

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“Diagnóstico y propuestas de solución a los problemas de los perfiles de tensión y disponibilidad de potencia en las redes de distribución de la zona oriental del país.”**

**TRABAJO DE GRADUACIÓN PRESENTADO POR:**

**GERARDO FABIO CASTILLO FABIÁN  
OSCAR JOAQUÍN YANES HERNÁNDEZ**

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO DE 2002.**

*Recibido el 7 de Marzo/2002*





**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**  
**AUTORIDADES UNIVERSITARIAS**

**RECTORA:**

**Dra. Maria Isabel Rodríguez**

**SECRETARIA GENERAL:**

**Licda. Lidia Margarita Muñoz Vela**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**DECANO:**

**Ing. Alvaro Antonio Aguilar Orantes**

**SECRETARIO:**

**Ing. Saúl Alfonso Granados**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIRECTOR EN FUNCIONES:**

**Ing. Alvaro Antonio Aguilar Orantes**



**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO DE GRADUACIÓN PREVIO A LA OPCIÓN DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA.**

**“Diagnóstico y propuestas de solución a los problemas de los perfiles de tensión y disponibilidad de potencia en las redes de distribución de la zona oriental del país.”**

**PRESENTADO POR:**

**GERARDO FABIO CASTILLO FABIÁN  
OSCAR JOAQUÍN YANES HERNÁNDEZ**

**COORDINADOR:**

**ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ**

**ASESOR:**

**ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ**



**SAN SALVADOR, MARZO DE 2002.**

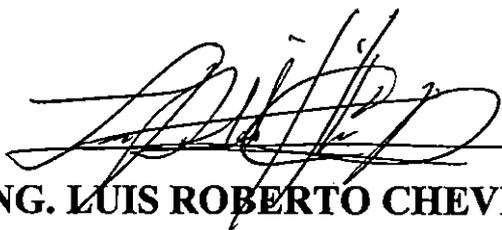
TRABAJO DE GRADUACIÓN APROBADO POR:

COORDINADOR:

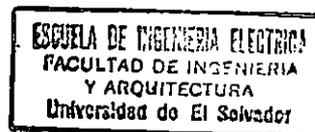


**ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ**

ASESOR:



**ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ**



## ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha 2 DE MARZO DE 2002 en el Salón El Espino de la Biblioteca de las Ingenierías, a las diez horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. Luis Roberto Chávez Paz  
Secretario

Firma:

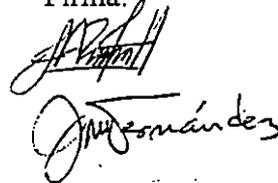


ESUELA DE INGENIERIA ELECTRICA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
Y ARQUITECTURA  
Universidad de El Salvador

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Félix Adalberto Reyes Hernández  
2- Ing. José Miguel Hernández

Firma:



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

“Diagnóstico y propuestas de solución a los problemas de los perfiles de tensión y disponibilidad de potencia en las redes de distribución de la zona oriental del país”

A cargo de los Bachilleres:

CASTILLO FABIAN, GERARDO FABIO  
YÁNEZ HERNÁNDEZ, OSCAR JOAQUIN

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final, global de: 8.0

( ocho punto cero )

**Trabajo dedicado a:**

A Dios todo poderoso, quien ha sido, es y será por siempre mi fuente de inspiración y fuerza para alcanzar todas mis metas.

Mi madre, Raquel Alejandra Fabián (Q.D.D.G.); quien con todo su amor y sus consejos me brindara siempre su apoyo incondicional para terminar con éxito mis estudios.

Mi padre, José Luciano Castillo; por su apoyo y comprensión en el desarrollo de mi carrera.

Mis hermanos, Jorge Alberto, Nidia Ileana, Ethel Beatriz, José Adolfo y Sergio Alonso; quienes siempre me han apoyado y han estado presente en todo este proceso.

Mis grandes amigos, Edwin Bladimir, Juan Francisco Osegueda, Isaac Zepeda, Oscar Cambara, Jorge Cartagena y Oscar Ramón, por todo el respaldo y consejos que me brindaron.

Y a todos aquellos que de una u otra manera, forman parte de este trabajo.

**Gerardo Fabio Castillo Fabián.**

**Trabajo dedicado a:**

Dios todo poderoso.

A mis padres, Joaquín Yanes y María de Yanes; quienes me brindaron todo su apoyo y consejos en todo momento para culminar esta meta.

A mi hermana Sonia; sin cuyo apoyo tampoco hubiera sido posible, y a mis hermanos Jaime y Nelson.

A mi esposa Celina y a mis hijos Oscarito y Dayana; por ser mi fuente de motivación.

A mis amigos y demás.

A todos los mencionados anteriormente les dedico con toda sinceridad y agradecimiento este logro.

**Oscar Joaquín Yanes Hernández.**

## **AGRADECIMIENTOS.**

**A:**

La Empresa Eléctrica de Oriente (EEO), que de manera desinteresada nos proporciono recursos, tanto humanos como técnicos e información para el desarrollo de éste trabajo.

Además queremos expresar nuestros agradecimientos al Ingeniero Félix Adalberto Reyes y a las personas que nos ayudaron directa e indirectamente en el desarrollo de este trabajo.

## **PREFACIO**

En vista del papel que juega el sector eléctrico en el desarrollo económico de un país es vital que este sector suministre un servicio de energía confiable. En este sentido en el país se están realizando diversas acciones para mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad de este servicio. Una de esas acciones fue la privatización de las distribuidoras de energía eléctrica que lleva como objetivo alentar la inversión privada tan necesaria para invertir en el mejoramiento del servicio eléctrico y la atención al cliente, pero a pesar de esto muy poco se ha avanzado en la mejoría de la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Una de las zonas mas afectadas de nuestro país ha sido la zona oriental, la cual se ha visto estancada en su desarrollo debido a factores como el conflicto armado, la poca atención del gobierno a este sector del país y la falta de inversiones en ésta zona. Situación que ha cambiado en los últimos años, ya que la zona oriental del país, especialmente La Unión se proyecta como uno de los focos de mayor inversión, con la rehabilitación y puesta en marcha del puerto de Cutuco y la construcción de zonas hoteleras con lo cual no solo tendrá un desarrollo industrial sino que también turístico.

Sobre la base de lo antes mencionado, este estudio tiene como fundamental objetivo elaborar un documento en el cual se presente un diagnostico de las redes de distribución eléctrica de la zona oriental del país, para poder detectar los puntos en los cuales existan problemas de bajos niveles de tensión y disponibilidad de potencia, para finalmente establecer posibles alternativas de solución.

## **RESUMEN**

En el primer capítulo se establecen fundamentos teóricos, que son el punto de partida de nuestro estudio, se describe el sistema eléctrico de la zona oriental del país, separándolos según su clasificación, 115 kV para circuitos de transmisión, 46 kV para circuitos de subtransmisión y los circuitos de distribución primaria en sus niveles de 23, 13.2 y 4.16 kV, con el fin de conocer el campo de estudio de nuestro trabajo.

En el segundo capítulo, se presenta el diseño metodológico que se usa en la investigación; este diseño incluye un proceso de análisis conocido como flujo de carga y para la realización de este se hace uso de un software especializado el PSS/U (Power System Simulator For Utilization Level Circuits), también se presentan los marcos de referencias o normas (normativas de calidad), que nos sirven como parámetros y comparadores para definir el estado de la red de distribución de la zona oriental del país.

En el tercer capítulo, se presentan en forma de tablas el desarrollo de los flujos de cargas de los diferentes circuitos que componen la red de distribución de la zona oriental del país, con el fin de dar un informe del estado actual de ésta.

Una vez establecida la situación actual de la red de distribución de la zona oriental del país, en el cuarto capítulo, se presentan a través de tablas, las alternativas de solución, mediante las cuales se pretende corregir las fallas que actualmente presenta el sistema de distribución eléctrico del oriente de nuestro país.

## TABLA DE CONTENIDOS

CAPITULO.....	Pagina.
1. Descripción del sistema eléctrico de transmisión de 115 kV, de subtransmisión a 46kV y de distribución primaria a 23, 13.2 y 4.16 kV de la zona oriental del país.	
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivo general.....	1
1.3 Objetivos específicos.....	1
1.4 Descripción del sistema eléctrico de transmisión de 115 kV de alimentación de la zona.....	2
1.5 Descripción del sistema de subtransmisión a 46 kV de la zona.....	3
1.5.1 Descripción de las subestaciones de 46 kV/MT.....	6
1.6 Descripción del sistema eléctrico de distribución primaria.....	7
1.7 Observaciones.....	10
1.8 Conclusiones y recomendaciones.....	10
2. Análisis de flujo de carga y software a utilizar	
2.1 Introducción.....	11
2.2 Objetivo general.....	11
2.3 Objetivo específicos.....	11
2.4 Descripción del software a emplear para el modelado de las redes de distribución primaria.....	12
2.5 Librería de datos de construcción.....	13
2.5.1 Librería de datos máquinas.....	14
2.5.2 Librería de características de tiempo – corriente.....	14
2.5.3 Librería de interruptores de baja tensión.....	14
2.6 Archivos de datos.....	15
2.7 Digitalización.....	15
2.8 Simulación en régimen permanente.....	15
2.9 Criterios para el estudio.....	17
2.9.1 Modelajes.....	17
2.9.1.1 Líneas.....	17
2.9.1.2 Transformadores.....	17
2.9.1.3 Cargas.....	18
2.9.2 Operación y explotación.....	18
2.9.2.1 Regulación de tensión.....	18
2.9.2.2 Líneas.....	18
2.9.2.3 Perdidas técnicas.....	19
2.9.2.4 Transformadores.....	19
2.10 Análisis de régimen permanente del sistema eléctrico a 46 kV.....	19
2.10.1 Generalidades.....	20
2.10.2 Red alimentada por la subestación San Lorenzo.....	22
2.10.2.1 Circuito 18-4-84.....	22
2.10.2.1.1 Perfil de voltaje.....	22
2.10.3 Red alimentada por la subestación San Miguel.....	23
2.10.3.1 Circuito 31-4-81.....	23

2.10.3.1.1 Perfil de voltaje .....	23
2.10.3.2 Circuito 34-4-82 .....	24
2.10.3.2.1 Perfil de voltaje .....	24
2.10.3.3 Circuito 34-4-83 .....	24
2.10.3.3.1 Perfil de voltaje .....	24
2.10.3.4 Circuito 34-4-84 .....	25
2.10.3.4.1 Perfil de voltaje .....	25
2.10.3.5 Circuito 34-4-85 .....	25
2.10.3.5.1 Perfil de voltaje .....	25
2.11 Conclusiones y recomendaciones .....	26
3. Análisis de pérdidas en la red de distribución de la zona oriental del país, cálculos y metodología.	
3.1 Introducción .....	27
3.2 Pérdidas .....	27
3.3 Pérdidas técnicas .....	29
3.4 Pérdidas calculadas en media tensión .....	29
3.5 Cálculos de las pérdidas técnicas .....	30
3.6 Valores referenciales para el estudio .....	30
3.7 Presentación de pérdidas, caídas de tensión y sobrecargas .....	32
4. Análisis de resultados y presentación de soluciones	
4.1 Introducción .....	35
4.2 Objetivo general .....	35
4.3 Análisis y solución .....	36
4.4 Subestación CEMFA circuito 31141 a 13.2 kV .....	37
4.5 Transformador CEMFA .....	42
4.6 Transformador El Tamarindo .....	43
4.7 Subestación CEMFA circuito 31142 a 13.2 kV .....	46
4.8 Subestación CEMFA circuito 31143 a 13.2 kV .....	50
4.9 Subestación Santa Rosa de Lima circuito 31243 a 13.2 kV .....	54
4.10 Conclusiones y recomendaciones .....	59
4.11 Referencia bibliográfica .....	60

Anexo A. Diagramas unifilares de subestaciones y dispositivos de protección.

Anexo B. Tabla de ampacidad, y estadísticos proporcionados por EEO.

Anexo C. Corrida de programa PSS/U y resultados de simulaciones.

Anexo D. Definiciones

## LISTA DE TABLAS.

TABLAS.....	Pagina.
1.1 Distribución de los interruptores de potencia del sistema eléctrico de la zona oriental .....	4
1.2 Relación de subestación por distribución .....	4
1.3 Distribución de subestación según propietarios.....	5
1.4 Características de los conductores que conforman el sistema de subtransmisión de la zona.....	5
1.5 Longitudes por calibre de conductor.....	5
1.6 Distribución de los circuitos de distribución de la red EEO.....	8
1.7 Capacidad instalada del sistema EEO .....	9
2.1 Criterios de regulación de tensión .....	18
2.2 Pérdidas Técnicas .....	19
2.3 Valores de tensión del sistema de subtransmisión.....	21
2.4 Subestaciones correspondientes al circuito 18-4-84.....	22
2.5 Red de subtransmisión de la subestación San Miguel .....	23
2.6 Calibre de conductor y longitud de líneas de la subestación San Miguel .....	23
3.1 Porcentaje de desbalance de todos los circuitos .....	32
3.2 Caídas de tensión de circuitos de distribución primaria.....	33
3.3 Pérdidas en líneas de circuitos de distribución primaria .....	34
4.1 Análisis de carga de transformadores de distribución de EEO.....	36
4.2 Capacidad de bancos de capacitores del Tamarindo y Las Trancas circuito 31141 a 13.2 kV .....	38
4.3 Cuadro de demandas para las zonas del Tamarindo y Las Trancas.....	39
4.4 Perfiles de tensión en los diferentes escenarios de demanda.....	39
4.5 Carga de los equipos en el escenario de demanda máxima.....	39
4.6 Cuadro de pérdidas en demanda promedio.....	40
4.7 Perfiles de tensión en los diferentes escenarios con la recalibración.....	40
4.8 Cuadro de pérdidas en demanda promedio con la recalibración.....	41
4.9 Factores de escala y de potencia en los diferentes escenarios de demanda para el año 2005 .....	41
4.10 Perfiles de tensión para los diferentes escenarios de demanda en el año 2005 .....	41
4.11 Cuadro de carga de líneas en escenario de máxima demanda para las zonas en que se ha dividido el circuito .....	42
4.12 Carga de líneas en el escenario de demanda máxima.....	43
4.13 Pérdidas obtenidas en los escenarios de demanda máxima y promedio.....	43
4.14 Perfiles de tensión en los diferentes escenarios de demanda.....	44
4.15 Carga de las líneas en el escenario de demanda máxima El Tamarindo.....	44
4.16 Pérdidas en el escenario de máxima demanda.....	45
4.17 Perfiles de tensión de solución propuesta .....	45
4.18 Pérdidas obtenidas de solución propuesta .....	46
4.19 Factor de escala y potencia circuito 31142 proyección 2003 .....	46
4.20 Perfiles de tensión en los diferentes escenarios de demanda para el circuito	

31142.....	47
4.21 Carga de líneas circuito 31142.....	47
4.22 Pérdidas en demanda máxima y promedio circuito 31142.....	47
4.23 Perfiles de tensión para solución adoptada.....	48
4.24 Pérdidas en los escenarios de demanda promedio y máxima con la solución adoptada.....	48
4.25 Factor de escala y de potencia para los escenarios de demanda proyección 2005.....	49
4.26 Perfiles de tensión para los escenarios de demanda proyección 2005.....	49
4.27 Pérdidas en demanda máxima y promedio.....	49
4.28 Perfiles de tensión obtenidos de la solución adoptada.....	50
4.29 Pérdidas en demanda máxima y promedio de la solución adoptada.....	50
4.30 Distancia de los nodos de carga más alejados de la subestación CEMFA.....	51
4.31 Factor de escala y de potencia para los escenarios de demanda circuito 31143.....	51
4.32 Perfiles de tensión para los escenarios de demanda considerados en el circuito 31143.....	51
4.33 Carga de líneas en escenario de demanda máxima circuito 31143.....	52
4.34 Pérdidas en los escenarios de demanda máxima y promedio circuito 31143.....	52
4.35 Factor de escala y potencia circuito 31143 proyección 2005.....	52
4.36 Perfiles de tensión en los distintos escenarios de demanda proyección 2005 circuito 31143.....	53
4.37 Carga de líneas en escenario de máxima demanda.....	53
4.38 Pérdidas en los escenarios de demanda promedio y máxima.....	54
4.39 Factor de escala y potencia circuito 31243 proyección 2003.....	55
4.40 Perfiles de tensión para máxima demanda circuito 31243.....	55
4.41 Carga de líneas en escenario de máxima demanda.....	56
4.42 Pérdidas en demanda máxima.....	56
4.43 Perfiles de tensión en los diversos escenarios de demanda.....	57
4.44 Carga de líneas en demanda máxima.....	57
4.45 Pérdidas obtenidas en demanda máxima.....	58

## LISTA DE FIGURAS.

<b>FIGURA</b> .....	<b>Pagina</b>
2.1 Estructura lógica del funcionamiento del PSS/U.....	12
2.2 Flujograma para el análisis de flujo de carga de PSS/U.....	16
2.3 Circuito equivalente para líneas de transmisión.....	17
2.4 Circuito equivalente para transformadores.....	17
2.5 Diagrama unifilar subestación San Lorenzo (15 de septiembre).....	20
2.6 Diagrama unifilar subestación San Miguel.....	21
3.1 Flujo de energía en un sistema de distribución.....	28
3.2 Flujo de pérdidas desde el punto de entrega hasta el consumidor final.....	29

# CAPÍTULO I

## DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN 115 kV, DE SUBTRANSMISIÓN A 46 kV Y DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA A 23, 13.2 Y 4.16 kV DE LA ZONA ORIENTAL DEL PAÍS.

### 1.1 INTRODUCCIÓN.

Durante muchos años la zona oriental del país se ha visto estancada en su desarrollo debido a factores como el conflicto armado, la poca atención del gobierno hacia este sector del país o por la falta de inversiones en esta zona que le dieran impulso al desarrollo tanto social, económico como tecnológico. Esta situación está cambiando en los últimos años y la zona oriental se proyecta como uno de los focos de mayor inversión y desarrollo en el país, uno de los factores que juega un papel importante en dicho desarrollo es el sistema de distribución eléctrico de la zona, ya que éste no ha estado exento como muchas otras áreas a la falta de desarrollo por los motivos mencionados anteriormente; por lo que resulta importante realizar un estudio de la situación actual de las redes de distribución eléctrica de la zona para poder detectar los puntos en los que existan problemas como bajos niveles de tensión (voltaje) y disponibilidad de potencia para poder plantear posibles alternativas de solución.

En este documento se hará una descripción general del sistema de distribución de la zona y de los sistemas que guardan relación con éste, como son el sistema de alimentación a 115 kV y el sistema de Subtransmisión a 46 kV de la zona, para tener un marco de referencia al objeto del estudio que es el análisis de los perfiles de tensión y disponibilidad de potencia de las redes de distribución de la zona oriental del país.

### 1.2 OBJETIVO GENERAL.

- Realizar una descripción general del sistema eléctrico de la zona oriental de país, para obtener un marco de referencia al análisis de los perfiles de tensión y disponibilidad de potencia de los circuitos de distribución.

### 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Describir el sistema de alimentación a 115 kV de la zona oriental del país.
- Describir el sistema de subtransmisión a 46 kV de la zona.
- Describir el sistema de distribución a 23 kV, 13.2 kV y 4.16 kV de la zona.

## **1.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN DE 115 kV DE ALIMENTACIÓN A LA ZONA.**

La alimentación a la zona de distribución de la Empresa Eléctrica de Oriente (EEO) y la Distribuidora Eléctrica de Usulután (DEUSEM) en el momento actual se realiza desde dos puntos de la red de transmisión de 115 kV propiedad de la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL):

Subestación San Lorenzo (15 de septiembre) a través de dos transformadores 110/46 kV de 15/20 MVA.

Subestación de San Miguel a través de dos transformadores 110/46-23 kV 30/50 MVA.

La subestación de San Lorenzo ubicada dentro de la central hidroeléctrica 15 de Septiembre, es un punto importante dentro del sistema de transmisión a 115 kV de ETESAL. El sistema de 115 kV de la Subestación San Lorenzo responde a una configuración eléctrica de "Interruptor y medio" compuesta por cuatro "bahías" distribuidas como sigue:

- "Bahía 1": Unidad de Generación U1 y Línea futura a Subestación San Martín.
- "Bahía 2": Unidad de Generación U2 y Línea a Subestación San Rafael Cedros N° 2.
- "Bahía 3": L1/Berlín y L/San Rafael Cedros N° 1.
- "Bahía 4": L2/San Miguel y Transformador (directo sin interruptor) 110/46 kV, 15/20 MVA.

El sistema de 46 kV de la Subestación de San Lorenzo se alimenta por tanto de dos transformadores de 110/46 kV de 15/20 MVA conectada a un sistema eléctrico de simple barra con seccionador de "by- pass" compuesto por 5 posiciones con la siguiente distribución:

- "Bahía 1": Transformador 110/46 kV – 15/20 MVA
- "Bahía 2": L/Sta. Anita- Santiago de Maria – Berlín (18-4-84)
- "Bahía 3": L/Santiago de Maria – DEUSEM (18-4-83)
- "Bahía 4": Transformador San Lorenzo de EEO 46/13.2 kV- 1 MVA.

La Subestación de San Miguel se interconecta con el sistema de transmisión de 115 kV propiedad de ETESAL a través de dos líneas procedentes una de la Subestación de San Lorenzo(15 de Septiembre) y la otra de la Subestación El Tronador, construidas con un conductor calibre 4/0 tipo Penguin la primera y Oxlip la segunda. Existe una tercera línea que interconecta la Subestación de San Miguel con la de Ozatlán, actualmente fuera de servicio y la cual se proyecta entre en operación para el 2002.

El sistema eléctrico de 115 kV de la Subestación de San Miguel responde a una configuración eléctrica de simple barra con seccionador de by-pass compuesta por cinco bahías distribuidas como sigue:

- “Bahía 1”: L/El Tronador
- “Bahía 2”: L/San Lorenzo
- “Bahía 3”: L/Ozatlan(por rehabilitar)
- “Bahía 4”: Transformador 1, 110/46 kV, 30/40/50 MVA
- “Bahía 5”: Transformador 2, 110/46 kV, 30/40/50 MVA.

De acuerdo con lo expresado anteriormente, el sistema eléctrico de 46 kV propiedad de EEO, se alimenta del sistema de 115 kV a través de dos transformadores 110/46 kV de 30/40/50 MVA y responde también a una configuración eléctrica de simple barra con seccionador de by-pass.

Adicionalmente a la barra de 46 kV de la Subestación San Miguel se conecta una turbina de gas de 29.76 MVA y un conjunto de generadores diesel con una potencia total de 5 MVA, ambas plantas están adosadas a la Subestación y usualmente operan en condiciones de carga punta o para cubrir contingencias en el sistema de 115 kV.

El parque de 46 kV de San Miguel está compuesto por diez “bahías” distribuidas como sigue:

- “Bahía 1”: Planta Diesel, 5 MVA
- “Bahía 2”: Transformador 2, 110/46 kV, 30/40/50 MVA
- “Bahía 3”: Transformador 1, 110/46 kV, 30/40/50 MVA
- “Bahía 4”: L/Jalacatal-Villa El Triunfo
- “Bahía 5”: Turbina de gas 29.76 MVA
- “Bahía 6”: L/El Delirio-DEUSEM
- “Bahía 7”: L/La Unión-CEMFA
- “Bahía 8”: L/El Papalón
- “Bahía 9”: L/Santa Rosa de Lima, San Francisco Gotera
- “Bahía 10”: L/San Miguel, Moncagua

Asimismo, conectado a la barra de 46 kV existe un juego de transformadores monofásico (3x100 kV, 46 kV/240-110 V) para la alimentación de los servicios propios de la Subestación San Miguel y una carga conectada con fusibles de ANDA Jalacatal.

## **1.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 46 kV DE LA ZONA.**

El sistema eléctrico de subtransmisión de 46 kV de EEO, funciona en régimen de neutro aislado y está constituido por un conjunto de líneas con estructura radial que alimenta un total de 26 Subestaciones a través de 6 interruptores de 46 kV en la Subestación de

ETESAL San Miguel (34) y dos interruptores a 46 kV en la Subestación de ETESAL en la 15 de Septiembre (18). A continuación se muestra su distribución para la Subestación San Miguel.

Interruptor	Subestación	Propiedad
34-4-81	San Miguel	EEO
	Moncagua	EEO
34-4-82	Jocoro	EEO
	Santa Rosa de Lima	EEO
	San Francisco Gotera	EEO
	Minas San Cristóbal	Privada
34-4-83	El Papalón	EEO
34-4-84	San Antonio Silva	EEO
	CEMFA	EEO
	La Unión	EEO
	CORSAIN	Privada
	DM3	Privada
34-4-85	El Delirio	EEO
	Ingenio Chaparrastique	Privada
	Ereguayquín	DEUSEM
34-4-86	Jalacatal	EEO
	Chapeltique	EEO
	Ciudad Barrios	EEO
	Chinameca	EEO

**TABLA 1.1** Distribución de los Interruptores de Potencia del Sistema Eléctrico de la Zona Oriental.

Para la Subestación 15 de Septiembre es como sigue:

Interruptor	Subestación	Propiedad
18-4-83	California	DEUSEM
	La Carrera	DEUSEM
	Usulután	DEUSEM
18-4-84	Santa Anita	EEO
	Santiago de María	EEO

**TABLA 1.2** Relación de Subestación por Distribuidora.

Actualmente la configuración de explotación de la red a sido modificada por limitantes en la capacidad instalada del transformador 110/46 kV de la Subestación 15 de Septiembre propiedad de ETESAL, por lo que la Subestación Santa Anita es alimentada desde San Miguel a través del circuito 34-4-86 y la Subestación Santiago de María está siendo servida a través del circuito 18-4-83 de la Subestación 15 de Septiembre. El

interruptor 18-4-84 permanece normalmente abierto. Un resumen del número de Subestaciones que se alimenta con el sistema de subtransmisión es mostrado en la siguiente tabla:

Propiedad de EEO	17
Privadas	5
Propiedad de DEUSEM	4

**TABLA 1.3** Distribución de Subestaciones según propietarios.

En cuanto a las líneas que conforman el sistema de Subtransmisión, sus características fundamentales, relacionándolas con el código del circuito de alimentación son:

Interruptor	Calibre de Conductor	km
34-4-81	Canna 397.5 MCM AAC	5.6
34-4-82	Penguin 4/0 ACSR	30.0
	Quail 2/0 ACSR	29.0
34-4-83	Canna 397.5 MCM AAC	17.0
	Sparrow 2 ACSR	28.0
34-4-84	Penguin 4/0 ACSR	46.0
	Sparrow 2 ACSR	13.6
34-4-85	Penguin 4/0 ACSR	35.0
	Quail 2/0 ACSR	26.0
34-4-86	Penguin 4/0 ACSR	67.4
18-4-83	Penguin 4/0 ACSR	57.2
18-4-84	Penguin 4/0 ACSR	29.5

**TABLA 1.4** Características de los conductores que conforman el sistema de Subtransmisión de la Zona Oriental.

En resumen, por calibre de conductor se tiene las siguientes longitudes:

Calibre	Longitud Total de Línea (km)
Zona San Lorenzo: Penguin 4/0 ACSR	86.7
Zona San Miguel: Sparrow 2 ACSR Quail 2/0 ACSR Penguin 4/0 ACSR Canna 397 AAC	41.6
	55.0
	178.4
	22.6
Total:	384.3

**TABLA 1.5** Longitudes por calibre de conductor.

En la tabla 1.7 se muestra la capacidad nominal de los transformadores por subestaciones, así como también los datos de tensión, posición del cambiador de derivación y datos de impedancia para el transformador.

En la tabla mencionada, puede verse la importancia de cada circuito en función de su capacidad instalada, la cual podría resumirse de la siguiente forma:

- Circuito 34-4-81: 39.5 MVA (29.1% de la capacidad total servida desde San Miguel)
- Circuito 34-4-82: 23.67 MVA (17.4% de la capacidad total servida desde San Miguel)
- Circuito 34-4-83: 25 MVA (1.8% de la capacidad total servida desde San Miguel)
- Circuito 34-4-84: 21.99 MVA (16.2% de la capacidad total servida desde San Miguel)
- Circuito 34-4-85: 13.25 MVA (9.7% de la capacidad total servida desde San Miguel)
- Circuito 34-4-86: 35.0 MVA (25.8% de la capacidad total servida desde San Miguel)
- Circuito 18-4-83: 24.8 MVA (95.1% de la capacidad total servida desde San Lorenzo)

Hay que mencionar que el circuito 18-4-84 en la actualidad se encuentra normalmente abierto, esto debido a que el transformador 115/46 kV instalado en la Subestación de ETESAL en San Lorenzo, tiene limitaciones de capacidad por lo que EEO se ha visto obligada a servir la subestación Santa Anita, desde la Subestación San Miguel (aproximadamente 50 km de distancia), en lugar de alimentarla desde la Subestación San Lorenzo (a sólo 11 km)

### **1.5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE 46 kV/MT<sup>1</sup>.**

Las Subestaciones de 46 kV/MT (en donde MT = 23, 13.2 y 4.16 kV), responden todas a una configuración eléctrica semejante. Los transformadores de potencia 46 kV/MT, se derivan directamente de la línea de alimentación a través de fusibles de potencia, no existiendo por tanto un juego de barras de 46 kV. Con excepción del transformador 46/4.16 kV ubicado en la Subestación de San Miguel, ninguno de los transformadores existentes, tiene la posibilidad de regulación bajo carga.

Asimismo, cuando existe mas de un transformador 46KV/MT, no se pueden acoplar sobre un juego de barras común de media tensión, alimentando cada transformador a una

---

<sup>1</sup> MT: Media tensión.

serie de Alimentadores (feeders, 2 o 3 como máximo), protegidos con interruptores automáticos tipo reconectores (reclosers).

Aunque ya se ha mencionado que EEO solamente dispone de un transformador con LTC (Load Tap Changer, Cambiador de Tap bajo Carga), algunas de las Subestaciones (un poco más de la mitad) a 46/13.2 kV, tienen la posibilidad de regulación de voltaje bajo carga, lo cual es realizado a través de un banco de reguladores de voltaje monofásicos en el lado de transformación de baja tensión del transformador.

## **1.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.**

La red de distribución primaria de EEO es operada de forma completamente radial, con un sistema en estrella aterrizada. En muchos puntos de la red, existe la posibilidad de transferencias de carga entre alimentadores de diferentes subestaciones.

Actualmente se estima que la red de distribución primaria la forman alrededor de 4500 km de líneas con una gran gama de calibres de conductores: desde el # 6 de cobre y # 2 ACSR hasta el 397 MCM AAC.

La red se compone de 42 circuitos de distribución primaria, teniéndose circuitos en tres niveles de tensión:

23 kV (Utilizado en zona urbana).

13.2 kV (Utilizado en zona rural).

4.16 kV (Utilizado en zona urbana, tendiente a desaparecer).

Estos 42 circuitos se derivan de la 18 subestaciones de potencia diseminadas en la zona oriental del país, a través de un interruptor de cabecera (power fuse), seguido de un recloser por circuito, en algunos casos estos tienen una conexión de cuchillas de by pass para tener la posibilidad de dar mantenimiento o reparación al recloser sin suspender la energía (alimentación) al circuito.

Luego por cada transformador de distribución se tienen como dispositivo de protección, fusibles y pararrayos; en aquellos circuitos que se han identificado problemas de bajo voltaje y cuya característica es que son circuitos muy largos, se han instalado bancos de capacitores para mejorar los niveles de tensión, esta situación en algunos casos genera sobretensiones principalmente en escenarios de máxima demanda.

Actualmente se cuenta con un 20% de las subestaciones de potencia que han sido automatizadas, desarrollándose una segunda etapa en este momento en la que se pretende automatizar un 30% de las subestaciones restantes, esta situación es una limitante en el tiempo de respuesta al momento de surgir una falla, lo que obliga contar con una red con niveles de tensión óptimos

La red de distribución primaria consta de un total de 42 circuitos de distribución, los cuales se muestran en la siguiente tabla

<b>Circuitos de Distribución de la Red EEO</b>			
<b>Interruptor</b>	<b>Subestación</b>	<b>Circuito</b>	<b>Lugares que alimenta</b>
34-4-81	Sub San Miguel	10141	BAC-ANTEL centro-Mercado-Circulo-Catedral
		10142	TAPA-ESSO Oriental-La Cueva-Agua Sarca
		10143	Col. Belén-Santa Emilia-Prados-España
		40144	Centro SM-Satélite-La Molino-Gavidia
		40145	Metrocentro-Universidad Nacional-California
	Sub Moncagua	40241	Tercera Brigada-Trópico-Centro Medico-Hospital
		40242	Quelepa-Moncagua-Hacienda Platanar-Tangolona
34-4-82	Sub Jocoro	41441	Jocoro-Divisadero-Yucuaiquin-Uluazapa
	Sub Gotera	31341	Ciudad de Gotera
31342		Jocoatique-Perquin-Segundo Montes	
31343		Lolotiquillo-Yoloaquin-Delicias-Oscala	
31344		El Foco-Sociedad-La Labranza-El Tablón	
	Sub Santa Rosa	31241	Ciudad de Santa Rosa
		31242	San José La Fuente-Bolívar-El Limón-La Chorrera
34-4-83	Sub Papalón	10341	Puente Luis de Moscoso-INDEO-Monsanto
		10342	Cooperativa Algodonera
34-4-84	Sub San Antonio Silva	40441	San Antonio Silva-Olomega-Miraflores-El Carmen
	Sub La Unión	11041	La Unión-Cutuco-Base Naval-Corsain-FENADESAL
		11042	La Unión-Sirama-Centro Pesquero Nacional
		31141	Agua Caliente-El Tamarindo-El Icacal-El Jaguey
		31142	Guisquil-Playitas-Islas Meanguera-Zacatillo
31143	Galilea-Las Maderas-Pavana-Las Pitás		
34-4-86	Sub Jalacatal	30541	Valle Alegre-Lolotique-San Buena-San Luis
		30542	El Amate-Ciudad Pacifica-Col. Milagro de la Paz
	Sub Chapeltique	30741	Chapeltique-Cantón Hualama-Los Egidos-Hacienda Platanar
		30742	Potosí-Sesori
		30743	Cantón Los Jiotesa
		30744	Guatajiagua-Yamabal-San Juan De La Cruz-Sensembra
	Sub Ciudad Barrios	30941	Ciudad Barrios
		30942	Carolina-San Luis de La Reina-San Gerardo-Nuevo Edén
		30943	San Antonio Del Mosco
	Sub Chinameca	30841	Parte de Chinameca-Nueva Guadalupe
		30842	Parte de Chinameca-El Pacayal-Jucuapa
18-4-84	Sub Santa Anita	31741	Mercedes Umaña-Estanzuelas-Jocotillo-Nueva Granada
	Sub Santiago de Maria	31641	Santiago de Maria-La Veneciana-Villa El Triunfo-Las Characas
31642		Alegría-Berlín	
31643		Beneficio Oromontique	
	Sub San Lorenzo	31841	Parras Lempa-Caserío el Quebracho-Miras Lempa-Chanmoco

**TABLA 1.6** Distribución de los circuitos de distribución de la red EEO

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de los transformadores de potencia en las subestaciones mostradas anteriormente

SUBESTACIÓN	POTENCIA (KVA)	
	ONAN	ONAF
34-4-81		
Moncagua circuito 40241	10000	12000
Moncagua circuito 40242	5000	6250
34-4-82		
Jocoro	1500	1875
Santa Rosa de Lima, Ciudad.	5000	7800
Santa Rosa de Lima, Rural	5000	7000
San Francisco Gotera	5000	7000
34-4-83		
San Miguel, 23 kV	10000	12000
San Miguel, 4.16 kV	7000	8750
El Papalón	2500	3125
34-4-84		
San Antonio Silva	2500	3125
La Unión, 13.2 kV-1	5000	7000
La Unión, 13.2 kV-2	5000	7000
La Unión, 4.16 kV	5000	6666
34-4-85		
El Delirio	5000	7000
34-4-86		
Jalacatal	5000	7000
18-4-84		
Santa Anita	5000	7000
Chapeltique	5000	7000
Ciudad Barrios	5000	7000
Chinameca	5000	7000
Santiago de María	5000	7800
TOTAL KVA	103500	139391

**TABLA 1.7** Capacidad instalada del sistema EEO.

## **1.7 OBSERVACIONES.**

- En la descripción de la topología de la red de distribución es importante describir aspectos que puedan tener incidencia en la calidad de servicio eléctrico, dentro de la cual se encuentra el nivel de tensión (voltaje); tales como la antigüedad de los alimentadores de los circuitos y el tipo de dispositivos conectados a la red

## **1.8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

- Puede decirse que la red de distribución de la zona oriental en su mayoría son redes rurales, compuestas de alimentadores de gran longitud, aspecto que influye en gran medida en que puedan producirse caídas de tensión.
- De acuerdo a las características de cada circuito, podrían clasificarse aquellos que podrían tener problemas de tensión, para focalizar el estudio y luego extrapolar estos resultados al sistema.
- Que conociendo la capacidad instalada del sistema, puede hacerse una comparación de ésta con un histórico de demanda para tipificar el comportamiento de la misma y poder hacer estimaciones de disponibilidad de potencia en la red.

## **CAPÍTULO II**

### **ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA Y DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE A UTILIZAR.**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN.**

Para modelar el estado de una red, se hace necesario el desarrollo de modelos que adecuadamente representados, permitan realizar análisis de las redes eléctricas a ser estudiadas. Estos modelos, en la actualidad son desarrollados con herramientas informáticas que facilitan la representación de circuitos eléctricos, en algunos casos complejos.

