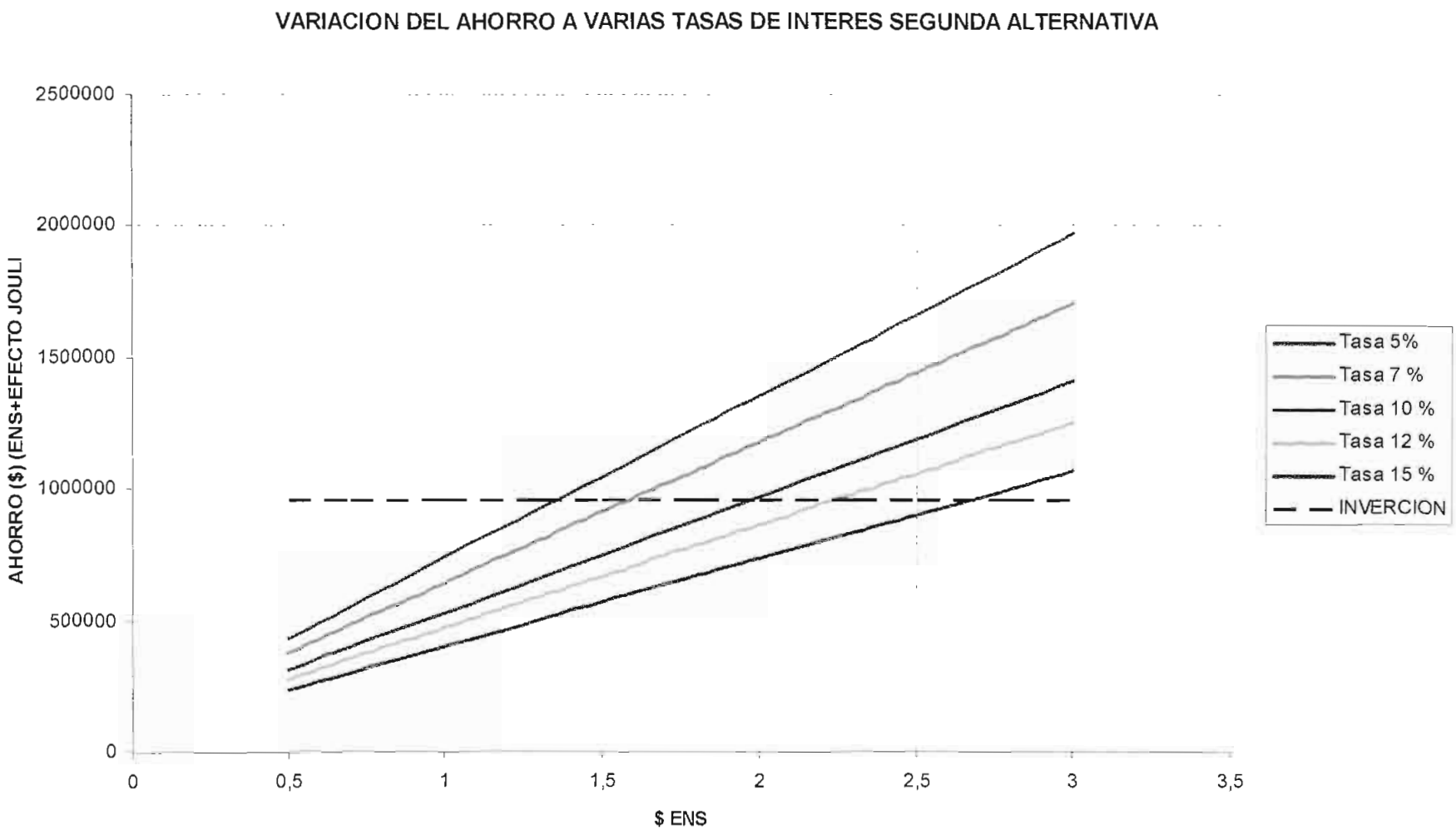
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN SEGUNDA ALTERNATIVA							
DEC	2,3199	AHORRO POR PERDIDAS DE ENERGIA NO SUMINISTRADA					
FEC	1,2195	COSTO ENS (US $ / kWh)					
PRECIO EN DOLARES		0,5 (US$)	1,0 (US$)	1,5 (US$)	2,0 (US$)	2,5 (US$)	3,0 (US$)
VALOR PRESENTE							
Tasa 5%		306857	613713	920570	1227426	1534283	1841140
Tasa 10%		219085	438170	657254	876339	1095424	1314509
Tasa 15%		166256	332512	498767	665023	831279	997535

Tabla 4.33 Ahorro por pérdida de energía no suministrada

SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN SEGUNDA ALTERNATIVA		
DEC	2,3199	AHORRO DE ENERGIA POR EFECTO JOULE
FEC	1,2195	COSTO kWh POR EFECTO JOULE
PRECIO EN DOLARES		0,058 (US$)
Tasa 5%		127282
Tasa 10%		93907
Tasa 15%		72247

Tabla 4.34 Ahorro por pérdida de energía por efecto Joule

En el siguiente gráfico se indica como varia cada uno de los parámetros planteados.


VARIACION DEL AHORRO A VARIAS TASAS DE INTERES SEGUNDA ALTERNATIVA
AHORRO ($) (ENS+EFECTO JOULI
2500000
2000000
1500000
1000000
500000
0
0
0,5
1
1,5
2
2,5
3
3,5
$ ENS
Tasa 5%
Tasa 7 %
Tasa 10 %
Tasa 12 %
Tasa 15 %
INVERCION

4.8.3.1 INVERSIONES

ITEM		cantidad	precio unitario	precio total
1	Disyuntor tripolar, 69kV, 600A, 20KA, con estructura metálica de soporte	1	25000	25000
2	seccionador tripolar 69kV, 600A, 20KA, montaje horizontal, operado a motor,	2	14000	28000
	Con cuchilla de puesta a tierra, con estructura metálica de soporte.			0
3	seccionador tripolar 69kV, 800A, KA, montaje horizontal, operado a motor,	1	8000	8000
	Con cuchilla de puesta a tierra, con estructura metálica de soporte.			0
4	pararrayos 60kV para equipo terminal de línea 69kV, con estructura metálica de soporte	3	2500	7500
5	transformador de corriente 69kV	3	6000	18000
6	Transformador de potencial 69/√3	3	5500	16500
7	estructura metálica	1	25000	25000
8	cables desnudos y aislados, de fuerza y control	1	15000	15000
9	aisladores y accesorios	1	7000	7000
	Posición 69 K	2	150000	300000
	posición 69 KV Adicional	2	100000	200000
10	Línea de Subtransmisión de 69kV por Km. Con vanos de 250m.	11,5	25000	287500
11	conductor 477 MCM	15,1	3,5	158550
12	cable de guarda	11,5	0,85	9775
		TOTAL		955825

4.35 Inversión necesaria para la construcción del proyecto

4.8.3.2 RELACIÓN BENEFICIO - COSTO

Esta determinada por las ventajas (B), desventajas (D) y los gastos (C) que exige un proyecto, todas estas variables expresadas en unidades monetarias. Para el cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{B}{C} = \frac{B - D}{C}$$

Es decir, si la relación B/C > 1 la inversión es rentable caso contrario provoca pérdidas.

RELACIÓN BENEFICIO - COSTO							INVERSIÓN (US$)
COSTO ENS	0,5 (US$)	1,0 (US$)	1,5 (US$)	2,0 (US$)	2,5 (US$)	3,0 (US$)	
TASA 5%	0,454	0,775	1,095	1,416	1,737	2,057	955825
TASA 10%	0,327	0,556	0,785	1,014	1,243	1,472	955825
TASA 15%	0,249	0,423	0,597	0,771	0,944	1,118	955825

Tabla 4.36 Evaluación Costo – Beneficio Total

4.8.4 TERCERA ALTERNATIVA

Se ha evaluado el ahorro de las pérdidas por energía no suministra y por efecto Joule para 16 años a futuro, a continuación se presenta un resumen de cada una de estos componentes evaluados a una tasa de interés que varia 5% - 15%. Para obtener el valor presente de este rubro se utiliza la expresión (4.25)

Para el ahorro de energía no suministrada se establece la diferencia entre el valor en dólares del caso actual y el caso planteado.

Para el ahorro en por el efecto Joule se estableció la diferencia entre los kWh de las pérdidas con los kWh de pérdidas calculados por la alternativa propuesta. Estos datos se obtuvieron de las corridas de flujos a demanda máxima realizadas en el programa computacional PowerWorld.

Para el cambio de demanda máxima a energía se utiliza la expresión (4.26).

Ahorro por energía no suministrada

A continuación se presenta los valores de pérdidas totales en 16 años a futuro para diferentes valores de ENS y de tasas de interés, tomando en cuenta que este valor es la suma de todos los años y que para poder sumarlos tienen que estar en valor presente.

Dando como resultado:

SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN TERCERA ALTERNATIVA							
DEC	3,378	AHORRO POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA					
FEC	1,624	COSTO ENS (US $ / kWh)					
PRECIO EN DOLARES		0,5 (US$)	1,0 (US$)	1,5 (US$)	2,0 (US$)	2,5 (US$)	3,0 (US$)
VALOR PRESENTE							
Tasa 5%		107859	215718	323577	431435	539294	647153
Tasa 10%		75914	151829	227743	303658	379572	455487
Tasa 15%		56861	113723	170584	227446	284307	341168

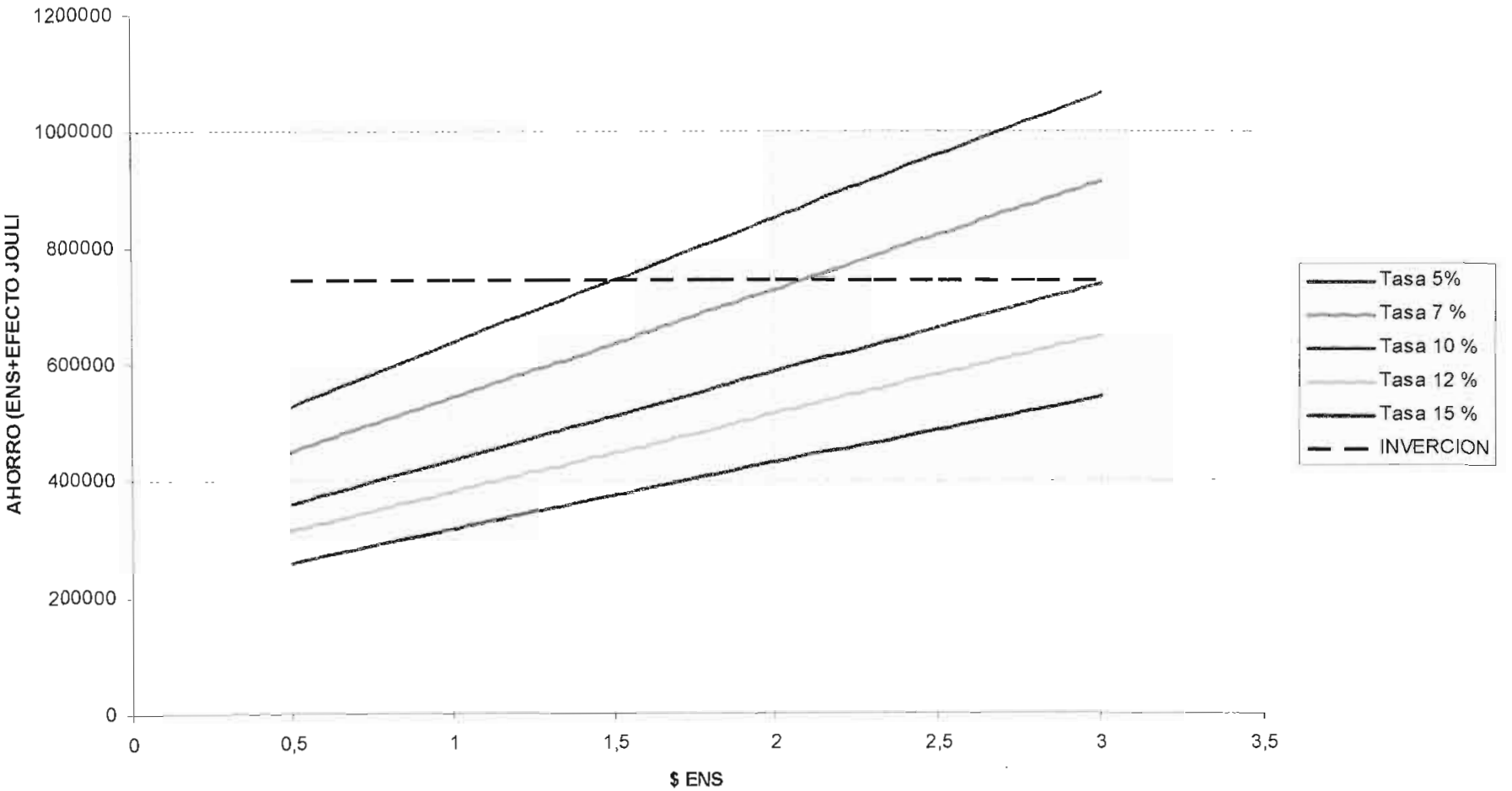
Tabla 4.37 Ahorro por pérdida de energía no suministrada

SISTEMA DE SUBTRANSMISION TERCERA ALTERNATIVA		
DEC	3,378	AHORRO DE ENERGIA POR EFECTO JOULE
FEC	1,624	COSTO kWh POR EFECTO JOULE
PRECIO EN DOLARES		0,058 (US$)
Tasa 5%		420659
Tasa 10%		283483
Tasa 15%		203819

Tabla 4.38 Ahorro por pérdida de energía por efecto Joule

En el siguiente gráfico se indica como varia cada uno de los parámetros planteados.

VARIACION DEL AHORRO A DIFERENTE TASAS DE INTERES TERCERA ALTERNATIVA



4.8.4.1 INVERSIONES

ITEM		cantidad	precio unitario	precio total
1	Disyuntor tripolar, 69kV, 600A, 20KA, con estructura metálica de soporte	1	25000	25000
2	seccionador tripolar 69kV, 600A, 20KA, montaje horizontal, operado a motor,	2	14000	28000
	Con cuchilla de puesta a tierra, con estructura metálica de soporte.			0
3	seccionador tripolar 69kV, 800A, KA, montaje horizontal, operado a motor,	1	8000	8000
	Con cuchilla de puesta a tierra, con estructura metálica de soporte.			0
4	pararrayos 60kV para equipo terminal de línea 69kV, con estructura metálica de soporte	3	2500	7500
5	transformador de corriente 69kV	3	6000	18000
6	transformador de potencial 69/√3	3	5500	16500
7	Estructura metálica	1	25000	25000
8	cables desnudos y aislados, de fuerza y control	1	15000	15000
9	Aisladores y accesorios	1	7000	7000
	Posición 69 K	2	150000	300000
	posición 69 KV Adicional	1	100000	100000
10	Línea de Subtransmisión de 69kV por Km. Con vanos de 250m.	9,505	25000	237625
11	Conductor 477 MCM	9,505	3.5	99802,5
12	cable de guarda	9,505	0.85	8079,25
			TOTAL	745507

4.39 Inversión necesaria para la construcción del proyecto

4.8.4.2 RELACIÓN BENEFICIO - COSTO

Esta determinada por las ventajas (B), desventajas (D) y los gastos (C) que exige un proyecto, todas estas variables expresadas en unidades monetarias. Para el cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{B}{C} = \frac{B - D}{C}$$

Es decir, si la relación B/C > 1 la inversión es rentable caso contrario provoca pérdidas.

RELACION BENEFICIO - COSTO							INVERSION (US$)
COSTO ENS	0,5 (US$)	1,0 (US$)	1,5 (US$)	2,0 (US$)	2,5 (US$)	3,0 (US$)	
TASA 5%	0,709	0,854	0,998	1,143	1,288	1,432	745507
TASA 10%	0,482	0,584	0,686	0,788	0,889	0,991	745507
TASA 15%	0,350	0,426	0,502	0,578	0,655	0,731	745507

Tabla 4.40 Evaluación Costo – Beneficio Total

CAPITULO V

CALCULO DE CORTOCIRCUITOS Y CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

Las protecciones eléctricas se han considerado en forma acertada como una ciencia y como un arte, ciencia porque se han desarrollado las teorías para determinar numéricamente cortocircuitos, sobrecorrientes, fallas a tierras, etc. y como hacer que sus efectos no dañen en forma excesiva el sistema; y un arte puesto que las soluciones para la protección son varias y el diseño forma parte del criterio de ingeniería que se utilice.

El manejo de las protecciones se hace considerando que, en caso de una falla, el servicio debe ser selectivo para que la menor cantidad de usuarios se vean afectados y con respaldos para incrementar la confiabilidad del sistema de protecciones.

En el presente capítulo se da una conceptualización de las fallas que provocan sobrecorriente y sobrecargas; una descripción de las componentes simétricas en Sistemas de Potencia, y de la manera de coordinar las protecciones para evitar daños en el mismo.

Además, se pone mucha atención en el funcionamiento fundamental de todo sistema de protección numérico (digital) con sus problemas normales y como se han solucionado con ayuda de la tecnología.

5.2 FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

Una falla es una condición anormal del sistema que es causado por diferentes situaciones, extremas o internas al sistema.

Normalmente, los circuitos de apertura tienen que abrir únicamente cuando

existe falla, de otro modo deben permanecer operados para cumplir con la misión de entregar energía a los usuarios. Hay diferentes tipos de fallas y éstas se deben a múltiples causas, a continuación en la tabla 5.1 se detallan las más usuales.

Tipo de falla	Causa de la falla
De Aislamiento	Errores o defecto de diseño Manipulación impropia Mala inhalación Contaminación
Eléctrica	Arco en luminarias Arco en interruptores Sobrevoltajes dinámicos
Térmica	Falla en refrigerantes Sobrecorriente Sobrevoltaje Temperatura ambiental
Mecánica	Fuerzas de sobrecorriente Movimientos telúricos Impacto de objetos extraños Nieve o hielo (granizo)

Tabla 5.1- Tipo de fallas y sus causas más comunes.

5.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS

Los relés tienen que medir magnitudes, y si están fuera de los rangos permisibles, el relé determina una situación de falla, a continuación se detallarán las características de las medidas más importantes y trascendentes en fallas.

5.2.1.1 ÁNGULOS DE FALLA.

El factor de Potencia, o el ángulo de la corriente de falla es determinante para estudiar problemas en las fases; éste depende de la naturaleza de la fuente

y de los circuitos conectados arriba de la falla; y para el caso de falla a tierra, depende del sistema de aterramiento como tal.

La corriente tendrá un ángulo entre 80° y 85° para una falla cercana a la fuente o a las unidades generadoras, mientras que el ángulo será menor para los sitios cercanos a las cargas.

Los ángulos típicos para apertura de disyuntores en alimentadores con respecto a su nivel de voltaje son los siguientes:

- 7.2 a 23 kV, el ángulo está entre 20° y 45°
- 23 a 69 kV, entre 45° y 75°
- 69 y 230 kV entre 60° y 80°
- De 230 kV en adelante entre 75° y 85°

A cada nivel de voltaje, la corriente de falla tendrá entonces ángulos que mostrarán si la impedancia de la línea predomina o no; así: si la impedancia del transformador y del generador predominan, entonces el ángulo tendrá que ser alto, y, en el caso de que la impedancia del cable sea una contribución importante a la impedancia total hacia la falla, el ángulo decrece.

5.2.1.2 SISTEMAS DE ATERRAMIENTO

El sistema que se esté utilizando para el aterramiento de los elementos influye tanto en magnitud como en ángulo de los parámetros.

Existen tres clases de aterramientos:

1. Neutro Aislado.- También conocido como sistema no aterrado.

2. Aterramiento por Impedancia.- La que puede ser resistencia o reactancia.

3. Aterramiento efectivo.- Sistemas sólidos a tierra.

Cabe destacar que los sistemas aislados están conectados a tierra únicamente por la capacitancia Shunt natural del sistema.

La diferencia radica en que en sistemas simétricos si se tiene una falla, por ejemplo, de una fase a tierra, en un sistema de Neutro Aislado, los voltajes fase - neutro elevan su valor en cerca de 2 su valor normal (se considera para este caso que las tres capacitancias a tierra son iguales); mientras que en un sistema sólido a tierra, la corriente de falla a tierra será grande, pero los voltajes fase-neutro de las fases no falladas casi no se mueven de su valor inicial. (Véase figura 5.1 y figura 5.2)

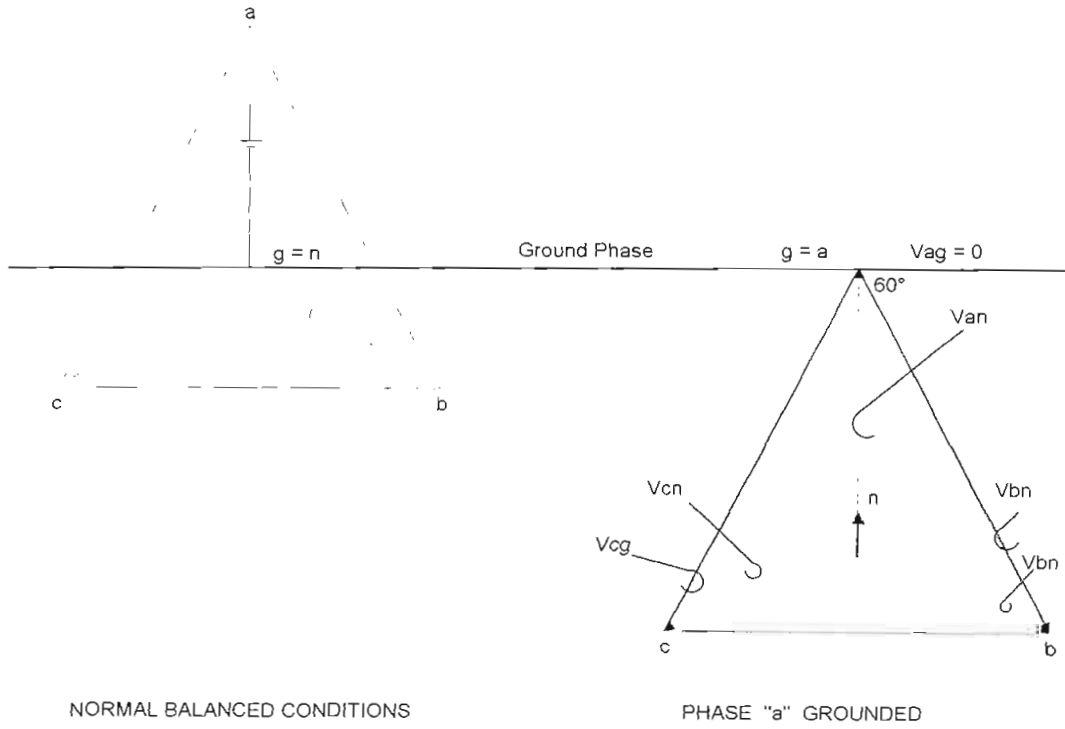


Figura 5.1.- Diagrama de una falla en un sistema Neutro aislado

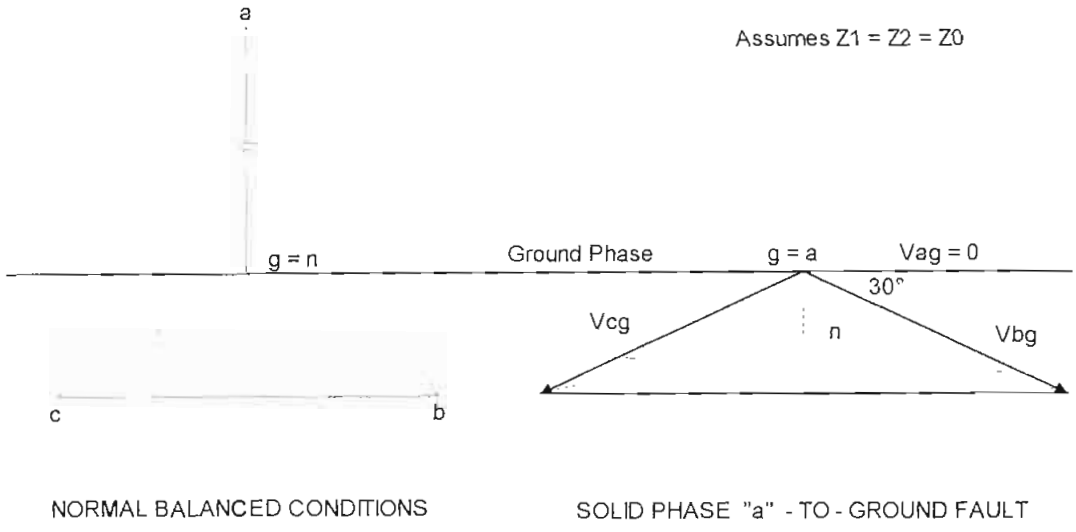


Figura 5.2.- Diagrama de una falla en un sistema Sólido a Tierra.

5.2.1.3 RESISTENCIA DE FALLAS.

A menos que una falla sea sólida a tierra, existe un arco cuya resistencia varía de acuerdo con la longitud del mismo y la magnitud de la falla. Su importancia crece en sistemas de voltajes elevados, puesto que si la resistencia del arco está en la misma dirección que la reactancia, tal vez no limite la corriente de falla con su impedancia equivalente formada.

5.3 FALLAS DE SOBRECORRIENTE.

5.3.1 FALLA NO DIRECCIONAL.

Se las conoce como sobrecorriente simplemente, pero con la característica de que no es importante la dirección del flujo de corriente que pase por el alimentador.

Hay dos fenómenos que pueden causar sobrecorriente:

1. Cortocircuitos ya sean fase - tierra o entre fases.

2. Sobrecargas del sistema

El sistema de protección de sobrecorriente no direccional se lo utiliza normalmente en sistemas radiales.

Los relés de sobrecorriente no direccional SPAJ_144C y SPAC_315C disponibles en el simulador, cuentan además con protecciones Instantáneas, para una coordinación más segura.

