

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**INFORME DE INGENIERIA PARA OPTAR EL TITULO
PROFESIONAL DE INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**“IMPLEMENTACION DE UN PLAN PARA REDUCIR LAS
INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN
CHICLAYO”**

EFRAIN ANTONIO SALAS VALVERDE

PROMOCION 82 - I

LIMA - PERU
2000

TABLA DE CONTENIDO

PROLOGO.....	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION.....	4
1.1 Reseña histórica	4
1.2 Antecedentes	5
1.3 Objetivos.	8
1.4 Alcances	8
1.5 Definiciones, abreviaturas	9
CAPITULO II	
DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE CHICLAYO	12
2.1 Ubicación	12
2.2 Zonas de Concesión.....	12
2.3 Población	13
2.4 Abastecimiento de energía	15
2.5 Sistema de subtransmisión	16
2.6 Sistema de distribución primario	16
CAPITULO III	
NORMA TECNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELECTRICOS	26
3.1 Objetivo	26
3.2 Alcances	26
3.3 Disposiciones generales	28

3.4	Etapas de aplicación de la Norma	29
3.5	Calidad de suministro.....	31
CAPITULO IV		
DIAGNOSTICO DEL SUMINISTRO DE ENERGIA		
4.1	Situación actual del transporte y la distribución	41
4.2	Interrupciones de suministro	46
4.3	Causas.	69
4.4	Consecuencias.79
CAPITULO V		
PLAN OPERATIVO Y DE INVERSIONES		
5.1	Consideraciones	82
5.2	Plan Operativo	85
5.3	Plan de inversiones	98
CAPITULO VI		
EVALUACION ECONOMICA		
6.1	Precio de la energía y costo de la energía no suministrada.	115
6.2	Evaluación de costos por medidas operativas.....	119
6.3	Inversión para mejoramiento de redes	136
6.4	Evaluación económica de la inversión.	141
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
BIBLIOGRAFIA		
ANEXOS		

DEDICATORIA

A la memoria de mi hermana Nelly

A mis padres y hermanos

A mi esposa y mis hijas Claudia y

Susana

Por la confianza y la esperanza

depositada en uno.

PROLOGO

En los países industrializados y en aquellos en vías de desarrollo el consumo de energía eléctrica se incrementa considerablemente y se tiene una dependencia cada vez mayor de todas las actividades humanas del suministro de energía eléctrica dando como consecuencia que la continuidad y calidad de servicio sea más exigido a las empresas eléctricas por los usuarios.

Las empresas eléctricas atendiendo a los modelos económicos establecidos en cada país han propendido a desarrollar mas los sistemas eléctricos de generación y transmisión, en razón que tanto las centrales eléctricas como las líneas de transmisión representan cantidades mucho mayores en cuanto a inversión inicial que los sistemas de distribución, una falla en ellas significa en muchas ocasiones situaciones catastróficas debido a la energía tan grande que generan y transportan exigiendo por tanto un gran esfuerzo para el aseguramiento de la confiabilidad en esta parte de los sistemas eléctricos.

Los sistemas de distribución son relativamente más baratos y sus interrupciones tienen un efecto localizado, habiéndose dedicado poco esfuerzo en determinar y asegurar la confiabilidad de esta parte de los sistemas eléctricos, pero un análisis de las estadísticas de interrupción demuestra que los sistemas de distribución tienen una mayor contribución en la indisponibilidad de suministro a los usuarios en forma individual y por tanto merece un similar interés que los sistemas de potencia, por parte de las empresas eléctricas de distribución para brindar un servicio de calidad a sus usuarios.

El Perú no es ajeno a los grandes cambios que se dan en el mundo entero y la calidad y competitividad están introduciéndose rápidamente en todas las actividades; el sector eléctrico como entre propulsor del desarrollo ha venido transformándose en un nuevo modelo de operar los sistemas eléctricos, separando las actividades de Generación, Transporte y Distribución de manera que individualmente cada actividad busque la eficiencia y el mejor servicio a través de operadores privados.

El usuario consumidor tampoco está ajeno a estos cambios y viene constantemente adecuándose para obtener la eficiencia de su consumo y la exigencia de tener un servicio de calidad, continuo y sin distorsiones; lo que motiva la participación del estado como ente regulador y fiscalizador para salvaguardar los intereses de todos los participantes en el mercado eléctrico.

El presente trabajo forma parte del reto de una empresa distribuidora como Electronorte S.A. para brindar un servicio de calidad a todos sus clientes en su ámbito de influencia en el norte del Perú.

El Objetivo es realizar un conjunto de actividades para reducir las interrupciones de suministro de electricidad en todas las ciudades y localidades del departamento de Lambayeque como una medida de adecuación a la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos NTCSE,

Se realiza un diagnóstico de la situación de la distribución y del nivel de las interrupciones, sus causas y sus consecuencias, desde el punto de vista de la empresa distribuidora como de los consumidores.

El plan esta concebido para orientar las actividades de la empresa concesionaria para solucionar los problemas de las interrupciones a traves de proyectos rentables y acciones que reduzcan costos de operación y mantenimiento,

Finalmente se evalúa la inversión necesaria para la ejecución de las actividades y/o obras a realizar para conseguir la meta y su comparación con la reducción de penalidades que esta sujeta la distribuidora por transgredir los límites de la Norma.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. RESEÑA HISTORICA

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte, ELECTRONORTE S.A. (ENSA) se constituyó por Resolución Ministerial N° 121-83 EM/DGE del 21.12.83 sobre la base de la Unidad Operativa de la Región Norte de ELECTROPERÚ y la estructura jurídica de la Ex – Empresa de energía de Piura constituyéndose como una persona jurídica de derecho privado y economía mixta iniciando sus operaciones el 1º de Julio de 1984.

Mediante Decreto Legislativo N° 693 (Ley de Promoción de las Inversiones en el Sector Eléctrico), se incluye a las empresas regionales de electricidad en el proceso de privatización, es así como el 22 de Diciembre de 1998 la empresa es transferida al sector privado y es asumida por el Grupo Gloria al haber adquirido el 30% de las acciones de la empresa.

Su jurisdicción comprende los departamentos de Lambayeque y Amazonas en su integridad y las provincias de San Ignacio, Jaén, Cutervo, Chota, Santa Cruz, San Miguel y Bambamarca del departamento de Cajamarca.

El Ministerio de Energía y Minas mediante expedición de Resoluciones Ministeriales emitidas por la Dirección General de Electricidad y Resoluciones Supremas autorizó a ENSA por tiempo indefinido el desarrollo de actividades de generación en sus sistemas eléctricos aislados, así como las concesiones para las actividades de distribución en su jurisdicción, teniendo por tanto la responsabilidad de atender el servicio eléctrico dentro de los parámetros establecidos en el contrato de Concesión y la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.2 ANTECEDENTES

En 1942 la ciudad de Chiclayo el servicio eléctrico estaba atendido por la Compañía de Servicios Eléctricos COSERELEC con una demanda de 725 kW, concesión otorgada por el gobierno del Perú.

En 1945 la concesionaria asume la distribución de las localidades de Monsefú, Eten y Puerto Eten y en 1946 construyen la línea de alta tensión desde Chiclayo, para atender dichas localidades, en 1975 amplió su servicio a la localidad de Pimentel y Santa Rosa.

En ese mismo año se incorporaron las ciudades de Lambayeque y Ferreñafe, en cada caso se construyeron sendas líneas de transporte que operaban en 10 000 voltios para llevar la energía desde Chiclayo, las cuales contaban con suministro desde centrales térmicas ubicadas en cada localidad.

Desde Julio de 1986, el sistema eléctrico de Chiclayo se incorpora al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) quedando las centrales térmicas de Chiclayo en condición de reserva; en diciembre de 1990 el suministro de electricidad es asegurado con la conexión de la central hidráulica de Carhuaquero cuya principal carga es Chiclayo.

El sistema sigue creciendo; en setiembre de 1993 se incorporan la localidad de San José; en 1996 el sistema eléctrico de Illimo que comprende las localidades de Mochumí, Túcume, Illimo, Pacora y Jayanca; en 1997 se incorporan La Viña, Motupe y Olmos; en Julio de 1999 se incorpora Zaña y en Diciembre los centros poblados de Pomalca, Tumán, Cayaltí, Patapo, Pucalá y Posope Alto.

En resumen, en las dos últimas décadas del siglo XX, el sistema eléctrico de Chiclayo ha tenido un crecimiento vertiginoso tanto por el desarrollo propio de la ciudad de Chiclayo como por la incorporación de centros poblados ubicados dentro del departamento de Lambayeque.

En el paso de estos años, uno de los problemas principales del servicio eléctrico son las constantes interrupciones de suministro, en los primeros años debido al déficit de generación que difícilmente cubría la demanda del sistema y a las constantes fallas de los grupos de generación térmica, eventos superados significativamente con la incorporación del sistema al SICN, sin embargo, las redes eléctricas del sistema de distribución habían crecido desmesuradamente, sin orden, no adaptándose a la demanda, sin un mantenimiento adecuado y sin efectuarse las renovaciones que permitieran un servicio confiable.

En octubre de 1997 fue instaurada la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) y modificada en algunos de sus parámetros en abril de 1999, siendo su aplicación imperativa en las empresas eléctricas de todo el país.

La Norma busca asegurar que el servicio se brinde a los usuarios sea en óptimas condiciones de calidad con el menor número de interrupciones, niveles de tensión adecuados, etc., para lo cual ENSA esta adoptando las acciones pertinentes para no transgredir los límites fijados.

1.3 OBJETIVOS

Implementar un plan para reducir las interrupciones de suministro eléctrico a niveles que no transgredan la NTCSE antes de la vigencia plena de la Norma, de manera de atender satisfactoriamente a los clientes y a la vez evitar pérdidas económicas a ENSA como consecuencia de las compensaciones a otorgar a los clientes por una mala calidad de servicio prestado.

Incrementar la productividad de las instalaciones a través de un menor tiempo de indisponibilidad de las mismas, reduciendo costos de operación y mantenimiento correctivo

1.4 ALCANCE

El Plan comprende el análisis de las instalaciones de subtransmisión y distribución primaria del sistema eléctrico de Chiclayo y su adecuación a la NTCSE.

Formulación de un conjunto de acciones operativas destinadas a controlar y minimizar las interrupciones de servicio, estableciendo nuevos procedimientos de mantenimiento para evitar en lo posible interrumpir el suministro de electricidad.

Desarrollo de un conjunto de proyectos destinadas a rehabilitar las instalaciones de subtransmisión y distribución primaria, ejecutar los trabajos y obras propuestos para no exceder los límites de la NTCSE en la última etapa de aplicación de la Norma.

1.5 DEFINICIONES, ABREVIATURAS

Area de influencia: Area donde se tienen instalaciones eléctricas que permiten atender con suministro eléctrico y puede desarrollarse para atender nuevas necesidades.

Confiabilidad de suministro: Capacidad de suministrar energía eléctrica a un cliente específico (en determinadas condiciones) durante un periodo de tiempo especificado.

Distribución primaria: Denominación de las instalaciones eléctricas que se utilizan para distribuir la energía desde las subestaciones de potencia a las subestaciones de distribución.

Interrupción: Es toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega.

Sector Típico: Clasificación de los sistemas eléctricos atendiendo a densidad de carga, definida específicamente para fijar las tarifas del servicio público de electricidad en el mercado regulado.

Sistema de distribución económicamente adaptado: Es aquella instalación eléctrica optimizada bajo criterios técnicos de continuidad, confiabilidad, calidad de suministro y costos eficientes, destinada a prestar servicio de electricidad de tal forma que exista correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía.

Sub transmisión: Denominación de las instalaciones eléctricas que se utilizan para transportar energía desde los centros de transformación a las subestaciones de potencia.

Zona de concesión: Área dentro de la poligonal que circunda a las ciudades o localidades que cuentan con servicio eléctrico y sobre la cual existe un contrato de concesión de distribución.

ABREVIATURAS:

ENSA: Electronorte S.A.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.

MT: Media Tensión.

SED: Subestación eléctrica de distribución

SET: Subestación eléctrica de transformación (Potencia)

LST: Línea de sub transmisión.

SICN: Sistema Interconectado Centro Norte.

OSINERG: Organismo Supervisor de Inversión en Energía.

DGE: Dirección General de Electricidad.

UNIDADES:

KV : Kilovoltio

KWh : Kilovatio-hora

MWh: Megavatio-hora

KW: Kilovatio

MW: Megavatio

KVA: Kilo voltio amper

MVA: Megavoltio amper

CAPITULO II

DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE CHICLAYO

2.1 UBICACIÓN

El Sistema Eléctrico de Chiclayo esta ubicado en el Departamento de Lambayeque, en la costa norte del Perú a 756 km de la ciudad de Lima y 574 km de la frontera con Ecuador. Su área de influencia comprende las coordenadas geográficas que se sitúan entre los 5°27' y 7°10' de latitud sur y 79°08' y 80°37' de longitud oeste del meridiano de Greenwich; el departamento que tiene una superficie de 13 736,90 km² equivalente al 1,07% de la superficie nacional, comprendiendo las provincias de Chiclayo, Lambayeque y Ferreñafe, con un total de 33 distritos.

2.2 ZONAS DE CONCESION

En el departamento de Lambayeque ENSA tiene 23 zonas de concesión de distribución, en las cuales brinda el servicio de energía eléctrica desde el sistema eléctrico de Chiclayo.

El área total de las zonas de concesión suma 88,4 km² siendo las principales concesiones, por su mayor área y número de clientes, la concesión de Chiclayo (capital del departamento de Lambayeque), Lambayeque y Ferreñafe (capitales de las provincias del mismo nombre) así como los distritos de Pimentel y Monsefú.

En el cuadro N° 2.0 se muestra las ciudades o localidades que son concesión de ENSA y el área de cada uno de ellos.

2.3 POBLACION CON SERVICIO ELECTRICO

La población con servicio eléctrico en las zonas de concesión de ELECTRONORTE S.A. alcanza la cifra de 628 654 habitantes a través de la dotación de 110 291 suministros eléctricos al 31 de diciembre de 1999.

El número de viviendas en las zonas de concesión alcanza la cifra de 130 627 predios con lo cual la relación entre el total de predios con servicio eléctrico y el total de predios en la zona de concesión de ENSA determina un grado de electrificación de 84,43 %.

CUADRO N° 2.0.

AREA DE CONCESION DE ELECTRONORTE
Km²

CIUDAD	AREA TOTAL	Clientes A Dic 99	Viviendas En Zon-Conc	IHV Hab/Viv	Población del Area de Conc(a Dic 99)
Chiclayo	50,553	74.525	88.055	4,95	435.544
Lambayeque	7,466	6.745	8.022	4,72	37.849
Ferreñafe	5,243	6.210	7.373	4,53	33.429
Jayanca	0,511	968	1.159	4,08	4.732
Pacora	0,269	472	565	3,77	2.128
Mochumí	0,421	901	1.075	4,66	5.007
Túcume	0,420	928	1.074	4,72	5.074
Illimo	0,413	811	959	4,49	4.308
San José	0,594	1.506	1.673	5,19	8.678
Sta. Rosa	0,807	1.216	1.436	5,13	7.373
Monsefu	4,428	3.615	4.338	5,02	21.763
Eten	1,142	1.899	2.279	4,38	9.992
Puerto Eten	1,376	458	550	3,94	2.165
Pimentel	5,744	3.119	3.743	3,50	13.113
Olmos	1,000	1.252	1.502	3,99	5.994
Reque	1,955	1.847	2.216	4,54	10.066
Larán	0,029	50	55	5,22	287
Callanca	0,415	429	515	5,05	2.603
Picci	0,675	814	977	4,89	4.774
Motupe	1,335	1.403	1.684	4,46	7.517
Ciudad de Dios	0,705	295	400	4,46	1.785
Capote	1,400	222	250	4,70	1.175
Zaña	1,513	606	727	4,54	3.298
	88,414	110.291	130.627	4,813	628.654

Nota: Concesiones del Departamento de Lambayeque.

GRADO DE ELECTRIFICACION	84,43%
---------------------------------	---------------

2.4 ABASTECIMIENTO DE ENERGIA

El Sistema Eléctrico de Chiclayo es abastecido de energía en la Subestación Chiclayo Oeste por el Sistema Interconectado Centro Norte de ETECEN S.A., en el nivel de tensión de 60 000 voltios, así como por la Central Térmica Federico Villarreal de EGENOR S.A.A. ubicada en un extremo de la subestación antes referida, en el nivel de tensión de 10 000 voltios.

El SICN suministra el 95% del total de la energía que absorbe el Sistema de Chiclayo, para este efecto la Concesionaria cuenta con un contrato de compra – venta de energía con la generadora EGENOR S.A.A.

Desde el punto de vista técnico el suministro de electricidad está garantizado en el punto de entrega, se tiene la línea de transmisión Carhuaquero Chiclayo y la línea Trujillo Guadalupe Chiclayo, ambos en 220 KV llegan a la Subestación Chiclayo Oeste, en donde se transforma de 220 KV a 60 KV en dos transformadores de potencia de 50 MVA cada uno, además de la generación térmica de EGENOR en la Central Federico Villarreal en donde se tiene cinco grupos electrógenos diesel de 5 MW cada uno.

2.5 SISTEMA DE SUB TRANSMISION:

La subtransmisión se realiza en el nivel de 60 000 voltios, a través de 141,2 km de líneas que salen de la Subestación Chiclayo Oeste y se desplazan a las 11 subestaciones de transformación instalados en los diferentes centros de carga en el Departamento de Lambayeque.

En el cuadro N° 2.1 se puede apreciar los datos generales de las líneas de subtransmisión. Los conductores de las líneas son en su totalidad de aluminio, las estructuras soporte son postes de concreto, fierro y madera así como torres metálicas (celosía), los aisladores están en cadenas y son de porcelana marrón y goma silicona.

2.6 SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA

La distribución primaria se efectúa a través de 32 alimentadores de media tensión en 10 000 y 22 900 voltios que salen de las barras de las subestaciones de transformación y se desplazan a las zonas urbanas, industriales y comerciales para la transformación de la energía a los sistemas de utilización, los datos generales y características técnicas se muestran en el cuadro N° 2.2.

El sistema de distribución en 10 KV es delta con neutro aislado y en 22,9 KV es estrella con neutro sólidamente puesto a tierra.

CUADRO N° 2.1.

CENTROS DE TRANSFORMACION

Centro (1)	Relación de Transformación (2)	Capacidad instalada (MVA)	Propietario
Chiclayo Oeste	60/10 kV	31,5	Electronorte S.A.
Chiclayo Norte	60/10 kV	31,5	Electronorte S.A.
Lambayeque	60/10 kV	7	DEPOLTI
Illimo	60/22.9/10 kV	5/5/2.5	DEPOLTI
La Viña	60/10 kV	5	DEPOLTI
Motupe	60/10 kV	6	Electronorte S.A.
Olmos	60/10 kV	1,6	Electronorte S.A.
Occidente.	60/10 kV	4	DEPOLTI
Pomalca	60/22.9/10 kV	7/7/2	ADINELSA**
Tumán	60/22.9/10 kV	7/7/2	ADINELSA**
Cayalti	60/22.9/10 kV	7/7/2	ADINELSA**

Metrados al 31/12/1999

(1) Nombre del Centro de Transformación

(2) Ejemplo: 220/60/10 kV, 60/10 kV, etc

(**) Administrado por Electronorte S.A.

LINEAS DE TRANSMISION

Sub Estación Inicio Subestación Final	Tensión (kV) (1)	Cantidad (km)	Cantidad de ternas	Zona (2)	Propietario
Chiclayo Oeste Chiclayo Norte	60	6,6	2	A	ENSA
Chiclayo Oeste Lambayeque	60	9,3	1	A	DEPOLTI
Lambayeque Illimo	60	26,1	1	A	DEPOLTI
Illimo La Viña	60	21,3	1	A	DEPOLTI
La Viña Motupe	60	21,1	1	A	DEPOLTI
Motupe Olmos	60	17,4	1	A	DEPOLTI
Chiclayo Norte Pomalca	60	7,3	1	A	ADINELSA**
Pomalca Tumán	60	8,4	1	A	ADINELSA**
Tumán Cayalti	60	23,7	1	A	ADINELSA**

Metrados al 31/12/1999

(1) Tensión de la línea. Ejemplo: 220 kV, 60 kV, etc.

(2) A = Costa, B = Sierra, C = Selva

(**) Administrado por ENSA

CUADRO 2.2.

INSTALACIONES DE DISTRIBUCION

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.
Sector Tipico		2
Media Tensión		
Red Aérea	km	409,8
Red Subterránea	km	38,5
Equipos de Protección y Seccionamiento	Unidad	386
Subestaciones de Distribución		
Monoposte	Unidad	153
Monoposte (kVA instalados)	kVA	7.383,5
Biposte	Unidad	478
Biposte (kVA instalados)	kVA	75.195,0
Convencional	Unidad	74
Convencional (kVA instalados)	kVA	18.300,0
Compacta Pedestal	Unidad	
Compacta Pedestal (kVA instalados)	kVA	
Compacta Bóveda	Unidad	
Compacta Bóveda (kVA instalados)	kVA	
Baja Tensión		
Red Aérea		
Servicio Particular	km	879,6
Alumbrado Público	km	750,2
Luminarias	Unidad	28.180
Red Subterránea		
Servicio Particular	km	117,4
Alumbrado Público	km	168,5
Luminarias	Unidad	6.334

(*) Metrados preliminares al 31/12/1999,

Las redes predominantes son aéreas, el 91,4% de la longitud total corresponde a este tipo de red, tiene 705 subestaciones de distribución donde el 89,5% son aéreas, estas subestaciones tienen en total 100 878,5 KVA instalados donde el 81,9% pertenece a las subestaciones aéreas.

Los conductores son de material de cobre y aluminio, las estructuras soporte son postes de concreto y madera, los aisladores son de porcelana y se están introduciendo los aisladores de polímeros.

La longitud total de las redes es de 448,3 Km con un promedio de longitud por alimentador de 14 Km; el alimentador con mayor longitud de redes es el C 212 con un total de 44 Km y el mas corto, con longitud cero, son los alimentadores cuyo punto de entrega esta en la barra de la subestación y son el N110, Tumán 10, La Viña y Túnel.

Las redes tienen una topología del tipo anillo abierto para las ciudades de Chiclayo y Lambayeque, el resto tienen del tipo radial; la operación normal es en forma radial pero donde hay anillos abiertos se hacen trasposos de carga entre alimentadores cuando se presentan eventos fortuitos o programados.

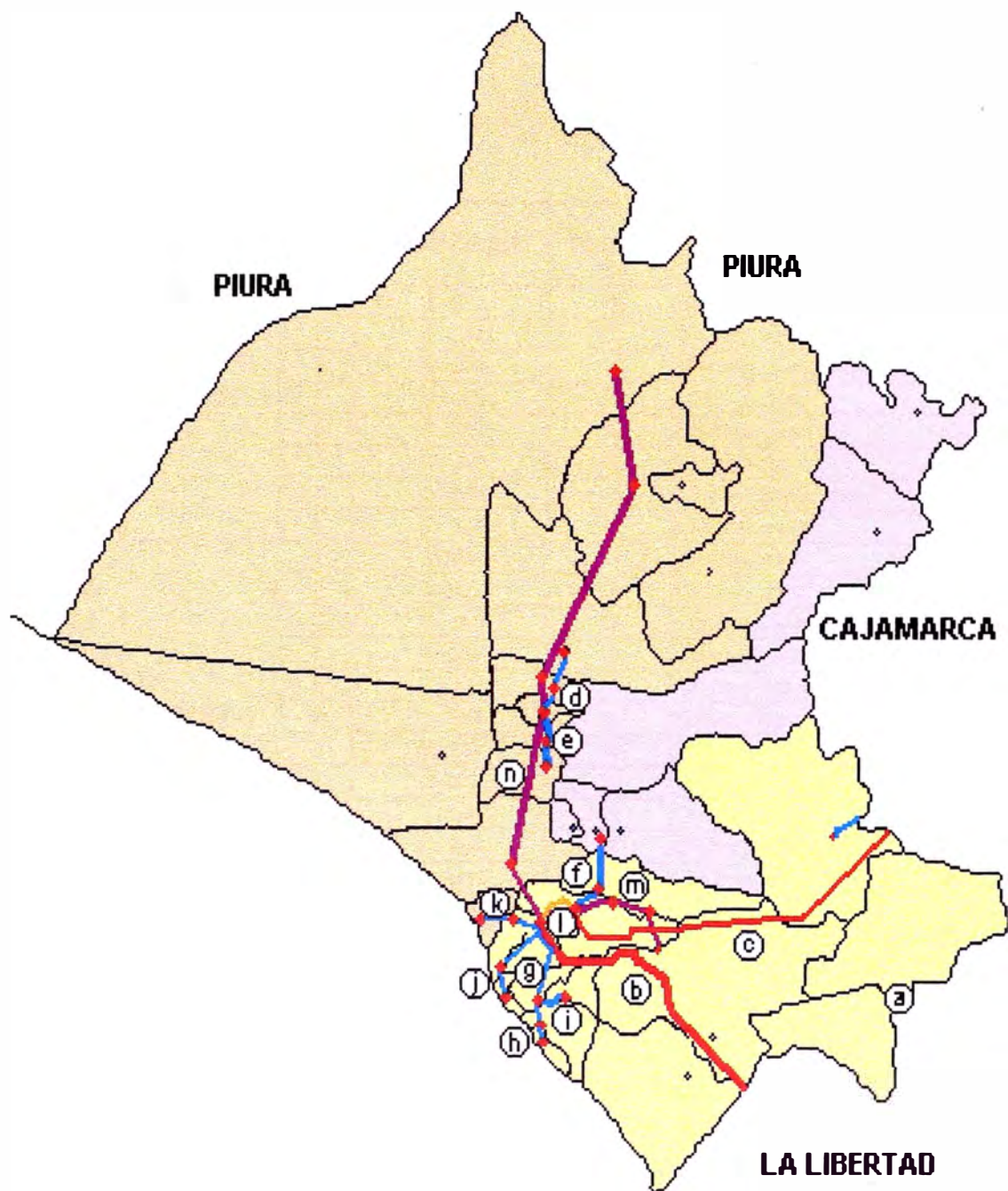
El sistema eléctrico de Chiclayo atendiendo a sus características de consumo promedio anual por cliente, potencia instalada en subestaciones de distribución por longitud de redes de media tensión en KVA/Km y la longitud de redes de baja tensión promedio por cliente de baja tensión, en metros/cliente, esta comprendido en el Sector Típico 2, que corresponde a zonas urbanas de media y baja densidad, según la clasificación aprobada por el Ministerio de Energía y Minas según Resolución Ministerial N° 101-97 EM/DGE.

En el gráfico N° 2.0 muestra al departamento de Lambayeque y el trazo de las principales líneas de subtransmisión y distribución del sistema de Chiclayo, notando que todo el departamento es su zona de influencia,

En el cuadro N° 2.3 se detallan las zonas de distribución por cada alimentador de media tensión, se indica la subestación que lo alimenta y el nivel de tensión para la distribución primaria.

El Diagrama Unifilar DU-CHICL-01 muestra el sistema eléctrico de Chiclayo, específicamente todo el sistema de sub transmisión y el punto de compra de energía al SICN. En colores se muestra la entidad que tiene a cargo la operación de las instalaciones, ENSA tiene lo que está en color celeste.

El Diagrama Unifilar DU-CHI-01 (Líneas existentes - Chiclayo) presenta los alimentadores que salen de las barras de las subestaciones SECHO y SECHNOR, en particular de SECHO salen las líneas C212 y C214 que son alimentadores de gran recorrido y de SECHNOR sale el alimentador C 244 de gran longitud.



— LINEAS DE TRANSMISION 220 KV - ETECEN
ⓑ LT. Guadalupe - Chiclayo
ⓒ LT. Carhuaquero - Chiclayo

— LINEA EN 10 KV - ELECTRONORTE S.A.
ⓓ LST Illimo - Jayanca 11.11 Km.
ⓔ LST Illimo - Mochumi 7.70 Km.
ⓕ LST Chiclayo - Ferreñafe 16.67 Km.
ⓖ LST Chiclayo - Monsefú 11.05 Km.
ⓗ LST Monsefú - C. Eten - Pto Eten 5.4 Km.
ⓓ LST Monsefú - Reque 6.22 Km.
ⓙ LST Chiclayo - Pimentel - Sta Rosa 15.43 Km.
Ⓚ LST Chiclayo - San Jose 11.75 Km.

— LINEA EN 60 KV - ELECTRONORTE S.A.
Ⓛ LTS SECHO - SECHNOR 6.55 Km.

— LINEA EN 60 KV - TERCEROS
Ⓜ LTS CHICLAYO - EX - COOPERATIVAS 39.13 Km.
Ⓝ LTS CHICLAYO - OLMOS 95.28 Km.