Para nuestro caso concreto, se han desarrollado los modelos empleando el programa PSS/U el cual se describe en éste documento.

Los modelos desarrollados a nivel de subtransmisión, parten de considerar las subestaciones propiedad de ETESAL 15 de Septiembre y San Miguel en su barra a 46 kV como la fuente del sistema.

Los escenarios de demanda máxima y promedio que se utilizaron para el modelo son los proporcionados por EEO.

#### **2.2 OBJETIVO GENERAL.**

Describir el programa PSS/U utilizado para el modelaje de la red eléctrica así como presentar los resultados del análisis en régimen permanente del sistema de subtransmisión a 46 kV.

#### **2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Describir la herramienta informática utilizada para el modelaje de la red eléctrica
- Describir el perfil de voltaje del circuito 18-4-84
- Describir el perfil de voltaje del circuito 34-4-81
- Describir el perfil de voltaje del circuito 34-4-82
- Describir el perfil de voltaje del circuito 34-4-83
- Describir el perfil de voltaje del circuito 34-4-84
- Describir el perfil de voltaje del circuito 34-4-85
- Describir el perfil de voltaje del circuito 34-4-86

## 2.4 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE A EMPLEAR PARA EL MODELADO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.

El programa a utilizar para determinar los perfiles de tensión es el PSS/U (Power System Simulator for Utilization Level Circuits) desarrollado por Power Technologies Inc. Cuyas aplicaciones principales son:

- Simulación en régimen Permanente: Flujo de carga
- Simulación en régimen Permanente: Cortocircuito
- Verificación de la coordinación de protecciones
- Arranque de Motores (Análisis Estático)
- Ubicación Óptima de Compensación Reactiva

La estructura de análisis que emplea el programa es la siguiente:

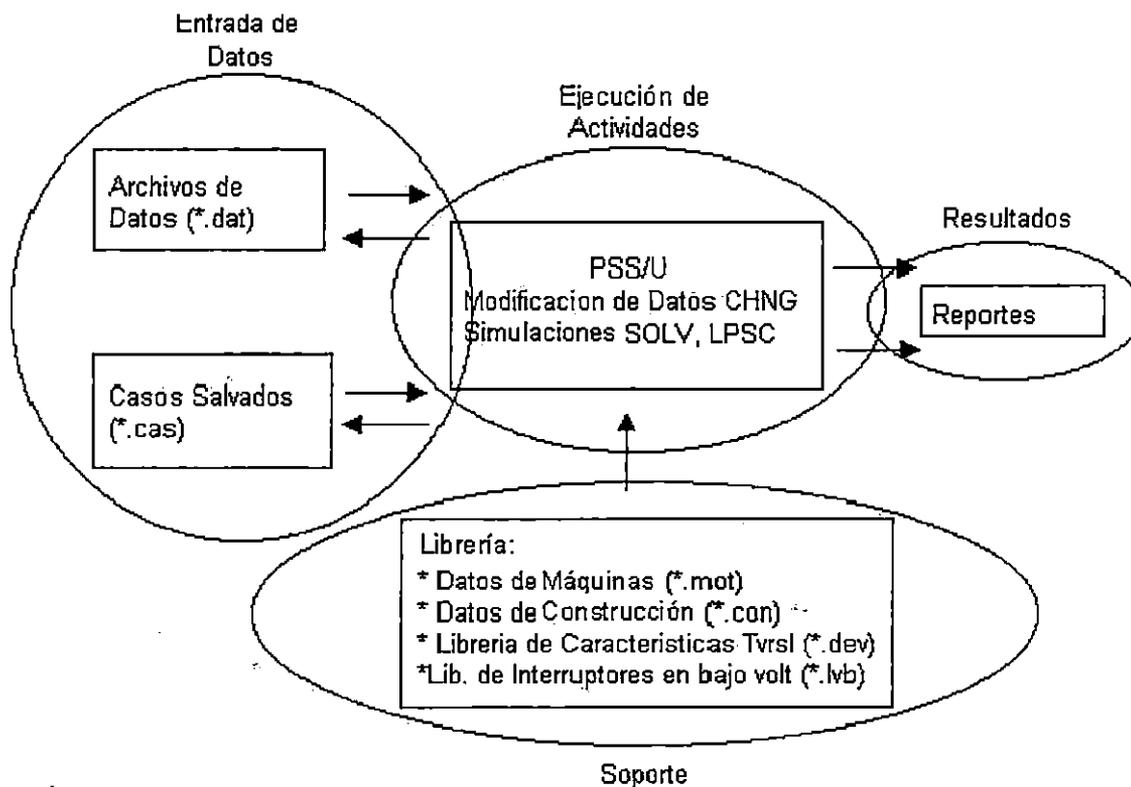


Fig. 2.1 Estructura lógica del funcionamiento del PSS/U.

## 2.5. Librería de Datos de Construcción.

- Permite especificar los valores correspondientes a las impedancias (R, X, B) de secuencia positiva y cero, así como las capacidades de líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores, equipos de compensación conectados en serie y equipos de seccionamiento.
- De esta forma el usuario indica únicamente un código predefinido y la longitud (líneas, cables) o la capacidad (transformadores) en los archivos de datos. El programa calcula automáticamente los parámetros en por unidad de acuerdo a las bases especificadas.
- Donde R1, X1, Ro y Xo, se introducen en ohms / unidad de longitud para líneas y cables o en p. u. En sus propias bases para transformadores. BC1 y BC0 se introducen en micromhos / unidad de longitud para líneas y cables. A1, A2, A3, y A4 son las capacidades de los equipos para los rangos asociados los cuales se especifican en amperios para líneas y cables, y en p.u. en sus bases para el caso de los transformadores.
- Los parámetros que comienzan con \*2 y \*1 están asociados a los tramos bifásicos y monofásicos respectivamente. El archivo de librería debe terminar con END/

### Librería de Datos de Construcción (Ejemplo)

```

! Línea aérea 397.5 MCM AAC en circuitos de 4.16 kV
398AAC5  0.14603,  0.37071,  0.44522,  1.45704,  0,  0
*2       0.14603  0.4053,   0.44514,  1.38806,  0,  0
*1       0.24581,  0.7327,   0.24581,  0.7327,   0,  0
*        492,    615,    738,    412.05,  0,  0
! Línea aérea 1 / 0 AWG ACSR en circuitos de 23 kV
10ACSR50 0.53564,  0.50153,  0.83342,  1.50068,  0,  0
*2       0.53564,  0.53618,  0.83279,  1.43287,  0,  0
*1       0.63531,  0.83361,  0.63531,  0.83361,  0,  0
*        204,    255,    306,    170.85,  0,  0
! Seccionador de 600 A
S600     0,      0,      0,      0,      0,  0
*        600,    600,    600,    600,
! Transformador monofásicos tipo poste de 167 KVA – 23 / 0.12 kV
T23I167  0.013868,  0.020801,  0.013868,  0.020801,  0,  0
*        1,     1.2,    0.8,    0,
END/

```

### **2.5.1 Librería de Datos de Máquinas.**

En esta librería se especifican los parámetros de máquinas síncronas y asíncronas (inducción) que serán conectadas en el sistema a simular. Los valores correspondientes a la potencia activa consumida o generada por la máquina se indican en el archivo de datos como la carga del nodo donde se encuentra conectada.

Todos los parámetros son expresados en p.u. en las bases de la máquina, el PSS/U realiza los cálculos necesarios para convertir todas las impedancias a una base común especificada.

### **2.5.2 Librería de Características Tiempo-Corriente.**

En esta librería se especifican los datos correspondientes a las curvas de tiempo inverso características de los dispositivos de protección como: relés, fusibles y reclosers. Adicionalmente pueden incluir curvas de daño de transformadores y conductores.

### **2.5.3 Librería de Interruptores en Baja Tensión.**

En esta librería se especifican los datos correspondientes a las curvas de operación asociadas a interruptores en baja tensión, bien sean de estado sólido o electromecánicos. A modo de comentario general, es importante destacar que el paquete de instalación del PSS7U incluye librerías con parámetros típicos de líneas aéreas, cables subterráneos, máquinas y curvas de equipos de protección digitalizadas por PTI. Sin embargo el usuario puede diseñar sus propias librerías en función de sus necesidades siempre y cuando cumpla con los formatos pre establecidos.

## **2.6 Archivos de Datos.**

Constituyen el insumo fundamental del PSS/U para realizar las simulaciones en régimen permanente y otras actividades asociadas a la operación del sistema eléctrico a modelar. Existen varios tipos de archivos en función de la actividad que se desee ejecutar:

- Archivos de datos para simulación (\*.dat): En el se concentra toda la información relacionada a las barras (nodos, fuentes, compensación reactiva), líneas, cables, transformadores, interruptores (ramas) y puntos de suministro de energía (cargas)
- Archivos de datos para coordinación de protecciones (\*.rel): En el se indican los equipos existentes en la red, ubicación y ajustes.

- Archivos de datos de interruptores (\*.brk): En el se indican las características de los interruptores requeridas por la norma ANSI C37.13 1980 y C37.010 1979 para la verificación de las capacidades de los equipos de interrupción.

## **2.7 Digitalización.**

La digitalización es un procedimiento que permite crear los archivos de datos para el PSS/U mediante una interface gráfica (AutoCAD). Su principal ventaja es que permite ubicar nodos y trayectorias de ramas manteniendo la configuración topológica de los circuitos. Para digitalizar un circuito de distribución se requiere disponer de un plano o diagrama unifilar, bien sea en papel o algún formato electrónico.

El ACADPSSU es una interface gráfica conformada por una serie de rutinas LISP desarrolladas por PTI que permiten digitalizar los circuitos de distribución de una forma sencilla, rápida y eficiente. Los circuitos pueden ser digitalizados utilizando instrucciones sencillas que permiten añadir nodos y ramas en un dibujo bajo formato AutoCAD. Adicionalmente, el usuario puede ingresar datos correspondientes a identificaciones de los nodos, tipos de ramas, magnitud de las cargas, bancos de compensación reactiva, etc.

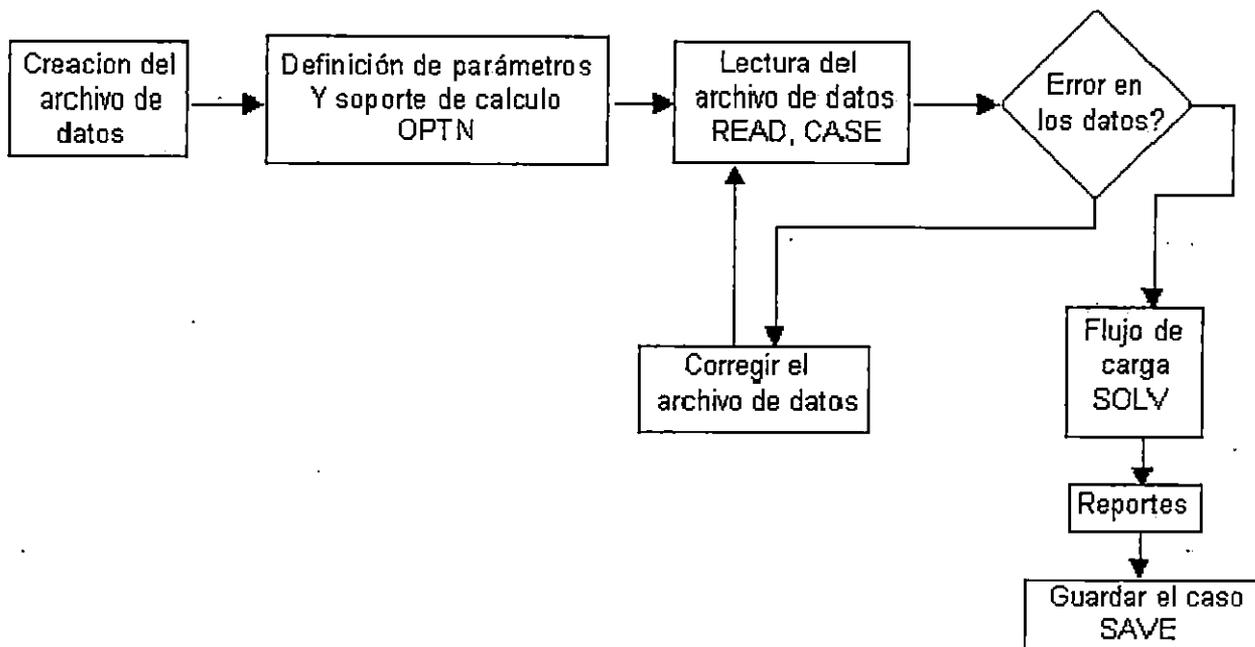
Una vez culminado el procedimiento de la digitalización, el ACADPSSU permite transferir la información contenida en el dibujo hacia un archivo de datos que puede ser leído y procesado por el PSS/U. Es importante mencionar que el PSS/U posee un visualizador gráfico (DRAW) que permite examinar y modificar un circuito en base a la información contenida en el archivo de datos.

## **2.8 Simulación en Régimen Permanente (Flujo de Carga).**

El análisis de flujo de carga tiene como finalidad calcular los perfiles de tensión y los flujos de potencia existentes en un sistema eléctrico ante una condición de operación determinada definida en el archivo de datos. Su principal utilidad radica en verificar si la red opera dentro de los límites técnicos permisibles que permitan garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio. El PSS/U mediante el comando SOLV permite realizar varios tipos de análisis de flujo de carga:

- Flujo de carga estándar
  - Cambiador de tomas fijo
  - Cambiador de tomas variables
  - Condensadores conmutables
- Flujo de carga por corrientes máximas
- Arranque de motores

Análisis de Flujo de Carga - Flujograma



**Fig. 2.2** Flujograma para el análisis de flujo de carga del PSS/U.

## 2.9 CRITERIOS PARA EL ESTUDIO.

### 2.9.1 MODELAJES.

#### 2.9.1.1 LÍNEAS.

Todas las líneas fueron modeladas por su circuito equivalente tanto en secuencia positiva (directa) como secuencia cero (homopolar)

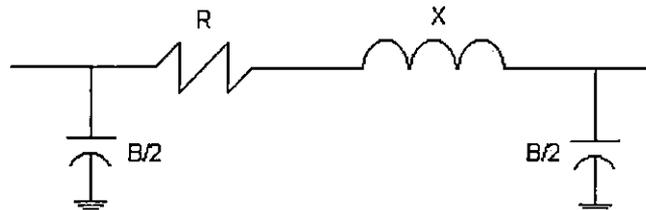


Fig. 2.3 Circuito equivalente para líneas de transmisión.

Con relación a los datos de impedancia de secuencia positiva y cero de las líneas de subtransmisión de EEO, los datos de impedancia fueron tomados de la librería de construcción diconcaess.con desarrollada por CAESS.

#### 2.9.1.2 TRANSFORMADORES.

El circuito de secuencia positiva de los transformadores se ha supuesto como lo indica la figura. Como puede verse se desprecia el efecto de la rama magnetizante, dado que por su elevado valor, la corriente que se absorbe por ella no es significativa (equivale a suponer corriente de vacío cero).

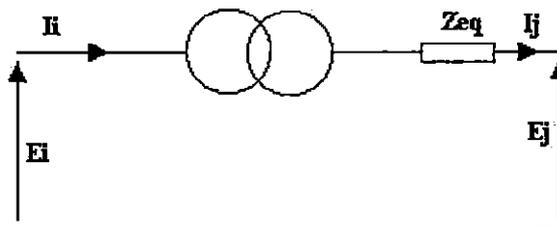


Fig. 2.4 Circuito equivalente para transformadores.

La reactancia de cortocircuito se obtuvo de los valores de placa de los transformadores. La resistencia de los devanados se calculó para cada transformador de acuerdo a la recomendación de los estándares de ANSI/IEEE C-37-010, que proporciona la relación  $X/R$  de transformadores en función de su capacidad en MVA.

### 2.9.1.3 CARGAS.

Para el modelaje de las cargas se trabajo con valores de las mediciones generales de cada subestación de la compañía EEO, así como de sus clientes servidos a 46 kV. Se han definido dos escenarios de Demanda: Demanda máxima y Demanda promedio, estos valores corresponden al mes de Abril del 2001.

### 2.9.2 OPERACIÓN Y EXPLOTACIÓN.

Para el análisis de los flujos, se tomaran como criterios:

#### 2.9.2.1 REGULACIÓN DE LA TENSIÓN.

Para perfiles de tensión del sistema a 46, 23, 13.2, y 4.16 kV, se considerará el criterio que permite tener “variaciones de voltaje como limite máximo y mínimo aceptable del  $\pm 5\%$  en condiciones normales de operación”. Este criterio esta dado por la Unidad de Transacciones y a la vez cumple con los criterios de calidad de servicio exigido por SIGET a las Distribuidoras de Energía. En la tabla se resumen los valores de tensión máximos y mínimos permitidos en los diferentes niveles de tensión de EEO:

Nivel De Voltaje	Condición Normal			
	Máximo.	p.u.	Mínimo.	p.u.
4,160	4,370	1.050	3,952	0.950
13.200	13,860	1.050	12,540	0.950
24,940	26,190	1.050	23,693	0.950
46,000	48,300	1.050	43,700	0.950

**Tabla 2.1.** Criterios de regulación de tensión

Vale la pena recordar que en los flujos de carga, mientras más se acerque el valor a 1.0 p.u. se estará asegurando una condición de menores pérdidas técnicas.

#### 2.9.2.2 LÍNEAS.

Para el análisis de la cargabilidad de los conductores, ver anexo B, en donde se muestra en la tabla B1, las capacidades de los conductores utilizados basados en su límite térmico.

### 2.9.2.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS.

Para el análisis de pérdidas técnicas se tomaran como parámetros de referencia, los niveles recomendados por el banco mundial para países en vías de desarrollo. Estos son mostrados en la siguiente tabla

Componentes del Sistema	Pérdidas de Demanda (% kW generados)			
	Nivel Deseable		Máximo Aceptable	
	Etapa	Acumulado	Etapa	Acumulado
Subestación elevadora	0.25	0.25	0.50	0.50
Línea y Subestación de Transporte	1.75	2.00	3.50	4.00
Subtransmisión	2.00	4.00	4.00	8.00
Subestación de Distribución	0.25	4.25	0.50	8.50
Línea primaria de Distribución	3.00	7.25	5.00	13.50
Transformadores de distribución y secundario	1.00	8.25	2.00	15.50

**Tabla 2.2** Pérdidas técnicas.

### 2.9.2.4 TRANSFORMADORES.

Una de las prácticas comunes en compañías de distribución del país, ha sido mantener un nivel de cargabilidad de los transformadores del 80%. El reglamento transitorio de operación de la UT, estipula como valor máximo 90% de su capacidad nominal, y el 94% es el máximo para emergencias. Lo anterior es aplicable para los transformadores propiedad de ETESAL. De acuerdo al reglamento de la UT, el operador al detectar una carga superior al 90% procede a notificar a quien este alimentando por dicha unidad, de la situación a fin de que se tomen las medidas del caso para que no sea sobrepasado el nivel de carga estipulado. En caso de no corregirse el problema y si la carga supera el 95%, la unidad podrá ser puesta fuera de servicio por el operador de la UT. Si en dado caso la unidad no fuera puesta fuera de servicio y se dejara llegar el nivel de carga hasta el 100%, el interruptor actuaría automáticamente y el transformador sería puesto fuera de servicio automáticamente.

## 2.10 ANÁLISIS DE RÉGIMEN PERMANENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO A 46 kV.

El sistema eléctrico de subtransmisión a 46 kV es un sistema radial que funciona en régimen de neutro aislado y la totalidad de las subestaciones se derivan de la línea a través de fusibles de potencia o de fusibles de expulsión.

### 2.10.1 GENERALIDADES.

La red de subtransmisión de EEO, esta alimentada por medio de dos puntos de entrega 115/46 kV el primero es la subestación 15 de Septiembre y el segundo punto es la subestación San Miguel. A continuación se presentan los diagramas unifilares de ambas subestaciones.

#### 1. Diagrama Unifilar 15 de Septiembre

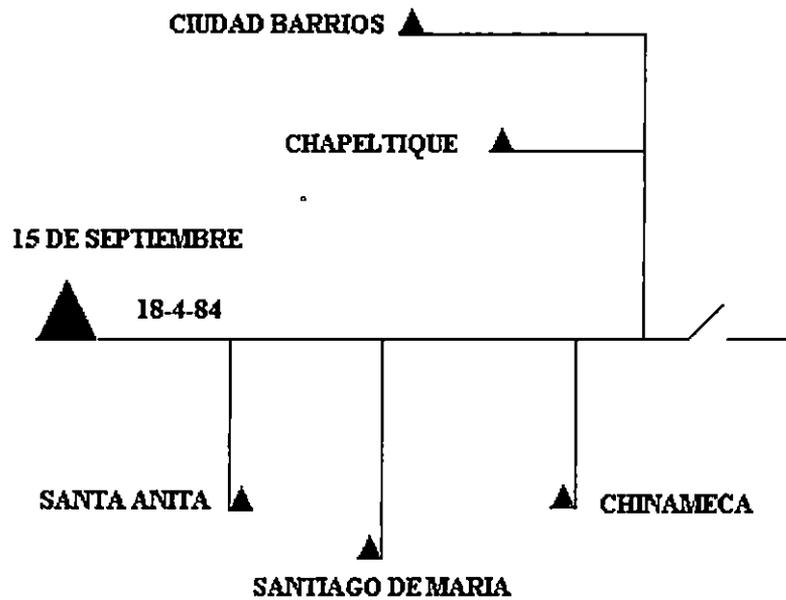


Fig. 2.5 Diagrama unifilar Subestación San Lorenzo (15 de Septiembre).

2. Diagrama Unifilar San Miguel.

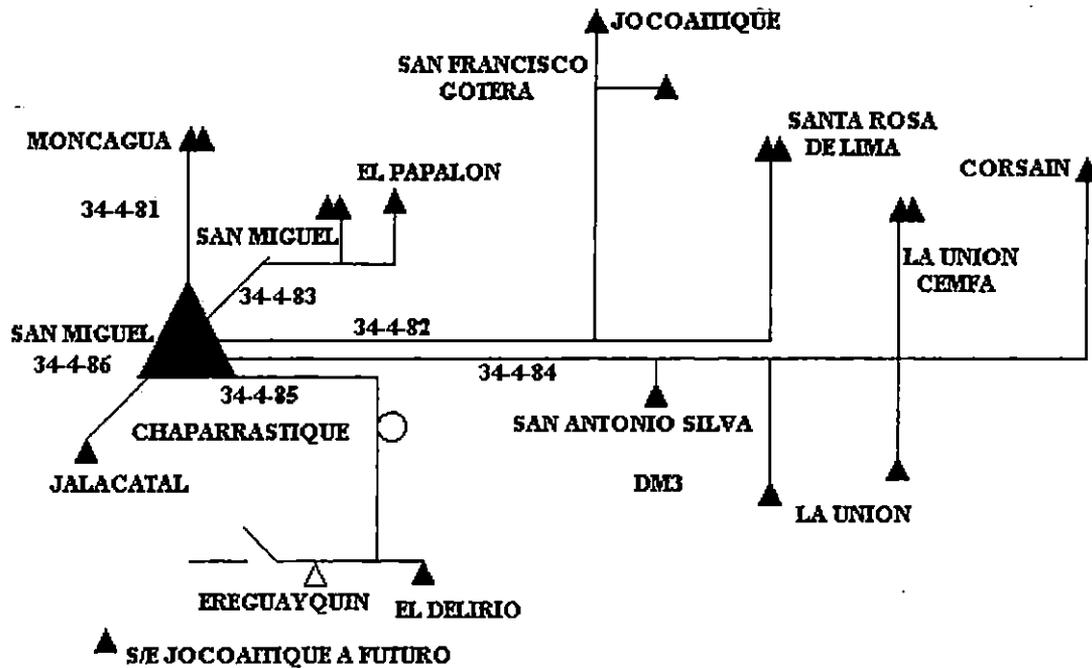


Fig. 2.6 Diagrama unifilar Subestación San Miguel.

Para los análisis del sistema de subtransmisión se partió con los valores de tensión resumidos en la siguiente tabla, dichos valores están referidos en las barras a 46 kV de las subestaciones propiedad de ETESAL:

Generación S/E	VOLTAJE	
	kV	P.U.
15 de Septiembre		
Máxima	47.8	1.039
Media	48.0	1.043
San Miguel		
Máxima	48.7	0.9935
Media	46.1	1.0022

Tabla 2.3 Valores de Tensión del Sistema de Subtransmisión.

## 2.10.2 RED ALIMENTADA POR LA SUBESTACIÓN SAN LORENZO.

En general, en el circuito 18-4-84 se tienen alimentadores de gran longitud haciendo un total de 105.3 km de línea de conductor Penguin 4/0, siendo la subestación mas alejada la Ciudad Barrios a 76 kilómetros.

Subestaciones	Circuito
Santa Anita, Santiago de María, Chinameca, Chapeltique y Ciudad Barrios	18-4-84

**TABLA 2.4** Subestaciones correspondientes al circuito 18-4-84.

En el anexo C es mostrado el perfil de voltaje, distancias del punto a la fuente, calibre de conductor, demanda y pérdidas técnicas en condiciones de máxima demanda coincidental.

### 2.10.2.1 CIRCUITO 18-4-84.

En condiciones normales este circuito alimenta cinco de las subestaciones de EEO:

- Santa Anita, con una unidad transformadora de 5/7 MVA, 46/13.2 kV
- Chapeltique, con una unidad transformadora de 5/7 MVA, 46/13.2 kV
- Ciudad Barrios, con una unidad transformadora de 5/7 MVA, 46/13.2 kV
- Chinameca, con una unidad transformadora de 5/7 MVA, 46/13.2 kV
- Santiago de María, con una unidad transformadora de 5/7.8 MVA, 46/13.2 kV

Actualmente el circuito 18-4-84 a pesar de la gran longitud de los circuitos, este no presenta problemas de incumplimiento de regulación de tensión encontrándose dentro del rango establecido del  $\pm 5\%$  de caída de tensión.

#### 2.10.2.1.1 PERFIL DE VOLTAJE.

En general el circuito 18-4-84 cumple con el criterio del  $\pm 5\%$  de regulación de tensión. La subestación de Ciudad Barrios es el punto más lejano encontrándose aproximadamente a 76 kilómetros, se tiene un valor de tensión de 1.0199 p.u en el lado de 46 kV y 1.0581 a la salida del regulador de tensión en el lado de 13.2 kV. Es importante tener en cuenta que a pesar de la longitud se tiene una tensión ideal, esto es debido a que el nivel de demanda en el tramo de Chapeltique y Ciudad Barrios es bastante bajo.

### 2.10.3 RED ALIMENTADA POR LA SUBESTACIÓN SAN MIGUEL.

Las redes de subtransmisión de la Subestación San Miguel se distribuyen de la siguiente manera:

Subestaciones	No. De Circuito
Moncagua	34-4-81
San Francisco Gotera, Jocoro y Santa Rosa	34-4-82
San Miguel y El Papalón	34-4-83
San Antonio Silva, CEMFA, La Unión y DM3	34-4-84
Chaparrastique, El Delirio y Ereaguayquin	34-4-85

TABLA 2.5 Red de Subtransmisión de la subestación San Miguel.

No. De Circuito	Calibre de Conductor	Km
34-4-81	Canna 397.5 MCM	1.0
34-4-82	Penguin 4/0 ACSR	30.0
	Quail 2/0 ACSR	29.0
34-4-83	Canna 397.5 MCM	16.0
34-4-84	Penguin 4/0 ACSR	46.0
	Sparrow 2 ACSR	39.1
34-4-85	Penguin 4/0 ACSR	34.0
	Quail 2/0 ACSR	26.0

TABLA 2.6 Calibre de conductor y longitud de líneas de la subestación San Miguel

#### 2.10.3.1 CIRCUITO 34-4-81.

Este circuito esta formado por 1 kilómetro de línea de conductor Canna y solamente es alimentada la subestación Moncagua, con dos transformadores: uno de 10/12.5 y otro de 5/6.25 MVA, ambos a 46/23 kV.

##### 2.10.3.1.1 PERFIL DE VOLTAJE.

En general para demanda máxima y promedio cumple con el criterio de  $\pm 5\%$  de regulación de tensión, en la entrada de la subestación de Moncagua se tiene un voltaje en máxima demanda de 0.9926 p.u. esto era de esperarse puesto que la longitud del circuito es de 1 kilómetro

### **2.10.3.2 CIRCUITO 34-4-82.**

Este circuito alimenta tres subestaciones propiedad de EEO:

- Subestación San Francisco Gotera: 46/13.2KV; 5/7 MVA
- Subestación Santa Rosa de Lima Rural: 46/13.2KV; 5/7 MVA
- Subestación Santa Rosa de Lima Ciudad: 46/13.2KV; 5/7 MVA
- Subestación Jocoro: 46/23KV; 1.5/1.875 MVA

#### **2.10.3.2.1 PERFIL DE VOLTAJE.**

En general el problema que se nos presenta en este circuito es el incumplimiento del criterio del  $\pm 5\%$  de regulación de tensión en demanda máxima, alcanzando porcentajes de caídas de tensión en el nivel a 46 kV por el orden del 14%, en la subestación Santa Rosa de Lima, ubicada a 46 kilómetros de la subestación de San Miguel.

### **2.10.3.3 CIRCUITO 34-4-83.**

Este circuito alimenta dos subestaciones propiedad de EEO:

- Subestación San Miguel 4.16 kV: 46/4.16 kV; 7/8.75MVA
- Subestación San Miguel 23 kV: 46/23 kV; 10/12.75MVA
- Subestación El Papalón 4.16 kV: 46/4.16 kV; 2.5/3.125MVA

#### **2.10.3.3.1 PERFIL DE VOLTAJE.**

En general el perfil de voltaje en este circuito de subtransmisión cumple el criterio del  $\pm 5\%$  de regulación de tensión en máxima demanda. Este resultado era de esperarse debido que existe instalado conductor Canna y la longitud máxima del circuito es de 15 kilómetros.

En demanda promedio se tiene sobretensión por el orden del 1.07% en la salida de los transformadores de subestación El Papalón y San Miguel.

### **2.10.3.4 CIRCUITO 34-4-84.**

Este circuito alimenta cinco subestaciones propiedad de EEO:

- Subestación San Antonio Silva: 46/23 kV; 2.5/3.125 MVA
- Subestación La Unión: 46/4.16 kV; 5/7 MVA
- Subestación La Unión CEMFA: 46/13.2 kV; dos transformadores 5/7 MVA
- Subestación CORSAIN; 46/23 kV; 8 MVA
- Subestación DM3: 46/4.16 kV; 0.8/1.0 MVA

#### **2.10.3.4.1 PERFIL DE VOLTAJE.**

En general el problema que se nos presenta en el sistema de subtransmisión es el incumplimiento del criterio del  $\pm 5\%$  de regulación de tensión en el lado de alta de todas las subestaciones servidas por este circuito, alcanzando porcentajes de caídas de tensión en máxima demanda por el orden de 11.8%, en la subestación de La Unión, ubicada a 54 kilómetros de la subestación de San Miguel.

### **2.10.3.5 CIRCUITO 34-4-85.**

Este circuito alimenta una subestación propiedad de EEO y una subestación propiedad de DEUSEM:

- Subestación El Delirio: 46/13.2 kV; 5/7 MVA
- Subestación Ereaguayquin: 46/13.2 kV; 5/7 MVA

Además de las subestaciones mencionadas, existe una entrega a 46 kV a Ingenio Chaparrastique.

#### **2.10.3.5.1 PERFIL DE VOLTAJE.**

En general el problema que se nos presenta en el sistema de subtransmisión es incumplimiento del criterio del  $\pm 5\%$  de regulación de tensión, alcanzando porcentajes de caídas de tensión por el orden del 16.2%, en la subestación de Ereaguayquin propiedad de DEUSEM, ubicada a 53 kilómetros de San Miguel. De interés para EEO, aproximadamente a 26 kilómetros de San Miguel específicamente a la entrada de subestación El Delirio se presentan caídas de tensión por el orden del 11%.

De lo anterior concluimos que EEO experimenta caídas de tensión en sus líneas debido a la demanda que tiene que servir a la subestación Ereaguayquin.

## 2.11 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Existe un problema común en los circuitos 34-4-81, 34-4-84 y 34-4-85, que esta afectando la operación de los circuitos de distribución y la calidad de servicio de éstos. En los escenarios de demanda máxima y promedio se tiene como resultado perfiles bajos de tensión que no cumplen con los criterios de  $\pm 5\%$ . Por lo que al respecto, se puede concluir que el sistema de subtransmisión necesita ser reforzado y mejorado de tal forma que pueda garantizarse un voltaje de alimentación que se encuentre en una banda aceptable, dentro de los criterios y que además permita obtener 1 p.u. ó cercano en el lado de MT.
- Habría que evaluar cual es la mejor alternativa tanto técnica como económica para poder solventar los problemas de subtransmisión ya que éstos son trasladados al sistema de distribución.
- Otro criterio importante a considerar dentro de las alternativas de solución que puedan plantearse, es el crecimiento de la demanda, específicamente en las zonas servidas por los circuitos de subtransmisión con bajos perfiles de tensión.

## **CAPÍTULO III**

# **ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA ORIENTAL DEL PAÍS, CÁLCULOS Y METODOLOGÍA.**

### **3.1 INTRODUCCIÓN.**

Es de mucha importancia en todo análisis de redes eléctricas no sólo determinar los niveles de tensión, corriente, potencia, en estos si no también cuanto se suministra a la red y cuanto es lo que se pierde de toda esa energía, como resultado de un proceso de generación y suministro.

Las pérdidas no solo determinan como su nombre lo indica la cantidad de energía que se está perdiendo (potencia, voltaje, corriente), si no que es también un parámetro que permite determinar el estado de una red, con relación a su capacidad de transmisión y suministro comparando contra normas establecidas por organismos internacionales, pudiendo de esta manera definir si la red en estudio cumple con las normas establecidas y que tan bueno o malo es su rendimiento.

Es así como en este capítulo se relatara sobre las pérdidas en un sistema eléctrico, los tipos de pérdidas y la manera de calcularlas para el universo de estudio.

### **3.2 PÉRDIDAS.**

Las pérdidas significan disminuciones de los ingresos de las empresas distribuidoras, pues es energía que se suministra y no se factura ni se cobra.

Cualquier sistema de distribución eléctrica tiene un nivel de pérdidas óptimo tanto técnicas como no técnicas para obtener un nivel de eficiencia competitivo. El nivel de pérdidas optimo se puede definir como aquel nivel bajo el control de la empresa y este depende no solo de las características de cada empresa y del nivel de voltaje de suministro si no también de las características socio-económicas del país donde opera, por lo tanto, no existe un nivel meta único.

Las pérdidas existentes en el sistema eléctrico de una empresa de distribución pueden ser clasificadas como sigue:

#### **PÉRDIDAS TÉCNICAS:**

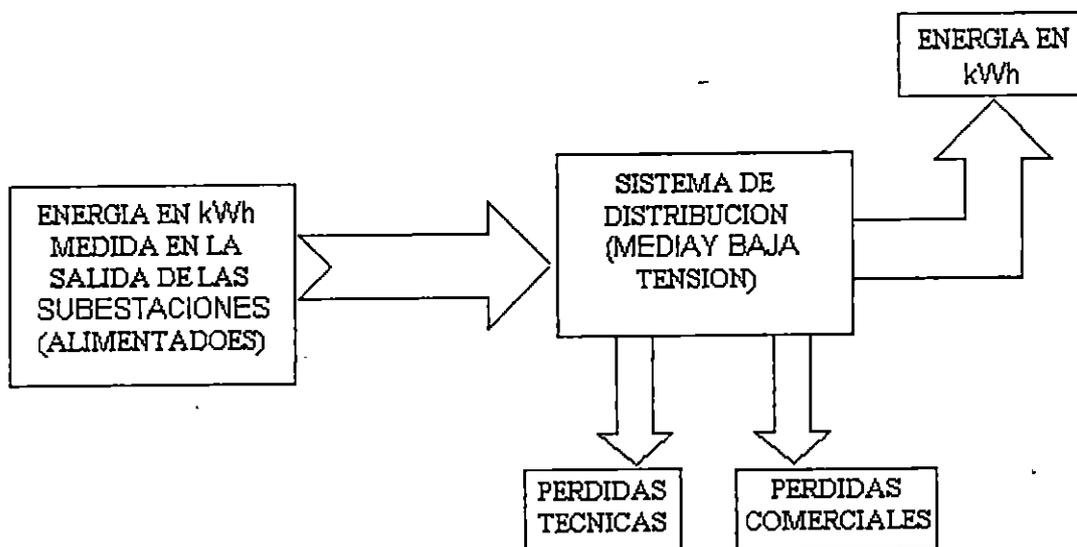
- Pérdidas joule en las líneas y transformadores.
- Pérdidas en el hierro (transformadores).

- Nivel de tensión.

### **PÉRDIDAS NO TÉCNICAS O COMERCIALES:**

- Errores de catastro.
- Consumidores sin medidores.
- Redes clandestinas.
- Fraude y Hurto de energía.
- Medidores.
- Tarifas fijas.
- Errores de lectura.
- Otras.

La figura 3.1, presenta el flujo de energía en un sistema de distribución.



**Fig. 3.1** Flujo de Energía en un Sistema de Distribución.

Las pérdidas técnicas son determinadas mediante cálculos, tomando en consideración datos de catastro de equipos, pruebas piloto, mediciones mediante muestreo y algoritmos computacionales.