Los sistemas de falla a tierra, también operan como no direccionales, y en este caso, la corriente es la residual del sistema.

5.3.2 FALLA DIRECCIONAL.

El principio de sobrecorriente es el mismo, pero para éste caso es necesario conocer la dirección del flujo normal, y dar protección en caso de que por falla, el flujo tienda a ir en dirección contraria a la permitida.

Normalmente evitan motorizaciones de generadores, para alimentadores paralelos que sean de distancias relativamente cortas, y para sistemas en anillo.

Esta protección es algo más complicada, puesto que tiene ahora medidas de corriente y voltaje, en donde el voltaje sirve de referencia.

5.3.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Para realizar una correcta coordinación de protecciones, es necesario contar con los datos generales del sistema a proteger como es el diagrama unifilar, valores nominales tanto de voltaje como de corriente; el equipo de protección a utilizar, y transformadores de corriente asociados.

Adicionalmente se requiere de:

- Impedancias de los elementos constitutivos del sistema, como máquinas, transformadores, alimentadores, etc.

- Corrientes de cortocircuito, necesariamente las máximas y las mínimas y en cada uno de los posibles punto de ocurrencia de falla en el sistema.
- Corrientes de carga que circularán por el alimentador.
- Corrientes de arranque de motores de inducción (programar I»)

La calibración se realiza para las corrientes máximas de falla para ser despejadas en los tiempos mínimos, y hay que comprobar que funcionen correctamente para las corrientes de falla mínimas.

Como consideración final, en caso de sistemas radiales de múltiples barras, siempre el relé más alejado de la fuente debe tener una "Corriente de Arranque Isiart" (conocido como Tap en relés electromecánicos) menor que los relés que se encuentran detrás del mismo, más cercanos a la fuente.

Además, para sincronizar tiempos en todo tipo de protección hay que considerar los siguientes factores:

1. Tiempo de operación del disyuntor
2. Errores posibles internos del relé (tiempos de disparo de los respaldos propios del relé digital)
3. Errores en TC's
4. Errores en curvas de tiempo Inverso.

Para sobrecorriente no direccional existen cuatro principios para coordinación de protecciones en sistemas radiales:

1. Por tiempo.- En el cual se da un intervalo de tiempo entre disparo y disparo es decir, la calibración es de Tiempo Definido. Problema: la falla más severa (cercana a la generación) se despeja en el mayor tiempo.

2. Por corriente.- Se calibra de acuerdo a la severidad de la falla, y su impedancia de falla, sin importar el tiempo. Problema: Por la falta de selectividad pueden quedar más usuarios sin servicio, y además que para corrientes de falla

mínimas, pueden quedar zonas sin protección.

3. Curvas Tiempo - Corriente.- Son curvas en las cuales se puede combinar de acuerdo a los incrementos de corriente el mayor o menor tiempo de disparo.

4. Combinación de Curvas inversas y operación instantánea.- cuando en los alimentadores, la impedancia de la fuente es pequeña comparado con el circuito a proteger (líneas largas) se utiliza la coordinación con relés instantáneos, es decir que para fallas pequeñas (entre las mínimas) actúan los relés calibrados como tiempo inverso, pero para las fallas mayores a un límite, actúan los relés instantáneos despejando la falla en menor tiempo.

Para este último caso, que es el más recomendable, hay que diferenciar sobre el límite de la protección primaria y viene dado por la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{k_1(1-k_2)}{k_2} x100$$

$$donde \qquad (5.1)$$

$$k_1 = \frac{Z_{fuente}}{Z_{linea}}$$

η : es el porcentaje de la línea que ha de ser protegida por el instantáneo.

K_2 : es la relación entre la I_{start} del instantáneo y la corriente máxima de falla en el extremo más alejado.

Para sobrecorriente direccional hay una consideración importante que hacer para coordinación, y es que normalmente están acompañados por relés no direccionales de sobrecorriente, en este caso entonces, el relé direccional debe tener una calibración con tiempo de operación menor que el no direccional.

Para sistemas en anillo, la técnica para calibrar los relés es la de abrirlo y ver como un sistema radial en los dos sentidos, es decir, primero en sentido horario y luego en sentido anti-horario. Adicionalmente, en el caso de que el anillo tenga una sola fuente de generación, hay que poner dos relés no direccionales idénticos a los costados de la misma, con la misma calibración.

5.4 COMPONENTES SIMÉTRICAS

Las componentes simétricas permiten pasar de cualquier sistema, sea este simétrico o asimétrico, a un sistema simétrico. Con esta ayuda se pueden realizar los cálculos de fallas por secuencias con mayor facilidad.

Entonces, cualquier sistema de n vectores no balanceados, se puede dividir en n sistemas balanceados.

En este caso existirán n - 1 sistemas con vectores distribuidos de manera uniforme y el sistema que falta tiene a sus vectores en fase.

Para sistemas trifásicos, (n =3) se tienen los siguientes subsistemas:

Sistema de secuencia Positiva (1)

Sistema de secuencia Negativa (2)

Sistema de secuencia Cero. (0)

Hay que notar que si en el sistema físico no hay regreso entonces no existe la secuencia cero (0)

Para representar estos vectores, se utiliza operadores, los cuales son:

$1 = 1<O^0$

$a^2 = 1<-120^0 = 1<240^0$

$a = 1<120°$

Con los cuales se determinan las componentes simétricas para cualquier sistema trifásico de la siguiente manera:

$$V_0 = \frac{1}{3}\left(V_a + V_b + V_c\right)$$
$$V_1 = \frac{1}{3}\left(V_a + aV_b + a^2V_c\right) \qquad (5.2)$$
$$V_2 = \frac{1}{3}\left(V_a + a^2V_b + aV_c\right)$$

En donde los vectores Vi no son necesariamente voltajes, sino cualquier otra magnitud.

5.5 LOS RELÉS DIGITALES

5.5.1 GENERALIDADES

Desde un punto de vista del SEP como tal, no debe existir diferencia entre relés electromecánicos y digitales, puesto que deben actuar de la misma manera ante una misma situación de falla, Además, las medidas de corriente y voltaje deben ser comparadas con ciertos niveles base o ente ellas. Aquí la principal dificultad de los relés numéricos o digitales que deben trabajar con la toma de medidas por pasos con la velocidad con que el microprocesador pueda leer almacenar y manejar la información.

Sin embargo, los relés digitales han proporcionado gran velocidad de muestreo de señales tanto de corriente como de voltaje, manipulación de datos para realizar medidas de sobrecorriente y distancia, grabar la Información de la falla y proporcionar funciones de auto - supervisión del equipo.

5.5.2 MUESTREO

En los relés electromecánicos la coincidencia de tiempo no es un problema, puesto que las señales ingresan directamente a las bobinas. Pero, para un sistema numérico con micro procesador está permitido el manejo de una sola

variable a la vez. Por medio de los Multiplexores se procesa una señal y luego con un cambio se procesa la siguiente, en consecuencia, la señal de voltaje ya no es coincidente en tiempo con la de corriente. Los datos oblicuos son introducidos *a* través de comparaciones de cantidades tomadas no simultáneamente.

Para permitir el muestreo de un valor arreglado en lugar de un valor de cambios rápidos se usa un circuito simple dentro de los relés digitales denominado "muestra y graba", que a manera de ejemplo se ilustra en la Figura 5.3.

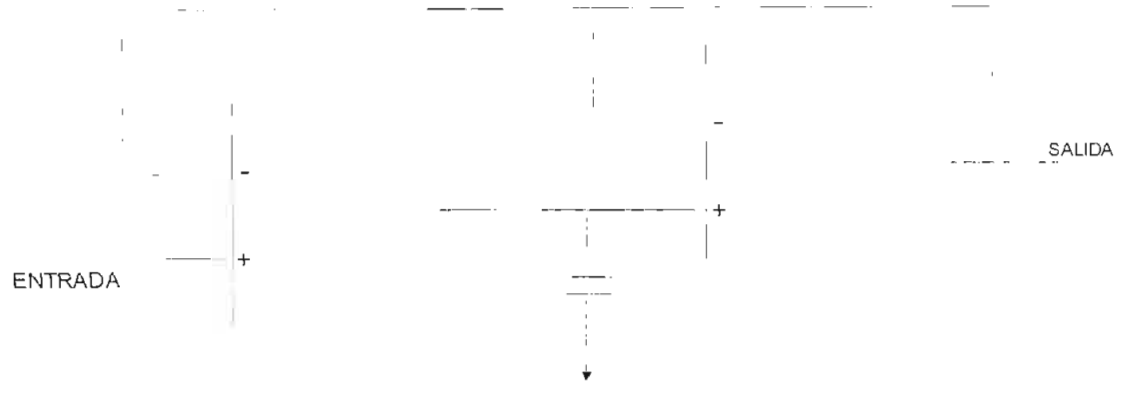


Figura 5.3.- Circuito básico "muestra y graba", útil Izado para grabar Señales Analógicas.

Pero como son más de un tipo de muestra a tomar (voltaje, corriente, ángulo, etc.) se usa un multiplexor, de esta manera la lectura es de una magnitud a la vez.

Los circuitos digitales únicamente entienden instrucciones en lenguaje binario, y dependen de su capacidad en "palabras", sean estas de 8, 16 o hasta 32 bits; por este motivo, luego de haber sido obtenida la medida y grabada en el circuito anterior, pasa a un convertidor Analógico - Digital en donde se hace la digitalización completa. El orden y el rango de medida requerido por cada relé determinan el diseño final de este convertidor.

El microprocesador acepta la muestra digitalizada y la graba en una memoria RAM para su uso posterior, es decir, cuando por medio de algoritmos propios grabados en la memoria ROM o en otros casos en una EPROM (memoria programable solo lectura con capacidad de borrado), deben entrar en cierto proceso a realizar por el microprocesador.

Otro elemento vital de la arquitectura requerida por los relés digitales es la memoria NO-VRAM (RAM no volátil), o en su defecto, la EEPROM (memoria programable solo lectura con borrado electrónico), que tienen la característica de mantener los datos en ella grabados a pesar de que la energía de alimentación haya sido desconectada. En esta memoria se carga las configuraciones y ajustes del relé.

Los algoritmos se basan en lecturas de tiempo coincidente, por lo que para acciones en tiempo real, se coloca el multiplexor luego de los circuitos "muestra y graba" (M/G), así estos datos se mantienen "congelados" hasta ser usados, pero son tomados en un mismo tiempo; la figura 5.4 explica el proceso:

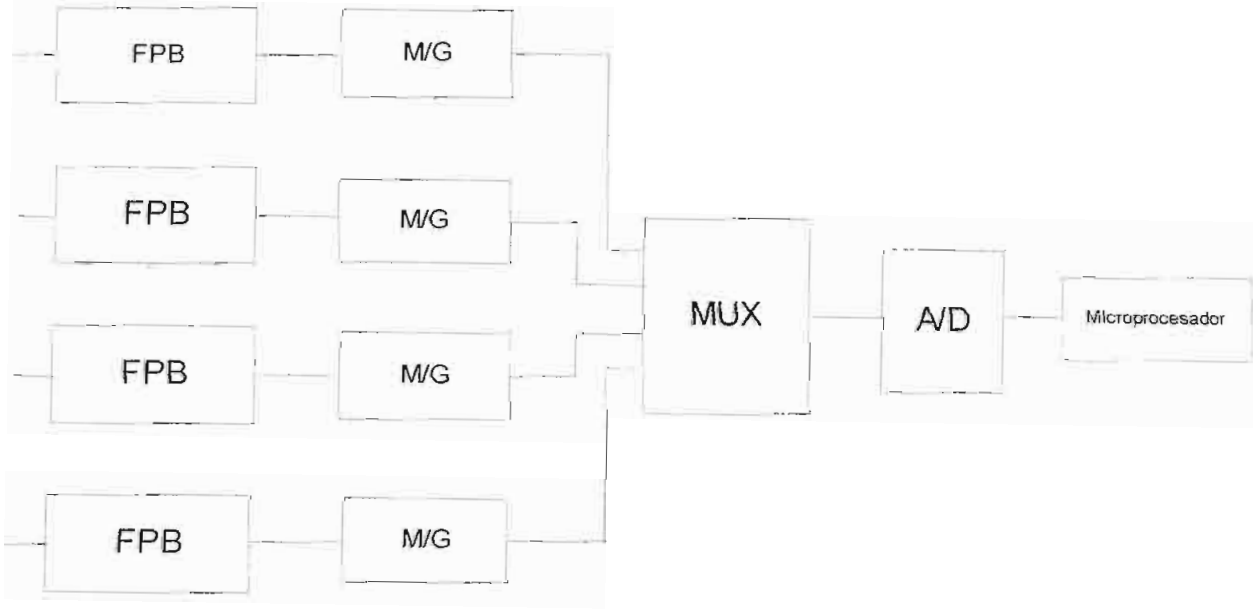


Figura 5.4– Proceso de entrada de datos en un relé digital con múltiples circuitos M/G

En donde FPB es un filtro pasa - bajos.

Este tipo de circuito es poco utilizado por su alto costo, y normalmente es reemplazado por otro en el cual se utiliza un solo circuito M/G y se añade un factor de corrección de tiempo en el algoritmo para cada grupo de medidas. (Figura 5.5).

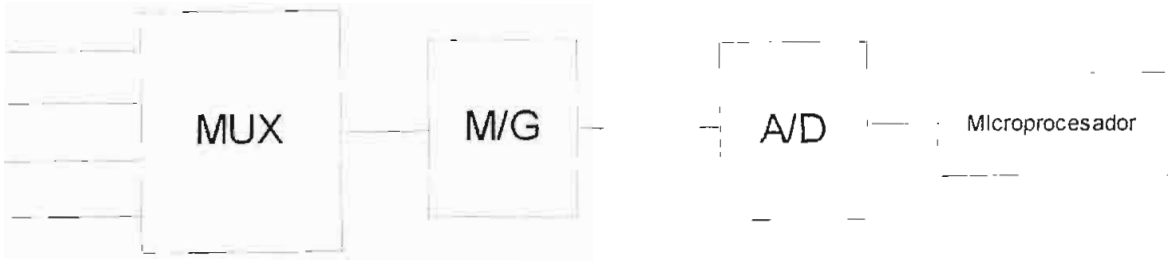


Figura 5.5- Proceso de entrada de datos en un relé digital con un solo circuito M/G

5.6 CURVAS DE TIEMPO INVERSO

Los relés digitales tienen los algoritmos necesarios para operar de acuerdo con una curva previamente ajustada, es decir, que a diferencia de los relés electromecánicos que solo contaban con una característica de fabricación, los relés digitales cuentan con una gama de curvas, 4 de tiempo inverso normalizadas según norma IEC 255-4 y BS 142-1966.

Los algoritmos son los siguientes:

Para curvas IEC se tiene:

$$t_{(s)} = \frac{k \times \beta}{(veces \quad I_{start})^{\alpha} - 1} \qquad (5.3)$$

En donde:

t : es el tiempo de disparo

k : es el dial (level) escogido

Y los valores de las constantes α y β se muestran en la siguiente tabla de acuerdo a la característica:

Curvas \ constante	A	β
Normalmente Inversa	0.02	0.14
Muy inversa	1	13.5
Extremadamente inversa	2	80
Inversa de larga duración	1	120

Tabla 5.2 valores de constantes α y β según las curvas

Y deben cumplir la tolerancia dada por norma que es de clase 5 para todos los grados de diversidad (levels).

5.7 COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

Desde un punto de vista del S.E.P. como tal, no debe existir diferencia entre relés electromecánicos y digitales, puesto que debe actuar de la misma manera ante una misma situación de falla, además las medidas de corriente y voltaje deben ser comparadas con ciertos niveles bases o entre ellas. La principal dificultad de los relés numéricos o digitales es que deben trabajar con la toma de medidas (voltajes, corrientes, etc) a la velocidad con que el microprocesador pueda leer, almacenar y manejar la información. Sin embargo, los relés digitales han proporcionado gran velocidad de muestreo de señales tanto de corriente como de voltaje, manipulación de datos para realizar medidas de sobrecorriente y distancia, grabar la información de la falla y proporcionar funciones de auto supervisión del equipo. Es conveniente definir algunos términos que se utilizarán a lo largo de este tema, debido especialmente al hecho de que no se han dado equivalentes en castellano de los términos ingleses utilizados:

Tap: Es un ajuste que permite variar la sensibilidad del relé, permitiendo que opere con diferentes valores de corriente. Normalmente el Tap esta designado en amperios

Pick up: Es aquella corriente de inminente funcionamiento del relé. No debe

confundirse con "corriente de partida" que es aquella que saca de la inercia a la parte móvil del relé (disco) en el caso de los relés electromecánicos. En los relés americanos, el valor del Tap, corriente de partida y pick up, son prácticamente los mismos, para los europeos éstos valores dependiendo del relé pueden ser diferentes, lo que debe tenerse en cuenta cuando se calculen los ajustes.

Lever o dial: es una indicación que controla la posición de reposo del disco y determina la curva de operación del relé escogido, por lo tanto permite variar los tiempos de operación.

Sobrecarrera ó Overshoot: (solo para relés electromecánicos) este concepto se deriva de que el hecho que los relés tienen una cierta inercia y que una vez que ha desaparecido la corriente que origina su movimiento, puede todavía producirse su operación dependiendo de la posición en que se produce su desenergización, por lo general el tiempo de sobrecarrera para los relés electromecánicos es de 0,05 segundos

Margen de coordinación: es el tiempo entre dos curvas de operación de relés contiguos, de manera que se garantiza una adecuada selectividad Este margen debe ser suficiente para acomodar el tiempo de operación del disyuntor, la sobrecarrera y los posibles errores en el cálculo de las fallas, en la calibración de los relés o los errores en los transformadores de corriente. El tiempo recomendado es del orden de 04 segundos considerando que los disyuntores deben disparar en un máximo de 8 ciclos en la base de 60 Hz.

Disparo instantáneo: es el valor de corriente para el cual se calibra el elemento Instantáneo para que cierre sus contactos.

Tiempo de reposición: tiempo en el que el relé alcanza el valor de reposición, que es la corriente que permite cambiar de estado los contactos del relé, es decir, abiertos o cerrados.

5.7.1 CORRIENTES DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS

Mediante la simulación del sistema para el año 2004 se obtienen las corrientes de carga de cada línea para demanda máxima y mínima, que son de gran ayuda para poder seleccionar las protecciones apropiadas del sistema,

mediante el estudio de cortocircuitos se calcula los valores de las corrientes para los diferentes tipos de falla en varios puntos del Sistema. Los datos estadísticos de la Empresa Eléctrica Sto. Domingo han mostrado que entre el 70 y 80% de las fallas son del tipo monofásico a tierra y aproximadamente el 5% son fallas trifásicas, también existen otros dos tipos de falla como son la falla línea a línea y la falla línea a línea y a tierra o doble línea a tierra,[23] en la tabla 5.3 y 5.4 se pueden observar las corrientes de carga y falla respectivamente del sistema de Subtransmisión.

CORRIENTE DE CARGA EN LAS LINEAS DE SUBTRANSMICION CONDICIONES DE DEMANDA MAXIMA

SALIDA BARRA	LLEGADA BARRA	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Used % of Limit	From Amps	To Amps
SNI	LA CADENA	29,9	11,6	32,1	80	40,5	271,08	271,23
LA CADENA	S/E QUEVEDO	26,8	10,1	28,6	80	35,8	242,15	242,06
SNI	S/E QUITO	24,3	5,9	25	80	31,2	209,05	208,97
S/E QUITO	EL CENTENARIO	10,6	2	10,8	80	13,5	91,07	91,07
S/E QUITO	PETROCOMERCIAL	3	0,8	3,1	32,3	9,7	26,29	26,19
PETROCOMERCIAL	S/E ALLURIQUIN	1,1	0,4	1,2	32,3	3,7	10,09	9,8
EL CENTENARIO(*)	S/E # 3 CONCORDIA	5	-0,8	5,1	80	6,3	43,21	43,21
S/E 2 QUEVEDO	S/E VALLE HERMOSO	11,2	2	11,4	55	20,6	97.02	96,67
S/E V. H	LA CONCORDIA	7	0,7	7,1	55	12,9	61,59	61,69
LA CONCO	LA ABUDANCIA	1,3	0,4	1,4	32,3	4,33	12,21	11,94
S/E # 2 QUEVEDO	EL CARMEN	10,6	1,9	10,7	55	19,9	93,32	93,77
EL CARMEN	EL ROCIO	3,9	0,5	3,9	32,3	12	34,04	33,93
S/E # 2 QUEVEDO	PATRICIA PILAR	3	1,2	3,2	32,3	9,907	27,63	27,63

Tabla 5.3 corrientes de carga del sistema año 2004 (*) Línea para formar el anillo

Corrientes corregidas por transferencia de carga.

[23] EMPRESA SANTO DOMINGO "EMELSAD", "Datos proporcionados por el Departamento de Planificación y el Departamento del Área Técnica".

CORRIENTE DE FALLA				
FALLA / S/E	3 F		1F	
	I (A)	Angulo	I (A)	Angulo
SNI	5580,700	-85,33	6569,070	-86,34
S/E LA CADENA	4331,860	-81,73	4303,220	-80,91
S/E QUEVEDO	3940,350	-79,49	3719,030	-79,26
S/E QUITO	4511,220	-82,18	4606,080	-81,65
S/E PETROCORMERCIAL	3116,520	-69,99	2695,940	-66,05
S/E El CENTENARIO	3602,580	-67,24	3278,640	-62,96
S/E ALLURIQUIN	1805,840	-59,45	1371,690	-55,92
S/E VALLE HERMOSO	1718,730	-69,9	1285,990	-69,45
S/E LA CONCORCORDIA	1319,580	-68,27	952,952	-68,3
S/E EL ABUNDANCIA	1066,620	-67,59	756,650	-67,67
S/E EL CARMEN	1460,64	-69,02	1078,11	-68,77
S/E El ROCIO	1083,67	-62,9	781,508	-62,62
S/E PATRICIA PILAR	1372,28	-68,11	1032,34	-67,02

Tabla 5.4 corrientes de falla del sistema año 2004

Los resultados de cortocircuitos permiten realizar una selección más apropiada del esquema de protecciones para este caso la opción más óptima del sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. año 2004.

El caso más optimo propuesto en el capitulo IV consiste en formar un anillo entre las Subestaciones: SIN, Quito, El Centenario, La Concordia, Quevedo y SIN.

5.8 CRITERIOS CONSIDERADOS PARA DISEÑO

5.8.1 CRITERIO PARA TC's

Los TC's se los ubica para medición, para dimensionarlo se considera la carga máxima existente en el alimentador (69 kV), se adiciona un porcentaje de crecimiento posible de la demanda.

5.8.2 CRITERIO PARA DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE CORRIENTE INVERSA.

El criterio se basa en el tipo de zona predominante a la cual sirve el alimentador, que puede ser residencial, comercial o industrial, así: en una zona con característica Industrial, si se presenta un cortocircuito monofásico al final del alimentador, se despeje en no más de 0.2 segundos (debe ser rápida para evitar danos en maquinaria) y la falla más severa en cerca de un ciclo y medio, es decir, la curva Muy Inversa se ajusta a tal necesidad. Mientras que en zonas residenciales, la mayor cantidad de fallas se dan por situaciones extremas al alimentador (árboles por ejemplo) por lo que las fallas pueden desaparecer en poco tiempo, no siendo necesaria la desconexión inmediata, en este caso se usa la curva Extremadamente Inversa o Inversa de Larga duración, mientras que en zonas donde por la topología de la red hace que las fallas trifásicas no difieran tanto de las monofásicas, se ha utilizado la curva Normal inversa.

5.8.3 CRITERIO PARA RECIERRE AUTOMÁTICO.

De acuerdo al tipo de carga instalada, se puede concluir que existen mayores pérdidas económicas por un corte permanente en una zona industrial o comercial que en las zonas residenciales, por lo que se recomienda los recierres automáticos para dar un mejor servicio.

5.8.4 FACTORES DE SEGURIDAD.

Como se analizó la sección 5.6, las curvas dentro de los relés digitales siguen la norma IEC 255-4 y BS 142 las cuales tienen una seguridad intrínseca del 30% para las curvas normal inversa, muy inversa y extremadamente inversa, y para la curva inversa de larga duración una del 10%. Adicionalmente se ha impuesto para el diseño una seguridad adicional del 5% para completar una seguridad total del 35%.

5.8.5 UNIDADES INSTANTÁNEAS.

Aprovechando las características de ajuste alto de los relés digitales, se van a implementar disparos de instantáneos para las fallas más severas, es decir, con curva inversa para todas las fallas antes de la mínima y a partir de ésta, hasta la máxima con disparo instantáneo.

5.9 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LOS RELÉS

5.9.1 RELÉS DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.

FALLAS FASE – FASE (RELÉS DE FASE)

1. La unidad de tiempo del relé debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final del elemento siguiente al que se esta protegiendo.
2. El TAP de corriente de la unidad de tiempo debe elegirse de tal modo que sea mayor que la corriente máxima de carga, dando una holgura para el crecimiento normal de la carga por un periodo de dos años. Por otro lado debe detectar, como respaldo, fallas mínimas en generación.
3. El dial de tiempo debe elegirse dando el tiempo mas corto posible al relé mas alejado de la fuente, cuidando que no se produzcan falsas operaciones por vibraciones.

4. El resto de relés deben coordinarse con los que anteceden, dando un tiempo de paso aproximadamente 0.3 segundos, mas el tiempo del relé con el que se coordina, en el punto que corresponda a la máxima falla.
5. Para este caso particular de EMELSAD se ha tomado como referencia para la coordinación las curvas de los relés de las líneas que existen entre la subestación Transelectric y las S/E Quito y Quevedo. de la subestación Transeléctric que vienen a ser, en este caso, el lado de la fuente.
6. La unidad instantánea del relé debe ajustarse para que detecte fallas en aproximadamente el 80% de la longitud de le línea a máxima generación.