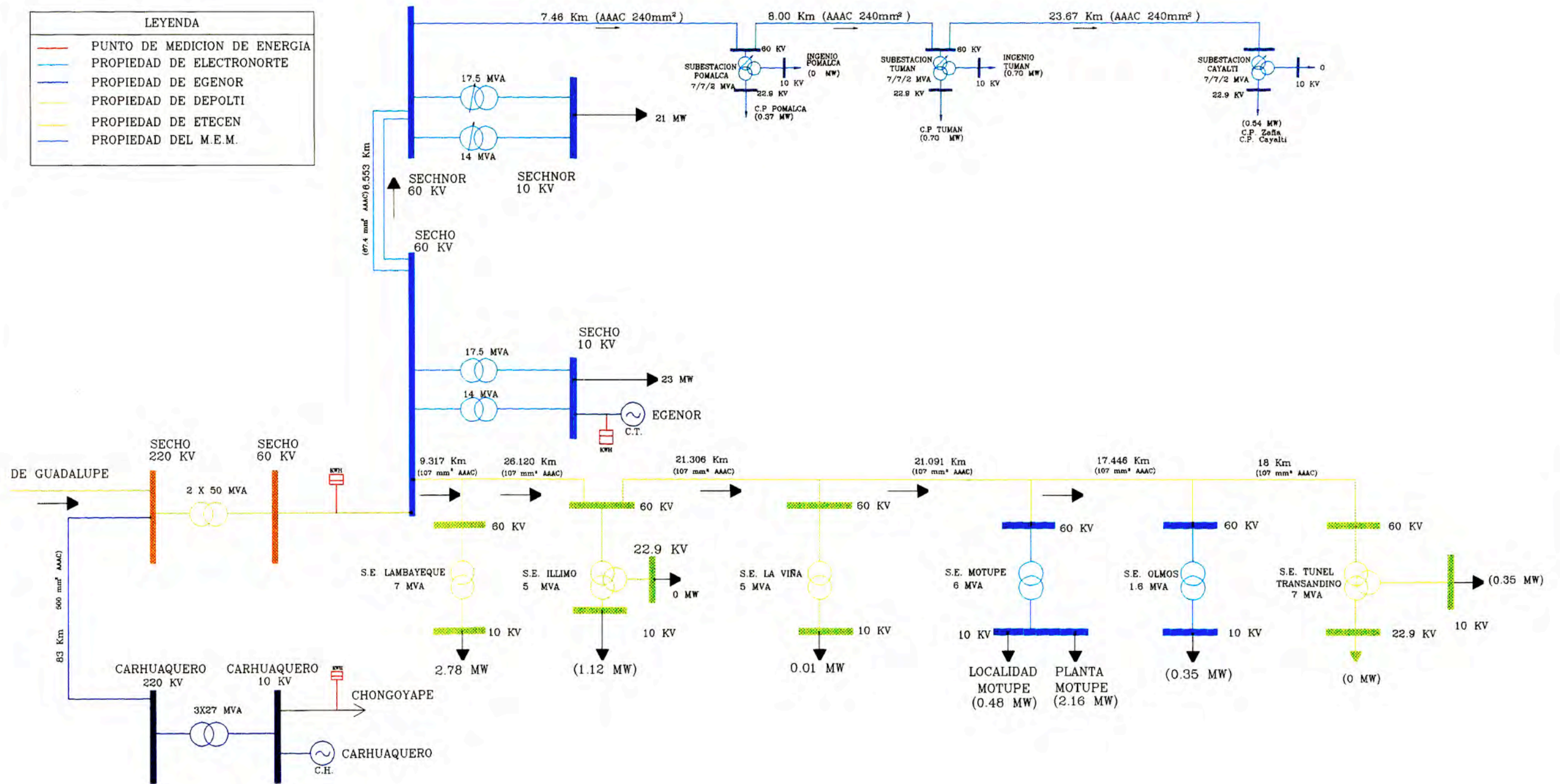
GRAFICO Nº 2.0

CUADRO N° 2.3

ZONAS DE DISTRIBUCION POR ALIMENTADOR

SUBESTACION DE POTENCIA	ITEM	ALIMENTADOR	TENSION KV	ZONA DE DISTRIBUCION	REFERENCIA
SECHO	1	C - 211	10	Chiclayo Nor Oeste	Quiñonez, Remigio Silva, Miraflores.
	2	C - 212	10	Monsefú, Eten, Puerto Eten, Reque, Callanca	
	3	C - 214	10	Pimentel, Santa Rosa, San Jose, Ciudad de Dios	
	4	C - 215	10	Chiclayo Centro	Los Parques, Santa Victoria, Centro Chiclayo
	5	C - 216	10	Chiclayo Oeste	Parque Industrial, La Pradera.
	6	C - 217	10	Chiclayo Sur	La Victoria, Chocica del Norte
	7	C - 219	10	Chiclayo Nor Oeste	Cruz de la Esperanza, Molinos (Chiclayo - Lambayeque)
	8	C - 221	10	Chiclayo oeste	Nueve de Octubre, San Nicolas,
SECHNOR	1	N101	10	Chiclayo Norte	Planta Agua Potable
	2	C - 233	10	Chicalyo Norte	La Tina, Urunaga.
	3	C - 234	10	Chiclayo Centro	San Juan, Campodonico, Centro Chiclayo
	4	C - 236	10	Chiclayo Norte	San Lorenzo, Artesanos Independientes
	5	C - 237	10	Chiclayo Este y Sur Este	Centros Poblados Carretera Pomalca, La Victoria
	6	C - 238	10	Chiclayo Norte	San Carlos, Garces, Moshoqueque
	7	C - 244	10	Ferreñafe, Pisci	
	8	C-245	10	Chiclayo Centro	Mercado Modelo, Centro Chiclayo, Patazca
	9	C - 246	10	Chilayo Este	San Martín, San Antonio, Diego Ferre, Villarreal.
	10	C - 248	10	Chiclyo Nor Este	Atusparia, Maria Parado de Bellido, Lopez Albuja
SELAM	1	L 101	10	Lambayeque Norte, Oeste y Centro	
	2	L102	10	Lambayeque Este y Sur, Molinos.	
SEILLi	1	I 101	10	Mochumi, Tucume	
	2	I102	10	Illimo , Pacora, Jayanca	
SEMOT	1	M 101	10	Motupe	
	2	M 102	10		Planta Cervecera de Motupe y Agroindustria (BACKUS)
SEOL	1	OL 101	10	Olmos	
SEOCC	1	TUNEL	10		Construccion Tunel Proyecto Olmos
SELAV	1	LA VIÑA	10	La Viña	Proyecto irrigación Olmos
SEPOM	1	POMALCA	22,9	Pomalca	
SETUMAN	1	TUMAN 22	22,9	Tumán, Pucalá, Pátapo, Pósope Alto	
	2	TUMAN 10	10		Fábrica Tumán
SECAYALTI	1	CAYALTI	22,9	Cayaltí	

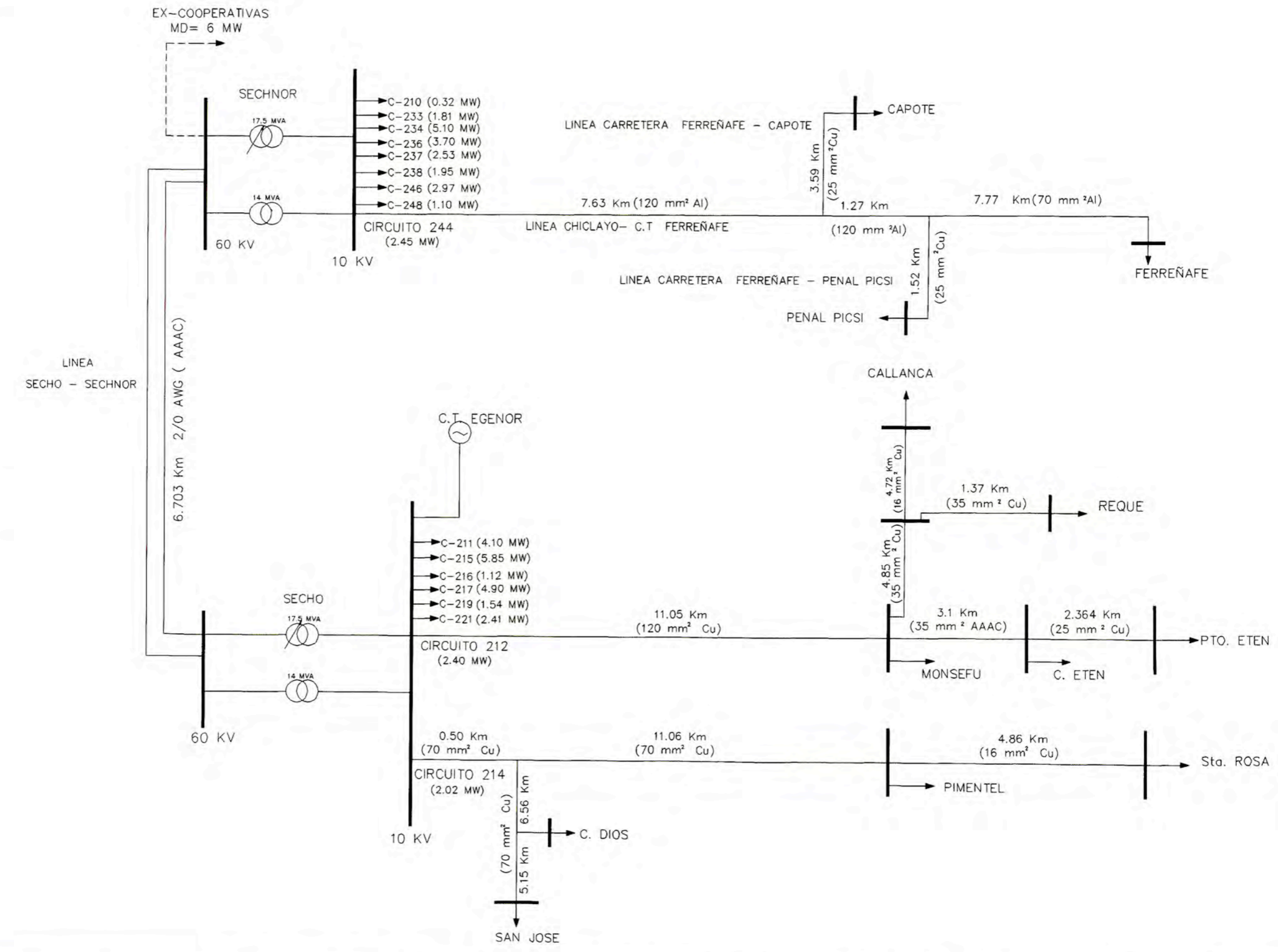
LEYENDA	
	PUNTO DE MEDICION DE ENERGIA
	PROPIEDAD DE ELECTRONORTE
	PROPIEDAD DE EGENOR
	PROPIEDAD DE DEPOLTI
	PROPIEDAD DE ETECEN
	PROPIEDAD DEL M.E.M.



SISTEMA ELECTRICO: CHICLAYO

EMPRESA ELECTRICA: ELECTRONORTE S.A.

AREA :	REV :	APROB :	FECHA :	DU :
PLANEAMIENTO	ING° R.E.M	ING° E.S.V	30/06/00	DU-CHICL-01



LINEAS EXISTENTES : CHICLAYO

EMPRESA ELECTRICA: ELECTRONORTE S.A.

AREA :	REV :	APROB :	FECHA :	DU :
PLANEAMIENTO	ING* R.E.M	ING* E.S.V	30/06/00	DU-CHI- 01

CAPITULO III

NORMA TECNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELECTRICOS

3.1 OBJETIVO

El objetivo de la Norma Técnica de calidad de Servicios Eléctricos es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844.

3.2 ALCANCES

La Norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y de aplicación supletoria de la voluntad de las partes para aquel suministro, que conforme a Ley pertenece al régimen de libertad de precios.

En el caso que las partes relevantes de la Norma que no estén contempladas expresamente en los contratos de suministro de servicio serán aplicadas supletoriamente.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

a.- Calidad de Producto

- Tensión
- Frecuencia
- Perturbaciones (flicker y tensiones armónicas)

b) Calidad de suministro

- Interrupciones

c) Calidad de servicio Comercial

- Trato al cliente
- Medios de atención
- Precisión de la medida

d) Calidad del alumbrado público

- Deficiencias del alumbrado público

3.3. DISPOSICIONES GENERALES

La Norma establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los cuales se evalúa la Calidad del Servicio de Electricidad. Específica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Fija las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimientos. Establece las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

Se entiende por suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado; y se entiende por cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por terceros a todos aquéllos que, sin participar directamente en el acto particular de compra - venta de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en la transferencia de energía o influyen en la calidad de ésta.

Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad del producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que entrega un suministrador a sus clientes.

Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un Suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le son imputables.

3.4 ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA:

Se fijan estándares de calidad para el servicio de la electricidad y el alumbrado público que rigen desde la fecha de entrada en vigencia de la Norma. La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente.

3.4.1 Primera Etapa.- Tiene la duración de un año y seis meses y comienza al entrar en vigencia la Norma. En esta etapa se adquieren equipos e infraestructura necesarios para las mediciones y registros de los parámetros de calidad organizando los mecanismos de procesamiento de la información.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas durante esta etapa.

3.4.2 Segunda Etapa.- Tiene una duración de un año y seis meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la primera etapa.

El incumplimiento de los plazos y programas de adecuación planteados en la primera etapa, dan lugar a sanciones establecidas en la Ley, su Reglamento y Normas complementarias.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a los procedimientos establecidos en la Norma.

3.4.3 Tercera Etapa.- Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la Segunda etapa.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a los procedimientos establecidos en la Norma.

La primera Etapa comenzó el 12 de Octubre de 1997 y duró hasta el 11 de Abril de 1999.

La segunda Etapa comenzó el 12 de abril de 1999 y durará hasta el 31 de diciembre del 2001 por disposición expresa de la Dirección General de Electricidad que ha prorrogado la vigencia de la segunda etapa que debía concluir el 11 de octubre del 2000.

La tercera Etapa se iniciará el primero de Enero del 2002, de acuerdo a lo establecido por el Decreto Supremo N° 013-2000-EM.

3.5 CALIDAD DE SUMINISTRO

3.5.1 INTERRUPCIONES

La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad de servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones de servicio.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El periodo de control de las interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en el punto de entrega.

Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, los que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobadas y calificadas como tales por la Autoridad.

3.5.2 INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO:

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Periodos de Control de un semestre:

N : Número Total de interrupciones por cliente por semestre

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un periodo de control de un semestre

Se expresa en: Interrupciones / semestre

D: Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

$$D = \sum (K_i * d_i); \text{ expresada en horas}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i

K_i : Son los factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

$K_i = 0.25$ para Interrupciones programadas en redes para ampliaciones o refuerzos.

$K_i = 0.5$ para interrupciones programadas para mantenimiento

$K_i = 1.0$ Otros (Fallas o salidas forzadas)

La denominación "interrupciones programadas" se refiere solo a casos de interrupción para facilitar las ampliaciones o el mantenimiento de redes, programadas oportunamente y notificadas a los clientes con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

3.5.3 TOLERANCIAS:

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

N': Número de interrupciones por cliente

D': Duración total ponderada de interrupciones por cliente

Las tolerancias se muestran en el siguiente cuadro N° 3.0 en donde para el sistema de Chiclayo corresponde los valores del sector típico 2 resaltados:

CUADRO 3.0 - TOLERANCIAS NTCSE

PUNTO DE SUMINISTRO	SECTOR 1		SECTOR 2	
	N'	D'	N'	D'
Clientes en muy alta y alta tensión	2	4	3	6
Clientes en media tensión	4	7	6	10
Clientes en baja tensión	6	10	8	13

Tratándose de Clientes de Baja tensión en servicios calificados como urbano – rurales, los valores límites de la Duración Total Ponderada de interrupciones por cliente (D') son incrementados en un 100%, y tratándose de servicios calificados como rurales, son incrementados en 250%.

3.5.4 COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DE SUMINISTRO

Los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad de servicio no satisface los estándares fijados anteriormente.

Las compensaciones establecidas en la Norma son complementarias a las de los artículos 57 y 86 de la Ley y 131 y 168 del Reglamento. En consecuencia, de los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, calculadas de acuerdo a esta Norma, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los artículos anteriores, abonándose la diferencia, al cliente, por mala calidad de suministro recibido.

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por cliente por semestre (N) y la Duración Total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Compensaciones por Interrupciones} = e * E * ENS$$

Donde:

e.- Es la compensación unitaria por incumplimiento con la calidad de suministro, cuyos valores son:

- Primera etapa: $e = 0,00$
- Segunda etapa: $e = 0,05 \text{ US\$/kWh}$
- Tercera etapa: $e = 0,95 \text{ US\$/kWh}$

E : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y esta definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N') / N' + (D - D') / D']$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de las tolerancias para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión son considerados para evaluar las compensaciones si sus valores son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y se asume igual a cero.

ENS.- Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) * D \text{ expresada en KWh.}$$

Donde:

ERS : Es la energía Registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

$\sum d_i$ = Es la duración total real de las interrupciones ocurridas
en el semestre.

3.5.5 CONTROL:

Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en las correspondientes bases de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa conocida o desconocida por el cliente y programada o no por el suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se realizan en todos los casos por cada cliente.

La determinación del Número de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por cliente se llevan a cabo:

- a) Para todos los puntos de suministros a clientes en muy alta tensión,

- b) Para todos los puntos de suministros a clientes en media tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados.
- c) Para todos los puntos de suministro a clientes en baja tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados. En este caso el control de lleva a cabo por fase.

Los equipos necesarios para llevar acabo automáticamente las mediciones a que hace referencia en el punto a) se implementó en la primera etapa.

Donde no existan o en tanto no se hayan instalado equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo:

- i) A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados.
- ii) A través de la revisión del registro de parámetros de calidad de producto, y/o

- iii) A través del análisis de cualquier o cualesquiera otro(s) registro(s) del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los suministradores y clientes proveen a la autoridad y a solicitud de esta, la información que sustenta para cada caso.

Las Interrupciones que ocurren en un ramal o sección de Línea en media o baja tensión se registran de la siguiente manera:

- a) Si la interrupción fue producida por el suministrador, se registra la hora de inicio de las maniobras de desconexión.
- b) Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio
 - i) El momento en que se produjo la primera llamada telefónica de un cliente perjudicado con la interrupción.
 - ii) El momento en que el suministrador toma conocimiento del hecho
 - iii) El momento en que realmente se produjo, si queda manifiestamente probado.

De las tres alternativas, la que determine el inicio de la interrupción primero en el tiempo

En todos los casos se considera como hora final de la interrupción, aquella en la que se restableció el servicio de manera estable.

El suministrador está obligado a identificar y compensar a todos los clientes perjudicados con la interrupción.

CAPITULO IV

DIAGNOSTICO DEL SUMINISTRO DE ENERGIA

4.1 SITUACION ACTUAL DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCION

La distribución de la energía en el sistema eléctrico de Chiclayo, para la atención de los 110 291 suministros, las variaciones de demanda de estos suministros y el incremento constante de nuevas cargas en media y baja tensión, se efectúa sin restricciones en el punto de entrega y a lo largo de los sistemas de distribución, con excepción de las interrupciones de suministro, programadas o no, que se producen y determinan un nivel de calidad de suministro que la concesionaria esta buscando mejorarla.

4.1.1 EVOLUCION DE LA DEMANDA.

La demanda del sistema en términos de potencia esta en el orden de 50 MW y no ha tenido crecimiento en los últimos seis años, por el contrario muestra una ligera tendencia a la baja.

La baja de la demanda es consecuencia de las medidas adoptadas por ENSA para controlar las pérdidas de energía en sus sistemas eléctricos, traslado de carga de las horas de punta a las horas de menor demanda (horas valle) consiguiendo una mayor utilización de las instalaciones.

La demanda en términos de volumen de energía distribuida alcanza la cifra de 260 000 MWh anuales previsto para el presente año 2 000, volumen que si ha mostrado un crecimiento anual con mayor magnitud en los dos últimos años como consecuencia de la captación de mayor número de clientes tanto en media como en baja tensión. En este rubro el crecimiento supera el 5% anual cifra que vislumbra una mayor solicitud en corto plazo de las instalaciones de distribución.

El cuadro N° 4.0 muestra la evolución de la demanda en los últimos cinco años tanto en términos de energía como de potencia.

CUADRO N° 4.0 EVOLUCION DE LA DEMANDA

AÑO	E (MWh)	Incr. %	D (MW)	Incr. %
1996	234.122		55,93	
1997	239.210	2,13%	51,90	-7,76%
1998	236.329	-1,22%	51,64	-0,50%
1999	247.533	4,53%	51,12	-1,02%
2000	260.626	5,02%	50,82	-0,59%

4.1.2 ENERGIA DISTRIBUIDA EN LINEAS DE SUB TRANSMISION

El sistema eléctrico cuenta con cuatro líneas de subtransmisión en el nivel de 60 000 voltios transportando en ellas el 60% del total de energía que consume el sistema, el 40% restante es distribuido en los alimentadores de la subestación SECHO.

Del volumen total de energía, el 40% es transportado en las líneas 601 y 602 que van de la SECHO a SECHNOR, el 17,9% en la línea 603 que transporta la energía a la zona Norte desde Lambayeque hasta Olmos y el restante 2,1% a la zona de los centros poblados de las zonas azucareras del departamento cuyo consumo recién esta iniciándose.

En el cuadro N° 4,1 se muestra la potencia y energía transportada por cada línea, esta distribución determina la importancia de las líneas 601 y 602, las cuales en horas de máxima demanda están a un 57,5% de su capacidad de transporte, sin embargo en situaciones de contingencia y cuando opera una sola, en horas de máxima demanda se sobrecargan hasta en un 15%; la línea que le sigue en importancia por el volumen es la 603, Chiclayo - Olmos, que esta al 50 % de carga.

CUADRO N° 4.1

ENERGÍA DISTRIBUIDA POR S.E.T.

AÑO 2000 (*)

SET	CAPAC. MVA	NUMERO ALIMENT.	ENERGIA		POTENCIA MW
			MWh	%	
SECHO	31,5	8	103.404	40,70%	24,05
SECHNOR	31,5	11	99.398	39,13%	23,60
SELAM	7,0	2	25.367	9,98%	4,83
SEILLI	5,0	2	4.292	1,69%	1,12
SEMOT	6,0	2	12.745	5,02%	2,64
SEOLM	1,6	1	1.329	0,52%	0,35
SEOCC	4,0	1	1.587	0,62%	0,40
SELAV	5,0	1	52	0,02%	0,01
SEPOM	7,0	1	1.392	0,55%	0,37
SETUM	7,0	2	2.861	1,13%	0,70
SECAY	7,0	1	1.625	0,64%	0,54

TOTAL MWh DISTRIBUIDO **254.051** 100,00%

ENERGÍA DISTRIBUIDA POR L.S.T.

AÑO 2000 (*)

DE	A	CAPAC. MVA	LINEA	ENERGIA		POTENCIA MW
				MWh	%	
SECHO				106.080	40,7%	24,05
SECHO - SECHNOR (**)		20	L601	50.985	19,6%	11,50
SECHO - SECHNOR (**)		20	L602	50.985	19,6%	11,50
SECHO - SEOCC		15	L603	46.546	17,9%	7,50
SECHNOR - SECAY		30	L605	6.030	2,3%	1,60

Total MWh transportado	260.626	100%
Total pérdida transporte	6.575	
Total MWh para distribuir	254.051	

Nota: Energía distribuida volumen anual

(*) Datos reales a Junio 2000 y proyectados a fin de año

(**) En contingencia uno solo transporta toda la carga (23,6 MW)

4.1.3 ENERGIA DISTRIBUIDA POR LAS SUBESTACIONES

El sistema eléctrico cuenta con once subestaciones de potencia para transformar el nivel de distribución de 60 KV a 22,9 ó 10 KV, el 40,7 % se transforma en SECHO, el 39,13% en SECHNOR, el 9,98% en la SELAM, y el restante en las otras 8 subestaciones, evidenciando la importancia que tienen las tres primeras por el volumen que transforman, que representa el 90% del total de energía distribuida a los sistemas de media tensión.

En el cuadro N° 4.1 se muestra los volúmenes de energía y la potencia que pasa a través de cada subestación, la capacidad de transformación de las subestaciones es suficiente para las necesidades actuales, teniendo un margen para permitir el incremento de carga en los próximos años, tal como se aprecia en el cuadro.

4.1.4 ENEGIA DISTRIBUIDA POR ALIMENTADOR MT.

El sistema eléctrico cuenta con 32 alimentadores de media tensión para distribuir la energía en los niveles de 22,9 ó 10 KV con diferentes capacidades para distribuir la energía.

En el cuadro N° 4.2 puede apreciarse los volúmenes que distribuyen cada uno de ellos y la potencia máxima requerida, siendo los alimentadores mas cargados por el volumen los denominados C 217, C215, C211, C236 y C234, todos ellos distribuyen a cargas ubicadas dentro de la ciudad de Chiclayo, seguido del alimentador Lamb L2 que atiende las cargas industriales de Lambayeque.

En el mismo cuadro puede apreciarse que en algunos de ellos la carga esta próxima a su capacidad, teniendo dos de ellos, el C212 y C244 que han superado su capacidad que en estos casos esta limitada por la caída de tensión.

4.2 INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO

La distribución de la energía en el sistema eléctrico de Chiclayo, se ve alterada con cierta frecuencia debido a fallas en distintos puntos del sistema eléctrico, hechos accidentales o forzados causados por terceros y suspensiones momentáneas para trabajos en las redes por parte de la concesionaria.

La NTCSE define como interrupción de servicio a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, independientemente del motivo que lo originó, es decir si estuvieron programados o no.

CUADRO N° 4.2

ENERGÍA DISTRIBUIDA POR ALIMENTADOR M.T.

AÑO 2000 (*)

SET	ALIMENTADOR MT	CAPAC. MW	ENERGIA		POTENCIA MW
			MWh	%	
SECHO	211	5,0	18.351	7,22%	3.950
SECHO	212	1,8	10.977	4,32%	2.400
SECHO	214	2,5	8.632	3,40%	1.928
SECHO	215	6,0	18.580	7,31%	5.850
SECHO	216	4,0	5.998	2,36%	1.120
SECHO	217	6,0	21.713	8,55%	4.850
SECHO	219	5,0	8.951	3,52%	1.540
SECHO	221	4,0	10.203	4,02%	2.410
SECHNOR	233	4,0	8.824	3,47%	1.813
SECHNOR	234	6,0	15.810	6,22%	5.100
SECHNOR	236	6,0	17.721	6,98%	5.790
SECHNOR	237	4,0	11.327	4,46%	2.528
SECHNOR	238	6,0	10.102	3,98%	2.266
SECHNOR	244	1,8	12.596	4,96%	2.403
SECHNOR	245	5,0	0	0	0
SECHNOR	246	6,0	16.274	6,41%	2.968
SECHNOR	248	4,0	4.445	1,75%	1.104
SECHNOR	110	2,0	1.733	0,68%	500
SECHNOR	SECHNOR	1,0	566	0,22%	40
SELAM	Lamb. L1	4,0	11.499	4,53%	2.190
SELAM	Lamb. L2	4,0	13.868	5,46%	2.640
SEILLI	Illimo I1	3,0	2.412	0,95%	600
SEILLI	Illimo I2	3,0	1.881	0,74%	520
SEMOT	Motupe	2,0	1.769	0,70%	481
SEMOT	backus	4,0	10.976	4,32%	2.156
SEOLM	Olmos	4,0	1.329	0,52%	349
SEOLMTUN	Túnel	4,0	1.587	0,62%	400
SELAV	La Viña	1,0	52	0,02%	10
SEPOM	Pomalca	5,0	1.392	0,55%	370
SETUM	Tumán22	5,0	2.535	1,00%	700
SETUM	Tumán10	5,0	326	0,13%	750
SECAY	Cayalti	5,0	1.625	0,64%	540

Total MWh distribuido**254.051** 100,00%

Nota: Energía distribuida volumen anual

(*) Datos reales a Junio 2000 y proyectados a fin de año

Así mismo para los efectos de la Norma no se consideran todas aquellas interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres minutos ni aquellas originadas por fuerza mayor.

La verificación continua de la calidad de suministro se basaba en la comparación de los valores previamente fijados por ENSA y los que se presentan en la operación real de los sistemas a través del tiempo, ahora los valores meta u objetivo son los fijados por la NTCSE.

Para determinar el nivel de calidad de suministro para el sistema se debe contar con los indicadores de interrupción que representen de manera clara y fácil el estado situacional del suministro.

4.2.1 INDICADORES DE INTERRUPCION DE SUMINISTRO

DEK. Duración Equivalente de interrupción por Potencia Instalada, define un intervalo de tiempo que en promedio, cada unidad de potencia instalada en el sistema de distribución quedó sin suministro de electricidad en el periodo considerado. Teniendo en cuenta solo las interrupciones mayores a tres minutos.

FEK. Frecuencia Equivalente de interrupción por Potencia Instalada, es el número de interrupciones, que en promedio, afectó a cada unidad de potencia instalada en el sistema en el periodo considerado. Teniendo en cuenta solo las interrupciones mayores a tres minutos.

Las expresiones matemáticas que definen a ambos indicadores son:

$$\text{DEK} = \frac{\sum P(i) * t(i)}{P_t}$$

$$\text{FEK} = \frac{\sum P(i)}{P_t}$$

Donde:

P(i):Potencia Instalada desconectada en la interrupción (i) en
KVA

T(i) : Tiempo de duración de la interrupción (i) en horas

P_t : Potencia Total instalada en el sistema.

i: Número de la interrupción, variable entre 1 y n.

En el cuadro N° 4.3 sobre la evolución del DEK y FEK del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico de Chiclayo, se tiene que en 1996 el sistema de Chiclayo fue afectado en su conjunto por un total de 116,73 horas de interrupción en el año (equivalente a 4,86 días) y por 75,5 veces de interrupción en ese lapso (equivalente a 6,3 veces por mes), y en lo previsto para el año 2000, el DEK será 26,43 horas (un poco mas de un día) y el FEK 42,38 veces (aproximadamente 3,5 veces por mes), los Resultados que se presentan en el gráfico N° 4.0.

La evolución indica que en él ultimo año esta influenciada por la vigencia de la NTCSE que obliga a mejorar rápidamente los índices de interrupción de suministro.