Las pérdidas de energía de naturaleza comercial pueden ser calculadas mediante la siguiente formula:

$$P_c = E_{al} - (E_f + P_t), \text{ en donde:}$$

$P_c$  = Pérdidas comerciales.

$E_{al}$  = Energía medida en la salida de las subestaciones (alimentadores).

$E_f$  = Energía facturada (kWh), incluyendo ventas en bloque si es el caso.

$P_t$  = Pérdidas técnicas.

### 3.3 PÉRDIDAS TÉCNICAS.

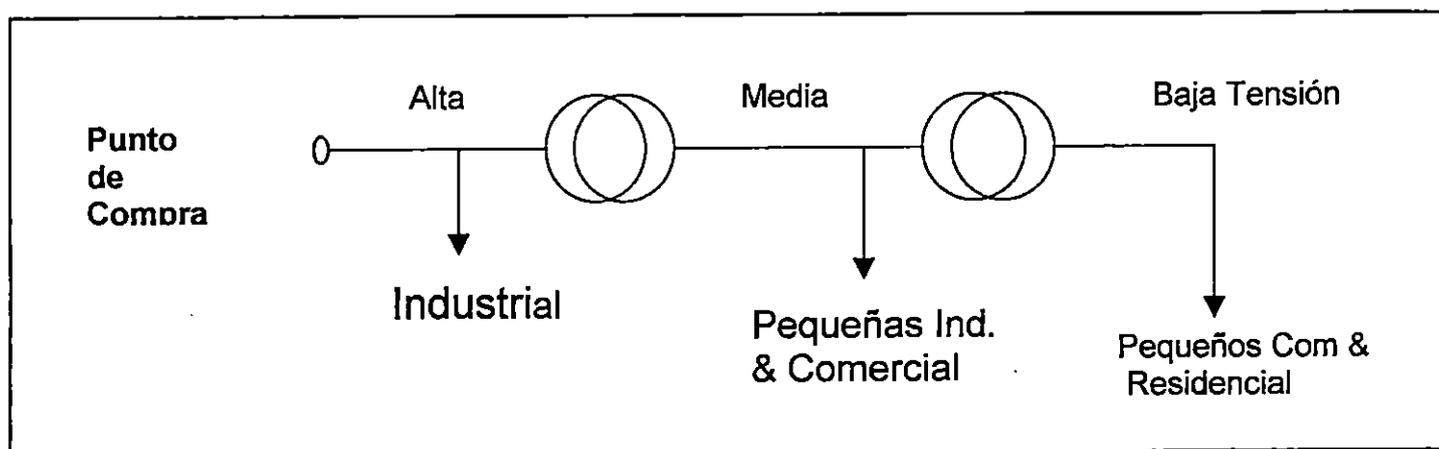


Fig.3.2 Flujo de pérdidas desde el punto de entrega hasta el consumidor final.

Se pueden asumir los siguientes parámetros para empresas de distribución:

- Desde el punto de compra hasta la entrega de alta tensión, PT: 1.8 %
- Transformadores AT a MT, PT: 1 %
- Línea de Media Tensión, PT: 2.2 %
- Transformador MT a BT, PT: 1.5 %
- Línea de Baja Tensión, PT: 3 %

### 3.4 PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS EN MEDIA TENSIÓN.

Para el cálculo de las pérdidas técnicas de potencia, se utilizará el programa de simulación PSS/U – “Power System Simulator for Utilization Levels” – de la empresa Power Technologies Incorporated (PTI), que ofrece numerosas ventajas para la simulación y el análisis de los sistemas de distribución en régimen permanente, la simulación de circuitos desbalanceados en la carga o en sus impedancias (líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas) y la introducción de datos mediante un interfase gráfica con AutoCad (ACADPSSU)-

El análisis de los flujos de carga conduce a la interpretación de los resultados de cada parámetro eléctrico y a la proposición de los correctivos necesarios, para que estos valores satisfagan los criterios de diseño y calidad del servicio eléctrico establecido por el ente regulador.

### **3.5 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

El PSS/U calcula las pérdidas técnicas de potencia en los conductores de un circuito en particular mediante la simulación del flujo de carga, dada la condición de máxima carga. En función de los resultados se pueden determinar las relaciones porcentuales entre las pérdidas técnicas y la demanda de un circuito.

Para el cálculo de energía asociado a las pérdidas técnicas se determina el consumo en kWh de las cargas por circuito para un día típico, basándose en la información de los ciclos de carga. Posteriormente, se extrapola a una base mensual de 30 días y se le aplica el factor de pérdidas calculado para la condición de carga máxima. Este procedimiento permite obtener un resultado conservador de las pérdidas ya que el factor de proporcionalidad varía en relación cuadrática a las corrientes que circulan por las ramas de un circuito en función del ciclo de carga.

Las pérdidas encontradas en este trabajo serán comparadas contra valores estándares de pérdidas de empresas modelos de distribución eléctrica, para lo cual se utilizara la figura 3.2 para ilustrar los valores desagregados de pérdidas en cada uno de los niveles de tensión.

### **3.6 VALORES REFERENCIALES PARA EL ESTUDIO.**

#### **NORMATIVAS DE CALIDAD DE SERVICIO.**

El objetivo de estas normas es establecer derechos y obligaciones de las empresas distribuidoras y los usuarios de la Red de Distribución, índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que suministra los servicios de energía eléctrica, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los siguientes parámetros:

- a) La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que está relacionado principalmente con las interrupciones del servicio.
- b) La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes:
  - i) Niveles de tensión.
  - j) Perturbaciones en la onda de voltaje (flicker y tensiones armónicas).
  - k) Incidencia del usuario en la calidad.

## NIVELES DE TENSION.

Para establecer un parámetro comparativo de los valores obtenidos en éste estudio se hará referencia a la normativa de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución emitida por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), en la cual se establecen límites admisibles de caídas de tensión en sistemas de distribución.

“Normativa de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución”

TITULO V Calidad del Producto Técnico

CAPITULO II Niveles de Tensión

Art. 21. La empresa distribuidora deberá mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los clientes puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica

Art. 22. Niveles de Tensión. El indicador de calidad para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición k, es la diferencia  $V_k$  entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega  $V_k$  y el valor de la tensión nominal  $V_n$  del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \%$$

Art. 23. Límites Admisibles. Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al cliente, se indican en la siguiente tabla.

	NIVEL DE TENSION					
	URBANO			RURAL		
	Ene 2002	Ene 2003	Ene 2004	Ene 2002	Ene 2003	Ene 2004
Baja tensión	± 10%	± 7.5 %	± 5 %	± 10 %	± 8.5 %	± 8 %
Media Tensión	± 7%	± 6 %	± 5 %	± 9 %	± 8 %	± 7 %

### 3.7 PRESENTACION DE PERDIDAS, CAIDAS DE TENSION Y SOBRECARGAS

INTERRUPTOR	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	DESBALANCE $I_{max}/I_{prom}$	FASE CARGADA
34-4-81	SUB MONCAGUA 23 KV	40241	1.65	B
		40242	28.81	A
34-4-82	SUB JOCORO 23 KV	41441	36.2	A
	SUB GOTERA 13.2 KV	31341	44.74	A
		31342	62.54	A
		31343	43.24	A
		31344	50.97	C
	SUB SANTA ROSA 1 13.2 KV	31241	56.45	A
		31242	26.81	A
SUB SANTA ROSA 2	31243	9.63	C	
34-4-83	SUB SAN MIGUEL 4.16 KV	10141	7.68	C
		10142	45.45	A
		10143	3.05	A
	SUB SAN MIGUEL 23 KV	40144	1.67	C
		40145	6.07	A
	PAPALON	10341	153.96	A
34-4-84	SAN ANTONIO SILVA 23 KV	40441	36.2	A
	LA UNION 4.16 KV	11041	15.18	B
		11042	16.59	A
	LA UNION CEMFA 13.2 KV	31141	19.42	B
		31142	65.98	C
31143	60.69	A		
34-4-85	EL DELIRIO	30641	14.25	A
		30642	18.35	A
		30643	34.2	C
34-4-86	SUB JALACATAL	30541	90.04	A
		30542	60.5	A
18-4-84	SUB CHAPELTIQUE	30741	78.24	A
		30742	44.59	C
		30743	39.08	C
		30744	52.4	A
	SUB CIUDAD BARRIOS	30941	22.4	C
		30942	65.41	A
		30943	30.5	A
	SUB CHINAMECA	30841	20.4	C
		30842	43.39	A
	SUB SANTA ANITA	31741	30.9	A
		31742	21.29	B
	SUB STGO. DE MARIA	31641	60.64	A
		31642	18.44	A
		31643	33.69	B
SUB SAN LORENZO	31841	55.97	C	

Tabla 3.1 Porcentaje de desbalance de todos los circuitos.

INTERRUPTOR	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	LONGITUD (Km)	% CAÍDA DE TENSIÓN
34-4-81	SUB MONCAGUA 23 KV	40241	30.160	Sin problemas
		40242	54.950	Sin problemas
34-4-82	SUB JOCORO 23 KV	41441	80.600	5.74
	SUB GOTERA 13.2 KV	31341	11.041	Sin problemas
		31342	72.150	Sin problemas
		31343	88.178	11.88
		31344	195.090	14.50
	SUB SANTA ROSA 1 13.2 KV	31241	10.660	Sin problemas
		31242	240.200	15.730
SUB SANTA ROSA 2	31243	260.000	29.100	
34-4-83	SUB SAN MIGUEL 4.16 KV	10141	9.130	Sin problemas
		10142	28.675	10.800
		10143	12.800	11.110
	SUB SAN MIGUEL 23 KV	40144	18.000	Sin problemas
		40145	30.500	Sin problemas
	PAPALÓN	10341	51.120	19.850
34-4-84	SAN ANTONIO SILVA 23 KV	40441	94.731	Sin problemas
	LA UNION 4.16 KV	11041	25.807	15.540
		11042	41.509	22.200
	LA UNION CEMFA 13.2 KV	31141	103.200	25.900
		31142	59.675	30.100
		31143	148.900	22.830
34-4-85	EL DELIRIO	30641	80.350	22.780
		30642	130.212	20.280
		30643	117.700	14.290
34-4-86	SUB JALACATAL	30541	91.280	6.640
		30542	62.550	Sin problemas
18-4-84	SUB CHAPELTIQUE	30741	37.235	Sin problemas
		30742	32.578	Sin problemas
		30743	11.789	Sin problemas
		30744	45.812	9.230
		30941	33.410	5.570
	SUB CIUDAD BARRIOS	30942	71.360	20.230
		30943	11.735	Sin problemas
		30841	69.983	12.400
	SUB CHINAMECA	30842	61.854	6.920
		31741	90.100	6.100
	SUB SANTA ANITA	31742	54.453	Sin problemas
		31641	5.430	Sin problemas
	SUB STGO. DE MARIA	31642	27.611	Sin problemas
		31643	49.400	Sin problemas
		31841	31.700	Sin problemas

Tabla 3.2 Caidas de tensión de circuitos de distribución primaria.

INTERRUPTOR	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	Fc	Fcp	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (KWH)	% de
34-4-81	SUB MONCAGUA 23 KV	40241	0.633	0.447	23.21	90914.60312	1.21
		40242	0.581	0.386	17.65	59719.47196	0.80
34-4-82	SUB JOCORO 23 KV	41441	0.451	0.253	20.85	46194.97244	0.616
		31341	0.491	0.291	6.37	16241.76512	-
	SUB GOTERA 13.2 KV	31342	0.491	0.291	4.45	11346.28803	0.151
		31343	0.491	0.291	41.44	105660.7137	1.409
		31344	0.491	0.291	50.94	129883.1264	1.732
	SUB SANTA ROSA 1 13.2 KV	31241	0.619	0.430	8.04	30308.22952	0.404
		31242	0.619	0.430	66.21	249590.5319	3.328
SUB SANTA ROSA 2	31243	0.463	0.264	268.79	621838.6636	8.292	
34-4-83	SUB SAN MIGUEL 4.16 KV	10141	0.662	0.483	1.89	7996.661729	0.11
		10142	0.662	0.483	23.21	98202.39087	1.31
		10143	0.662	0.483	438.43	1855013.969	24.74
	SUB SAN MIGUEL 23 KV	40144	0.682	0.508	13.28	59155.13579	0.79
		40145	0.682	0.508	17.5	77952.92736	1.04
PAPALON	10341	0.531	0.332	64.22	186642.2449	2.49	
34-4-84	SAN ANTONIO SILVA 23 KV	40441	0.543	0.344	29.61	89352.25502	1.19
		11041	0.641	0.457	16.35	65440.64688	0.87
	LA UNION 4.16 KV	11042	0.641	0.457	49.72	199003.6063	2.65
		31141	0.508	0.308	331.35	894157.4225	11.92
		31142	0.508	0.308	215.83	582423.4087	7.77
31143	0.508	0.308	190.98	515364.9752	6.87		
34-4-85	EL DELIRIO	30641	0.480	0.208	107.45	263854.5638	3.52
		30642	0.480	0.208	89.67	220193.9389	2.94
		30643	0.480	0.208	52.76	129557.6248	1.73
34-4-86	SUB JALACATAL	30541	0.536	0.337	25.19	74372.02325	0.99
		30542	0.536	0.337	21.28	62827.97359	0.84
18-4-84	SUB CHAPELTIQUE	30741	0.440	0.243	14.34	30510.19699	0.41
		30742	0.440	0.243	27.12	57701.29306	0.77
		30743	0.440	0.243	0.52	1106.366976	0.01
		30744	0.440	0.243	23.61	50233.31597	0.67
	SUB CIUDAD BARRIOS	30941	0.443	0.246	9.21	19814.84522	0.26
		30942	0.443	0.246	72.62	156238.2258	2.08
		30943	0.443	0.246	1.16	2495.680831	0.03
	SUB CHINAMECA	30841	0.510	0.310	25.65	69673.11552	0.93
		30842	0.510	0.310	111.53	302949.0282	4.04
	SUB SANTA ANITA	31741	0.351	0.169	23.85	35258.5189	0.47
		31742	0.351	0.169	1.7	2513.185834	0.03
	SUB STGO. DE MARIA	31641	0.502	0.302	0.38	1005.308252	0.01
		31642	0.502	0.302	4.3	11375.85654	0.15
		31643	0.502	0.302	5.82	15397.08955	0.21
SUB SAN LORENZO	31841			3.54	0		

TOTAL = 7,499,482

Tabla 3.3 Perdidas en líneas de circuitos de distribución primaria.

Compras reales KWh año 2000 =

372,871,150

Porcentaje de Perdidas por líneas (%) =

2.01%

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS, Y PRESENTACIÓN DE SOLUCIONES.**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN.**

En los capítulos anteriores no solo se han descrito los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución primaria del sector eléctrico de la zona oriental del país, si no también se ha hecho un estudio de dichas redes con relación a las pérdidas técnicas con el fin de diagnosticar el estado de la misma. Al entrar en este capítulo se ha analizado el sistema completo de distribución primaria de la zona de oriente incluyendo el sistema de subtransmisión a 46 kV que es propiedad de las empresas distribuidoras, y finalmente se plantearán las recomendaciones necesarias con el fin de solucionar los problemas de pérdidas en la red eléctrica del oriente del país.

#### **4.2 OBJETIVO GENERAL.**

- Dados los resultados obtenidos en el capítulo anterior, proporcionar las soluciones y recomendaciones necesarias para satisfacer las normativas, con relación a las caídas de tensión (pérdidas) y disponibilidad de potencia (cargabilidad de los transformadores), en la red eléctrica de la zona oriental del país.

### 4.3 ANÁLISIS Y SOLUCIÓN.

Se comenzará por plantear alternativas de solución a los problemas detectados al nivel de 46 kV ya que estos problemas son trasladados al nivel de distribución primaria.

Transformador	Potencia (MVA)		Demanda (MVA)		Promedio	Carga (%)	
	ONAN	ONAF	Máxima	Mínima		Máxima	Mínima
San Miguel A	10	12	11.2	4.1	7.8	93.3	34.2
San Miguel B	10	12	8.3	3.2	5.7	69.1	26.6
Moncagua A	10	12.5	8.9	4.1	7.1	71.2	32.8
Moncagua B	5	6.25	2.7	1.3	1.6	43.2	20.8
Jocoro	1.5	1.88	0.5	0.1	0.25	26.6	5.3
Sta. Rosa Cdad.	5	7.8	4.5	1.6	2.6	57.7	20.5
Sta. Rosa rural.	5	7	6.4	2	3.5	91.4	28.6
S. Fco. Gotera	5+5	7+7	7.3	2.1	3.6	52.1	15
Papalón	2.5		1.1	0.4	0.6	44	16
San Antonio Silva	2.5	3.125	1.6	0.5	0.8	51.2	16
CEMFA A	5	7	6.3	1.9	3.15	90	27.1
CEMFA B	3	4.2	5.2	1.6	2.6	123.8	38.1
La Unión	5	6.66	3.9	2.3	2.7	58.6	34.5
El Delirio	5	6.25	6.5	1.7	3.1	104	27.2
El Jalacatal	5+10	7+12.5	11.2	2.9	5.3	57.4	15
Santa Anita	5	7	5.4	1.8	3.7	77	25.7
Stgo. De María	5	7.8	0.6	0.2	0.3	7.7	2.6
Chapeltique	5	7	2.2	0.5	0.9	31.4	7.1
Ciudad Barrios	5	7	1.7	0.4	0.8	24.3	5.7
Chinameca	5	7	4.9	1.4	2.4	70	20

**TABLA 4.1** Análisis de carga de transformadores de distribución de EEO

La unidad de transformación de CEMFA B se encuentra con una carga del 124 %. Del análisis del circuito de 13.2 kV 31141 se ve la necesidad de crear una nueva subestación de 46/13.2 kV para alimentar la zona de El Tamarindo debido al incremento de demanda previsto como consecuencia del desarrollo turístico de la zona. Desconectando la demanda de esta nueva subestación, en la situación de demanda máxima, la demanda del transformador CEMFA B sería del orden de 1.6 MVA con lo que la carga del transformador sería del 38 %.

Por otro lado, del análisis de la carga de los transformadores, se ve que el transformador de Ciudad Barrios de potencia 5/7 MVA esta bastante descargado (en demanda punta la carga es de 1,7 MVA) por lo que se pueden intercambiar los transformadores. Con este cambio de transformadores, la carga de los transformadores de Ciudad Barrios y CEMFA B sería del 40% y del 23% respectivamente en la situación de demanda máxima.

También se debe tener en cuenta que el transformador CEMFA A, que alimenta a los circuitos 31142 y 31143, tiene una carga en demanda máxima del 90%. La relación de carga de ambos circuitos es del 45% y 5% respectivamente. Luego descontando la ampliación de 1 MVA correspondiente a la ampliación de Cutuco, la carga del circuito 31141 es de 2.9 MVA. Por lo tanto, si desde el transformador B de CEMFA se alimentan los circuitos 31141 (Tamarindo) y 31143 (Santa Rosa), la carga del transformador sería del 64,3% en la situación de demanda máxima y la del transformador A de CEMFA alimentando al circuito 31142 (Cutuco) sería del 48% permitiendo futuras ampliaciones del puerto de Cutuco.

La carga del transformador de El Delirio en la situación de demanda punta es del 104%, luego es necesario aumentar la transformación en dicha subestación. Para ello existen dos posibilidades:

Añadir una nueva unidad de transformación.

Aprovechando que de acuerdo con la proyección de la demanda de la subestación de Santiago de María, la carga de la citada subestación va a ir disminuyendo, cambiar los transformadores retrasando para un posterior horizonte la ampliación de la segunda unidad de transformación en la subestación El Delirio. Además, aprovechando que el transformador de El Delirio es de mayor potencia que el de CEMFA B, y teniendo en cuenta la modificación expuesta en el punto anterior, se podría realizar un cuádruple cambio de transformadores:

Transformador de CEMFA B (3/4,2 MVA) pasarlo a Santiago María.

Transformador de Santiago María (5/7,8 MVA) pasarlo a El Delirio.

Transformador de El Delirio (5/6,25) pasarlo a Ciudad Barrios.

Transformador de Ciudad Barrios (5/7 MVA) pasarlo a CEMFA B.

#### **4.4 SUBESTACIÓN CEMFA – CIRCUITO 31141 A 13.2 kV.**

Desde este circuito se alimenta la zona de las playas del Tamarindo y la zona de la Trancas.

Este circuito cuenta con cinco bancos de capacitores. De ellos, dos son de tipo fijo uno es conmutable solo para mínima demanda y los otros dos solo se conectan en máxima demanda. La potencia y ubicación de los mismos es:

UBICACIÓN	CAPACIDAD (Kvar)
Antes del Crio Polo Blanco	600
Autobooster	600
Antes desvío Las Trancas	600
Después de Crio. Agua Caliente	300
Antes desvío Las Tunas	450

**TABLA 4.2** Capacidad de bancos de capacitores del Tamarindo y las Trancas.

Adicionalmente, se ubicaron dos reguladores de voltaje y se reubicó el autobooster en el desvío del caserío el Condadillo y antes del desvío para las Tunas y la zona las Trancas se ubicaron los reguladores de voltaje.

Por otro lado, en el análisis de la situación actual, a parte de los condensadores y de los elementos de regulación, se propone balancear la carga y recalibrar uno 12,5 km con conductor Canna y unos 6,5 km con conductor Quail.

Para facilitar los análisis, el circuito se dividió en tres zonas:

Desvío: (Hacia El Tamarindo) es el alimentador principal que parte de la subestación CEMFA hasta el punto de corte con el circuito 30642 que viene de la S/E El Delirio.

Tamarindo: Ramal que alimenta desde el desvío anterior hacia playas de El Tamarindo/Playas negras.

Las Trancas: Ramal que alimenta el caserío las Trancas.

La longitud total del circuito son unos 147,2 km de los cuales son:

Conductor Canna : 12,5 km  
 Conductor Quail : 28.3 km  
 Conductor Sparrow : 106.4 km

Por otro lado el consumidor mas alejado visto desde la subestación CEMFA se encuentra a unos 45,9 km y esta ubicado al final del caserío Las Trancas. Para la zona El Tamarindo, el punto mas alejado se encuentra a 40,35 km y en la zona del Desvío tenemos 34,29 km.

A continuación se recogen cada uno de los perfiles de tensión y carga de los diferentes equipos.

## PROYECCIÓN 2003.

Escenario de demanda	Factor de escala	Factor de Potencia
Máxima	0,897	0,99
Mínima	0,126	0,44
Promedio	0,415	0,75

**TABLA 4.3** Cuadro de demandas para las zonas del Tamarindo y las Trancas.

Considerando las modificaciones propuestas en el año 2001, el perfil de tensiones para las tres situaciones de demanda es:

ZONA	TENSION EN P.U.					
	MÁXIMA		MÍNIMA		PROMEDIO	
	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9470	1,0346	0,9659	1,03384	0,9649	1,0449
Desvío		0,9494		0,9985		0,9696
El Tamarindo		0,9387		0,9890		0,9512
Las Trancas		0,9384		0,9958		0,9614

**TABLA 4.4** Perfiles de tensión en los diferentes escenarios de demanda

En los circuitos de El Tamarindo y Las Trancas, los nodos con menor tensión, en los escenarios de demanda máxima y promedio, se corresponden con los nodos anteriores a los reguladores de tensión. Para la demanda mínimo y promedio, el perfil de voltaje es adecuado estando todos los nodos con una tensión dentro del  $\pm 5\%$  admisible, sin embargo, en demanda punta se produce unas caídas del  $-6,2\%$  antes de los reguladores de tensión. A partir de los mismos, la tensión de los nodos es adecuada gracias a la compensación del regulador.

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
Desvío	Canna	353	430	254	72
	Quail	165	200	180,3	109,3
El Tamarindo	Canna	353	430	141,2	40
	Sparrow	101	123	94,8	94
Las Trancas	Sparrow	101	123	38,5	38

**TABLA 4.5** Carga de los equipos en el escenario de demanda máxima.

En la situación de demanda máxima se produce una sobrecarga en tramo de alimentador principal.

Las pérdidas obtenidas en el escenario de demanda promedio son:

ELEMENTO	DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	101	2354,7	0,43
Líneas 13.2 kV	178,8	2344,6	7,6
TOTAL	188,9	2354,7	8

**TABLA 4.6** Cuadro de pérdidas en demanda promedio.

Valor superior al 5% considerado como aceptable.

Alternativas de solución.

Para solucionar los problemas de perfil de sobrecargas y pérdidas se propone:

Recalibrar el tramo del Desvío hacia El Tamarindo con conductor Penguin. No se propone una sección superior ya que como se verá en el siguiente apartado, en el año 2005 se requiere una nueva subestación para alimentar la zona de El Tamarindo. La longitud el tramo es de unos 9,46 km

A continuación se incluyen unas tablas con los perfiles de tensión y las pérdidas obtenidas con la solución propuesta

ZONA	Tensión en p.u. Demanda máxima	
	Recalibración	
	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9472	1,0387
Desvío		0,9729
El Tamarindo		0,9616
Las Trancas		0,9624

**TABLA 4.7** Perfiles de tensión en los diferentes escenarios con la recalibración.

ELEMENTO	DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	9,7	2316	0,4
Líneas 13.2 kV	121,7	2303	5,3
TOTAL	131,4	2316	5,7

**TABLA 4.8** Cuadro de pérdidas en demanda promedio con la recalibración.

A la vista los resultados obtenidos, se considera válida la solución adoptada. Las pérdidas, en el escenario de demanda promedio se encuentra en el límite de aceptación.

### PROYECCIONES AÑO 2005.

Escenario de demanda	Factor de escala	Factor de Potencia
Máxima	1,039	0,99
Mínima	0,147	0,44
Promedio	0,481	0,75

**TABLA 4.9** Factores de escala y de potencia en los diferentes escenarios de demanda para el año 2005.

Además se debe considerar una demanda adicional en la zona de El Tamarindo de 2MVA.

En primer lugar se realiza un análisis sin considerar el incremento de demanda de El Tamarindo.

El perfil de tensiones obtenido en la situación de demanda analizada es

ZONA	TENSION EN P.U.					
	MÁXIMA		MÍNIMA		PROMEDIO	
	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9560	1,0412	0,9679	1,0369	0,9559	1,0354
Desvío		0,9624		1,0050		0,9854
El Tamarindo		0,9380		0,9943		0,9647
Las Trancas		0,9495		0,9890		0,9753

**TABLA 4.10** Perfiles de tensión para los diferentes escenarios de demanda en el año 2005.

En los escenarios de demanda mínima y promedio las tensiones son adecuadas, mientras que en el escenario de demanda máxima se produce una tensión del -6.2% delante del regulador de tensión de la zona de El Tamarindo

En la siguiente tabla se incluye la carga de las líneas en el escenario de demanda máxima para cada una de las zonas en las que se ha dividido el circuito.

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
Desvío	Canna	353	430	293,6	83,2
	Penguin	229	278	206,5	90
	Quail	165	200	166,2	100,7
El Tamarindo	Canna	353	430	162,8	4
	Sparrow	101	123	109,2	108,1
Las Trancas	Sparrow	101	123	44,1	43,7

**TABLA 4.11** Cuadro de carga de líneas en escenario de demanda máxima para las zonas en que se ha dividido el circuito.

A la vista de los resultados anteriores, se observa que se podrían solucionar los problemas con algunas modificaciones. No obstante se debe recordar la expansión de la zona de El Tamarindo que ya en esta proyección incrementa la demanda en 2 MVA (unos 87 amperios considerando una tensión de 1 p.u.). Con esta nueva demanda se producirían mas sobrecargas y mayores caídas de tensión. Por otro lado, esta demanda continuaría incrementándose hasta el año 2008, con un incremento en dicho año de 5MVA, de acuerdo con lo anterior se propone crear una nueva subestación en el entorno del desvío de El Tamarindo de 46/13.2 kV alimentada por una línea de 46 kV desde la S/E de CEMFA para dar el servicio de la zona de El Tamarindo.

A continuación se incluye el análisis de las zonas de Desvío y Las Trancas alimentadas desde Cemfa, y de la zona de El Tamarindo incluyendo los 2 nuevos MVA, alimentados desde la nueva subestación.

#### 4.5 TRANSFORMADOR DE CEMFA.

Perfil de tensiones:

Al quitar la demanda de El Tamarindo, las caídas de tensión son menores y por lo tanto, en la zona alimentada desde CEMFA se pueden quitar condensadores y reguladores de tensión.

Las tensiones en todos los escenarios son adecuadas. Además en el nodo de interconexión con el circuito 30642 de la S/E de El Delirio son adecuadas (superiores al 10%) para dar apoyos en la situación de emergencia.

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
Desvío	Canna	353	430	107,6	30,5
	Penguin	229	278	52,9	23
	Quail	165	200	3,4	2,1
La Trancas	Sparrow	101	123	42,3	41,9

**TABLA 4.12** Carga de líneas en el escenario de demanda máxima.

Carga de las líneas en el escenario de demanda máxima.

Como era previsible, la carga de las líneas es baja.

Por ultimo, las pérdidas obtenidas en los escenarios de demanda máxima y promedio son:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	4,6	2297	0,2	1,63	1043	0,16
Líneas 13.2 kV	82,4	2292,4	3,6	29,7	1041	2,9
TOTAL	87	2297	3,8	31,3	1043	3

**TABLA 4.13** Pérdidas obtenidas en los escenarios de demanda máxima y promedio.

Valores inferiores al 5%

#### 4.6 TRANSFORMADOR EL TAMARINDO.

Para considerar el incremento de 2 MVA en el escenario de demanda punta se aumenta la carga con la actividad correspondiente del PSS/U (se aumenta la potencia instalada de los transformadores media/baja tensión) manteniéndose los factores de escalado y de potencia de la carga utilizados en la proyección del 2005 para el circuito 31141 de la subestación CEMFA.

En un principio se ha considerado para los cálculos un transformador de 5/7 MVA, no obstante, en función de si se cumplen las previsiones totales de demanda (incremento de

5 MVA) y de los puntos concretos donde se incremente, podría ser necesaria o bien otra unidad o una de mayor potencia. En el transformador se ha considerado un sistema de regulación de la tensión en barras de 13.2 kV (regulador de voltaje o cambiador de tomas en carga).

Los perfiles de tensión obtenidos en los diferentes escenarios de demanda son:

ZONA	TENSIÓN EN P.U.					
	MÁXIMA		MÍNIMA		PROMEDIO	
	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV
S/E Tamarindo	0,9355	1,0398	0,9617	1,0355	0,554	1,0419
Las Trancas		0,9443		1,0133		1,9821

**TABLA 4.14** Perfiles de tensión en los diferentes escenarios de demanda.

En el escenario de máxima demanda se produce una ligera subtensión del  $-5,6\%$ , no obstante el resto de los escenarios tienen una tensión dentro del margen del  $\pm 5\%$ .

En cuanto a la carga de las líneas, a continuación se incluye una tabla con los valores obtenidos para cada tipo de conductor en el escenario de máxima demanda.

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
Tamarindo	Canna	353	430	243,4	69
	Sparrow	101	123	178,3	176,5
	Sparrow	101	123	160,4	159
	Sparrow	101	123	115,5	114,4

**TABLA 4.15** Carga de las líneas en el escenario de demanda máxima El Tamarindo.

Como consecuencia del incremento de demanda de 2MVA se producen grandes sobrecargas.

En cuanto a las pérdidas en los escenarios de máxima demanda y promedio tenemos:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	39,6	5666	0,7	14,8	2657,4	0,56
Líneas 13.2 kV	356,8	5626,4	6,3	134,4	2642,6	5,1
TOTAL	396,4	5666	7	149,2	2657,4	5,6

**TABLA 4.16** Pérdidas en el escenario de máxima demanda.

En demanda punta aunque la longitud del alimentador es corta, se producen muchas pérdidas como consecuencia de las sobrecargas.

Alternativas de solución.

Para solucionar los problemas de tensiones, sobrecargas y pérdidas se propone recalibrar los tramos sobrecargados. En el presente estudio se ha considerado la recalibración mínima necesaria, no obstante, esta se queda corta para proyecciones futuras. Los conductores necesarios en un futuro dependerán de que se cumplan las previsiones de demanda y de cuales sean los puntos concretos en los que se lleven a cabo las ampliaciones de consumidores.

La recalibración mínima para solucionar los problemas de sobrecargas del año 2005 serán:

Tramo 1 : 1,87 km de conductor Penguin.  
Tramo 2 : 2,47 km de conductor Sparrow.

A continuación se incluyen unas tablas con los perfiles de tensión y las pérdidas obtenidas con la solución propuesta.

ZONA	Tensión en p.u. Demanda Máxima	
	Recalibración	
	46 kV	13.2 kV
S/E Tamarindo	0,9358	1,0392
Tamarindo		0,9827

**TABLA 4.17** Perfiles de tensión de solución propuesta.

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	40	5698,1	0,7	14,8	2645,3	0,56
Líneas 13.2 kV	27,3	5658,1	4,9	103,8	2630,5	3,9
TOTAL	317,3	5698,1	5,6	118,6	2645,3	4,5

**TABLA 4.18** Pérdidas obtenidas de solución propuesta.

A la vista de los resultados obtenidos, se considera valida la solución adoptada.

#### **4.7 SUBESTACIÓN CEMFA CIRCUITO 31142 A13.2 kV.**

Desde este circuito se alimenta la zona del puerto de Cutuco y las islas de Conchaguita y Meanguera

se propone el balanceo de carga.

Debido a que el circuito principal no es muy largo y a que posee pocos ramales significativos, se define una única zona para referenciarla en los análisis:

Las Posas: alimentador principal desde la S/E CEMFA hasta el Crio. Las Posas, zona en la cual se encuentra también el corte para el cable submarino de las islas Conchaguita y Meanguera.

Todas las líneas disponen de un conductor tipo Esparrow, con una longitud total de línea de km. Por otro lado el consumo mas alejado visto desde la subestación de CEMFA se encuentra a una longitud aproximada en unos km y esta ubicado al final del caserío Las Posas.

A continuación se muestran los perfiles de tensión y la carga de los diferentes equipos para cada una de las proyecciones consideradas.

#### **PROYECCIÓN 2003.**

Escenario de demanda	Factor de escala	Factor de Potencia
Máxima	0,898	0,97
Mínima	0,127	0,86
Promedio	0,146	0,88

**TABLA 4.19** Factor de escala y potencia circuito 31142 proyección 2003

En este caso se debe considerar una carga de 1 MVA correspondiente a la demanda del puerto de Cutuco.

Sin considerar los condensadores en el escenario de demanda máxima, los perfiles de tensión obtenidos en las tres situaciones de demanda son:

ZONA	TENSIÓN EN P.U.					
	MÁXIMA		MÍNIMA		PROMEDIO	
	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9491	1,0346	0,9666	1,0376	0,9658	1,0368
Las Posas		0,9204		1,0187		0,9752

**TABLA 4.20** Perfiles de tensión en los diferentes escenarios de demanda para circuito 31142.

A la vista de los resultados anteriores se observa que mientras las tensiones en las situaciones de mínima demanda y promedio son aceptables, en la situación de demanda máxima se producen subtensiones del -8%.

En cuanto a la carga de las líneas, en la siguiente tabla se observa como se produce una sobrecarga en el alimentador principal. Ambos fenómenos de caída de tensión y sobrecarga están relacionados.

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
Las Posas	Sparrow	101	123	124,5	123,3
	Sparrow	101	123	105,1	104

**TABLA 4.21** Carga de líneas del circuito 31142.

Por ultimo, las pérdidas obtenidas para la demanda máxima y promedio son:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	7,74	2841	0,27	1,9	1315	0,14
Líneas 13.2 kV	190,6	2833	6,7	48,76	1313	3,7
TOTAL	198,3	2841	6,98	50,7	1315	3,9

**TABLA 4.22** Pérdidas en demanda máxima y promedio circuito 31142.

Aunque las pérdidas en demanda promedio son aceptables, en demanda máxima son algo elevadas (7%).

Alternativas de solución:

Para solucionar los problemas de perfil de tensión, sobrecarga y pérdidas se propone recalibrar el ramal principal (unos 4,5 km) cambiando el conductor Sparrow por un Penguin con vistas a posibles ampliaciones del puerto de Cutuco (un conductor Quail con una capacidad de 165 A podría haber sido suficiente).

A continuación se incluyen unas tablas con los perfiles de tensión y las pérdidas obtenidas con la solución adoptada (la carga de las líneas es del 54,5%)

ZONA	Tensión en p.u. Demanda Máxima	
	Recalibración	
	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9491	1,0341
Las Posas		0,9558

**TABLA 4.23** Perfiles de tensión para solución adoptada.

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	7,7	2830	0,27	1,9	1309,3	0,15
Líneas 13.2 kV	94,2	2822	3,34	24,1	1307	1,84
TOTAL	102	2830	3,6	26	1309	2

**Tabla 4.24** Pérdidas en los escenarios de demanda promedio y máxima con la solución adoptada.

A la vista de los resultados anteriores se puede afirmar que la solución adoptada es la adecuada.

## PROYECCIÓN 2005.

Escenario de demanda	Factor de escala	Factor de Potencia
Máxima	1,039	0,97
Mínima	0,147	0,86
Promedio	0,481	0,88

**TABLA 4.25** Factor de escala y de potencia para los escenarios de demanda proyección 2005.

En este año se debe considerar una carga de 1 MVA en el puerto de Cutuco (inversiones puntuales). Considerando la recalibración del año 2003, los perfiles de tensión obtenidos son:

ZONA	TENSIÓN EN P.U.					
	MÁXIMA		MÍNIMA		PROMEDIO	
	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,957	1,0363	0,9686	1,0332	0,9669	1,0370
Las Posas		0,9488		1,0183		0,9891

**TABLA 4.26** Perfiles de tensión para los escenarios de demanda proyección 2005.

La tensión es adecuada aunque en demanda máxima se obtiene una tensión del -5.1%. Por ultimo las pérdidas para la demanda máxima y promedio son:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	9,2	3110	0,3	2,3	1438	0,16
Líneas 13.2 kV	113,1	3101	3,65	29	1436	2
TOTAL	122	3110	3,93	31,3	1438	22,2

**TABLA 4.27** Pérdidas en demanda máxima y promedio.

Los valores de pérdidas obtenidos son aceptables.