En la siguiente tabla se indican las corrientes con las cuales se van a calcular el Tap de los relés digitales.

FALLAS FASE – TIERRA (RELÉS DE TIERRA)

1. Para estos relés son validos todos los puntos mencionados para los relés de fase, excepto lo indicado en el punto 2.
2. Como estos relés son alimentados con corriente de secuencia cero, las cuales valen cero en condiciones normales (fases equilibradas) de operación, debe seleccionarse un valor de TAP de corriente inferior a la corriente nominal de la línea protegida. Normalmente se escoge un valor correspondiente a un 30% de desequilibrio de la carga.

Para las protecciones de las líneas que tienen doble sentido de la corriente se tiene que tomar bien en cuanta ya que operan en anillo, la ventaja de la utilización de relés digitales es que estos incluyen toda esa protección ya incluidos y no se tiene que realizar una inversión extra para estos casos. También se tiene que tomar en cuenta la transferencia de carga cuando falla cualquier línea que conforma el anillo.

5.9.2 CONFIGURACIONES DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN

5.9.2.1 SISTEMA SIMPLE CON RTU

Se aplica este sistema a una subestación en la que se desea un control o mando a distancia, sin la necesidad de una automatización completa de la subestación, o sea se utilizan los equipos de protección existentes en la subestación, para realizar esto como se puede observar en la figura **5.6**, desde la RTU se debe tender un cableado hasta los equipos de protección, en este sistema la RTU debe poseer un módulo de entradas analógicas, ya que los elementos de protección existentes en subestaciones no automatizadas envían estas señales hacia la RTU.

Las características de este sistema:

- Monitoreo y control remoto de subestaciones
- Adquisición de datos en tiempo real
- Conexión centralizada del proceso
- Funcionalidad tipo PLC (A la RTU se la puede programas para que realice ciertas instrucciones)
- Comunicación con el Centro de Control
- Alta disponibilidad
- Protocolos de comunicación estándar
- Fácil de maniobrar
- Requerimiento limitado de partes de repuesto
- Administración de tiempo (ajuste y sincronización)
- Procesamiento de la información, y distribución de la misma hacia varios canales de transmisión
- La comunicación de datos segura y confiable
- Transmisión de datos a alta velocidad hacia el centro de control
- Variedad de posibilidades de comunicación mediante el empleo de diversos medios de transmisión

- Satisfacen las demandas de sistemas que se encuentran ubicados geográficamente distantes.
- Cuando existen errores en la transmisión de datos, el sistema es capaz de reconocer errores en la transmisión de datos

Figura 5.6 Sistema simple con RTU

5.9.2.2 SISTEMA CON RTU Y RELES DIGITALES

Es un sistema diseñado para efectuar control monitoreo y protección de una subestación en forma local o remota. Este sistema es un segundo paso a la automatización de una subestación luego de incorporar una RTU, como se observa en la figura 5.7 al tener la RTU y luego incorporar relés digitales o IED´s, nos evitamos el tendido de cableado y se procesa mejor la información que los relés o IED´s envían a la RTU, además de mejorar la confiabilidad, ya que si la RTU fallare igual se podría realizar control en caso de implementarse IED´s.

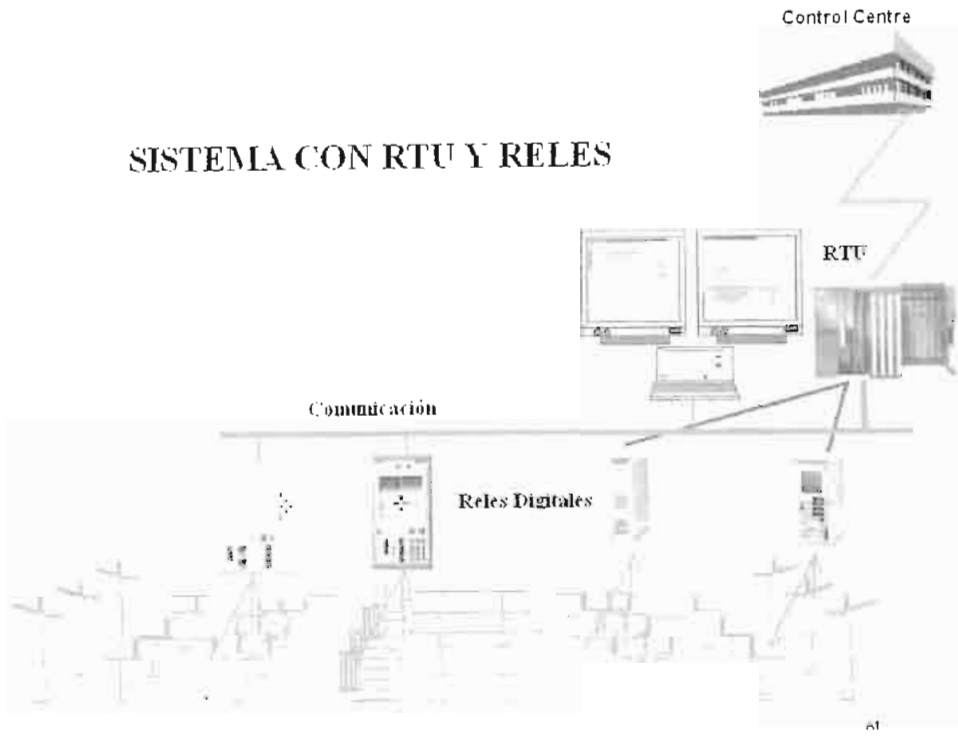


Figura 5.7 Sistema con RTU y relés digitales

Las características de este sistema:

- Protección, control y monitoreo remoto de subestaciones
- Información del estado de las protecciones y las unidades de bahía
- Funciones de automatización mejoradas con respecto al sistema simple con RTU
- Mayor flexibilidad para efectuar comunicaciones
- Control del proceso centralizada y descentralizada
- Evaluación y adquisición de datos
- Control remoto de aparatos de maniobra
- Comunicación hacia un centro de control, y hacia otros sistemas
- Actualización de CPU, e implementación de nuevas funciones
- Sin cambios de estructura
- Protocolos de comunicación estándar por ejemplo IEC 60870-5-103
- Conexión de las unidades de protección mediante fibra óptica
- Conexión de las unidades de bahía mediante puerto RS – 485

- Sistema de visualización, interfase hombre – maquina ver figura 5.8

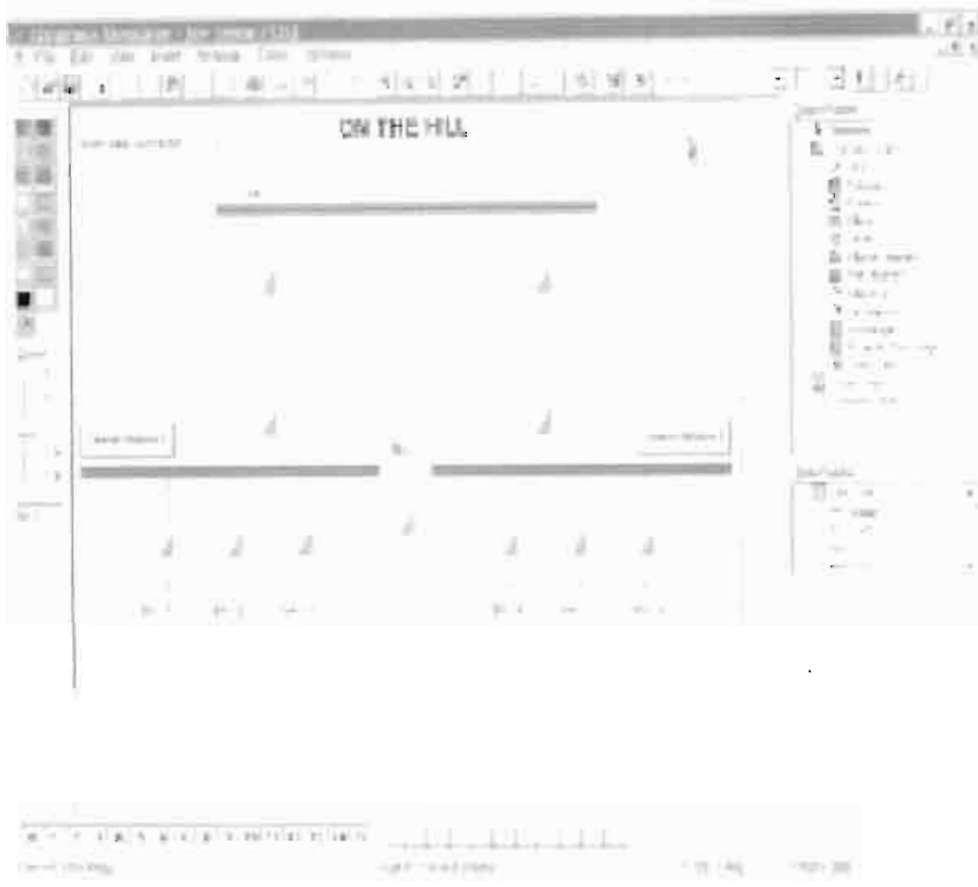


Figura 5.8 Sistema de visualización HMI

- Se puede efectuar la sincronización externa de tiempo.
- Transferencia de datos desde las unidades de bahía, transferencia de datos hacia otros procesadores de comunicaciones
- Recibir y enviar hacia otros equipos la señal para efectuar la sincronización de tiempo

5.9.2.3 SISTEMA CON IED´s

Los IED´s, permiten realizar protección, control y monitoreo, además mejorar la confiabilidad de la subestación. Este sistema es una alternativa a los anteriores, ya que como se puede observar en la figura 5.9 ya no es indispensable la RTU

ni el cableado hacia los equipos de protección. Este tipo de relés están basados en un microprocesador, el mismo que utiliza valores medidos digitalmente, lo cual permite eliminar la influencia de corrientes de alta frecuencia, fenómenos transitorios, componentes de dc, e interferencias electromagnéticas.

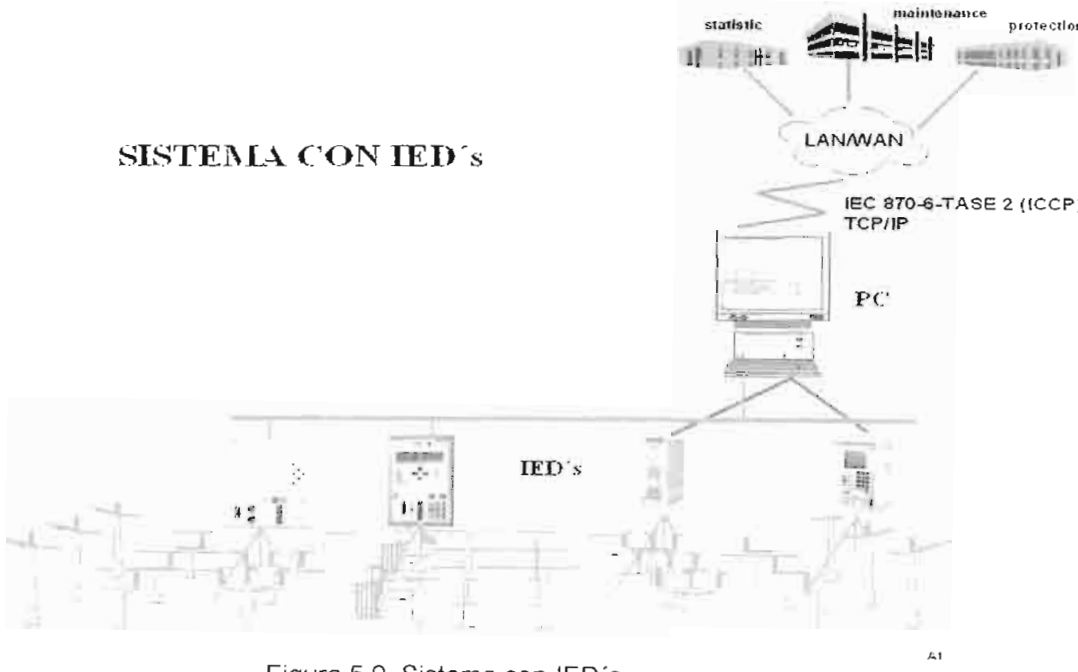


Figura 5.9 Sistema con IED´s

Las características de este sistema:

- Protección, control y monitoreo remoto de subestaciones
- Adquisición de datos en tiempo real
- Conexión centralizada del proceso
- Alta disponibilidad
- Protocolos de comunicación estándar
- Fácil de maniobrar
- Administración de tiempo (ajuste y sincronización)
- La comunicación de datos segura y confiable
- Comunicación LAN / WAN
- Interfases con el proceso serial

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Cuando se analiza el sistema actual la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC) y Duración Equivalente por Consumidor (DEC) son 1,908 y 3,968 respectivamente, estos valores son equivalentes a FMIK [1] a al TTIK[2], debido a que el sistema de Subtransmisión es radial ya que los valores de la tasa de falla (λ) y el tiempo de reparación (r) son elevados.

- Cuando se aplica la primera alternativa la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC) y Duración Equivalente por Consumidor (DEC) son 0,727 y 1,29 respectivamente que se reducen en un 55,91% y 67,35% respectivamente comparado con el sistema actual, ya que la primera alternativa planteada es el de conformar un anillo entre las siguientes subestaciones: SNI, Quito, Centenario, Concordia, Quevedo y SIN, la confiabilidad de estas subestaciones es equivalente a uno y estas subestaciones abarcan un 67% del número total de abonados.

- Cuando se aplica la segunda alternativa la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC) y Duración Equivalente por Consumidor (DEC) son 1,21 y 2,319 respectivamente que se reducen en un 27,38% y 31,32% respectivamente comparado con el sistema actual, ya que la segunda alternativa planteada es el de conformar un anillo entre las subestaciones: SNI, Quito, Centenario, Quevedo y SIN, la confiabilidad de estas

---

[1] Frecuencia media de Interrupciones por kVA nominal instalado, expresado en fallas por kVA.

[2] Tiempo Total de interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

subestaciones es equivalente a uno y estas subestaciones abarcan un 53% del número total de abonados.

- Cuando se aplica la tercera alternativa la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC) y Duración Equivalente por Consumidor (DEC) son 1,624 y 3,378 respectivamente que se reducen en un 15,75% y 14,87% respectivamente comparado con el sistema actual, ya que la tercera alternativa planteada es el de conformar un doble circuito entre las subestación SIN y la subestación Quevedo la confiabilidad de la subestación Quevedo es equivalente a uno y esta subestación abarca 18% del número total de abonados.

- Cuando se invierte en la primera alternativa, existe la posibilidad de que en los 16 años no se recupere la inversión, esto sucede cuando el costo de la energía no suministrada es menor que 0,98 USD por kWh-año para cualquier tasa de interés, no así para cuando el costo de la energía no suministrada es mayor que 2,15 USD por kWh-año se recupera la inversión para cualquier tasa de interés y si la energía no suministrada esta entre 0,98 USD por kWh-año y 2,15 USD por kWh-año se puede recuperar la inversión dependiendo de la tasa de interés. Tomando en cuenta que el interés varia entre 5% al 15%.

- Cuando se invierte en la segunda alternativa, existe la posibilidad de que en los 16 años no se recupere la inversión, esto sucede cuando el costo de la energía no suministrada es menor que 1,35 USD por kWh-año para cualquier tasa de interés, no así para cuando el costo de la energía no suministrada es mayor que 2,75 USD por kWh-año se recupera la inversión para cualquier tasa de interés y si la energía no suministrada esta entre 1,35 USD por kWh-año y 2,75 USD por kWh-año se puede recuperar la inversión dependiendo de la tasa de interés. Tomando en cuenta que el interés varia entre 5% al 15%.

- Cuando se invierte en la tercera alternativa, existe la posibilidad de que en los 16 años no se recupere la inversión, esto sucede cuando el costo de la energía no suministrada es menor que 1,51 USD por kWh-año para cualquier tasa de interés, no así para cuando el costo de la energía no suministrada es mayor que 4,15 USD por kWh-año se recupera la inversión para cualquier tasa de interés y si la energía no suministrada esta entre 1,51 USD por kWh-año y 4,15 USD por kWh-año se puede recuperar la inversión dependiendo de la tasa de interés. Tomando en cuenta que el interés varia entre 5% al 15%.

- Construir el anillo entre las subestaciones: SNI, S/E Quito, S/E La Concordia, S/E La Concordia, S/E Quevedo y SNI es la alternativa primordial para la mejora del sistema de Subtransmisión para la empresa, ya que económicamente se recupera la inversión por medio de la energía no suministrada y pérdidas por efecto joule. Además técnicamente los resultados de los indicadores FEC y DEC indican mejores resultados de confiabilidad con respecto a las otras alternativas.

La ENS sirve como cuantificador de cuan beneficiosa es la realización o no de una inversión. Para las alternativas planteadas son aceptables, para el costo de la ENS que se estipula en el contrato entre el CONELEC y la Empresa Eléctrica.

Tanto los datos estadísticos de las salidas del sistema por fallas así como los tiempos de reparación corresponde a la información proporcionada por el departamento de Planificación y por tal motivo se considera confiable.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda a la Empresa que realice la inversión para la primera alternativa planteada que es la creación del anillo entre las S/E: SNI, S/E Quito, S/E El Centenario, S/E La Concordia, S/E Quevedo y SIN. Por las mejoras en los índices de confiabilidad, con lo se mantendría suministrados al 67% de los abonados totales y se logra el objetivo planteado.

- La ENS, al ser tomada como cuantificador de los beneficios producidos por las inversiones debe estar definido para cada tipo de usuario y no con un valor único como en la actualidad.

- Con relación a las tasas de fallas en las líneas, alimentadores y equipos de protección, se recomienda:

  - Desbroce del derecho de vías de cada línea de Subtransmisión
  - Mantenimiento continúo del sistema de Subtransmisión.

  No obstante, resulta difícil en extremo cuantificar el impacto en la variación de la tasa de falla. Esta podía ser determinada con su posterior desempeño dentro del sistema a implementarse, si acaso existe un mecanismo para determinar individualmente los parámetros de confiabilidad.

- Para disminuir los tiempos de reparación, se recomienda:

  - Implementación de nuevos equipos de protecciones que automaticen al sistema.
  - Mejores planes de atención de averías
  - Aumento en la cantidad de personal que atiende problemas del sistema

Para cada una de estas alternativas existen mayores posibilidades de evaluar el impacto en el tiempo de reparación de fallas.

Para el caso de automatización del sistema de Subtransmisión, los tiempos relacionados al conocimiento de la falla, su localización y posibles transferencias se deben reducir a cero.

BIBLIOGRAFIA

1. ALLAN, R. N., BILLINTON, R., DE OLIVEIRA, M. F. "An efficient algorithm for deducing the minimal cuts and reliability indices of a general network configurations" IEEE Transsactions on Reliability, Vol. R – 25, 1976, pp. 226 – 233.
2. CHANG, N. "Evaluate distribution system design by cost reliability indices ", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS - 96, N° 5, September/October 1977.

3. ALLAN, R. N., BILLINTON, R., DE OLIVEIRA, M. F. "Reliability evaluation of Transmission and Distribution system" Proceedings of the IEEE, Vol. 124, Nro. 5, Abril 1976, pp. 325 – 330.

4. ARRIGADA, MASS ALDO "Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución". Tesis Doctoral Pontifica Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 1994.

5. MENA, PACHANO ALFREDO. "Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia" Escuela Politécnica Nacional, Quito 1983

6. CONELEC "Calidad de servicio eléctrico de distribución" Regulación Nº 004 – 01 CONELEC 2001 Dirección electrónica www.conelec.gov.ec mayo, 2001

7. ANALISIS DE HERRANIENTAS PARA EL ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA Maria Cristina Álvarez Alicia Wilson Enzo Coppes Montevideo, 2 de abril de 2002

8. ORBE, PATRICIO "Ingeniería Económica" Escuela Politécnica Nacional, Quito – Ecuador 1983.

9. Ing. WILSON GUERRA A, "Estudio de Previsión de la demanda para la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A." junio del 2002.

10. MONCAYO, ANDRADE ANTONIO "Confiabilidad de sistemas Eléctricos de Potencia " Escuela Politécnica Nacional, Quito 1987

11. DATOS EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO " Departamento de Planificación y Area Técnica", Santo Domingo – Ecuador, 2003

12. MORALES RAUL, "Protección Digital de sobrecorriente falla a tierra y direccional" Escuela Politécnica Nacional, 2001

13. JOHN GRAINGER, WILLIAM STEVENSON "Análisis de sistemas de potencia", pag 334 – 351

14. BARCENAS, WILIAM. & TOAPANTA, EDWIN. "Confiabilidad en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano", Escuela Politécnica Nacional, 2001

15. TORRES ROBERTO, "Análisis y mejoramiento de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución", Escuela Politécnica Nacional, 2003.

Anexo 1

PROYECCION DE LA DEMANDA

ASPECTOS METODOLÓGICOS DEL ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA

GENERAL

De acuerdo con los términos de referencia, se establecen los requerimientos de demanda eléctrica: energía y potencia de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., para el período 2002 -2013.

Se recurrió a la información estadística que se contempló los datos censales de población y vivienda de los años: 1982, 1990 y únicamente los datos de población del 2001, en la fecha de realización de este estudio aún no se publicaban los datos de vivienda (cuadro N 1).

Adicionalmente, se obtuvieron datos de la empresa Eléctrica en el departamento de planificación información de las empresas industriales de mayor consumo eléctrico de la región (con demanda mayor a 500 kW) a fin de determinar, entre estas, requerimientos especiales de demanda eléctrica, debido a futuras expansiones en su producción, que no estén consideradas en las previsiones determinadas para el sector industrial.

NIVEL DE ESTUDIO

El estudio contempla el análisis y proyección del consumo (energía facturada), demanda de energía (disponibilidad de energía) y demanda de potencia (demanda máxima) totales del sistema eléctrico EMELSAD y a nivel de S/E de distribución del sistema.

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA

Se desglosa esta proyección, en lo que se denomina la demanda característica (demanda tendencial del sistema) y la demanda de las cargas especiales (grandes clientes).

DEMANDA CARACTERÍSTICA

PREVISIONES DE CONSUMO

El consumo se estableció para cada uno de los sectores de consumo tradicionales: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y para el sector otros clientes que incluyen a las entidades oficiales. En los sectores residencial y comercial se adicionó los valores previstos del consumo que se recuperaría por la ejecución del programa de reducción de pérdidas establecido por la empresa eléctrica (Cuadros N 7A y N 7).

Los valores así obtenidos para cada sector de consumo, se agregaron y se obtuvo el consumo ajustado, esto es que incluye el consumo recuperado por reducción de pérdidas, a nivel total del sistema EMELSAD (Cuadro N 8).

SECTOR RESIDENCIAL

Como variables explicativas del crecimiento del consumo residencial se consideran: la población, viviendas, viviendas con servicio eléctrico, clientes y el consumo eléctrico, para cuya valoración se definen varios parámetros como: Habitantes /vivienda, cobertura del servicio, viviendas electrificadas / clientes y consumo específico (Cuadro N 1).

El procedimiento es el siguiente:

Partiendo de la información de población y vivienda, se obtiene la relación habitantes por vivienda. Evaluada la tendencia de esta relaciona si como las perspectivas de su desarrollo se procede a proyectarla en el periodo de previsión. Proyectada de esta manera dicha relación y contando con la proyección de la población, sobre la base de los resultados de los censos de Población vivienda realizados a nivel nacional en 1982,1990 y el 2001, se obtiene la proyección del número de viviendas en el período 2001-2013.

Con la información intercensal de viviendas con servicio eléctrico y relacionándolas con las viviendas totales, se obtiene la cobertura eléctrica en el período intercensal. Con base en las metas de cobertura eléctrica y la proyección del total de viviendas, se obtiene la proyección de las viviendas que deberán disponer de servicio eléctrico en el período 2001-2013. Se procede a obtener la relación: viviendas con servicio eléctrico sobre el número de abonados. Esta relación se la proyecta, sobre la base de la tendencia histórica observada, estableciendo metas a alcanzase en el año 2013 horizonte de estudio.

Con la proyección de esta relación y la del número de viviendas con servicio eléctrico, se obtiene la proyección del número de abonados residenciales.

Por otra parte se cuenta con la información histórica del PIB y del consumo final de hogares ("BANCO CENTRAL DEL ECUADOR / cuentas nacionales trimestrales / OFERTA Y UTILIZACIÓN FINAL DE BIENES Y SERVICIOS / P.I.B. Y Consumo final hogares"), Valores que al correlacionarlos posibilitan obtener una relación representativa de dicho consumo frente al PIB. Con esta relación y la proyección del PIB realizada tomando como referencia la información que utiliza el CONELEC ("CONELEC / ESCENARIOS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA / PIB anual medio, anos 2002-2011") se obtiene la proyección de la tasa de crecimiento del consumo final de hogares.

Con la relación media del crecimiento del consumo específico de energía eléctrica al crecimiento del consumo final de hogares y la tasa de crecimiento del consumo final de hogares, se obtiene la tasa de crecimiento del consumo específico.

Multiplicando el número de abonados por el consumo específico, se obtienen los valores absolutos del consumo residencial de la proyección en el período de estudio 2001-2013.

SECTOR COMERCIAL

Las previsiones del consumo comercial están basadas en la relación que se presenta entre clientes comerciales y clientes residenciales, en la evolución del número de clientes comerciales y del consumo específico (Cuadro N 2).

El procedimiento seguido es el siguiente:

Para el período estadístico se determina la relación abonados comerciales sobre abonados residenciales, se proyecta esta relación sobre la base de su tendencia y contando con la proyección de los abonados residenciales se proyecta el número de abonados comerciales.