CUADRO 4.3 EVOLUCION DEK Y FEK

AÑO	DEK (Horas)	Decr. %	FEK(veces)	Decr.%
1996	116,73		75,50	
1997	98,30	-15,79%	71,35	-5,50%
1998	58,75	-40,23%	61,00	-14,51%
1999	44,38	-24,46%	59,75	-2,05%
2000	26,43	-40,45%	42,38	-29,07%

4.2.2. REPRESENTACION DE LOS INDICES:

DEK, interpreta como el tiempo la duración de las interrupciones esta íntimamente ligada a los medios humanos y materiales, así como a las facilidades existentes para recuperar un sistema eléctrico después de cada interrupción, es decir determina cuan rápido se restablece el suministro y la disponibilidad de vehículos, comunicaciones, calidad del personal, acceso al lugar de la falla, redundancia o instalaciones de respaldo.

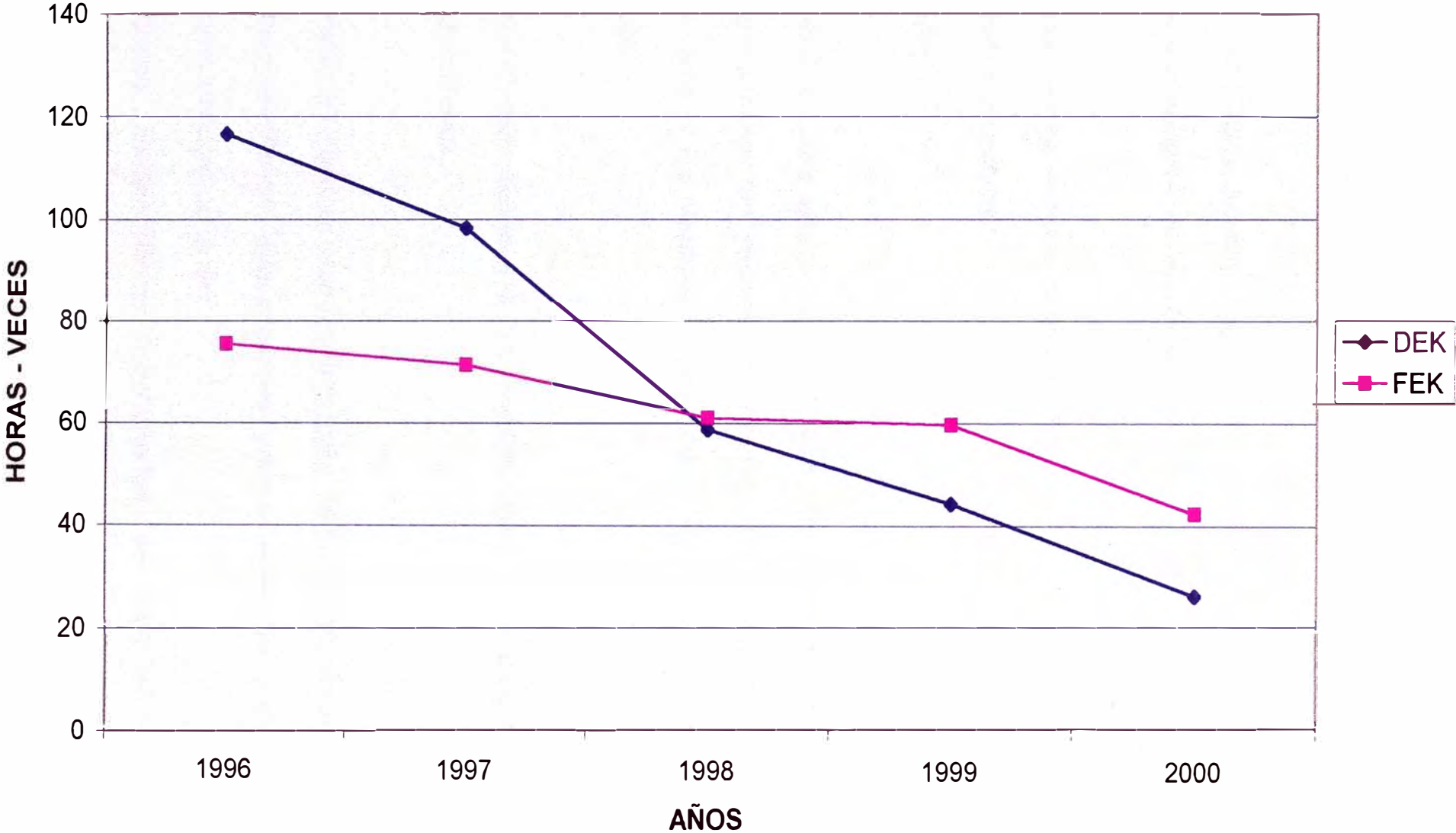
FEK, caracteriza la fragilidad de un sistema frente a su medio ambiente (causas externas), degradación del sistema por envejecimiento o falta de mantenimiento adecuado (causas internas), generalmente causas vinculadas al nivel de inversión realizado en las instalaciones para la distribución de la energía, calidad de los materiales y equipos y calidad de construcción.

4.2.3 EVOLUCION DEL DEK Y FEK

La información registrada desde 1996 muestra la clara tendencia a la mejora de la calidad del suministro, básicamente debido a las metas propias de ENSA por brindar un mejor servicio.

GRAFICO 4.0

EVOLUCION DEK Y FEK



4.2.4 ESTADISTICA DE INTERRUPCIONES

La estadística se tiene dividido en cada una de las actividades que componen el servicio eléctrico:

- Generación y Transmisión (SICN)
- Sub Transmisión
- Distribución

Siendo el caso que la concesionaria solo tiene registrada las interrupciones del sistema de generación y transporte (SICN) sin conocer los detalles, se presenta la estadística en un solo rubro.

Para el caso de la sub transmisión, se ha desagregado en cuatro rubros:

- Falla: Eventos en elementos propios de las instalaciones.
- Mantenimiento: Suspensiones programadas de suministro para trabajos en la red.
- Obras: Suspensiones programadas de suministro para permitir las conexiones de las ampliaciones o mejoras del sistema.

- Otros: Eventos por causas externas a la red como estructuras chocadas, aves que provocan descargas, etc.

Para el caso de la distribución, se ha desagregado en cinco rubros:

- Falla: Eventos en elementos propios de las instalaciones.
- Mantenimiento: Suspensiones programadas de suministro para trabajos en la red.
- Obras: Suspensiones programadas de suministro para permitir las conexiones de las ampliaciones, renovaciones o mejoras de la red.
- Otros: Eventos no catalogados como falla propia de las instalaciones, no relacionadas con el mantenimiento ni con las ampliaciones, tales como inspección en estructura, toma de muestras para análisis, cortocircuitos debido a aves, colocación de sistemas de monitoreo, medición, seguridad, pruebas, transferencias de carga, etc.
- Terceros: Eventos por causas externas a la red como estructuras chocadas, robo de conductores de media tensión, contacto directo de palos, alambres u otros objetos lanzados por desconocidos, etc.

Bajo las premisas indicadas en los párrafos anteriores, se tiene los cuadros resumen del DEK y FEK de 1999 y del primer semestre del 2000, en donde por cada alimentador de MT se tiene el desagregado de la participación en cada rubro de la clasificación general.

En los Cuadros N° 4.4 y 4.6, se tiene el detalle y se aprecia que en 1999 se acumuló un DEK de 44,382 horas y el FEK acumulado fue 59,745 veces de interrupciones. Igualmente para el primer semestre del año 2000 el DEK acumulado fue de 14,855 horas y el FEK fue 22,376 acumulado en ese periodo.

En los cuadros N° 4.5 y 4.7 se tiene el detalle del desagregado del rubro falla para los mismos periodos considerados; con los datos totales de estos cuadros se obtiene el tiempo promedio de recuperación de servicio o eliminación de la falla.

Este tiempo fue de 0:42 horas para el año 1999 y 0:32 horas para el primer semestre de este año, poniendo de manifiesto la mejora en el tiempo de recuperación del servicio por parte de los equipos de operación y mantenimiento de ENSA.

CUADRO N° 4.4

RESUMEN DEK SISTEMA CHICLAYO 1999

Suma de DEK		CIRCUITO																									
CLASIFICACION	MOTIVO	101	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	245	246	248	L101	L102	I101	I102	M101	OL101	M102	Total general
Distribución	Falla		1,201	4,725	2,430	1,121	2,003	1,663	0,519	0,520	0,462	0,426	0,469	0,324	0,321	2,256	0,232	0,268	0,652	0,279	0,429	0,094	0,013	0,003	0,004		20,413
	Mantenimiento		0,544	0,304	0,394	0,155	0,153	0,094	0,178	0,033	0,042	0,183	0,164	0,103	0,035	0,568	0,046	0,085	0,075	0,625	0,169	0,126	0,037	0,097	0,106	0,139	4,455
	Obras		0,519	0,229	0,175	0,088	0,106	0,240	0,027	0,170	0,198	0,058	0,040	0,089	0,120	0,352	0,018	0,118	0,127	0,007	0,128	0,009	0,015	0,004	0,009		2,846
	Otros		0,001	0,001	0,018	0,028	0,139	0,001	0,024		0,037	0,049	0,048	0,046	0,050	0,071	0,043		0,018			0,018	0,027	0,006	0,006	0,004	0,632
	Terceros		0,082	0,029	0,274	0,154	0,029	0,059	0,073	0,079	0,180		0,198	0,229	0,020	0,411	0,022	0,035	0,062	0,026	0,013		0,036	0,001			2,012
Total Distribución			2,346	5,287	3,290	1,545	2,431	2,057	0,820	0,802	0,919	0,715	0,919	0,792	0,547	3,657	0,361	0,506	0,934	0,938	0,739	0,248	0,127	0,111	0,125	0,143	30,359
Generación	Generación		0,442	0,353	0,335	0,410	0,451	0,538	0,206	0,225	0,362	0,365	0,352	0,220	0,269	0,686	0,388	0,543	0,216	0,367	0,366	0,081	0,125	0,037	0,049	0,001	7,389
Total Generación			0,442	0,353	0,335	0,410	0,451	0,538	0,206	0,225	0,362	0,365	0,352	0,220	0,269	0,686	0,388	0,543	0,216	0,367	0,366	0,081	0,125	0,037	0,049	0,001	7,389
Transmisión	Falla	0,004	0,311	0,011	0,011	0,014	0,014	0,011	0,008	0,152	0,281	0,400	0,278	0,316	0,229	0,518	0,271	0,376	0,157	0,163	0,260	0,007	0,012	0,003	0,005	0,005	3,816
	Mantenimiento										0,024	0,035	0,023	0,033	0,020	0,051	0,028	0,036	0,013	0,473	0,473	0,106	0,164	0,051	0,083	0,065	1,679
	Obras										0,030	0,050	0,029	0,039	0,025	0,485	0,035	0,045	0,050	0,027	0,027	0,006	0,009	0,003	0,004		0,862
	Otros															0,198			0,079								0,277
Total Transmisión		0,004	0,311	0,011	0,011	0,014	0,014	0,011	0,008	0,152	0,335	0,485	0,330	0,388	0,274	1,251	0,333	0,457	0,299	0,663	0,760	0,120	0,185	0,057	0,092	0,070	6,634
Total general		0,004	3,099	5,652	3,636	1,969	2,896	2,607	1,034	1,179	1,616	1,566	1,602	1,400	1,089	5,595	1,082	1,506	1,450	1,967	1,865	0,448	0,437	0,204	0,266	0,215	44,382

RESUMEN FEK SISTEMA CHICLAYO 1999

Suma de FEK		CIRCUITO																									
CLASIFICACION	MOTIVO	101	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	245	246	248	L101	L102	I101	I102	M101	OL101	M102	Total general
Distribución	Falla		1,759	4,472	3,121	1,926	3,163	3,310	0,518	0,974	0,790	0,685	0,875	0,750	0,460	2,978	0,258	0,258	0,512	0,972	0,748	0,074	0,038	0,006	0,007		28,655
	Mantenimiento		1,391	0,407	0,735	0,226	0,094	0,336	0,221	0,171	0,138	0,264	0,170	0,240	0,044	0,467	0,092	0,125	0,143	0,167	0,013	0,037	0,024	0,025	0,015	0,022	5,568
	Obras		1,002	0,243	0,236	0,125	0,064	0,340	0,099	0,205	0,136	0,083	0,091	0,091	0,104	0,402	0,031	0,134	0,127	0,056	0,222	0,012	0,019	0,006	0,011		3,840
	Otros		0,002	0,003	0,022	0,077	0,132	0,008	0,067		0,048	0,055	0,119	0,052	0,057	0,130	0,078		0,021			0,037	0,057	0,017	0,022	0,011	1,014
	Terceros		0,216	0,071	0,193	0,595	0,122	0,108	0,105	0,116	0,157		0,314	0,178	0,063	0,804	0,060	0,116	0,100	0,083	0,056		0,009	0,006			3,472
Total Distribución			4,369	5,197	4,307	2,949	3,576	4,102	1,011	1,465	1,270	1,087	1,569	1,311	0,728	4,782	0,520	0,633	0,903	1,277	1,039	0,160	0,058	0,056	0,032		42,548
Generación	Generación		0,728	0,488	0,515	0,707	0,614	0,887	0,297	0,416	0,409	0,550	0,394	0,356	0,283	0,670	0,458	0,572	0,213	0,444	0,444	0,098	0,152	0,044	0,059		9,801
Total Generación			0,728	0,488	0,515	0,707	0,614	0,887	0,297	0,416	0,409	0,550	0,394	0,356	0,283	0,670	0,458	0,572	0,213	0,444	0,444	0,098	0,152	0,044	0,059		9,801
Transmisión	Falla	0,004	0,148	0,050	0,051	0,062	0,066	0,051	0,035	0,039	0,418	0,603	0,405	0,474	0,327	0,766	0,415	0,569	0,222	0,555	0,583	0,049	0,076	0,022	0,030	0,032	6,054
	Mantenimiento										0,019	0,028	0,019	0,026	0,016	0,032	0,022	0,029	0,010	0,167	0,167	0,037	0,057	0,019	0,030	0,027	0,703
	Obras										0,019	0,027	0,018	0,025	0,016	0,222	0,022	0,028	0,020	0,056	0,056	0,012	0,019	0,006	0,007		0,552
	Otros															0,067			0,020								0,087
Total Transmisión		0,004	0,148	0,050	0,051	0,062	0,066	0,051	0,035	0,039	0,456	0,658	0,442	0,525	0,359	1,087	0,459	0,626	0,272	0,778	0,805	0,098	0,152	0,047	0,067	0,059	7,396
Total general		0,004	5,245	5,735	4,873	3,719	4,257	5,040	1,343	1,920	2,135	2,295	2,404	2,192	1,370	6,539	1,437	1,831	1,389	2,499	2,288	0,356	0,451	0,149	0,182	0,092	59,745

CUADRO N° 4.5

RESUMEN DEK Y FEK SISTEMA CHICLAYO POR TIPO DE FALLAS 1999

Suma de DEK	CIRCUITO																										
COD.	101	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	245	246	248	I101	I102	L101	L102	M101	M102	OL101	Total ge	
Falla en línea 60 kV	0,004	0,097								0,267	0,380	0,265	0,297	0,218	0,495	0,255	0,355	0,149									2,781
Falla en equipos 60 kV terceros		0,214	0,011	0,011	0,014	0,014	0,011	0,008	0,152	0,014	0,020	0,014	0,019	0,012	0,023	0,016	0,021	0,008	0,014	0,021	0,163	0,163	0,006	0,005	0,008		0,961
Falla en interruptor		0,235	0,047	0,036	0,115	0,052	0,042	0,026	0,031	0,011		0,011	0,015	0,009	0,019	0,012	0,016	0,006			0,019	0,106					0,806
Cortocircuito entre fases		0,250	0,443	0,378	0,338	0,509	0,060	0,035	0,043	0,006	0,015	0,109	0,008	0,101	0,202	0,082	0,012	0,031			0,111	0,004					2,737
Descargas a tierra		0,167	2,370	1,034	0,403	1,260	0,886	0,169	0,216	0,103	0,252	0,176	0,130	0,054	1,244	0,050		0,115	0,068		0,073	0,065					8,833
Líneas caídas		0,395	1,602	0,845	0,113	0,152	0,524	0,036	0,223	0,294	0,066	0,174	0,050	0,158	0,792	0,056	0,034	0,501	0,020	0,003		0,306					6,344
Falla en cable subterráneo					0,067						0,040	0,096				0,032											0,234
Falla en cabeza terminal		0,087	0,033		0,006	0,031	0,058	0,254	0,006		0,053						0,205				0,077	0,045					0,855
Falla en transformador		0,066	0,230	0,137	0,079		0,093			0,047			0,025														0,677
Total general	0,004	1,512	4,736	2,441	1,134	2,018	1,674	0,527	0,672	0,742	0,826	0,747	0,640	0,550	2,774	0,503	0,644	0,809	0,102	0,025	0,442	0,689	0,006	0,005	0,008		24,229

Suma de FEK	CIRCUITO																										
COD.	101	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	245	246	248	I101	I102	L101	L102	M101	M102	OL101	Total ge	
Falla en línea 60 kV	0,004	0,073								0,380	0,548	0,368	0,423	0,296	0,702	0,372	0,511	0,201									3,878
Falla en equipos 60 kV terceros		0,075	0,050	0,051	0,062	0,066	0,051	0,035	0,039	0,038	0,055	0,037	0,051	0,032	0,064	0,044	0,057	0,021	0,049	0,076	0,500	0,500	0,022	0,022	0,030		2,026
Falla en interruptor		0,258	0,148	0,101	0,070	0,194	0,156	0,102	0,117	0,038		0,037	0,052	0,032	0,066	0,044	0,057	0,021			0,111	0,167					1,770
Cortocircuito entre fases		0,256	0,528	0,516	0,875	0,774	0,145	0,070	0,116	0,038	0,110	0,276	0,050	0,194	0,367	0,118	0,057	0,036			0,167	0,056					4,748
Descarga a tierra		0,479	2,311	1,733	0,714	1,957	1,861	0,209	0,551	0,173	0,409	0,351	0,449	0,057	1,972	0,049		0,193	0,049		0,250	0,221					13,988
Líneas caídas		0,527	1,219	0,649	0,163	0,182	0,919	0,035	0,189	0,395	0,050	0,211	0,048	0,178	0,573	0,038	0,065	0,262	0,012	0,019		0,111					5,847
Falla en cable subterráneo					0,068						0,057		0,116			0,010											0,250
Falla en cabeza terminal		0,078	0,073		0,018	0,055	0,087	0,102	0,001		0,059						0,078				0,111	0,056					0,718
Falla en transformador		0,160	0,194	0,122	0,018		0,142			0,146			0,035														0,817
Total general	0,004	1,907	4,522	3,172	1,988	3,229	3,361	0,553	1,013	1,209	1,288	1,280	1,224	0,788	3,744	0,673	0,827	0,734	0,111	0,095	1,139	1,109	0,022	0,022	0,030		34,043

Tiempo promedio de recuperación de servicio ante fallas

0:42 horas

CUADRO Nº 4.6

MES (Todas)

RESUMEN DEK SISTEMA CHICLAYO PERIODO ENERO - JUNIO 2000

Suma de DEK		CIRCUITO																							Total gen	
CLASIFICACION	MOTIVO	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	246	248	I101	I102	L101	L102	M101	M102	N110	OL101	Total gen
Distribución	Falla	0,264	1,128	0,278	0,318	0,500	0,515	0,015	0,076	0,159	0,104	0,489	0,208	0,439	0,528	0,060	0,332	0,025		0,229	0,363			0,009		6,040
	Mantenimiento	0,053	0,054	0,196	0,013	0,026	0,042	0,066	0,006	0,067	0,208	0,083	0,026	0,114	0,007	0,018	0,019	0,056	0,020	0,034	0,456	0,012			0,008	1,586
	Obras		0,093	0,232	0,138	0,012	0,175	0,131	0,182	0,059	0,040	0,001	0,290		0,086		0,005				0,032				0,077	1,552
	Otros	0,029	0,025	0,024	0,043	0,074	0,017	0,329	0,070	0,002	0,018		0,004		0,080		0,010				0,154					0,880
	Terceros		0,038	0,732	0,017		0,030	0,017	0,058		0,003	0,140	0,048		0,074	0,064	0,022				0,044					1,287
	Terceros															0,082										0,082
Total Distribución		0,346	1,339	1,462	0,529	0,612	0,779	0,557	0,391	0,288	0,373	0,713	0,577	0,553	0,857	0,142	0,389	0,081	0,020	0,263	1,049	0,012		0,009	0,085	11,428
Generación	Generación	0,061	0,050	0,049	0,057	0,062	0,048	0,034	0,036	0,038	0,051	0,060	0,054	0,033	0,067	0,057	0,021	0,016	0,016	0,063	0,090	0,006	0,014	0,007	0,010	1,000
Total Generación		0,061	0,050	0,049	0,057	0,062	0,048	0,034	0,036	0,038	0,051	0,060	0,054	0,033	0,067	0,057	0,021	0,016	0,016	0,063	0,090	0,006	0,014	0,007	0,010	1,000
Transmisión	Falla									0,114	0,164	0,179	0,160	0,095	0,193	0,174	0,061	0,020	0,059	0,020	0,025	0,007	0,018	0,026	0,013	1,328
	Mantenimiento									0,037	0,053	0,036	0,052	0,031	0,063	0,056	0,020	0,059	0,059	0,212	0,217	0,039	0,091	0,009	0,064	1,099
Total Transmisión										0,151	0,217	0,215	0,212	0,126	0,256	0,230	0,081	0,079	0,118	0,232	0,242	0,047	0,109	0,034	0,078	2,427
Total general		0,408	1,389	1,511	0,586	0,674	0,827	0,592	0,428	0,476	0,641	0,988	0,844	0,713	1,179	0,429	0,491	0,176	0,153	0,558	1,381	0,064	0,123	0,051	0,173	14,855

MES (Todas)

RESUMEN FEK SISTEMA CHICLAYO PERIODO ENERO - JUNIO 2000

Suma de FEK		CIRCUITO																							Total gen	
CLASIFICACION	MOTIVO	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	246	248	I101	I102	L101	L102	M101	M102	N110	OL101	Total gen
Distribución	Falla	0,450	1,499	0,889	0,753	0,579	0,725	0,035	0,208	0,424	0,217	0,970	0,522	0,586	1,201	0,172	0,266	0,037		0,478	0,338			0,026		10,374
	Mantenimiento	0,215	0,166	0,337	0,037	0,114	0,105	0,070	0,040	0,080	0,201	0,157	0,073	0,200	0,046	0,053	0,041	0,031	0,031	0,073	0,341	0,011			0,010	2,434
	Obras		0,037	0,132	0,052	0,048	0,169	0,105	0,089	0,098	0,058	0,002	0,280		0,089		0,020				0,057				0,029	1,263
	Otros	0,088	0,073	0,021	0,098	0,132	0,090	0,245	0,169	0,001	0,093		0,052		0,171		0,020				0,057					1,311
	Terceros		0,069	0,529	0,062		0,089	0,035	0,079		0,004	0,468	0,089		0,064	0,057	0,020				0,057					1,622
	Terceros															0,110										0,110
Total Distribución		0,753	1,844	1,908	1,002	0,873	1,178	0,490	0,585	0,603	0,573	1,596	1,016	0,786	1,681	0,282	0,368	0,068	0,031	0,551	0,851	0,011		0,026	0,039	17,115
Generación	Generación	0,150	0,051	0,051	0,171	0,066	0,049	0,035	0,039	0,037	0,108	0,059	0,053	0,031	0,064	0,057	0,020	0,016	0,015	0,055	0,055	0,006	0,013	0,017	0,010	1,230
Total Generación		0,150	0,051	0,051	0,171	0,066	0,049	0,035	0,039	0,037	0,108	0,059	0,053	0,031	0,064	0,057	0,020	0,016	0,015	0,055	0,055	0,006	0,013	0,017	0,010	1,230
Transmisión	Falla									0,300	0,433	0,472	0,422	0,252	0,510	0,458	0,143	0,072	0,087	0,193	0,111	0,028	0,067	0,061	0,050	3,656
	Mantenimiento									0,019	0,027	0,018	0,026	0,016	0,032	0,029	0,010	0,014	0,014	0,055	0,056	0,011	0,027	0,004	0,016	0,375
Total Transmisión										0,319	0,460	0,490	0,448	0,267	0,541	0,487	0,153	0,086	0,101	0,248	0,167	0,039	0,094	0,066	0,066	4,031
Total general		0,903	1,895	1,959	1,173	0,939	1,227	0,525	0,624	0,959	1,141	2,145	1,517	1,085	2,286	0,826	0,542	0,169	0,147	0,854	1,073	0,055	0,108	0,109	0,115	22,376

CUADRO N° 4.7

RESUMEN DEK POR TIPO DE FALLA PERIODO ENERO - JUNIO 2000

MES	(Todas)																								
Suma de DEK	CIRCUITO																								
COD.	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	246	248	I101	I102	L101	L102	M101	M102	N110	OL101	Total gene
Falla en línea 60 kV									0,130	0,187	0,203	0,182	0,109	0,220	0,197	0,070							0,029		1,327
Falla en interruptor				0,016					0,024	0,056	0,009	0,034	0,005	0,040	0,036	0,013							0,006		0,238
Cortocircuito entre fases			0,070	0,004	0,001	0,064				0,007	0,046	0,009	0,037	0,039		0,103			0,012	0,019					0,410
Descargas a tierra	0,090	0,508	0,071	0,104	0,063	0,178	0,015	0,060	0,046		0,093	0,021	0,112	0,134		0,043	0,025		0,155	0,051					1,766
Líneas caídas	0,060	0,517	0,137	0,078	0,383	0,269		0,016	0,074	0,018	0,254		0,273	0,260		0,165			0,028	0,284					2,814
Falla en cabeza terminal	0,096			0,056	0,054							0,034							0,034	0,010					0,285
Falla en transformador	0,018			0,006		0,005					0,063	0,089		0,028											0,208
Falla en línea 60 kV terceros																	0,020	0,059	0,020	0,025	0,007	0,018		0,013	0,162
Falla en cable subterráneo				0,055																					0,055
Mala Operación		0,103																							0,103
Total general	0,264	1,128	0,278	0,318	0,500	0,515	0,015	0,076	0,273	0,268	0,667	0,368	0,534	0,721	0,234	0,393	0,045	0,059	0,249	0,388	0,007	0,018	0,035	0,013	7,368

MES	(Todas)
MOTIVO	Falla

Suma de FEK	CIRCUITO																								
COD.	211	212	214	215	216	217	219	221	233	234	236	237	238	244	246	248	I101	I102	L101	L102	M101	M102	N110	OL101	Total gene
Falla en línea 60 kV									0,337	0,488	0,531	0,474	0,283	0,574	0,515	0,164							0,070		3,436
Falla en línea 60 kV terceros																	0,072	0,087	0,193	0,111	0,028	0,067		0,050	0,606
Falla en interruptor				0,039					0,075	0,105	0,059	0,106	0,031	0,128	0,114	0,041							0,017		0,716
Cortocircuito entre fases			0,246	0,027	0,002	0,154				0,006	0,146	0,073	0,140	0,157		0,041			0,083	0,057					1,132
descargas a tierra	0,150	0,858	0,329	0,407	0,205	0,331	0,035	0,169	0,155		0,371	0,126	0,216	0,395		0,061	0,037		0,226	0,115					4,184
Líneas caídas	0,114	0,435	0,314	0,136	0,260	0,237		0,039	0,157	0,051	0,247		0,168	0,348		0,102			0,055	0,111					2,773
Falla en cabeza terminal	0,110			0,083	0,114							0,081							0,113	0,055					0,556
Falla en transformador	0,075			0,018		0,002					0,088	0,083		0,110											0,376
Falla en cable subterráneo				0,045																					0,045
Mala operación		0,207																							0,207
Total general	0,450	1,499	0,889	0,753	0,579	0,725	0,035	0,208	0,725	0,650	1,441	0,944	0,838	1,710	0,630	0,409	0,108	0,087	0,670	0,448	0,028	0,067	0,087	0,050	14,030

Tiempo Promedio de recuperación de servicio: 0:32

4.2.5 ANALISIS DEL FEK

El análisis de los cuadros de falla se efectuarán sobre la base del FEK, es decir sobre la frecuencia de interrupción debido a que este indicador representa la fragilidad de las instalaciones ante el medio externo o el nivel de inversión realizado en las redes eléctricas.

4.2.5.1 FEK POR SISTEMAS

El total de las actividades de Generación y Transmisión (SICN), Sub Transmisión y Distribución, en 1999 tuvo una frecuencia media de interrupciones de 59,75 veces, de estos el 71,2% fueron originados en la distribución, 12,4% en la sub transmisión quedando el 9,8 % para la generación (SICN), mostrando la gran precariedad del sistema de distribución debido al número elevado de interrupciones en esta parte del sistema que se muestran en el cuadro N° 4.8 y gráficos N°4.1.y 4.2.