Alternativas de solución:

Para solucionar los problemas de sobrecarga, se propone el cambio de conductor de Sparrow a Penguin (unos 1.5 km).

A continuación se incluyen los perfiles de tensión y las pérdidas obtenidas con la solución adoptada.

ZONA	Tensión en p.u. Demanda Máxima	
	Recalibración	
	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9579	1,0363
Las Posas		0,9610

**TABLA 4.28** Perfiles de tensión obtenidos de la solución adoptada.

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	9,1	3106	0,3	2,3	1437	0,16
Líneas 13.2 kV	98,11	3097	2,8	22,6	1435	1,6
TOTAL	97,2	3106	3,1	24,9	1437	1,7

**TABLA 4.29** Pérdidas en demanda máxima y promedio de la solución adoptada.

De los resultados obtenidos se observa que la solución adoptada es adecuada.

#### **4.8 SUBESTACIÓN CEMFA CIRCUITO 31143 A13.2 kV.**

Desde este circuito se alimenta la zona de Hato Nuevo, la de Barahona y la de El Caulatillo.

Para facilitar los análisis, el circuito se dividió en tres zonas:

Hato Nuevo: alimentador principal que parte de CEMFA hasta el punto de corte con el circuito 31243 de Sta. Rosa de Lima.

Barahona: Ramal desde el desvió hacia Crio. La Trinchera hasta el Crio Barahona.

El Caulatillo: Alimenta desde el desvió hacia el caserío Lagunita hasta adelante del Cantón El Caulatillo.

La longitud del circuito es de unos 105 km, de los cuales 5,3 km corresponden a conductor Quail y el resto a conductor Sparrow.

Para cada una de las zonas anteriores, el nodo de carga mas alejado se encuentra a una distancia de la subestación de CEMFA:

ZONA	DISTANCIA (km)
Hato Nuevo	223,37
Barahona	21,7
El Caulatillo	21,71

**TABLA 4.30** Distancia de los nodos de cargas mas alejados de la subestación Cemfa.

A continuación se recogen los perfiles de tensión y la carga de los diferentes equipos para cada una de las proyecciones consideradas

### PROYECCIÓN 2003.

Escenario de demanda	Factor de escala	Factor de Potencia
Máxima	0,619	0,97
Mínima	0,087	0,8
Promedio	0,287	0,87

**TABLA 4.31** Factor de escala y de potencia para los escenarios de demanda circuito 31143.

A continuación se incluye una tabla con los perfiles de tensión obtenidos para los tres escenarios de demanda considerados

ZONA	TENSIÓN EN P.U.					
	MÁXIMA		MÍNIMA		PROMEDIO	
	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9488	1,0296	0,9665	1,0415	0,9657	1,0294
Hato Nuevo		0,9515		1,0310		0,9723
Barahona		0,9895		1,0344		0,9946
El Caulatillo		0,9678		1,0292		0,9813

**TABLA 4.32** Perfiles de tensión para los escenarios de demanda considerados en el circuito 31143.

Las tensiones dentro de todos los escenarios están dentro del margen del  $\pm 5\%$  admisibles en todos los nodos.

En la siguiente tabla se presenta la carga de las líneas en el escenario de máxima demanda para los tramos más cargados de cada zona.

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
Hato Nuevo	Quail	165	200	105,1	63,7
	Sparrow	101	123	71,7	71
Barahona	Sparrow	101	123	27,8	27,5
El Caulatillo	Sparrow	101	123	40,2	40

**TABLA 4.33** Carga de líneas en escenario de demanda máxima circuito 31143.

Como se puede ver, en ninguna de las zonas se producen sobrecargas. Por ultimo, las pérdidas obtenidas en los escenarios de demanda máxima y promedio son:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	5,2	2280	0,23	0,94	1019	0,1
Líneas 13.2 kV	149	2275	6,5	28,1	1018	2,8
TOTAL	154,2	2280	6,8	29	1019	2,8

**TABLA 4.34** Pérdidas en los escenarios de demanda máxima y promedio circuito 31143.

Las pérdidas, en el escenario de demanda promedio son razonables. Sin embargo, en la situación de demanda punta, debido a la gran demanda son ligeramente elevadas.

## PROYECCIÓN 2005.

Escenario de demanda	Factor de escala	Factor de Potencia
Máxima	0,716	0,97
Mínima	0,101	0,8
Promedio	0,332	0,87

**TABLA 4.35** Factor de escala y potencia circuito 31143 proyección 2005.

Considerando en la demanda máxima todos los condensadores propuestos para la situación actual y recogidos al principio del apartado 5.5, los perfiles de tensión obtenidos en los tres escenarios de demanda son:

ZONA	TENSIÓN EN P.U.					
	MÁXIMA		MÍNIMA		PROMEDIO	
	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV	46 kV	13.2 kV
S/E CEMFA	0,9576	1,0252	1,0177	1,0431	0,9967	1,0293
Hato Nuevo		0,9468		1,0289		0,9613
Barahona		0,9694		1,0339		0,9880
El Caulatillo		0,9539		1,0820		0,9728

**TABLA 4.36** Perfiles de tensión en los distintos escenarios de demanda proyección 2005 circuito 31143.

La tensión obtenida en todos los escenarios esta dentro del  $\pm 5\%$ , excepto para una serie de nodos de la zona mas alejada de Hato Nuevo para los cuales se obtiene una tensión mínima del  $-5,3\%$  en el escenario de demanda máxima. Para resolver esta situación, no tiene sentido aumentar los bancos de capacitores (existe sobrecompensación de potencia reactiva), y se podrían tomar dos medidas:

Alimentar la zona de Hato Nuevo desde el circuito 31243 de Santo Rosa de Lima

Recalibrar mas conductor del circuito Hato Nuevo. Esta solución valdría para poder aumentar el apoyo de este circuito sobre el de Santa Rosas de Lima.

La siguiente tabla muestra la carga de las líneas en el escenario de máxima demanda para los tramos más cargados de cada zona.

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
Hato Nuevo	Quail	165	200	129,7	78,6
	Sparrow	101	123	80,6	80
Barahona	Sparrow	101	123	45,9	45,4
El Caulatillo	Sparrow	101	123	32,3	32

**TABLA 4.37** Carga de líneas en escenario de máxima demanda.

Como se puede ver, en ninguna de las zonas se produce sobrecarga.

Por ultimo, las pérdidas obtenidas en los escenarios de demanda máxima y promedio son:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	7,7	2691	0,29	1,3	1177	0,11
Líneas 13.2 kV	204,5	2683	7,6	37,7	1175	3,2
TOTAL	212,2	2691	7,9	39	1177	3,3

**TABLA 4.38** Pérdidas en los escenarios de demanda promedio y máxima.

Las pérdidas, en el escenario de demanda promedio son razonables. Sin embargo, en la situación de demanda punta, debido a la gran demanda se producen unas pérdidas elevadas.

#### **4.9 SUBESTACIÓN SANTA ROSA DE LIMA CIRCUITO 31243 A 13.2 kV.**

Desde esta subestación se alimenta todo el consumo rural de la zona de Santa Rosa de Lima: Concepción de Oriente, Cerro La Peña y Anamoros.

Medidas recomendadas para solucionar la situación actual son:

Recalibración de conductores:

Canna: desde la subestación hasta el desvío a Concepción de Oriente: 9,0 km

Penguin: desde desvío hacia Concepción de Oriente hasta antes del Cton La Ceiba: 3,2 km.

Adición de fases:

Desde Anamoros hasta Poloros Se añade unos 17 km de fase A

Desde Poloros hasta Crio Las Marías se añade unos 7 km de fase C

Adición de fase B desde unos 10 km desde El Algodón hasta la derivación hacia el cantón Santa Rosita.

A fin de facilitar los análisis el circuito se dividió en tres zonas:

La Montonza: Alimentador principal hasta el punto de corte con el circuito 31143 de CEMFA.

Cerro La Peña: Ramal que alimenta desde el desvío hacia Concepción de Oriente hasta el Cerro La Peña pasando por Anamoros.

Concepción de Oriente: Ramal que alimenta a la población de dicho nombre.

La longitud del circuito es de 407,4 km, utilizándose los siguientes tipos de conductor:

Canna: 9 km  
 Penguin: 3,6 km  
 Sparrow: 394,8 km

Por otro lado, los consumidores mas alejados de la subestación para cada una de las zonas es:

Zona La Montanza: 53,23 km. Nodo F155-200 en Barrancones.  
 Zona Cerro La Peña: 63,43 km. Nodo P345-60 en Cantón Latijas.  
 Zona Concepción de Oriente: 34,57 km.

A continuación se recogen los perfiles de tensión y la carga de los diferentes equipos para cada uno de los horizontes considerados:

### PROYECCIÓN 2003.

Escenario de demanda	Factor de escala	Factor de Potencia
Máxima	0,490	0,99
Mínima	0,136	0,79
Promedio	0,270	0,9

**TABLA 4.39** Factor de escala y potencia circuito 31243 proyección 2003.

A continuación se recogen los perfiles de tensión para el escenario de demanda máxima:

ZONA	TENSIÓN EN P.U.
	MÁXIMA 13.2 kV
S/E Sta. Rosa	1,0281
La Montoza	0,9583
Concepción de Oriente	0,9096
Cerro La Peña	0,9182

**TABLA 4.40** Perfiles de tensión para máxima demanda circuito 31243.

Se producen tensiones inferiores al -5% en las zonas Cerro La Peña y Concepción de Oriente. En ambos casos, la mínima tensión se produce delante del regulador de tensión/auto booster aunque al final de ambos ramales siguen existiendo tensiones inferiores al 95%

En cuanto a la carga en la situación de demanda máxima:

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
La Montoza	Canna	353	430	229,6	85
	Penguin	229	278	118,4	51,7
	Sparrow	101	123	96,5	95,5
Ccion de Ote	Sparrow	101	123	69,7	69
Cerro La	Penguin	229	278	116,5	50,8
Peña	Quail	165	200	112,2	68
	Sparrow	101	123	101,1	101

**TABLA 4.41** Carga de líneas en escenario de máxima demanda.

A la vista de los resultados anteriores se observa que únicamente se produce una ligera sobrecarga en el ramal hacia Cerro La Peña. Por otro lado, se ve que el ramal principal se encuentra con una carga del 85% aun siendo un conductor tipo Canna. Por lo tanto, en un futuro se debe quitar carga del circuito. Teniendo en cuenta que la longitud del circuito es alta (mas de 400 km) y que existen problemas de tensiones y de sobrecargas, se propone en el año 2005 crear una nueva subestación en la zona de Anamoros (46/13.2 kV) para quitar carga del circuito.

Teniendo en cuenta lo anterior, no parece interesante el modificar la sobrecarga considerando que es pequeña y se produce en el escenario de demanda máxima.

En cuanto a las pérdidas obtenidas para el escenario de máxima demanda, se observa como era previsible que son muy elevadas:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	61,3	6828	0,9
Líneas 13.2 kV	1070	6767	15,8
TOTAL	1131,3	6828	16,6

**TABLA 4.42** Pérdidas en demanda máxima.

Alternativas de Solución:

Para solucionar los problemas de tensiones y de pérdidas, se propone:

Añadir un regulador de voltaje en la zona de Concepción de Oriente. El citado regulador además de solucionar los problemas de tensión en la zona, servirá en un futuro para la nueva subestación prevista en dicho nodo para alimentar la carga de Anamoros.

Con estas soluciones, el perfil de tensiones en los tres escenarios de demanda obtenido es:

ZONA	TENSION EN P.U.		
	MÁXIMA	MÍNIMA	PROMEDIO
	13.2 kv	13.2 kv	13.2 kv
S/E Sta. Rosa	1,029	1,0258	1,0340
La Montoza	0,9672	0,9810	0,9822
Ccion de Ote	0,9339	0,9805	0,9656
Cerro La Peña	0,9418	0,9603	0,9648

**TABLA 4.43** Perfiles de tensión en los diversos escenarios de demanda.

En cuanto a la carga de las líneas en demanda máxima:

ZONA	TIPO CONDUCTOR	CAPACIDAD (A)		INTENSIDAD	
		NORMAL	EMERGENCIA	MÁXIMA (A)	MÁXIMA (%)
La Montoza	Canna	353	430	306,9	87
	Penguin	229	278	118,8	52
	Sparrow	101	123	97,3	96
Ccion de Ote	Sparrow	101	123	69	68
Cerro La Peña	Penguin	229	278	117,3	51
	Quail	165	200	113,7	69
	Sparrow	101	123	105,3	104,2

**TABLA 4.44** Carga de líneas en demanda máxima.

Existen sobrecargas en un tramo, pero como se ha mencionado anteriormente se dan por validas.

Las pérdidas obtenidas en las situaciones de demanda máxima promedio son:

ELEMENTO	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA PROMEDIO		
	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%	Pérdidas (kW)	Demanda (kW)	%
Transformador	63,4	6924	0,9	13,8	3519	0,4
Líneas 13.2 kV	1080	6860	15,7	289,4	3505	8,2
TOTAL	1143	6924	16,5	303,2	3519	8,6

**TABLA 4.45** Pérdidas obtenidas en demanda máxima:

Los valores de pérdidas obtenidos son elevados.

#### **4.10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

- Las subestaciones que presentan mas problemas, son las de Santa Rosa de Lima y La Unión, esto se debe a que dichas subestaciones se encuentran muy alejadas del punto de entrega de potencia mas cercano, propiedad de ETESAL, que es la subestación San Miguel. A esto se ve agregado que dichas subestaciones tienen circuitos de gran longitud que alimentan zonas en las cuales se prevé un desarrollo económico y por ende se prevé también un aumento en la demanda, con lo cual se tiene un centro de carga muy distante.
- Que las alternativas planteadas para solucionar los problemas al nivel de distribución primaria pueden darse como validas, desde el punto de vista económico tanto como técnico, pues solucionan los problemas de bajo perfil de voltaje y pérdidas técnicas detectados en la zona oriental del país.
- La creación de nuevas subestaciones en la zona oriental del país, tal como lo plantea la zona de El Tamarindo, además de resolver los problemas que se presentan en la subestación CEMFA, permitirá también crear un anillo de 46 kV, lo cual podría darle una mayor confiabilidad al sistema en caso de una contingencia.

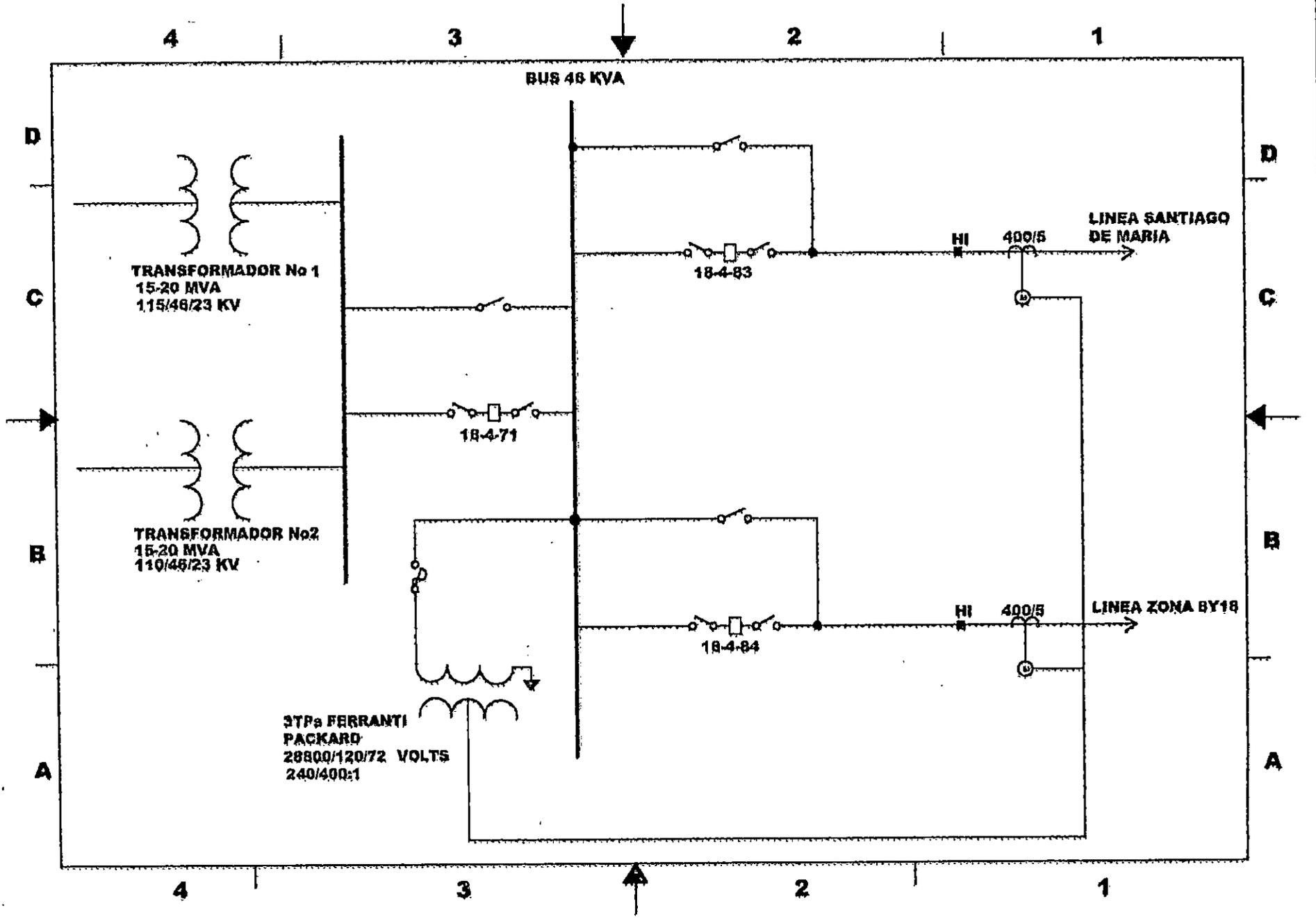
#### **4.11 REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.**

- [1] Distribution System, Reference Book By Electric Utility Engineering of the Westinghouse Electric Corporation.
- [2] William D. Stevenson, Jr. "Análisis de Sistemas Eléctrico de Potencia", Ediciones del Castillo, S.A. de C.V.
- [3] Análisis Socioeconómico de El Salvador, documento No.99218S02, agosto 1999, ABB Cidespa S.A.
- [4] Manual de Conductores Eléctricos Conelca, Phelps Dodge.
- [5] Manual de Estimación de Pérdidas Técnicas en sistemas de Distribución Eléctrica, Organización Latinoamericana para el Desarrollo (OLADE).
- [6] Normativa De Calidad de Servicio de Distribución Eléctrica, Superintendencia General en Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).
- [7] Manual de Usuario del PSS/U, Power Technologies Inc. (PTI).
- [8] Manual de Procedimientos Uniformes de Planificación para Sistemas de Distribución, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa CEL, mayo 1993.

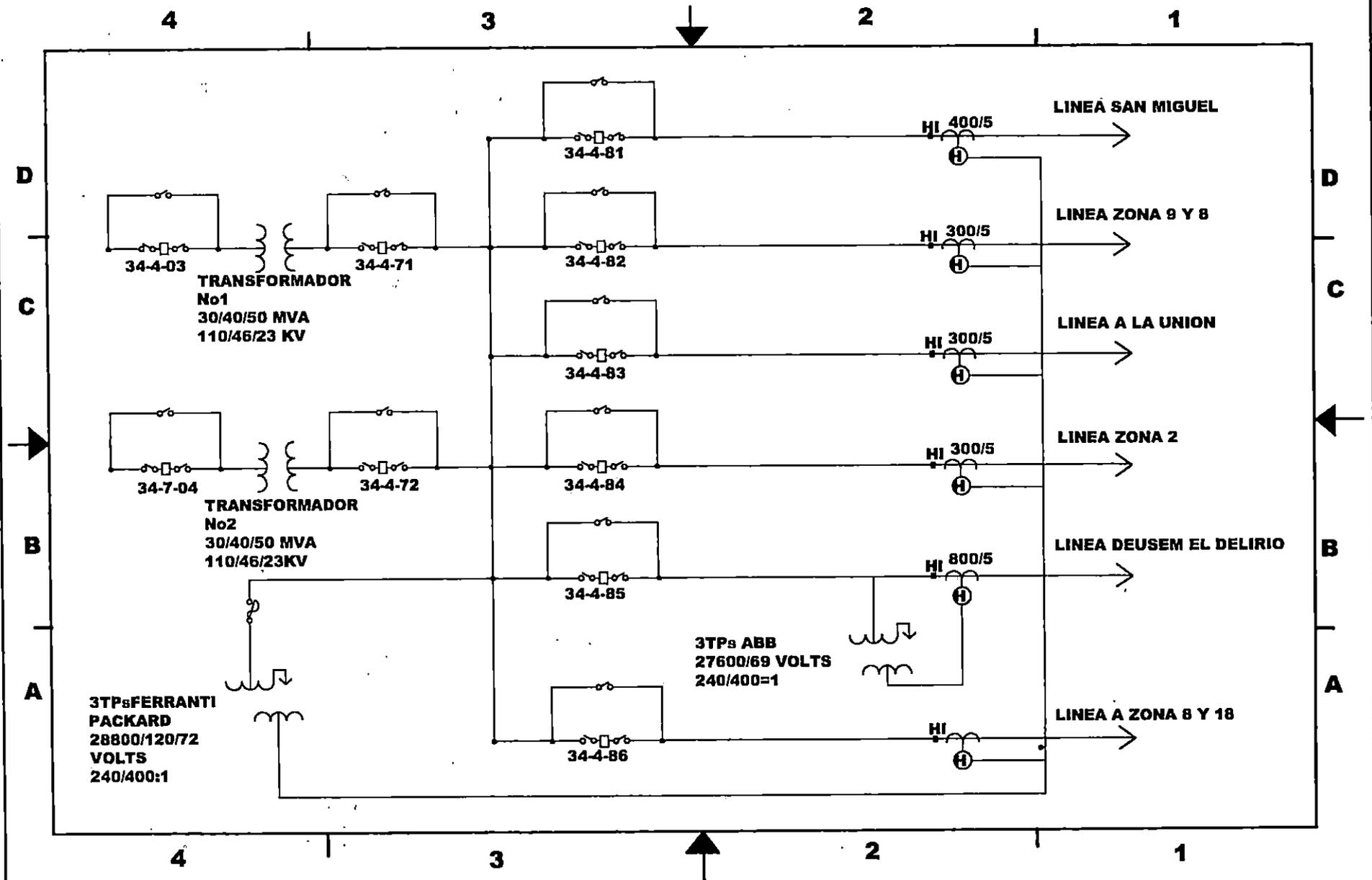
# **Anexo A**



# DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION SAN LORENZO



# DIAGRAMA UNIFILAR SUB ESTACION SAN MIGUEL



3TPs FERRANTI  
PACKARD  
28800/120/72  
VOLTS  
240/400=1

TRANSFORMADOR  
No1  
30/40/50 MVA  
110/46/23 KV

TRANSFORMADOR  
No2  
30/40/50 MVA  
110/46/23KV

3TPs ABB  
27600/69 VOLTS  
240/400=1

LINEA SAN MIGUEL

LINEA ZONA 9 Y 8

LINEA A LA UNION

LINEA ZONA 2

LINEA DEUSEM EL DELIRIO

LINEA A ZONA 8 Y 18

34-4-03

34-4-71

34-7-04

34-4-72

34-4-81

34-4-82

34-4-83

34-4-84

34-4-85

34-4-86

HI 400/5

HI 300/5

HI 300/5

HI 300/5

HI 800/5

HI

## **CONFIGURACIONES TÍPICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA**

### **1. BARRA SIMPLE**

#### **VENTAJAS**

- El costo más bajo

#### **INCOVENIENTES**

- El fallo en la barra o en cualquier interruptor provoca la parada de la subestación entera
- Dificultades para realizar el mantenimiento
- La barra no puede ser ampliada sin desenergizar la estación
- Solamente puede usarse con cargas interrumpibles o que tengan alimentaciones adicionales

### **2. BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA**

#### **VENTAJAS**

- Costo inicial y final bajo
- Cualquier interruptor puede ser desconectado para su mantenimiento
- Se pueden utilizar transformadores de tensión en la barra principal para relés

#### **INCONVENIENTES**

- Necesita un interruptor adicional para el acoplamiento
- La apertura (o cierre) de un circuito es complicada cuando se tiene en mantenimiento un interruptor
- Una falta en barras o en cualquier interruptor produce la parada completa de la subestación

### **3. DOBLE BARRA CON ACOPLAMIENTO**

#### **VENTAJAS**

- Permite una cierta flexibilidad con las dos barras en funcionamiento
- Cada barra principal puede aislarse para su mantenimiento
- Los circuitos pueden ser transferidos rápidamente de una barra a la otra usando el interruptor de acoplamiento y los seccionadores selectores de barras

#### **INCONVENIENTES**

- Se necesita un interruptor adicional para el acoplamiento
- Son necesarios cuatro seccionadores por circuito

- La protección de barras puede causar la pérdida de la subestación si cuando actúa están conectados todos los circuitos a la barra disparada
- Las fallas en barras provocan desconexiones importantes
- Una falta en un interruptor de línea deja a todos los circuitos conectados a la barra fuera de servicio
- Una falla en el interruptor de acoplamiento provoca la parada completa de la subestación

#### **4. INTERRUPTOR Y MEDIO**

##### **VENTAJAS**

- Máxima flexibilidad de operación
- Más fiabilidad y seguridad
- El fallo de un interruptor del lado de barras provoca sólo la pérdida del circuito asociado
- Todas las maniobras se realizan con los interruptores
- Operación sencilla, no se necesita desconectar ningún seccionador en condiciones normales
- Cada barra puede ponerse fuera de servicio en cualquier momento para su mantenimiento
- Una falla en barras no deja fuera de servicio ningún circuito de alimentación

##### **INCONVENIENTES**

- Tiene un interruptor y medio por circuito
- La protección y el reenganche automático son algo complicados, puesto que el interruptor central debe reaccionar en cualquiera de sus circuitos asociados

#### **5. DOBLE BARRA- DOBLE INTERRUPTOR**

##### **VENTAJAS**

- Cada circuito tiene asociados dos interruptores
- Permite la alimentación a cada posición desde cualquiera de las dos barras
- Cualquier interruptor puede ser desconectado para su mantenimiento sin interrumpir el servicio
- Gran fiabilidad y seguridad

##### **INCONVENIENTES**

- Es el más caro
- Puede perder la mitad de los circuitos por el fallo de un interruptor si los circuitos no están conectados a las dos barras

## 6. ANILLO

### VENTAJAS

- Bajo costo inicial y final
- La operación es flexible durante el mantenimiento de un interruptor
- No es necesario interrumpir carga durante el mantenimiento de los interruptores
- Necesita un solo interruptor por circuito
- No tiene una barra principal
- Cada circuito se alimenta por dos interruptores
- Todas las maniobras se hacen con interruptores

### INCONVENIENTES

- Si se produce una falta durante el mantenimiento de un interruptor el anillo puede dividirse en dos partes
- El control de los relés de protección y de los reenganches es muy complejo
- Si sólo usamos un juego de relés, el circuito debe ser desconectado cuando se produce el mantenimiento de los relés (común a todos los esquemas)
- Necesita T.T. en todos los circuitos, ya que no se tiene definido ningún punto de referencia de tensión. Estos T.T. son además necesarios para la sincronización y valor de la tensión
- El fallo de un interruptor durante una falla en cualquier circuito causa la pérdida de otro circuito más, debido a la operación del relé de fallo de interruptor

# **Anexo B**

Conductor	Diámetro	AMPACIDAD EN AMPERIOS - OPERACIÓN NORMAL									
		Temperatura Ambiente 30°C					Temperatura Ambiente 40°C				
		Sol	Sin Viento	Sin Sol	Sin Viento	Sol	Sin Viento	Sin Sol	Sin Viento	Sol	Sin Viento
Flicker	ACSR 477 MCM	417	463	607	640	349	403	529	566		
Oxlip	AAC 4/0	236	260	362	378	198	226	316	334		
Canna	AAC 397.5 MCM	367	406	540	568	307	353	471	502		
Penguin	ACSR 4/0	239	264	367	383	201	229	320	338		
Quail	ASCR 2/0	173	190	273	284	145	165	239	251		
Raven	ACSR 1/0	148	161	236	245	124	140	206	217		
Iris	AAC 2	105	115	174	180	89	100	152	159		
Sparrow	ACSR 2	107	117	176	182	90	101	154	161		
# 2 Cu ***	Cobre Solido	132	144	217	225	111	125	190	199		
#4 Cu ***	Cobre Solido	96	105	164	169	81	91	144	149		
#6 Cu ***	Cobre Solido	70	76	123	126	59	66	107	111		
<b>AMPACIDAD EN AMPERIOS - OPERACIÓN EN EMERGENCIA</b>											
Conductor	Diámetro	Temperatura Ambiente 30°C					Temperatura Ambiente 40°C				
		Sol	Sin Viento	Sin Sol	Sin Viento	Sol	Sin Viento	Sin Sol	Sin Viento	Sol	Sin Viento
Flicker	ACSR 477 MCM	504	541	698	725	449	490	635	664		
Oxlip	AAC 4/0	285	304	414	428	253	275	377	392		
Canna	AAC 397.5 MCM	443	475	620	643	394	430	564	589		
Penguin	ACSR 4/0	288	308	420	433	257	278	382	397		
Quail	ASCR 2/0	208	222	312	321	186	200	284	294		
Raven	ACSR 1/0	177	188	270	277	158	170	246	254		
Iris	AAC 2	127	134	198	203	113	121	181	186		
Sparrow	ACSR 2	128	136	201	206	114	123	183	189		
# 2 Cu ***	Cobre Solido	158	168	248	254	141	152	226	233		
#4 Cu ***	Cobre Solido	116	122	187	191	103	110	170	175		
#6 Cu ***	Cobre Solido	84	88	140	142	75	80	127	130		

Tabla B1.Capacidad térmica de conductores en operación normal y de emergencia.



## DEMANDA MAXIMA COINCIDENTAL POR SUBESTACION

19:00 HORAS, 14 DE DICIEMBRE - 2000

Subestación	DEMANDA MAXIMA			VOLTAJE ( VOLTIOS)	
	KW	KVA	KVAR	PRIMARIO	SECUND.
Moncagua 40241	7,302.24	7,423.20	1,296.00	22,391	108
Moncagua 40242	2,406.24	2,427.84	305.28	22,589	109
<b>34-4-81</b>	<b>9,708.48</b>	<b>9,851.04</b>	<b>1,601.28</b>		
Jocoro	1,147.20	1,146.00	0.00	23,387	113
Santa Rosa Ciudad (Zona 3)	3,135.63	3,190.24	469.90	12,407	113
Santa Rosa Rural (Zona 10)	5,407.56	5,536.08	1,179.36	13,404	129
San Francisco Gotera	4,452.48	4,519.44	741.60	12,478	120
<b>34-4-82</b>	<b>14,142.87</b>	<b>14,391.76</b>	<b>2,390.86</b>		
San Miguel 23 KV	8,799.84	9,145.44	2,479.68	23,142	111
San Miguel 4.16 KV	6,390.72	6,456.96	917.28	4,138	119
El Papalon	1,127.52	1,143.36	167.76	4,484	129
<b>34-4-83</b>	<b>7,518.24</b>	<b>7,600.32</b>	<b>1,085.04</b>		
San Antonio Silva 23 KV	1,544.76	1,603.80	447.12	23,736	114
La Union CEMFA 13.2 KV Unidad 1	3,423.29	3,567.30	994.41	13,728	125
La Union CEMFA 13.2 KV Unidad 2	1,802.89	1,879.85	529.59	13,629	124
La Union 4.16 KV	3,607.20	3,634.80	554.40	4,347	125
CORSAIN	84.00	84.00	0.00	23,083	111
DM3	100.80	112.00	49.60	24,010	116
<b>34-4-84</b>	<b>10,562.94</b>	<b>10,881.75</b>	<b>2,575.12</b>		
El Delirio	4,868.64	5,036.04	1,273.32	13,586	131
Ingenio Chaparrastique					
<b>34-4-85</b>	<b>4,868.64</b>	<b>5,036.04</b>	<b>1,273.32</b>		
Jalacatal	3,619.88	3,688.46	680.09	13,590	124
<b>34-4-86</b>	<b>3,619.88</b>	<b>3,688.46</b>	<b>680.09</b>		
Santa Anita	2,024.25	2,124.84	635.51	13,334	121
Chapeltique	1,495.80	1,512.00	164.16	13,566	131
Ciudad Barrios	1,726.50	1,761.36	332.61	13,858	126
Chinameca	3,897.63	3,897.63	0.00	13,210	120
Santiago de Maria	2,029.32	2,125.44	628.56	13,579	131
<b>18-4-84</b>	<b>9,149.25</b>	<b>9,296.43</b>	<b>1,125.33</b>		

NOTA: La información de las subestaciones Santa Anita y Chapeltique son del mes de Octubre del 2000 y la información de la subestación Santiago de María es del mes de Julio del 2000

**EMPRESA ELECTRICA DE ORIENTE S.A. DE C.V.**



**DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTAL POR SUBESTACION  
MES DE DICIEMBRE - 2000**

SUBESTACION	POTENCIA (KVA)		DEMANDA MAXIMA			RESERVA	
	ONAN	ONAF	KVA	HORA	FECHA	KVA	%
<b>Línea San Miguel (34-4-81)</b>			<b>10,445.76</b>				
Moncagua ckto. 40241	10,000	12,000	7,770.24	14:30	12-Dic-2000	4,230	35.25%
Moncagua ckto. 40242	5,000	6,250	2,675.52	19:30	19-Dic-2000	3,574	57.19%
<b>Línea Montecristo (34-4-82)</b>			<b>15,764.22</b>				
Jocoro	1,500	1,875	1,310.40	19:00	24-Dic-2000	190	12.64%
Sta. Rosa de Lima, Cdad.	5,000	7,800	3,406.14	19:00	24-Dic-2000	4,394	56.33%
Sta. Rosa de Lima, Rural	5,000	7,000	5,940.00	19:00	31-Dic-2000	1,060	15.14%
Sn. Fco. Gotera	5,000	7,000	5,107.68	19:30	24-Dic-2000	1,892	27.03%
<b>Línea La Unión 1 (34-4-83)</b>			<b>16,943.04</b>				
San Miguel 23 KV	10,000	12,000	9,236.16	18:30	12-Dic-2000	2,764	23.03%
San Miguel 4.16 KV	7,000	8,750	6,534.72	18:30	12-Dic-2000	2,215	25.32%
El Papalon	2,500	3,125	1,172.16	19:00	14-12-200	1,328	53.11%
<b>Línea La Unión 2 (34-4-84)</b>			<b>11,802.38</b>				
San Antonio Silva	2,500	3,125	1,715.04	19:30	24-Dic-2000	1,410	45.12%
La Unión 13.2KV - 1	5,000	7,000	3,600.45	19:30	23-Dic-2000	3,400	48.57%
La Unión 13.2KV - 2	5,000	7,000	2,107.69	19:30	31-Dic-2000	4,892	69.89%
La Unión 4.16 KV	5,000	6,666	4,032.00	19:00	24-Dic-2000	2,634	39.51%
Corsain			163.20	16:00	05-Dic-2000		
DM3			184.00	21:00	07-Dic-2000		
<b>Línea El Delirio (34-4-85)</b>			<b>6,032.43</b>				
El Delirio	5,000	7,000	5,171.04	19:00	24-Dic-2000	1,829	26.13%
Ingenio Chaparrastique			861.39	17:15	01-Dic-2000		
<b>Línea Cdad. Barrios (34-4-86)</b>			<b>4,105.66</b>				
San Miguel, Jalacatal	5,000	7,000	4,105.66	19:30	24-Dic-2000	2,894	41.35%
<b>Línea San Lorenzo (18-4-84)</b>			<b>13,338.30</b>				
Santa Anita	5,000	7,000	3,035.81	19:00	31-Dic-2000	3,964	56.63%
Chapeltique	5,000	7,000	1,820.88	19:00	31-Dic-2000	5,179	73.99%
Ciudad Barrios	5,000	7,000	1,887.09	19:00	28-Dic-2000	5,113	73.04%
Chinameca	5,000	7,000	4,037.08	19:30	26-Dic-2000	2,963	42.33%
Santiago de María	5,000	7,800	2,557.44	19:00	13-Dic-2000	5,243	67.21%
<b>TOTAL EEO</b>	<b>103,500</b>	<b>139,391</b>	<b>78,432</b>			<b>61,168</b>	<b>43.88%</b>

EMPRESA ELECTRICA DE ORIENTE S.A. DE C.V.