Se proyecta la tasa de crecimiento del consumo específico comercial con base a la proyección de la tasa de crecimiento del valor agregado comercial realizada tomando como referencia la información histórica de este parámetro (" BANCO CENTRAL DEL ECUADOR / cuentas nacionales trimestrales / PRODUCTO INTERNO BRUTO POR RAMA E ACTIVIDAD ECONÓMICA / Comercio") y la relación del crecimiento del consumo específico comercial frente al crecimiento del valor agregado comercial. De igual forma que en el sector residencial, multiplicando los abonados comerciales por el consumo específico comercial, se obtienen los valores absolutos del consumo comercial de la proyección en el período de estudio.

CONSUMO INDUSTRIAL

Las previsiones del consumo industrial están definidas sobre la base del crecimiento: de la población y del consumo industrial por habitante (Cuadro N 3).

El procedimiento seguido es el siguiente:

Correlacionando los valores estadísticos del PIB total con el PIB industrial ("BANCO CENTRAL DEL ECUADOR / cuentas nacionales trimestrales / PRODUCTO INTERNO BRUTO POR RAMA DE ACTIVIDAD ECONÓMICA / Manufactura"), y contando con la proyección del PIB total, se proyectó el PIB industrial en el período de estudio.

Correlacionando el crecimiento del PIB industrial con el crecimiento del consumo por habitante, se proyectó el consumo por habitante en el período de estudio.

Multiplicando la población total por el consumo por habitante, proyectados, se obtiene los valores absolutos del consumo industrial de la proyección en el período de estudio 2001-2013.

CONSUMO POR ALUMBRADO PÚBLICO

De acuerdo con los estudios realizados la evolución del alumbrado público, corresponde al crecimiento de abonados residenciales más comerciales y a su consumo específico (Cuadro N 4).

El procedimiento seguido es el siguiente:

Correlacionando el crecimiento del PIB total con el crecimiento del consumo final de hogares más el valor agregado comercial, y contando con la

proyección del PIB total, se proyectó el consumo final de hogares más el valor agregado comercial en el período de estudio.

Correlacionando el crecimiento del consumo final de hogares más el valor agregado comercial con el crecimiento del consumo por abonado residencial más comercial, se proyectó el consumo por abonado residencial más comercial en el período de estudio.

Multiplicando los abonados residenciales más comerciales por el consumo específico de esta suma de abonados, proyectados, se obtiene los valores absolutos del consumo por alumbrado público de la proyección en el período de estudio.

CONSUMO DEL SECTOR OTROS

Las previsiones del consumo eléctrico de las entidades oficiales de acuerdo con los análisis realizados, se ajustan al crecimiento de la población ponderado por el consumo específico de estas (Cuadro N 5).

El procedimiento seguido es el siguiente:

Correlacionando los valores estadísticos del crecimiento del PIB total con el crecimiento del PIB gobierno ("BANCO CENTRAL DEL ECUADOR / cuentas nacionales trimestrales / PRODUCTO INTERNO BRUTO POR RAMA DE ACTIVIDAD ECONÓMICA / Servicios gubernamentales"), y contando con la proyección del PIB total, se proyectó el PIB gobierno en el período de estudio. - Correlacionando el crecimiento del PIB gobierno con el crecimiento del consumo por habitante, se proyectó el consumo por habitante en el período de estudio. Multiplicando la población total por el consumo por habitante, proyectados, se obtiene los valores absolutos del consumo del sector otros de la proyección en el período de estudio.

DEMANDA DE ENERGÍA

Para obtener la proyección de la demanda de energía (Consumo más Pérdidas), se aplican al consumo característico definido anteriormente, los porcentajes de pérdida de energía por distribución, previstos.

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

La proyección de la demanda máxima de potencia, se la obtiene de las previsiones de demanda de energía con la aplicación de los factores de carga anuales previstos para el período de estudio.

DEMANDA DE LAS CARGAS ESPECIALES

La previsión de la demanda eléctrica de estas cargas, se determinó sobre la base de la información disponible en la empresa eléctrica y con la información que facilitaron las empresas industriales (Cuadros N 1 al N 9).

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico EMELSAD S.A. actualmente está conformado por las siguientes subestaciones de distribución: #1 Vía a Quito, #2 Vía a Quevedo, #3 La Concordia, #4 El Carmen, #5 Patricia Pilar, #6 Alluriquín, #7 Valle Hermoso, Petrocomercial, #8 Centenario y #9 La Cadena. A futuro se prevé entraran a operar: El Rocío (año 2003), La Abundancia (año 2004). La proyección se ha realizado para cada una de ellas partiendo de los resultados obtenidos en el estudio de la demanda global sectorial del sistema y aplicando el siguiente procedimiento:

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

En las subestaciones que actualmente están operando se determina la participación porcentual (estructura) de cada S/E con relación a la demanda de energía total del sistema sobre la base de las mediciones de energía y demanda máxima para el año 2002 realizadas por la empresa para cada subestación.

Considerado el ingreso de las subestaciones: El Rocío (año 2003), La Abundancia (año 2004) se estima, en los respectivos años de ingreso, la nueva estructura porcentual que tendrá cada S/E con relación a la demanda de energía total del sistema.

Seguidamente se establecen metas de estructura porcentual al año 2013 de cada S/E y la estructura de los años intermedios del período 2001-2013 se obtienen por interpolación (cuadro N 1).

Multiplicando esta estructura porcentual por la demanda de energía total del sistema obtenida en el estudio sectorial, a la que se le resta previamente las pérdidas de Subtransmisión establecidas en 1.1% (según estudio VAD 2002), se determina la proyección anual de la cada subestación para el periodo de estudio 2001 – 2013

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

Para establecer la demanda máxima en cada S/E, se proyectaron los factores de carga de cada subestación con el siguiente procedimiento:

Se determinó para el año 2001 la relación entre el factor de carga de cada subestación y el factor de carga del sistema, valor que se asume se mantiene constante para los años de proyección. Multiplicando esta relación por los factores de carga del sistema, proyectados en el estudio global sectorial, se obtiene la

proyección de los factores de carga de las subestaciones para el período 2001-2013 (cuadro N 1).

Aplicando los factores de carga así determinados a los valores proyectados de demanda de energía respectivas se obtienen las proyecciones de las demandas máximas totales de las subestaciones de distribución (cuadro No. I0).

PROYECCIÓN DEL CONSUMO

Para determinar el consumo en cada S/E, se proyectaron las pérdidas de energía en cada subestación con el siguiente procedimiento:

Se determinó para el año 2002 la relación entre las pérdidas de energía de cada subestación y las pérdidas de energía del sistema, valor que se asume se mantiene constante para los años de proyección. Multiplicando esta relación por las pérdidas totales de energía del sistema, previstas en el estudio global sectorial, se obtiene la proyección de las pérdidas de energía en las subestaciones para el período 2001-2013 (Cuadro N 1).

Aplicando las pérdidas así determinadas a los valores proyectados de demanda de energía respectivos se obtienen las proyecciones del consumo total en las subestaciones de distribución.

Glosario de términos:

- **PIB.- Producto Interno Bruto.-** Es el valor de los bienes y servicios de uso fmal producidos en el sistema económico, durante un período determinado. Representa la nueva riqueza generada en el ejercicio. Es el principal indicador para medir el desenvolvimiento de la actividad económica.

- **PIB Industrial.-** Referenciado también como Valor Agregado Industrial "VAT'.- Es el PIB por clase de actividad económica en la rama de Industrias y manufacturas (excluyendo refinación de petróleo).

PIB Comercio.- Referenciado también como Valor Agregado Comercial "VAC".- Es el PIB por clase de actividad económica en la rama de Comercio al por Mayor, al por Menor (excluyendo Hoteles, bares y restaurantes). PIB Gobierno.- Es el PIB por clase de actividad económica en la rama de Servicios gubernamentales.

- **Consumo Final de Hogares.-** Es el valor de los bienes y servicios destinados a satisfacer directamente las necesidades individuales de los hogares.

CENSO.- Es el inventario de los recursos y características de un territorio definido en un momento dado, los recursos pueden ser humanos, económicos, agropecuarios, etc.

- **TIPO DE CENSO.-** Se distinguen dos tipos de censo de población y vivienda: el CENSO DE HECHO o DE FACTO, que se caracteriza porque las personas son empadronadas con respecto al lugar donde se encuentren en el MOMENTO CENSAL, y el CENSO DE JURE o DE DERECHO, que consiste en empadronar a cada persona con referencia al lugar geográfico donde reside habitualmente.

- **CENSO DE VIVIENDA.-** Es el proceso que consiste en recopilar, elaborar, analizar y publicar datos referentes a las características de todas las viviendas de un país, referidos a una fecha determinada.

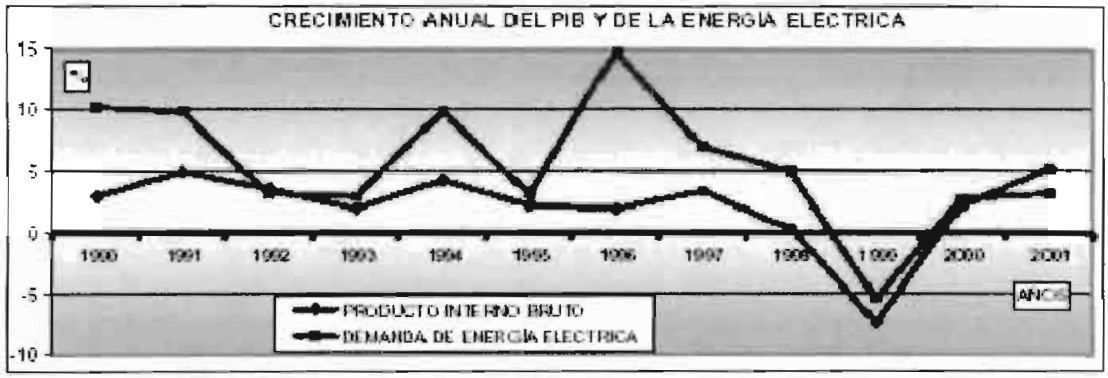
- **VIVIENDA PARTICULAR.-** Es el recinto de alojamiento, separado e independiente, destinado a alojar a uno o varios hogares. También se

considera vivienda particular aquella que no estando destinada al alojamiento de personas, es ocupada como tal en el momento de levantarse el censo.

-**VIVIENDA COLECTIVA.-** Es aquella habitada por un grupo de personas que la comparten por razones de salud, disciplina, religión, etc., como: hoteles, residenciales, cuarteles, hospitales, conventos, asilos de ancianos, etc.

HOGAR.- Está constituido por la persona o conjunto de personas vinculadas o no por lazos de parentesco que se alimentan de la misma olla y duermen en la misma vivienda.

Una comparación porcentual de estos crecimientos, a partir de 1990, se indica en el siguiente gráfico:



Según este gráfico, si bien los crecimientos de la electricidad y de la economía han mantenido la tendencia en la mayoría de períodos anuales, los años en los cuales son sustancialmente mayores los crecimientos de energía eléctrica frente a los del PIB, corresponden a aquellos en los cuales los precios de la electricidad han sido los menores. En el año 2001, la economía del país habría crecido más que la energía eléctrica. El menor crecimiento de la demanda se explica fundamentalmente porque se ha mantenido un bajo crecimiento residencial debido a los precios y al clima relativamente templado en la región costa.

En la proyección de la demanda se mantienen los tres escenarios de crecimiento, menor, medio y mayor, en función del crecimiento del producto interno bruto y las metas del nivel de precios y cobertura del servicio eléctrico que se desean alcanzar. Para el año 2002, el escenario menor toma en cuenta un crecimiento económico pesimista del país, en el orden del 4,1 % del PIB como media anual; 5,1 % el crecimiento medio y 5,9 % el crecimiento mayor.

EXPECTATIVA	MENOR	MEDIO	MAYOR
Cobertura urbana año 2002	96.0	96.4	96.4
Cobertura rural año 2002	55.3	56.8	59.1
Cobertura nacional año 2002	80.6	81.8	83.0
PIB anual medio, año 2002	4.1	5.1	5.9
Cobertura urbana año 2011	96.8	98.0	98.1
Cobertura rural año 2011	58.1	67.4	79.3
Cobertura nacional año 2011	83.9	87.6	91.2
PIB anual medio, años 2002-2011	3.9	4.9	6.1

Adicionalmente, la sensibilidad al precio de la energía eléctrica también ha sido un factor considerado para el ajuste de la demanda, respecto de la versión anterior del Plan. A partir de noviembre de 1998 se estableció un nuevo pliego

Principales Indicadores Macroeconómicos

	2001 e/	2002 e/
Inflación (promedio del periodo)	35-40%	10-12%
Inflación (fin de periodo)	18-21%	8-10%
Crecimiento real PIB	5.2%	4.5- 5%
En porcentaje del PIB		
Balance del Sector Público Consolidado	0.7%	-0.2%
Balanza comercial	-1.0%	-0.3%
Cuenta corriente	-4.1%	-2.9%
Supuestos		
Precio de exportación de petróleo (US$/barril)	20.0	15.0
Volumen prod. de petróleo (mill. de barriles)	152.8	157.2
Volumen export. total de petróleo (mill. de barriles)	92.5	98.7

CUADRO NO.1

E M P R E S A E L E C T R I C A S A N T O D O M I N G O

CONSUMO RESIDENCIAL

PERIODO: 1982-2013

AÑO	POBLACION TOTAL (MILES)	NUMERO DE HAB/VIV (HABIT.)	NUMERO DE VIVIENDAS (MILES)	COBERTURA ELECTRIC. (%)	NUMERO DE VIV.ELEC. (MILES)	VIVIENDAS ELEC,/ABON (ABONADO)	NUMERO DE ABONADOS (MILES)	CONSUMO ESPECIFCO (KWH/ABO)	CONSUMO RESIDENC. (GWH)	TASA DE CRECIMNTO ( )
HISTORICO										
1982	[illegible]	5,095	45,1	57,5	[illegible]	2,425	10,7	106,1	13,6	
1983	241,2	5,126	47,1	59,1	27,8	2,349	11,8	106,6	15,1	11,2
1984	253,5	5,156	49,2	60,7	[illegible]	2,251	13,3	114,3	18,2	20,1
1985	266,4	5,186	51,4	62,4	[illegible]	2,124	15,1	117,8	21,3	17,2
1986	279,9	5,217	53,7	64,1	34,4	2,022	17,0	124,8	25,5	19,5
1987	294,1	5,248	56,0	65,9	36,9	1,910	19,3	124,3	28,8	13,1
1988	309,1	5,279	58,5	67,7	39,6	1,822	21,7	115,5	30,1	4,5
1989	324,8	5,310	61,2	69,5	[illegible]	1,709	24,9	108,0	32,2	6,9
1990	[illegible]	5,341	[illegible]	71,4	[illegible]	1,692	27,0	105,0	34,0	5,4
1991	352,6	5,318	66,3	72,2	47,8	1,640	29,2	104,1	36,4	7,2
1992	364,2	5,295	68,8	72,9	50,2	1,529	32,8	98,2	38,7	6,2
1993	376,3	5,271	71,4	73,7	52,6	1,401	37,5	98,5	44,4	14,7
1994	388,8	5,248	74,1	74,4	55,1	1,338	41,2	105,3	52,1	17,3
1995	401,6	5,225	76,9	75,2	57,8	1,285	45,0	100,7	54,3	4,4
1996	414,9	5,202	79,8	76,0	60,6	1,238	49,0	111,2	65,3	20,3
1997	428,7	5,179	82,8	76,8	63,5	1,179	53,9	118,8	76,8	17,6
1998	442,9	5,157	85,9	77,5	66,6	1,169	57,0	121,0	82,8	7,7
1999	457,5	5,134	89,1	78,3	69,8	1,184	59,0	102,7	72,7	-12,2
2000	472,7	5,111	[illegible]	79,2	[illegible]	1,140	64,2	88,1	67,9	-6,6
2001	[illegible]	5,100	95,8	80,0	76,6	1,090	70,3	87,3	73,6	8,5
2002	508,1	5,088	99,9	80,8	80,7	1,085	74,4	88,0	78,5	6,6
PRONOSTICO										
2003	528,7	5,076	104,2	81,6	84,9	1,080	78,7	88,6	83,6	6,6
2004	550,2	5,065	108,6	82,4	89,5	1,075	83,3	89,3	89,2	6,7
2005	572,5	5,053	113,3	83,2	94,3	1,070	88,2	90,0	95,2	6,7
2006	588,6	5,042	116,7	84,1	98,2	1,065	92,2	90,7	100,3	5,4
2007	605,1	5,030	120,3	85,0	102,2	1,060	96,4	91,4	105,8	5,4
2008	622,1	5,019	124,0	85,8	106,4	1,055	100,9	92,2	111,6	5,5
2009	639,6	5,007	127,7	86,7	110,8	1,050	105,5	92,9	117,7	5,5
2010	657,6	4,996	131,6	87,6	115,3	1,045	110,4	93,7	124,1	5,5
2011	672,8	4,984	135,0	88,5	119,5	1,040	114,9	94,5	130,3	5,0
2012	688,3	4,973	138,4	89,4	123,8	1,035	119,6	95,4	136,8	5,0
2013	704,2	4,962	141,9	90,3	128,2	1,030	124,5	96,2	143,7	5,0

CUADRO NO.2

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO
CONSUMO COMERCIAL
PERIODO: 1982-2013

AÑO	RELACION ABOC/ABOR (*)	NUMERO DE ABOC (MILES)	CONSUMO ESPECIFCO (KWH/ABC)	CONSUMO COMERCIAL (GWH)	TASA DE CRECIMNTO ( )
HISTORICO					
1982	0,3556	3,8	230,2	9,7	
1983	0,3320	3,9	240,9	9,9	2,6
1984	0,3185	4,2	256,4	11,7	17,6
1985	0,3032	4,6	262,7	13,2	13,3
1986	0,2857	4,9	247,9	15,0	13,1
1987	0,2662	5,1	222,0	16,2	8,4
1988	0,2491	5,4	201,9	16,1	-0,6
1989	0,2404	6,0	210,7	15,9	-1,1
1990	0,2689	7,3	207,9	17,6	10,3
1991	0,2755	8,0	232,6	20,3	15,6
1992	0,2571	8,4	217,8	21,0	3,6
1993	0,1918	7,2	223,3	20,1	-4,5
1994	0,1911	7,9	258,4	20,6	2,4
1995	0,1900	8,5	303,6	22,9	11,2
1996	0,1860	9,1	258,4	28,2	23,3
1997	0,1670	9,0	303,6	32,8	16,1
1998	0,1589	9,1	346,7	37,7	14,9
1999	0,1570	9,3	341,1	37,9	0,6
2000	0,1517	9,7	325,9	38,1	0,5
2001	0,1472	10,3	317,0	39,3	3,2
2002	0,1449	10,8	320,2	41,4	5,3
PRONOSTICO					
2003	0,1426	11,2	323,4	43,5	5,2
2004	0,1404	11,7	326,8	45,8	5,3
2005	0,1382	12,2	330,2	48,3	5,3
2006	0,1374	12,7	333,8	50,7	5,1
2007	0,1365	13,2	337,5	53,3	5,1
2008	0,1357	13,7	341,2	56,0	5,1
2009	0,1348	14,2	345,2	58,9	5,1
2010	0,1340	14,8	349,2	62,0	5,2
2011	0,1332	15,3	353,4	64,9	4,7
2012	0,1323	15,8	357,7	67,9	4,7
2013	0,1315	16,4	362,1	71,1	4,7

(*) ABOC: ABONADOS COMERCIALES
ABOR: ABONADOS RESIDENCIALES

CUADRO NO.3

E M P R E S A E L E C T R I C A S A N T O D O M I N G O

CONSUMO INDUSTRIAL

PERIODO: 1982-2013

AÑO	POBLACION TOTAL	CONSUMO ESPECIFCO	INDUSTRIAL CARACTERIS.	TASA DE CRECIMNTO	CARGAS ESPECIALES	TOTAL	TASA DE CRECIMNTO
HISTORICO							
PRONOSTICO							

CUADRO NO.4

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

PERIODO: 1982-2013

AÑO	ABONADOS RES.+COM.	CONSUMO ESPECIFCO	CONSUMO AL.PUBLCO	TASA DE CRECIMNTO
	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
HISTORICO				
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
PRONOSTICO				
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

CUADRO NO. 6

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

CONSUMO DE ENERGIA POR SECTORES

PERIODO: 1982-2013

AÑO	CONSUMO RESIDENC.	CONSUMO COMERCIAL	CONS. IND. CARACTER.	CARGAS ESPECIALES	CONS. IND. TOTAL	CONSUMO A. PUBLICO	CONSUMO OTROS	TOTAL CONSUMO CARACTER.	CONSUMO TOTAL	TASA DE CRECIMIENTO
HISTORICO										
PRONOSTICO										

Base de datos para Gráficos HISTORICO PREVISION

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

CONSUMO DE ENERGIA POR SECTORES

PERIODO: 1982-2013

AÑO	CONSUMO RESIDENC. (GWh)	CONSUMO COMERCIAL (GWh)	CONS. IND. CARACTER. (GWh)	CARGAS ESPECIALES (GWh)	CONS. IND. TOTAL (GWh)	CONSUMO A. PUBLICO (GWh)	CONSUMO OTROS (GWh)	CONSUMO TOTAL (GWh)	TASA DE CRECIMNTO ( )
1982	[illegible]	9,7	[illegible]	0,0	[illegible]	1,7	[illegible]	31,[illegible]	
1983	15,1	[illegible]	[illegible]	0,0	[illegible]	[illegible]	1,1	34,[illegible]	[illegible]
1984	[illegible]	11,7	7,3	0,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	41,[illegible]	21,0
1985	21,[illegible]	[illegible]	9,[illegible]	0,0	9,3	[illegible]	1,9	[illegible]	[illegible]
1986	[illegible]	16,[illegible]	11,5	0,0	11,5	[illegible]	[illegible]	56,9	[illegible]
1987	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,0	[illegible]	3,4	[illegible]	63,[illegible]	[illegible]
1988	[illegible]	[illegible]	14,1	0,0	[illegible]	4,0	2,3	[illegible]	[illegible]
1989	[illegible]	[illegible]	15,0	0,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	5,4
1990	[illegible]	17,[illegible]	[illegible]	0,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1991	[illegible]	20,3	[illegible]	0,0	17,1	[illegible]	3,3	83,9	[illegible]
1992	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,0	19,1	[illegible]	3,2	89,3	6,4
1993	[illegible]	20,1	20,0	0,0	20,0	[illegible]	[illegible]	95,9	7,4
1994	[illegible]	20,6	[illegible]	0,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	107,9	[illegible]
1995	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	114,5	[illegible]
1996	65,3	[illegible]	[illegible]	0,0	[illegible]	11,5	[illegible]	136,7	[illegible]
1997	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	157,0	[illegible]
1998	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	12,0	[illegible]	174,1	[illegible]
1999	[illegible]	37,9	14,1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	169,4	-2,7
2000	[illegible]	[illegible]	13,6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2001	[illegible]	[illegible]	13,0	[illegible]	[illegible]	12,4	[illegible]	174,3	[illegible]
2002	[illegible]	[illegible]	13,7	[illegible]	[illegible]	13,2	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2003	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	14,1	[illegible]	195,0	5,7
2004	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	39,9	15,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2005	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	41,8	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2006	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2007	[illegible]	[illegible]	17,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	240,7	[illegible]
2008	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2009	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2010	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2011	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2012	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2013	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

CUADRO NO. 7A

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

PREVISION DE CONSUMO TOTAL RECUPERADO POR REDUCCION DE PERDIDAS

PERIODO: 2002 - 2013

ANO	C. PROYECTADO TOTAL (GWH)	PERDIDAS DISTRIB. (%)	DEMANDA ENERGIA (GWH)	C. CORREGIDO TOTAL (GWH)	C. INCORPORADO TOTAL (GWH)	C. INCORPORADO EFECTIVO (GWH)
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

NOTA: AÑOS 2001 Y 20e2, HISTORICOs

CUADRO NO.7

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

PREVISION DE CONSUMO RECUPERADO POR SECTORES POR REDUCCION DE PERDIDAS

PERIODO: 2002 - 2013

AÑO	RESIDENC. [illegible]	COMERCIAL [illegible]	INDUSTRIAL [illegible]	A.PUBLICO [illegible]	OTROS [illegible]	TOTAL [illegible]
PRONOSTICO						
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

NOTA: LA CANTIDAD DE ENERGIA RECUPERADA POR REDUCCION DE PERDIDAS, SE ESTIMA SE PODRA ASIGNAR A LOS SECTORES DE CONSUMO 100% EN LOS AÑOS DE PREVISION 2002 - 2013

ESTA RECUPERACION SE HA ESTIMADO PRORRATEARLE DE LA SIGUIENTE MANERA: RES.: 63.20%, COM.: 36.8%, IND.: 0%, AL.PUBL.: 0%, OTR.: 0%,

CUADRO NO. 8

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

CONSUMO DE ENERGIA POR SECTORES AJUSTADO (*)

PERIODO: 1982-2013

AÑO	RESIDENCIAL (GWH)	COMERCIAL (GWH)	INDUSTRIAL (GWH)	AL.PBLCO (GWH)	OTROS (GWH)	TOTAL (GWH)
			HISTORICO			
1982	13,0	[illegible]	6,0	1,7	0,9	31,5
1983	15,1	9,9	[illegible]	[illegible]	1,1	33,4
1984	15,[illegible]	11,7	7,8	[illegible]	1,6	41,8
1985	[illegible]1,3	[illegible]	9,2	[illegible]	1,9	45,2
1986	[illegible]	15,0	11,5	[illegible]	[illegible]	56,8
1987	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1988	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1989	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1990	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1991	[illegible]7,4	[illegible]	17,1	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1992	[illegible]	[illegible]	19,1	7,3	[illegible]	[illegible]
1993	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	3,5	[illegible]
1994	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1995	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1996	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1997	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1998	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1999	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2000	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2001	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2002	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
			PRONOSTICO			
2003	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2004	104,8	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2005	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2006	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2007	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2008	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2009	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2010	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2011	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2012	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2013	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