CUADRO N° 4.8 FEK POR SISTEMAS

SISTEMA	1999		2000 *	
	SICN	9,80	16,4%	1,23
SUB TRANSMISION	7,40	12,4%	4,03	18,0%
DISTRIBUCION	42,55	71,2%	17,12	76,5%
TOTAL	59,75	100,0%	22,38	100,0%

* Primer semestre

GRAFICO 4.1. FEK POR SISTEMAS 1999

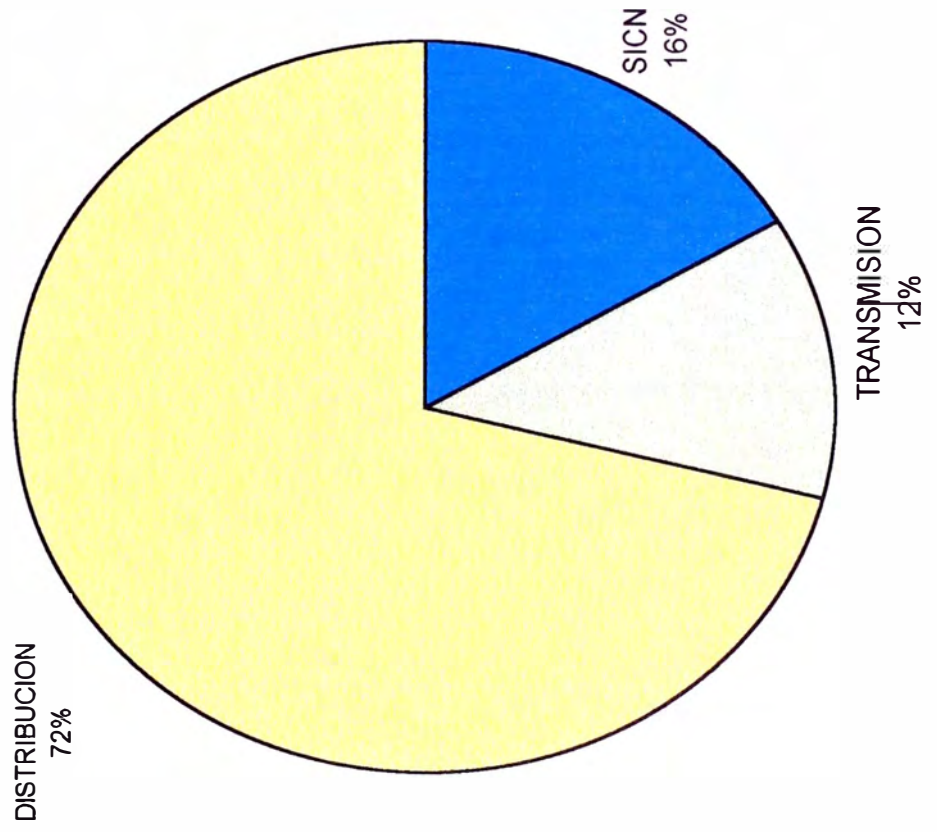
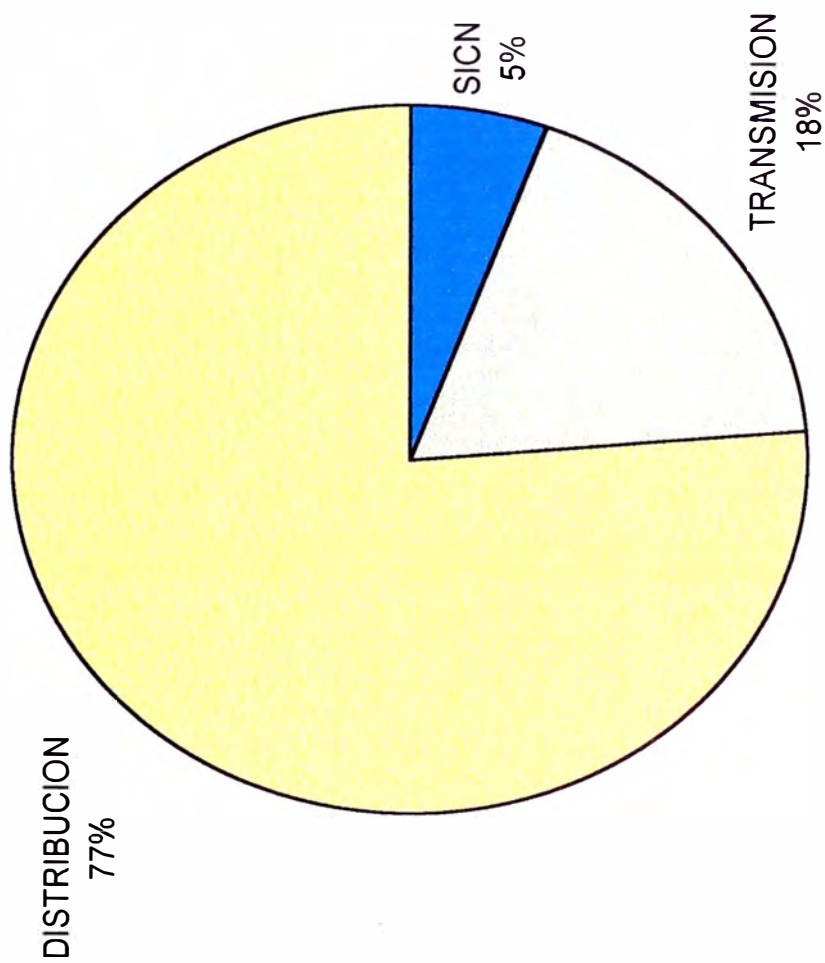


GRAFICO N° 4.2. FEK POR SISTEMAS 2000



4.2.5.2 FEK DE SUBTRANSMISION:

Considerando solo el sistema de Sub Transmisión, el 81,2% de las interrupciones son a consecuencia de fallas, 9,5% son debido a trabajos de mantenimiento, 7,5% para mejorar las instalaciones y/o ampliarlas (obras) y 1,2% debido a otras causas. Los resultados se muestran en el cuadro 4,9 y gráfico 4.3.

CUADRO N° 4.9 FEK DE SUB TRANSMISION

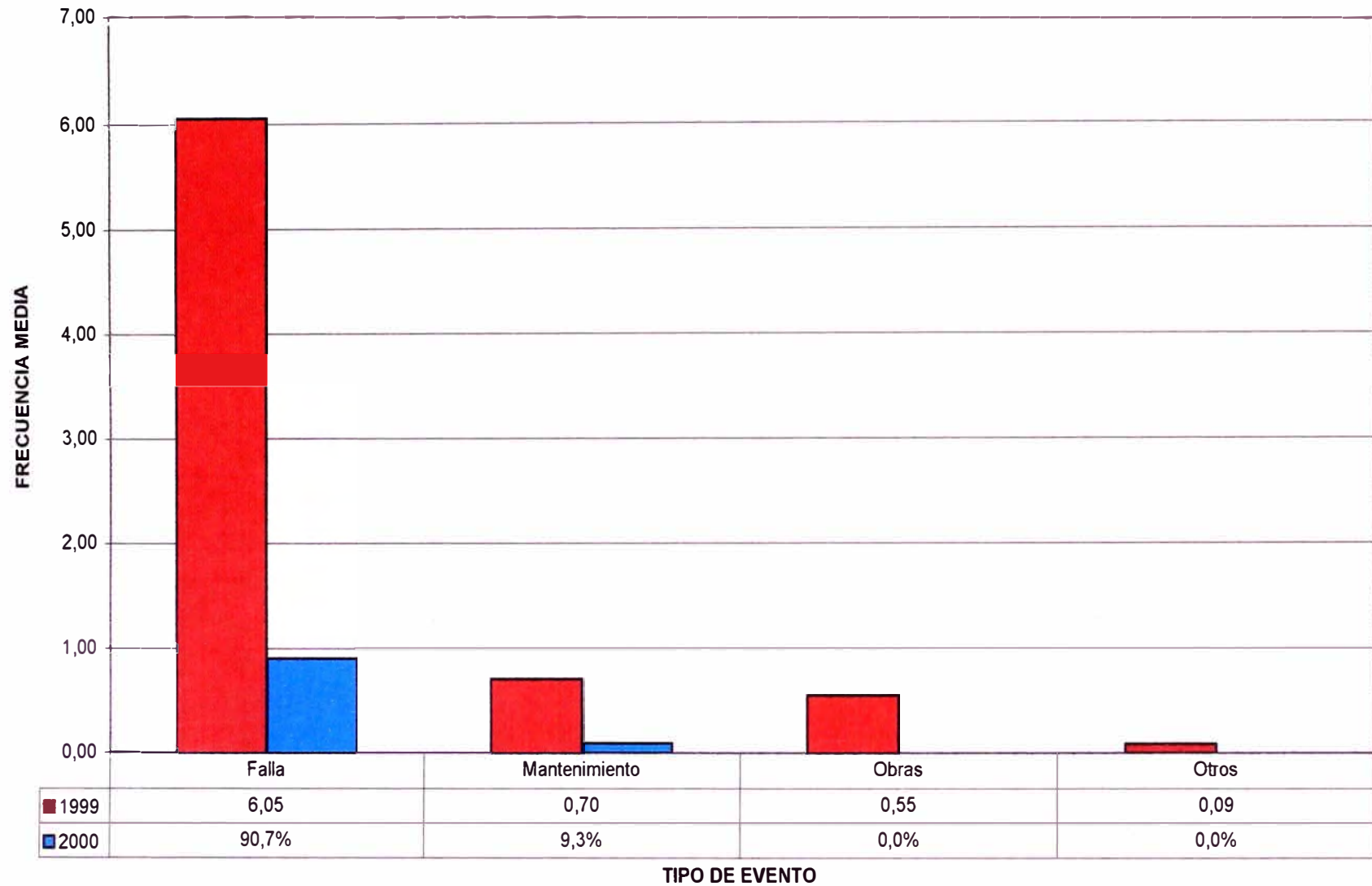
TIPO	1999		2000 *	
Falla	6,05	81,9%	3,66	90,7%
Mantenimiento	0,70	9,5%	0,38	9,3%
Obras	0,55	7,5%	0,00	0,0%
Otros	0,09	1,2%	0,00	0,0%
TOTAL	7,40	100,0%	4,03	100,0%

* Primer semestre

4.2.5.3 FEK DE DISTRIBUCION

En los sistemas de distribución, el 67,3% fueron originados por fallas en las redes y equipos, 13,1% debido a trabajos de mantenimiento, 9% a la incorporación de nuevas instalaciones, otros y terceros en un 10,6%. Los resultados se muestran en el cuadro N° 4.10 y gráfico N° 4.4.

GRAFICO N° 4.3 FEK SUB TRANSMISION



CUADRO 4.10 FEK DE DISTRIBUCION

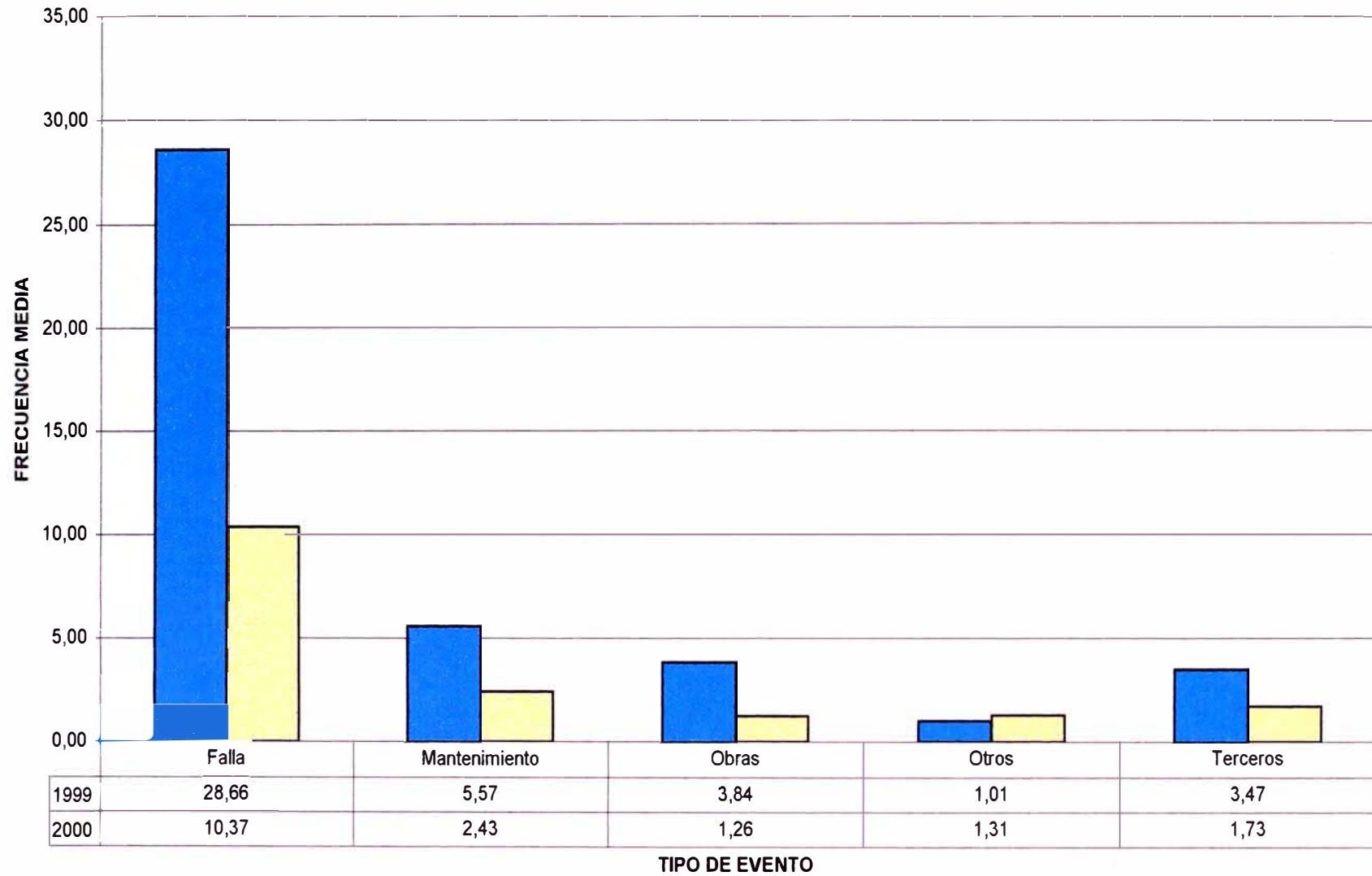
TIPO	1999		2000 *	
	Falla	28,66	67,3%	10,37
Mantenimiento	5,57	13,1%	2,43	14,2%
Obras	3,84	9,0%	1,26	7,4%
Otros	1,01	2,4%	1,31	7,7%
Terceros	3,47	8,2%	1,73	10,1%
TOTAL	42,55	100,0%	17,11	100,0%

* Primer semestre

4.2.5.4 FEK DE FALLAS

El total de fallas de todo el sistema de sub transmisión como de distribución, que representan el 68,1% del total de interrupciones en estos sistemas, se tiene que el 17,4% del total de fallas han estado en las instalaciones de sub transmisión, un 41,1% se ha debido a descargas a tierra o perdidas del nivel de aislamiento de las redes aéreas, un 17,2% debido a la rotura o caída de conductores de las redes MT. Un 13,9% a fallas de cortocircuito y finalmente el 10,4% que engloba otras fallas en interruptores, transformadores, terminaciones, cables subterráneos y mala operación. Los resultados se muestran en el cuadro N° 4.11 y gráfico N° 4.5.

GRAFICO N° 4.4 FEK DISTRIBUCION



CUADRO 4.11 FEK POR FALLAS

TIPO	1999		2000 *	
Línea 60 KV - L60.	3,87	11,4%	3,44	24,5%
Línea 60 KV Terceros – L60 T	2,03	6,0%	0,61	4,3%
Interruptor – INT	1,77	5,2%	0,72	5,1%
Cortocircuito – CC	4,75	13,9%	1,13	8,1%
Descargas a tierra – DT	13,99	41,1%	4,18	29,8%
Líneas caídas – LC	5,85	17,2%	2,77	19,8%
Cable subterráneo – CS	0,25	0,7%	0,05	0,3%
Terminales 10 KV – TER	0,72	2,1%	0,56	4,0%
Transformadores – TD	0,82	2,4%	0,38	2,7%
Mala Operación. MO		0,0%	0,21	1,5%
TOTAL	34,04	100,0%	14,03	100,0%

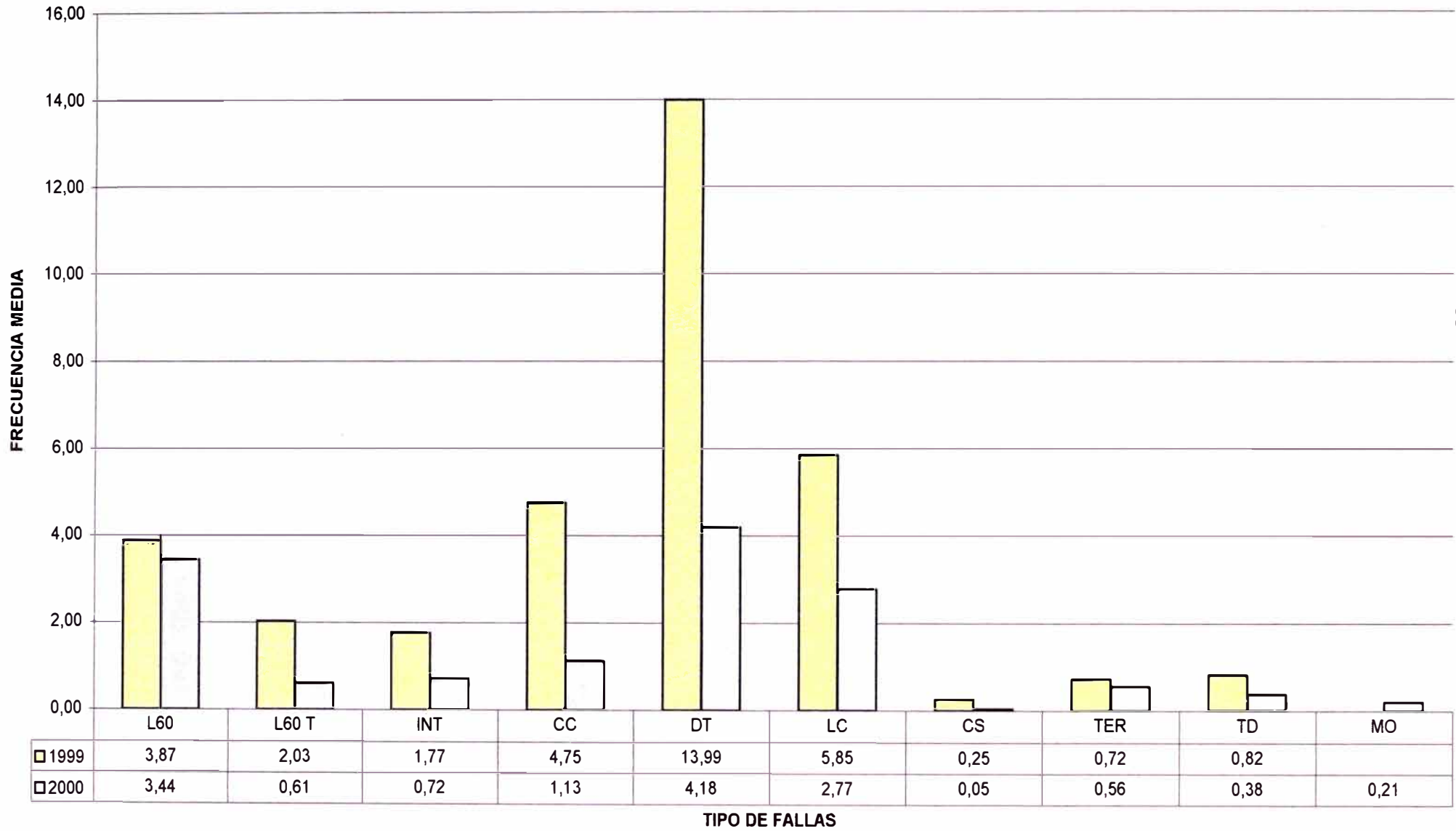
* Primer semestre

4.2.5.5 FEK POR ALIMENTADOR

Discriminando la participación de fallas por alimentador o línea se tiene, que la mayor participación en interrupciones en las líneas de subtransmisión en 60 000 voltios, se ha debido a salidas forzadas de las líneas 601 y 602 (Línea en doble terna) principalmente por la rotura del conductor o pérdida del aislamiento.

En el sistema de distribución primario, los alimentadores que presentaron mayor frecuencia de fallas, son el C212, C217, C216, C214, C244, C215, C211, C221 Y C236, en los cuales se ha acumulado el 80% del total de fallas,.

GRAFICO 4.5 FEK POR FALLAS



La mayor parte de estos alimentadores corresponden a la subestación Chiclayo Oeste y atienden la zona sur y oeste de Chiclayo con mayor proximidad a la playa.

En el cuadro N° 4.12 se muestra el resumen de fallas por alimentador, de mayor a menor tanto para el año 1999 como para el primer semestre del presente y se aprecia que los alimentadores que frecuentemente fallan son los mismos.

4.3 CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES

Según la clasificación estadística de las interrupciones, cada actividad del servicio eléctrico contribuye en mayor o menor medida al conjunto total de interrupciones que el usuario final lo percibe indistintamente sea su origen.

4.3.1. SISTEMA DE GENERACION Y TRANSMISION (SICN)

Su participación en el total de interrupciones, es relativamente baja, pero reviste importancia debido a que cada evento en este sistema afecta a la totalidad de los usuarios del sistema eléctrico de Chiclayo,

CUADRO 4.12

TOTAL FEK POR CIRCUITOS - 2000 - I SEMESTRE

Suma de FEK	CIRCUITO																								Total
COD.	212	244	236	214	215	217	216	238	L101	237	211	233	L102	248	221	234	246	I101	219	N110	I102	M101	M102	OL101	general
Falla en línea 60 kV																									
Falla en línea 60 kV terceros																									
Falla en interruptor		0,128	0,059		0,039			0,031		0,106		0,075		0,041		0,105	0,114			0,017					0,716
Cortocircuito entre fases		0,157	0,146	0,246	0,027	0,154	0,002	0,140	0,083	0,073			0,057	0,041		0,006									1,132
descargas a tierra	0,858	0,395	0,371	0,329	0,407	0,331	0,205	0,216	0,226	0,126	0,150	0,155	0,115	0,061	0,169			0,037	0,035						4,184
Líneas caídas	0,435	0,348	0,247	0,314	0,136	0,237	0,260	0,168	0,055		0,114	0,157	0,111	0,102	0,039	0,051									2,773
Falla en cabeza terminal					0,083		0,114		0,113	0,081	0,110		0,055												0,556
Falla en transformador		0,110	0,088		0,018	0,002				0,083	0,075														0,376
Falla en cable subterráneo					0,045																				0,045
Mala operación	0,207																								0,207
Total general	1,499	1,137	0,911	0,889	0,753	0,725	0,579	0,555	0,478	0,470	0,450	0,387	0,338	0,246	0,208	0,162	0,114	0,037	0,035	0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	9,988

TOTAL FEK POR CIRCUITOS - 1999

Suma de FEK	CIRCUITO																								Total	
COD.	212	217	216	214	244	215	211	221	236	233	237	234	L101	L102	219	248	238	245	246	I101	I102	101	M101	M102	OL101	general
Falla en línea 60 kV																										
Falla en equipos 60 kV terceros																										
Falla en interruptor	0,148	0,156	0,194	0,101	0,066	0,070	0,258	0,117	0,037	0,038	0,052		0,111	0,167	0,102	0,021	0,032	0,044	0,057							1,770
Cortocircuito entre fases	0,528	0,145	0,774	0,516	0,367	0,875	0,256	0,116	0,276	0,038	0,050	0,110	0,167	0,056	0,070	0,036	0,194	0,118	0,057							4,748
Descarga a tierra	2,311	1,861	1,957	1,733	1,972	0,714	0,479	0,551	0,351	0,173	0,449	0,409	0,250	0,221	0,209	0,193	0,057	0,049		0,049						13,988
Líneas caídas	1,219	0,919	0,182	0,649	0,573	0,163	0,527	0,189	0,211	0,395	0,048	0,050		0,111	0,035	0,262	0,178	0,038	0,048	0,012	0,019					5,847
Falla en cable subterráneo						0,068						0,116	0,057					0,010								0,250
Falla en cabeza terminal	0,073	0,087	0,055			0,018	0,078	0,001				0,059	0,111	0,056	0,102				0,078							0,718
Falla en transformador	0,194	0,142		0,122		0,018	0,160			0,146	0,035															0,817
Total general	4,472	3,310	3,163	3,121	2,978	1,926	1,759	0,974	0,875	0,790	0,750	0,685	0,639	0,610	0,518	0,512	0,460	0,258	0,258	0,061	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	28,138

Nota: Los totales sombreados acumulan el 80% del FEK total

Generalmente las interrupciones se han debido a fallas en las instalaciones de transmisión del SICN en lugares muy distantes de Lambayeque, pero por estar ubicado en el ramal norte del sistema, para el despeje de la falla este ramal es desconectado para mantenerse con la generación de las centrales del norte y no pueden mantener la estabilidad del sistema y pierden carga, usualmente estas interrupciones no demoran en reponerse pero demuestran que el SICN aún necesita mejorar su confiabilidad.

No se han presentado casos de déficit de generación en estos últimos años debido a la capacidad suficiente de generación que cuenta el SICN y su interconexión con el Sistema del Sur

4.3.2. SISTEMA DE SUB TRANSMISION

Su participación en el total de interrupciones tiene mayor incidencia que el SICN y por tanto reviste importancia debido a que cada evento en este sistema afecta a amplios sectores pudiendo incluso llegar afectar a todos los usuarios si la falla se presenta en la subestación SECHO.

Del total de interrupciones en este sistema, el 90% se debieron a fallas ubicadas mayormente en las líneas 601 y 602.

Esta líneas enlazan las subestaciones SECHO y SECHNOR y transporta el 40 % del total de la energía, durante 1999 tuvieron 11 fallas:

- Rotura de conductor 3
- Pérdida de aislamiento 3
- Falla en conector 2
- Falla en trabajos de lavado en caliente 1.
- Equipo de maniobra 1
- Sobrecarga 1

En el presente año han tenido dos fallas mas por rotura de conductor.

Se ha determinado que estas líneas tienen dos problemas; una es el deterioro acelerado del conductor por efecto del medio ambiente y solicitaciones extremas cuando se presentan las fallas, se ha encontrado un severo grado de corrosión en las uniones y en los elementos de sujeción en sus 20 años de servicio; el otro es la necesidad constante de mantenimiento o limpieza de los aisladores debido a la alta polución de polvo existente en la zona y la presencia de humedad en horas matinales que producen descargas en las líneas.

4.3.3. SISTEMA DE DISTRIBUCION.

Su participación en el total de interrupciones es la mayor y por tanto reviste especial importancia su análisis e identificación de los problemas aún cuando cada evento en alguna parte de este sistema afecta parcialmente el suministro.

El sistema de distribución es aéreo en su mayor parte y por ende esta sujeta a mayor probabilidad de falla y mayor necesidad de mantenimiento, teniéndose como referencia que la no - continuidad de suministro de energía eléctrica a usuarios atendidos por redes aéreas es como término medio mayor en cuatro veces que la de clientes atendidos mediante redes subterráneas.

4.3.3.1 FALLAS:

Rubro con mayor participación en las interrupciones:

- **Interruptor:** Se tiene que las fallas presentadas en estos equipos son los instalados en las subestaciones SECHO y SECHNOR que tienen hasta 20 años de servicio y se debe a las solicitaciones extremas a las que son sometidos en las fallas de las redes y a una falta de mantenimiento adecuado.

- Cortocircuitos: Bifásicos y trifásicos originados por la existencia de tramos de red en donde la separación de los conductores es muy reducida (60 u 80 cm en los apoyos) y se descuelgan cuando algún apoyo o retención cede, también cuando cede el amarre del conductor al aislador por el peso propio del conductor y el esfuerzo mecánico del tensado, o por acción de las ráfagas de viento que se presentan en horas de la tarde; es decir son problemas de diseño y montaje.

- Descargas a tierra: Originan cortocircuitos fase a tierra y es el principal problema que se tiene en la distribución de energía, se deben a la pérdida de aislamiento de los aisladores de la red ocasionados por la alta polución (polvo) salino que cubre toda la ciudad de Chiclayo y alrededores y la presencia de humedad matinal debido a la brisa marina; Puerto Eten, Santa Rosa, Pimentel y San José están en la orilla del mar, Ciudad Eten, Monsefú y Ciudad de Dios a menos de 5 Km y Chiclayo esta a 10 Km del mar. En la zona las lluvias son esporádicas y por tanto no facilitan la limpieza natural de los aisladores.

Este problema esta ligado al aislamiento de la red en esta parte del sistema, no es uniforme debido a que se tiene aisladores clase ANSI 55.5 y 56.2, y además el mantenimiento o conservación del aislamiento no llega a tiempo por la variabilidad del medio ambiente. Así mismo esta ligado a la conservación de la faja de servidumbre debido al crecimiento desmesurado de árboles que se aproximan a las líneas y por acción del viento hacen contacto originando las descargas que muchas veces son repuestas inmediatamente.

En pruebas efectuadas en zona costera se ha medido la corriente de fuga que tienen los aisladores de porcelana en zonas contaminadas o con polvo, los resultados se muestran en el ANEXO 2.

- Líneas caídas: Originan también cortocircuitos fase a tierra, por su magnitud es segundo problema que se tiene en la distribución, se debe a la rotura de los conductores por estar viejos, falso contacto en las uniones y conectores, corrosión en los puntos de unión y descargas en los apoyos o amarres a los aisladores.

Este problema esta ligado básicamente a la renovación de redes., Chiclayo mantiene aún redes de media tensión con mas de 20 años de servicio y presentan serios problemas de deterioro tanto en el conductor como en los apoyos.

Evaluaciones efectuadas por el Instituto de Corrosión y Protección de la Pontificia Universidad Católica del Perú para determinar el estado de conservación de los materiales empleados en los sistemas de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica determinan que Chiclayo tiene una categoría de corrosión alta para postes y media para conductores y retenidas, Pimentel y Santa Rosa presentan corrosión alta. Las conclusiones de la evaluación están en el ANEXO 3.

- Cables subterráneos: El sistema cuenta con muy poca red de media tensión subterránea, las fallas se presentan en aquellos cables antiguos con 30 o más años de servicio y son debido a fallas en los empalmes o han sido dañados por terceros en la construcción de desagües, pavimentación de calles y la pérdida de aislamiento se manifiesta mucho tiempo después.