CONSUMO DE ENERGIA POR SUBESTACION  
MES DE DICIEMBRE - 2000

PERIODO DE: 01/12/00 00:00 31/12/00 00:00 N° DE HORAS 744

SUBESTACION	KWH	KVAH	FACTOR DE POTENCIA	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE PERDIDA
<b>Línea San Miguel (34-4-81)</b>					
Moncagua ckto. 40241	3,843,783.70	3,927,251.86	0.979	0.679	0.505
Moncagua ckto. 40242	1,252,944.11	1,274,292.11	0.983	0.640	0.456
	<b>5,096,727.81</b>	<b>5,201,543.97</b>			
<b>Línea Montecristo (34-4-82)</b>					
Jocoro	440,481.62	440,481.62	1.000	0.452	0.254
Sta. Rosa de Lima, Cdad.	1,485,249.83	1,544,758.22	0.961	0.610	0.419
Sta. Rosa de Lima, Rural	2,064,231.18	2,150,828.83	0.960	0.487	0.287
Sn. Fco. Gotera	1,737,546.63	1,789,966.24	0.971	0.471	0.272
	<b>5,727,509.26</b>	<b>5,926,034.91</b>			
<b>Línea La Unión 1 (34-4-83)</b>					
San Miguel 23 KV	4,183,700.04	4,408,167.26	0.949	0.641	0.458
San Miguel 4.16 KV	3,111,340.59	3,139,987.95	0.991	0.646	0.463
El Papalon	456,734.92	474,695.32	0.962	0.544	0.346
	<b>7,751,775.55</b>	<b>8,022,850.53</b>			
<b>Línea La Unión 2 (34-4-84)</b>					
San Antonio Silva	590,950.13	661,457.58	0.893	0.518	0.319
La Unión 13.2KV - 1	1,319,681.63	1,491,828.87	0.885	0.557	0.360
La Unión 13.2KV - 2	635,219.57	836,247.07	0.760	0.533	0.334
La Unión 4.16 KV	1,694,754.15	1,726,614.15	0.982	0.576	0.380
Corsain	55,495.20	55,704.00	0.996	0.459	0.260
DM3	63,620.80	76,425.60	0.832	0.558	0.361
	<b>4,359,721.48</b>	<b>4,848,277.27</b>			
<b>Línea El Delirio (34-4-85)</b>					
El Delirio	1,832,818.48	2,120,959.27	0.864	0.551	0.353
Ingenio Chaparrastique	287,934.64	336,619.49	0.855		
	<b>2,120,753.12</b>	<b>2,457,578.76</b>			
<b>Línea Cdad. Barrios (34-4-86)</b>					
San Miguel, Jalacatal	1,469,655.81	1,573,776.26	0.934	0.515	0.315
	<b>1,469,655.81</b>	<b>1,573,776.26</b>			
<b>Línea San Lorenzo (18-4-84)</b>					
Santa Anita	1,109,849.67	1,209,042.65	0.918	0.535	0.336
Chapeltique	551,574.41	565,258.01	0.976	0.417	0.223
Ciudad Barrios	607,276.52	631,604.14	0.961	0.450	0.252
Chinameca	1,733,817.99	1,733,839.71	1.000	0.577	0.382
Santiago de Maria	951,108.56	1,008,060.21	0.944	0.530	0.331
	<b>4,953,627.15</b>	<b>5,147,804.72</b>			
<b>TOTAL ALIMENTADORES</b>	-	-			

Factor de Potencia =  $\frac{KWH}{KVAH}$   
 Factor de Carga =  $\frac{(KWH / \text{No. HORAS})}{D_{max}}$   
 Factor de Pérdida =  $(0.2 \times F_c) + (0.8 \times F_c^2)$

**DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTAL POR SUBESTACION  
MES DE ABRIL - 2001**

SUBESTACION	POTENCIA (KVA)		DEMANDA MAXIMA			RESERVA	
	ONAN	ONAF	KVA	HORA	FECHA	KVA	%
<b>Línea San Miguel (34-4-81)</b>			<b>11,093.76</b>				
Moncagua ckt. 40241	10,000	12,000	8,570.88	15:15	24-Abr-2001	3,429	28.58%
Moncagua ckt. 40242	5,000	6,250	2,522.88	19:45	25-Abr-2001	3,727	59.63%
<b>Línea Montecristo (34-4-32)</b>			<b>15,411.41</b>				
Jocoro	1,500	1,875	1,180.80	19:15	16-Abr-2001	319	21.28%
Sta. Rosa de Lima, Cdad.	5,000	7,900	3,432.05	19:30	30-Abr-2001	4,368	56.00%
Sta. Rosa de Lima, Rural	5,000	7,000	5,940.00	19:15	10-Abr-2001	1,060	15.14%
Sn. Fco. Gotera	5,000	7,000	4,858.56	19:30	10-Abr-2001	2,141	30.59%
<b>Línea La Unión 1 (34-4-83)</b>			<b>17,254.08</b>				
San Miguel 23 KV	10,000	12,000	9,192.96	19:00	30-Abr-2001	2,807	23.39%
San Miguel 4.16 KV	7,000	8,750	6,808.32	19:00	30-Abr-2001	1,942	22.19%
El Papalon	2,500	3,125	1,252.80	19:15	16-Abr-2001	1,247	49.89%
<b>Línea La Unión 2 (34-4-84)</b>			<b>11,934.26</b>				
San Antonio Silva	2,500	3,125	1,634.40	19:30	09-Abr-2001	1,491	47.70%
La Unión 13.2KV - 1	5,000	7,000	3,447.29	19:15	01-Abr-2001	3,553	50.75%
La Unión 13.2KV - 2	5,000	7,000	2,410.97	19:30	11-Abr-2001	4,589	65.66%
La Unión 4.16 KV	5,000	6,666	4,012.80	19:30	30-Abr-2001	2,653	39.80%
Corsain			240.00	14:00	02-Abr-2001		
DM3			188.80	13:15	23-Abr-2001		
<b>Línea El Delirio (34-4-85)</b>			<b>5,083.20</b>				
El Delirio	5,000	7,000	4,872.96	19:00	11-Abr-2001	2,127	30.39%
Ingenio Chaparrastique			210.24	09:45	02-Abr-2001		
<b>Línea Cdad. Barros (34-4-86)</b>			<b>4,192.52</b>				
San Miguel, Jalacatal	5,000	7,000	4,192.52	19:30	23-Abr-2001	2,807	40.11%
<b>Línea San Lorenzo (18-4-84)</b>			<b>12,507.31</b>				
Santa Anita	5,000	7,000	2,916.94	19:15	16-Abr-2001	4,083	58.33%
Chapeltique	5,000	7,000	2,321.28	19:30	25-Abr-2001	4,679	66.34%
Ciudad Barros	5,000	7,000	1,709.93	19:15	23-Abr-2001	5,290	75.57%
Chinameca	5,000	7,000	3,671.32	19:15	16-Abr-2001	3,325	47.55%
Santiago de María	5,000	7,800	1,887.84	19:00	17-Abr-2001	5,912	75.30%
<b>TOTAL EQ</b>	<b>103,500</b>	<b>139,391</b>	<b>77,477</b>			<b>61,554</b>	<b>44.16%</b>

**CONSUMO DE ENERGIA POR SUBESTACION**  
**MES DE ABRIL - 2001**

PERIODO DE: 01/04/01 00:00 01/05/01 00:00 N° DE HORAS 744

SUBESTACION	KWH	KVAH	FACTOR DE POTENCIA	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE PERDIDA
<b>Línea San Miguel (34-4-81)</b>					
Moncagua ckto. 40241	4,070,817.00	4,168,801.80	0.976	0.654	0.473
Moncagua ckto. 40242	1,074,581.37	1,090,319.14	0.986	0.581	0.386
	5,145,398.37	5,259,120.94			
<b>Línea Montecristo (34-4-82)</b>					
Jocoro	450,933.88	450,933.88	1.000	0.513	0.313
Sta. Rosa de Lima, Cdad.	1,590,184.41	1,662,088.26	0.957	0.651	0.469
Sta. Rosa de Lima, Rural	2,172,489.31	2,288,068.76	0.949	0.518	0.318
Sn. Fco. Gotera	1,806,838.00	1,880,278.00	0.961	0.520	0.320
	6,020,445.60	6,281,368.90			
<b>Línea La Unión 1 (34-4-83)</b>					
San Miguel 23 KV	4,305,917.18	4,554,986.80	0.945	0.666	0.488
San Miguel 4.16 KV	3,232,516.60	3,280,362.05	0.985	0.648	0.465
El Papalon	487,871.32	511,697.56	0.953	0.549	0.351
	8,026,305.10	8,347,046.41			
<b>Línea La Unión 2 (34-4-84)</b>					
San Antonio Silva	595,753.25	673,848.78	0.884	0.554	0.357
La Unión 13.2KV - 1	1,286,367.75	1,429,222.18	0.900	0.557	0.360
La Unión 13.2KV - 2	757,292.43	814,844.77	0.929	0.454	0.256
La Unión 4.16 KV	1,714,953.75	1,869,699.76	0.917	0.626	0.439
Corsain	71,136.00	72,225.60	0.985	0.404	0.212
DM3	63,624.80	75,034.40	0.848	0.534	0.335
	4,489,127.98	4,934,875.49			
<b>Línea El Delirio (34-4-85)</b>					
El Delirio	1,807,646.92	1,831,957.72	0.987	0.505	0.305
Ingenio Chaparrastique	24,961.00	24,961.00	1.000		
	1,832,607.92	1,856,918.72			
<b>Línea Cdad. Barrios (34-4-86)</b>					
San Miguel, Jalacatal	1,557,429.08	1,692,800.29	0.920	0.543	0.344
	1,557,429.08	1,692,800.29			
<b>Línea San Lorenzo (18-4-84)</b>					
Santa Anita	1,159,104.97	1,285,492.21	0.902	0.592	0.399
Chapeltique	760,324.39	789,392.23	0.963	0.457	0.259
Ciudad Barrios	548,133.70	567,940.18	0.965	0.446	0.249
Chinameca	1,424,913.07	1,424,915.36	1.000	0.522	0.322
Santiago de Maria	667,755.42	715,893.18	0.933	0.510	0.310
	4,560,231.55	4,783,633.16			
<b>TOTAL ALIMENTADORES</b>	<b>30,074,116.52</b>	<b>-</b>		<b>0.546</b>	

**TEMPERATURAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
SISTEMA E.E.O.**

SUBESTACION	TEMP. ACEITE		TEMP. DEVANADOS	
	MAXIMA	INSTANTANEA	MAXIMA	INSTANTANEA
Línea San Miguel				
San Miguel 23 KV	60°C	55°C	66°C	60°C
San Miguel 4.16 KV	76°C	54°C	90°C	70°C
Moncagua ckto. 40241	64°C	60°C	66°C	60°C
Moncagua ckto. 40242	65°C	65°C	68°C	65°C
Línea Montecristo				
Jocoro	55°C	45°C	*	*
Sta. Rosa de Lima, Cdad.	60°C	55°C	*	*
Sta. Rosa de Lima, Rural	70°C	65°C	70°C	65°C
Sn. Fco. Gotera	60°C	55°C	*	*
Línea La Unión 1(EX-CAESS)				
El Papalon	50°C	50°C	*	*
Línea La Unión 2(EX-CEL)				
San Antonio Silva	50°C	50°C	60°C	53°C
La Unión 13.2KV (1)	65°C	65°C	*	*
La Unión 13.2KV (2)	60°C	60°C	*	*
La Unión 4.16 KV	60°C	55°C	*	*
Línea El Delirio				
El Delirio	75°C	60°C	65°C	60°C
Línea Cdad. Barrios				
San Miguel, Jalacatal	58°C	52°C	*	*
Chapeltique	45°C	45°C	45°C	45°C
Ciudad Barrios	40°C	40°C	*	*
Chinameca	45°C	40°C	*	*
Línea San Lorenzo				
Santa Anita	50°C	50°C	50°C	50°C
Santiago de Maria	58°C	55°C	54°C	54°C

Name	2 Phase						1 Phase					
	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0
10ACSR13	0.53607	0.52436	0.83435	1.45647	0	0	0.63576	0.83443	0.63576	0.83443	0	0
10ACSR5	0.53564	0.50597	0.83493	1.4883	0	0	0.63548	0.83321	0.63548	0.83321	0	0
10ACSR50	0.53564	0.53618	0.83279	1.43287	0	0	0.63531	0.83361	0.63531	0.83361	0	0
10AL13	0.54851	0.47772	0.84678	1.40982	0	0	0.6482	0.78779	0.6482	0.78779	0	0
10AL5	0.54806	0.45936	0.86559	1.43249	0	0	0.654	0.78354	0.654	0.78354	0	0
10AL50	0.54806	0.48957	0.86323	1.37713	0	0	0.65381	0.78394	0.65381	0.78394	0	0
10CU13	0.34515	0.47772	0.64343	1.40983	0	0	0.44484	0.78779	0.44484	0.78779	0	0
10CU5	0.34487	0.45936	0.58865	1.36962	0	0	0.42619	0.76255	0.42619	0.76255	0	0
10CU50	0.34487	0.48957	0.58702	1.31509	0	0	0.42606	0.76301	0.42606	0.76301	0	0
20ACSR13	0.42724	0.51192	0.72552	1.44403	0	0	0.52693	0.82199	0.52693	0.82199	0	0
20ACSR5	0.42689	0.49354	0.72619	1.47587	0	0	0.52674	0.82079	0.52674	0.82079	0	0
20ACSR50	0.42689	0.52375	0.72405	1.42044	0	0	0.52657	0.82118	0.52657	0.82118	0	0
20AL13	0.4353	0.7336	0.46901	1.40112	0	0	0.53502	0.77908	0.53502	0.77908	0	0
20AL5	0.43497	0.45066	0.71844	1.38384	0	0	0.52953	0.76151	0.52953	0.76151	0	0
20AL50	0.43497	0.48087	0.7164	1.32899	0	0	0.52937	0.76194	0.52937	0.76194	0	0
20CEL46	0.43496	0.50146	0.60748	1.78862	0	0	0.49247	0.93051	0.49247	0.93051	0	0
20CEL46C	0.43496	0.50146	0.60748	1.78862	3.319	1.668	0.49247	0.93051	0.49247	0.93051	2.495	2.495
2ACSR13	0.85075	0.5567	1.14902	1.48881	0	0	0.95044	0.86677	0.95044	0.86677	0	0
2ACSR5	0.85006	0.53828	1.14917	1.52104	0	0	0.94984	0.86567	0.94984	0.86567	0	0
2ACSR50	0.85006	0.56894	1.14704	1.46558	0	0	0.94967	0.86607	0.94967	0.86607	0	0
2AL13	0.87189	0.49513	1.17017	1.42724	0	0	0.97159	0.8052	0.97159	0.8052	0	0
2AL5	0.87119	0.47676	1.23967	1.55658	0	0	0.99412	0.83656	0.99412	0.83656	0	0
2AL50	0.87119	0.50697	1.23689	1.49993	0	0	0.9939	0.83685	0.9939	0.83685	0	0
2AWGEP15	0.6133	0.1404	2.7589	1.852	92.74	92.74	0.6133	0.1404	2.7589	1.852	92.74	92.74
2CU13	0.54851	0.49513	0.84678	1.42724	0	0	0.6482	0.8052	0.6482	0.8052	0	0
2CU5	0.54806	0.47676	0.8599	1.45474	0	0	0.6521	0.80256	0.6521	0.80256	0	0
2CU50	0.54806	0.50697	0.8576	1.39934	0	0	0.65192	0.80295	0.65192	0.80295	0	0
350P501C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P501I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P501R	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P503C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P503I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P503R	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P506C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P506I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
350P506R	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
398AAC13	0.14614	0.42361	0.44442	1.3572	0	0	0.24584	0.73368	0.24584	0.73368	0	0
398AAC5	0.14603	0.4053	0.44514	1.38806	0	0	0.24581	0.7327	0.24581	0.7327	0	0
398AAC50	0.14603	0.43551	0.44301	1.3326	0	0	0.24564	0.73309	0.24564	0.73309	0	0
40ACSR13	0.2699	0.48456	0.56818	1.41667	0	0	0.3696	0.79463	0.3696	0.79463	0	0
40ACSR5	0.26968	0.4662	0.56898	1.44853	0	0	0.36953	0.79344	0.36953	0.79344	0	0
40ACSR50	0.26968	0.49641	0.56684	1.3931	0	0	0.36936	0.79384	0.36936	0.79384	0	0

Name	2 Phase						1 Phase					
	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0
40AL13	0.27425	0.4516	0.57253	1.38371	0	0	0.37395	0.76167	0.37395	0.76167	0	0
40AL5	0.27425	0.43366	0.57361	1.41707	0	0	0.37408	0.76127	0.37408	0.76127	0	0
40AL50	0.27425	0.46385	0.57147	1.36166	0	0	0.37395	0.76167	0.37395	0.76167	0	0
40CAESS13	0.27403	0.46342	0.66406	1.42353	0	0	0.40738	0.77897	0.40738	0.77897	0	0
40CAESS46	0.27403	0.46342	0.44655	1.81249	0	0	0.33153	0.91311	0.33153	0.91311	0	0
40CAESS46C	0.27403	0.46342	0.44655	1.81249	3.606	1.628	0.33191	0.91311	0.33153	0.91311	2.566	2.566
40CEL13	0.27403	0.45119	0.66662	1.44465	0	0	0.40738	0.77897	0.40738	0.77897	0	0
40CEL46	0.27403	0.48406	0.44655	1.77122	0	0	0.33153	0.91311	0.33153	0.91311	0	0
40CEL46C	0.27403	0.48406	0.44655	1.77122	3.446	1.699	0.33153	0.91311	0.33153	0.91311	2.566	2.566
4AL13	1.38806	0.51254	1.68634	1.44465	0	0	1.48775	0.82261	1.48775	0.82261	0	0
4AL5	1.38806	0.49461	1.68741	1.47802	0	0	1.48792	0.82222	1.48792	0.82222	0	0
4AL50	1.38806	0.52479	1.68528	1.42261	0	0	1.48775	0.82261	1.48775	0.82261	0	0
4CU13	0.4204	0.53618	0.71868	1.46828	0	0	0.52009	0.81624	0.52009	0.81624	0	0
4CU6	1.20425	0.52647	1.575	1.69143	0	0	1.32793	0.91469	1.32793	0.91469	0	0
4CU50	1.20425	0.55668	1.57232	1.63381	0	0	1.32784	0.91512	1.32784	0.91512	0	0
5ACSR13	2.20149	0.52436	2.49977	1.45647	0	0	2.30119	0.83443	2.30119	0.83443	0	0
5ACSR5	2.19971	0.50597	2.54436	1.80489	0	0	2.31468	0.93883	2.31468	0.93883	0	0
5ACSR50	2.19971	0.53618	2.54219	1.74559	0	0	2.3145	0.93894	2.3145	0.93894	0	0
5AL13	2.20833	0.52996	2.50661	1.46206	0	0	2.30802	0.84002	2.30802	0.84002	0	0
5AL5	2.20655	0.51156	2.55047	1.81059	0	0	2.32127	0.94453	2.32127	0.94453	0	0
5AL50	2.20655	0.54177	2.54831	1.75149	0	0	2.3211	0.94463	2.3211	0.94463	0	0
6CU13	1.517	0.55359	1.81569	1.4857	0	0	1.61711	0.86366	1.61711	0.86366	0	0
6CU5	2.18107	0.5681	2.52144	1.86292	0	0	2.29461	0.99966	2.29461	0.99966	0	0
6CU50	2.18107	0.59832	2.51931	1.80387	0	0	2.29444	0.99978	2.29444	0.99978	0	0
750AAC13	0.07898	0.39812	0.37726	1.33022	0	0	0.17867	0.70818	0.17867	0.70818	0	0
750AAC5	0.07892	0.37982	0.37803	1.36259	0	0	0.1787	0.70722	0.1787	0.70722	0	0
750AAC50	0.07892	0.41004	0.3759	1.30712	0	0	0.17853	0.70761	0.17853	0.70761	0	0
LFICT	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0	0	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0	0
S600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T1310	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T13100	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T1315	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T13167	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T13125	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T13137	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T1315	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T13150	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T13175	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T2310	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23100	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23115	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23167	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0

Name	2 Phase						1 Phase					
	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0
T23I25	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23I250	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23I333	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23I37	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23I5	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23I50	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23I500	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23I75	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23M100	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23M1000	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23M167	-999	-999	-999	-999	0	0	0.09212	0.3374	0.64334	1.83353	0	0
T23M250	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23M2500	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23M333	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23M37	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T23M50	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I10	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I100	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I15	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I167	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I25	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I250	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I37	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I5	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I50	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0
T5I75	-999	-999	-999	-999	0	0	-999	-999	-999	-999	0	0



3 Phase																
Name	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0	Rating 1	Rating 2	Rating 3	Rating 4	Failure Rate	Repair Time (hrs)	Switch Time (hrs)	Switch Probability	Momentary Failure Rate	Storm Failure
10ACSR13	0.53607	0.48977	0.83461	1.52502	0	0	255	255	204	0	999	999	999	999	999	999
10ACSR5	0.53564	0.47138	0.83502	1.55727	0	0	204	255	306	170.9	999	999	999	999	999	999
10ACSR50	0.53564	0.50153	0.83342	1.50068	0	0	204	255	306	170.9	999	999	999	999	999	999
10AL13	0.54851	0.44313	0.84705	1.47838	0	0	260	260	208	0	999	999	999	999	999	999
10AL5	0.54806	0.42477	0.86569	1.50146	0	0	208	260	312	174.2	999	999	999	999	999	999
10AL50	0.54806	0.45493	0.86392	1.44493	0	0	208	260	312	174.2	999	999	999	999	999	999
10CU13	0.34515	0.44313	0.64369	1.47838	0	0	260	260	208	0	999	999	999	999	999	999
10CU5	0.34487	0.42477	0.5887	1.43856	0	0	208	260	312	174.2	999	999	999	999	999	999
10CU50	0.34487	0.45493	0.58749	1.38749	0	0	208	260	312	174.2	999	999	999	999	999	999
20ACSR13	0.42724	0.47733	0.72578	1.51258	0	0	295	295	236	0	999	999	999	999	999	999
20ACSR5	0.42689	0.45895	0.72627	1.54485	0	0	236	295	354	197.6	999	999	999	999	999	999
20ACSR50	0.42689	0.48911	0.72468	1.48826	0	0	236	295	354	197.6	999	999	999	999	999	999
20AL13	0.43532	0.43442	0.73387	1.46967	0	0	305	305	244	0	999	999	999	999	999	999
20AL5	0.43497	0.41608	0.71851	1.45279	0	0	244	305	366	204.4	999	999	999	999	999	999
20AL50	0.43497	0.44629	0.71699	1.39684	0	0	244	305	366	204.4	999	999	999	999	999	999
20CEL46	0.43496	0.46662	0.60748	1.8583	0	0	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
20CEL46C	0.43496	0.46662	0.60748	1.8583	1.554	3.578	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
2ACSR13	0.85075	0.52211	1.14929	1.55736	0	0	195	195	156	0	999	999	999	999	999	999
2ACSR5	0.85006	0.50369	1.14925	1.59001	0	0	156	195	234	130.6	999	999	999	999	999	999
2ACSR50	0.85006	0.53385	1.14766	1.53441	0	0	156	195	234	130.6	999	999	999	999	999	999
2AL13	0.87189	0.46054	1.17044	1.49579	0	0	195	195	156	0	999	999	999	999	999	999
2AL5	0.87119	0.44217	1.23978	1.6256	0	0	156	195	234	130.6	999	999	999	999	999	999
2AL50	0.87119	0.47233	1.2377	1.5681	0	0	156	195	234	130.6	999	999	999	999	999	999
2AWGEPR15	0.6133	0.1404	2.7589	1.852	92.74	92.74	180	225	270	60	999	999	999	999	999	999
2CU13	0.54851	0.46054	0.84705	1.4958	0	0	200	200	160	0	999	999	999	999	999	999
2CU5	0.54806	0.44217	0.85998	1.52371	0	0	160	200	240	134	999	999	999	999	999	999
2CU50	0.54806	0.47233	0.85827	1.46715	0	0	160	200	240	134	999	999	999	999	999	999
350P501C	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	358.3	429.9	286.6	0	999	999	999	999	999	999
350P501I	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	331.8	398.2	265.5	0	999	999	999	999	999	999
350P501R	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	379.1	454.9	303.8	0	999	999	999	999	999	999
350P503C	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	318	381.6	284.4	0	999	999	999	999	999	999
350P503I	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	283	339.6	226.4	0	999	999	999	999	999	999
350P503R	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	356.6	427.9	285.3	0	999	999	999	999	999	999
350P506C	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	280.6	336.7	224.5	0	999	999	999	999	999	999
350P506I	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	243.3	291.9	194.6	0	999	999	999	999	999	999
350P506R	0.12829	0.12869	0.59375	3.3866	130.1	76.69	314.3	392.9	471.5	0	999	999	999	999	999	999
398AAC13	0.14614	0.38902	0.44469	1.42427	0	0	615	615	492	0	999	999	999	999	999	999
398AAC5	0.14603	0.37071	0.44522	1.45704	0	0	492	615	738	412	999	999	999	999	999	999
398AAC50	0.14603	0.40087	0.44363	1.40043	0	0	492	615	738	412	999	999	999	999	999	999
40ACSR13	0.2699	0.44997	0.56844	1.48522	0	0	390	390	312	0	999	999	999	999	999	999
40ACSR5	0.26968	0.43161	0.56906	1.5175	0	0	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
40ACSR50	0.26968	0.46177	0.56746	1.46091	0	0	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999

3 Phase

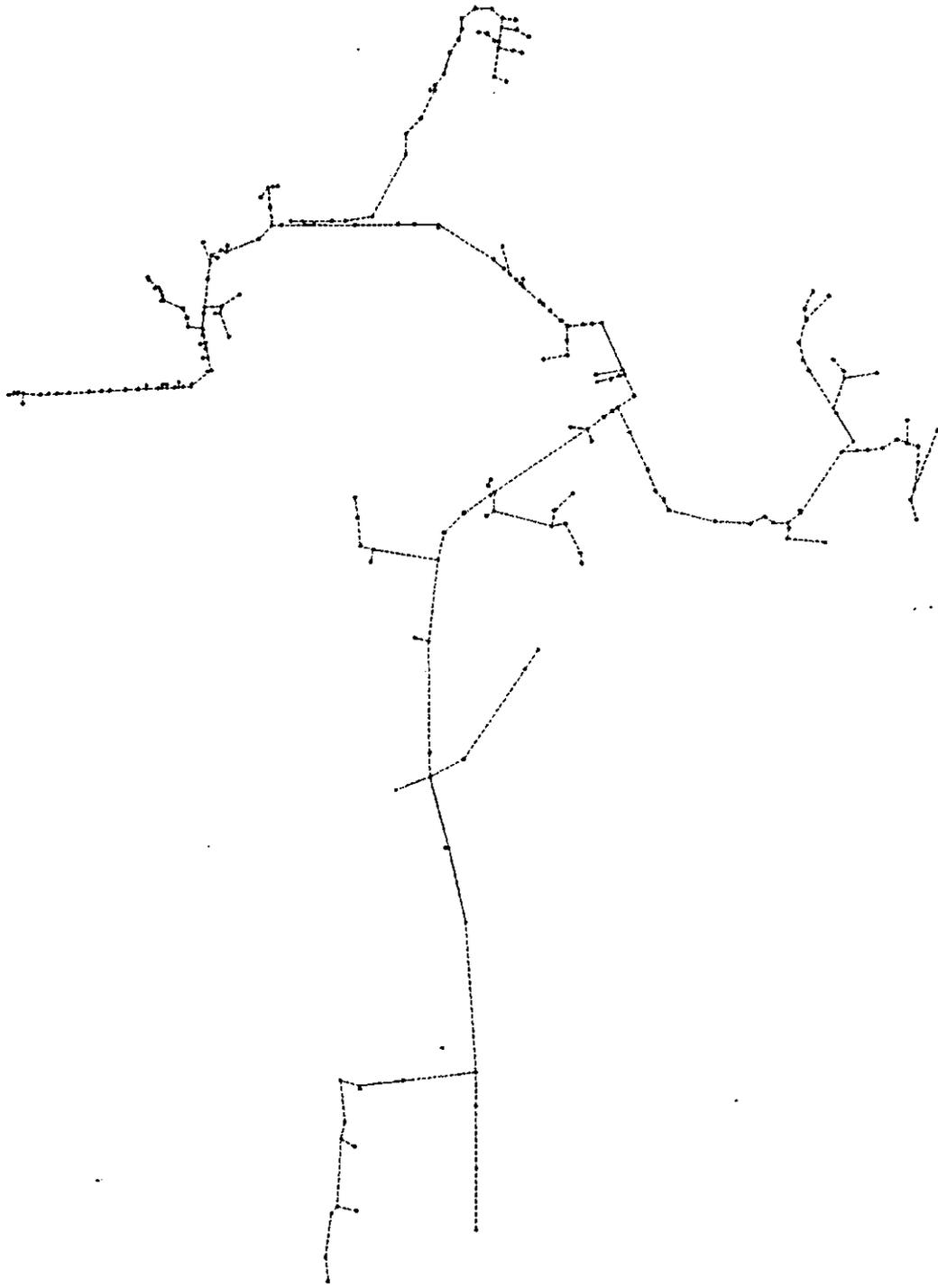
Name	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0	Rating 1	Rating 2	Rating 3	Rating 4	Failure Rate	Repair Time (hrs)	Switch Time (hrs)	Switch Probability	Momentary Failure Rate	Storm Failure
40AL13	0.27425	0.41701	0.5728	1.45226	0	0	367	367	294	0	999	999	999	999	999	999
40AL5	0.27425	0.39905	0.57369	1.4861	0	0	367	367	294	0	999	999	999	999	999	999
40AL50	0.27425	0.42918	0.5721	1.42955	0	0	367	367	294	0	999	999	999	999	999	999
40CAESS13	0.27404	0.42857	0.66739	1.88069	0	0	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
40CAESS46	0.27403	0.42858	0.44655	1.88217	0	0	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
40CAESS46Q	0.27403	0.42858	0.44655	1.88217	3.915	1.519	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
40CEL13	0.27403	0.4163	0.6691	1.51101	0	0	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
40CEL46	0.27403	0.44922	0.44655	1.8409	0	0	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
40CEL46C	0.27403	0.44922	0.44655	1.8409	3.726	1.582	312	390	468	261.3	999	999	999	999	999	999
44L13	1.38806	0.47795	1.6866	1.5132	0	0	131	131	105	0	999	999	999	999	999	999
44L5	1.3881	0.45999	1.68749	1.54705	0	0	131	131	105	0	999	999	999	999	999	999
44L50	1.3881	0.49012	1.6859	1.49049	0	0	131	131	105	0	999	999	999	999	999	999
4CU13	1.08701	0.50159	0.71894	1.53683	0	0	150	150	120	0	999	999	999	999	999	999
4CU5	1.20425	0.49188	1.57509	1.76049	0	0	120	150	180	100.5	999	999	999	999	999	999
4CU50	1.20425	0.52204	1.57509	1.70227	0	0	120	150	180	100.5	999	999	999	999	999	999
5ACSR13	2.20149	0.46977	2.50004	1.52502	0	0	110	110	88	0	999	999	999	999	999	999
5ACSR5	2.19971	0.47138	2.54444	1.87381	0	0	88	110	132	73.7	999	999	999	999	999	999
5ACSR50	2.19971	0.50153	2.54283	1.81448	0	0	88	110	132	73.7	999	999	999	999	999	999
5AL13	2.20833	0.49597	2.50688	1.53062	0	0	110	110	88	0	999	999	999	999	999	999
5AL5	2.20655	0.47697	2.55055	1.87972	0	0	88	110	132	73.7	999	999	999	999	999	999
5AL50	2.20655	0.50713	2.54894	1.82039	0	0	88	110	132	73.7	999	999	999	999	999	999
6CU13	1.51741	0.519	1.81596	1.55425	0	0	110	110	88	0	999	999	999	999	999	999
6CU5	2.18107	0.53352	2.52151	1.93204	0	0	88	110	132	73.7	999	999	999	999	999	999
6CU50	2.18107	0.56367	2.51993	1.87275	0	0	88	110	132	73.7	999	999	999	999	999	999
750AAC13	0.07898	0.36653	0.37752	1.39877	0	0	920	920	736	0	999	999	999	999	999	999
750AAC5	0.07892	0.34524	0.37811	1.43156	0	0	736	920	1104	616.4	999	999	999	999	999	999
750AAC50	0.07892	0.37539	0.37652	1.37495	0	0	736	920	1104	616.4	999	999	999	999	999	999
LFICT	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0	0	1000	1000	1000	1000	999	999	999	999	999	999
S600	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	999	999	999	999	999	999
S900	0	0	0	0	0	0	900	900	900	900	999	999	999	999	999	999
T13110	0.01176	0.01764	0.01176	0.01764	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T13100	0.01204	0.01806	0.01204	0.01806	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T1315	0.01098	0.01647	0.01098	0.01647	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T13167	0.01124	0.01686	0.01124	0.01686	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T13125	0.00948	0.01423	0.00948	0.01423	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T13137	0.01387	0.0208	0.01387	0.0208	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T1315	0.0116	0.0174	0.0116	0.0174	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T13150	0.01378	0.02068	0.01378	0.02068	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T13175	0.00871	0.01306	0.00871	0.01306	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23110	0.01068	0.01602	0.01068	0.01602	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T231100	0.01231	0.01847	0.01231	0.01847	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23115	0.01262	0.01893	0.01262	0.01893	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23167	0.01387	0.0208	0.01387	0.0208	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999

3 Phase

Name	R1	X1	R0	X0	BC1	BC0	Rating 1	Rating 2	Rating 3	Rating 4	Failure Rate	Repair Time (hs)	Switch Time (hs)	Switch Probability	Momentary Failure Rate	Storn Failure
T23I25	0.01273	0.0191	0.01273	0.0191	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23I250	0.00808	0.03858	0.00808	0.03858	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23I333	0.01368	0.04074	0.01368	0.04074	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23I37	0.01387	0.0208	0.01387	0.0208	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23I5	0.01268	0.016	0.01268	0.016	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23I50	0.01317	0.01976	0.01317	0.01976	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23I500	0.01008	0.04074	0.01008	0.04074	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23I75	0.01309	0.01964	0.01309	0.01964	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M100	0.02635	0.03952	0.02635	0.03952	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M1000	0.0106	0.03027	0.0106	0.03027	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M167	0.01928	0.02891	0.01928	0.02891	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M250	0.00808	0.03858	0.00808	0.03858	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M2500	0.01529	0.06148	0.01529	0.06149	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M333	0.01368	0.04074	0.01368	0.04074	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M37	0.01387	0.0208	0.01387	0.0208	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T23M50	0.01317	0.01976	0.01317	0.01976	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I10	0.00888	0.01331	0.00888	0.01331	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I100	0.01231	0.01847	0.01231	0.01847	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I15	0.01098	0.01647	0.01098	0.01647	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I167	0.01387	0.0208	0.01387	0.0208	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I25	0.01229	0.01843	0.01229	0.01843	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I250	0.00808	0.03858	0.00808	0.03858	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I37	0.01387	0.0208	0.01387	0.0208	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I5	0.01268	0.016	0.01268	0.016	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I50	0.01132	0.01697	0.01132	0.01697	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999
T5I75	0.01065	0.01598	0.01065	0.01598	0	0	1	1.2	0	0	999	999	999	999	999	999