NOTA: (*) INCLUYE CONSUMO RECUPERADO POR REDUCCION DE PERDIDAS

CUADRO NO.9

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

ESTRUCTURA DEL CONSUMO SECTORIAL

PERIODO: 1982-2013

AÑO	CONSUMO RESIDENC. ( )	CONSUMO COMERCIAL ( )	CONS.IND. TOTAL ( )	CONSUMO AL.PBLCO ( )	CONSUMO OTROS ( )	CONSUMO TOTAL ( )
HISTORICO						
[illegible]	1[illegible],3	[illegible]	[illegible]7,1	[illegible]7,4	[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	4[illegible],1	[illegible]8,2	[illegible]14,7	[illegible]5,2	[illegible]3,2	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]1,[illegible]	[illegible]22,1	[illegible],2	[illegible]7,3	[illegible]3,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]2,1	[illegible]4,4	[illegible]19,[illegible]	[illegible]5,4	[illegible]3,2	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],	[illegible]6,2	[illegible]_0,_	[illegible]5,2	[illegible]3,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],[illegible]	[illegible]5,5	[illegible]12,[illegible]	[illegible]5,[illegible]	[illegible]3,5	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],2	[illegible]24,2	[illegible]__,[illegible]	[illegible]6,[illegible]	[illegible]3,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],2	[illegible]22,2	[illegible]__,4	[illegible]6,[illegible]	[illegible]3,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],4	[illegible]23,[illegible]	[illegible]__,__	[illegible]7,[illegible]	[illegible]3,[illegible]	[illegible]100,0
1991	[illegible]4[illegible],4	[illegible]24,[illegible]	[illegible]2,1	[illegible]7,[illegible]	[illegible]3,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],5	[illegible]23,[illegible]	[illegible]_1,1	[illegible]__,__	[illegible]3,5	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],3	[illegible]22,0	[illegible]_0,[illegible]	[illegible]8,3	[illegible]3,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],2	[illegible]3,1	[illegible]20,6	[illegible]7,[illegible]	[illegible]3,3	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],4	[illegible]20,0	[illegible]__,__	[illegible]8,__	[illegible]5,1	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],[illegible]	[illegible]0,[illegible]	[illegible]18,[illegible]	[illegible]8,1	[illegible]5,0	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],2	[illegible]20,2	[illegible]_,1	[illegible]7,7	[illegible]6,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],5	[illegible]1,[illegible]	[illegible]__,1	[illegible]6,[illegible]	[illegible]6,3	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]__,2	[illegible]22,1	[illegible]13,1	[illegible]7,0	[illegible]7,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]40,7	[illegible]__,2	[illegible]_1,1	[illegible]7,[illegible]	[illegible]8,[illegible]	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]1__,2	[illegible]__,5	[illegible]_0,0	[illegible]7,[illegible]	[illegible]8,1	[illegible]100,0
[illegible]	[illegible]4[illegible],5	[illegible]22,1	[illegible]13,__	[illegible]7,[illegible]	[illegible]__,1	[illegible]100,0
PRONOSTICO						
[illegible]003	[illegible]4__,2	[illegible]__,__	[illegible]13,[illegible]	[illegible]7,__	[illegible]2,0	[illegible]100,0
[illegible]004	[illegible]__,[illegible]	[illegible]__,__	[illegible]__,[illegible]	[illegible]7,__	[illegible]7,1	[illegible]100,0
[illegible]005	[illegible]__,0	[illegible]__,1	[illegible]__,1	[illegible]7,[illegible]	[illegible]7,__	[illegible]100,0
[illegible]006	[illegible]__,5	[illegible]__,1	[illegible]__,0	[illegible]7,1	[illegible]7,__	[illegible]100,0
[illegible]007	[illegible]41,0	[illegible]__,__	[illegible]__,__	[illegible]7,1	[illegible]7,0	[illegible]100,0
[illegible]008	[illegible]4[illegible],2	[illegible]2,__	[illegible]1__,__	[illegible]7,[illegible]	[illegible]7,__	[illegible]100,0
[illegible]009	[illegible]__,1	[illegible]__,2	[illegible]1__,__	[illegible]7,[illegible]	[illegible]7,1	[illegible]100,1
[illegible]010	[illegible]__,__	[illegible]__,__	[illegible]1__,__	[illegible]7,__	[illegible]7,__	[illegible]100,1
[illegible]011	[illegible]4__,__	[illegible]__,2	[illegible]__,__	[illegible]7,[illegible]	[illegible]7,__	[illegible]100,1
[illegible]012	[illegible]__,[illegible]	[illegible]2,[illegible]	[illegible]__,[illegible]	[illegible]7,__	[illegible]7,1	[illegible]100,0
[illegible]013	[illegible]4[illegible],1	[illegible]__,__	[illegible]13,[illegible]	[illegible]7,__	[illegible]7,[illegible]	[illegible]100,0

CUADRO NO.10

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

ESTRUCTURA DEL CONSUMO SECTORIAL AJUSTADO

PERIODO: 1982-2013

AÑO	CONSUMO RESIDENC. (%)	CONSUMO COMERCIAL (%)	CONS.IND. TOTAL (%)	CONSUMO AL.PBLCO (%)	CONSUMO OTROS (%)	CONSUMO TOTAL (%)
			HISTORICO			
1982	41,3	20,7	16,2	5,4	16,4	100,0
1983	41,1	20,0	16,1	5,2	17,6	100,0
1984	41,7	20,1	15,2	5,4	17,6	100,0
1985	40,1	20,0	15,2	5,2	19,5	100,0
1986	39,8	20,2	15,2	5,3	19,5	100,0
1987	39,8	20,0	15,2	5,3	19,8	100,0
1988	39,6	20,2	15,2	5,0	20,0	100,0
1989	41,8	20,7	15,2	5,3	17,0	100,0
1990	43,1	20,6	15,2	5,2	15,9	100,0
1991	42,1	20,8	15,3	5,2	16,6	100,0
1992	41,5	20,6	15,1	5,2	17,6	100,0
1993	40,2	21,0	15,3	5,3	18,2	100,0
1994	39,2	19,1	15,9	7,3	18,3	100,0
1995	42,2	20,0	15,2	5,3	17,4	100,0
1996	41,8	20,7	15,1	5,2	17,2	100,0
1997	43,3	20,4	15,1	5,2	16,0	100,0
1998	42,5	20,6	15,1	5,2	16,6	100,0
1999	40,2	20,5	15,5	7,0	16,8	100,0
2000	40,7	21,2	14,9	7,0	16,3	100,0
2001	41,2	21,0	15,0	7,1	15,7	100,0
2002	41,2	20,9	15,1	6,9	15,9	100,0
			PRONOSTICO			
2003	41,2	20,8	15,2	6,8	15,9	100,0
2004	40,9	20,8	15,3	6,8	16,1	100,0
2005	40,7	20,7	15,1	6,8	16,7	100,0
2006	40,4	20,9	15,2	6,8	16,7	100,0
2007	40,2	20,9	15,2	6,8	16,9	100,0
2008	40,0	20,9	15,1	6,8	17,2	100,0
2009	39,7	20,9	15,1	6,8	17,5	100,0
2010	39,5	20,9	15,2	6,8	17,6	100,0
2011	39,3	20,9	15,2	6,8	17,8	100,0
2012	39,1	20,9	15,2	6,8	18,0	100,0
2013	38,9	20,9	15,2	6,8	18,2	100,0

CUADRO NO.10

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

ESTRUCTURA DEL CONSUMO SECTORIAL AJUSTADO

PERIODO: 1982-2013

AÑO	CONSUMO RESIDENC. (%)	CONSUMO COMERCIAL (%)	CONS.TOTAL INDUSTRIAL (%)	CONSUMO AL.PBLCO (%)	CONSUMO OTROS (%)	CONSUMO TOTAL (%)
1982	41,3	20,7	16,2	5,4	16,4	100,0
1983	41,1	20,0	16,1	5,2	17,6	100,0
1984	41,7	20,1	15,2	5,4	17,6	100,0
1985	40,1	20,0	15,2	5,2	19,5	100,0
1986	39,8	20,2	15,2	5,3	19,5	100,0
1987	39,8	20,0	15,2	5,3	19,8	100,0
1988	39,6	20,2	15,2	5,0	20,0	100,0
1989	41,8	20,7	15,2	5,3	17,0	100,0
1990	43,1	20,6	15,2	5,2	15,9	100,0
1991	42,1	20,8	15,3	5,2	16,6	100,0
1992	41,5	20,6	15,1	5,2	17,6	100,0
1993	40,2	21,0	15,3	5,3	18,2	100,0
1994	39,2	19,1	15,9	7,3	18,3	100,0
1995	42,2	20,0	15,2	5,3	17,4	100,0
1996	41,8	20,7	15,1	5,2	17,2	100,0
1997	43,3	20,4	15,1	5,2	16,0	100,0
1998	42,5	20,6	15,1	5,2	16,6	100,0
1999	40,2	20,5	15,5	7,0	16,8	100,0
2000	40,7	21,2	14,9	7,0	16,3	100,0
2001	41,2	21,0	15,0	7,1	15,7	100,0
2002	41,2	20,9	15,1	6,9	15,9	100,0
2003	41,2	20,8	15,2	6,8	15,9	100,0
2004	40,9	20,8	15,3	6,8	16,1	100,0
2005	40,7	20,7	15,1	6,8	16,7	100,0
2006	40,4	20,9	15,2	6,8	16,7	100,0
2007	40,2	20,9	15,2	6,8	16,9	100,0
2008	40,0	20,9	15,1	6,8	17,2	100,0
2009	39,7	20,9	15,1	6,8	17,5	100,0
2010	39,5	20,9	15,2	6,8	17,6	100,0
2011	39,3	20,9	15,2	6,8	17,8	100,0
2012	39,1	20,9	15,2	6,8	18,0	100,0
2013	38,9	20,9	15,2	6,8	18,2	100,0

CUADRO NO.11

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO

PREVISION DE LA DEMANDA TOTAL

PERIODO: 2001-2013

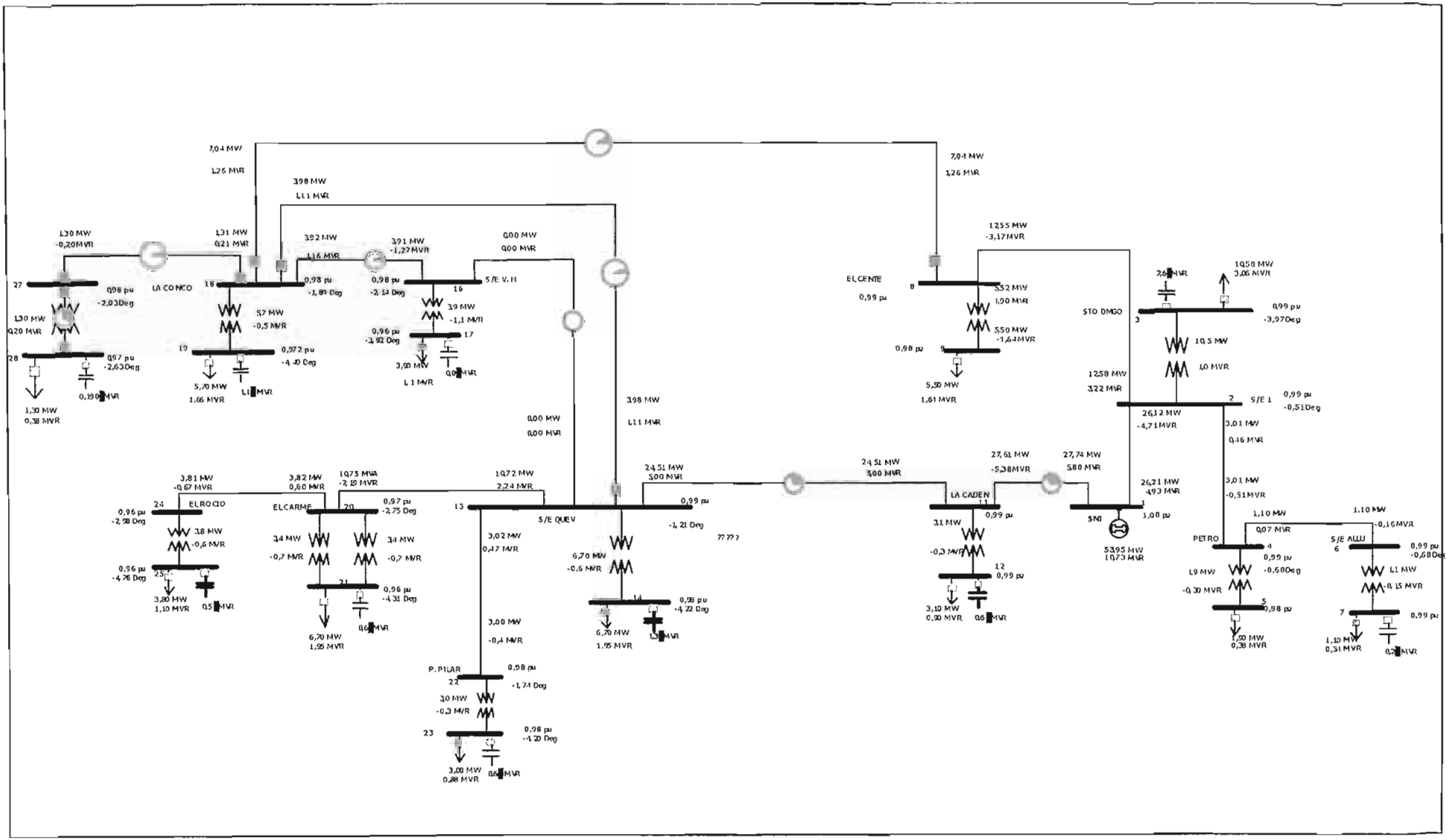
	DEMANDA CARACTERISTICA					DEMANDA DE CARGAS ESPECIALES					DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA					
AÑO	CONSUMO CARACTER. (GWH)	PERDIDAS (%)	DEMANDA DE ENERGIA (GWH)	FACTOR DE CARGA (%)	DEMANDA MAXIMA (MW)	CONSUMO C.ESPECIALES (GWH)	PERDIDAS (%)	DEMANDA DE ENERGIA (GWH)	FACTOR DE CARGA (%)	DEMANDA MAXIMA (MW)	CONSUMO TOTAL (GWH)	PERDIDAS (%)	DEMANDA DE ENERGIA (GWH)	FACTOR DE CARGA (%)	DEMANDA MAXIMA (MW)	CRCMIENTO D.MAXIMA (%)
2001	1[illegible]3,0	2[illegible],4	7[illegible],6	6[illegible],2	4[illegible],8	[illegible]1,3	[illegible],1	[illegible]1,8	[illegible]5,1	[illegible],6	1[illegible]4,3	[illegible]1,1	[illegible]_6,6	[illegible]5,3	[illegible]7,1	
2002	1[illegible]4,3	2[illegible],7	[illegible]29,1	[illegible]9,[illegible]	[illegible]5,[illegible]	[illegible]2,3	[illegible]_,1	[illegible]2,2	[illegible]6,1	[illegible],[illegible]	[illegible]26,6	19,[illegible]	[illegible]2[illegible],3	[illegible]5,[illegible]	[illegible]0,[illegible]	[illegible]5,5
2003	[illegible]83,8	1[illegible],5	[illegible]33,1	[illegible]8,[illegible]	[illegible]5,[illegible]	[illegible]2,3	[illegible]_,1	[illegible]3,[illegible]	[illegible]7,0	[illegible],[illegible]	[illegible]2[illegible],2	1[illegible],[illegible]	[illegible]36,3	[illegible]5,[illegible]	[illegible]5,7	[illegible]5,1
2004	[illegible]2[illegible],7	[illegible]0,[illegible]	[illegible]47,0	[illegible]8,[illegible]	[illegible]2,[illegible]	[illegible]_,3	[illegible]_,1	[illegible]_,3	[illegible]2,0	[illegible]_,[illegible]	[illegible]231,1	[illegible]5,0	[illegible]71,3	[illegible]5,[illegible]	[illegible]5,[illegible]	[illegible]5,[illegible]
2005	[illegible]19,1	[illegible]_,[illegible]	[illegible]61,7	[illegible]8,[illegible]	[illegible]1,3	[illegible]3,3	[illegible]_,1	[illegible]3,0	[illegible]9,[illegible]	[illegible],[illegible]	[illegible]44,6	[illegible]5,0	[illegible]_3,7	[illegible]_,[illegible]	[illegible]8,[illegible]	[illegible]5,[illegible]
2006	[illegible]33,2	[illegible]_,[illegible]	[illegible]74,9	[illegible]8,[illegible]	[illegible]3,[illegible]	[illegible]_0,[illegible]	[illegible]_,1	[illegible]_,1	[illegible]9,[illegible]	[illegible],6	[illegible]33,[illegible]	[illegible]4,0	[illegible]_,0	[illegible]_,[illegible]	[illegible]1,3	[illegible]_,[illegible]
2007	[illegible]45,9	[illegible]4,[illegible]	[illegible]88,8	[illegible]8,1	[illegible]0,[illegible]	[illegible]_,6	[illegible]_,1	[illegible]2[illegible],_	[illegible]1,[illegible]	[illegible],[illegible]	[illegible]72,6	[illegible]4,0	[illegible]31[illegible],[illegible]	[illegible]5[illegible],	[illegible]1,3	[illegible]1,3
2008	[illegible]60,0	[illegible]4,1	[illegible]02,4	[illegible]8,[illegible]	[illegible]9,7	[illegible]5,[illegible]	[illegible]_,1	[illegible]_9,1	[illegible]5,5	[illegible]_,3	[illegible]65,6	[illegible]3,0	[illegible]33,[illegible]	[illegible]5[illegible],[illegible]	[illegible]1,5	[illegible]1,6
2009	[illegible]74,1	[illegible]4,0	[illegible]19,9	[illegible]7,[illegible]	[illegible]_,[illegible]	[illegible]0,0	[illegible]_,1	[illegible]0,7	[illegible]3,3	[illegible]_,[illegible]	[illegible]94,1	[illegible]_,[illegible]	[illegible]3,9,[illegible]	[illegible]5[illegible],4	[illegible]0,7	[illegible]_,[illegible]
2010	[illegible]89,0	[illegible]_,[illegible]	[illegible]35,[illegible]	[illegible]7,[illegible]	[illegible]0,1	[illegible]1,[illegible]	[illegible]_,1	[illegible]1,[illegible]	[illegible]7,1	[illegible],[illegible]	[illegible]20[illegible],1	[illegible]_,[illegible]	[illegible]_,1	[illegible]5[illegible],[illegible]	[illegible]74,_	[illegible]_,[illegible]
2011	[illegible]05,1	[illegible]_,[illegible]	[illegible]50,[illegible]	[illegible]7,[illegible]	[illegible]5,[illegible]	[illegible]2,[illegible]	[illegible]_,[illegible]	[illegible]2,[illegible]	[illegible]0,6	[illegible]_,[illegible]	[illegible]27,4	[illegible]_,[illegible]	[illegible]34[illegible],[illegible]	[illegible]5[illegible],[illegible]	[illegible]7,[illegible]	[illegible]_,[illegible]
2012	[illegible]19,7	[illegible]_,[illegible]	[illegible]67,1	[illegible]7,[illegible]	[illegible]2,[illegible]	[illegible]3,0	[illegible],1	[illegible]3,[illegible]	[illegible]7,[illegible]	[illegible]_,[illegible]	[illegible]3[illegible],[illegible]	[illegible]_,[illegible]	[illegible]01,7	[illegible]_,[illegible]	[illegible]0,7	[illegible]_,[illegible]
2013	[illegible]_[illegible],6	[illegible]_,[illegible]	[illegible]84,[illegible]	[illegible]8,[illegible]	[illegible]3,8	[illegible]3[illegible],[illegible]	[illegible]_,1	[illegible]3[illegible],[illegible]	[illegible]9,1	[illegible]_,[illegible]	[illegible]4[illegible],[illegible]	[illegible]_,[illegible]	[illegible]_[illegible],[illegible]	[illegible]_,[illegible]	[illegible]_,[illegible]	[illegible]_,[illegible]

NOTA: - AÑO 2001 Y 2002, HISTORICOS

- INCLUYE CONSUMO AJUSTADO POR REDUCCION DE PERDIDAS

Anexo 2

DATOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA CORRIDOS CON EL POWERWOLD 8.0


7,04 MW
1,26 MVR
3,98 MW
1,11 MVR
1,30 MW
-0,20 MVR
1,31 MW
0,21 MVR
3,92 MW
1,16 MVR
3,91 MW
-1,27 MVR
0,00 MW
0,00 MVR
27
0,98 pu
-2,03 Deg
LA CONCO
18
0,98 pu
-1,89 Deg
0,98 pu
-2,14 Deg
S/E V. H
1,30 MW
0,20 MVR
28
0,97 pu
-2,63 Deg
0,19 MVR
1,30 MW
0,38 MVR
19
5,70 MW
1,66 MVR
1,1 MVR
0,972 pu
-4,40 Deg
5,7 MW
-0,5 MVR
16
3,9 MW
-1,1 MVR
0,96 pu
-3,92 Deg
17
3,90 MW
1,1 MVR
0,0 MVR
0,00 MW
0,00 MVR
3,98 MW
1,11 MVR
24,51 MW
5,00 MVR
0,99 pu
-1,21 Deg
7777
13
S/E QUEV
1,072 MW
2,24 MVR
3,81 MW
0,67 MVR
3,82 MW
0,60 MVR
1,073 MVR
-2,19 MVR
24
ELROCIO
0,96 pu
-2,98 Deg
3,8 MW
-0,6 MVR
0,96 pu
-4,76 Deg
25
3,80 MW
1,10 MVR
0,5 MVR
ELCARME
20
0,97 pu
-2,75 Deg
3,4 MW
-0,7 MVR
3,4 MW
-0,7 MVR
21
0,96 pu
-4,31 Deg
6,70 MW
1,95 MVR
0,6 MVR
3,02 MW
0,47 MVR
3,00 MW
-0,4 MVR
P. PILAR
22
0,98 pu
-1,74 Deg
3,0 MW
-0,3 MVR
23
0,98 pu
-4,20 Deg
3,00 MW
0,88 MVR
0,6 MVR
6,70 MW
-0,6 MVR
14
0,98 pu
-4,22 Deg
6,70 MW
1,95 MVR
1,3 MVR
24,51 MW
5,00 MVR
27,61 MW
-5,38 MVR
27,74 MW
5,80 MVR
LA CADEN
11
0,99 pu
3,1 MW
-0,3 MVR
12
0,99 pu
3,10 MW
0,30 MVR
0,6 MVR
SNI
1
1,00 pu
53,95 MW
10,73 MVR
26,21 MW
4,93 MVR
7,04 MW
1,26 MVR
12,55 MW
-3,17 MVR
ELCENTE
0,99 pu
8
5,52 MW
1,90 MVR
5,50 MW
-1,64 MVR
0,98 pu
9
5,50 MW
1,61 MVR
STO DMGO
3
0,99 pu
-3,97 Deg
10,5 MW
1,0 MVR
12,58 MW
3,22 MVR
2
S/E 1
0,99 pu
-0,51 Deg
26,12 MW
-4,71 MVR
3,01 MW
0,16 MVR
3,01 MW
-0,51 MVR
1,10 MW
0,07 MVR
PETRO
4
0,99 pu
-0,60 Deg
1,9 MW
-0,30 MVR
5
0,98 pu
1,90 MW
0,38 MVR
1,10 MW
-0,16 MVR
S/E ALLU
6
0,99 pu
-0,68 Deg
1,1 MW
-0,15 MVR
7
0,99 pu
1,10 MW
0,31 MVR
0,2 MVR