- Terminales 10 KV. : Ligados a los cables subterráneos, igualmente presentan falla debido a la pérdida de aislamiento por ser muy antiguos (terminales de aisladores de porcelana y resina compound), ingreso de humedad por defectos en el montaje de estas terminaciones.
- Transformadores: Las fallas aún cuando son pocas, se han debido a desbalance de carga en las redes de baja tensión, sobretensiones que deterioraron las bobinas de media tensión y falsos contactos en los bornes del transformador.
- Mala Operación: Los casos presentados de mala operación de los operadores en las maniobras de apertura y cierre de alimentadores y circuitos originando interrupciones mayores a los previstos. Debe controlarse este tipo de operaciones porque no se reportan como tales si no hay un control adecuado.

4.3.3.2 MANTENIMIENTO:

Necesario para la realización de los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo.

Está en proceso de revisión su programación, frecuencia y duración, así también los métodos o procedimientos para realizar estos trabajos.

4.3.3.3 OBRAS:

Necesarias para la conexión o facilitación de la incorporación de nuevas instalaciones eléctricas o refuerzo de las existentes para atender mayor número de clientes o la ampliación de carga de los actuales.

4.3.3.4 TERCEROS:

Eventos no previsibles por tener causas externas a la red, están ligados a los elementos de protección de los postes y apoyos, la exposición de las redes a vándalos y ladrones, en esta parte el problema radica en la constancia de robos de los conductores de cobre de las líneas y redes, hechos que han proliferado en los últimos años. También están los casos de distancia de seguridad de las líneas a estructuras y techos accesibles a personas que han vulnerado la distancia mínima de seguridad y en algunos casos originan accidentes fatales.

4.3.3.5 OTROS:

Eventos en algunos casos previsibles y controlables debido a la necesidad de interrumpir el servicio para fines de inspección, control y medición; en otros casos no son previsibles como fallas debido a aves (pelicanos y gallinazos).

4.4 CONSECUENCIAS

Las consecuencias de las interrupciones pueden tener diversas magnitudes, dependiendo del origen de la interrupción.

Las Interrupciones programadas son las de menor perjuicio económico si se han tomado todas las previsiones del caso e informado a todos los usuarios afectados.

Las interrupciones imprevistas debido a fallas, sus efectos comprenden desde un cliente individual que se queda sin suministro debido a falla de un fusible o acometida, hasta grandes zonas desconectadas en forma deliberada o automática para aislar la falla en el sistema.

Desde el punto de vista del concesionario, se tiene:

- Sobre calentamiento de las instalaciones.
- Envejecimiento acelerado de las redes.
- Perjuicios económicos por daños a la infraestructura propia y de terceros.
- Energía no suministrada o dejada de vender.

Desde el punto de vista de los consumidores:

- Disminución de la producción con pérdidas cuantiosas.
- Dificultades para transacciones comerciales (compra – venta)
- Dificultades para el tránsito de vehículos en las ciudades grandes y pérdidas de horas hombre.
- Pérdida de información en sistemas computarizados
- Daños a equipos y aparatos eléctricos.
- Accidentes, incendios, explosiones.
- Incomodidad de los usuarios.

Sus efectos no son fácilmente identificables tanto en las instalaciones del concesionario como de los usuarios y tiene diferentes apreciaciones dependiendo de que lado se mire la suspensión del suministro:

La empresa concesionaria evalúa a priori el costo de la interrupción tomando en cuenta los costos que ocasiona reponer el servicio y cambiar el elemento fallado, la energía dejada de suministrar y las compensaciones a otorgar a sus usuarios afectados dependiendo de la duración y frecuencia de las interrupciones.

Es muy posible que las compensaciones no satisfagan los daños o perjuicios ocasionados a los usuarios, en cuyo caso las reclamaciones se deben ajustar a la Ley de Concesiones Eléctricas, NTCSE, Contrato de suministro previamente pactados de acuerdo a Ley, trato directo, procedimiento de reclamo establecido por OSINERG, o resolverse en el Fuero Civil.

CAPITULO V

PLAN OPERATIVO Y DE INVERSIONES

5.1 CONSIDERACIONES

En ENSA el control de las interrupciones esta tendiendo a ser mas preciso en los diferentes niveles de distribución debido a que el promedio esta por encima de los límites de la Norma, siendo la media tensión donde la distribución es más vulnerable y en donde existen alimentadores y líneas cuya situación es extrema, por ende son casos críticos que se tienen que resolver.

Lo más importante para mejorar la calidad de suministro es tener un sistema eléctrico bien diseñado y adecuado para soportar incluso varias contingencias, incidiendo fundamentalmente en mejorar la infraestructura de alta y media tensión para darle la confiabilidad debida al conjunto total de las instalaciones.

Para mejorar la distribución eléctrica es importante combinar la habilidad técnica y la realización de inversiones para asegurar el desarrollo futuro, siendo la estrategia básica concentrar los esfuerzos en los alimentadores y líneas con mayor cantidad de fallas y orientar allí las inversiones, aplicando en su forma simple el "Principio de Pareto", adicionándose a esto la experiencia del personal de ENSA.

Para la realización de las mejoras necesarias no debe perderse de vista el marco de fijación de tarifas para la distribución de la energía, base sobre la cual se recuperará la inversión, por tanto las inversiones tienen que ser eficientes y orientado a la incorporación de cambios tecnológicos, a la mejora de los diseños, a la reducción de costos operativos y de mantenimiento para asegurar que la empresa recupere su inversión con una rentabilidad anual del 12%.

Las tolerancias que fija la NTCSE para el número de interrupciones y la duración en horas por semestre según el punto de suministro en media o baja tensión se tiene en el cuadro N° 5.1.

CUADRO N° 5.1. TOLERANCIAS NTCSE

PUNTO DE SUMINISTRO	SECTOR 2	
	N'	D'
Cientes en media tensión	6	10
Cientes en baja tensión	8	13

Estas tolerancias, comprenden todas las interrupciones que pueden tener un cliente en media o baja tensión sin ser compensado económicamente; ahora para los fines de fijar las metas o límites a tener en cuenta para el desarrollo de los planes, es conveniente distribuir estas tolerancias entre los sistemas que componen la cadena de suministro.

Para asignar los límites cada etapa de la cadena se ha tomado como referencia las posibilidades de eventos en cada parte, especialmente en los sistemas de generación y sub transmisión en donde se tiene mayor confiabilidad y por tanto menores posibilidades de falla dejándole en cada caso la posibilidad de una falla con una duración de media hora para la generación y 3 horas para la subtransmisión, el resto se distribuye entre la media tensión y la baja tensión tomando como referencia el límite de los clientes de media tensión. Estos límites se presentan en el cuadro N° 5.2.

CUADRO N° 5.2. TOLERANCIAS POR SISTEMAS

SISTEMA	M.T.		B.T.	
	N'	D'	N'	D'
GENERACION – SICN	1	0,5	1	0,5
SUB TRANSMISION	1	3	1	3
DISTRIBUCION M.T	4	6,5	4	6,5
DISTRIBUCION B.T			2	3
TOTAL	6	10	8	13

Así mismo, es importante fijar el derrotero que ha trazado ENSA dentro del conjunto de sus acciones para mejorar la calidad de suministro; en el cuadro N° 5.3 se tiene la evolución desde el año pasado, de las actividades orientadas a este fin, se aprecia mayores inversiones e introducción de nuevas técnicas de mantenimiento.

Sobre esta base, el Plan desarrollado para afrontar la reducción de las interrupciones a los niveles exigidos por la NTCSE tiene dos frentes bien definidos:

- Medidas para reducir las interrupciones a partir de la mejora de procedimientos en las actividades mantenimiento (Plan Operativo)
- Medidas para realizar la renovación de instalaciones en estado precario o con estadística de falla elevada (Plan de Inversiones).

5.2 PLAN OPERATIVO

Dirigido fundamentalmente a mejorar los procedimientos de trabajo y utilización de materiales tanto en las actividades de operación como de mantenimiento para dar como resultado la utilización de elementos que aseguren el suministro a futuro sin riesgo de falla y evitar los trabajos de mantenimiento correctivo como consecuencia de utilización incorrecta de materiales.

CUADRO 5.3

EVOLUCION DE LAS ACCIONES PARA REDUCIR INTERRUPCIONES

1999	2000	2001
Acciones netamente operativas	Mantenimiento en caliente para la media tensión (Lavado de aisladores)	Utilización de equipos de termovisión para mantenimiento predictivo
Medidas que no requerían mucho recurso económico	Inversión en rehabilitación de instalaciones y mejoras	Nuevas inversiones para mejora de la calidad de suministro.
Afianzamiento del mantenimiento	Innovación tecnológica: retrofit, interruptores de vacío, materiales adecuados	En zonas de alta polución cambio integral de aisladores por poliméricos
		Introducción a los trabajos en caliente

También está dirigido a reducir y de ser posible eliminar las interrupciones programadas para trabajos de mantenimiento.

Las actividades desarrolladas en este Plan son:

- Adecuada selección e instalación de los componentes de la red.
- Introducción de nuevos procedimientos de mantenimiento
- Cambio del nivel de mantenimiento de redes (conservación de aislamiento)

Esta en proceso las actividades siguientes:

- Nuevas consideraciones de diseño y utilización de materiales y equipo eléctrico.
- Implementación del mantenimiento por termografía.
- Afianzar el mantenimiento de frecuencia fija.

Dentro de las actividades desarrolladas o en proceso, detallaremos cinco de ellas que por su naturaleza tienen un efecto rápido en los resultados del Plan:

5.2.1 UTILIZACION DE GRASA SILICONA

Para proteger a los aisladores eléctricos de alta tensión por sus propiedades de eliminar la humedad, tener buena resistencia al efecto corona y descargas superficiales.

Es decir para inhibir la acción de los elementos contaminantes que se impregnan en los aisladores de porcelana aumentando el periodo de mantenimiento que va desde seis meses hasta tres años en función del grado de contaminación y de las condiciones ambientales; su aplicación básicamente es en zonas con alta contaminación y humedad y por el costo de la grasa silicona su aplicación estaba destinada fundamentalmente a líneas de alta y muy alta tensión; sin embargo dada la magnitud del problema de salidas forzadas de las líneas por descargas a tierra, fue inevitable su aplicación en los sistemas de media tensión específicamente en los aisladores de los cortacircuitos que eran donde se presentaban estos problemas.

Las especificaciones de la grasa silicona son:

Aceite Base: Polidimetil Silicona

Color : Blanco transparente

N.L.G.I. Grado: 3

Punto de inflamación °C (ASTM D-92): 299

Resistencia dieléctrica KV a 25°C(ASTM D-2225): 30

Gravedad específica: 1.03

A prueba de agua, no se deslavará, no tóxico, consistencia estable entre 0 y 300 °C, volatilidad extremadamente baja, no sangra.

5.2.2. LAVADO DE AISLADORES CON LINEA ENERGIZADA

El Método de mantenimiento denominado "Lavado en Caliente" se ha introducido al sistema de distribución en media tensión desde 1999 con la finalidad de evitar las suspensiones de suministro de electricidad en los trabajos de limpieza de aisladores impregnados básicamente de polvo con componentes de sal que en presencia de humedad hacen un camino fácil a la corriente eléctrica.

Con la utilización de este método se reduce de cuatro suspensiones de servicio anual para el mantenimiento de conservación a uno, suspensiones que iban desde dos hasta doce horas en cada ocasión y ahora en la única ocasión de hacer mantenimiento de limpieza manual (en frío) que es la más efectiva pero a su vez la más tediosa y larga se aprovecha para realizar trabajos de mantenimiento correctivo o reemplazo de partes de las instalaciones.

Para la realización del lavado se utiliza:

- Un Vehículo con brazo hidráulico y canastilla de fibra de vidrio.
- Un tanque de material inoxidable de 1000 litros.
- Una válvula tipo pistola y boquilla de ¼" de diámetro.

- Hidrolavadora o motobomba de alta presión:

Tipo: móvil sobre neumáticos

Caudal: 200 – 850 L/h.

Presión de trabajo: 10 – 210 bar (145 – 3335 psi)

Máxima temperatura de trabajo: 60°C

Potencia: 8.2 kW (11 HP)

Manguera de alta presión: 20m.

- Medidor digital de resistencia del agua.
- Cable de conexión a tierra de 15 m con mordaza
- Cable de conexión a tierra de la pistola.
- Vehículo para transporte de agua tratada.

CALIDAD DEL AGUA:

El agua utilizada tiene una resistividad no menor de 2,000 ohms-cm que equivale a una conductividad menor a 500 microsiems.

El agua como fluido tiene la característica de que su resistencia varia en razón inversa con la temperatura, Un agua a 18°C tiene la resistividad de 2000 ohms-cm, esta misma agua a 35°C (al calentarse por efecto del sol) su resistividad baja a 1500 Ohm-cm aproximadamente.

El tanque de lavado va equipado con el probador de resistividad y siempre cada volumen de agua debe ser probada antes de utilizarse en el lavado.

NORMAS DE SEGURIDAD:

- **IMPLEMENTOS:**

Cascos dieléctricos y lentes con lunas de fácil lavado

Guantes dieléctricos de 30 000 voltios.

Zapatos de seguridad dieléctricos antideslizantes de 10 000 voltios.

Casacas impermeables (ropa de agua)

Cinturón de seguridad

Radios de comunicación.

- **DISTANCIA:**

Para tensiones de distribución de hasta 15 kv. la distancia mínima a que puede acercarse la boquilla a la línea energizada de media tensión sin riesgo alguno es de 2.5m.

- **PROCEDIMIENTO:**

Antes de iniciar el lavado es importante verificar la dirección del viento y estar alertas a los cambios que pueden ocurrir durante el trabajo

Es mejor lavar en la dirección del viento para lograr que el chorro de agua tenga la menor dispersión.

Los aisladores se lavan de las partes inferiores a las partes superiores, procurando mantener las partes bajas libres de chorro contaminado cuando se lavan las partes superiores. También del lado del conductor hacia el apoyo o cruceta.

En caso de ocurrir una descarga eléctrica (flashover) durante el lavado se mantiene el chorro en la zona del arco para impedir que se desarrolle.

La boquilla de la pistola debe ser puesta a tierra en la tierra de la estructura.

El control del lavado debe ser minucioso y no debe omitirse ningún elemento aislante, debe registrarse también las incidencias que ocurren.

La frecuencia del lavado varía dependiendo del grado de contaminación, de las condiciones ambientales y del comportamiento de los aisladores, teniendo como referencia la experiencia pasada en intervalos hasta el contorneo y grado de chisporroteo o descargas superficiales en condiciones de humedad ambiental.

5.2.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO POR TERMOGRAFIA:

Esta en proceso de implementación el mantenimiento preventivo a través de la utilización de la termografía.

La termografía, que es la obtención de la imagen térmica por emisión infrarroja que irradian los cuerpos, es una de las tecnologías más versátiles utilizadas en el mantenimiento por su característica no destructivo y eficaz en la identificación de fallas incipientes debido a que permiten visualizar allí donde el ojo humano no puede ver.

La termografía es sensible a las condiciones de frío y caliente, siendo su aplicación de mayor utilidad en los sistemas eléctricos porque evita daños catastróficos en equipos y materiales, brinda seguridad al personal técnico porque no tiene que tocar los elementos evaluados sino enfocarlos a través de la cámara infrarroja.

Mediante la cámara infrarroja podemos "ver" el comportamiento calorífico de los cuerpos y permite detectar variaciones desde 0,1°C, toda falla tiene una manifestación de incremento de calor, característica que se observa y se mide mediante la termografía.

Su aplicación esta ligada directamente a los equipos eléctricos como transformadores, generadores, motores, interruptores, tableros de control, patios de llaves, subestaciones, líneas de distribución, principalmente en todos ellos esta orientado a detectar problemas en las conexiones eléctricas, calentamiento por inducción, por fricción y aislamiento; estas deficiencias si no se detectan a tiempo su reparación serán de altos costos y pueden producir daños catastróficos.

En la primera etapa, con los equipos termovisores, se busca detectar los “puntos calientes” que se generan en las conexiones eléctricas de las redes y que son los que originan el mayor número de fallas por caídas de líneas, fallas en transformadores y equipos.

5.2.4. NORMALIZACION USO DE AISLADORES POLIMERICOS EN MEDIA TENSION:

Tradicionalmente se ha utilizado los aisladores cerámicos en la construcción de las líneas de transporte y distribución, específicamente los aisladores de porcelana, debido a ser un excelente aislante, buen comportamiento a la intemperie, larga experiencia en campo.

Estos aisladores sin embargo presenta varios inconvenientes como peso elevado, frágiles, baja rigidez dieléctrica, baja o nula resistencia al vandalismo y estar sujeto a la impregnación de elementos contaminantes en su superficie que producen fugas de corriente y descargas en algunos casos.

Por otro, el desarrollo tecnológico se ha introducido en el campo de los aisladores no cerámicos, específicamente los aisladores orgánicos como el EPDM para ser utilizado en ambientes normales y los de goma SILICONA para ambientes altamente contaminados, con presencia de sal o productos químicos; estos presentan una alta rigidez dieléctrica, son livianos, resistentes, anti vandálicos y estéticos, teniendo como inconveniente mas interfaces y poca experiencia de campo.

Estos aisladores, permiten transportar las más altas tensiones, abaratan las estructuras portantes, anulan o disminuyen el efecto del vandalismo, reducen los costos de transporte, almacenaje, montaje y rotura por manipuleo, mejorando además la integración al medio ambiente.

No necesitan mantenimiento por contener en su formulación elementos antiestáticos superando a los aisladores conocidos.

En la cadena de suspensión, al no existir metales entre platos, no crea distorsión en el campo eléctrico y poseen una línea de fuga que supera los requisitos mínimos de los estándares internacionales, así mismo tienen la capacidad de repeler al agua superficialmente (hidrofobicidad).

De otro lado su costo esta tendiendo a ser igual a los aisladores cerámicos.

En pruebas realizadas para comparar el comportamiento de las corrientes de fuga en estos dos tipos de aisladores, se ha encontrado que las corrientes promedio de fuga en un aislador de polímero es 0,08 mA, un aislador pin 56.2 de porcelana es de 39,61 mA, en un aislador de porcelana del Cut Out es de 52,36 mA.

Como resultado de estas pruebas, en los aisladores cerámicos las corrientes alcanzan a ser 500 y 655 veces superiores, con lo cual las posibilidades de descargas son mas evidentes en estos últimos en ambientes contaminados. El ANEXO 2 muestra el informe técnico de las pruebas realizadas.

5.2.5 NORMALIZACION DEL USO DE CONECTORES:

La experiencia ha demostrado que los conectores son uno de los componentes mas críticos en las instalaciones de distribución aún cuando su costo no tiene relevancia en comparación con los costos de los otros componentes, sin embargo, no elegirlos ni instalarlos adecuadamente origina serios problemas en la distribución, básicamente es uno de los orígenes de las salidas forzadas de las líneas.

Esta normalización, define la eliminación de la conexión tipo entorche, que es una solución barata, fácil porque no requiere herramientas especiales, pero no se puede hacer en conexiones bimetalicas, origina oxidación / corrosión en la superficie de contacto, resistencia de contacto alta y por tanto origina "puntos calientes", resistencia mecánica pobre.

La normalización prevé pasar a la utilización de conectores tipo cuña, que dan un esfuerzo mecánico uniformemente distribuido, compensación elástica que minimiza los efectos de las variaciones térmicas, la interface eléctrica se forma por fricción de las superficies de contacto; de este tipo de conector se tiene amplia experiencia en el Perú.

5.3 PLAN DE INVERSIONES

Destinado fundamentalmente a rehabilitar, renovar o mejorar las instalaciones eléctricas de distribución.

Como se precisó en las consideraciones, estas básicamente están concentradas en los alimentadores y líneas con mayor cantidad de fallas o salidas forzadas y por tanto los principales proyectos de inversión en este rubro son: .

- Rehabilitación y ampliación de capacidad de las líneas 601 y 602 de 60 000 voltios, que enlaza las subestaciones SECHO y SECHNOR.
- Renovación y cambio de tensión del alimentador C212 (Chiclayo – Monsefú – Eten – Puerto Eten – Reque)
- Renovación y cambio de tensión del alimentador C244 (Chiclayo – Picsi – Ferreñafe), nuevo alimentador Pomalca - Ferreñafe.
- Renovación del alimentador L2 de Lambayeque, nuevo alimentador L3.

- Optimización y rehabilitación de la red de media tensión de Chiclayo.
- Rehabilitación de redes de media tensión del sistema eléctrico de Chiclayo (Plan de contingencia NTCSE).

La justificación de estos proyectos se explican a partir del punto 5.3.1. en donde se presentan extractos de los resúmenes ejecutivos presentadas a la alta dirección de ENSA como gestión previa a su aprobación, se indica la localización del proyecto, el área responsable de ejecutar y/o supervisar las obras, el concepto del proyecto dividido en tres rubros: Situación actual, propósito del proyecto y los resultados o beneficios esperados.

Los resultados de las medidas que se están adoptando para reducir las interrupciones reciben las contribuciones de otros operadores del sistema que igualmente están trabajando para mejorar la calidad de suministro, en suma se tiene lo siguiente:

1. Aporte de las empresas generadoras y transmisoras que operan en el SICN.

2. Aporte de la Concesionaria de Transmisión DEPOLTI, propietaria y operadora de la Línea Chiclayo – Olmos; están reemplazando las cadenas de aisladores de porcelana del tramo Chiclayo – Illimo, por aisladores poliméricos de goma silicona.
3. Aporte de los Proyectos del Plan de Inversión previsto para el sistema de Chiclayo, cuyos resultados deben apreciarse después de la conclusión de los trabajos, en el primer trimestre del 2001.
4. Aporte de las medidas adoptadas en el Plan Operativo, cuyos resultados se dan en el segundo semestre del presente año.
5. Finalmente el aporte de otras acciones paralelas a las enunciadas en el Plan Operativo, las cuales se muestran como lineamientos generales para la solución a las interrupciones en el cuadro N° 5.4.

En resumen los resultados esperados de los indicadores del DEK y FEK para el segundo semestre del año 2000 y para el año 2001 se muestran en el cuadro N° 5.5.

CUADRO 5.4**LINEAMIENTOS GENERALES MEDIDAS CORRECTIVAS : CAUSA - SOLUCION**

PROBLEMA	ACTIVIDADES
1. Lineas deterioradas (Conductores/ferreteria)	Reemplazo de conductores (tramos críticos)
2. Contaminacion de aisladores	Reemplazo por aisladores polimericos Lavado en caliente (frecuente)
3. Arboles	Poda / tala de arboles
4. Postes en mal estado	Reemplazo de postes Refuerzo de postes
5. Choque de postes	Reubicacion del poste Proteccion, colocación de barreras.
6. Hurto de conductores	Reemplazo por otro material Vigilancia - patrullaje Medidas persuasivas Calificacion como sabotaje campaña publicitaria
7. Mejora de pozos de tierra	Mantenimiento de pozos de tierra
8. Distancia de seguridad	Ménsulas de mayor dimensión. Campaña con los alcaldes Reemplazo de conductores x autosoportados
9 Cut Outs que descargan con frecuencia	Utilización de grasa silicona Cut outs con linea de fuga extendida Reemplazo de defectuosos x 150 BIL/125/BIL Cut outs polimericos Reemplazo x Interruptor bajo carga
10. Frecuentes cortes para obras	Cursos de entrenamiento para trabajos en caliente Comprar equipos basicos (Proyecto piloto)
11 Puntos Calientes	Identificarlos (termovisores) Revision -Patrullaje de madrugada Identificacion de puntos por terceros Asegurarse para evitar puntos calientes(conectores) Norma de conectores (AMPAC , ARCUS, manguitos de empalme.
12 Sobretensiones (maniobras) fallas	Colocación de Pararrayos Evitar maniobras a plena carga
13 Fallas interruptores MT.	Reemplazo x cumplimiento vida útil o RETROFIT Mantenimiento de celdas Evaluación exhaustiva de celdas Rellenado de aceite
14 Vandalismo	Identificacion zonas críticas Reemplazo x polímericos (aisladores)

CUADRO N° 5.5

PROYECCION DEK 2001

		2000		TOTAL	2001		TOTAL
		I SEM	II SEM		I SEM	II SEM	
Distribución	Falla	5,54	3,27	8,81	3,00	3,00	6,00
	Mantenimiento	1,69	0,58	2,27	1,00	1,00	2,00
	Obras	1,95	2,22	4,17	1,50	1,50	3,00
	Otros	0,22	0,18	0,39	0,15	0,15	0,30
	Terceros	1,35	1,87	3,21	1,20	1,20	2,40
Total Distribución		10,74	8,11	18,85	6,85	6,85	13,70
Generación	Generación	1,60	0,76	2,36	0,50	0,50	1,00
Total Generación		1,60	0,76	2,36	0,50	0,50	1,00
Transmisión	Falla	2,15	0,44	2,58	0,44	0,44	0,88
	Mantenimiento	1,13	0,14	1,26	0,00	0,00	0,00
Total Transmisión		3,27	0,57	3,85	0,44	0,44	0,88
Total general		15,61	9,44	25,05	7,79	7,79	15,58

PROYECCION FEK 2001

		2000		TOTAL	2001		TOTAL
		I SEM	II SEM		I SEM	II SEM	
Distribución	Falla	10,37	4,66	15,03	3,00	3,00	6,00
	Mantenimiento	2,43	0,65	3,08	0,50	0,50	1,00
	Obras	1,26	2,18	3,44	2,00	2,00	4,00
	Otros	1,31	0,26	1,57	0,30	0,30	0,60
	Terceros	1,73	1,00	2,73	1,00	1,00	2,00
Total Distribución		17,11	8,74	25,86	6,80	6,80	13,60
Generación	Generación	1,23	1,18	2,41	1,00	1,00	2,00
Total Generación		1,23	1,18	2,41	1,00	1,00	2,00
Transmisión	Falla	3,66	1,32	4,98	0,50	0,50	1,00
	Mantenimiento	0,38	0,29	0,67	0,30	0,30	0,60
Total Transmisión		4,03	1,61	5,65	0,80	0,80	1,60
Total general		22,38	11,54	33,91	8,60	8,60	17,20

3.2 Propósito

El objetivo del Proyecto es reducir las interrupciones mejorando la calidad del servicio eléctrico y garantizar la confiabilidad del sistema mejorando positivamente la imagen de la empresa y proyectándose suministrar energía a 18,000 usuarios en los CC.PP. ubicados en las empresas azucareras.

El Proyecto consiste en el cambio del conductor existente por conductor de Aleación de Aluminio de 120 mm², en 6.55 km doble terna que interconecta la Subestación Chiclayo Oeste - Chiclayo Norte y el cambio de doce transformadores de corriente diseñados para atender la demanda actual de la subestación Chiclayo Norte en simple terna.

3.3 Resultados previstos

- 1° Evitar el pago de penalidades por no conservar y mantener sus instalaciones en estado operativo eficiente(110 mil US\$).
- 2° Mayor ventas de energía por menor interrupciones de 2 mil US\$ anual
- 3° Reducción de perdidas de energía: 142 MWh por año ahorrando 6 mil US\$ anual en compra de energía.
- 4° Confiabilidad y flexibilidad del Sistema Eléctrico.
- 5° Reducir al 50% los costos de operación y mantenimiento.

Metrado y presupuesto: Cuadro N° 5.6

5.3.2. Nombre del proyecto

**REHABILITACIONES, CAMBIO DE TENSION,
OPTIMIZACION DE LAS REDES DE MEDIA TENSION Y
REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS DEL SISTEMA
ELECTRICO CHICLAYO
(Chiclayo, Lambayeque y Ferreñafe)**

1. Localización

Unidad de negocio : Chiclayo – Lambayeque
Distrito : Chiclayo_Lambayeque_Ferreñafe,
Picsi y Monsefú.
Provincia : Chiclayo_Lambayeque_Ferreñafe
Departamento : Lambayeque

2. Area responsable

Unidad de Operaciones : 21D00120

3. Concepto del proyecto

3.1 Situación actual

Dado el estado precario de las redes de distribución primaria, el tipo de conductor y la topología eléctrica de 23 alimentadores en M.T. del Sistema Eléctrico Chiclayo, se ha clasificado 10 de ellos con el más alto índice de pérdidas técnicas donde se deben. Instalar bancos de condensadores para compensar el exceso de energía reactiva y reducir pérdidas técnicas en M.T. debido a este exceso.

De los 10 alimentadores contemplados se tiene que 2 alimentadores el C212 y C244 que tienen el mayor porcentaje de pérdidas técnicas por transportar energía a una distancia mayor de 17 km encontrándose el nivel de tensión no acorde a la carga transmitida, así como mantener una frecuencia de falla alta por caída de cables y descargas a tierra.

El Índice de pérdidas técnicas en M.T. alcanzada en el sistema eléctrico Chiclayo es 3.71 %(9 GWh).

3.2 Propósito

El objetivo del proyecto es aportar a la reducción de las pérdidas técnicas en media tensión así como mejorar la calidad de servicio eléctrico

El presente proyecto consiste en: Instalación de bancos de condensadores, cambio de sección de conductores, optimización de la topología eléctrica actual y el cambio de nivel de tensión en 2 alimentadores con 25 años de antigüedad de 10 a 22.9 kV.

3.3 Resultados

- 1° Reducir las pérdidas técnicas de energía de 3.71% a 2.69% en el Sistema Eléctrico Chiclayo equivalente a 2.67 GWh y 122 miles US\$ anual.
- 2° Reducir gastos de operación y mantenimiento en 51%, equivalente a 12 mil US\$ anual.
- 3° Dejar de pagar multas por mala calidad de servicio eléctrico equivalente a 349 mil US\$.
- 4° Adecuación a la Norma Técnica de calidad de servicio Eléctrico.
- 5° Garantizando la confiabilidad del Sistema
- 6° Mejora la imagen de la compañía ante los consumidores e instituciones del sector eléctrico por menor interrupciones en el servicio eléctrico.