# **Anexo C**





SECTION FROM	TO	PHS CON TYPE	LENGTH	LOAD AMPS			LOAD VOLTAGE			U MIN/ 120.00	SECTION LOAD		LOSSES		TOTAL DIST
				A	B	C	A	B	C		KW	KUAR	KW	KUAR	
	08ND001	ABC	.0000	111	117	66	7.6193	7.6180	7.6228	119.97					
08ND001	08ND002	ABC 2ACSR13	.6790	111	117	66	7.5355	7.5423	7.5870	118.67	2091.3	788.8	17.61	11.18	.6790
08ND002	08ND004	ABC 2ACSR13	.9650	37	39	22	7.4962	7.5064	7.5701	118.05	688.8	258.4	2.76	1.75	1.6440
08ND004	08ND021	ABC 2ACSR13	.4410	88	115	64	7.4531	7.4548	7.5492	117.37	1879.8	711.0	9.52	6.07	2.0850
08ND021	08ND027	ABC 2ACSR13	.5500	88	110	64	7.3999	7.3940	7.5221	116.44	1832.0	692.3	11.28	7.15	2.6350
08ND027	08ND029	ABC 2ACSR13	.8980	88	107	61	7.3125	7.2978	7.4797	114.93	1784.8	673.4	17.75	11.26	3.5330
08ND029	08ND033	ABC 2ACSR13	.9150	87	107	60	7.2247	7.1996	7.4385	113.38	1743.5	654.4	17.71	11.27	4.4480
08ND033	08NC020	C 6CU13	.0140			2			7.4385	117.14	11.9	3.9	.00	.00	4.4620
08ND033	08ND034	ABC 2ACSR13	.9350	87	107	58	7.1344	7.0996	7.3984	111.81	1713.9	639.2	17.95	11.46	5.3830
08ND034	08NC021	B 6CU13	.0120		1				7.0996	111.80	6.5	2.1	.00	.00	5.3950
08ND034	08ND035	ABC 2ACSR13	.5200	87	106	58	7.0843	7.0447	7.3758	110.94	1689.4	625.6	9.89	6.30	5.9030
08ND035	08ND048	ABC 2ACSR13	2.3000	85	98	58	6.8698	6.8231	7.2700	107.45	1613.4	597.4	39.79	25.12	8.2030
08ND048	08ND052	ABC 2ACSR13	1.1700	43	49	27	6.8144	6.7672	7.2460	106.57	772.0	281.3	4.95	3.15	9.3730
08ND052	08ND054	ABC 2ACSR13	1.1000	43	48	27	6.7624	6.7157	7.2231	105.76	762.2	276.5	4.58	2.91	10.473
08ND054	08ND059	ABC 2ACSR13	.3550	82	96	54	6.7300	6.6822	7.2086	105.23	1497.4	541.4	5.77	3.67	10.828
08ND059	08NC039	B 6CU13	.0140		1				6.6822	105.23	5.8	1.9	.00	.00	10.842
08ND059	08ND060	ABC 2ACSR13	1.6200	82	96	54	6.5024	6.5310	7.1414	102.85	1485.9	535.8	26.10	16.56	12.448
08ND060	08ND062	ABC 2ACSR13	1.2000	81	96	54	6.4752	6.4187	7.0920	101.00	1450.5	516.2	19.08	12.11	13.648
08ND062	08ND068	ABC 2ACSR13	.4180	80	94	54	6.4384	6.3803	7.0746	100.47	1415.3	498.8	6.48	4.10	14.066
08ND068	08NC045	AC 6CU13	.0150		1				7.0746	101.39	11.8	3.9	.00	.00	14.081
08ND068	08ND069	ABC 2ACSR13	.4720	79	94	53	6.3971	6.3369	7.0555	99.794	1397.0	490.8	7.22	4.58	14.538
08ND069	08NC046	AC 6CU13	.0150		1				7.0555	100.74	9.6	3.1	.00	.00	14.553
08ND069	08ND070	ABC 2ACSR13	.5310	78	94	52	6.3512	6.2881	7.0345	99.025	1380.2	483.1	8.03	5.10	15.069
08ND070	08NC047	B 6CU13	.0140		1				6.2880	99.024	8.5	2.8	.00	.00	15.083
08ND070	08ND071	ABC 2ACSR13	.0740	78	92	52	6.3448	6.2814	7.0315	98.920	1363.7	475.2	1.10	.70	15.143
08ND071	08ND082	ABC 2ACSR13	1.8450	78	86	49	6.1851	6.1296	6.9605	96.530	1304.0	455.2	25.19	15.97	16.988
08ND082	08ND085	ABC 2ACSR13	.3370	76	86	49	6.1570	6.1016	6.9476	96.089	1262.3	433.8	4.48	2.84	17.325
08ND085	08NC055	C 6CU13	.0140		1				6.9476	100.41	6.2	2.0	.00	.00	17.339
08ND085	08ND086	ABC 2ACSR13	.1720	76	86	48	6.1426	6.0874	6.9413	95.864	1251.6	428.9	2.27	1.44	17.497
08ND086	08NC056	C 6CU13	.0140		1				6.9413	100.31	6.2	2.0	.00	.00	17.511
08ND086	08ND087	ABC 2ACSR13	.1010	76	86	47	6.1342	6.0790	6.9377	95.732	1243.1	425.5	1.33	.84	17.598
08ND087	08ND130	ABC 2ACSR13	.3360	60	59	47	6.1134	6.0603	6.9231	95.437	992.8	340.9	2.64	1.63	17.934
08ND130	08NC092	B 6CU13	.0140		0				6.0603	95.437	.0	.0	.00	.00	17.948
08ND130	08ND131	ABC 2ACSR13	.3550	60	59	47	6.0914	6.0404	6.9077	95.125	990.2	339.2	2.79	1.72	18.289
08ND131	08ND135	ABC 2ACSR13	.0700	59	59	47	6.0871	6.0365	6.9047	95.063	982.6	335.9	.54	.34	18.359
08ND135	08ND137	ABC 2ACSR13	.7800	30	29	23	6.0634	6.0146	6.8879	94.719	491.0	167.8	1.52	.94	19.139
08ND137	08NC097	B 6CU13	.0110		1				6.0146	94.719	3.1	1.0	.00	.00	19.150
08ND137	08ND138	ABC 2ACSR13	.1570	59	58	47	6.0538	6.0059	6.8811	94.582	975.9	332.7	1.21	.75	19.296
08ND138	08NC098	B 6CU13	.0150		2				6.0059	94.581	11.6	3.8	.00	.00	19.311
08ND138	08ND139	ABC 2ACSR13	.1510	59	56	47	6.0447	5.9979	6.8744	94.456	963.0	328.1	1.14	.70	19.447
08ND139	08NC099	C 6CU13	.0150		1				6.8744	100.26	6.1	2.0	.00	.00	19.462
08ND139	08ND140	ABC 2ACSR13	.2870	59	56	46	6.0272	5.9828	6.8621	94.217	955.8	325.4	2.14	1.32	19.734
08ND140	08NC100	B 6CU13	.0130		0				5.9828	94.217	.0	.0	.00	.00	19.747
08ND140	08ND144	ABC 2ACSR13	.1330	55	55	46	6.0198	5.9756	6.8564	94.104	927.1	315.4	.93	.57	19.867
08ND144	08NC104	A 6CU13	.0130		1				6.0197	94.799	4.7	1.5	.00	.00	19.880
08ND144	08ND145	ABC 2ACSR13	.2400	54	55	46	6.0066	5.9627	6.8462	93.900	921.5	313.3	1.66	1.02	20.107
08ND145	08NC105	B 6CU13	.0120		2				5.9626	93.899	11.5	3.8	.00	.00	20.119
08ND145	08ND146	ABC 2ACSR13	.1500	54	53	46	5.9983	5.9549	6.8398	93.778	908.3	308.5	1.01	.62	20.257
08ND146	08NC106	A 6CU13	.0140		1				5.9983	94.462	4.6	1.5	.00	.00	20.271
08ND146	08ND147	ABC 2ACSR13	.0750	53	53	46	5.9943	5.9510	6.8365	93.717	902.7	306.3	.50	.31	20.332
08ND147	08NC107	A 6CU13	.0120		2				5.9943	94.398	11.6	3.8	.00	.00	20.344
08ND147	08ND148	ABC 2ACSR13	.3560	51	53	46	5.9760	5.9323	6.8213	93.422	890.6	302.2	2.31	1.42	20.688
08ND148	08ND150	ABC 2ACSR13	.0750	51	53	45	5.9721	5.9284	6.8182	93.360	882.3	298.8	.48	.30	20.763
08ND150	08NC109	B 6CU13	.0110		1				5.9283	93.360	4.5	1.5	.00	.00	20.774
08ND150	08ND151	ABC 2ACSR13	.0780	51	53	45	5.9681	5.9243	6.8149	93.297	877.2	297.0	.49	.30	20.841
08ND151	08NC110	B 6CU13	.0130		2				5.9243	93.296	11.3	3.7	.00	.00	20.854
08ND151	08ND152	ABC 2ACSR13	.1470	51	51	45	5.9606	5.9171	6.8087	93.183	865.4	293.0	.90	.56	20.988
08ND152	08ND154	ABC 2ACSR13	.1360	51	51	44	5.9535	5.9105	6.8031	93.079	854.5	289.1	.82	.51	21.124
08ND154	08NC112	C 6CU13	.0130		1				6.8031	107.14	4.0	1.3	.00	.00	21.137

08ND154	08ND155	ABC 2ACSR13	.2140	26	25	21	5.9480	5.9053	6.7988	92.996	424.9	143.7	.32	.20	21.338
08ND155	08NC113	A 6CU13	.0110	1			5.9479			93.668	4.6	1.5	.00	.00	21.349
08ND155	08ND156	ABC 2ACSR13	1.2890	51	51	43	5.8821	5.8421	6.7473	92.002	844.5	285.4	7.64	4.70	22.627
08ND156	08ND158	ABC 2ACSR13	.4330	25	25	21	5.8710	5.8317	6.7306	91.838	416.2	139.6	.63	.39	23.060
08ND158	08NC115	A 6CU13	.0120	1			5.8710			92.457	4.5	1.5	.00	.00	23.072
08ND158	08ND159	ABC 2ACSR13	.2860	25	25	21	5.8639	5.8248	6.7329	91.729	413.4	138.5	.41	.25	23.346
08ND159	08NC116	B 6CU13	.0130		2		5.8248			91.728	8.8	2.9	.00	.00	23.359
08ND159	08ND160	ABC 2ACSR13	.7630	50	48	43	5.8259	5.7893	6.7018	91.171	817.2	273.6	4.32	2.65	24.109
08ND160	08NC117	C 6CU13	.0110			1			6.7018	105.54	3.9	1.3	.00	.00	24.120
08ND160	08ND161	ABC 2ACSR13	.7200	50	48	42	5.7899	5.7560	6.6731	90.645	809.0	269.7	4.04	2.48	24.829
08ND161	08NC118	B 6CU13	.0130		1		5.7559			90.645	7.1	2.3	.00	.00	24.842
08ND161	08ND162	ABC 2ACSR13	.1370	25	23	21	5.7864	5.7529	6.6703	90.597	398.9	132.5	.19	.12	24.966
08ND162	08ND300	ABC 2ACSR13	.0510	15	16	13	5.7857	5.7521	6.6697	90.584	250.8	83.0	.03	.02	25.017
08ND300	08ND300	ABC 2ACSR13	.0500	0	0	0	5.7857	5.7521	6.6697	90.584	.0	.0	.00	.00	25.067
08ND300	08ND234	ABC 2ACSR13	.4470	15	16	12	5.7786	5.7451	6.6651	90.475	245.1	81.1	.24	.15	25.464
08ND234	08NC119	A 6CU13	.0140	2			5.7786			91.001	10.8	3.5	.00	.00	25.478
08ND234	08ND235	ABC 2ACSR13	.2340	13	16	12	5.7755	5.7413	6.6628	90.415	234.0	77.4	.11	.07	25.698
08ND235	08NC120	B 6CU13	.0130		1		5.7413			90.414	7.1	2.3	.00	.00	25.711
08ND235	08ND236	ABC 2ACSR13	.5300	13	15	12	5.7684	5.7335	6.6572	90.291	226.8	75.0	.24	.15	26.228
08ND236	08NC121	B 6CU13	.0130		1		5.7335			90.291	4.2	1.4	.00	.00	26.241
08ND236	08ND237	ABC 2ACSR13	1.2990	13	14	12	5.7514	5.7155	6.6433	90.000	222.3	73.5	.56	.35	27.527
08ND237	08NC122	C 6CU13	.0140			1			6.6433	104.62	5.7	1.9	.00	.00	27.541
08ND237	08ND238	ABC 2ACSR13	.2950	13	14	11	5.7474	5.7115	6.6405	89.944	216.1	71.3	.12	.08	27.822
08ND238	08NC123	A 6CU13	.0150	1			5.7474			90.510	4.3	1.4	.00	.00	27.837
08ND238	08ND239	ABC 2ACSR13	.3530	12	14	11	5.7430	5.7065	6.6371	89.867	211.7	69.8	.14	.09	28.175
08ND239	08NC124	A 6CU13	.0150	1			5.7429			90.440	2.8	.9	.00	.00	28.190
08ND239	08ND240	ABC 2ACSR13	.6070	12	14	11	5.7357	5.6979	6.6313	89.731	208.7	68.8	.23	.15	28.782
08ND240	08NC125	A 6CU13	.0140	1			5.7357			90.326	4.2	1.4	.00	.00	28.796
08ND240	08ND242	ABC 2ACSR13	.0700	7	10	11	5.7353	5.6971	6.6306	89.719	162.0	53.3	.02	.01	28.852
08ND242	08NC127	A 6CU13	.0130	1			5.7353			90.319	2.8	.9	.00	.00	28.865
08ND242	08ND243	ABC 2ACSR13	.2960	7	10	11	5.7337	5.6937	6.6276	89.665	159.2	52.4	.07	.04	29.148
08ND243	08NC128	C 6CU13	.0150			1			6.6276	104.37	5.7	1.9	.00	.00	29.163
08ND243	08ND244	ABC 2ACSR13	.3440	3	5	5	5.7327	5.6918	6.6261	89.635	76.7	25.2	.02	.01	29.492
08ND244	08NC129	C 6CU13	.0150			5			6.6260	104.35	28.4	9.3	.00	.00	29.507
08ND244	08ND245	ABC 2ACSR13	.2380	7	10	5	5.7310	5.6893	6.6252	89.595	125.0	41.2	.04	.02	29.730
08ND245	08NC130	ABC 6CU13	.0140	2	2	2	5.7310	5.6892	6.6252	89.594	35.2	11.6	.00	.00	29.744
08ND245	08ND246	ABC 2ACSR13	.1760	2	4	2	5.7305	5.6885	6.6251	89.583	44.9	14.8	.00	.00	29.906
08ND246	08NC131	A 6CU13	.0150	1			5.7305			90.244	7.1	2.3	.00	.00	29.921
08ND246	08ND247	ABC 2ACSR13	.1400	2	4	2	5.7302	5.6879	6.6250	89.573	41.3	13.6	.00	.00	30.054
08ND247	08NC132	A 6CU13	.0140	1			5.7302			90.240	4.2	1.4	.00	.00	30.068
08ND247	08ND248	ABC 2ACSR13	.3630	3	8	3	5.7291	5.6845	6.6246	89.520	78.4	25.8	.03	.02	30.417
08ND248	08NC133	C 6CU13	.0130			1			6.6245	104.32	5.7	1.9	.00	.00	30.430
08ND248	08ND249	ABC 2ACSR13	.2020	3	8	2	5.7282	5.6819	6.6245	89.479	72.8	23.9	.02	.02	30.699
08ND249	08NC134	C 6CU13	.0120			2			6.6245	104.32	14.2	4.7	.00	.00	30.711
08ND249	08ND250	ABC 2ACSR13	.2700	3	8	0	5.7271	5.6796	6.6252	89.442	58.6	19.3	.02	.02	30.969
08ND250	08NC135	A 6CU13	.0130	3			5.7270			90.189	14.1	4.6	.00	.00	30.982
08ND250	08ND252	ABC 2ACSR13	.1300	0	7	0	5.7269	5.6785	6.6255	89.425	37.5	12.3	.01	.01	31.099
08ND252	08ND255	B 2ACSR13	.2100		5		5.6772			89.404	29.1	9.6	.01	.01	31.309
08ND255	08ND259	B 2ACSR13	.0750		1		5.6771			89.403	6.2	2.1	.00	.00	31.304
08ND259	08NC139	B 6CU13	.0120		1		5.6771			89.402	4.2	1.4	.00	.00	31.396
08ND259	08ND260	B 2ACSR13	.2250		2		5.6767			89.396	8.3	2.7	.00	.00	31.609
08ND260	08NC140	B 6CU13	.0130		1		5.6766			89.396	4.2	1.4	.00	.00	31.622
08ND260	08ND261	B 2ACSR13	.1490		1		5.6765			89.394	4.2	1.4	.00	.00	31.758
08ND261	08NC141	B 6CU13	.0130		1		5.6765			89.394	4.2	1.4	.00	.00	31.771
08ND259	08ND255	B 2ACSR13	.0750		1		5.6772			89.404	-6.2	-2.0	.00	.00	31.459
08ND255	08ND256	B 2ACSR13	.0850		2		5.6770			89.402	8.3	2.7	.00	.00	31.394
08ND256	08ND262	B 2ACSR13	.4240		2		5.6763			89.390	8.3	2.7	.00	.00	31.818
08ND262	08NC144	B 6CU13	.0130		1		5.6762			89.390	4.2	1.4	.00	.00	31.831
08ND262	08ND263	B 2ACSR13	.2100		1		5.6761			89.387	4.2	1.4	.00	.00	32.028

08ND263	08NC145	B	6CU13	.0120	1		5.6760	89.387	4.2	1.4	.00	.00	32.040	
08ND256	08ND257	B	2ACSR13	.2490	2		5.6766	89.395	8.3	2.7	.00	.00	31.643	
08ND257	08NC142	B	6CU13	.0120	1		5.6766	89.395	4.2	1.4	.00	.00	31.655	
08ND257	08ND258	B	2ACSR13	.1650	1		5.6764	89.392	4.2	1.4	.00	.00	31.888	
08ND258	08NC143	B	6CU13	.0110	1		5.6764	89.392	4.2	1.4	.00	.00	31.819	
08ND256	08ND255	B	2ACSR13	.0850	2		5.6772	89.404	-8.3	-2.7	.00	.00	31.479	
08ND252	08ND253	B	2ACSR13	.2620	2		5.6780	89.418	8.3	2.7	.00	.00	31.361	
08ND253	08NC137	B	6CU13	.0140	1		5.6780	89.418	4.2	1.4	.00	.00	31.375	
08ND253	08ND254	B	2ACSR13	.2980	1		5.6778	89.414	4.2	1.4	.00	.00	31.659	
08ND254	08NC138	B	6CU13	.0110	1		5.6777	89.413	4.2	1.4	.00	.00	31.670	
08ND250	08ND251	B	2ACSR13	.2200	1		5.6792	89.437	6.9	2.3	.00	.00	31.189	
08ND251	08NC136	B	6CU13	.0120	1		5.6792	89.436	6.9	2.3	.00	.00	31.201	
08ND247	08ND246	ABC	2ACSR13	.1480	2	4	2	5.7305 5.6885 6.6251	89.583	-41.9	-13.6	.00	.00	30.202
08ND246	08ND245	ABC	2ACSR13	.1760	2	4	2	5.7310 5.6893 6.6252	89.595	-44.9	-14.8	.00	.00	30.082
08ND244	08ND243	ABC	2ACSR13	.3440	3	5	5	5.7337 5.6937 6.6276	89.665	-76.7	-25.2	.02	.01	29.836
08ND240	08ND241	AB	2ACSR13	.0750	4	4		5.7353 5.6977	89.727	42.2	13.9	.00	.00	28.857
08ND241	08NC126	AB	6CU13	.0140	4	4		5.7352 5.6976	89.726	42.2	13.9	.00	.00	28.871
08ND300	08ND233	C	2ACSR13	.2000			1	6.6695 105.03	5.7	1.9	.00	.00	25.217	
08ND233	08NC146	C	6CU13	.0140			1	6.6695 105.03	5.7	1.9	.00	.00	25.231	
08ND162	08ND163	ABC	2ACSR13	.4240	35	31	30	5.7719 5.7406 6.6580 90.403	546.6	181.6	1.09	.67	25.390	
08ND163	08NC147	C	6CU13	.0110			2	6.6579 104.85	9.5	3.1	.00	.00	25.401	
08ND163	08ND164	ABC	2ACSR13	.1570	35	31	28	5.7664 5.7361 6.6537 90.332	535.9	177.8	.39	.24	25.547	
08ND164	08ND228	AC	2ACSR13	.2610	1		4	5.7665 6.6524 90.811	31.0	10.2	.00	.00	25.808	
08ND228	08NC148	C	6CU13	.0130			1	6.6524 104.76	5.7	1.9	.00	.00	25.821	
08ND228	08ND229	AC	2ACSR13	.2890	1		3	5.7665 6.6512 90.812	25.2	8.3	.00	.00	26.097	
08ND229	08ND231	C	2ACSR13	.0720			2	6.6510 104.74	15.2	5.0	.00	.00	26.169	
08ND231	08NC149	C	6CU13	.0140			1	6.6510 104.74	5.7	1.9	.00	.00	26.183	
08ND231	08ND232	C	2ACSR13	.0830			2	6.6509 104.74	9.5	3.1	.00	.00	26.252	
08ND232	08NC151	C	6CU13	.0130			2	6.6508 104.74	9.5	3.1	.00	.00	26.265	
08ND229	08ND230	AC	2ACSR13	.2100	1		1	5.7664 6.6510 90.810	10.0	3.3	.00	.00	26.307	
08ND230	08NC152	AC	6CU13	.0140	1		1	5.7664 6.6510 90.809	10.0	3.3	.00	.00	26.321	
08ND164	08ND165	ABC	2ACSR13	.3240	34	31	24	5.7549 5.7269 6.6465 90.188	504.6	167.4	.74	.46	25.871	
08ND165	08NC153	A	6CU13	.0150	1			5.7548 90.627	7.1	2.3	.00	.00	25.886	
08ND165	08ND166	ABC	2ACSR13	.6950	33	31	24	5.7312 5.7069 6.6312 89.873	496.7	164.6	1.53	.95	26.566	
08ND166	08ND168	ABC	2ACSR13	.0950	31	31	24	5.7282 5.7042 6.6291 89.829	488.1	161.3	.20	.13	26.661	
08ND168	08NC155	A	6CU13	.0120	1			5.7281 90.207	7.1	2.3	.00	.00	26.673	
08ND168	08ND169	ABC	2ACSR13	.2440	30	31	24	5.7206 5.6969 6.6238 89.715	480.8	158.9	.50	.31	26.905	
08ND169	08ND171	ABC	2ACSR13	.1000	25	27	19	5.7180 5.6943 6.6221 89.674	482.9	133.1	.15	.09	27.005	
08ND171	08ND227	C	2ACSR13	.3180			2	6.6216 104.28	9.4	3.1	.00	.00	27.323	
08ND227	08NC203	C	6CU13	.0160			2	6.6215 104.28	9.4	3.1	.00	.00	27.339	
08ND171	08ND172	ABC	2ACSR13	.2410	25	27	18	5.7116 5.6881 6.6185 89.576	393.3	129.9	.34	.21	27.246	
08ND172	08NC157	B	6CU13	.0150			1	5.6880 89.575	4.2	1.4	.00	.00	27.261	
08ND172	08ND173	ABC	2ACSR13	.4100	25	26	18	5.7000 5.6770 6.6121 89.414	388.8	128.3	.57	.35	27.656	
08ND173	08ND179	ABC	2ACSR13	.0920	25	25	15	5.6983 5.6757 6.6110 89.381	362.4	119.5	.11	.07	27.748	
08ND179	08NC164	B	6CU13	.0160			1	5.6756 89.380	6.9	2.3	.00	.00	27.764	
08ND179	08ND180	ABC	2ACSR13	.2230	12	12	7	5.6953 5.6733 6.6096 89.343	177.7	58.6	.07	.04	27.971	
08ND180	08NC165	A	6CU13	.0190			1	5.6953 89.689	7.0	2.3	.00	.00	27.990	
08ND180	08ND192	ABC	2ACSR13	.0890	24	13	15	5.6932 5.6724 6.6081 89.330	291.5	96.1	.07	.05	28.060	
08ND192	08NC166	AC	6CU13	.0160			1	5.6932 6.6080 89.656	78.3	6.0	.00	.00	28.076	
08ND192	08ND193	ABC	2ACSR13	.1260	23	13	13	5.6902 5.6713 6.6064 89.311	273.2	90.0	.09	.06	28.186	
08ND193	08NC167	B	6CU13	.0140			1	5.6712 89.311	6.9	2.3	.00	.00	28.200	
08ND193	08ND195	ABC	2ACSR13	.0760	21	12	10	5.6885 5.6706 6.6055 89.301	241.6	79.6	.04	.03	28.262	
08ND195	08NC169	AB	6CU13	.0160	3	3		5.6884 5.6706 89.300	27.8	9.1	.00	.00	28.278	
08ND195	08ND196	ABC	2ACSR13	.1390	18	9	10	5.6858 5.6698 6.6039 89.288	213.8	70.5	.06	.04	28.401	
08ND196	08ND198	ABC	2ACSR13	.2000	16	9	10	5.6825 5.6684 6.6016 89.266	203.3	67.0	.08	.05	28.601	
08ND198	08NC171	C	6CU13	.0130			1	6.6016 103.96	3.8	1.2	.00	.00	28.614	
08ND198	08ND200	ABC	2ACSR13	.5500	16	9	8	5.6727 5.6649 6.5972 89.212	185.4	61.1	.19	.13	29.151	
08ND200	08ND202	ABC	2ACSR13	.1410	14	9	8	5.6707 5.6639 6.5961 89.195	171.3	56.4	.04	.03	29.292	
08ND202	08NC174	B	6CU13	.0160			1	5.6639 89.195	4.1	1.4	.00	.00	29.308	

08ND202	08ND203	ABC 2ACSR13	.0740	14	8	8	5.6696	5.6634	6.5955	89.188	167.1	55.0	.02	.01	29.366
08ND203	08ND205	ABC 2ACSR13	.0710	11	8	8	5.6688	5.6629	6.5950	89.180	153.3	50.5	.02	.01	29.437
08ND205	08NC176	A 6CU13	.0140	1			5.6687			89.272	6.9	2.3	.00	.00	29.451
08ND205	08ND206	ABC 2ACSR13	.1390	10	8	8	5.6674	5.6619	6.5939	89.163	146.4	48.2	.03	.02	29.576
08ND206	08ND208	ABC 2ACSR13	.0700	10	8	5	5.6666	5.6613	6.5936	89.155	132.3	43.5	.01	.01	29.646
08ND208	08ND210	ABC 2ACSR13	.0710	7	8	5	5.6661	5.6608	6.5933	89.146	118.4	39.0	.01	.01	29.717
08ND210	08NC179	A 6CU13	.0160	2			5.6660			89.228	10.4	3.4	.00	.00	29.733
08ND210	08ND211	ABC 2ACSR13	.2090	5	8	5	5.6649	5.6589	6.5924	89.116	100.1	35.6	.02	.01	29.926
08ND211	08ND213	ABC 2ACSR13	.1400	3	8	5	5.6645	5.6575	6.5919	89.095	94.2	31.0	.01	.01	30.066
08ND213	08NC181	A 6CU13	.0150	1			5.6645			89.205	4.1	1.4	.00	.00	30.081
08ND213	08ND214	ABC 2ACSR13	.2200	2	8	5	5.6642	5.6553	6.5911	89.059	90.1	29.7	.02	.01	30.286
08ND214	08NC182	B 6CU13	.0140	1			5.6553			89.059	4.1	1.4	.00	.00	30.300
08ND214	08ND215	ABC 2ACSR13	.2750	2	8	5	5.6637	5.6527	6.5900	89.019	85.9	28.3	.02	.02	30.561
08ND215	08NC183	B 6CU13	.0140	1			5.6527			89.019	6.9	2.3	.00	.00	30.575
08ND215	08ND216	ABC 2ACSR13	.1410	2	6	5	5.6636	5.6516	6.5894	89.002	79.0	26.0	.01	.01	30.702
08ND216	08NC184	AB 6CU13	.0170	1	1		5.6635	5.6516		89.002	11.0	3.6	.00	.00	30.719
08ND216	08ND217	ABC 2ACSR13	.2120	1	5	5	5.6635	5.6503	6.5884	88.981	68.0	22.4	.01	.01	30.914
08ND217	08NC185	B 6CU13	.0150	1			5.6502			88.980	6.9	2.3	.00	.00	30.929
08ND217	08ND218	ABC 2ACSR13	.3500	1	4	5	5.6634	5.6485	6.5867	88.953	61.1	20.1	.01	.01	31.264
08ND218	08NC186	A 6CU13	.0150	1			5.6634			89.188	6.9	2.3	.00	.00	31.279
08ND218	08ND219	ABC 2ACSR13	.2110	0	4	5	5.6637	5.6474	6.5856	88.935	54.2	17.8	.01	.01	31.475
08ND219	08NC187	B 6CU13	.0140	1			5.6473			88.934	6.9	2.3	.00	.00	31.489
08ND219	08ND220	ABC 2ACSR13	.1400	0	3	5	5.6640	5.6468	6.5849	88.926	47.3	15.6	.00	.00	31.615
08ND220	08NC188	B 6CU13	.0140	1			5.6468			88.926	6.9	2.3	.00	.00	31.629
08ND220	08ND221	ABC 2ACSR13	.1400	0	1	5	5.6642	5.6465	6.5840	88.921	40.4	13.3	.00	.00	31.755
08ND221	08NC189	B 6CU13	.0140	1			5.6464			88.920	6.9	2.3	.00	.00	31.769
08ND221	08ND222	ABC 2ACSR13	.2950	0	0	5	5.6648	5.6462	6.5822	88.916	33.6	11.0	.01	.01	32.050
08ND222	08ND224	C 2ACSR13	.1050			4		6.5817	103.65	24.2	8.0	.00	.00	32.155	
08ND224	08NC191	C 6CU13	.0160			3		6.5816	103.65	18.7	6.1	.00	.00	32.171	
08ND224	08ND225	C 2ACSR13	.0700			1		6.5816	103.65	5.6	1.8	.00	.00	32.225	
08ND225	08NC192	C 6CU13	.0140			1		6.5816	103.65	5.6	1.8	.00	.00	32.239	
08ND225	08ND226	C 2ACSR13	.0800			0		6.5816	103.65	.0	.0	.00	.00	32.305	
08ND226	08NC193	C 6CU13	.0140			0		6.5816	103.65	.0	.0	.00	.00	32.319	
08ND222	08ND223	C 2ACSR13	.1500			1		6.5819	103.65	9.3	3.1	.00	.00	32.200	
08ND223	08NC190	C 6CU13	.0120			1		6.5819	103.65	9.3	3.1	.00	.00	32.212	
08ND211	08ND212	A 2ACSR13	.0500	3			5.6647			89.209	13.8	4.5	.00	.00	29.976
08ND212	08NC180	A 6CU13	.0130	3			5.6647			89.208	13.8	4.5	.00	.00	29.989
08ND208	08ND209	A 2ACSR13	.0500	3			5.6665			89.236	13.8	4.5	.00	.00	29.696
08ND209	08NC178	A 6CU13	.0130	3			5.6664			89.235	13.8	4.5	.00	.00	29.709
08ND206	08ND207	C 2ACSR13	.0500			2		6.5938	103.84	14.0	4.6	.00	.00	29.626	
08ND207	08NC177	C 6CU13	.0140			2		6.5937	103.84	14.0	4.6	.00	.00	29.640	
08ND203	08ND204	A 2ACSR13	.0700	3			5.6694			89.282	13.8	4.5	.00	.00	29.436
08ND204	08NC175	A 6CU13	.0130	3			5.6693			89.281	13.8	4.5	.00	.00	29.449
08ND200	08ND201	A 2ACSR13	.0350	3			5.6726			89.333	13.9	4.6	.00	.00	29.186
08ND201	08NC173	A 6CU13	.0120	3			5.6726			89.332	13.9	4.6	.00	.00	29.198
08ND198	08ND199	C 2ACSR13	.0500			2		6.6015	103.96	14.1	4.6	.00	.00	28.651	
08ND199	08NC172	C 6CU13	.0150			2		6.6014	103.96	14.1	4.6	.00	.00	28.666	
08ND196	08ND197	A 2ACSR13	.0800	2			5.6856			89.538	10.4	3.4	.00	.00	28.481
08ND197	08NC170	A 6CU13	.0140	2			5.6856			89.537	10.4	3.4	.00	.00	28.495
08ND193	08ND194	AC 2ACSR13	.0800	2		2	5.6900		6.6062	89.607	24.5	8.1	.00	.00	28.266
08ND194	08NC168	AC 6CU13	.0150	2		2	5.6900		6.6061	89.606	24.5	8.1	.00	.00	28.281
08ND180	08ND181	B 2ACSR13	.2450	11			5.6703			89.295	56.7	18.7	.03	.02	28.216
08ND181	08NC194	B 6CU13	.0140	2			5.6702			89.295	11.1	3.6	.00	.00	28.230
08ND181	08ND182	B 2ACSR13	.1240	8			5.6690			89.276	45.6	15.0	.01	.01	28.340
08ND182	08NC195	B 6CU13	.0160	1			5.6690			89.276	4.2	1.4	.00	.00	28.356
08ND182	08ND183	B 2ACSR13	.1960	8			5.6673			89.248	41.5	13.6	.01	.01	28.536
08ND183	08NC196	B 6CU13	.0130	1			5.6672			89.248	4.1	1.4	.00	.00	28.549
08ND183	08ND184	B 2ACSR13	.4140	3			5.6656			89.222	15.5	6.6	.00	.00	28.950
08ND184	08ND186	B 2ACSR13	.0770	6			5.6651			89.214	30.4	10.0	.00	.00	29.027
08ND186	08NC198	B 6CU13	.0140	1			5.6650			89.213	4.1	1.4	.00	.00	29.041

08ND186	08ND187	B	2ACSR13	.0710	2			5.6649	89.210	10.9	4.7	.00	.00	29.098
08ND187	08NC199	B	6CU13	.0150	3			5.6648	89.209	13.8	4.5	.00	.00	29.113
08ND187	08ND188	B	2ACSR13	.0500	1			5.6648	89.209	5.1	2.2	.00	.00	29.156
08ND188	08ND190	B	2ACSR13	.2560	2			5.6643	89.202	8.3	2.7	.00	.00	29.412
08ND190	08NC201	B	6CU13	.0120	1			5.6643	89.202	4.1	1.4	.00	.00	29.424
08ND190	08ND191	B	2ACSR13	.0390	0			5.6643	89.202	2.1	.7	.00	.00	29.451
08ND191	08NC202	B	6CU13	.0170	1			5.6643	89.201	4.1	1.4	.00	.00	29.468
08ND191	08ND190	B	2ACSR13	.0390	0			5.6643	89.202	-2.1	-.7	.00	.00	29.490
08ND188	08ND189	B	2ACSR13	.0500	1			5.6647	89.209	4.1	1.4	.00	.00	29.206
08ND189	08NC200	B	6CU13	.0160	1			5.6647	89.208	4.1	1.4	.00	.00	29.222
08ND188	08ND187	ABC	2ACSR13	.0500	0	1	0	5.6952 5.6649 6.6098	89.210	-7.3	-1.9	.00	.00	29.214
08ND187	08ND186	ABC	2ACSR13	.0710	0	2	0	5.6952 5.6651 6.6098	89.214	-15.4	-4.0	.00	.00	29.169
08ND184	08ND185	B	2ACSR13	.0300	1			5.6655	89.221	6.9	2.3	.00	.00	28.980
08ND185	08NC197	B	6CU13	.0160	1			5.6655	89.220	6.9	2.3	.00	.00	28.996
08ND184	08ND183	ABC	2ACSR13	.4140	0	4	0	5.6953 5.6673 6.6096	89.248	-21.8	-5.6	.00	.00	29.364
08ND180	08ND179	ABC	2ACSR13	.2230	12	12	7	5.6983 5.6757 6.6110	89.381	-177.6	-58.5	.07	.04	28.194
08ND173	08ND174	BC	2ACSR13	.2000	1	3		5.6772 6.6113	89.405	25.8	8.5	.00	.00	27.936
08ND174	08NC158	C	6CU13	.0120	1			6.6112 104.11	184.11	9.4	3.1	.00	.00	27.948
08ND174	08ND178	C	2ACSR13	.3950	1			6.6109 104.11	104.11	4.7	1.5	.00	.00	28.331
08ND178	08NC163	C	6CU13	.0150	1			6.6109 104.11	104.11	9.4	3.1	.00	.00	28.346
08ND178	08ND174	B	2ACSR13	.3950	0			5.6772	89.405	-4.7	-1.5	.00	.00	28.726
08ND174	08ND175	B	2ACSR13	.1000	1			5.6772	89.404	2.9	1.2	.00	.00	28.036
08ND175	08ND177	B	2ACSR13	.4850	0			5.6772	89.404	.0	.0	.00	.00	28.521
08ND177	08NC161	C	6CU13	.0150	0			6.6113 104.11	104.11	.0	.0	.00	.00	28.536
08ND175	08ND176	B	2ACSR13	.0800	1			5.6770	89.402	6.9	2.3	.00	.00	28.116
08ND176	08NC159	B	6CU13	.0150	1			5.6770	89.402	6.9	2.3	.00	.00	28.131
08ND175	08ND174	BC	2ACSR13	.1000	1	0		5.6772 6.6113	89.405	-4.0	-1.1	.00	.00	28.736
08ND169	08ND170	ABC	2ACSR13	.1000	3	2	2	5.7204 5.6967 6.6236	89.713	38.7	12.7	.00	.00	27.005
08ND170	08NC156	ABC	6CU13	.0120	5	4	5	5.7203 5.6967 6.6235	89.711	77.5	25.5	.00	.00	27.017
08ND170	08ND169	ABC	2ACSR13	.1000	3	2	2	5.7206 5.6969 6.6238	89.715	-38.7	-12.7	.00	.00	27.105
08ND166	08ND167	A	2ACSR13	.0900	1			5.7311	90.254	7.1	2.3	.00	.00	26.656
08ND167	08NC154	A	6CU13	.0120	1			5.7311	90.253	7.1	2.3	.00	.00	26.668
08ND162	08ND161	ABC	2ACSR13	.1370	25	23	21	5.7099 5.7560 6.6731	90.645	-398.7	-132.3	.19	.12	25.103
08ND159	08ND158	ABC	2ACSR13	.2060	25	25	21	5.8710 5.8317 6.7386	91.038	-413.0	-138.3	.41	.25	23.632
08ND158	08ND156	ABC	2ACSR13	.4330	25	25	21	5.8021 5.8421 6.7473	92.002	-415.6	-139.2	.63	.39	23.493
08ND156	08ND157	ABC	2ACSR13	.0400	0	0	0	5.8021 5.8421 6.7473	92.001	2.6	.7	.00	.00	22.667
08ND157	08NC114	B	6CU13	.0140	1			5.8421	92.001	4.4	1.4	.00	.00	22.681
08ND157	08ND156	B	2ACSR13	.0400	0			5.8421	92.002	-1.8	-.8	.00	.00	22.707
08ND155	08ND154	ABC	2ACSR13	.2140	26	25	21	5.9535 5.9105 6.8031	93.079	-424.6	-143.5	.32	.20	21.552
08ND152	08ND153	C	2ACSR13	.4700	2			6.8078 107.21	107.21	10.0	3.3	.00	.00	21.458
08ND153	08NC111	C	6CU13	.0130	2			6.8078 107.21	107.21	10.0	3.3	.00	.00	21.471
08ND148	08ND149	C	2ACSR13	.1490	1			6.8212 107.42	107.42	6.0	2.0	.00	.00	20.837
08ND149	08NC108	C	6CU13	.0140	1			6.8211 107.42	107.42	6.0	2.0	.00	.00	20.851
08ND140	08ND141	AB	2ACSR13	.2050	4	1		6.0262 5.9829	94.219	26.5	8.7	.00	.00	19.939
08ND141	08NC101	A	6CU13	.0130	2			6.0262	94.900	11.7	3.9	.00	.00	19.952
08ND141	08ND142	AB	2ACSR13	.2150	2	1		6.0257 5.9829	94.219	14.8	4.9	.00	.00	20.154
08ND142	08NC102	B	6CU13	.0150	1			5.9829	94.219	3.1	1.0	.00	.00	20.169
08ND142	08ND143	A	2ACSR13	.4100	2			6.0247	94.877	11.7	3.9	.00	.00	20.564
08ND143	08NC103	A	6CU13	.0120	2			6.0246	94.876	11.7	3.9	.00	.00	20.576
08ND137	08ND135	ABC	2ACSR13	.7800	30	29	23	6.0071 6.0365 6.0047	95.063	-409.5	-166.9	1.52	.94	19.919
08ND135	08ND136	B	2ACSR13	.4600	0			6.0365	95.063	.0	.0	.00	.00	18.019
08ND136	08NC096	B	6CU13	.0130	0			6.0365	95.063	.0	.0	.00	.00	18.832
08ND136	08ND135	B	2ACSR13	.4600	0			6.0365	95.063	.0	.0	.00	.00	19.279
08ND131	08ND132	AB	2ACSR13	.0860	0	0		6.0913 6.0405	95.125	2.4	.8	.00	.00	18.375