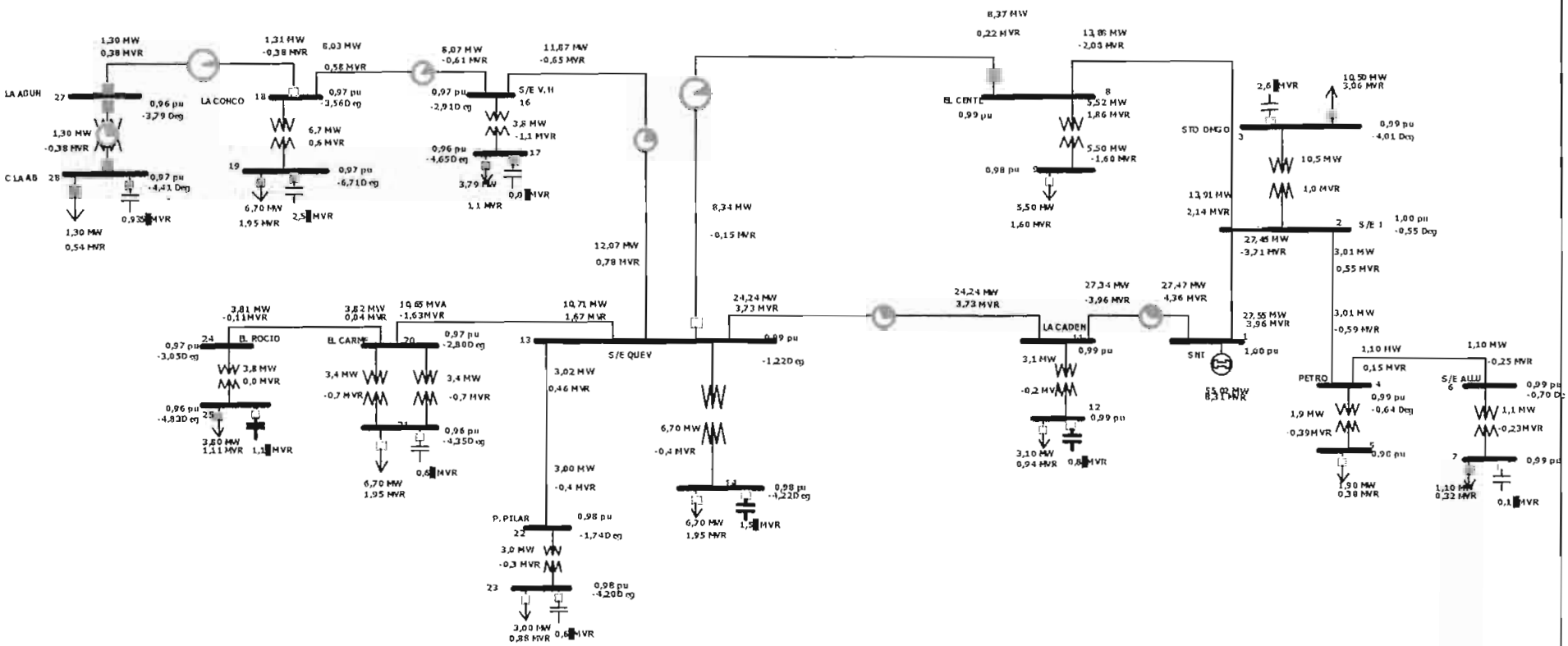
PRIMERA ALTERNATIVA DATOS DE VOLTAJE Y CARGA EN LAS SUBESTACIONES

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)
1	SNI	1	Yes	Default	1,00	69,00
2	S/E 1	1	Yes	Default	0,99	68,65
11	LA CADEN	1	Yes	Default	0,99	68,49
4	PETRO	1	Yes	Default	0,99	68,49
8	EL CENTE	1	Yes	Default	0,99	68,42
6	S/E ALLU	1	Yes	Default	0,99	68,36
13	S/E QUEV	1	Yes	Default	0,99	68,20
22	P. PILAR	1	Yes	Default	0,98	67,69
18	LA CONCO	1	Yes	Default	0,98	67,64
27	LA ABUN	1	Yes	Default	0,98	67,40
16	S/E V. H	1	Yes	Default	0,98	67,34
20	EL CARME	1	Yes	Default	0,97	66,62
24	EL ROCIO	1	Yes	Default	0,96	66,40
7	C. ALLUR	1	Yes	Default	0,99	14,22
12	C. LA CA	1	Yes	Default	0,99	13,66
3	STO DMGO	1	Yes	Default	0,99	13,64
5	C. PETRO	1	Yes	Default	0,98	13,59
14	C. QUEVE	1	Yes	Default	0,98	13,51
23	C. P. PI	1	Yes	Default	0,98	13,47
9	C. CENTE	1	Yes	Default	0,98	13,46
28	C LA AB	1	Yes	Default	0,97	13,45
19	C. LA CO	1	Yes	Default	0,97	13,42
17	C. VALLE	1	Yes	Default	0,96	13,31
21	C. EL CA	1	Yes	Default	0,96	13,22
25	C. DEL R	1	Yes	Default	0,96	13,19

Number	Name	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
3	STO DMGO	1	Closed	10,5	3,06	10,94	10,5	3,06
17	C. VALLE	1	Closed	3,9	1,13	4,06	3,9	1,13
14	C. QUEVE	1	Closed	6,7	1,95	6,98	6,7	1,95
5	C. PETRO	1	Closed	1,9	0,38	1,94	1,9	0,38
23	C. P. PI	1	Closed	3	0,88	3,12	3	0,88
19	C. LA CO	1	Closed	5,7	1,66	5,94	5,7	1,66
12	C. LA CA	1	Closed	3,1	0,9	3,23	3,1	0,9
21	C. EL CA	1	Closed	6,7	1,95	6,98	6,7	1,95
25	C. DEL R	1	Closed	3,8	1,1	3,96	3,8	1,1
9	C. CENTE	1	Closed	5,5	1,64	5,74	5,5	1,64
7	C. ALLUR	1	Closed	1,1	0,34	1,15	1,1	0,34
28	C LA AB	1	Closed	1,3	0,38	1,35	1,3	0,38

PRIMERA ALTERNATIVA DATOS DE CARGA Y PERDIDAS EN LÍNEAS Y TRANFORMADORES

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
8	EL CENTE	18	LA CONCO	1	Closed	No	7	1,3	7,1	80	8,9	0,055398	0,16
13	S/E QUEV	18	LA CONCO	2	Closed	No	4	1,1	4,1	80	5,2	0,019641	0,06
1	SNI	2	S/E 1	1	Closed	Yes	26,2	4,9	26,7	80	33,3	0,090375	0,22
1	SNI	11	LA CADEN	1	Closed	Yes	27,7	5,8	28,3	80	35,4	0,130882	0,41
11	LA CADEN	13	S/E QUEV	1	Closed	No	24,5	5	25	80	31,3	0,066027	0,21
13	S/E QUEV	20	EL CARME	1	Closed	No	10,7	2,2	10,9	55	19,9	0,188847	0,05
20	EL CARME	24	EL ROCIO	1	Closed	No	3,8	0,6	3,9	55	7	0,010097	-0,08
2	S/E 1	8	EL CENTE	1	Closed	No	12,6	3,2	13	55	23,6	0,031534	0,05
16	S/E V. H	18	LA CONCO	1	Closed	No	-3,9	-1,3	4,1	55	7,5	0,012025	-0,1
13	S/E QUEV	22	P. PILAR	1	Closed	No	3	0,5	3,1	55	5,6	0,018272	0,03
13	S/E QUEV	16	S/E V. H	1	Open	No	0	0	0	55	0	0	0
4	PETRO	6	S/E ALLU	1	Closed	No	1,1	0,1	1,1	32,3	3,4	0,001805	-0,1
2	S/E 1	4	PETRO	1	Closed	No	3	0,5	3	32,3	9,4	0,006384	-0,04
18	LA CONCO	27	LA ABUN	1	Closed	No	1,3	0,2	1,3	32,3	4,1	0,004245	0
2	S/E 1	3	STO DMGO	1	Closed	Yes	10,5	1	10,6	12,5	84,6	0,026336	0,6
11	LA CADEN	12	C. LA CA	1	Closed	Yes	3,1	0,4	3,1	10	31,2	0,000476	0,08
18	LA CONCO	19	C. LA CO	1	Closed	Yes	5,7	0,8	5,8	10	57,7	0,016632	0,26
13	S/E QUEV	14	C. QUEVE	1	Closed	Yes	6,7	1	6,8	10	67,9	0,022665	0,36
16	S/E V. H	17	C. VALLE	1	Closed	Yes	3,9	1,3	4,1	10	41,1	0,008557	0,13
8	EL CENTE	9	C. CENTE	1	Closed	Yes	5,5	1,9	5,8	10	58,4	0,016627	0,26
24	EL ROCIO	25	C. DEL R	1	Closed	Yes	3,8	0,7	3,9	10	38,7	0,007748	0,12
27	LA ABUN	28	C LA AB	1	Closed	Yes	1,3	0,2	1,3	5	26,3	0,000872	0,01
22	P. PILAR	23	C. P. PI	1	Closed	Yes	3	0,4	3	5	60,6	0	0,13
4	PETRO	5	C. PETRO	1	Closed	Yes	1,9	0,4	2	5	39,1	0,003799	0,06
20	EL CARME	21	C. EL CA	2	Closed	Yes	3,4	0,8	3,4	5	69	0,006125	0,1
20	EL CARME	21	C. EL CA	1	Closed	Yes	3,4	0,8	3,4	5	69	0,006125	0,1
6	S/E ALLU	7	C. ALLUR	1	Closed	Yes	1,1	0,2	1,1	2,5	44,5	0,001541	0,02


LA AGUH
LA CONCO
C LA AB
S/E V.H
EL CENTC
STO DNGO
S/E 1
EL ROCIO
EL CARME
S/E QUEV
P. PILAR
LA CADEN
SNI
PETRO
S/E ALLU

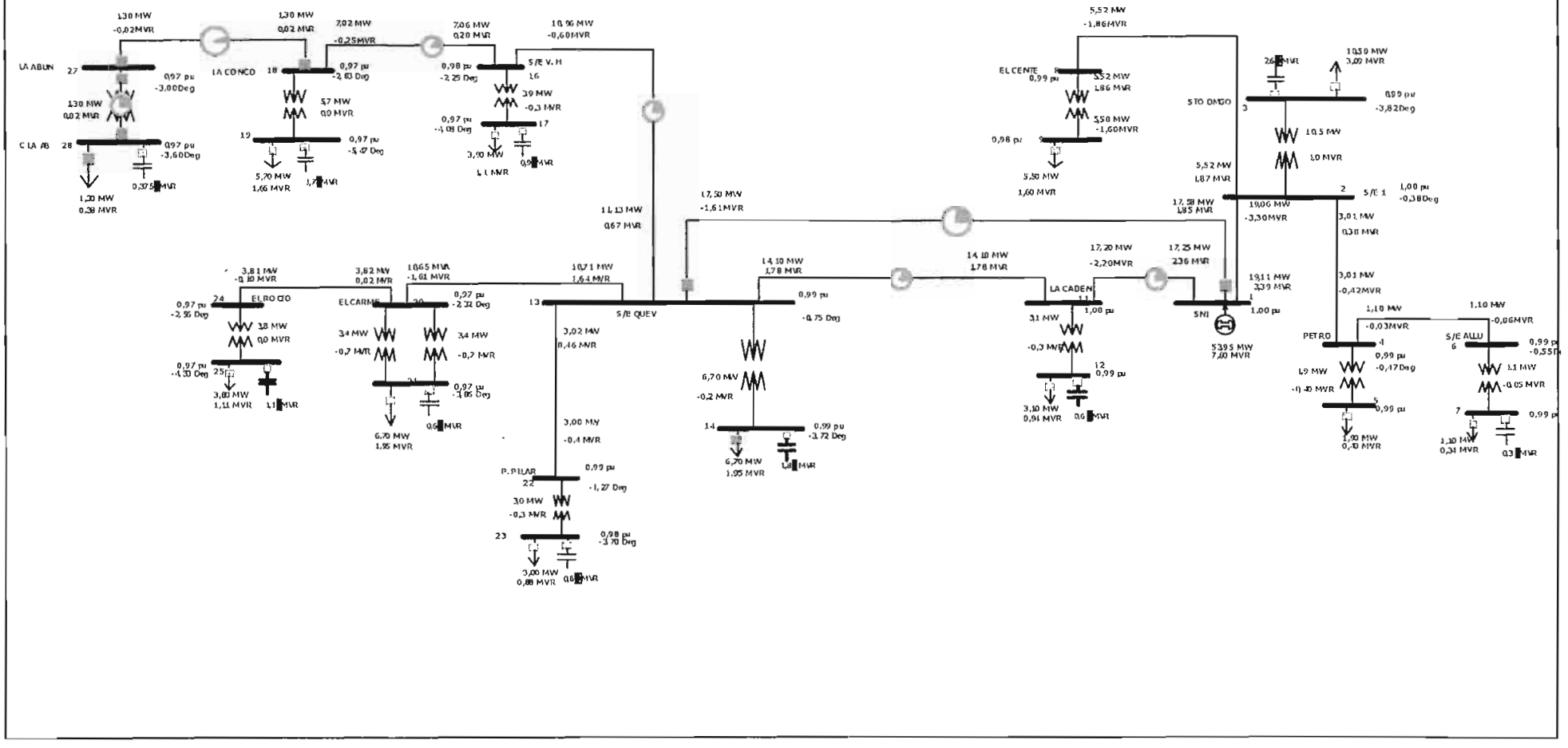
SEGUNDA ALTERNATIVA DATOS DE VOLTAJE Y CARGA EN LAS SUBESTACIONES

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)
1	SNI	1	Yes	Default	1,00	69,00
2	S/E 1	1	Yes	Default	1,00	68,66
11	LA CADEN	1	Yes	Default	0,99	68,54
4	PETRO	1	Yes	Default	0,99	68,50
8	EL CENTE	1	Yes	Default	0,99	68,48
6	S/E ALLU	1	Yes	Default	0,99	68,37
13	S/E QUEV	1	Yes	Default	0,99	68,28
22	P. PILAR	1	Yes	Default	0,98	67,78
16	S/E V. H	1	Yes	Default	0,97	67,05
20	EL CARME	1	Yes	Default	0,97	66,82
18	LA CONCO	1	Yes	Default	0,97	66,72
24	EL ROCIO	1	Yes	Default	0,97	66,64
27	LA ABUN	1	Yes	Default	0,96	66,56
7	C. ALLUR	1	Yes	Default	0,99	14,20
12	C. LA CA	1	Yes	Default	0,99	13,69
3	STO DMGO	1	Yes	Default	0,99	13,64
5	C. PETRO	1	Yes	Default	0,98	13,59
14	C. QUEVE	1	Yes	Default	0,98	13,55
23	C. P. PI	1	Yes	Default	0,98	13,49
9	C. CENTE	1	Yes	Default	0,98	13,48
28	C LA AB	1	Yes	Default	0,97	13,35
19	C. LA CO	1	Yes	Default	0,97	13,34
25	C. DEL R	1	Yes	Default	0,96	13,30
21	C. EL CA	1	Yes	Default	0,96	13,26
17	C. VALLE	1	Yes	Default	0,96	13,26

Number	Name	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
3	STO DMGO	1	Closed	10,5	3,06	10,94	10,5	3,06
17	C. VALLE	1	Closed	3,79	1,13	3,95	3,79	1,13
14	C. QUEVE	1	Closed	6,7	1,95	6,98	6,7	1,95
5	C. PETRO	1	Closed	1,9	0,38	1,94	1,9	0,38
23	C. P. PI	1	Closed	3	0,88	3,12	3	0,88
19	C. LA CO	1	Closed	6,7	1,95	6,98	6,7	1,95
12	C. LA CA	1	Closed	3,1	0,94	3,24	3,1	0,94
21	C. EL CA	1	Closed	6,7	1,95	6,98	6,7	1,95
25	C. DEL R	1	Closed	3,8	1,11	3,96	3,8	1,11
9	C. CENTE	1	Closed	5,5	1,6	5,73	5,5	1,6
7	C. ALLUR	1	Closed	1,1	0,32	1,15	1,1	0,32
28	C LA AB	1	Closed	1,3	0,54	1,41	1,3	0,54

SEGUNDA ALTERNATIVA DATOS DE CARGA Y PERDIDAS EN LÍNEAS Y TRANFORMADORES

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
8	EL CENTE	13	S/E QUEV	1	Closed	No	8,4	0,2	8,4	80	10,5	0,023032	0,07
11	LA CADEN	13	S/E QUEV	1	Closed	No	24,2	3,7	24,5	80	30,7	0,063414	0,2
2	S/E 1	8	EL CENTE	1	Closed	No	13,9	2,1	14,1	80	17,6	0,027803	0,06
1	SNI	11	LA CADEN	1	Closed	Yes	27,5	4,4	27,8	80	34,8	0,1261	0,4
1	SNI	2	S/E 1	1	Closed	Yes	27,5	4	27,8	80	34,8	0,098383	0,24
13	S/E QUEV	16	S/E V. H	1	Closed	No	12,1	0,8	12,1	55	22	0,196521	0,14
20	EL CARME	24	EL ROCIO	1	Closed	No	3,8	0	3,8	55	6,9	0,009762	-0,08
16	S/E V. H	18	LA CONCO	1	Closed	No	8,1	-0,6	8,1	55	14,7	0,047516	-0,03
13	S/E QUEV	22	P. PILAR	1	Closed	No	3	0,5	3,1	55	5,6	0,018224	0,03
13	S/E QUEV	20	EL CARME	1	Closed	No	10,7	1,7	10,8	55	19,7	0,184485	0,04
4	PETRO	6	S/E ALLU	1	Closed	No	1,1	0,1	1,1	32,3	3,5	0,001843	-0,1
18	LA CONCO	27	LA ABUN	1	Closed	No	1,3	-0,4	1,4	32,3	4,2	0,004611	0
2	S/E 1	4	PETRO	1	Closed	No	3	0,5	3,1	32,3	9,5	0,006442	-0,04
2	S/E 1	3	STO DMGO	1	Closed	Yes	10,5	1	10,6	12,5	84,6	0,026327	0,6
24	EL ROCIO	25	C. DEL R	1	Closed	Yes	3,8	0,1	3,8	10	38,1	0,007465	0,12
11	LA CADEN	12	C. LA CA	1	Closed	Yes	3,1	0,2	3,1	10	31,1	0,00047	0,07
13	S/E QUEV	14	C. QUEVE	1	Closed	Yes	6,7	0,8	6,8	10	67,7	0,022435	0,36
18	LA CONCO	19	C. LA CO	1	Closed	Yes	6,7	-0,2	6,7	10	67,3	0,023221	0,37
8	EL CENTE	9	C. CENTE	1	Closed	Yes	5,5	1,9	5,8	10	58,2	0,01652	0,26
16	S/E V. H	17	C. VALLE	1	Closed	Yes	3,8	1,3	4	10	40	0,008187	0,13
27	LA ABUN	28	C LA AB	1	Closed	Yes	1,3	-0,4	1,4	5	27,2	0,000947	0,02
22	P. PILAR	23	C. P. PI	1	Closed	Yes	3	0,4	3	5	60,6	0	0,13
4	PETRO	5	C. PETRO	1	Closed	Yes	1,9	0,4	2	5	39,1	0,003798	0,06
20	EL CARME	21	C. EL CA	2	Closed	Yes	3,4	0,8	3,4	5	69	0,006089	0,1
20	EL CARME	21	C. EL CA	1	Closed	Yes	3,4	0,8	3,4	5	69	0,006089	0,1
6	S/E ALLU	7	C. ALLUR	1	Closed	Yes	1,1	0,2	1,1	2,5	45,1	0,001583	0,02


LA ABUN
27
0,97 pu
-3,00Deg
1,30 MW
0,02 MVR
C LA AB
28
0,97 pu
-3,60Deg
1,30 MW
-0,02MVR
1,20 MW
0,38 MVR
0,375 MVR
LA CONCO
18
0,97 pu
-2,63 Deg
1,30 MW
0,02 MVR
5,7 MW
0,0 MVR
19
0,97 pu
-5,47 Deg
5,70 MW
1,66 MVR
1,7 MVR
7,02 MW
-0,25MVR
0,98 pu
-2,25 Deg
7,06 MW
0,20 MVR
S/E V. H
16
3,9 MW
-0,3 MVR
0,97 pu
-4,08 Deg
17
3,90 MW
1,1 MVR
0,9 MVR
10,96 MW
-0,60MVR
11,13 MW
0,67 MVR
17,50 MW
-1,61MVR
ELCENTE
0,99 pu
5,52 MW
1,86 MVR
5,50 MW
-1,60MVR
0,98 pu
5,50 MW
1,60 MVR
5,52 MW
-1,86MVR
STO DMGO
3
0,99 pu
-3,82Deg
26
MVR
10,59 MW
3,09 MVR
10,5 MW
1,0 MVR
5,52 MW
1,87 MVR
17,58 MW
1,85 MVR
19,06 MW
-3,30MVR
2
S/E 1
1,00 pu
-0,38Deg
3,01 MW
0,38 MVR
3,01 MW
-0,42MVR
19,11 MW
3,39 MVR
1
1,00 pu
5395 MW
7,00 MVR
SNI
17,20 MW
-2,20MVR
17,25 MW
2,36 MVR
14,10 MW
1,78 MVR
LA CADEN
11
1,08 pu
3,1 MW
-0,3 MVR
12
0,99 pu
3,10 MW
0,91 MVR
0,6 MVR
14,10 MW
1,78 MVR
14,10 MW
1,78 MVR
0,99 pu
-0,75 Deg
6,70 MW
-0,2 MVR
14
0,99 pu
-2,72 Deg
6,70 MW
1,95 MVR
1,8 MVR
S/E QUEV
13
10,71 MW
1,64 MVR
3,02 MW
0,46 MVR
3,00 MW
-0,4 MVR
P. PILAR
22
0,99 pu
-1,27 Deg
3,0 MW
-0,3 MVR
23
0,98 pu
-1,70 Deg
3,00 MW
0,88 MVR
0,6 MVR
3,81 MW
-0,10 MVR
24
ELROCIO
0,97 pu
-2,95 Deg
3,8 MW
0,0 MVR
0,97 pu
-4,30 Deg
25
3,80 MW
1,11 MVR
1,1 MVR
3,82 MW
0,02 MVR
10,65 MVR
-1,61 MVR
ELCARME
20
0,97 pu
-2,32 Deg
3,4 MW
-0,2 MVR
3,4 MW
-0,2 MVR
21
0,97 pu
-1,85 Deg
6,70 MW
1,95 MVR
0,6 MVR
1,10 MW
-0,03MVR
PETRO
4
0,99 pu
-0,17Deg
1,9 MW
-0,10 MVR
5
0,99 pu
1,90 MW
0,40 MVR
1,10 MW
-0,06MVR
S/E ALLU
6
0,99 pu
-0,55Deg
1,1 MW
-0,05 MVR
7
0,99 pu
1,10 MW
0,34 MVR
0,3 MVR

TERCERA ALTERNATIVA DATOS DE VOLTAJE Y CARGA EN LAS SUBESTACIONES

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)
1	SNI	1	Yes	Default	1,00	69,00
2	S/E 1	1	Yes	Default	1,00	68,75
11	LA CADEN	1	Yes	Default	1,00	68,72
8	EL CENTE	1	Yes	Default	0,99	68,64
4	PETRO	1	Yes	Default	0,99	68,59
13	S/E QUEV	1	Yes	Default	0,99	68,58
6	S/E ALLU	1	Yes	Default	0,99	68,48
22	P. PILAR	1	Yes	Default	0,99	68,08
16	S/E V. H	1	Yes	Default	0,98	67,46
20	EL CARME	1	Yes	Default	0,97	67,13
18	LA CONCO	1	Yes	Default	0,97	67,10
24	EL ROCIO	1	Yes	Default	0,97	66,96
27	LA ABUN	1	Yes	Default	0,97	66,88
7	C. ALLUR	1	Yes	Default	0,99	14,26
12	C. LA CA	1	Yes	Default	0,99	13,70
3	STO DMGO	1	Yes	Default	0,99	13,66
14	C. QUEVE	1	Yes	Default	0,99	13,63
5	C. PETRO	1	Yes	Default	0,99	13,61
23	C. P. PI	1	Yes	Default	0,98	13,55
9	C. CENTE	1	Yes	Default	0,98	13,51
17	C. VALLE	1	Yes	Default	0,97	13,43
19	C. LA CO	1	Yes	Default	0,97	13,37
28	C LA AB	1	Yes	Default	0,97	13,37
25	C. DEL R	1	Yes	Default	0,97	13,36
21	C. EL CA	1	Yes	Default	0,97	13,32

Number	Name	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
3	STO DMGO	1	Closed	10,5	3,09	10,95	10,5	3,09
17	C. VALLE	1	Closed	3,9	1,13	4,06	3,9	1,13
14	C. QUEVE	1	Closed	6,7	1,95	6,98	6,7	1,95
5	C. PETRO	1	Closed	1,9	0,4	1,94	1,9	0,4
23	C. P. PI	1	Closed	3	0,88	3,13	3	0,88
19	C. LA CO	1	Closed	5,7	1,66	5,94	5,7	1,66
12	C. LA CA	1	Closed	3,1	0,94	3,24	3,1	0,94
21	C. EL CA	1	Closed	6,7	1,95	6,98	6,7	1,95
25	C. DEL R	1	Closed	3,8	1,11	3,96	3,8	1,11
9	C. CENTE	1	Closed	5,5	1,6	5,73	5,5	1,6
7	C. ALLUR	1	Closed	1,1	0,34	1,15	1,1	0,34
28	C LA AB	1	Closed	1,3	0,38	1,35	1,3	0,38

Anexo 3

REGISTRO DE INTERRUPCIONES

AÑO 2000

REGISTRO DE INTERRUPCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISON DE LA EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO "EMELSAD"

FECHA	TIEMPO DESCONEXION			SUBESTACION	ALIMENTADOR	CARGA		CAUSAS	OBSERVACIONES
	Hora	Hora	TIEMPO		Identificación	DESCONECTADA			
DIA/AA	Inicial	Final	(MINUTOS)		y Voltaje	(MW)	% (1)	(2)	
06-ene-00	6:50	7:20	90	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69kV)	6,212	25,6%	(IF)	Falla en alimenador a 69KV
10-mar-00	11:20	17:30	370	VIA QUITO (1)	Sistema (69kV)	1,517	6,0%	(IF)	Bloqueado Disyuntor No2 a 69 kV Alluriquin cañas sobre las lineas
12-mar-00	0:48	7:38	410	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69kV)	2,071	9,4%	(IF)	Causa desconocida
03-abr-00	17:35	17:50	15	VIA QUITO (1)	salida Alluriquin (69 kV)	2,589	9,7%	(IF)	Disyuntor N°2 salida Alluriquin por falla a tierra
12-jun-00	14:20	14:25	5	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69 kV)	2,000	7,6%	(IF)	Actua reles max tierra fases r-s
12-jun-00	15:00	15:15	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69 kV)	2,000	7,7%	(IF)	Actua reles max línea tierra r-s
22-jun-00	19:42	9:01	883	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69 kV)	4,800	12,1%	(IF)	Actua reles max tierra fases r-s
23-jun-00	12:24	13:45	69	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69 kV)	2,300	10,6%	(IF)	Actua rele de las fases s-t max tierra
12-jul-00	6:55	10:50	245	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	3,900	17,3%	(IF)	Rotura de lineas hojas de palma caidas sobre la linea
06-ago-00	8:27	9:02	35	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,500	13,2%	(IF)	Retiro de arbol caido en las lineas km 40 Via Quinlnde
03-sep-00	15:44	19:00	196	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,000	11,3%	(IF)	Falla a tierra , cometa caida sobre las lineas desconecta a la sub Concordia
03-sep-00	22:30	23:10	40	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69kV)	2,600	10,4%	(IF)	Por descarga atmosferica
24-sep-00	17:40	17:55	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69kV)	1,364	6,9%	(IF)	Causa desconocida
08-nov-00	7:55	8:05	10	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	3,220	17,1%	(IF)	Sale de servicio las S/Es V Hermoso y Concordia (Fala a Tierra S-T-N)
16-nov-00	10:03	10:15	12	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69 kV)	2,290	9,2%	(IF)	Sale de servicio Subestación EL Carmen (Actua Relé R-T)
		TOTAL	**40:10:00**						