3.4 Metrado y presupuesto: Cuadro N° 5.7

5.3.3 Nombre del proyecto

REHABILITACION DE REDES EN M.T. DEL SISTEMA ELECTRICO CHICLAYO PLAN DE CONTINGENCIAS

1 localización

Unidad de negocio	:	Chiclayo – Lambayeque
Distrito	:	Varios
Provincia	:	Chiclayo_Lambayeque_Ferreñafe
Departamento	:	Lambayeque

2 Area responsable

Unidad de
Operaciones

21D00120

3. Concepto del proyecto

3.1 Situación actual

Dado el estado precario de las redes de distribución primaria, el tipo de conductor y la topología eléctrica de 23 alimentadores en M.T. del Sistema Eléctrico Chiclayo, se ha clasificado 16 de ellos con él más alto índice de interrupciones.

El Índice de pérdidas técnicas en M.T. alcanzada en el sistema eléctrico Chiclayo es 3.71 %(9 GWh).

3.2 Propósito

El objetivo del proyecto es aportar en la reducción de interrupciones así como mejorar la calidad de servicio y cambiar positivamente la imagen de la empresa.

El presente proyecto consiste en: Mejoras del sistema de protección, cambio de sección de conductores, optimización de la topología eléctrica actual.

3.3 Resultados

- 1° Mayor venta de energía por menor Interrupciones.
- 2° Dejar de compensar por interrupciones
- 3° Dejar de pagar multas por mala calidad de servicio:
- 4° Adecuación a la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico.
- 5° Garantiza la confiabilidad del sistema mejorando la imagen de la empresa.

3.4 Metrado y presupuesto: Cuadro N° 5.8

3.5 Asignación de responsabilidades: Cuadro N° 5.9

CUADRO 5.6

ELECTRONORTE S.A.
GERENCIA DE OPERACIONES

REHABILITACION DE LA LINEA DE TRANSMISION DOBLE TERNA EN 60 KV (S.E. Chlclayo Oeste - S.E. Chlclayo Norte)

DISTRITO: CHICLAYO

PROVINCIA : CHICLAYO

DEPARTAMENTO : LAMBAYEQUE

ITEM	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total US\$
1	Aislad. Polimerico para suspension 60 kV, con herrajes de F°G°	und.	100	127	12.692
2	Varilla de armar simple de Al-Al, para conductor de 120mm2	und.	480	3	1.200
3	Conductor de aleación de aluminio 6201-t81 (AAAC) de. 120mm2, 19 hil	km	43	320	13.686
4	Amortiguador tipo Stockbrigde de Al-Al, para conductor de: 95-120mm2, 3.4kg.	und.	420	3	1.260
5	Grapa de anclaje tipo pistola de A°G° para conductor de 70-120 mm2	und.	120	6	689
6	Grapas de suspension de Aa°G°, para conductor de 70-120mm2	und.	364	3	1.092
7	Perno ojo A°G° con canal guardacabo de 5/8"øx12" con tuerca,	und.	480	2	1.056
8	Transformadores de corriente 60kv, uso exterior, tipo columna 72 kV, 300-400/1/1/1A, 30VA, clase 0,5, 5p20	eqpo.	12	6.095	73.140
					104.815
A.-	Suministro				104.815
B.-	Mano de Obra				23.505
C.-	Gastos Generales				4.502
	TOTAL				132.821

NOTA:

* Se ha considerado los costos unitarios de logistica.

CUADRO N° 5.7

ELECTRONORTE S.A.
GERENCIA DE OPERACIONES

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTOS DE REHABILITACION Y REMODELACION DE REDES EN M.T. (Chilclayo, Lambayeque y Ferreñafe)

PROYECTO 1 : Sistema de Transmisión en 22.9 kV Pomaica - Ferreñafe.
PROYECTO 2 : Sistema de Transmisión en 22.9 kV Subestación Chilclayo Oeste a Monsefu
PROYECTO 3 : Línea Primaria en 10 kV de la subestación Lambayeque a Chilclayo
PROYECTO 4 : Instalación de banco de condensadores en redes M.T.
PROYECTO 5 : Cambio de Sección de Conductor y mejoramiento de la Topología de alimentadores M.T.

FECHA : Marzo del 2,000

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDADES						SUMINISTRO		
			PROY. 1	PROY. 2	PROY. 3	PROY. 4	PROY. 5	TOTAL	PRECIO UNITARIO U\$	TOTAL U\$	
I POSTES Y ACCESORIOS DE CONCRETO											
1.01	Poste de C.A.C. 12m/300Kg /150mm/330mm.	und.			23				23	120.00	2 760
1.02	Poste de C.A.C. 12m /400Kg /165mm/345mm.	und.			12				12	130,00	1 560
1.03	Poste de C.A.C. 13m /200Kg /150mm/330mm.	und.						92	92	132.22	12 164
1.04	Poste de C.A.C. 13m /300Kg /150mm/330mm.	und.		17				61	78	150.00	11 700
1.05	Poste de C.A.C. 15m /400Kg /210mm/435mm.	und.	116						116	200.00	23 200
1.06	Subestación aérea barbotante c.a.c 12/400	und.	1						1	550.00	550
1.07	Mensula de C.A.V. M/0.80/250Kg. 220mm. Ø de embone	und.			18				18	8.15	147
1.08	Mensula de C.A.V. M/0.80/250Kg. 220mm. Ø de embone	und.						228	228	8.50	1 938
1.09	Mensula de C.A.V. M/1.00/250Kg. 220mm. Ø de embone	und.	34	78					112	9.60	1 064
1.10	Mensula de C.A.V. M/1.00/250Kg. 250mm. Ø de embone	und.	34						34	9.50	323
1.11	Mensula de C.A.V. M/1.00/250Kg. 280mm. Ø de embone	und.	34						34	9.50	323
1.12	Cruceta Simétrica CAV Z/1.20m 220mm Ø embone.	und.			33				33	12.69	419
1.13	Cruceta Simétrica CAV Z/1.80m 215mm Ø embone.	und.	76						76	12.69	964
1.14	Cruceta Simétrica CAV Z/1.80m 245mm Ø embone.	und.	76						76	12.69	964
1.15	Cruceta Simétrica CAV Z/1.80m 275mm Ø embone.	und.	76	78					154	12.69	1 954
1.16	Cruceta Asimétrica CAV Za/1.50m 275mm Ø embone.	und.						7	7	12.69	89
1.17	Protección de concreto en la base del poste	und.		39					39	50.00	1 950
Sub Total I										62 070	
II CONDUCTORES Y ACCESORIOS											
2.01	Conductor tipo AAAC de 120 mm ² .	m.		32 601	17 012				49 613	1.00	49 613
2.02	Conductor tipo AAAC de 95 mm ² .	m.	48 783					28 027	76 809	0.85	65 288
2.03	Conductor tipo AAAC de 70 mm ² .	m.	5 831						5 831	0.70	4 081
2.04	Alembre Aleac. Aluminio blanco 10 mm ²	m.						832	832	0.08	67
2.05	Conductor de Cu. Desnudo temple duro 35 mm ²	m.				78			78	1.02	80
2.06	Cond. Cu. Desn. temple blando pla tierra 35 mm ² (15m por c/u)	m	2 685	1 245	840	0		375	5 145	1.02	5 248
2.07	Cable N2XS/8.7/15 KV 3-1x185 mm ²	m		300					300	75.00	22 500
2.08	Terminal contractil 15 KV uso exterior para 185 mm ²	Cfjo		12					12	300.00	3 600
2.09	Varilla de Armar de aluminio 1.2m x 3.7mm Ø x 7 und.	cfo	492	211	180			331	1 214	2.88	3 496
2.10	Chita plana de Armar de aluminio	cfo	168	102	60				330	1.75	578
2.11	Conector de doble vía Al-Al (50-240)(50-240)mm ² .	und	141	66	81				81	369.27	948
2.12	Manguito de empalme compr/cable Al	und.						25	25	8.80	220
2.13	Conector de doble vía Cobre 25-35 mm ²	und.				30			30	1.23	37
Sub Total II										155 755	
III AISLADORES Y ACCESORIOS											
3.01	Aislador híbrido tipo pin con espiga	und.			163			488	651	50.00	32 560
3.02	Aislador Polimérico Suspensión	und.	672	295	78			187	1 232	23.02	28 361
3.03	Grapa de Anclaje para conductor Aluminio 70/120mm ² .	und.	153	75	60			47	335	16.32	5 467
3.04	Grapa de Suspensión para conductor Aluminio 70/120mm ² .	und.	519	220	18			140	897	13.05	11 706
Sub Total III										78 084	
IV RETENIDAS Y ACCESORIOS											
4.01	Viento de Retenida Simple (cable 9.7mm Ø, 4889 Kg. H.S.)	cfo.	60	46	15			15	136	69.58	9 463
4.02	Viento de retenida doble	cfo.						27	27	125.24	3 381
4.03	Viento de Retenida Contrapunta	cfo.			4				4	85.57	342
4.04	Varilla de Anclaje 19mm Ø x 240mm, 10430 Kg. y accesorios.	und.	47	23					70	12.50	875
4.05	Bloqueta de Concreto de 0.60x0.60x0.20 m.	und.	47	23					70	8.00	560
Sub Total IV										14 622	
V EQUIPOS DE PROTECCION Y MANIOBRA											
5.01	Interruptor tipo OSE	cfo.	1						1	3 750.00	3 750
5.02	Interruptor servicio exterior 12 KV 630 amp. 500 MVA	cfo.		1					1	10 000.00	10 000
5.03	Reconector automático 22.9 KV 560 amp. 500 MVA	cfo.		1					1	12 600.00	12 600
5.04	Seccionador Cut-Cut 100A. 27 KV.	cfo.	184	141		30		25	380	89.26	33 919
5.05	Seccionador Cut-Cut 200A. 27 KV.	cfo.		6					6	183.52	1 101
5.06	Pararrayo de 27 Kv.	cfo.		6					6	97.58	1 464
5.07	Banco de condensadores 200 KVAR 5773 V BIL 28/75 kv	cfo.	9	6					15	600.00	18 000
5.08	Tablero de medición protección y control	cfo.		1					1	7 600.00	7 600
5.09	Transformador de tensión inductivo uso exterior 100.10 KV servicio exterior, consumo para medición	und.		3					3	1 500.00	4 500
Sub Total V										92 734	

CUADRO Nº 5.7 (cont. 2)

ELECTRONORTE S.A.
GERENCIA DE OPERACIONES

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTOS DE REHABILITACION Y REMODELACION DE REDES EN M.T. (Chiclayo, Lambayeque y Ferreñafe)

PROYECTO 1 : Sistema de Transmisión en 22.9 kV Pomales - Ferreñafe.
PROYECTO 2 : Sistema de Transmisión en 22.9 kV Subestación Chiclayo Oeste a Monsefu
PROYECTO 3 : Línea Primaria en 10 kV de la subestación Lambayeque a Chiclayo
PROYECTO 4 : Instalación de banco de condensadores en redes M.T.
PROYECTO 5 : Cambio de Sección de Conductor y mejoramiento de la Topología de alimentadores M.T.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDADES						MONTAJE		
			PROY. 1	PROY. 2	PROY. 3	PROY. 4	PROY. 5	TOTAL	PRECIO UNITARIO US\$	TOTAL US\$	
I POSTES Y ACCESORIOS DE CONCRETO											
1,01	Poste de C.A.C. 12m /300Kg /150mm/330mm.	und.			23				23	50,45	1.160
1,02	Poste de C.A.C. 12m /400Kg /165mm/345mm.	und.			12				12	50,45	605
1,03	Poste de C.A.C. 13m /200Kg /150mm/330mm.	und.						92	92	50,45	4.641
1,04	Poste de C.A.C. 13m /300Kg /150mm/330mm.	und.		17				61	78	50,45	3.935
1,05	Poste de C.A.C. 15m /400Kg /210mm/435mm.	und.	116						116	85,00	9.860
1,06	Subestación aérea barbotante c. a. c 12/400	und.	1						1	137,50	138
1,07	Mensula de C.A.V. M/0 60/250Kg. 220mm. Ø de embone	und.			18				18	2,16	39
1,08	Mensula de C.A.V. M/0 80/250Kg. 220mm. Ø de embone	und.						228	228	2,16	492
1,09	Mensula de C.A.V. M/1.00/250Kg. 220mm. Ø de embone	und.	34	78					112	2,16	242
1,10	Mensula de C.A.V. M/1.00/250Kg. 250mm. Ø de embone	und.	34						34	2,16	73
1,11	Mensula de C.A.V. M/1.00/250Kg. 280mm. Ø de embone	und.	34						34	2,16	73
1,12	Cruceta Simétrica CAV Z/1.20m 220mm Ø embone.	und.			33				33	2,57	85
1,13	Cruceta Simétrica CAV Z/1.80m 215mm Ø embone.	und.	76						76	2,57	195
1,14	Cruceta Simétrica CAV Z/1.80m 245mm Ø embone.	und.	76						76	2,57	195
1,15	Cruceta Simétrica CAV Z/1.80m 275mm Ø embone.	und.	76	78					154	2,84	437
1,16	Cruceta Asimétrica CAV Za/1.50m 275mm Ø embone.	und.						7	7	2,84	20
1,17	Protección de concreto en la base del poste	und.		39					39	30,00	1.170
Sub Total I											23.363
II CONDUCTORES Y ACCESORIOS											
2,01	Conductor tipo AAAC de 120 mm2.	m.		32.601	17.012				49.613	0,52	25.799
2,02	Conductor tipo AAAC de 95 mm2.	m.	48.783					28.027	76.810	0,52	39.941
2,03	Conductor tipo AAAC de 70 mm2.	m.	5.831						5.831	0,43	2.507
2,04	Alambre Aleac. Aluminio blando 10 mm²	m.						832	832	0,05	41
2,05	Conductor de Cu. Desnudo temple duro 35 mm²	m.					78		78	0,45	35
2,07	Cable N2XS/15 KV 3-1x185 mm²	m.		300					300	5,26	1.578
2,08	Terminal contractil 15 KV uso exterior para 185 mm²	cjto.		12					12	30,45	365
2,09	Varilla de Armar de aluminio 1.2m x 3.7mm Ø x 7 und.	cjto.	492	211	180			331	1.214	0,30	364
# REF	Conector de doble vía Cobre 25-35 mm²						30		30	0,30	9
Sub Total II											70.639

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDADES						MONTAJE		
			PROY. 1	PROY. 2	PROY. 3	PROY. 4	PROY. 5	TOTAL	PRECIO UNITARIO US\$	TOTAL US\$	
III AISLADORES Y ACCESORIOS											
3,01	Aislador híbrido tipo pin con espiga	und.			163			488	651	1,36	885
3,02	Aislador Polimérico Suspensión	und.	672	295	78			187	1.232	3,28	4.041
Sub Total III											4.926
IV RETENIDAS Y ACCESORIOS											
4,01	Viento de Retenida Simple (cable 9.7mm Ø, 4889 Kg. H.S.)	cjto.	60	46	15			15	136	23,39	3.181
4,02	Viento de retenida doble	cjto.						27	27	35,00	945
4,03	Viento de Retenida Contrapunta	cjto.			4				4	23,39	94
4,04	Varilla de Anclaje 19mm Ø x 240mm, 10430 Kg. y accesorios.	und.	47	23					70	10,00	700
Sub Total IV											4.920
V EQUIPOS DE PROTECCION Y MANIOBRA											
5,01	Interruptor tipo OSE	cjto.	1						1	99,00	99
5,02	Interruptor servicio exterior 12 KV 630 amp. 500 MVA	cjto.		1					1	99,00	99
5,03	Reconectador automático 22.9 KV 560 amp. 500 MVA	cjto.		1					1	99,00	99
5,04	Seccionador Cut-Out 100A. 27 KV.	cjto.	184	141		30	25		380	2,73	1.037
5,05	Seccionador Cut-Out 200A. 27 KV.	cjto.		6					6	2,73	16
5,06	Pararrayo de 27 Kv.	cjto.	9	6					15	3,08	46
5,07	Banco de condensadores 200 KVAR 5773 V BIL 28/75 kv	cjto.				30			30	25,00	750
5,08	Tablero de medición protección y control	cjto.		1					1	365,41	365
5,09	Transformador de tensión inductivo uso exterior 10/0.10 KV servicio exterior, consumo para medición	und.		3					3	91,35	274
Sub Total V											2.786

CUADRO N° 5.7 (cont. 3)

ELECTRONORTE S.A.
GERENCIA DE OPERACIONES

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTOS DE REHABILITACION Y REMODELACION DE REDES EN M.T. (Chiclayo, Lambayeque y Ferrofñafo)

PROYECTO 1 : Sistema de Transmisión en 22.9 kV Pomaica - Ferrofñafo.

PROYECTO 2 : Sistema de Transmisión en 22.9 kV Subestación Chiclayo Oeste a Monseñ

PROYECTO 3 : Línea Primaria en 10 kV de la subestación Lambayeque a Chiclayo

PROYECTO 4 : Instalación de banco de condensadores en redes M.T.

PROYECTO 5 : Cambio de Sección de Conductor y mejoramiento de la Topología de alimentadores M.T.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDADES						MONTAJE		
			PROY. 1	PROY. 2	PROY. 3	PROY. 4	PROY. 5	TOTAL	PRECIO UNITARIO US\$	TOTAL US\$	
VI	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION										
6,01	Transformador de Distribución Monofás. 15KVA-22 9/0 23KV.	und.	2					2	30,55	61	
6,02	Transformador de Distribución Monofás. 25KVA-22 9/0 23KV.	und.		9				9	30,55	275	
8,03	Transformador de Distribución Monofás. 50KVA-22 9/0 23KV.	und.						0			
6,04	Transformador de Distribución Trifás. 15KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.	4	8				12	30,55	367	
6,05	Transformador de Distribución Trifás. 25KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.	10	7				17	30,55	519	
6,06	Transformador de Distribución Trifás. 37.5KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.	10	8				18	30,55	550	
6,06	Transformador de Distribución Trifás. 50KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.	3	6				9	30,55	275	
6,07	Transformador de Distribución Trifás. 75KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.	9	10				19	38,20	720	
6,08	Transformador de Distribución Trifás. 100KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.	8	3				9	38,20	344	
8,09	Transformador de Distribución Trifás. 160KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.		2				2	47,75	96	
6,10	Transformador de Distribución Trifás. 200KVA-22 9/0 40-0 23KV.	und.	1					1	47,75	48	
6,11	Transformador de Distribución Trifásico 15KVA-22 9/0 23KV.	und.	3					3	30,55	92	
6,12	Transformador de Distribución Trifásico 25KVA-22 9/0 23KV.	und.	1					1	30,55	31	
6,13	Transformador de Distribución Trifásico 50KVA-22 9/0 23KV.	und.	3					3	30,55	92	
6,14	Transformador de Distribución Trifásico 75KVA-22 9/0 23KV.	und.	1					1	38,20	38	
6,15	Transformador de Distribución Trifásico 100KVA-22 9/0 23KV.	und.	1					1	38,20	38	
6,16	Transformador de Distribución Trifás. 50KVA-22 9/0 46-0 23KV.	und.	2					2	30,55	61	
6,17	Transformador de Distribución Trifás. 100KVA-22 9/0 46-0 23KV.	und.	1					1	38,20	38	
6,18	Autotransformador elevador 5 MVA 10/22.9 KV uso exterior	Cjto		1				1	5 078,33	5 076	
	Sub Total VI									8 726	
VII	PUESTAS A TIERRA Y ACCESORIOS										
7,01	Sistema de Puesta a Tierra	cjto.	179	83	56			25	343	20,87	7 158
	Sub Total VII									7 158	
VIII	ESTRUCTURAS SOPORTE										
8,01	Pórtico de estructura metálica	und.	1					1	357,76	358	
8,02	Soporte de Fierro galvanizado	und.				13		13	10,00	130	
8,03	Pórtico de 22.9 KV	cjto		1				1	1 348,69	1 349	
8,04	Soporte metálico del interruptor exterior 10 KV	cjto		1				1	357,76	358	
8,05	Soporte metálico de transformador de tensión exterior 10/0.1 KV	cjto		3				3	357,76	1 073	
	Sub Total VIII									3 267	
X	VARIOS										
10,00	Cruceta de madera nacional 4" x 4" x 1.2 m					13		13	9,10	118	
10,01	Cimentación de pórtico de 22.9 KV	cjto		1				1	500,00	500	
10,02	Cimentación de soporte de autotransformador 5 MVA	cjto		1				1	5 000,00	5 000	
10,03	Cimentación de soporte Interruptor	cjto		1				1	500,00	500	
10,04	Cimentación de soporte de transformador de tensión	cjto		3				3	300,00	900	
10,05	Canaleta subterráneas	m.		3				3	39,64	119	
	Sub Total X									7 137	
TOTAL MONTAJE										132.923	

CUADRO N° 5.8

ELECTRONORTE S.A.

PRESUPUESTO DE MATERIALES - PLAN DE CONTINGENCIA

POS	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COST-UNIT US\$	COST-PARC US\$
I.	POSTES Y ACCESORIOS DE CONCRETO				
1	POSTE C A C 13 00/300/165/300	PZA	32	150,00	4 800
2	POSTE C A C 13 00/400/165/300	PZA	26	170,00	4 420
3	MENSULA C A V M1 00/250, 225 MM DIAMETRO EMBONE	PZA	40	9,50	380
4	MENSULA C A V M1 00/280, 225 MM DIAMETRO EMBONE	PZA	40	9,60	380
6	MENSULA C A V M1 00/260, 248 MM DIAMETRO EMBONE	PZA	42	9,50	399
6	MEDIA PALOMILLA C A V 1 10/100, 295 MM DIAMETRO EMBONE	PZA	8	35,00	280
7	MEDIA LOSA C A V 1 10/1300, 285 MM DIAMETRO EMBONE	PZA	3	45,00	135
8	CRUCETA C A V SIMETRICA Z/1 20/300, 225 MM DIAMETRO EMBONE	PZA	12	12,70	152
9	ZAPATA ANCLAJE C A V 0 60 x 0 60 x 0 20	PZA	0	8,00	0
II.	POSTES Y ACCESORIOS DE MADERA				
1	POSTE MADERA PINO CREOSOTADO 12 00 M, CLASE 5, GRUPO D, 149 MM DIAMETRO PUNTA	PZA	13	131,00	1 703
2	POSTE MADERA PINO CREOSOTADO 12 00 M, CLASE 6, GRUPO D, 127 MM DIAMETRO PUNTA	PZA	34	121,00	4 114
3	CRUCETA MADERA TRATADA NACIONAL 4" x 5" x 1 50 M (TORNILLO)	PZA	81	26,00	2 026
III.	AISLADORES				
1	AISLADOR TIPO PIN, DE PORCELANA, CLASE ANSI 58.2, 432 MM LINEA FUGA	PZA	315	9,23	2 907
2	AISLADOR TIPO SUSPENSION, DE GOMA SILICONA (POLIMERIC), 15 KV, HERRAJES A*G* HORQUILLA-OJAL	PZA	126	23,02	2 901
3	AISLADOR TIPO NJEZ (TRACCION), DE PORCELANA, CLASE ANSI 54.2	PZA	0	5,00	0
IV.	CONDUCTORES				
1	CONDUCTOR COBRE DESNUDO CABLEADO TEMPLE DURO 25 MM2, 7 HILOS	M	300	0,70	210
2	CONDUCTOR ALEACION ALUMINIO AAAC DESNUDO CABLEADO TEMPLE DURO 25 MM2, 7 HILOS	M	10 750	0,28	3 010
3	CONDUCTOR ALEACION ALUMINIO AAAC DESNUDO CABLEADO TEMPLE DURO 30 MM2, 7 HILOS	M	5 400	0,62	3 348
4	CONDUCTOR ALEACION ALUMINIO AAAC DESNUDO CABLEADO TEMPLE DURO 95 MM2, 7 HILOS	M	5 400	0,85	4 590
5	CONDUCTOR ALEACION ALUMINIO AAAC DESNUDO CABLEADO TEMPLE DURO 120 MM2, 19 HILOS	M	2 500	1,10	2 750
6	CONDUCTOR COBRE DESNUDO CABLEADO TEMPLE BLANDO 25 MM2, 7 HILOS	M	0	0,70	0
V.	FERRETERIA				
1	ESPIGA RECTA A*G* 3/4" x 14", CABEZA PLOMO 1 3/8" x 2" CON TUERCA Y ARANDELA	CJTO	315	3,27	1 030
2	PERNO OJO A*G* 5/8" x 12", CON TUERCA, CONTRATUERCA Y ARANDELA	CJTO	120	3,00	360
3	TUERCA OJO A*G* 5/8"	PZA	12	2,50	30
4	GRAPA ANCLAJE PISTOLA A*G* 2 PERNOS, PARA CONDUCTOR COBRE 25-35 MM2	PZA	12	16,32	196
5	GRAPA ANCLAJE PISTOLA ALUMINIO 2 PERNOS, PARA CONDUCTOR ALUMINIO PREFORMADO 25-50 MM2	PZA	90	16,32	1 469
6	GRAPA ANCLAJE PISTOLA ALUMINIO 3 PERNOS, PARA CONDUCTOR ALUMINIO PREFORMADO 70-120 MM2	PZA	24	16,32	392
7	VARILLA ROSCADA A*G* DOBLE ARMADO 5/8" # 18", CON TUERCAS, CONTRATUERCAS Y ARANDELAS	CJTO	139	6,50	904
8	VARILLA DE ARMAR (PREFORMADO) PARA CONDUCTOR ALUMINIO 25 MM2, 1 20 M x 3 7 MM x 7 HILOS	PZA	159	2,88	458
9	VARILLA DE ARMAR (PREFORMADO) PARA CONDUCTOR ALUMINIO 50 MM2, 1 20 M x 3 7 MM x 7 HILOS	PZA	126	3,00	378
10	VARILLA DE ARMAR (PREFORMADO) PARA CONDUCTOR ALUMINIO 95 MM2, 1 20 M x 3 7 MM x 7 HILOS	PZA	78	3,20	250
11	VARILLA DE ARMAR (PREFORMADO) PARA CONDUCTOR ALUMINIO 120 MM2, 1 20 M x 3 7 MM x 7 HILOS	PZA	48	3,50	168
12	CONECTOR DOBLE VIA CU-CU 25-35 MM2, 2 PERNOS	PZA	24	3,57	86
13	CONECTOR DOBLE VIA CU-CU 50-70 MM2, 2 PERNOS	PZA	6	4,10	25
14	CONECTOR DOBLE VIA AL-AL 25-35 MM2, 2 PERNOS	PZA	78	2,50	195
15	CONECTOR DOBLE VIA AL-AL 50-70 MM2, 2 PERNOS	PZA	98	3,10	304
16	CONECTOR DOBLE VIA AL-AL 95-120 MM2, 2 PERNOS	PZA	42	3,60	151
17	CONECTOR DOBLE VIA BIMETALICO AL-CU, 120/35 MM2, 2 PERNOS	PZA	0	4,10	0
18	CONECTOR DOBLE VIA BIMETALICO AL-CU, 50/25 MM2, 2 PERNOS	PZA	0	5,10	0
19	EMPALME INSTANTANEO PARA CONDUCTOR COBRE 25 MM2 (N° 4 AWG)	PZA	18	8,80	158
20	EMPALME INSTANTANEO PARA CONDUCTOR ALUMINIO 25 MM2 (N° 4 AWG)	PZA	18	8,80	158
21	EMPALME INSTANTANEO PARA CONDUCTOR ALUMINIO 50 MM2 (N° 1/0 AWG)	PZA	18	10,00	180
22	EMPALME INSTANTANEO PARA CONDUCTOR ALUMINIO 95 MM2 (N° 3/0 AWG)	PZA	12	12,00	144
23	EMPALME INSTANTANEO PARA CONDUCTOR ALUMINIO 120 MM2 (N° 4/0 AWG)	PZA	6	14,00	84
VI.	RETENIDAS				
1	RETENIDA SIMPLE	CJTO	34	69,58	2 366
2	RETENIDA DOBLE	CJTO	4	125,24	501
VII.	PUESTA A TIERRA				
1	PUESTA A TIERRA COMPLETA	CJTO	8	33,51	201
VIII.	SECCIONADORES				
1	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR CUT-OUT 27 KV, 100 A, BIL 150 KV, 10 KA	CJTO	410	89,26	36 697
2	FUSIBLE TIPO CHICOTE 10 KV, 10 A	PZA	288	5,00	1 440
3	FUSIBLE TIPO CHICOTE 10 KV, 40 A	PZA	122	7,00	854
4	SECCIONADOR DE POTENCIA TRIFASICO EN ACIETE DE 400 A, 15 KV, PODER DE CIERRE 31 KA	PZA	10	2 200,00	22 000
5	TERMINAL CONTRACTIL 15 KV USO EXTERIOR PARA 185 M/F	PZA	107	300,00	32 100
	TOTAL				141.681
IX	MANO DE OBRA				30 391
X	COSTO DIRECTO				172 072
XI	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES				25 811
	TOTAL PRESUPUESTO PLAN DE CONTINGENCIA				197.883

CUADRO N° 5.9

PLAN DE CONTINGENCIA PARA DISMINUIR INTERRUPCIONES - REHABILITACION DE REDES

EMPRESA: ELECTRONORTE S.A.
UNIDAD NEGOCIOS: CHICLAYO

N°	SET / LINEA	ALIMENTADOR	ACTIVIDAD	ACTUAL		META		RESPONSABLE	PRESUPUESTO U.S. \$
				N	D	N°	D'		
1	SECHO	C-211	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 2. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10 KV	10	4,35	4	6,50	ING PABLO TERNERO	16.158,57
2	SECHO	C-212	1. CAMBIO DE RED AEREA 10 KV EN CIUDAD ETEN 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS BAJO CARGA	27	16,67	4	6,50	ING MODESTO ZAPATA	13.061,78
3	SECHO	C-214	CAMBIO RED 10 KV PIMENTEL-SANTA ROSA	29	18,03	4	6,50	ING GUSTAVO GROSSO	17.381,35
4	SECHO	C-215	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 2. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10 KV	18	20,47	4	6,50	ING WALTER ARENAS	8.147,22
5	SECHO	C-216	1. IMPLEMENTAR NVA SALIDA CALETA SAN JOSE 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	12	9,60	4	6,50	ING WALTER ARENAS	4.253,98
6	SECHO	C-217	1. CAMBIO ESTRUCTURAS DEL ALIMENTADOR 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	14	5,47	4	6,50	ING PABLO TERNERO	9.234,14
7	SECHO	C-219	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS BAJO CARGA 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	15	16,92	4	6,50	ING PABLO TERNERO	4.886,46
8	SECHO	C-221	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS BAJO CARGA 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	16	12,15	4	6,50	ING. PABLO TERNERO	10.292,96
9	SECHNOR	C-233	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS BAJO CARGA 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV 4. CAMBIO RED AEREA 10 KV SECTOR CULPON	20	9,67	4	6,50	ING PABLO TERNERO	14.265,83
10	SECHNOR	C-234	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 2. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10 KV	21	13,83	4	6,50	ING PABLO TERNERO	2.754,78
11	SECHNOR	C-236	1. CAMBIO RED AEREA 10 KV ASILO ANCIANOS 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	31	14,73	4	6,50	ING PABLO TERNERO	8.236,23
12	SECHNOR	C-237	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS BAJO CARGA 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	21	8,93	4	6,50	ING PABLO TERNERO	4.975,47
13	SECHNOR	C-238	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS BAJO CARGA 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	24	15,80	4	6,50	ING PABLO TERNERO	13.211,70
14	SECHNOR	C-244	RENOVACION TERMINAL CABLE NKY 10 KV	28	15,90	4	6,50	ING ALFREDO RAMOS	333,54
15	SECHNOR	C-246	1. CAMBIO RED AEREA 10 KV SECT. CALLE ARICA 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	14	8,17	4	6,50	ING PABLO TERNERO	6.816,68
16	SECHNOR	C-248	1. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS BAJO CARGA 2. IMPLEMENTAR SECCIONAMIENTOS CUT-OUTS 3. RENOVACION TERMINALES CABLE NKY 10KV	27	24,96	4	6,50	ING PABLO TERNERO	7.617,81
TOTAL									141.688,46

CAPITULO VI

EVALUACION ECONOMICA

La cuantificación económica de la variación en la continuidad de suministro como consecuencia de la aplicación de nueva inversión, se basa en la previsión de la variación de la energía no suministrada (ENS) al precio del KWh no suministrado.