08ND132	08NC093	B	6CU13	.0160	0	0	0	6.0405	95.125	.00	18.391
08ND133	08NC094	A	6CU13	.0220	1	0	6.0912	95.924	4.8	1.6	18.533
08ND134	08NC095	B	6CU13	.0130	0	0	6.0405	95.126	.0	.0	18.769
08ND134	08NC095	B	6CU13	.0130	0	0	6.0405	95.126	.0	.0	18.782
08ND134	08ND133	AB	2ACSR13	.2360	0	0	6.0912	95.126	.0	.0	19.085
08ND132	08ND131	AB	2ACSR13	.0860	0	0	6.0914	95.125	-2.4	-.8	18.461
08ND087	08ND088	AB	2ACSR13	.4200	16	28	6.1252	95.551	249.0	83.8	18.018
08ND088	08NC057	A	6CU13	.0150	1	0	6.1251	96.459	8.1	2.7	18.033
08ND088	08ND089	AB	2ACSR13	.6680	14	28	6.1121	95.262	240.6	80.8	18.678
08ND089	08NC058	AB	6CU13	.0130	0	1	6.1121	95.262	7.9	2.6	18.691
08ND089	08ND090	AB	2ACSR13	.3350	14	26	6.1055	95.124	232.1	71.7	19.013
08ND089	08NC059	B	6CU13	.0140	1	0	6.1055	95.123	4.7	1.5	19.027
08ND090	08ND091	AB	2ACSR13	.2460	14	25	6.1007	95.026	227.1	76.0	19.259
08ND091	08NC060	B	6CU13	.0150	1	0	6.1007	95.026	4.7	1.5	19.274
08ND091	08ND092	AB	2ACSR13	.1830	14	25	6.0971	94.956	222.2	74.3	19.442
08ND092	08NC061	A	6CU13	.0150	1	0	6.0971	96.018	4.8	1.6	19.457
08ND092	08ND093	AB	2ACSR13	.0000	13	25	6.0824	94.647	217.3	72.6	20.242
08ND093	08NC062	B	6CU13	.0130	1	0	6.0824	94.647	3.1	1.0	20.255
08ND093	08ND094	AB	2ACSR13	.6350	13	24	6.0707	94.409	213.6	71.1	20.877
08ND094	08NC063	B	6CU13	.0130	1	0	6.0707	94.408	3.1	1.0	20.890
08ND094	08ND095	AB	2ACSR13	.2600	13	23	6.0659	94.314	210.1	69.8	21.137
08ND095	08NC064	A	6CU13	.0130	1	0	6.0659	95.526	4.8	1.6	21.150
08ND095	08ND096	AB	2ACSR13	.2250	13	23	6.0620	94.230	205.2	68.1	21.362
08ND096	08NC065	B	6CU13	.0140	1	0	6.0620	94.230	7.7	2.5	21.376
08ND097	08ND097	AB	2ACSR13	.2400	13	22	6.0579	94.148	197.3	65.4	21.602
08ND097	08NC066	AB	2ACSR13	.2700	13	20	6.0533	94.065	184.9	61.3	21.872
08ND097	08ND098	AB	2ACSR13	1.3900	12	19	6.0305	93.650	178.5	59.1	23.271
08ND098	08ND099	AB	2ACSR13	.2590	4	7	6.0292	93.621	61.9	20.4	23.530
08ND098	08NC080	A	6CU13	.0120	1	0	6.0292	94.948	3.1	1.0	23.542
08ND116	08ND117	AB	2ACSR13	.5000	2	4	6.0280	93.592	28.9	10.0	24.038
08ND117	08NC081	A	6CU13	.0150	1	0	6.0280	94.929	3.1	1.0	24.053
08ND117	08ND118	AB	2ACSR13	.0020	3	7	6.0277	93.582	55.6	18.3	24.120
08ND118	08NC082	AB	2ACSR13	.6920	3	6	6.0251	93.521	46.5	15.3	24.812
08ND118	08ND123	AB	2ACSR13	.0150	1	0	6.0251	93.521	7.6	2.5	24.827
08ND123	08NC085	B	6CU13	.0150	1	0	6.0244	93.509	38.8	12.8	25.000
08ND123	08ND124	AB	2ACSR13	.1800	3	4	6.0244	93.509	38.8	12.8	25.000
08ND124	08NC086	B	6CU13	.0140	1	0	6.0235	93.499	31.2	10.3	25.260
08ND124	08ND125	AB	2ACSR13	.2600	3	3	6.0235	93.499	31.2	10.3	25.260
08ND125	08NC087	B	6CU13	.0150	1	0	6.0235	93.499	4.6	1.5	25.275
08ND125	08ND126	AB	2ACSR13	.4050	3	2	6.0227	93.490	26.7	8.8	25.655
08ND126	08NC088	B	6CU13	.0130	2	2	6.0215	93.489	11.4	3.7	25.678
08ND126	08ND128	AB	2ACSR13	.2540	2	0	6.0215	93.492	12.2	4.0	25.919
08ND128	08NC090	A	6CU13	.0130	1	0	6.0209	94.818	7.5	2.5	26.270
08ND128	08ND129	A	2ACSR13	.3390	1	1	6.0209	94.818	7.5	2.5	26.258
08ND129	08NC091	A	6CU13	.0120	1	0	6.0218	94.831	3.1	1.0	26.203
08ND129	08ND127	A	2ACSR13	.5300	1	1	6.0218	94.831	3.1	1.0	26.203
08ND127	08NC089	A	6CU13	.0140	1	0	6.0276	93.568	9.1	3.0	24.600
08ND128	08ND119	AB	2ACSR13	.4800	0	2	6.0276	93.568	9.1	3.0	24.600
08ND121	08NC083	B	6CU13	.0140	1	2	5.9412	93.563	9.1	3.0	24.754
08ND121	08ND121	B	2ACSR13	.1540	2	2	5.9412	93.563	9.1	3.0	24.754
08ND122	08NC084	B	6CU13	.0140	1	1	5.9410	93.560	4.6	1.5	24.999
08ND122	08ND122	B	2ACSR13	.2450	1	1	5.9410	93.560	4.6	1.5	24.999
08ND120	08NC082	B	6CU13	.0130	0	0	5.9416	93.568	.0	.0	25.190
08ND120	08ND120	B	2ACSR13	.5900	0	0	5.9416	93.568	.0	.0	25.190
08ND117	08ND116	ABC	2ACSR13	.5000	4	0	6.0292	93.521	-29.8	-9.3	24.546
08ND104	08ND104	AB	2ACSR13	.2790	8	12	6.0275	93.599	116.0	38.2	23.550
08ND104	08NC070	B	6CU13	.0140	2	2	5.9435	93.598	11.4	3.7	23.564
08ND105	08NC071	A	6CU13	.0170	2	0	6.0254	94.807	11.7	3.9	23.757
08ND104	08ND105	AB	2ACSR13	.1900	8	10	6.0254	93.571	104.5	34.4	23.790

08ND105	08ND106	AB	2ACSR13	.2600	6	10	6.0232	5.9391	93.530	92.8	30.6	.03	.03	24.000
08ND106	08NC072	B	6CU13	.0160		2		5.9391	93.529	11.4	3.7	.00	.00	24.016
08ND106	08ND107	AB	2ACSR13	.3110	6	8	6.0207	5.9368	93.493	81.4	26.8	.03	.02	24.311
08ND107	08NC073	A	6CU13	.0130	2		6.0207		94.813	11.7	3.8	.00	.00	24.324
08ND107	08ND108	AB	2ACSR13	.1800	4	8	6.0197	5.9353	93.469	69.6	22.9	.01	.01	24.491
08ND108	08ND115	AB	2ACSR13	.3350	1	1	6.0191	5.9349	93.463	15.4	5.1	.00	.00	24.826
08ND115	08NC079	AB	6CU13	.0140	1	1	6.0190	5.9349	93.463	15.4	5.1	.00	.00	24.840
08ND108	08ND109	AB	2ACSR13	.2990	3	7	6.0185	5.9331	93.435	54.2	17.8	.01	.01	24.790
08ND109	08NC074	B	6CU13	.0140		2		5.9331	93.435	11.4	3.7	.00	.00	24.804
08ND109	08ND110	AB	2ACSR13	.2320	3	5	6.0176	5.9320	93.418	42.8	14.1	.01	.01	25.022
08ND110	08NC075	A	6CU13	.0130	3		6.0175		94.764	15.6	5.1	.00	.00	25.035
08ND110	08ND111	AB	2ACSR13	.3980	0	5	6.0174	5.9298	93.382	27.2	9.0	.01	.01	25.420
08ND111	08ND114	B	2ACSR13	1.3470	2	2	5.9266		93.332	11.3	3.7	.01	.00	26.767
08ND114	08NC078	B	6CU13	.0140		2	5.9265		93.331	11.3	3.7	.00	.00	26.781
08ND111	08ND112	AB	2ACSR13	.2000	0	3	6.0173	5.9291	93.372	15.9	5.2	.00	.00	25.620
08ND112	08NC076	B	6CU13	.0150		2	5.9291		93.371	11.4	3.7	.00	.00	25.635
08ND112	08ND113	AB	2ACSR13	.3100	0	1	6.0173	5.9288	93.367	4.5	1.5	.00	.00	25.930
08ND113	08NC077	B	6CU13	.0140		1	5.9288		93.367	4.5	1.5	.00	.00	25.944
08ND101	08ND102	AB	2ACSR13	.0400	1	1	6.0533	5.9731	94.065	6.2	2.0	.00	.00	21.912
08ND102	08NC069	AB	6CU13	.0150	1	1	6.0532	5.9731	94.065	6.2	2.0	.00	.00	21.927
08ND097	08ND098	AB	2ACSR13	.0800	0	2	6.0578	5.9782	94.144	12.3	4.0	.00	.00	21.682
08ND098	08NC066	B	6CU13	.0130		1	5.9782		94.144	4.6	1.5	.00	.00	21.695
08ND098	08ND099	AB	2ACSR13	.1800	0	1	6.0578	5.9779	94.140	7.7	2.5	.00	.00	21.862
08ND099	08NC067	B	6CU13	.0140		1	5.9779		94.140	3.1	1.0	.00	.00	21.876
08ND099	08ND100	AB	2ACSR13	.9490	0	1	6.0577	5.9770	94.126	4.6	1.5	.00	.00	22.811
08ND100	08NC068	B	6CU13	.0130		1	5.9770		94.125	4.6	1.5	.00	.00	22.824
08ND082	08ND084	A	2ACSR13	.4040	1		6.1844		97.392	8.2	2.7	.00	.00	17.392
08ND084	08NC204	A	6CU13	.0150	1		6.1844		97.392	8.2	2.7	.00	.00	17.407
08ND082	08ND083	A	2ACSR13	.1900	1		6.1848		97.398	8.2	2.7	.00	.00	17.178
08ND083	08NC054	A	6CU13	.0140	1		6.1847		97.397	8.2	2.7	.00	.00	17.192
08ND071	08ND080	C	2ACSR13	.1890		3		7.0308	110.72	21.3	7.0	.00	.00	15.332
08ND080	08NC205	C	6CU13	.0140		2		7.0308	110.72	10.6	3.5	.00	.00	15.346
08ND080	08ND081	C	2ACSR13	.0900		2		7.0307	110.72	10.6	3.5	.00	.00	15.422
08ND081	08NC206	C	6CU13	.0150		2		7.0306	110.72	10.6	3.5	.00	.00	15.437
08ND071	08ND072	B	2ACSR13	.4000		6	6.2785		98.873	37.3	12.3	.01	.01	15.543
08ND072	08ND079	B	2ACSR13	.1500		1	6.2782		98.870	8.5	2.8	.00	.00	15.693
08ND079	08NC048	B	6CU13	.0150		1	6.2782		98.869	8.5	2.8	.00	.00	15.708
08ND072	08ND073	B	2ACSR13	1.4250		5	6.2704		98.746	28.8	9.5	.03	.03	16.968
08ND073	08ND077	B	2ACSR13	.2500		2	6.2699		98.738	10.2	3.3	.00	.00	17.218
08ND077	08NC052	B	6CU13	.0150		1	6.2699		98.738	5.1	1.7	.00	.00	17.233
08ND077	08ND078	B	2ACSR13	.4500		1	6.2694		98.731	5.1	1.7	.00	.00	17.668
08ND078	08NC053	B	6CU13	.0150		1	6.2694		98.731	5.1	1.7	.00	.00	17.683
08ND073	08ND074	B	2ACSR13	.2500		3	6.2695		98.732	18.6	6.1	.00	.00	17.218
08ND074	08NC049	B	6CU13	.0130		1	6.2694		98.731	8.5	2.8	.00	.00	17.231
08ND074	08ND075	B	2ACSR13	.5770		2	6.2683		98.714	10.2	3.3	.00	.00	17.795
08ND075	08NC050	B	6CU13	.0140		1	6.2683		98.713	5.1	1.7	.00	.00	17.809
08ND075	08ND076	B	2ACSR13	.1630		1	6.2682		98.711	5.1	1.7	.00	.00	17.958
08ND076	08NC051	B	6CU13	.0150		1	6.2681		98.711	5.1	1.7	.00	.00	17.973
08ND062	08ND063	AB	2ACSR13	1.2400	1	2	6.4736	6.4165	101.05	16.1	5.3	.00	.00	14.888
08ND063	08ND065	AB	2ACSR13	.2350	0	2	6.4736	6.4160	101.04	10.6	3.5	.00	.00	15.123
08ND065	08NC042	B	6CU13	.0140		1	6.4160		101.04	5.3	1.7	.00	.00	15.137
08ND065	08ND066	AB	2ACSR13	.4930	0	1	6.4735	6.4155	101.03	5.3	1.7	.00	.00	15.616
08ND066	08NC043	B	6CU13	.0140		1	6.4155		101.03	5.3	1.7	.00	.00	15.630
08ND066	08ND067	AB	2ACSR13	.3170	0	0	6.4735	6.4155	101.03	.0	.0	.00	.00	15.933
08ND067	08NC044	A	6CU13	.0140	0	0	6.4735		101.95	.0	.0	.00	.00	15.947
08ND063	08ND064	A	2ACSR13	.1800	1		6.4734		101.94	5.4	1.8	.00	.00	15.068
08ND064	08NC041	A	6CU13	.0130	1		6.4734		101.94	5.4	1.8	.00	.00	15.081
08ND060	08ND061	A	2ACSR13	.2450	1		6.5820		103.65	9.3	3.1	.00	.00	12.693
08ND061	08NC040	A	6CU13	.0140	1		6.5819		103.65	9.3	3.1	.00	.00	12.707

08ND054	08ND056	A	2ACSR13	.8310	3		6.7597	106.45	17.7	5.8	.01	.01	11.304			
08ND056	08NC036	A	6CU13	.0140	1		6.7597	106.45	5.9	1.9	.00	.00	11.318			
08ND056	08ND057	A	2ACSR13	1.7980	2		6.7559	106.39	11.8	3.9	.01	.01	13.102			
08ND057	08NC037	A	6CU13	.0140	1		6.7558	106.39	5.9	1.9	.00	.00	13.116			
08ND057	08ND058	A	2ACSR13	.3970	1		6.7554	106.38	5.9	1.9	.00	.00	13.499			
08ND058	08NC038	A	6CU13	.0140	1		6.7554	106.38	5.9	1.9	.00	.00	13.513			
08ND054	08ND055	C	2ACSR13	.6850		0		7.2231	113.75	.0	.0	.00	.00	11.158		
08ND054	08ND052	ABC	2ACSR13	1.1000	43	48	27	6.8144	6.7672	7.2460	106.57	-757.6	-273.6	4.58	2.91	11.573
08ND052	08ND053	B	2ACSR13	.0500		2		6.7671	106.57	9.9	3.2	.00	.00	9.4230		
08ND053	08NC034	B	6CU13	.0150		2		6.7671	106.57	9.9	3.2	.00	.00	9.4380		
08ND052	08ND048	ABC	2ACSR13	1.1700	43	49	27	6.8698	6.8231	7.2700	107.45	-767.1	-278.1	4.95	3.15	10.543
08ND048	08ND049	C	2ACSR13	.9900		2		7.2675	114.45	14.8	4.9	.00	.00	9.1930		
08ND049	08NC031	C	6CU13	.0140		2		7.2674	114.45	11.4	3.7	.00	.00	9.2070		
08ND049	08ND050	C	2ACSR13	.8000		3		7.2650	114.41	18.2	6.0	.01	.00	9.9930		
08ND050	08NC032	C	6CU13	.0140		1		7.2650	114.41	6.8	2.2	.00	.00	10.007		
08ND050	08ND051	C	2ACSR13	1.0300		2		7.2630	114.38	11.4	3.7	.00	.00	11.023		
08ND051	08NC033	C	6CU13	.0140		2		7.2630	114.38	11.4	3.7	.00	.00	11.037		
08ND049	08ND048	C	2ACSR13	.9900		2		7.2700	114.49	-14.8	-4.9	.00	.00	10.183		
08ND035	08ND036	AB	2ACSR13	1.3500	2	8		7.0803	7.0323	110.74	66.1	21.8	.09	.08	7.2530	
08ND036	08NC022	B	6CU13	.0130		1			7.0322	110.74	6.4	2.1	.00	.00	7.2660	
08ND036	08ND037	AB	2ACSR13	1.3890	1	4		7.0784	7.0267	110.66	29.8	9.8	.02	.02	8.6420	
08ND037	08ND039	AB	2ACSR13	.4290	0	7		7.0780	7.0230	110.60	48.8	16.1	.02	.02	9.0710	
08ND039	08NC024	B	6CU13	.0140		1			7.0230	110.60	6.4	2.1	.00	.00	9.0850	
08ND039	08ND040	AB	2ACSR13	.6850	0	6		7.0774	7.0179	110.52	42.4	14.0	.03	.02	9.7560	
08ND040	08NC025	B	6CU13	.0130		1			7.0179	110.52	6.4	2.1	.00	.00	9.7690	
08ND040	08ND041	AB	2ACSR13	.2600	0	3		7.0773	7.0171	110.50	18.0	5.9	.00	.00	10.016	
08ND041	08ND043	AB	2ACSR13	1.1490	0	4		7.0767	7.0111	110.41	29.6	9.8	.02	.02	11.165	
08ND043	08ND045	B	2ACSR13	.1700		3			7.0105	110.40	19.0	6.3	.00	.00	11.335	
08ND045	08NC027	B	6CU13	.0140		1			7.0105	110.40	6.3	2.1	.00	.00	11.349	
08ND045	08ND046	B	2ACSR13	.7640		2		7.0888	110.37	12.7	4.2	.00	.00	12.099		
08ND046	08NC028	B	6CU13	.0210		1		7.0887	110.37	6.3	2.1	.00	.00	12.120		
08ND046	08ND047	B	2ACSR13	.6780		1		7.0880	110.36	6.3	2.1	.00	.00	12.777		
08ND047	08NC029	B	6CU13	.0150		1		7.0880	110.36	6.3	2.1	.00	.00	12.792		
08ND043	08ND044	B	2ACSR13	.3750		2		7.0104	110.40	10.6	3.5	.00	.00	11.540		
08ND044	08NC030	B	6CU13	.0130		2		7.0103	110.40	10.6	3.5	.00	.00	11.553		
08ND041	08ND042	B	2ACSR13	.2650		1		7.0168	110.50	6.4	2.1	.00	.00	10.281		
08ND042	08NC026	B	6CU13	.0120		1		7.0167	110.50	6.4	2.1	.00	.00	10.293		
08ND041	08ND040	AB	2ACSR13	.2600	0	3		7.0774	7.0179	110.52	-18.0	-5.9	.00	.00	10.276	
08ND037	08ND038	A	2ACSR13	.0600	2			7.0783	111.47	10.8	3.5	.00	.00	8.7020		
08ND038	08NC023	A	6CU13	.0140	2			7.0782	111.47	10.8	3.5	.00	.00	8.7160		
08ND037	08ND036	AB	2ACSR13	1.3890	1	4		7.0803	7.0323	110.74	-29.8	-9.8	.02	.02	10.031	
08ND029	08ND030	AC	2ACSR13	.1750	2		7.3123	7.4793	115.15	23.6	7.7	.00	.00	3.7000		
08ND030	08ND032	C	2ACSR13	.1650		2			7.4790	117.78	12.0	4.0	.00	.00	3.8730	
08ND032	08NC019	C	6CU13	.0130		2			7.4789	117.78	12.0	4.0	.00	.00	3.8860	
08ND030	08ND031	A	2ACSR13	.1000	2		7.3121	115.15	11.5	3.8	.00	.00	3.8000			
08ND031	08NC018	A	6CU13	.0140	2		7.3120	115.15	11.5	3.8	.00	.00	3.8220			
08ND027	08ND028	BC	2ACSR13	.2550	3	3		7.3931	7.5215	116.43	35.9	11.8	.00	.00	2.8900	
08ND028	08NC017	BC	6CU13	.0150	3	3		7.3931	7.5215	116.43	35.9	11.8	.00	.00	2.9050	
08ND021	08ND022	B	2ACSR13	.0800		5		7.4543	117.39	38.3	12.6	.00	.00	2.1650		
08ND022	08ND024	B	2ACSR13	.2970		4		7.4527	117.37	31.1	10.2	.01	.00	2.4620		
08ND024	08NC014	B	6CU13	.0160		2		7.4527	117.37	12.0	3.9	.00	.00	2.4700		
08ND024	08ND025	B	2ACSR13	.4370		3		7.4514	117.34	19.1	6.3	.00	.00	2.8990		
08ND025	08NC015	B	6CU13	.0150		2		7.4513	117.34	12.0	3.9	.00	.00	2.9140		
08ND025	08ND026	B	2ACSR13	.2410		1		7.4511	117.34	7.2	2.4	.00	.00	3.1400		
08ND026	08NC016	B	6CU13	.0140		1		7.4510	117.34	7.2	2.4	.00	.00	3.1540		
08ND022	08ND023	B	2ACSR13	.2820		1		7.4539	117.38	7.2	2.4	.00	.00	2.4470		
08ND023	08NC013	B	6CU13	.0120		1		7.4539	117.38	7.2	2.4	.00	.00	2.4590		
08ND004	08ND005	ABC	2ACSR13	2.2150	11	1	1	7.4690	7.5122	7.5645	117.62	89.3	29.5	.24	.21	3.8590

08ND005	08ND020	ABC 2ACSR13	1.2860	11	2	2	7.4528	7.5144	7.5600	117.37	185.8	34.9	.15	.13	5.1450
08ND020	08ND010	ABC 2ACSR13	.2260	9	0	2	7.4504	7.5151	7.5591	117.33	81.6	26.9	.02	.02	5.3710
08ND010	08NC006	A 6CU13	.0140	1			7.4504			117.33	7.2	2.4	.00	.00	5.3850
08ND010	08ND011	ABC 2ACSR13	.1150	8	0	2	7.4494	7.5154	7.5587	117.31	74.4	24.5	.01	.01	5.4860
08ND011	08ND015	ABC 2ACSR13	2.2750	5	0	2	7.4376	7.5188	7.5515	117.13	50.5	16.6	.06	.05	7.7610
08ND015	08NC009	A 6CU13	.0120	2			7.4375			117.13	11.9	3.9	.00	.00	7.7730
08ND015	08ND016	ABC 2ACSR13	.4590	3	0	2	7.4361	7.5192	7.5501	117.10	38.5	12.7	.01	.01	8.2200
08ND016	08NC010	C 6CU13	.0120			1			7.5501	118.90	7.4	2.4	.00	.00	8.2320
08ND016	08ND017	ABC 2ACSR13	.1700	3	0	1	7.4355	7.5193	7.5498	117.09	31.1	10.2	.00	.00	8.3900
08ND017	08ND019	C 2ACSR13	.1700			1			7.5496	118.89	7.4	2.4	.00	.00	8.5600
08ND019	08NC012	C 6CU13	.0140			1			7.5496	118.89	7.4	2.4	.00	.00	8.5740
08ND017	08ND018	C 2ACSR13	1.2800			0			7.5498	118.89	23.8	7.8	.01	.01	9.6700
08ND018	08NC011	A 6CU13	.0130	3			7.4304			117.01	23.8	7.8	.00	.00	9.6830
08ND011	08ND012	A 2ACSR13	.2440	3			7.4484			117.30	23.9	7.9	.00	.00	5.7300
08ND012	08ND014	A 2ACSR13	.1950	2			7.4480			117.29	11.9	3.9	.00	.00	5.9250
08ND014	08NC008	A 6CU13	.0110	2			7.4480			117.29	11.9	3.9	.00	.00	5.9360
08ND012	08ND013	A 2ACSR13	.0700	2			7.4483			117.30	11.9	3.9	.00	.00	5.8000
08ND013	08NC007	A 6CU13	.0110	2			7.4483			117.30	11.9	3.9	.00	.00	5.8110
08ND020	08ND009	AB 2ACSR13	.2650	2	2		7.4522	7.5140		117.36	24.1	7.9	.00	.00	5.4100
08ND009	08NC005	AB 6CU13	.0120	2	2		7.4522	7.5140		117.36	24.1	7.9	.00	.00	5.4220
08ND005	08ND008	A 6CU13	.6250	0			7.4690			117.62	.0	.0	.00	.00	4.4840
08ND005	08ND007	A 2ACSR13	.3250	5			7.4671			117.59	36.0	11.8	.01	.01	4.1840
08ND007	08NC003	A 6CU13	.0170	5			7.4669			117.59	36.0	11.8	.00	.00	4.2010
08ND005	08ND006	A 2ACSR13	.2250	5			7.4676			117.60	36.0	11.8	.01	.01	4.0840
08ND006	08NC002	A 6CU13	.0100	5			7.4676			117.60	36.0	11.8	.00	.00	4.0940
08ND005	08ND004	ABC 2ACSR13	2.2200	11	1	1	7.4962	7.5064	7.5701	118.05	-88.8	-29.3	.24	.20	6.0790
08ND004	08ND002	ABC 2ACSR13	.9650	37	39	22	7.5355	7.5423	7.5870	118.67	-686.0	-256.7	2.76	1.75	2.6090
08ND004	08ND002	ABC 2ACSR13	.9650	37	39	22	7.5355	7.5423	7.5870	118.67	-686.0	-256.7	2.76	1.75	2.6090
08ND002	08ND003	A 2ACSR13	.0640	1			7.5354			118.67	7.3	2.4	.00	.00	.7430
08ND003	08NC001	A 6CU13	.0110	1			7.5354			118.67	7.3	2.4	.00	.00	.7540

TOTAL 331.35 210.36

## RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL CIRCUITO 31641 DE LA SUBESTACIÓN STGO. DE MARÍA

### ***Subestación***

Un transformador de potencia de 5/7.8 MVA, sin disponibilidad de regulación bajo carga

***Reguladores de Voltaje*** No se disponen

***Longitud del circuito*** 5.430 Km

Los resultados que se obtuvieron para la simulación fueron los siguientes:

RESULTADOS PARA LA SITUACIÓN ACTUAL

### ***Perfil de Voltaje***

En general la red no presenta problemas de bajos perfiles de tensión, ya que las caídas de tensión están dentro de los límites aceptables de +/- 5%

### ***Pérdidas***

Este escenario presenta un valor de pérdidas de 1005.18 KWH, contra un valor de 7,247,866 KWH de pérdidas en los alimentadores de Media tensión, lo que equivale a un 0.01 % de las pérdidas en alimentadores de MT.

### ***Desbalance de carga***

Este circuito tiene un 60.64 % de desbalance, encontrándose la fase A más cargada

## **RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL CIRCUITO 30542 DE LA SUBESTACIÓN JACATAL**

### ***Subestación***

Un transformador de potencia de 5/7 MVA, sin disponibilidad de regulación bajo carga

***Reguladores de Voltaje*** No se disponen

***Longitud del circuito*** 62.550 Km

Los resultados que se obtuvieron para la simulación fueron los siguientes:

### **RESULTADOS PARA LA SITUACIÓN ACTUAL**

#### ***Perfil de Voltaje***

En general la red no presenta problemas de bajos perfiles de tensión, ya que las caídas de tensión están dentro de los límites aceptables de +/- 5%

#### ***Pérdidas***

Este escenario presenta un valor de pérdidas de 62,827.97 KWH, contra un valor de 7,247,866 KWH de pérdidas en los alimentadores de Media tensión, lo que equivale a un 0.84 % de las pérdidas en alimentadores de MT.

#### ***Desbalance de carga***

## RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL CIRCUITO 31344 DE LA SUBESTACIÓN GOTERA

### *Subestación*

Un transformador de potencia de 5/7 MVA, sin disponibilidad de regulación bajo carga

*Reguladores de Voltaje* No se disponen

*Longitud del circuito* 195.090 Km

Los resultados que se obtuvieron para la simulación fueron los siguientes:

### RESULTADOS PARA LA SITUACIÓN ACTUAL

#### *Perfil de Voltaje*

En general la red no cumple con el criterio del +/- 5 % de regulación de tensión. Se presentan perfiles de tensión muy bajos en un valor de tensión de 0.8550 p.u. lo que equivale a un 14.5 % de caída de tensión

#### *Pérdidas*

Este escenario presenta un valor de pérdidas de 129,883 KWH, contra un valor de 7,247,866 KWH de pérdidas en los alimentadores de Media tensión, lo que equivale a un 1.79 % de las pérdidas en alimentadores de MT.

#### *Desbalance de carga*

Este circuito tiene un 50.97 % de desbalance, encontrándose la fase C más cargada

## RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL CIRCUITO 31343 DE LA SUBESTACIÓN GOTERA

### *Subestación*

Un transformador de potencia de 5/7 MVA, sin disponibilidad de regulación bajo carga

*Reguladores de Voltaje* No se disponen

*Longitud del circuito* 88.178 Km

Los resultados que se obtuvieron para la simulación fueron los siguientes:

### RESULTADOS PARA LA SITUACIÓN ACTUAL

#### *Perfil de Voltaje*

En general la red no cumple con el criterio del +/- 5 % de regulación de tensión. Se presentan perfiles de tensión muy bajos en un valor de tensión de 0.8812 p.u. lo que equivale a un 0.11 % de caída de tensión

#### *Pérdidas*

Este escenario presenta un valor de pérdidas de 105,660.71 KWH, contra un valor de 7,247,866 KWH de pérdidas en los alimentadores de Media tensión, lo que equivale a un 1.45 % de las pérdidas en alimentadores de MT.

#### *Desbalance de carga*

Este circuito tiene un 43.24 % de desbalance, encontrándose la fase A más cargada

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

Patricia Arnera, Alfredo Rifaldi

### 1. Motivación

Recientemente hemos puesto en Internet, para que resulte accesible a quienes interese un programa de flujo de carga en redes malladas, que es utilizado desde hace varios años por los alumnos de la Cátedra de Sistemas de Potencia de la Universidad Nacional de La Plata. Accediendo a la dirección <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot> donde se encuentra el paquete que lo incluye, es posible extraerlo, instalarlo y utilizarlo.

Disponemos también de un paquete de programas para redes radiales, que estamos presentando, lo pondremos en ese lugar también, y agregaremos quizás otros si logramos confirmar que el esfuerzo vale la pena...

Intentamos de esta manera difundir la experiencia de nuevas modalidades de transmisión del conocimiento en la relación enseñanza aprendizaje, no se intenta explicar como se hacen cálculos, con estos medios se pueden hacer cálculos sin saber como se hacen... todo el esfuerzo debe dirigirse a la preparación de datos e interpretación de resultados.

Los programas del paquete que estamos presentando, fueron desarrollados inicialmente por alumnos de la Cátedra de Instalaciones Eléctricas de la Regional Avellaneda de la Universidad Tecnológica Nacional, en una experiencia de trabajo conjunto con la Cátedra de Computación hacia 1975.

La experiencia no tuvo éxito, por múltiples razones no se lograba que los programas funcionaran... pero hacia 1980 habiendo adquirido cierta habilidad de programación (mas artesanal que profesional) pudimos, con suficiente dedicación, ponerlos al alcance de los estudiantes que cursaban Instalaciones Eléctricas en la Universidad Nacional de La Plata, primero en versiones para Main Frame, y luego desde 1985 distribuyendo versiones para computadora personal.

Los programas dejaron de ser problema, y los usuarios comenzaron a presentar los problemas, los programas se enriquecieron con el uso, se aportaron modificaciones y ajustes que los corrigieron y mejoraron. En muchos casos perdimos la pista del experimento, grave falla de comunicación, hoy este problema esta resuelto con la Internet, y creemos oportuno lanzar mas lejos el experimento.

Ponemos así al alcance del estudiante un conjunto de cuatro programas de cálculo que permiten resolver problemas de redes radiales como se presentan frecuentemente en instalaciones eléctricas de distribución de energía y particularmente en instalaciones industriales.

Y el estudiante puede usarlos sin saber como se hacen los cálculos... Debe en cambio saber que va a hacer, debe interpretar datos y resultados... no interesa como se hacen las cuentas, la atención se concentra en el trabajo propiamente dicho, conocer causas y efectos de la resolución del problema.

El enfoque del trabajo es experimental, se utilizan los programas como si se hiciera un experimento, medir en la red en funcionamiento, observar como funciona la red en una dada condición, forzar una condición de funcionamiento.

Supongamos que el programa es nuestro modelo de red, disponemos de los elementos para armar la red, utilicemos el modelo, adelantel a trabajar. El enfoque de uso propuesto es análogo al que enfrenta quien dispone de un video juego, experimentando se aprende, los errores no rompen nada...

### 2. Introducción

El programa se ha desarrollado para resolver redes radiales del tipo que puede verse en la [figura 1](#), dos nodos cualesquiera esta unidos a traves de un unico camino, no hay caminos cerrados que regresen al mismo nodo.

Al arrancar el programa aparecen cuatro opciones posibles, que deben considerarse como cuatro programas distintos, pero todos trabajan sobre un único lote de datos, las opciones son:

# RESOLVIENDO REDES RADIALES

1 - FLUJO DE CARGA (FLURAD)

2 - CORTO RADIAL (CORTOR)

3 - CORTO CON APORTES (CORTOA)

4 - CORTO A TIERRA (CORTOG)

Podemos resolver:

(1) FLURAD flujo de cargas en redes radiales puras, es decir que no tienen mallas (entre dos nodos se puede ir por un único camino) la red tiene una raíz (donde inicia el árbol) es el punto de alimentación y se ramifica hacia las distintas cargas.

(2) CORTOR cortocircuito en redes radiales puras, en las que no hay ningún aporte de motores ni generadores, salvo el punto de alimentación donde inicia el árbol de la red.

(3) CORTOA cortocircuito con aportes de motores, pudiendo considerar motores (asíncronos o sincrónicos, o generadores) que aportan al cortocircuito en los distintos puntos de la red

(4) CORTOG cortocircuito a tierra, monofásico, los transformadores son D/y con el arrollamiento D del lado de la alimentación, los arrollamientos del lado carga conectados en y, pueden tener resistores de tierra (o reactores).

Los cuatro programas nacieron sucesivamente y estaban separados, y los lotes de datos para cada uno eran diferentes, luego apareció la conveniencia de hacer un lote de datos único, sobre el que podía actuar cualquiera de los cuatro programas, recientemente se decidió reunir los cuatro programas en uno solo, sobre todo por la facilidad de transmitir un único módulo ejecutable ahora llamado RADFLCC.

Disponemos entonces de un programa que resuelve redes radiales, y algunos programas asociados adecuados para facilitar su uso, trataremos de usarlos y experimentaremos resolviendo problemas, insistimos con un concepto general, no es necesario saber como un programa calcula para sacarle provecho, es suficiente saber que hace.

El programa espera recibir los datos en archivos de texto ordenados por renglones, registros de 80 columnas, este archivo debe contener caracteres normales, solamente caracteres visibles, no debe contener caracteres de tabulación ni otros que no se ven, es conveniente preparar este archivo con Edit, o un editor equivalente (no se deben preparar los datos con un procesador de texto, no se debe usar el tabulador, todo relleno debe ser de blancos, es la simulación de lo que fueron las tarjetas perforadas).

Al iniciar la preparación de datos, frente a la computadora es conveniente haber previamente planteado el problema en papel, además es necesario tener a mano papel y lápiz para realizar las convenientes anotaciones.