ANO 2001

REGISTRO DE INTERRUPCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISON DE LA EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO "EMELSAD"

TIEMPO DESCONEXION				SUBESTACION	ALIMENTADOR (Identificación y Voltaje)	CARGA DESCONECTADA		CAUSAS	OBSERVACIONES
FECHA DIA-MES	Hora Inicial	Hora Final	TIEMPO (MINUTOS)			(MW)	% (1)	(2)	
12-ene-01	18.05	18:17	12	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	3,600	14,1%	(EF)	Actua el relé maxima tierra y la fase S
17-mar-01	17:45	17:55	10	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	1,402	5,5%	(EF)	Descargas atmosféricas y fuerte tempestad
30-mar-01	12:50	13:00	10	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,426	9,4%	(EF)	Actua el relé maxima tierra y la fase T
31-mar-01	19:55	20:10	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	5,473	14,1%	(EF)	Descargas atmosféricas y fuerte tempestad
05-abr-01	9:00	9:20	20	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	1,040	4,5%	(EF)	Actua el relé maxima tierra y la fase S
10-abr-01	4:15	11:00	405	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	1,875	9,2%	(EF)	Actua el relé de sobrecorriente y maxima tierra se intenta conectar opera nuevamente
18-abr-01	10:35	11:40	5	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	3,500	13,1%	(EF)	Opera el rele de las fases R-S por cometa calad sobre las lineas
16-may-01	15:20	15:30	10	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	3,743	17,2%	(EF)	Actua el relé maxima tierra y la fase S
30-may-01	9:25	11:43	30	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	2,334	10,1%	(IF)	Cañas caidas sobre las lineas km 8 via Chone
03-jun-01	8:10	8:30	20	TRANSELECTRIC	SISTEMA A 69 KV CTO 1 Y 2	14,160	100,0%	(EF)	Falla en TRANSELECTRIC en el lavado
04-jun-01	12:25	12:35	10	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	2,272	9,2%	(EF)	Actua el relé fase R
01-sep-01	8:52	9:00	8	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	1,481	6,6%	(EF)	Actua relé maximo a tierra
04-sep-01	10:15	10:25	10	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,159	8,9%	(EF)	Actua relé maximo a tierra
19-sep-01	19:00	19:25	5	VIA QUEVEDO (2)	Patio a (69 kV)	16,113	36,4%	(EF)	Falla en la fase A Disyuntor de TRANSELECTRIC
24-sep-01	8:55	11:20	145	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,150	9,0%	(IF)	Corto circuito km 32 Via Quininde arbol sobre la linea
06-oct-01	8:35	8:55	20	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	1,481	6,7%	(EF)	Actua relé maximo a tierra
26-oct-01	8:36	13:40	304	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	1,890	8,4%	(EF)	Actua relés de fase R y S km 32 Via Quevedo. cañas sobre las líneas
17-nov-01	5:30	7:57	4	VIA QUITO (1)	Patio a 69 kV	5,081	23,3%	(IF)	Poste Chocado 515
25-nov-01	20:30	20:37	7	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	5,085	12,4%	(EF)	Cambio de fusible en el By Pass Quito-Quevedo con coordinación CENACE
08-nov-01	9:30	9:43	13	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	3,257	14,4%	(EF)	Actua relés máximo a tierra
26-nov-01	11:55	12:03	304	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	2,131	8,3%	(EF)	Sale fuera de servicio devido a la limpieza de la linea a 69 kv (cto# 3)
26-nov-01	12:50	13:20	30	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	2,131	8,4%	(EF)	Sale fuera de servicio devido a la limpieza de la linea a 69 kv (cto# 3)
26-nov-01	13:05	13:20	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,374	9,4%	(EF)	Sale fuera de servicio devido a la limpieza de la línea a 69 kv (cto# 3)
26-nov-01	13:05	14:50	105	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	2,988	11,8%	(EF)	Trabajos en la S/E el Carmen
13-dic-01	19:00	19:05	5	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	5,655	12,6%	(EF)	Causa desconocida
13-dic-01	19:00	19:05	5	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	5,472	12,0%	(EF)	Causa desconocida
14-dic-01	9:55	10:20	25	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,170	9,2%	(EF)	Causa desconocida
14-dic-01	9:55	10:20	25	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	3,248	13,7%	(EF)	Causa desconocida
14-dic-01	9:55	15:15	320	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	1,890	8,0%	(EF)	Causa desconocida
19-dic-01	9:55	10:10	5	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,172	8,4%	(EF)	Corto circuito actua rele fase S y T
19-dic-01	13:10	14:30	80	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,225	8,4%	(IF)	Cañas sobre las líneas km 32
21-dic-01	10:45	14.20	213	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69 kV)	1,890	7,9%	(EF)	Actua el relé max a tierra
21-dic-01	11:02	11:15	13	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69 kV)	2,275	9,5%	(EF)	Causa desconocida
21-dic-01	11:02	11 15	13	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	3,298	13,7%	(EF)	Causa desconocida
	TOTAL	37:01:00							

DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISON DE LA EMPRESA ELECTRICA
SANTO DOMINGO "EMELSAD"

TIEMPO DESCONEXION				SUBESTACION	ALIMENTADOR (Identificación y Voltaje)	CARGA DESCONECTADA		CAUSAS	OBSERVACIONES
FECHA D/M/AA	Hora Inicial	Hora Final	TIEMPO (MINUTOS)			(MW)	% [1]	[2]	
04-ene-02	1:56	2:54	58	VIA QUITO (1)	ALLURIQUIN (69 kV)	1,920	8,7%	(IF)	Causa desconocida
29-ene-02	0:30	13:35	785	VIA QUITO (1)	AlluRiQUIN (69 kV)	0,890	4,1%	(IF)	Arbol caido ssector (Tinalandia)
16-ene-02	10:35	12:35	120	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	3,330	12,9%	(IF)	Falla al normalizar el Cto 3(69 kV)
16-ene-02	10:35	12:35	120	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69kV)	2,160	8,4%	(IF)	Falla al normalizar el Cto 3(69 kV)
16-ene-02	10:39	11:13	34	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69kV)	1,880	7,3%	(IF)	Falla al normalizar el Cto 3(69 kV)
20-ene-02	21:20	21:50	30	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69kV)	1,760	4,7%	(EF)	Accion del rele de la Fase S
30-ene-02	16:35	16:50	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3 (69kV)	2,250	8,1%	(EF)	Accion del rele de Fase S , ramas en la línea
02-feb-02	23:42	23:50	8	VIA QUEVEDO (2)	Patio a (69kV)	16,650	58,4%	(EF)	Desconexón Disyuntor Cto Sto Dgo 2 causa desconocida TRANSELECTRIC
04-feb-02	13:55	14:20	25	VIA QUEVEDO (2)	Patio a (69kV)	1,103	5,4%	(IF)	Arbol caido sobre las líneas en el km 26 Vía Chone actua Disyuntor Cto#1
04-feb-02	14:20	18:27	243	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1 (69kV)	2,210	10,7%	(IF)	Arbol caido sobre las líneas en el km 26 Vía Chone actua Disyuntor Cto#1
04-feb-02	14:40	15:10	120	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	2,650	12,9%	(IF)	Arbol caido sobre las líneas en el km 26 Vía Chone actua Disyuntor Cto#1
13-feb-02	4:25	4:40	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2 (69kV)	2,670	11,9%	(EF)	Acción de reles de las fases S y T (ramas rozantes en las lineas)
06-mar-02	19:36	19:49	10	VIA QUITO (1)	Patio a (69kV)	12,420	27,4%	(EF)	Descargas atmosfericas
10-mar-02	5:15	11:50	395	VIA QUITO (1)	Alluriquin (69 kV)	0,860	4,3%	(EF)	Caida de arbol sobre las líneas
15-mar-02	19:22	19:55	33	VIA QUITO (1)	Patio a (69kV)	12,770	31,1%	(EF)	Descargas atmosfericas
06-mar-02	13:55	14:10	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	2,110	7,6%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S
07-mar-02	13:40	13:55	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	2,100	7,3%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S
07-mar-02	20:55	21:20	25	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	2,700	6,4%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S por tempestad
15-mar-02	19:10	20:00	50	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2(69 kV)	5,520	13,2%	(IF)	Causa desconocida
15-mar-02	19:25	20:00	35	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	4,520	11,9%	(IF)	Causa desconocida
15-mar-02	21:35	22:00	25	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	4,140	12,1%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S por tempestad
15-mar-02	22:22	23:10	48	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	2,070	6,8%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S por tempestad
17-mar-02	6:28	6:48	20	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2(69 kV)	2,460	12,0%	(EF)	Accion del relé max tierra
22-mar-02	20:05	20:30	25	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	6,060	13,4%	(EF)	Acción del relé max a tierra
24-mar-02	0:27	0:42	15	VIA QUEVEDO (2)	Patio a (69 kv)	16,090	68,5%	(EF)	Desconección fuerte tempestad
25-mar-02	21:45	22:05	20	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2(69 kV)	4,769	12,1%	(EF)	Accion del relé max tierra
27-mar-02	21:30	21:45	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	5,671	13,3%	(EF)	Accion del relé max a tierra
28-mar-02	12:18	12:32	14	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	2,649	9,3%	(EF)	Accion del relé max a tierra
29-mar-02	21:06	21:20	14	VIA QUEVEDO (2)	Patio a (69 kv)	22,500	65,7%	(EF)	Relé max a tierra , fuerte tempestad
09-abr-02	16:00	16:15	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	2,156	8,1%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S
10-abr-02	8:20	8:35	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	2,069	8,0%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S
17-abr-02	13:32	14:20	48	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	1,994	7,5%	(EF)	Accion del relé de la fase R y T por tempestad
18-abr-02	6:10	14:20	490	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2(69 kV)	3,174	12,8%	(EF)	Accion del relé Max
25-abr-02	15:30	15:45	5	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	2,640	9,6%	(EF)	Accion del relé Fase R y T
25-abr-02	19:07	19:20	13	VIA QUEVEDO (2)	Patio a(69 kV)	29,400	63,7%	(EF)	Falla en TRANSELECTRIC
26-abr-02	19:20	19:30	10	VIA QUEVEDO (2)	Patio a(69 kV)	29,400	73,0%	(EF)	Sobrecarga en la fase C en TRANSELECTRIC
28-abr-02	19:00	19:17	17	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	2,295	5,5%	(EF)	Accion de relé fase R y T inst y max a tierra
24-may-02	15:15	15:30	15	VIA QUITO (1)	Cto Alluriquin (69 kV)	0,910	3,3%	(EF)	Actua el relé R y S
12-jun-02	14:11	16:53	162	VIA QUITO (1)	Cto Alluriquin (69 kV)	0,856	3,2%	(EF)	Falla fase R-T instantáneo por sobrecorriente.
02-jun-02	18:15	18,35	20	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	1,688	7,0%	(EF)	Accion del relé de la fase R y S imstantáneos.
06-jun-02	9:50	10:05	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2(69 kV)	6,222	23,0%	(EF)	Accion del relé de máxima tierra instantáneo
19-jun-02	17:02	17:15	13	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	2,460	9,3%	(EF)	Accion del relé de máxima tierra instantáneo
08-jul-02	10:45	11:00	15	VIA QUEVEDO (2)	Cto #1(69 kV)	2,113	8,7%	(EF)	Acción elé Max a tierra.
01-ago-02	8:46	11:30	164	VIA QUEVEDO (2)	Cto #2(69 kV)	4,937	20,6%	(IF)	Disyuntor en mal estado, dos contactos dañados.
04-ago-02	2:15	12:18	603	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	1,301	6,2%	(IF)	Pararrayo quemado, y chicote arrancado.
09-ago-02	9:12	16:20	428	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	1,746	7,0%	(EF)	Por actúa relés. Caña de guadua sobre línea. Km 10 via Quevedo
13-ago-02	12:20	16:06	226	VIA QUEVEDO (2)	Cto #3(69 kV)	1,614	6,8%	(EF)	Relé fase S y tierra instantáneo. Arbol sobre las líneas en el Km 16.

AÑO 2002

FECHA Desconexión dd-mmm-aa	HORA Desconexión hh:mm	FECHA Conexión/Normalización dd-mmm-aa	HORA Conexión/Normalización hh:mm	TIEMPO Duración de la falla Horas	FALLA EN S/E (2)	FALLA EN ALIMENTADOR (3)	NIVEL DE VOLTAJE kV (4)	CARGA INSTALADA Alimentador kVA (5)	CARGA Desconectada kVA	CLASIFICACIÓN DE LA FALLA (7)	CAUSA ORIGINAL DE LA FALLA (8)
30-sep-02	1:32	30-sep-02	1:45	0:13	#1, S/E Quito	Todos los alimentadores	69	38900	7290	ET	Falla en el relé de la fase "C", en TRANSELECTRIC.
28-sep-02	21:50	28-sep-02	22:10	0:20	#2, S/E Quevedo	Patricia Pilar	69	11200	2640	EO	Descargas Atmosféricas
1-oct-02	0:53	1-oct-02	2:39	1:46	#1, S/E Quito	Todos los alimentadores	69	38900	6822	ET	Descargas eléctricas se funde chicote a la salida del disyuntor en vacío en la fase S. En TRANS.
3-oct-02	4:12	3-oct-02	4:47	0:35	#1, S/E Quito	Todos los alimentadores	69	38900	7358	ET	Explosión de pararrayos en el transformador de potencia. En TRANSELECTRIC.
1-oct-02	1:10	1-oct-02	3:35	2:25	#2, S/E Quevedo	El Carmen	69	16000	2877	IC	Descargas Atmosféricas, actúan relés de las fases S y T.
1-oct-02	1:15	1-oct-02	1:50	0:35	#2, S/E Quevedo	La Concordia	69	19900	2283	IC	Descargas Atmosféricas, actúan relés de las fases S y Máxima a tierra.
5-oct-02	4:15	5-oct-02	4:45	0:30	#2, S/E Quevedo	Patricia Pilar	69	11200	1515	IC	Descargas Atmosféricas, actúan relés de las fases R y T.
18-oct-02	15:22	18-oct-02	15:41	0:19	#2, S/E Quevedo	El Carmen	69	16000	3097	IC	Descargas Atmosféricas, actúan relés de las fases R y T.
22-oct-02	11:52	22-oct-02	12:18	0:26	#2, S/E Quevedo	La Concordia	69	19900	3771	IC	Descargas Atmosféricas, actúan relés de las fases S y Máxima a tierra.
5-oct-02	5:35	5-oct-02	6:00	0:25	#3, S/E La Concordia	Todos los circuitos	69	19900	3490	IC	Descargas atmosféricas
14-oct-02	4:16	14-oct-02	4:38	0:22	#3, S/E La Concordia	Todos los circuitos	69	19900	2867	IC	Descargas atmosféricas
18-oct-02	15:26	18-oct-02	15:41	0:15	#3, S/E La Concordia	Todos los circuitos	69	19900	4465	IC	Descargas atmosféricas
1-oct-02	0:40	1-oct-02	7:22	6:42	#6, S/E Alluriquín	Todos los alimentadores	69	5500	892	INT	Fallas en los reles fase T y máxima tierra
18-nov-02	16:39	18-nov-02	16:48	0:09	#1, S/E Quito	Todos los alimentadores	69	38900	11306	IC	Descargas Atmosféricas
21-nov-02	3:25	21-nov-02	3:50	0:25	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	19900	3249	IC	Descargas atmosféricas
21-nov-02	5:35	21-nov-02	6:10	0:35	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	19900	3318	IC	Descargas atmosféricas
21-nov-02	7:00	21-nov-02	7:35	0:35	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	19900	3283	INT	Vejucos sobre las líneas
21-nov-02	9:18	21-nov-02	12:28	3:10	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	19900	4071	INT	Persiste el daño de vejucos sobre las líneas
18-nov-02	17:30	18-nov-02	18:05	0:35	#4, S/E El Carmen	El Carmen	69	16000	3557	IC	Descargas atmosféricas
4-nov-02	15:23	4-nov-02	23:15	7:52	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11200	2569	INT	Cañas sobre las líneas en el km 32
18-nov-02	16:39	18-nov-02	16:48	0:09	#6, S/E Alluriquin	Todos los alimentadores	69	5500	961	IC	Descargas Atmosféricas
10-nov-02	8:25	10-nov-02	17:00	8:35	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	1461	IPA	Instalación del GIS
21-nov-02	3:25	21-nov-02	3.50	0:25	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	2637	IC	Descargas atmosféricas
21-nov-02	5:35	21-nov-02	6:10	0:35	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	1908	IC	Descargas atmosféricas
21-nov-02	7:00	21-nov-02	7:35	0:35	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	2161	INT	Vejucos sobre las líneas
21-nov-02	9:18	21-nov-02	12:28	3:10	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	2319	INT	Persiste el daño de vejucos sobre las líneas
27-dic-02	11:58	27-dic-02	12:45	0:47	#1, S/E Quito	Todos los alimentadores	69	38900	4421	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	13:45	27-dic-02	13:55	0:10	#1, S/E Quito	Todos los alimentadores	69	38900	3212	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	12:05	27-dic-02	12:45	0:40	#2, S/E Quevedo	Todos los alimentadores	69	50100	7303	ET	Problema en la barra #1 en TRANSELECTRIC.
27-dic-02	13:30	27-dic-02	14:00	0:30	#2, S/E Quevedo	Todos los alimentadores	69	50100	6393	ET	Problema en la barra #1 en TRANSELECTRIC.
27-dic-02	12:05	27-dic-02	12:45	0:40	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	19900	3820	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	13:35	27-dic-02	14:00	0:25	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	19900	3271	ET	Falla en TRANSELECTRIC
18-dic-02	9:17	18-dic-02	9:25	0:08	#4, S/E El Carmen	Todos los alimentadores	69	16000	2713	INO	Por sobrecorriente
27-dic-02	12:08	27-dic-02	12:46	0:38	#4, S/E El Carmen	Todos los alimentadores	69	16000	3002	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	13:35	27-dic-02	13:54	0:19	#4, S/E El Carmen	Todos los alimentadores	69	16000	2852	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	12:05	27-dic-02	12:45	0:40	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11200	2143	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	13:35	27-dic-02	13:55	0:20	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11200	1869	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	11:58	27-dic-02	12:45	0:47	#6, S/E Alluriquín	Todos los alimentadores	69	5500	1074	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	13:45	27-dic-02	13:55	0:10	#6, S/E Alluriquín	Todos los alimentadores	69	5500	942	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	12:05	27-dic-02	12:45	0:40	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	2814	ET	Falla en TRANSELECTRIC
27-dic-02	13:35	27-dic-02	14:00	0:25	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	1548	ET	Falla en TRANSELECTRIC

AÑO 2003

REGISTRO DE INTERRUPCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISON DE LA EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO "EMELSAD"

FECHA Desconexión dd mmm-aa	HORA Desconexión hh:mm	FECHA Conexión/Normalización dd-mmm-aa	HORA Conexión/Normalización hh:mm	TIEMPO Duración de la falla Horas	FALLA EN S/E (2)	FALLA EN ALIMENTADOR (3)	NIVEL DE VOLTAJE kV (4)	CARGA INSTALADA Alimentador kVA (5)	CARGA Desconectada kVA	CLASIFICACIÓN DE LA FALLA (7)	CAUSA ORIGINAL DE LA FALLA (8)
17-ene-03	10:50	17-ene-03	11:02	0:12	#2, S/E Quevedo	Todos los alimentadores	69	39300	5735	ET	Problema en TRANSELECTRIC
10-ene-03	9:05	10-ene-03	12:05	3:00	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	20200	4005	IPO	Para realizar cambio de un banco de capacitores en la S/E
17-ene-03	4:45	17-ene-03	16:00	11:15	#3, S/E La Concordia	Todos los alimentadores	69	20200	3592	INT	Arbol sobre la linea en el sector de la Coop. Libertad Maldonado.
17-ene-03	10:43	17-ene-03	10:55	0:12	#4, S/E El Carmen	Todos los alimentadores	69	16200	2820	INO	En el momento de conectar la S/E la Concordia hubo una falla y salio el Carmen
22-ene-03	10:28	22-ene-03	18:10	7:42	#4, S/E El Carmen	Todos los alimentadores	69	16200	2832		No se encontro daño
15-ene-03	8:52	15-ene-03	11:00	2:08	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11300	1400	INO	Cañas de guaduas sobre las líneas
17-ene-03	10:45	17-ene-03	10:55	0:10	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11300	2738	ET	Falla en TRANSELECTRIC
22-ene-03	14:28	22-ene-03	17:23	2:55	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11300	1588	INO	Hojas sobre las lineas
10-ene-03	9:05	10-ene-03	12:05	3:00	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	2807	ET	Falla en TRANSELECTRIC
17-ene-03	4:45	17-ene-03	16:00	11:15	#7, S/E Valle Hermoso	Todos los alimentadores	69	5300	2574	ET	Falla en TRANSELECTRIC
17-ene-03	10:42	17-ene-03	10:47	0:05	#9, S/E La Cadena	Todos los alimentadores	69	6900	1513	INO	Falla carga de bateria.
25-ene-03	13:45	25-ene-03	15:10	1:25	#9, S/E La Cadena	Todos los alimentadores	69	6900	1532	INO	Falla de sobrecorriente
25-feb-03	15:11	25-feb-03	15:26	0:15	#2, S/E Quevedo	Todos los alimentadores	69	39300	4786	16,72	Falla Sobre corriente
25-feb-03	15:26	25-feb-03	16:45	1:19	#2, S/E Quevedo	Todos los alimentadores	69	39300	4786	17,66	Se encontraron unas balsas caidas sobre las lineas en el Km 26
6-feb-03	17:00	6-feb-03	17:18	0:18	#4, S/E El Carmen	Todos los alimentadores	69	16000	6187	20,61	Falla sobre corriente en la fase S
20-feb-03	8:38	20-feb-03	9:39	1:01	#4, S/E El Carmen	Todos los alimentadores	69	16000	4709	17,05	Falla sobre corriente en la fase S
20-feb-03	13:00	20-feb-03	15:52	2:52	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11300	2343	7,97	Cambiar el transformador
25-feb-03	15:07	25-feb-03	16:44	1:37	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	11300	2255	7,88	Arbol sobre las líneas
12-feb-03	3:40	12-feb-03	7:05	3:25	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	7700	2350	10,25	Falla sobre corriente
19-feb-03	11:50	19-feb-03	12:35	0:45	#5, S/E P. Pilar	Todos los alimentadores	69	7700	3350	10,90	Falla sobre corriente
			TOTAL	6:51							

Anexo 4

INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.