La variación esperada de la ENS, se calcula en función del aumento o disminución esperada de la ENS en los puntos de entrega como consecuencia de la inversión que previsiblemente modifica el comportamiento de la red.

6.1 PRECIO DE LA ENERGIA Y COSTO ENERGIA NO SUMINISTRADA.

Para los fines de la evaluación se tienen diferentes precios de la energía que se toman en cuenta dependiendo de las implicancias de las medidas:

La determinación del precio del KWh no suministrado tiene valores diferentes en función del tiempo de interrupción debido a las condiciones fijadas por la LCE y la NTCSE.

6.1.1 PRECIO DE LA ENERGIA:

- Precio de compra de energía (PC):

Es el valor al cual ENSA compra la energía en las barras de 60 000 voltios de la subestación SECHO.

El precio medio al mes de Junio 2000: **4,67 c\$/KWh.**

- Precio de venta de energía (PV):

Es el valor promedio de venta que ENSA realiza a sus usuarios en media y baja tensión.

El precio medio al mes de Junio 2000: **8,80 c\$/KWh.**

- Margen bruto (MB):

Es la diferencia entre el precio de venta y el precio de compra:

Margen bruto al mes de Junio 2000: **4,13 c\$/KWh.**

- Costo de racionamiento (CR):

Valor fijado por la Comisión de Tarifas de Energía de acuerdo al artículo 86 de la LCE para compensar a los usuarios que tuvieran interrupciones de suministro que superen las cuatro horas consecutivas.

El costo vigente: **24,91 c\$/KWh.**

- Compensación por interrupciones (CI):

Esta fijado por la NTCSE y los valores son:

e = 0,05 c\$/KWh (Hasta el 31.12.2001)

e = 0,95 c\$/KWh (Desde el 01.01.2002)

6.1.2 COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA:

El costo del KWh no suministrado tiene valores diferentes en función del tiempo de interrupción y la acumulación de interrupciones en el tiempo:

Si la interrupción estaba programada o se debió a fallas que no superen las cuatro horas (Punto de vista del distribuidor):

Costo ENS = MB

Si la interrupción superó las cuatro horas pero no excedió los topes de la NTCSE.

Costo ENS = CR

Si el conjunto de interrupciones en un semestre superó los topes de la NTCSE en frecuencia y/o duración:

$$\text{Costo ENS} = e$$

En este caso las compensaciones efectuadas por interrupciones que superaron las cuatro horas son considerados como pagos a cuenta a ser deducidas de la compensación semestral.

Para determinar la variación del costo de ENS, se simularon dos casos:

- Considerando la interrupción de 1 MW con tiempos que van desde una hora hasta 24 horas consecutivas, el costo de la ENS se muestra en el cuadro N° 6.1 y gráfico N° 6.1, apreciando que la pérdida económica por ENS para la concesionaria va desde 41 US\$ hasta 6 871 US\$ en la segunda etapa de la NTCSE y en la tercera etapa hasta el monto de 43 315 US\$. , Siendo un valor muy nocivo para el concesionario.
- Considerando la interrupción de 1 MW en tiempo definido de 10 minutos pero con frecuencia de 1 hasta 24 veces, el costo de la ENS se muestra en el cuadro N° 6.2 y gráfico N° 6.2.

Se aprecia que la pérdida económica por ENS va desde 7 US\$. Hasta 767 US\$ en la segunda etapa de la NTCSE y en la tercera etapa hasta 11 598 US\$, siendo un valor igualmente nocivo para el concesionario.

En el primer semestre del 2000, ENSA ha evaluado y calculado la compensación por Interrupciones a todos sus usuarios del sistema eléctrico de Chiclayo cuyos resultados se muestran en el cuadro N° 6.3. El monto global fue de US\$ 64 038,26 considerado elevado si el periodo referido esta en la segunda etapa de la NTCSE y es el indicador que orienta a la realización de proyectos de inversión en mejorar la calidad de servicio en general y de suministro en particular por ser el rubro que tiene la penalidad más alta en la tercera etapa de la NTCSE.

6.2 EVALUACION DE COSTOS POR MEDIDAS OPERATIVAS.

La evaluación de costos de las medidas operativas adoptadas o por adoptarse, se basa en la previsión de los costos totales esperados con las nuevas medidas, que involucra un costo inicial y los posibles costos en el tiempo por mantenimiento o reposición, evaluando las alternativas en periodos iguales.

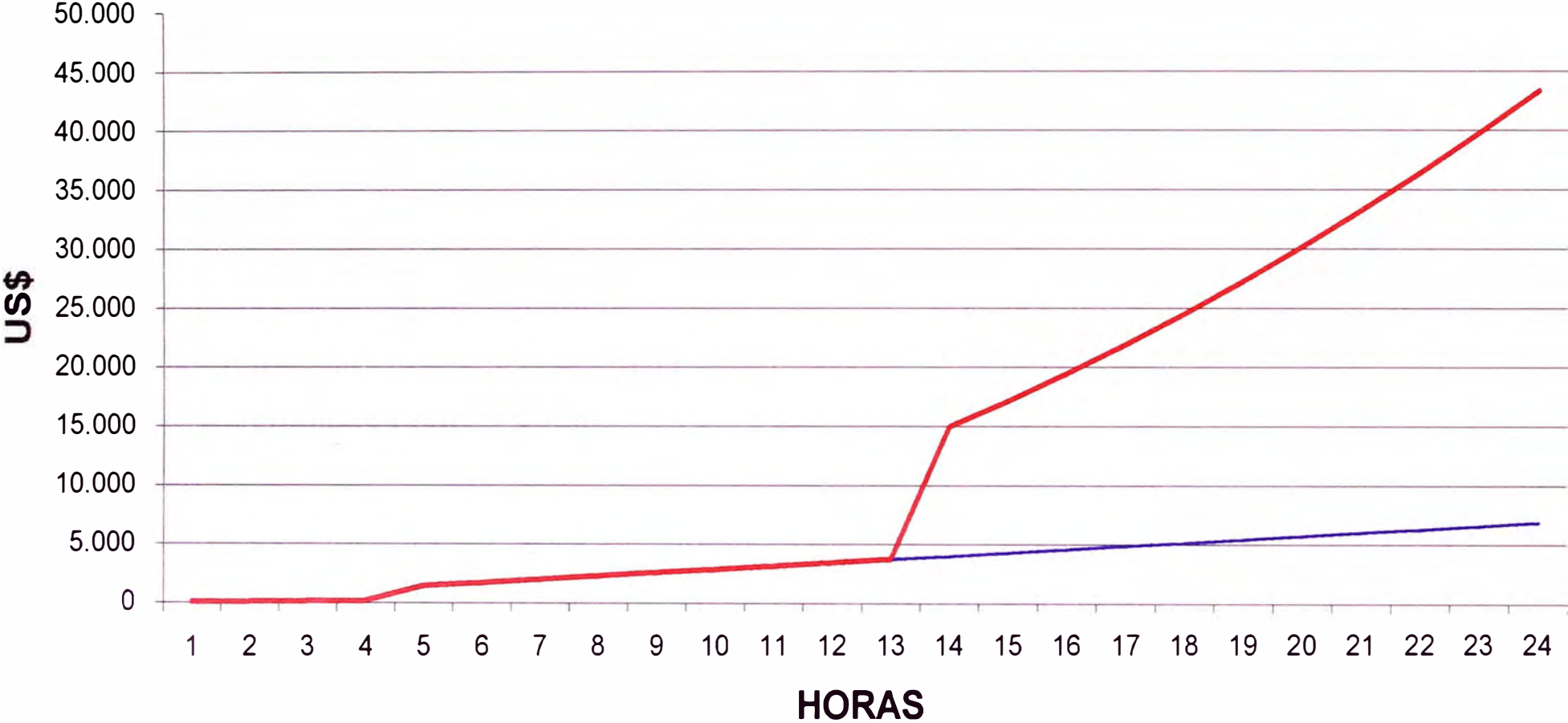
CUADRO Nº 6.1

COSTO ENS - INTERRUPCION DE UN MW EN EL TIEMPO

POTENCIA : 1000 KW

HORAS	ENERGIA kWh	MB	C R Art. 86 LCE	CI 2da Etapa	CI 3ra Etapa	C - ENS 2da Etapa	C - ENS 3ra Etapa
1	1.000	41				41	41
2	2.000	83				83	83
3	3.000	124				124	124
4	4.000	165				165	165
5	5.000	207	1.225			1.432	1.432
6	6.000	248	1.470			1.718	1.718
7	7.000	289	1.715			2.004	2.004
8	8.000	330	1.960			2.290	2.290
9	9.000	372	2.205			2.577	2.577
10	10.000	413	2.450			2.863	2.863
11	11.000	454	2.695			3.149	3.149
12	12.000	496	2.940			3.436	3.436
13	13.000	537	3.185			3.722	3.722
14	14.000	578	3.430	756	14.369	4.008	14.947
15	15.000	620	3.675	868	16.499	4.295	17.118
16	16.000	661	3.920	988	18.776	4.581	19.437
17	17.000	702	4.165	1.116	21.202	4.867	21.904
18	18.000	743	4.410	1.251	23.775	5.153	24.518
19	19.000	785	4.655	1.395	26.496	5.440	27.280
20	20.000	826	4.900	1.546	29.365	5.726	30.191
21	21.000	867	5.145	1.704	32.382	6.012	33.249
22	22.000	909	5.390	1.871	35.548	6.299	36.456
23	23.000	950	5.635	2.045	38.862	6.585	39.812
24	24.000	991	5.880	2.228	42.324	6.871	43.315

GRAFICO N° 6.1
COSTO ENS - INTERRUPCION DE 1 MW



— 2da ETAPA — 3ra ETAPA

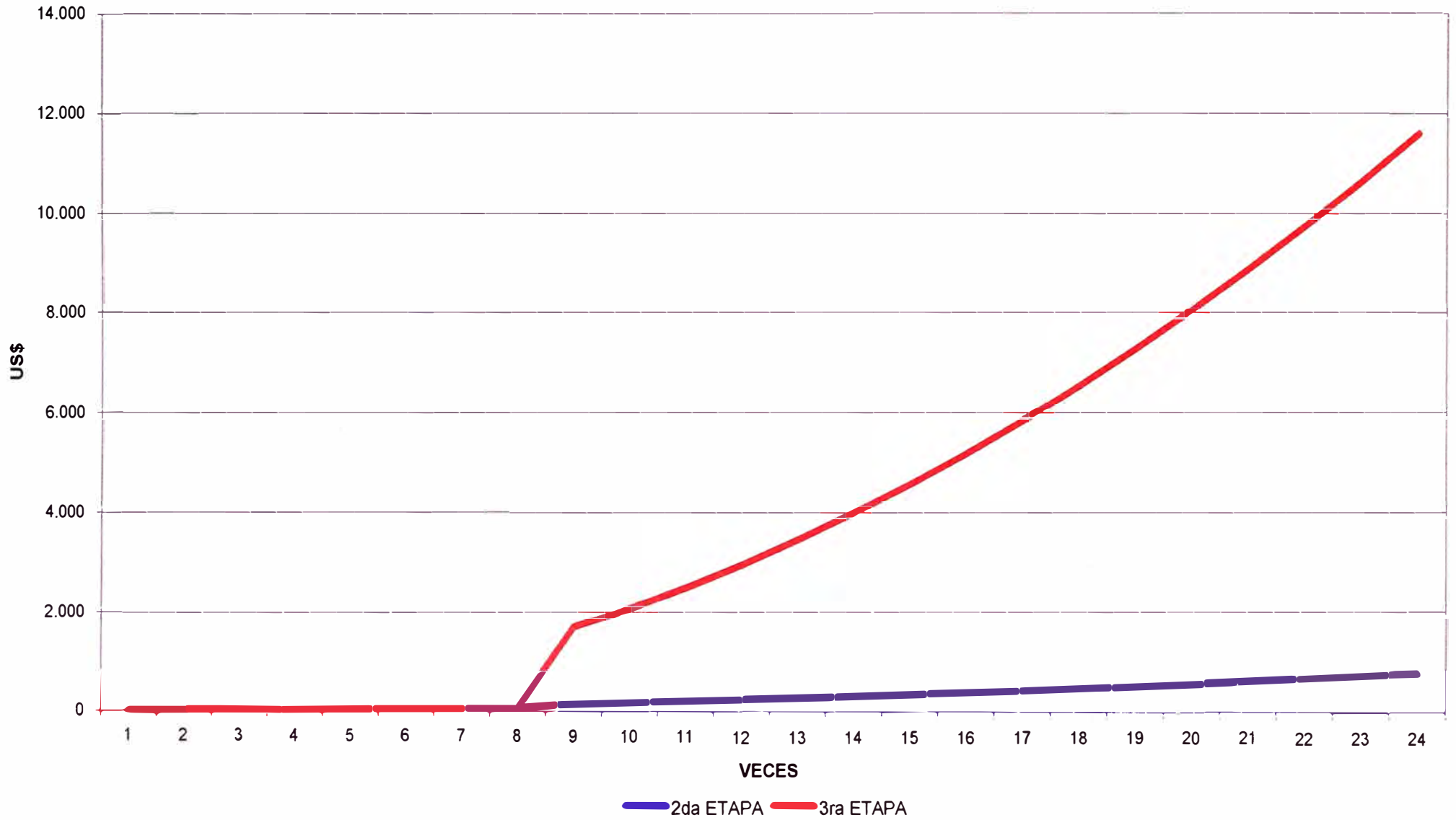
CUADRO N° 6.2

COSTO ENS - INTERRUPCION DE UN MW FRECUENTE

POTENCIA : 1000 KW DURACION: 10 MINUTOS POR VEZ

VECES	ENERGIA kWh	MB	C R Art. 86 LCE	CI 2da Etapa	CI 3ra Etapa	C - ENS 2da Etapa	C - ENS 3ra Etapa
1	167	6,88				7	7
2	333	13,77				14	14
3	500	20,65				21	21
4	667	27,53				28	28
5	833	34,42				34	34
6	1.000	41,30				41	41
7	1.167	48,18				48	48
8	1.333	55,07				55	55
9	1.500	61,95		85	1.607	147	1.669
10	1.667	68,83		104	1.984	173	2.053
11	1.833	75,72		126	2.401	202	2.476
12	2.000	82,60		150	2.857	233	2.940
13	2.167	89,48		176	3.353	266	3.443
14	2.333	96,37		205	3.889	301	3.985
15	2.500	103,25		235	4.465	338	4.568
16	2.667	110,13		267	5.080	377	5.190
17	2.833	117,02		302	5.735	419	5.852
18	3.000	123,90		338	6.430	462	6.554
19	3.167	130,78		377	7.164	508	7.295
20	3.333	137,67		418	7.939	555	8.076
21	3.500	144,55		461	8.753	605	8.897
22	3.667	151,43		506	9.606	657	9.758
23	3.833	158,32		553	10.500	711	10.658
24	4.000	165,20		602	11.433	767	11.598

GRAFICO N° 6.2 COSTO ENS - INTERRUPCION 1 MW FRECUENTE



CUADRO N° 6.3

COMPENSACION POR INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORES M.T.

EMPRESA ELECTRONORTE S.A.

SEMESTRE I - 2000

SET	ALIMENTADOR	N	D	E (KWh)	ENS (KWh)	COMPENSACIÓN U.S. \$
SECHO	211	10	4,35	8.261.247	9.691	409,23
SECHO	212	27	16,67	5.488.395	27.615	8.136,68
SECHO	214	29	18,03	2.638.490	12.456	2.855,01
SECHO	215	18	20,47	14.295.616	31.119	3.163,39
SECHO	216	12	9,60	3.473.215	8.744	923,09
SECHO	217	14	5,47	5.323.556	19.257	2.893,15
SECHO	219	15	16,92	3.883.330	16.024	2.509,63
SECHO	221	16	12,15	4.792.447	11.705	1.000,78
SECHNOR	233	20	9,67	4.469.783	12.819	1.789,60
SECHNOR	234	21	13,83	7.401.271	25.569	4.255,29
SECHNOR	236	31	14,73	7.471.589	27.462	5.614,99
SECHNOR	237	21	8,93	5.490.645	22.051	5.412,91
SECHNOR	238	24	15,80	4.546.737	24.893	5.965,75
SECHNOR	244	28	15,90	4.741.562	20.247	4.592,97
SECHNOR	245					
SECHNOR	246	14	8,17	8.260.891	14.234	990,54
SECHNOR	248	27	24,96	1.919.049	10.494	2.108,43
SECHNOR	110	13	6,77	875.872	1.161	87,59
SELAM	LAMB1	18	20,20	5.278.089	22.955	3.704,52
SELAM	LAMB2	20	28,32	5.564.881	31.613	6.578,90
SEIL	I-101	13	16,78	1.205.761	2.376	187,70
SEIL	I-102	11	14,95	940.301	2.202	137,50
SEMOT	M-101	11	17,92	884.591	3.704	326,18
SEMOT	M-102	9	15,00	5.488.000		
SEOL	OL-101	13	25,57	664.418	3.046	394,43
TOTAL COMPENSACION						64.038,26

Nota: Resultado de proceso mecanizado de cálculo

En el Plan se tienen los siguientes casos evaluados:

- Utilización silicona dieléctrica.
- Cambio de aisladores cerámicos por polímericos.
- Utilización de conectores tipo cuña.
- Justificación de utilización de ferretería de calidad.
- Justificación mantenimiento en caliente.

6.2.1 UTILIZACION DE SILICONA DIELECTRICA.

Se analizó las alternativas de aplicar la silicona en todos los aisladores de los cut out instalados en las zonas de alta contaminación respecto a los costos de mantenimiento actual sea limpieza en frío o lavado en caliente.

El periodo de evaluación de dos años debido a la duración esperada de la silicona en nivel de 10 000 voltios es de 24 meses, se ha comprobado que en el nivel de 60 000 voltios la vida de la silicona supera los 10 meses.

En el cuadro N° 6.4 se muestra la secuencia de los cálculos efectuados y los resultados en cada caso. Con el uso de la silicona se tiene un costo total que representa el 51% del costo tradicional.

CUADRO N° 6.4

COSTO COMPARATIVO UTILIZACION SILICONA DIELECTRICA - MANTENIMIENTO

APLICACIÓN A AISLADORES DE CORTA CIRCUITOS CUT OUT EN ZONAS DE ALTA CONTAMINACION

ITEM	DESCRIPCION	Unidades	Parciales	Total
1.00	USO SILICONA DIELECTRICA			
1.01	Cantidad de subestaciones a aplicar de las zonas de Pimentel , Santa Rosa, Eten y Puerto Eten.	N	70	
1.02	N °Cut Out por subestación		3	
1.03	Cantidad de cut out a aplicar		210	
1.04	Rendimiento de la silicona por cut out	g/unidad	80	
1.05	Cantidad de silicona requerida	g	16,8	
1.06	Costo de la silicona dielectrica transparente	US\$ / kg	49,00	
1.07	Costo total de la silicona	US\$	823,20	
1.08	Período de duración antes de cambio	años	2	
1.09	Energía dejada de vender para cambio	kWh	2400	
1.10	Costo unitario energía dejada de suministrar	US\$/kWh	0,038	
1.11	Costo energía dejada dejada de suministrar	US\$	91,680	
1.12	Costo total			914,880
2.00	MANTENIMIENTO PREVENTIVO CONVENCIONAL			
2.01	Costo de mantenimiento de cut out	US\$/unidad	0,30	
2.02	Frecuencia de mantenimiento	veces/año	4	
2.03	Costo de mnatenimiento preventivo en dos años	US\$	504,00	
3.00	MANTENIMIENTO CORRECTIVO			
3.01	Cortacircuitos fallados en un año	unidad	11	
3.02	Costo Cut Out	US\$	62	
3.03	Costo portafusible	US\$	21	
3.04	Costo fusible	US\$	2	
3.05	Cantidad de cut out reemplazados incl. fusible	unidad	5	
3.06	Cantidad de portafusibles reemplazados incl. fusible	unidad	6	
3.07	Costo de remplazo por cada unidad	US\$/unidad	10,00	
3.08	Costo reemplazo en dos años	US\$	1.136,00	
3.09	Numero de interrupciones para cambio	veces	10	
3.10	Tiempo de cambio de cut out	horas	0,30	
3.11	Energía dejada de vender	kwh	3.600,00	
3.12	Costo energía dejada de suministrar	US\$	137,52	
3.13	Costo total de mantenimiento convencional			1.777,52

6.2.2 CAMBIO AISLADORES CERAMICOS POR POLIMERICOS

Se analizó las alternativas de cambiar los aisladores cerámicos tipo PIN por los aisladores híbridos y las cadenas de suspensión por los aisladores polímericos de suspensión.

El periodo de evaluación es un año sobre la base de costos anuales de mantenimiento en un caso y en otro, determinando el periodo de recuperación de la inversión.

En el cuadro N° 6.5 se muestra la secuencia de los cálculos efectuados y los resultados en cada caso. El cambio de aisladores tipo cadena por polímericos de suspensión tiene un periodo de recuperación bastante rápido de 1,32 años justificándose plenamente su cambio inmediato, en cuanto a los PIN el costo de su reemplazo tiene un periodo de recuperación superior a 13 años, evidentemente en este caso se debe buscar mejores alternativas para el cambio.

CUADRO N° 6.5

COSTO COMPARATIVO DE UTILIZACION DE AISLADORES

ITEM	DESCRIPCION	Unidades	PORCELANA			HIBRIDO 15 KV	POLIMERICO	
			ANSI 55-5	ANSI 56-2	ANSI 52-3		15 Kv	25 kv
1,00	Línea de fuga	mm	305	432	292		356	415
2,00	Tensión de operación	kV	15	23	15	15	15	25
3,00	Tensión de impulso (BIL)	kV	115	145	110		90	110
4,00	Costo del aislador	US\$	3,21	6,60	9,67	43,00	12,48	16,020
5,00	Peso aislador	Kg.	2,43	3,19	5,20		0,80	1,20
6,00	Corriente de fuga	mA		39,61		0,080		
7,00	Costo de mantenimiento - limpieza	US\$	0,60	0,60	1,20	0,00	0,00	0,00
8,00	Frecuencia anual	veces	5	4	4	0	0	0
9,00	Costo anual de mantenimiento	US\$	3,00	2,40	4,80	0,00	0,00	0,00
10,00	Pay Back - reemplazo por hibrido	años	13,26	15,17				
11,00	Pay Back - reemplazo por Polimerico	años			1,32			

Nota: Pay Back es periodo de recupero de la inversion

6.2.3 UTILIZACION DE CONECTORES TIPO CUÑA.

Se analizó el costo de utilizar tres alternativas, conectores cuña, compresión y tornillo, sobre la base de la información proporcionada por los fabricantes.

En este caso el elemento de evaluación considerado fue la resistencia de contacto que ofrecen cada alternativa y por ende las pérdidas de energía ocasionadas en este punto así como los costos a incurrir en los reemplazos por fin de su vida útil, considerando un periodo de evaluación de 10 años.

En el cuadro N° 6.6 se muestra la secuencia de los cálculos efectuados y los resultados en cada caso. La utilización de los conectores tipo cuña, en el tiempo resultan más económicos.

6.2.4 JUSTIFICACION UTILIZACION FERRETERIA DE CALIDAD.

Como resultado del análisis anterior, se evaluó la participación de todos los componentes de ferretería como terminales y conectores dentro de la estructura de costos de instalación de una red para atender a seis mil usuarios.

CUADRO N° 6.6

COSTO COMPARATIVO DE UTILIZACION DE CONECTORES

A: POR REEMPLAZO EN EL TIEMPO

B: POR ENERGIA PERDIDA EN EL TIEMPO

ITEM	DESCRIPCION	Unidades	Tipo Cuña	Compresion	Tomillo
1,00	Corriente	I (A)	100	100	100
2,00	Factor de carga	X (%)	40%	40%	40%
3,00	Costo de la energia	C (US\$/kWh)	0,047	0,047	0,047
4,00	Resistencia inicial	R (mOhm)	0,047	0,153	0,289
5,00	Diferencia de resistencia	R (mOhm)		0,1056	0,2420
6,00	Pérdidas de energia en \$/año por conector	$CxI^2xRxXx8.76/10^6$	0,077	0,250	0,473
7,00	Costo inicial del conector	Cost Co \$	2,45	2,00	1,50
8,00	Tiempo de instalación	T mln	5	20	5
9,00	Costo de instalación	Cost Ci \$	0,40	1,60	0,40
10,00	Reemplazo en 10 años	N° veces		1	4
11,00	Costo del reemplazo	\$		3,6	7,6
12,00	Tiempo de servicio	n(años)	10	10	10
13,00	Conectores instalados / año	N	15.000	15.000	15.000
14,00	Inversion anual en conectores	IA=Nx(Co + Ci) (\$)	42.750,00	54.000,00	28.500,00
15,00	Inversion total en 10 años	IT=(N° veces+1)xIA (\$)	42.750,00	108.000,00	142.500,00
16,00	Costo adicional por pérdida de energia por año	NxP \$	1.153,64	3.745,65	7.093,66
17,00	Costo por perdida de energia en 10 años	\$	11.536,39	37.456,46	70.936,55
18,00	Costo total en 10 años	\$	54.286,39	145.456,46	213.436,55

$$\text{Costo perdida de energia por año} = CxI^2xRxXx8.76/10^6$$

$$\text{Inversión anual en conectores} = Nx(Co + Ci) (\$)$$

Referencia : Estudio realizado por la PG&E Co. 1991 - Bell Labs. É Instituto de Investigaciones Eléctricas.

En el cuadro N° 6.7. se muestra la estructura de costos para la electrificación de 17 centros poblados del Departamento de Lambayeque y la participación de los elementos de ferretería son el 4.8 % del total y por tanto un incremento en el costo total debido a la utilización de elementos de calidad garantizada, no influirá demasiado en los costos totales del proyecto.

6.2.5 JUSTIFICACION MANTENIMIENTO EN CALIENTE.

Se analizó dos situaciones:

1. Mantenimiento en frío respecto al caliente.

Se analizó la alternativa de mantenimiento de aisladores con suspensión del suministro (en frío) respecto al mantenimiento con líneas con energía (en caliente) para todo el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico de Chiclayo.

En la evaluación, a los costos de mantenimiento en frío se adicionó el costo de la ENS para compararlo con el mantenimiento en caliente, el mantenimiento en frío resulta inferior en 7,7%, sin embargo presenta desventajas considerables porque se interrumpe el suministro y acumula veces y tiempo a las interrupciones computables.