Es bueno conservar escrita la experiencia de lo que se va haciendo, de los resultados que se consiguen, de manera de poder reverlo hecho sin necesidad de un esfuerzo de memoria.

## 3. Uso del programa

Utilizaremos el programa, y los auxiliares con un ejemplo preparado, para ver como manejarlos, los datos del ejemplo están en RADFLCC.DAT

Hagamos: EDIT RADFLCC.DAT, y podremos ver los datos en pantalla, veremos todo el archivo, que contiene datos y comentarios.

Observemos, hay renglones que tienen asterisco \* (o letra C) en la primera columna, y que se consideran comentarios, son de ayuda para la preparación de datos, y que deben ser eliminados para que RADFLCC lea exclusivamente los datos.

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

Para esto se utiliza el programa SELTAR que separara los renglones que inician con C o \* de los restantes, separa comentarios y datos, al preparar datos debe cuidarse de que ningún renglón de datos se inicie con C o \* ya que al actuar con SELTAR se lo eliminaría (equivocadamente).

Hagamos: SELTAR

Datos: RADFLCC.DAT

Resultados 1: CON

Resultados 2: XX

Vemos pasar en la pantalla los renglones descartados (con \* o C en columna 1), los restantes van a XX, observe este archivo:

EDIT XX, en la pantalla vemos los datos, los comparamos con RADFLCC.DAT

Vale la pena destacar que el nombre de los nodos debe ayudar a comprender el problema que se analiza.

Los problemas de este tipo se resuelven asignando a los elementos valores de impedancia en forma porcentual, este programa en cambio espera recibir valores correspondientes a los distintos elementos tales como se conocen (obsérvese lo indicado en XX), y es en ejecución que el programa determina los valores relativos que se utilizan en el calculo.

Podemos ahora observar una vez mas los datos y luego ejecutar el programa de cálculo, en cada una de sus distintas opciones.

Hemos visto cuales son las posibles opciones de calculo, indicadas en cierto orden, pero por comprensión parece mejor examinar los ejemplos en el orden que se indica a continuación:

2 - CORTO RADIAL (CORTOR)

1 - FLUJO DE CARGA (FLURAD)

3 - CORTO CON APORTES (CORTOA)

4 - CORTO A TIERRA (CORTOG)

### **4. Cortocircuito en redes radiales sin aportes**

Escriba: RADFLCC

Opción: 2

Datos: XX

Resultados 1: 2XX

Resultados 2: 2YY

Observemos los resultados, EDIT 2YY, muestra el grafo de la red:

Este grafo permite controlar la conectividad de la red. La red inicia en el nodo 0 que representa la tensión interna del generador que la alimenta, entre nodos 0 y 1 se presenta la impedancia de cortocircuito del generador, y luego la red propiamente dicha, se llega al nodo 3 (trafo-1) y luego se debe retroceder al nodo 2 para alcanzar el nuevo nodo 3 (trafo-2).

Sobre todo en las primeras corridas este archivo es útil para confirmar que la red se ha armado

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

correctamente.

Escriba ahora EDIT 2XX y podrá ver los resultados del cálculo.

Observamos los resultados del cálculo objeto de nuestro interés. Si el cálculo se ha ejecutado bien, deben interpretarse los resultados; para cada rama y nodo se indican resultados acordes con el cálculo solicitado, y que se comentan:

PCC(MVA) - potencia de cortocircuito.

I(KA) - corriente de cortocircuito en el nodo.

U(KV) - tensión base del nodo.

IP/ISIM - relación entre la corriente de pico y la corriente simétrica de cortocircuito, valor que depende de X/R (que si indica en otra columna como resultado).

ALFA GR. - ángulo en grados para el que se presenta el pico máximo de corriente de cortocircuito.

IAS/ISIM - relación entre corriente asimétrica y corriente simétrica de cortocircuito en el momento de interrupción; indicado por el tiempo T(SEG) que es dato.

Esta opción de cálculo solo utiliza los datos del renglón llamado AA, que permiten determinar resistencia y reactancia de cada elemento de la red, A partir de estos datos se determina la impedancia total acumulada desde la fuente hasta el punto de interés, la tensión se determina a partir de la tensión nominal de la fuente y las relaciones de transformación de los transformadores.

### 5. Flujo de carga en redes radiales

Escriba: RADFLCC

Opción: 1

Datos: XX

Resultados 1: 1XX

Resultados 2: 1YY

Observemos los resultados, EDIT 1YY, muestra el grafo de la red, y además una tabla que detalla relaciones entre los nodos y ramas.

Escriba ahora EDIT 1XX y podrá ver los resultados del cálculo.

Observamos los resultados, vemos sucesivamente dos tablas, la primera confirma los datos y presenta valores que se utilizan en el cálculo:

R1(0/1), X1(0/1) impedancia en valor relativo.

UN(KV) tensión nominal de la barra

PD(MVA), QD(MVAR) potencia considerada independiente de la tensión.

PE(MVA), QE(MVA) potencia considerada como impedancia constante.

UBASE UU(KV) tensión de referencia de la potencia.

la segunda muestra resultados del cálculo, en particular:

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

tensión en el nodo, en valor absoluto y relativo

corriente en la rama en valor relativo

potencia en la rama

perdidas en la rama

Si el cálculo se ha ejecutado bien, deben interpretarse los resultados, para cada rama y nodo se indican resultados acordes con el cálculo solicitado.

Esta opción utiliza los datos de los renglones AA, y CC el primero para determinar la impedancia de cada elemento de la red y el segundo la carga en cada nodo.

A partir del último nodo el programa con los valores de carga y la tensión en el nodo (en una aproximación) determina la carga total en cada nodo y la carga en cada rama, finalmente la corriente en la rama, y la caída de tensión en la rama.

A partir de la alimentación con la caída de tensión en cada rama se determina la tensión en el nodo siguiente.

Se repiten los procesos de determinar la corriente y la tensión hasta que prácticamente no hay diferencias entre aproximaciones sucesivas.

Este método cuando los cálculos se hacían a mano, se utilizaba en un par de iteraciones tratando de acertar rápidamente la tensión en barras, muy frecuentemente se aceptaba la primera aproximación sin ninguna ulterior afinación, considerando que la influencia de los errores en valores de las cargas eran superiores.

### 6. Cortocircuito con aporte de motores

Este cálculo determina la corriente de cortocircuito trifásica en cada nodo incluyendo el aporte de los motores indicado para cada nodo.

Escriba: RADFLCC

Opción: 3

Datos: XX

Resultados 1: 3XX

Resultados 2: 3YY

Observemos los resultados, EDIT 3XX, muestra los resultados del cálculo:

También en este caso vemos sucesivamente dos tablas, la primera confirma los datos y presenta valores que se utilizan en el cálculo:

R1(0/1), X1(0/1) impedancia en valor relativo.

UN(KV) tensión nominal de la barra

PA(MVA), QA(MVA) aporte de potencia de cortocircuito en el nodo

UBASE UU(KV)

la segunda muestra resultados, que conviene compararlos con los de CORTOR y juzgar en esta forma se justifica presentar los resultados de uno u otro cálculo.

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

Nótese en particular que el programa indica la potencia de cortocircuito total en cada nodo, y el aporte de cada una de las ramas que concurren al nodo.

Esta opción utiliza los datos de los renglones AA, y DD el primero para determinar la impedancia de cada elemento de la red y el segundo el aporte de cortocircuito de los motores conectados directamente al nodo.

Si se comparan los resultados de cálculo del cortocircuito radial sin aportes y con aportes de motores, se observan diferencias, en particular el aporte del lado red del último cálculo es frecuentemente mayor que el del primero porque incluye también motores de otra parte de la red.

Cuando se hacían los cálculos a mano se pasaban por alto frecuentemente estas diferencias con el objeto de reducir el tiempo de cálculo, al desarrollar este programa se quiso aplicar los mismos métodos manuales, en forma similar al programa de flujo de carga, pero finalmente se prefirió aplicar un método matricial.

Para este programa se aplicó el método de construir la matriz de impedancia con el método inductivo, modificando de vez en vez la matriz con el agregado de una ulterior rama creando un nuevo nodo, o entre un nodo y tierra (aporte de motor), si bien este método es casi imposible de aplicar manualmente, resultó simple para implementarlo con cálculo automático.

### 7. Cortocircuito a tierra

Con esta opción se determina la corriente de cortocircuito a tierra en los distintos nodos de la red, solo se considera que hay aporte desde el lado de alimentación, no hay aportes del lado cargas.

Esta situación debe interpretarse en el sentido de que todas las cargas presentan impedancia de secuencia cero infinita (no tienen su centro estrella conectado a tierra).

Además recordemos que este cálculo considera que todos los transformadores son D/y, pudiendo asignarse una impedancia de puesta a tierra del centro estrella de la y, que esta del lado de la alimentación, figura 1.

Escriba: RADFLCC

Opción: 4

Datos: XX

Resultados 1: 4XX

Resultados 2: 4YY

Observemos los resultados, EDIT 4XX.

También estos cálculos deben compararse con los resultados de CORTOR, obsérvese que en algunos puntos la corriente de cortocircuito a tierra supera la corriente de cortocircuito trifásica.

Esta opción utiliza los datos de los renglones AA, y BB el primero para determinar la impedancia de secuencia directa de cada elemento de la red y el segundo para determinar la impedancia de secuencia inversa.

Merece destacarse que los transformadores D/y interrumpen la acumulación de las impedancias de secuencia cero, vease la figura 2, la impedancia de secuencia cero del lado de alta tensión no afecta al valor del lado de baja tensión.

A pesar de estas limitaciones el programa también puede ser usado cuando hay transformadores D/d, haciendo muy grande (infinita) la impedancia de la conexión a tierra (pero en este caso la corriente de corto monofásica es nula...).

En ciertas instalaciones se encuentran transformadores D/d, y del lado de baja tensión hay un transformador con arrollamientos z (zig-zag), para utilizar este programa es fácil encontrar un equivalente D/y.

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

Cuando en cambio hay transformadores Y/y si el centro estrella del lado de alimentación esta aislado el equivalente D/y es inmediato, en cambio si esta conectado a tierra en principio el programa no sirve, y si se lo utiliza deben examinarse cuidadosamente los resultados y en particular las redes equivalentes de secuencia cero.

### 8. Estructura de la red

La red esta formada por nodos y ramas, cada rama une un nodo anterior, ya conocido con uno nuevo, la red inicia en un nodo raíz, fuente de alimentación del sistema, y sucesivamente se recorren las ramas, la numeración de los nodos es por su distancia al nodo raíz, es posible retroceder a un nodo anterior y desde el iniciar nuevamente una sucesión de ramas.

El algoritmo recorre las ramas yendo y viniendo en un plano sin presentar cruces con el camino ya hecho, el recorrido se inicia en el nodo de alimentación.

Todos los nodos de la red que se estudia quedan unidos por la forma en que se construye la red.

A fin de ayudar a preparar los datos del problema de interés se puede utilizar el programa DATRED, que permite cargar un ejemplo, modificarlo, y finalmente archivarlo.

Mientras se ejecuta DATRED es posible observar la representación topográfica de la red, control muy útil. Las operaciones de modificación están separadas, por un lado se puede modificar la topología, por otro los parámetros de los elementos de la red (cables, líneas, transformadores); y separadamente cargas en los nodos, y aportes de cortocircuito en los nodos.

Una opción particularmente interesante de DATRED es generar el gráfico de la topología de la red como archivo \*.DXF que puede ser levantado por programas de dibujo (Autocad, Microcad, u otros).

Una vez hechos los cálculos sobre una dada red, otro programa DXFMOD es capaz de agregar al archivo gráfico antes citado un resultado, seleccionado dentro de las opciones que corresponden al archivo de resultados obtenido por ejecución de cada programa de calculo.

Se pueden volcar las corrientes de cortocircuito en los nodos, las potencias, la tensión, etc. a razón de un tipo de resultados en cada gráfico.

### 9. Elementos de la red. Ramas

Las ramas están definidas entre dos nodos, pueden ser líneas, que se representan con los siguientes datos contenidos en los registros AA y BB.

- longitud de la línea o del cable en km

- resistencia de secuencia positiva de la línea o cable en ohm/km.

- reactancia en ohm/km

- numero de cables en paralelo

- tiempo de interrupción en seg.

- numero de nodo en donde nace la rama - el programa numera los nodos naturalmente, en base a su distancia al nodo origen, cuando se debe iniciar una nueva rama se indica el numero de nodo de arranque.

- nombre de la barra

- resistencia de secuencia cero de la línea considerando los paralelos de las fases, nótese que para la secuencia positiva el programa utiliza el numero de paralelos mientras que para la secuencia cero R0 y X0 deben tener en cuenta el numero de paralelos.

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

Esto último es así porque el circuito de secuencia cero incluye el camino de retorno que es único, independientemente de la cantidad de cables en paralelo que se presenten.

Este programa no considera las capacitancias de las líneas o cables, ya que se aplica generalmente a sistemas en los que sus efectos (de las capacitancias) son despreciables, si fuera necesario considerarlas deberán repartirse en los nodos extremos como carga capacitiva.

Los reactores serie, limitadores de cortocircuito, se representan en forma totalmente análoga a las líneas, su longitud se adopta unitaria.

Los transformadores están representados con los siguientes datos:

- potencia del transformador en MVA
- impedancia de secuencia positiva del transformador en  $O/O$  (referida a su potencia)
- pérdidas del transformador en  $O/O$
- tensión primaria del transformador en kV
- tensión secundaria del transformador en kV
- tiempo de interrupción en seg.
- número de nodo en donde nace la rama (como para la línea).
- nombre de la barra
- impedancia de secuencia cero del transformador en  $O/O$
- resistencia de secuencia cero del transformador en  $O/O$
- impedancia de puesta a tierra del centro estrella secundario en ohm
- relación reactancia resistencia de la impedancia de tierra.

Este programa solo reconoce los transformadores con conexión D/y (lado fuente / carga), debe considerarse que estos transformadores interrumpen el circuito de secuencia cero, por lo que si los transformadores son de otra conexión debe estudiarse como es posible representarlos con este programa.

### 10. Elementos de la red. Nodos

En los nodos se consideran concentradas las cargas que el programa reconoce para el flujo de cargas:

- carga  $P + j Q$ , absorbiendo potencia constante, independientemente de la tensión del nodo.

Estas cargas pueden representar motores que entregan cierta potencia mecánica independientemente de la tensión que los alimenta, en rigor en este caso la potencia activa absorbida crece ligeramente al caer la tensión (por las pérdidas) y también la potencia reactiva (por el aumento de corriente y por las características (diagrama circular) del motor, el programa por cierto no realiza estos ajustes.

En esta forma también se puede representar un generador ( $- P - j Q$ ) pero que no realiza soporte de tensión, sino solo inyecta en red cierta potencia activa y reactiva, la inyección se evidencia con el signo menos.

- otra representación de las cargas es  $G + j B$ , impedancia constante (expresadas como potencia), a cierta tensión nominal, que corresponde a la potencia indicada. La potencia absorbida varía con el cuadrado de la tensión, ya que la carga se representa como impedancia constante.

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

Estas cargas pueden representar reactores derivación, o capacitores derivación (con signo negativo, de compensación del factor de potencia, filtros de armónicas, o la capacitancia derivación de líneas o cables), motores en situación de arranque (mientras se encuentran detenidos, sin fuerza electromotriz).

También para el calculo de cortocircuito con aporte de motores el programa reconoce admitancias  $G + j B$ , que dada la tensión de los motores definen su aporte de cortocircuito.

### 11. Estudios de la red

El programa permite resolver flujo de carga y cortocircuitos en redes radiales puras existentes o que se están proyectando.

El primer planteo conveniente es armar la red, con sus líneas y transformadores, ejecutar el calculo de cortocircuito, aprovechando esta primera corrida para el control de la topología de la red, la impedancia de las ramas, las tensiones base de los nodos.

Luego se asignan las cargas y se puede ejecutar el flujo de carga, si la carga fuera excesiva es posible reducir simultáneamente todas las cargas de la red afectándolas de un factor, viceversa si se busca el limite de carga que puede alimentarse, se pueden incrementar todas las cargas con este factor.

Obtenidos resultados aceptables se pueden ajustar las relaciones de transformación de los transformadores, ajustar las cargas, y desarrollar los estudios que se requieran.

Otra verificación a hacer es el estado de carga de cada una de las líneas, cables, transformadores, cuidando que no se presente sobrecarga en ningún elemento serie.

A modo de ejemplo planteamos un problema:

Desde barras de 13.8 kV con un nivel de cortocircuito de 400 MVA, a 60 Hz se alimenta con un cable de 100 m un transformador de 8 MVA de impedancia 6% relación 13.8 / 4.16 kV.

Desde el tablero de 4.16 kV se alimentan hasta 4 motores de 4 kV presentándose distintas situaciones de marcha, interesa conocer la tensión con 3 motores en marcha, 3 en marcha y uno en arranque, y 4 en marcha.

Se prepara el lote de datos RAD-3.DAT, RAD-3A.DAT, RAD-4.DAT, obsérvense los resultados que corresponden a cada caso.

Para preparar los datos se utiliza DATRED, realizando toda la preparación de datos, o levantando el archivo RAD-3.DAT, y observando como esta cargado, primero grafique la red, luego vea parámetros de las líneas por último las cargas.

Avance lentamente, una vez preparado el lote ejecute RADFLCC, y observe resultados y luego prosiga, compare las condiciones previas al arranque, durante el arranque, y sucesivas.

Observe que las tensiones nominales de los motores son distintas de la tensión secundaria del transformador (que corresponde a la red sin carga), vea como varia la tensión con 3 y 4 motores en marcha.

Cuando hay 3 motores en marcha y 1 en arranque la tensión en los distintos puntos cae, para los cálculos se considera que los motores que están en marcha absorben mas corriente para compensar la caída de tensión (y absorber igual potencia) mientras que el motor que arranca se representa como una impedancia y por ello la corriente que absorbe se reduce con la menor tensión.

Esto es correcto, es una aproximación aceptable, hay bastante que estudiar verdad?

Ejecute luego los cálculos de cortocircuito con y sin aportes, observe y comente los resultados, desarrolle el informe de este trabajo.

### 12. Epilogo

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

Este apunte tiene un objetivo, que es de enseñar a plantear problemas de redes eléctricas radiales, conociendo finalmente sus características de funcionamiento, y tomar decisiones que ayuden a mejorar el diseño, esperamos que el objetivo se cumpla.

Seguramente quienes inicien este camino profesionalmente utilizarán mejores programas, pero con costos que no son alcanzables cuando se trata simplemente de resolver problemas con finalidad didáctica; o satisfacer modestas curiosidades técnicas.

Algunos al estudiar seguramente querrán interesarse más por cómo los programas desarrollan su trabajo, los auxiliares están hechos en QBASIC, el principal en FORTRAN, dicho esto si la curiosidad no se ha inhibido le proponemos intentemos contactarnos que con tiempo intercambiaremos opiniones sobre este trabajo...

### 13. Apéndice - Método de cálculo de corrientes de cortocircuito a tierra

#### **Objeto**

Explicar el desarrollo del cálculo de corrientes de cortocircuito a tierra en redes radiales puras sin aportes.

#### **Método de cálculo**

El método de cálculo consiste en acumular las impedancias de secuencia directa, inversa, y cero y determinar las corrientes de secuencia.

$$I_1 = I_2 = I_0 = U_{\text{fase}} / (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

$$\text{Siendo } U_{\text{fase}} = U / \sqrt{3}$$

Y se considera que  $Z_1 = Z_2$  no olvidando que son pares complejos

Luego se determina la corriente de cortocircuito a tierra y la potencia de cortocircuito correspondiente.

$$I_{\text{falla}} = 3 * U_{\text{fase}} / (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

$$P_{\text{cc}} = 3 * I_{\text{falla}} * U_{\text{fase}}$$

Impedancias de los componentes

**Red de alimentación**, con los siguientes datos:

Pcc Potencia de cortocircuito de la red en MVA

U tensión de alimentación en kV

X / R relación entre reactancia y resistencia de la red de alimentación

Pcc1 / Pcc3 relación entre potencias de cortocircuito

Xm / Rm relación entre reactancia y resistencia de falla monofásica

$$Z = U^2 / P_{\text{cc}}$$

$$X = Z / \sqrt{1 + (R / X)^2}$$

$$R = X / (X / R)$$

$$P_{\text{cc1}} = (P_{\text{cc1}} / P_{\text{cc3}}) * P_{\text{cc}}$$

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

$$2 * Z1 + Z0 = 3 * Z1 / (Pcc1 / Pcc3) = Zm$$

$$Xm = Zm / \text{raíz}(1 + (Rm / Xm)^2)$$

$$Rm = Xm / (Xm / Rm)$$

$$R0 = Rm - 2 * R1$$

$$X0 = Xm - 2 * X1$$

Se han determinado las impedancias de secuencia directa y secuencia cero, que son los datos de inicio de la red.

**Cable**, con los siguientes datos:

L longitud en km

R resistencia de secuencia directa en ohm/km

X reactancia de secuencia directa en ohm/km

R0 resistencia de secuencia cero en ohm/km

X0 reactancia de secuencia cero en ohm/km

Los valores de resistencia y reactancia del elemento se obtienen multiplicando los valores por unidad de longitud por la longitud del cable.

**Transformador**, con los siguientes datos:

Pt potencia del transformador

Zt impedancia del transformador

Pt pérdidas del transformador

Z0 impedancia de secuencia cero

P0 pérdidas de secuencia cero

U1 / U2 relación de transformación

Zbase = U1 / Pt (impedancia base referida a la tensión primaria)

$$R1 = Pt * Zbase / 100$$

$$X1 = \text{raíz}(Zt^2 - Pt^2) * Zbase / 100$$

$$R0 = P0 * Zbase / 100$$

$$X0 = \text{raíz}(Z0^2 - P0^2) * Zbase / 100$$

En este caso al acumular las impedancias debe tenerse en cuenta que la impedancia de secuencia cero, puede ser interrumpida por la conexión del transformador, esto ocurre por ejemplo con los transformadores en conexión Dy11 (que son los frecuentemente utilizados en distribución).

Luego se deben transformar las impedancias acumuladas a la tensión secundaria:

## RESOLVIENDO REDES RADIALES

$$Z_{\text{secundario}} = Z_{\text{primario}} * (U_2 / U_1)^2$$

El cálculo prosigue con el mismo método ya visto.

### **Anexo - planilla de calculo**

La planilla de calculo RAD-CTOT.XLS permite hacer cálculos de aplicación para problemas de este tipo. Esta planilla esta formada por tres hojas, la primera contiene el ejemplo, que esta formado por un encabezamiento (red de alimentación), luego un cable, un transformador y otro cable, en general cualquier red puede ser reducida a este esquema simplificado.

Cuando la estructura de la red es distinta, se pueden copiar sucesivamente partes de las hojas CABLE (que representa un cable), o parte de las hojas TRAF0 (transformador), cuidando respetar el renglón sin datos (que figura rojo) que inicia cada grupo de renglones.

Se puede abrir una nueva hoja, y se copian respetando la estructura de la red sucesivamente la parte de alimentación, los cables y transformadores, luego se actualizan los datos de cada uno de los elementos (valores escritos en color rojo), y se obtienen los resultados.

## **14. Apéndice - Determinación de corrientes de cortocircuito**

### **Objeto**

Se trata de determinar la corriente de cortocircuito en un anillo que trabaja abierto y que tiene los siguientes tramos de cable:

300 m /Admini 1/ 500m /2/ 500m /3/ 500m /4/ 500m /5/ 500m /6/ 500m /Hospit 7/ 400m

El nivel de cortocircuito en el punto de alimentación es de 125 MVA, y se deben determinar los niveles de cortocircuito en los distintos puntos de la red.

### **Otros datos**

Las corrientes de cortocircuito monofasicas dependen de las características de secuencia homopolar de los cables; por lo que primero se deben estimar estos valores.

Se utilizan cables aislados en XLPE para 13.2 kV unipolares de cobre 70 mm<sup>2</sup> de sección, con pantalla de 0,3 mm y acompañados por un cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> a 500 mm de distancia.

Los parámetros que se obtienen suponiendo distintas posibilidades de retornos son los siguientes:

R + j X	0,320 ohm/km	0,160 ohm/km
C	0,196 microF/km	
R0 + j X0		
Pantalla, cable y tierra	0,912	0,812 (val. Adoptados)
Cable y tierra	0,475	1,161
Cable solo	0,688	1,539
Cable y pantalla	0,784	1,249
Pantalla y tierra	1,361	1,038

Con estos valores se determina el modelo de la red con el cual se realizan los cálculos en los distintos puntos.

# RESOLVIENDO REDES RADIALES

## Resultados

Realizados los cálculos de cortocircuito trifásico y monofásico (a tierra) alimentando la red desde ambos extremos se obtuvieron los resultados que se resumen a continuación:

	Pcc trifásica	KA trifásico	Pcc monof.	KA monof
Admi	123	5.365	119	5.234
Hosp	76	3.341	53	2.322
Hosp	119	5.234	111	4.856
Admi	53	2.322	51	2.220

De estos resultados se concluye que las corrientes de falla monofásicas están comprendidas entre 6 y 2 kA.

## Comentarios

Para los cálculos de redes de tierra es necesario lograr la repartición entre los distintos componentes del sistema.

La falla se presenta en un solo punto (una sola red), pero al estar metálicamente unidos todos los puntos (redes de tierra unidas unas a otras mediante los cables de tierra), la corriente se dividirá en varias partes.

Para encontrar la repartición de la corriente entre redes de tierra, y cables de interconexión entre ellas se debe desarrollar el circuito equivalente, donde un punto representa la tierra ideal, varios puntos representan las redes de tierra, cada red de tierra esta unida a la tierra ideal a través de una impedancia que representa su resistencia de puesta a tierra.

Las distintas redes de tierra están unidas por los cables de interconexión, debiendo considerarse su impedancia propia y mutua con el cable conductor.

## Anexo - programas de calculo

Los cálculos pueden hacerse utilizando el programa RADFLCC.EXE, pudiendo preparar los datos con DATRED.EXE, y generar un gráfico de resultados con DXFMOD.EXE

## Anexo - resultados de calculo

También con la planilla de calculo RAD-CTOC.XLS, se pueden obtener los valores que muestra la tabla y que resuelve los casos de interés.

CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO						
Potencia de cortocircuito	MVA	1000	Cambiar valores rojos			
tensión	kV	13.2	para otro calculo			
X / R		20	Los valores negros			
Pcc1 / Pcc3		1	son resultados			
Xm / Rm		20				
Zi		0.17424				
3 * Zi / (Pcc1 / Pcc3)		0.52272	0.0261034	0.5220678		
	r1	x1	r2	x2	r0	x0
Z OHM	0.00870113	0.1740226	0.0087011	0.1740226	0.0087011	0.1740226
	r1 + r2 + r0	x1 + x2 + x0		z		Ufase

RESOLVIENDO REDES RADIALES

	0.02610339	0.5220678		0.52272		7.6210236
			U/Z	14.579552		
			3 * ISEC	43.739	kA - MVA	1000
Longitud		km	1			
r y r0		ohm / km	0.087	0.087		
x y x0			1.216	1.216		
Zcable	0.087	1.216	0.087	1.216	0.087	1.216
Zacumulada	0.09570113	1.3900226	0.0957011	1.3900226	0.0957011	1.3900226
	r1 + r2 + r0	x1+ x2 + x0		z		Ufase
	0.28710339	4.1700678		4.1799395		7.6210236
			U/Z	1.8232378		
			3 * ISEC	5.4697	kA - MVA	125.05
Longitud		km	3.45			
r y r0		ohm / km	0.32	0.912		
x y x0			0.16	0.812		
Zcable	1.104	0.552	1.104	0.552	3.1464	2.8014
Zacumulada	1.19970113	1.9420226	1.1997011	1.9420226	3.2421011	4.1914226
	r1 + r2 + r0	x1+ x2 + x0		z		Ufase
	5.64150339	8.0754678		9.8508751		7.6210236
			U/Z	0.7736392		
			3 * ISEC	2.3209	kA - MVA	53.063

# **Anexo D**

## DEFINICIONES.

Las definiciones presentadas aquí son términos utilizados en el desarrollo de nuestro estudio, así como también dispositivos de protección eléctrica.

### **ACOMETIDA:**

Instalaciones provistas por la empresa, ubicadas entre el último poste de la empresa y el alambrado del abonado.

### **BAHIA:**

Barra de empalme, para líneas de alta tensión.

### **DEMANDA:**

La demanda de un sistema es la carga promedio sobre un intervalo de tiempo especificado. La demanda puede ser medida en kilovatios, kilovoltio-amperio-reactivo, kilovoltio-amperio. El periodo sobre el cual la carga es promediada es llamado, intervalo de demanda. La carga puede variar dentro de intervalos de demanda de 15 minutos, 30 minutos, una hora, o más tiempo. La práctica normal es utilizar intervalos de demanda de media hora o de una hora. Cualquier tratado concerniente a la demanda debe indicar siempre el intervalo de demanda.

### **DEMANDA MÁXIMA:**

La demanda máxima de un sistema o instalación es el mayor valor de todas las demandas que han ocurrido en un periodo específico de tiempo. La demanda máxima es expresada en unidades apropiadas tales como KW, KVA, KVAR, o amperios u otras unidades adecuadas. La demanda máxima es de sumo interés, ya que es la condición más severa impuesta a un sistema, ya sea desde el punto de vista de pérdidas o de caída de voltaje. En cualquier aspecto relacionado con la demanda máxima se debe definir su intervalo, así como también, el periodo durante el cual un valor de demanda particular fue la máxima de todas las demandas, tal como: diaria, semanal, mensual, o anual.

### **DEMANDA COINCIDENTAL:**

Esta es la demanda de un grupo compuesto de cargas, por ejemplo, coincidente (o correspondiente) con la demanda pico de la compañía suministrante de la energía. Es la demanda de un grupo como todo, sobre un intervalo particular (por ejemplo, la demanda que ocurre en un día determinado y durante el mismo intervalo de tiempo, tal como la 1:00 p.m. a las 2:00 p.m.).

### **DEMANDA NO COINCIDENTAL:**

Es la suma de las demandas individuales de un grupo de cargas que ocurren dentro de un periodo de tiempo dado (tales como semanas, meses, o años), pero no necesariamente durante el mismo intervalo. Por ejemplo, son no coincidentes al pico de la demanda de la compañía suministrante: la demanda "A" a las 2:00 p.m. del 5 de julio de 1992, mas la demandad "B" a las 7:00 p.m. del 17 de noviembre de 1992, y así sucesivamente.

**DEUSEM:**

Distribuidora eléctrica de Usulután.

**DIVERSIDAD DE CARGA:**

La diversidad de carga es la diferencia entre la suma de los valores pico de dos o más cargas individuales y el valor pico de las cargas combinadas. Dado que la diversidad de carga es la diferencia entre dos cantidades de unidades similares y no una relación, esta es expresada en las unidades de las dos demandas que son comparadas. (Los tratados del factor de coincidencia o diversidad de carga deben incluir la información requerida por el factor de diversidad).

**EEO:**

Empresa Eléctrica de Oriente.

**FP:**

Factor de potencia ( $\cos \phi$ ), relación de la potencia real o KW, sobre los KVA.

**FACTOR DE DEMANDA:**

Es la relación entre la máxima demanda de un sistema y la carga total conectada. Similarmente, el factor de demanda de una parte del sistema puede ser definido como la relación entre la demanda máxima de esa parte del sistema y su carga total conectada.

**FACTOR DE UTILIZACIÓN:**

Calculado como un porcentaje de la capacidad, el factor de utilización es la relación de la máxima demanda de un sistema a su capacidad nominal. Similarmente, el factor de utilización de una parte del sistema puede ser definido como la relación entre la demanda máxima de esa parte, y la capacidad nominal de la misma. Mientras que la capacidad nominal de un sistema o de una parte del sistema está determinada por su límite de pérdidas, la limitación de la caída de voltaje podría ser excedida debido a una carga menor que el límite de pérdidas del sistema. El límite de pérdidas (capacidad térmica) del sistema, excede a su capacidad de caída de voltaje, especialmente cuando se refiere a líneas. Para calcular el factor de utilización se utiliza el menor valor escogido entre los límites de pérdidas y de caída de voltaje. Para ser más específico, el establecimiento del factor de utilización debería dar una buena idea de la capacidad nominal del sistema.

**FACTOR DE CARGA:**

El factor de carga es la relación de la carga promedio (demanda), sobre un periodo de tiempo determinado, al valor pico de la carga ocurrido durante un intervalo definido dentro de ese periodo. Este valor es la carga promedio en por unidad de la carga pico. El valor pico de carga en su definición es reconocido usualmente como la demanda máxima, debido a que en las transacciones comerciales que involucran al pico de la carga, este se toma como el mayor valor de todas las cargas promedio (demandas), sobre un intervalo específico considerado dentro de un periodo dado. Las cargas promedio y máxima deben ser expresadas en las mismas unidades debido a que el factor de carga es adimensional.

El factor de carga mensual se calcula como  $(a \times b) + c$ , en el cual  $a$  = demanda máxima,  $b$  = número de horas en el mes, y  $c$  = KWH medidos durante el mes.

**FACTOR DE DIVERSIDAD:**

El factor de diversidad es la relación de la suma de las demandas máximas individuales de las diferentes partes de un sistema a la demanda máxima de todo el sistema. El factor de diversidad es igual o mayor que la unidad; es unitario si todas las demandas máximas individuales ocurren simultáneamente, o son (no coincidental), tendrá una demanda máxima grupal menor que la suma de las demandas máximas individuales.

**FACTOR DE COINCIDENCIA:**

El factor de coincidencia es la relación de la demanda máxima coincidental total de un grupo de consumidores a la suma de las demandas máximas de los consumidores individuales del grupo, ambos son tomados en el mismo punto de suministro y al mismo tiempo. El factor de coincidencia es el recíproco del factor de diversidad.

**FACTOR DE PÉRDIDAS:**

El factor de pérdidas es la relación de las pérdidas de potencia promedio a las pérdidas de potencia en el pico de carga, durante un periodo específico de tiempo. El factor de pérdidas no indica necesariamente el límite de pérdidas de un equipo. Únicamente indica el grado en el cual las pérdidas de carga del equipo durante el pico de carga se mantiene a través del periodo en el cual las pérdidas están siendo consideradas.

Una pérdida es también una carga en el sistema; consecuentemente, el factor de pérdidas puede ser considerado como el factor de carga de las pérdidas. En realidad, se requiere la misma información en tratados para factor de pérdidas y factor de carga, tal como el intervalo (una hora) de demanda (pérdidas de demanda) y el periodo de tiempo sobre el cual el factor de pérdidas se aplica (día, semana, mes, etc.).

**INTERRUPTOR.**

Dispositivo de protección utilizado en sistemas de potencia.

**INTERRUPTOR Y MEDIO:**

Configuración de tres interruptores de potencia, que interconectan a dos barras a 115 KV, mediante la cual se puede realizar transferencias de carga cuando una de ellas queda fuera de servicio.

**KWH:**

Kilovatios hora. También puede ser referido como uso de potencia o consumo de energía.

**LTC (Loas Tap Changer):**

Cambiador de tap bajo carga, dispositivo de transformadores de potencia mediante el cual se puede realizar regulación de voltaje bajo carga.

**MW:**

Megavatios (1 MW equivale a 1,000 KW).

**RECONECTADOR (Recloser):**

Dispositivo de protección utilizado en redes de distribución primaria, mediante el cual se detecta una falla y se realizan operaciones de apertura y cierre para proteger el circuito, existen dos tipos de reconectadores:

- De operación e aceite.
- De operación al vacío.

Siendo este ultimo el de mayor tendencia a utilizar en las redes de distribución, ya que una vez que se abren, detectada la falla, tienen la disponibilidad de realizar una serie de operaciones automáticas para reconectar el circuito y restablecer el servicio, además de tener la ventaja de poder ser operados a distancia a través de un sistema de telemando.

**VOLTAJE Y CARGA BALANCEADA.:**

Una carga multifásica balanceada es una carga en la cual fluyen corrientes simétricas (iguales amperios en cada fase), cuando se conecta a un sistema que tiene voltajes simétricos. Usualmente, es posible alcanzar un balance razonable de las cargas entre las fases de un sistema trifásico. Las cargas trifásicas (como motores trifásicos), son normalmente balanceadas. Generalmente se puede obtener un balance razonable de cargas monofásicas y bifásicas por medio de una conexión selectiva de cargas monofásicas en los puntos específicos del sistema. Dado que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de los amperios de una línea, es económicamente importante lograr un buen balanceo de la carga en las líneas multifásicas, a fin de minimizar las pérdidas y el costo de las pérdidas.

## **Bibliografía**

**Distribution Systems, Reference Book**  
By Electric Utility Engineering of the Westinghouse Electric Corporation

**Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia**  
William D. Stevenson, Jr  
Ediciones del Castillo, S.A de C.V

**Análisis Socioeconómico de El Salvador**  
Documento No. 99218S02  
Agosto 1999  
ABB Cidespa S.A

**Manual de Conductores Eléctricos**  
Conelca, Phelps Dodge

**Manual de Estimación de Pérdidas Técnicas en Sistemas de Distribución Eléctrica**  
Organización Latinoamericana para el desarrollo (OLADE)

**Normativa de Calidad de Servicio de Distribución Eléctrica**  
Superintendencia General en Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

**Manual de Usuario del PSS/U**  
Power Technologies Inc.

**Manual de Procedimientos Uniformes de Planificación para Sistemas de Distribución**  
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa CEL  
Mayo 1993