CALCULO DE LAS TASAS DE FALLA PARA EMELSAD DEL SISTEMA DE SUBTRANMISION (ULTIMOS TRES AÑOS)

LÍNEAS DE SUBTRANSMISION	distancia Km.	m del 2000	m del 2001	m del 2002	b del 2000	b del 2001	b del 2002	λdel 2000	λdel 2001	λdel 2002	λtotal
S/E de TRANSELECTRIC a S/E Sto. Dmgo.	4,524	6	1	6	0,227	0,038	0,227	1,029	0,171	1,029	0,742829
S/E de TRANSELECTRIC a S/E Oeste.	9,505	0	1	5	0,000	0,008	0,042	0,000	0,079	0,396	0,168464
S/E Sto. Dmgo. A S/E Petrocomercial	5,807	0	0	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0
S/E Petrocomercial a S/E Alluriquin	12,373	1	2	4	0,038	0,076	0,152	0,689	1,378	2,755	1,607366
S/E Oeste a S/E La Concordia.	39,836	9	11	12	0,075	0,092	0,100	2,989	3,653	3,985	3,54204
Derivación a S/E Valle Hermoso.	0,205	0	0	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0
S/E Oeste a S/E El Carmen	32,296	6	9	9	0,050	0,075	0,075	1,615	2,423	2,423	2,163713
S/E Oeste a S/E Patricia Pilar.	38,103	3	9	14	0,025	0,075	0,117	0,953	2,859	4,447	2,752709
S/E Sto. Dmgo. a S/E El Centenario	3,687	0	0	2	0,000	0,000	0,076	0,000	0,000	0,279	0,093138
Derivación a S/E La Cadena.	0,019	0	0	1	0,000	0,000	0,008	0,000	0,000	0,000	5,28E-05
	TOTAL	25	33	53							

NOTA:

m = CANTIDAS DE FALLAS
b = NUMERO DE FALLAS, POR Km / AÑO
λ = TASA DE FALLAS

INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ANALIZADOS EN SUBTRANSMISION

SISTEMA ACTUAL

COMSUMIDOR	λ FALLAS/AÑO	r (HORAS)	μ (HORAS/AÑO)	Numero Clientes	FEC	DEC
T1	0,743	2,080	1,5451	18037	0,266	0,553
T2	0,836	2,080	1,7388	9071	0,092	0,192
T3	2,350	2,080	4,8884	2312	0,066	0,138
T4	0,158	2,080	0,3296	15378	0,102	0,212
T5	2,312	2,080	4,8093	14860	0,418	0,870
T6	2,911	2,080	6,0552	5218	0,185	0,385
T7	3,701	2,080	7,6970	17276	0,778	1,619
			TOTAL	**82152**	**1,9075**	**3,9676**

PRIMERA ALTERNATIVA (EN ANILLO ENTRE LA S/E 2 Y SIN)

COMSUMIDOR	λ FALLAS/AÑO	r (HORAS)	μ (HORAS/AÑO)	Número Abonados	FEC	DEC
T1	0,002	1,0400	0,002	21272	0,0005	0,0005
T2	0,002	1,0400	0,002	10696	0,0003	0,0003
T3	1,612	2,0787	3,351	2727	0,0496	0,1031
T4	0,000	1,0400	0,001	18132	0,0001	0,0001
T5	0,603	1,3513	0,815	0	-	-
T6	2,150	2,0798	4,473	10942	0,2567	0,5339
T7	2,750	2,0798	5,721	6151	0,1636	0,1237
T8	0,005	1,0400	0,005	17591	0,0005	0,0006
T9	0,825	2,0738	1,711	2782	0,0247	0,0512
T10	2,640	2,0798	5,492	6578	0,2318	0,4820
			TOTAL	96871	0,7278	1,2954

SEGUNDA ALTERNATIVA ANILLO (ENTRE S/E 2 , S/E 8, S/E 1, SIN, S/E 2)

COMSUMIDOR	λ FALLAS/AÑO	r (HORAS)	μ (HORAS/AÑO)	Número Abonados	FEC	DEC
T1	0,0002	1,0400	0,0002	21272	0,00005	0,00006
T2	0,0002	1,0400	0,0002	10696	0,00002	0,00003
T3	1,6102	2,0799	3,3490	2727	0,04957	0,10309
T4	0,0002	1,0400	0,0002	18132	0,00002	0,00002
T5	0,3918	2,0800	0,8149	0	-	-
T6	2,1502	2,0799	4,4722	10942	0,25669	0,53391
T7	2,7502	2,0799	5,7202	6151	0,16359	0,12372
T8	3,5402	2,0800	7,3634	17591	0,38730	0,80556
T9	4,3602	2,0800	9,0690	2782	0,13059	0,27162
T10	2,6402	2,0799	5,4914	6578	0,23173	0,48198
			TOTAL	96871	1,21956	2,31997

PRIMERA ALTERNATIVA ANILLO (ENTRE S/E 2 , S/E 3, S/E 8, S/E 1, SIN, S/E 2)

COMSUMIDOR	λ FALLAS/AÑO	r (HORAS)	μ (HORAS/AÑO)	Número Abonados	FEC	DEC
T1	0,743	2,0721	1,539	21272	0,266	0,551
T2	1,579	0,6308	0,996	10696	0,174	0,110
T3	3,093	1,5803	4,888	2727	0,087	0,138
T4	0,000	1,0400	0,000	18132	0,000	0,000
T5	0,392	0,0000	0,000	0	0,000	0,000
T6	2,471	1,8101	4,472	10942	0,447	0,809
T7	3,540	1,6158	5,720	6151	0,225	0,363
T8	3,859	1,9081	7,363	17591	0,812	1,549
T9	4,360	2,0800	9,069	2782	0,125	0,260
T10	2,640	2,0800	5,491	6578	0,179	0,373
			TOTAL	96871	1,62	3,38

MATRIZ DE ESTADO DEL SISTEMA ACTUAL

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
T1	I	I	I	N	N	N	N	I	I	I	N	N	N	N
T2	N	I	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N
T3	N	N	I	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N
T4	N	N	N	I	I	I	I	N	N	N	I	N	N	N
T5	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	I	I	I
T6	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	I	N
T7	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	I
P1	I	I	I	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N
P2	N	I	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N
P3	N	N	I	N	N	N	N	R	R	I	N	N	N	N
P4	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	I	I	I	I
P5	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	R	I	R	R
P6	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	R	R	I	R
P7	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	R	R	R	I

CALCULO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA PARA LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS Y EL SISTEMA ACTUAL

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.
ENERGIA NO SUMINISTRADA 2004 2020
evaluado a diferentas precios en valor futuro para el sistema actual

Años	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENS (Kwh)	143698	152736	161483	169741	179017	188887	199258	208637	219310	229694	240694	251858	263292	274996	286972	299217	311733
Costo 0,5 USD	71849	76368	80741	84871	89509	94444	99629	104318	109655	114847	120347	125929	131646	137498	143486	149609	155867
Costo 1,5 USD	215547	229104	242224	254612	268526	283331	298887	312955	328965	344540	361041	377786	394938	412495	430457	448826	467600
Costo 2,0 USD	287396	305472	322965	339482	358035	377774	398516	417274	438620	459387	481388	503715	526583	549993	573943	598434	623467
Costo 3,0 USD	431094	458208	484448	509223	537052	566661	597773	625911	657930	689081	722082	755573	789875	824989	860915	897651	935200

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.
ENERGIA NO SUMINISTRADA 2004 2020
evaluado a diferentas precios en valor futuro para el segunda alternativa

Años	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENS (Kwh)	111802	119123	126430	133147	140597	148848	157354	165061	173803	182372	190768	199907	209274	218870	228694	238746	249026
Costo 0,5 USD	55901	59561	63215	66574	70299	74424	78677	82530	86902	91186	95384	99954	104637	109435	114347	119373	124513
Costo 1,5 USD	167704	178684	189645	199721	210896	223271	236031	247591	260705	273558	286152	299861	313912	328305	343041	358119	373539
Costo 2,0 USD	223605	238246	252860	266295	281194	297695	314709	330121	347607	364744	381536	399814	418549	437740	457388	477492	498052
Costo 3,0 USD	335407	357369	379289	399442	421791	446543	472063	495182	521410	547116	572304	599721	627823	656610	686081	716237	747078

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.
ENERGIA NO SUMINISTRADA 2004 2020
evaluado a diferentas precios en valor futuro tercera alternativa

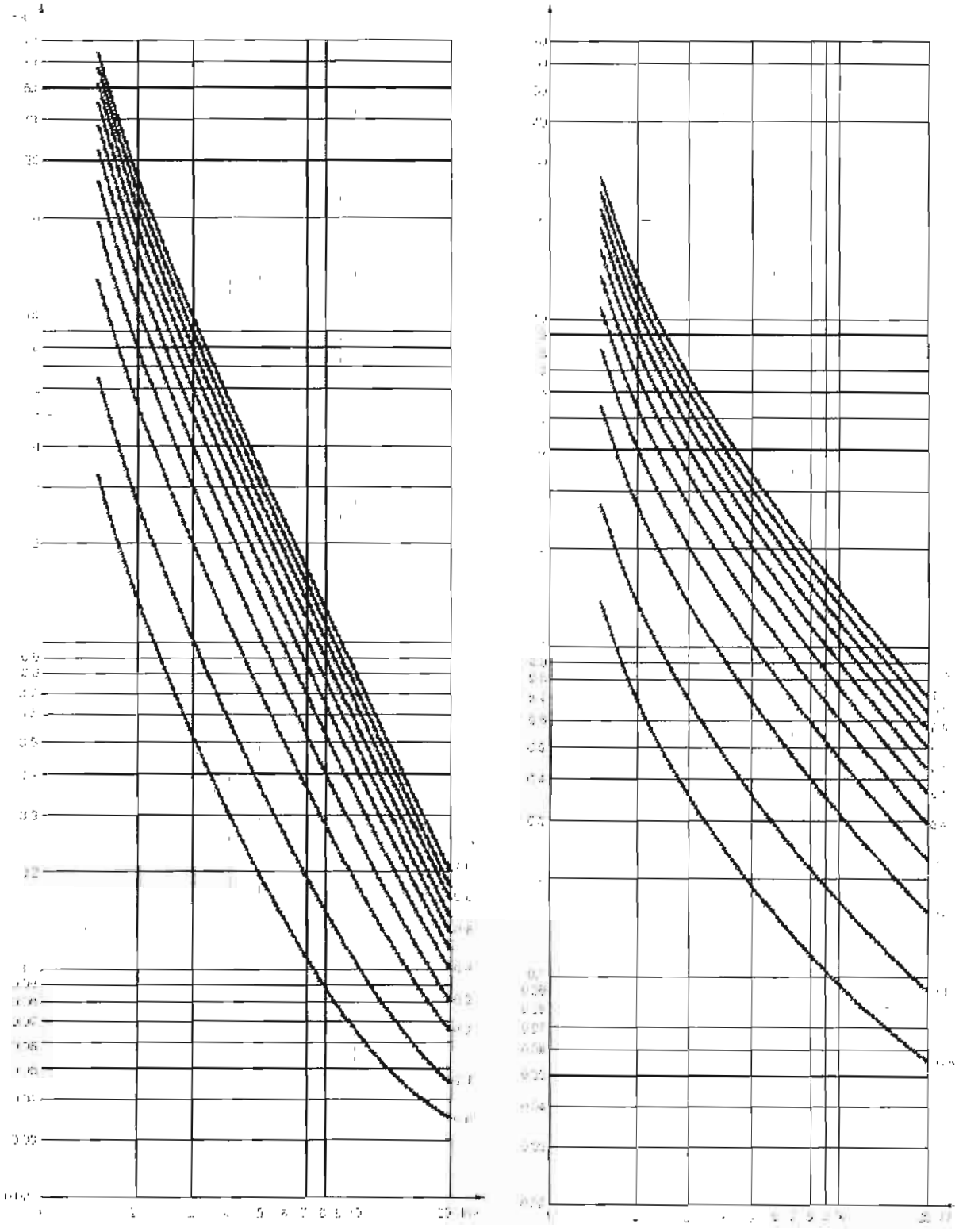
Años	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENS (Kwh)	105657	112688	119789	126253	133389	141409	149617	157069	165511	173807	182565	191468	200595	209945	219519	229316	239337
Costo 0,5 USD	52829	56344	59895	63126	66694	70705	74809	78535	82756	86903	91283	95734	100297	104972	109759	114658	119669
Costo 1,5 USD	158486	169033	179684	189379	200083	212114	224426	235604	248267	260710	273848	287202	300892	314917	329278	343974	359006
Costo 2,0 USD	211315	225377	239579	252506	266777	282819	299235	314139	331022	347613	365131	382936	401190	419890	439038	458632	478674
Costo 3,0 USD	316972	338065	359368	378759	400166	424228	448852	471208	496533	521420	547696	574405	601784	629835	658556	687948	718012

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.
ENERGIA NO SUMINISTRADA 2004 2020
evaluado a diferentas precios en valor futuro primera alternativa

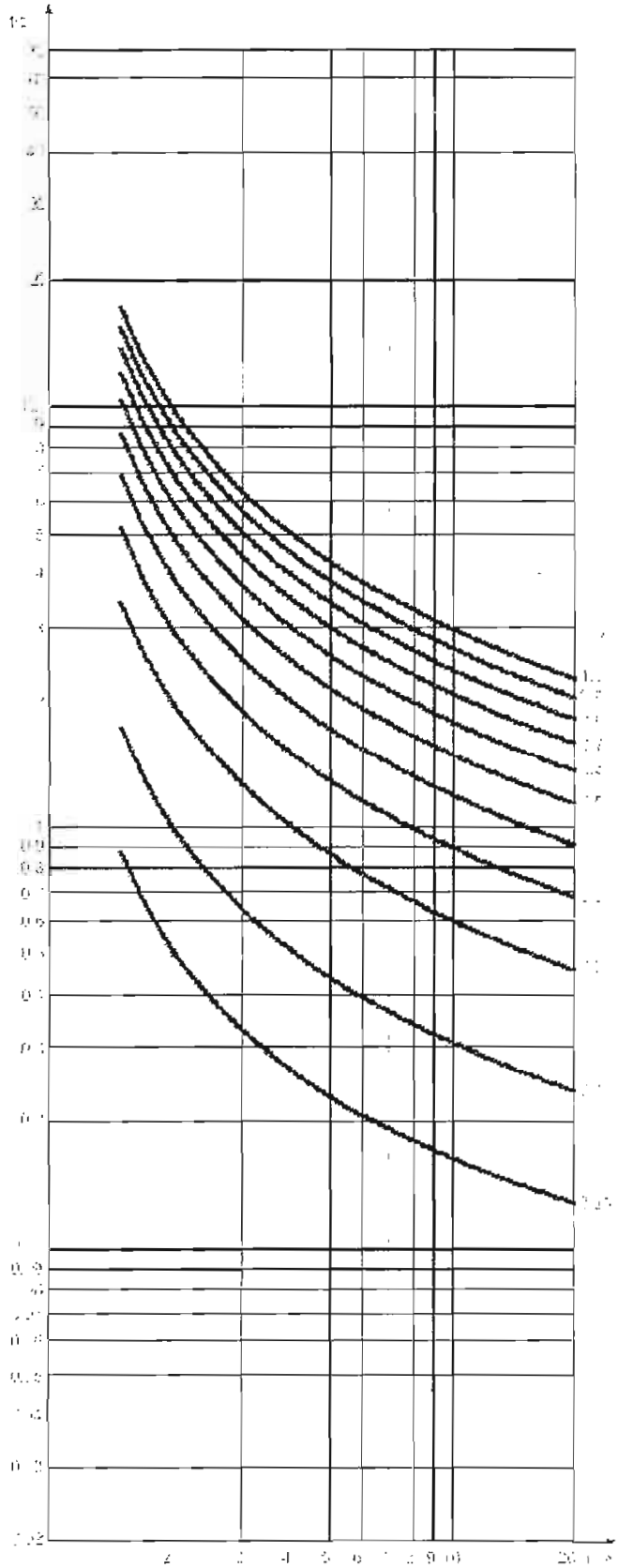
Años	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENS (Kwh)	56459,9	59909,25	63133,9	66249	69835	73219,5	77084,9	80569	84484,6	88333,2	92295	96351	100494	**104726**	**109045**	**117949**	**122532**
Costo 0,5 USD	28229,9	29954,62	31566,9	33124,5	34917	36609,7	38542,5	40285	42242,3	44166,6	46148	48175	50247	52363	54523	58974	61266
Costo 1,5 USD	56459,9	59909,25	63133,9	66249	69835	73219,5	77084,9	80569	84484,6	88333,2	92295	96351	100494	104726	109045	117949	122532
Costo 2,0 USD	112920	119818,5	126268	132498	139670	146439	154170	161138	168969	176666	184591	192701	200988	209451	218091	235897	245065
Costo 3,0 USD	169380	179727,7	189402	198747	209505	219658	231255	241707	253454	265000	276886	289052	301483	314177	327136	353846	367597

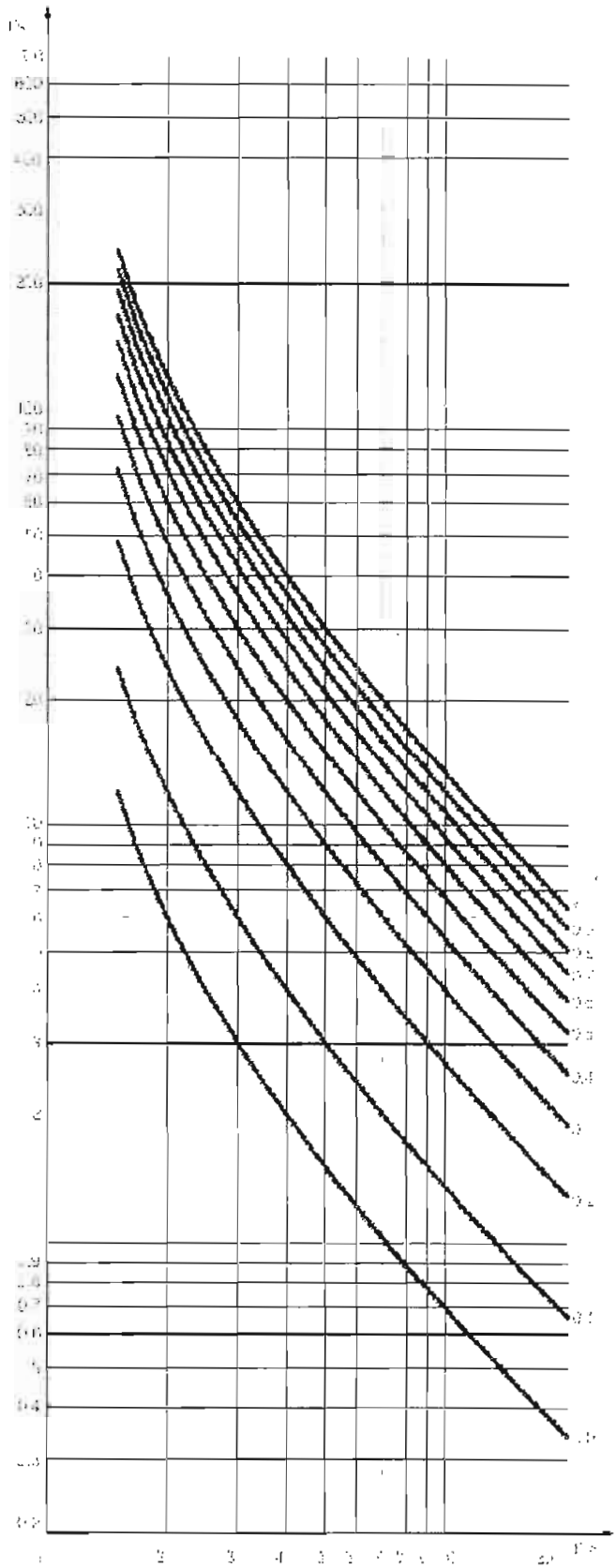
Anexo 5

CURVAS DE LOS RELÉS

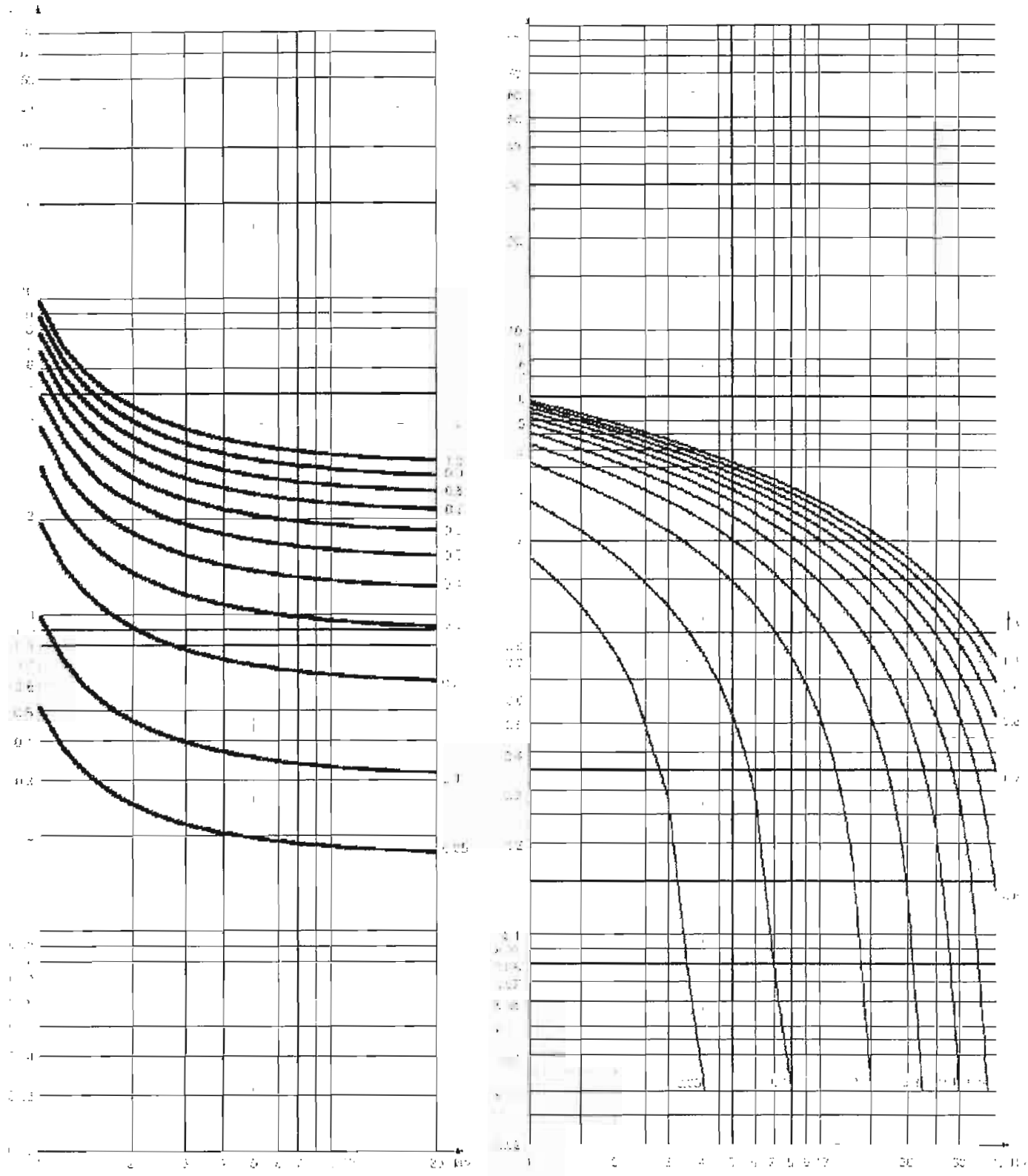


Curvas Extremadamente Inversa y Muy Inversa

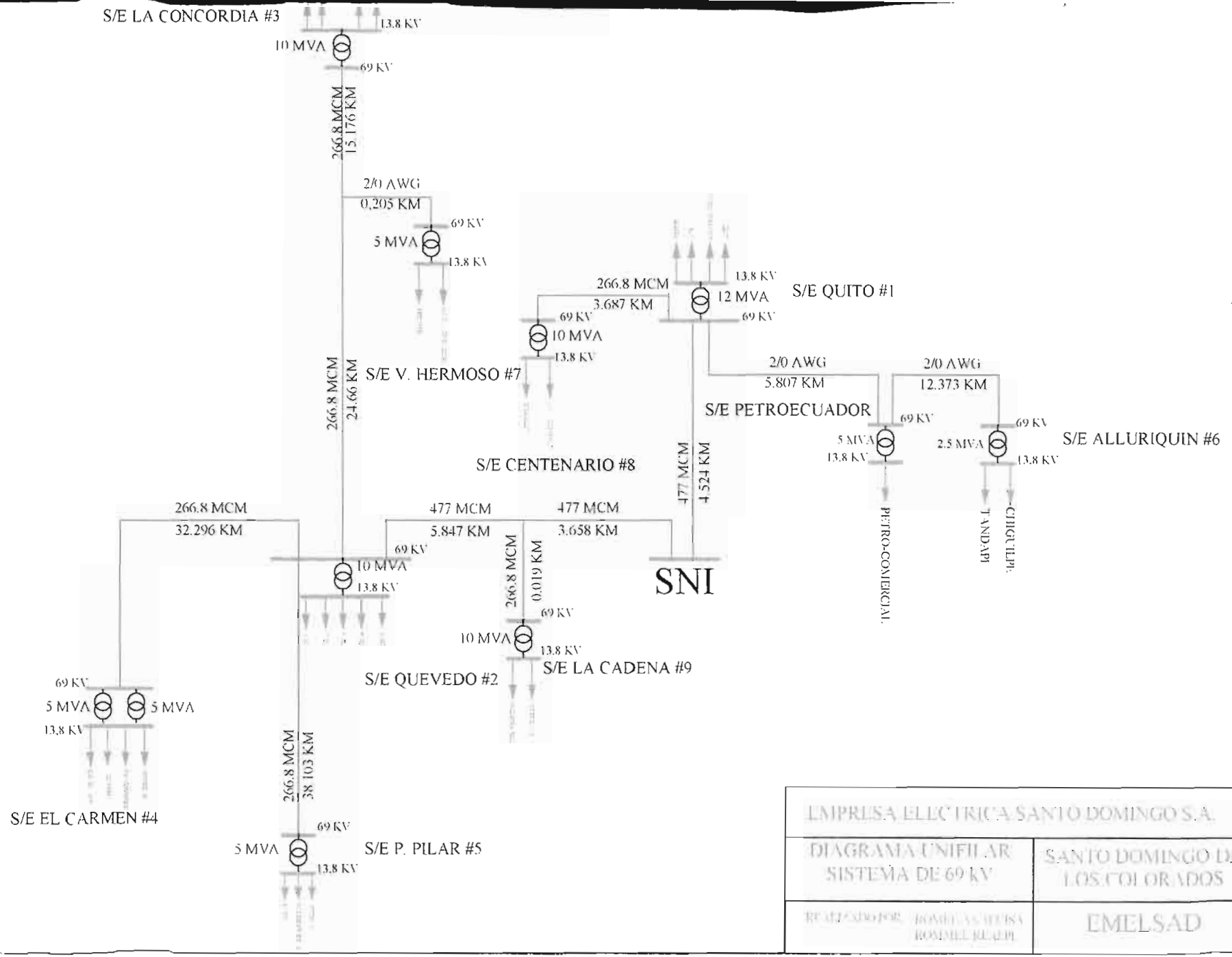




Curvas Normal Inversa e Inversa de Larga duración



Curvas RI y RXIDG para relés ABB.


S/E LA CONCORDIA #3
13.8 KV
10 MVA
69 KV
266.8 MCM
15.176 KM
2/0 AWG
0,205 KM
69 KV
5 MVA
13.8 KV
266.8 MCM
3.687 KM
13.8 KV
12 MVA
S/E QUITO #1
69 KV
69 KV
10 MVA
13.8 KV
S/E V. HERMOSO #7
266.8 MCM
24.66 KM
2/0 AWG
5.807 KM
2/0 AWG
12.373 KM
S/E PETROECUADOR
69 KV
69 KV
5 MVA
13.8 KV
2.5 MVA
13.8 KV
S/E ALLURIQUIN #6
S/E CENTENARIO #8
477 MCM
4.524 KM
PETRO-COMERCIAL
TANDAPI
CHIGUILPE
266.8 MCM
32.296 KM
477 MCM
5.847 KM
477 MCM
3.658 KM
69 KV
10 MVA
13.8 KV
266.8 MCM
0.019 KM
SNI
69 KV
10 MVA
13.8 KV
S/E LA CADENA #9
S/E QUEVEDO #2
69 KV
5 MVA
5 MVA
13.8 KV
266.8 MCM
38.103 KM
S/E EL CARMEN #4
69 KV
5 MVA
13.8 KV
S/E P. PILAR #5
EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.
DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA DE 69 kV
SANTO DOMINGO DE
LOS COLORADOS
EMELSAD