CUADRO N° 6.7

PROYECTO : Electrificación de 17 Centros Poblados (6 000 predios)

UBICACIÓN : Zona de Concesión de Electronorte

DEPARTAMENTO :

Lambayeque

FECHA : 16 DE ABRIL DEL 2000

RESUMEN GENERAL

ITEM	DESCRIPCION	PARCIALES \$	% PART.	COSTO TOTAL
SUMINISTRO DE MATERIAL				
1,00	POSTES Y ACCESORIOS DE CONCRETO	127.802,10	11,78%	
2,00	CONDUCTOR Y CABLES	97.695,20	9,00%	
3,00	AISLADORES Y ACCESORIOS	25.298,61	2,33%	
4,00	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIOS (*)	108.521,86	10,00%	
5,00	TRANSFORMADORES	42.276,33	3,90%	
6,00	TABLEROS DE DISTRIBUCION	39.892,00	3,68%	
7,00	EQUIPOS DE PROTECCION	10.645,20	0,98%	
8,00	ALUMBRADO PUBLICO Y EQUIPOS	75.254,50	6,93%	
9,00	CONEXIONES DOMICILIARIAS	228.686,71	21,07%	
Sub Total I :			69,67%	766.070,61
MONTAJE ELECTROMECHANICO				
1,00	POSTES Y ACCESORIOS DE CONCRETO	80.474,98	7,42%	
2,00	CONDUCTOR Y CABLES	18.129,51	1,67%	
3,00	AISLADORES Y ACCESORIOS	792,65	0,07%	
4,00	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIOS	60.448,55	5,57%	
5,00	ARMADOS (RED SECUNDARIA)	4.658,84	0,43%	
6,00	TRANSFORMADORES	5.775,01	0,53%	
7,00	TABLEROS DE DISTRIBUCION	4.691,57	0,43%	
8,00	EQUIPOS DE PROTECCION	789,64	0,07%	
9,00	ALUMBRADO PUBLICO Y EQUIPOS	4.855,97	0,45%	
10,00	CONEXIONES DOMICILIARIAS	41.184,34	3,80%	
Sub Total II :			20,44%	221.801,07
		Costo Directo (I+II)	90,11%	977.871,68
		Gastos Generales y Utilidades	10,68%	104.436,68
		Transporte	0,26%	2.867,14
MONTO (DOLARES USA) :			100,00%	1.085.165,40
Plazo de Ejecución : Ciento Veinte (120) Días Calendarios				
(*) Los accesorios de ferreteria- terminales y conectores suman 52 086,21 US\$ (4.8% del total)				

Se nota que en algunos casos solo por las tareas de mantenimiento se tiene que compensar no dejando margen para las fallas. En el cuadro N° 6.8 se muestran los resultados.

El periodo de evaluación fue uno solo, sobre la base de los costos de cada mantenimiento que ENSA tiene contratado con empresas de servicios instaladas en la zona. En el cuadro N° 6.9 se muestra la estructura de costos de ambas formas de mantenimiento siendo menor el mantenimiento en frío por una diferencia de 7,7%.

2. Mantenimiento en caliente por terceros respecto a la adquisición de un equipo propio

Se analizó la alternativa de proseguir el mantenimiento en caliente a través del servicio de terceros o efectuarlo con equipo propio

El periodo de evaluación fue 10 años, sobre la base de los costos de adquisición de un equipo completo para lavado con una vida útil esperada de 10 años, adicionando los costos anuales de operación y mantenimiento de la unidad.

CUADRO N° 6.8

**ENERGIA DEJADA DE VENDER POR SUSPENSION DE SUMINISTRO
PARA MANTENIMIENTO**

LINEA, SET O ALIMENTADOR	ACTIVIDAD				TOTAL		ENERGIA DEJADA DE VENDER		
	DISTRIBUCION		TRANSMISION SECUNDARIA				D(KW)	E(KWh)	COSTO
	N	D	N	D	N	D			
SECHO			0	0	0	0			
C-211	1	4			1	4	3.950	7.900	326,27
C-212	2	10			2	10	2.400	12.000	495,60
C-214	2	8			2	8	1.928	7.712	318,51
C-215	1	4			1	4	5.850	11.700	483,21
C-216	1	3			1	3	1.120	1.680	69,38
C-217	1	5			1	5	4.850	12.125	500,76
C-219	1	4			1	4	1.540	3.080	127,20
C-221	1	4			1	4	2.410	4.820	199,07
L-601			0	0					
L-602			0	0					
SECHNOR			1	2,5	1	2,5			
C-233	1	4	1	2,5	2	6,5	1.813	5.892	243,35
C-234	1	4	1	2,5	2	6,5	5.100	16.575	684,55
C-236	1	4	1	2,5	2	6,5	5.790	18.818	777,16
C-237	1	4	1	2,5	2	6,5	2.528	8.216	339,32
C-238	1	4	1	2,5	2	6,5	2.266	7.365	304,15
C-244	2	10	1	2,5	3	12,5	2.403	15.019	620,27
C-245	1	2	1	2,5	2	4,5			
C-246	1	4	1	2,5	2	6,5	2.968	9.646	398,38
C-248	1	4	1	2,5	2	6,5	1.104	3.588	148,18
L-603			2	12	2	12			
SELAM			0	0	0	0			
L-101	1	4	2	12	3	16	2.190	17.520	723,58
L-102	1	2	2	12	3	14	440	3.080	127,20
L-103	1	4	2	12	3	16	2.200	17.600	726,88
SEIL			0	0	0	0			
I-101	1	6	2	12	3	18	600	5.400	223,02
I-102	1	8	2	12	3	20	520	5.200	214,76
SEMOT					0	0			
M-101	1	2	2	12	3	14	481	3.367	139,06
SEOL					0	0			
OL-101	1	4	2	12	3	16	349	2.792	115,31
L-605			4	24	4	24			
SEPO				0	0	0			
PO-101	1	4	5	26,5	6	30,5	370	5.643	233,04
SETU				0	0	0			
TU-101	1	4	5	26,5	6	30,5	700	10.675	440,88
TU-102	2	12	5	26,5	7	38,5			
SECA				0	0	0			
CA-101	1	8	5	26,5	6	34,5	540	9.315	384,71

HORAS	391
--------------	------------

US\$	9.363,80
-------------	-----------------

CUADRO N° 6.9

COSTOS MANTENIMIENTO PREVENTIVO

DESCRIPCION	Ctd	Mantenimiento en frio		Mantenimiento en caliente	
		P.U.(S/.)	Total	P.U.(S/.)	Total
Redes					
Aisladores tipo PIN	16.740	0,80	13.392,00	2,00	33.480,00
Aislador tipo cadena	11.819	0,90	10.637,10	2,00	23.638,00
Aisladores de Cut Out	7.803	0,80	6.242,40	1,00	7.803,00
Transformadores 1Ø	34	1,00	34,00	2,00	68,00
Transformadores 3Ø	590	1,00	590,00	3,50	2.065,00
Tableros de distribución	624	1,00	624,00	2,00	1.248,00
Terminal de Cable de Energía	212	0,75	159,00	2,00	424,00
			31.678,50		68.726,00
Sub Estación tipo caseta					
Limpieza de celdas	271	1,00	271,00	2,00	542,00
Seccionadores	206	1,00	206,00	2,00	412,00
Disyuntores	10	1,00	10,00	2,00	20,00
Aisladores de Cut Out	21	1,00	21,00	2,00	42,00
Transformadores	61	1,50	91,50	3,00	183,00
Tableros de distribución	61	1,00	61,00	2,00	122,00
Terminal de cable de energía	122	1,00	122,00	2,00	244,00
			782,50		1.565,00
Lineas de subtransmisión					
Cadena de 5 aisladores					
Línea DEPOLTI	396	9,00	3.564,00	10,00	3.960,00
Línea ADINELSA	700	9,00	6.300,00	10,00	7.000,00
Línea ENSA	400	9,00	3.600,00	10,00	4.000,00
			13.464,00		14.960,00
TOTAL SOLES			45.925,00		85.251,00
TOTAL US\$ (TC. 3.5 Nuevos Soles / US\$)			13.121,43		24.357,43
ENERGIA DEJADA DE SUMINISTRAR - ENS (*)			9.363,80		0,00
TOTAL COSTO DE MANTENIMIENTO			22.485,23		24.357,43

(*) Ver CUADRO 6,8

Relacion de costos

0,923

Los costos en mención incluye costos de combustible y lubricantes, mantenimiento periódico de la unidad completa, costos de personal, seguros de riesgo, compensación por tiempo de servicio y otros. De otro lado esta el costo que se dejaría de incurrir en el pago del servicio a la empresa contratista.

De los resultados se obtienen la conveniencia de contar con equipo propio para este trabajo, inversión cuyo periodo de recuperación esta en 2,9 años, teniendo la ventaja de la disponibilidad inmediata para la realización de cualquier trabajo de esta naturaleza. (En el Cuadro N° 6.10 se muestran los resultados)

6.3 INVERSION PARA MEJORAMIENTO DE REDES.

El Programa de Inversiones de ENSA para el año 2000, en la parte de Inversiones de Capital para mejora de la calidad de servicio, tiene en ejecución 07 proyectos por un monto total de 1 249 741 US\$, los cuales se muestran en el cuadro N° 6.11, el plazo estimado para la conclusión de los proyectos es el primer trimestre del 2001.

CUADRO N ° 6.10

ANALISIS ECONOMICO

MANTENIMIENTO EN CALIENTE POR TERCEROS VERSUS PROPIO

I. INGRESOS:

													Miles US \$
	Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
1	Dejar de contratar el servicio de mantenimiento en caliente:		80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	803,32
2													-
3													-
TOTAL INGRESOS		-	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	80,33	803,32

II. EGRESOS:

	Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
1	Suministro de equipo para lavado en caliente.	72,92											73
2	Costo de operación		35,75	35,75	35,75	35,75	35,75	35,75	35,75	35,75	35,75	35,75	358
3	Costo de mantenimiento		5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	58
4	Contingencias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EGRESOS		72,92	41,58	41,58	41,58	41,58	41,58	41,58	41,58	41,58	41,58	41,58	489

III. FLUJO NETO:

	Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
1	Flujo Neto	(73)	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	315

TIR:	52%	
VAN:	146	Miles de dolares
P/B:	2,7	Años
B/C:	1,5	

COSTO DE OPERACIÓN:		
COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES	5.200	Costo por 260 días de operación al año, 10 galones de combustible por día a 2 US\$ cada galon
PERSONAL (3 TECNICOS - PERMANENTES)	29.250	Costo de tres trabajadores a 650 US\$ cada uno incluido leyes sociales, 15 remuneraciones al año
AGUA	400	Costo de 400 metros cubicos de agua a 1 US\$ por m3.
IMPLEMENTOS DE PROTECCION PERSONAL	900	Costo de implementos a 300 US\$ cada uno
TOTAL	35.750	
COSTO DE MANTENIMIENTO -	5.834	Estimado en 8% del Valor del bien por año

CUADRO N° 6.11

ELECTRONORTE

PRESUPUESTO DE INVERSIONES DE CAPITAL 2000 (MILES DE US\$) - MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO

ITEM	Descripción	Avance físico	INVERSION	GANTT DE INVERSIONES									
				1T00	2T00	3T00	4T00	1T01	2T01	3T01	4T01		
I - REMODELACION DE REDES MT			1.117										
001	Línea de transmisión Pomalca - Ferreñafe 22.9 kV. reemplazo de la línea C 244		334				XXXX	XXXX					
002	Rehabilitación y cambio de tensión línea C212		358				XXXX	XXXX					
003	Línea L3 de Lambayeque - Nueva línea a los Molinos, reemplazo L2 de Lambayeque	50%	61			XXXX	XXXX						
004	Cambio de conductor y mejora de topología de los alimentadores de 10 kV.	15%	138			XXXX	XXXX						
005	Instalación de Banco de Condensadores en redes MT		29				XXXX						
006	Plan de contingencia NTCSE.	30%	198			XXXX	XXXX						
II - REHABILITACION DE SISTEMAS DE SUB TRANSMISION			133										
007	Rehabilitación de la Línea de Sub Transmisión doble Tema en 60 kV (S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Chiclayo Norte)		133			XXXX	XXXX						
TOTAL			1.249,74										

138

El presupuesto desagregado en suministro, montaje, gastos generales y utilidad, se presentan en el cuadro N° 6.12, el rubro más importante corresponde a suministro de materiales y equipos, que están adquiridos y en proceso de fabricación y recepción, el montaje esta en proceso de adjudicación.

El presupuesto por proyecto fue formulado sobre la base de los metrados determinados para cada proyecto por el área responsable, con costos de compras efectuadas con anterioridad o cotizaciones de aquellos suministros sin referencia de compra anterior, para el montaje se aplicó los costos unitarios de construcción de líneas y subestaciones de subtransmisión, líneas y redes de media tensión, utilizadas en el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo de la concesionaria.

La modalidad de ejecución de los proyectos, es el suministro total de equipos y suministro de materiales importantes por parte de ENSA, el montaje es por contratación de obra (Terceros), quedando por administración directa aquellos que comprenden rehabilitaciones pequeñas o que por su naturaleza pueden ser realizados por personal propio sin comprometer la operatividad del servicio.

CUADRO N° 6.12

ELECTRONORTE S.A.

PRESUPUESTO

MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO (Chiclayo, Lambayeque y Ferreñafe)

ITEM	DESCRIPCION	INVERSION (US\$)			
		SUMINISTRO	MONTAJE	G.G. Y UTIL.	US\$
1	Línea de Transmisión Pomalca - Ferreñafe 22.9 kV -reemplazo de línea C 244	241.021	49.542	43.585	334.148
2	Rehabilitación y cambio de tensión línea C212	267.722	43.268	46.648	357.638
3	Línea L3 de Lambayeque - Nueva Línea a los molinos - reemplazo L2 de lambayeque	40.116	12.880	7.950	60.946
4	Instalación de banco de condensadores en redes M.T.	22.152	3.124	3.491	28.768
5	Cambio de Conductor y mejora de la Topología de alimentadores en 10 kV.	93.488	26.108	17.939	137.535
6	Plan de Contingencia NTCSE	141.681	30.391	25.811	197.883
7	Rehabilitación de la Línea de transmisión doble terna en 60 kV.	104.815	23.505	4.502	132.822
TOTAL		910.995	188.819	149.926	1.249.741

6.4 EVALUACION ECONOMICA DE LA INVERSION

La evaluación económica de los proyectos se ha efectuado determinando para el horizonte del proyecto de inversión con una tasa de descuento anual de 12% (Tasa de descuento mensual de 0.95%) que es la tasa de rentabilidad fijada por la CTE para las empresas de servicio público de electricidad.

El periodo de recuperación de la inversión (P/B) se considera cuando el Valor Actual Neto del proyecto cubre el monto de la inversión.

6.4.1 EGRESOS DEL PROYECTO

Se consideran los siguientes rubros:

- Costos de Inversión, se incluye el flujo de inversiones que demanda cada proyecto durante el horizonte de evaluación. Se indican especialmente los items suministro de materiales y equipos, montaje, gastos generales y utilidades y provisión para contingencias.
- Costos de operación y mantenimiento del proyecto, constituido por los sueldos, salarios, materiales repuestos y servicios en la etapa operativa del proyecto.

6.4.2 INGRESOS DEL PROYECTO (BENEFICIOS)

Se consideran los siguientes rubros:

- Menor compra de energía por reducción de pérdidas, cuantificando las pérdidas sin proyecto y con proyecto, mediante la simulación del flujo de carga en el periodo del análisis económico.
- Costos de operación y mantenimiento con el nuevo proyecto, o el beneficio neto de reducción de los costos de operación y mantenimiento deduciendo los costos anteriores sin proyecto.
- Mayor venta de energía prevista por mejora de la capacidad de los alimentadores considerados en el proyecto.
- Mayor venta de energía por menores interrupciones, valorizado en función del margen bruto (MB) y tomando en consideración el valor esperado del total de horas de interrupción a ser reducidas por año como consecuencia del proyecto.
- Compensación por interrupciones, se tomará el valor esperado de la no compensar por interrupciones como consecuencia de la realización del proyecto para mejora de la calidad de suministro, valorizado al costo de la ENS según corresponda,

- Ahorros en multas y penalidades por infracciones a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y Normas Complementarias, valorizado según la escala de multas aprobadas por el OSINERG.
- Valor de rescate de las instalaciones retiradas como resultado de la realización del proyecto, valorizadas según el caso, VNR depreciado linealmente para materiales y equipos en estado operativo, por peso para la chatarra.
- Valor Residual de Obra, es el valor residual de las instalaciones del proyecto depreciado linealmente al final del periodo de evaluación considerado.

6.4.3 CALCULOS JUSTIFICATIVOS

La evaluación económica comprendió el análisis de nueve rubros en lo concerniente a los beneficios del Plan de Inversiones y en lo correspondiente a los egresos, se tomó en cuenta un 10% del valor de suministro y montaje para posibles incrementos en los costos del proyecto sea por mayores metrados o por mayores costos del mercado.

Se evaluó el aporte de los proyectos del Plan a la reducción de pérdidas, en el cuadro N° 6.13 se muestra los niveles de pérdidas sin y con proyecto.

El aporte anual por el rubro de pérdidas es de US\$ 138 213 para un total de 3 018 MWh de energía dejada de perder.

En el cuadro N° 6.14 se muestra el aporte de la reducción de costos de mantenimiento (Aisladores) como resultado de la utilización de los aisladores polímericos en los diferentes proyectos del Plan, se tiene en cuenta que sin proyecto se harán cuatro mantenimientos de aisladores en el año; con el proyecto están exentos de mantenimiento por tanto su aporte anual por este rubro es US\$ 11 723.

El Plan comprende tres proyectos que además de rehabilitar las instalaciones para evitar las frecuentes interrupciones de suministro, también está previsto dotarles de capacidad suficiente para atender el crecimiento futuro en sus zonas de influencia; los alimentadores C 212 y C244 se están cambiando de tensión para permitir llegar con el nivel de tensión adecuado a las cargas en sus extremos finales ya que en la actualidad tenían limitación por caída de tensión y no era posible seguir atendiendo el incremento de carga vegetativo y nuevas cargas; el alimentador L2 de Lambayeque se divide para dar lugar al nuevo alimentador L3 que posibilita tomar el constante incremento de carga en su zona de influencia (Molinos de pilar arroz).

CUADRO N° 6.13

PLAN DE INVERSIONES - MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

APORTE A LA REDUCCION DE PERDIDAS

ITEM	DESCRIPCION	ESTADO SIN PROYECTO			ESTADO CON PROYECTO		REDUCCION TOTAL DE PERDIDAS	
		DISTRIBUIDA KWh	PERDIDAS DE ENERGIA		PERDIDAS DE ENERGIA		KWh	US\$
			%	KWh	%	KWh		
1	Línea de Transmisión Pomalca - Ferreñafe 22.9 kV -reemplazo de línea C 244	1.019.404	8,70%	88.671	1,55%	15.750	72.921	3.340
2	Rehabilitación y cambio de tensión línea C212	875.000	8,92%	78.032	2,74%	23.993	54.039	2.475
3	Línea L3 de Lambayeque - Nueva Línea a los molinos - reemplazo L2 de lambayeq	929.264	5,63%	52.296	4,03%	37.422	14.874	681
4	Instalación de banco de condensadores en redes M.T.	20.564.291	3,71%	764.198	3,32%	683.426	80.772	3.699
5	Cambio de Conductor y mejora de la Topología de alimentadores en 10 kV.							
6	Plan de Contingencia NTCSE							
7	Rehabilitación de la Línea de transmisión doble terna en 60 kV.	9.269.750	1,07%	99.781	0,76%	70.907	28.874	1.322
TOTAL				1.082.978		831.498	251.480	11.518

NOTA: Los resultados son para un mes, para el año se tiene 3 018 MWh de reducción de pérdidas

Aporte anual en reducción de pérdidas de energía: **138.213**

CUADRO N° 6.14

PLAN DE INVERSIONES - MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

APORTE DE REDUCCION DE COSTOS DE MANTENIMIENTO

ITEM	DESCRIPCION	ESTADO SIN PROYECTO			ESTADO CON PROYECTO		REDUCCION COSTOS US\$
		AISLADORES UNID	C.MANT	TOTAL(*)	CMANT US\$	TOTAL US\$	
			US\$	US\$			
1	Línea de Transmisión Pomalca - Ferreñafe 22.9 kV -reemplazo de línea C 244	672	0,57	1.532	0	0	1.532
2	Rehabilitación y cambio de tensión línea C212	295	0,57	673	0	0	673
3	Línea L3 de Lambayeque - Nueva Línea a los molinos - reemplazo L2 de lambayeque	241	0,57	549	0	0	549
4	Instalación de banco de condensadores en redes M.T.						
5	Cambio de Conductor y mejora de la Topología de alimentadores en 10 kV.	675	0,57	1.539	0	0	1.539
6	Plan de Contingencia NTCSE	126	0,57	287	0	0	287
7	Rehabilitación de la Línea de transmisión doble tema en 60 kV.	400	3,57	7.143	0	0	7.143
TOTAL				11.723		0	11.723

(*) Costo de realizar cuatro mantenimientos al año.

C. MANT. = Costo unitario de mantenimiento según CUADRO N° 6.2.5.

Aporte anual en reducción de costos de mantenimiento	11.723
---	---------------

El cuadro N° 6.15 muestra la mayor venta de energía esperada en los alimentadores referidos.

En el cuadro N° 6.16 se muestra la proyección esperada de las interrupciones en número y en duración por cada alimentador, tomando como base la información real del primer semestre del 2000; se espera una reducción de 253 interrupciones por semestre (De 435 a 182) y 208,57 horas menos de interrupción; igualmente una reducción estimada de 208 840 KWh de ENS y una reducción de la Compensación por Interrupciones de 60% del valor actual lo que equivale a una menor CI de 38 423 US\$.

En el cuadro N° 6.17 se muestra el valor estimado de rescate de los materiales y equipos a ser retirados de las instalaciones a rehabilitar y cambiar de tensión, el valor determinado de rescate es de US\$ 126 787,50.

6.4.4 RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica se realizó teniendo un horizonte de diez años, teniendo en cuenta que ENSA da prioridad a la realización de los proyectos atendiendo a periodos de recupero de la inversión bastantes cortos.

CUADRO N° 6.15

MAYOR VENTA POR ALIMENTADOR M.T. REMODELADOS

DISTRIBUCION ANUAL PROYECTADO EN LOS ALIMENTADORES

AÑO 2000 (*)

SET	ALIMENTADOR MT	CAPAC. MW	ENERGIA MWh	POTENCIA MW
SECHO	212	4,0	10.977	2.400
SECHNOR	244	4,0	12.596	2.403
SELAM	Lamb. L2	4,0	2.774	500
SELAM	Lamb. L3	4,0	11.094	2.200
SEPOM	Pomalca	5,0	1.392	370
SETUM	Tumán22	5,0	2.535	700
SETUM	Tumán10	5,0	326	750
SECAY	Cayaltí	5,0	1.625	540

Nota: Energía distribuida volumen anual

(*) Datos reales a Junio 2000 y proyectados a fin de año

Tasas de crecimiento

C 212 1% anual
C 244 1% anual
Lamb L3 3 % anual

AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
11.087	11.197	11.309	11.422	11.537	11.652	11.769	11.886	12.005	12.125
12.722	12.850	12.978	13.108	13.239	13.371	13.505	13.640	13.777	13.914
11.427	11.770	11.770	12.123	12.487	12.487	12.861	12.861	13.247	13.247

INCREMENTO ANUAL MWh PROYECTADO EN LOS ALIMENTADORES

AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
110	221	333	446	560	675	792	910	1.028	1.148
126	253	382	511	643	775	909	1.044	1.180	1.318
333	676	676	1.029	1.392	1.392	1.767	1.767	2.153	2.153
				-	-	-	-	-	-
569	1.149	1.390	1.986	2.595	2.843	3.467	3.720	4.361	4.619

MAYOR VENTA DE ENERGIA ANUAL US\$

23.481	47.473	57.404	82.017	107.169	117.401	143.207	153.645	180.122	190.770
--------	--------	--------	--------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

CUADRO N° 6.16

PROYECCION INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORES M.T. Y COMPENSACION

SET	ALIMENTADOR	SEMESTRE I - 2000					SEMESTRE I - 2001		
		N	D	E (KWh)	ENS (KWh)	COMPENSACIÓN U.S. \$	N ESP	D ESP	T horas
SECHO	211	10	4,35	8.261.247	9.691	409,23	8	3,48	0,44
SECHO	212	27	16,67	5.488.395	27.615	8.136,68	10	6,17	0,62
SECHO	214	29	18,03	2.638.490	12.456	2.855,01	10	6,22	0,62
SECHO	215	18	20,47	14.295.616	31.119	3.163,39	8	9,10	1,14
SECHO	216	12	9,60	3.473.215	8.744	923,09	6	4,80	0,80
SECHO	217	14	5,47	5.323.556	19.257	2.893,15	8	3,13	0,39
SECHO	219	15	16,92	3.883.330	16.024	2.509,63	8	9,02	1,13
SECHO	221	16	12,15	4.792.447	11.705	1.000,78	10	7,59	0,76
SECHNOR	233	20	9,67	4.469.783	12.819	1.789,60	10	4,84	0,48
SECHNOR	234	21	13,83	7.401.271	25.569	4.255,29	8	5,27	0,66
SECHNOR	236	31	14,73	7.471.589	27.462	5.614,99	10	4,75	0,48
SECHNOR	237	21	8,93	5.490.645	22.051	5.412,91	8	3,40	0,43
SECHNOR	238	24	15,80	4.546.737	24.893	5.965,75	12	7,90	0,66
SECHNOR	244	28	15,90	4.741.562	20.247	4.592,97	10	5,68	0,57
SECHNOR	245							-	
SECHNOR	246	14	8,17	8.260.891	14.234	990,54	6	3,50	0,58
SECHNOR	248	27	24,96	1.919.049	10.494	2.108,43	8	7,40	0,92
SECHNOR	110	13	6,77	875.872	1.161	87,59	0	-	0,52
SELAM	LAMB1	18	20,20	5.278.089	22.955	3.704,52	8	8,98	1,12
SELAM	LAMB2	20	28,32	5.564.881	31.613	6.578,90	6	8,50	1,42
SEIL	I-101	13	16,78	1.205.761	2.376	187,70	8	10,33	1,29
SEIL	I-102	11	14,95	940.301	2.202	137,50	8	10,87	1,36
SEMOT	M-101	11	17,92	884.591	3.704	326,18	6	9,77	1,63
SEMOT	M-102	9	15,00	5.488.000				-	1,67
SEOL	OL-101	13	25,57	664.418	3.046	394,43	6	11,80	1,97
TOTAL		435	361,16	113.359.736	361.439	64.038,26	182	152,49	

Metas N' = 6 Reducción semestral de N Veces 253 58,16%
D' = 10 Reducción semestral de D Horas 208,67 57,78%
Reducción estimada de compensación 60% Valor actual 38.423 US\$ por semestre
Reduccion estimada de la ENS 208.840 KWh por semestre

CUADRO Nº 6.17

PLAN DE INVERSIONES - MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

VALOR DE RESCATE DE LAS INSTALACIONES

ITEM	DESCRIPCION	US\$
1	Línea de Transmisión Pomalca - Ferreñafe 22.9 kV -reemplazo de línea C 244 Retiro de 8 toneladas de conductor de aluminio 250 MCM . - venta a 100 US\$ la tonelada Retiro de 55 transformadores de distribución de 10/0,38-22 voltios, diferentes tamaños - Valor depreciado 50% VNR	800,00 45.062,50
2	Rehabilitación y cambio de tensión línea C212 Retiro de 45 transformadores de distribución de 10/0,38-22 voltios, diferentes tamaños - Valor depreciado 50% VNR	38.325,00
3	Rehabilitación de la Línea de transmisión doble tema en 60 kV. Retiro de 400 cadenas de aisladores antifog de la línea de 60 KV.- Valor rescatable de los aisladores previa revisión Retiro de 12 transformadores de intensidad de 60 KV. - 200 A. - Valor depreciado 3 000 US\$ cada uno Retiro de 41 Km de conductor de aluminio de 67.7 mm2.- 12 toneladas	5.400,00 36.000,00 1.200,00
TOTAL		126.787,50

En el Plan de Inversiones presentado, el conjunto de proyectos genera una serie de beneficios que se muestran en cuadro N° 6.18 dan como resultado lo siguiente:

- Inversión prevista: 1 359,72 Miles de Dólares
- T.I.R. 23%
- VAN 760 Miles de dólares
- Periodo de recupero de la Inversión 5.2 años
- Relación Beneficio/ Costo: 1,6

Estos resultados demuestran la viabilidad del Plan de Inversiones así como la influencia en los resultados de las primeras medidas adoptadas en el Plan Operativo.

CUADRO Nº 6.18

EVALUACION ECONOMICA

PLAN DE INVERSIONES - PROYECTOS DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

I. INGRESOS (BENEFICIOS):

Descripción	Miles US \$												
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL	
1 Valor por reducción de Potencia y Energía que se dejara de comprar		138,21	138,21	138,21	138,21	138,21	138,21	138,21	138,21	138,21	138,21	138,21	1.382,13
2 Reducción de Costos de Operación y reparaciones		5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	50,60
3 Reducción de Costos de Mantenimiento (Aisladores)		11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	117,60
4 Mayores ventas por mayor capacidad de las instalaciones		23,48	47,47	57,04	82,02	107,17	117,40	143,21	153,65	180,12	190,77	190,77	1.102,32
5 Mayores ventas por reducción de interrupciones (mayor disponibilidad)		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	50,00
6 Dejar de compensar a clientes por mala calidad (*)		76,46	76,46	76,46	76,46	76,46	76,46	76,46	76,46	76,46	76,46	76,46	764,60
7 Dejar de pagar multas por mala calidad de servicio (**)													-
8 Valor de rescate de las instalaciones retiradas		126,79											
9 Valor Residual de la Obra (de acuerdo a una depreciación lineal)												450,00	
TOTAL INGRESOS	-	386,76	283,96	293,53	318,51	343,66	353,89	379,70	390,14	416,62	877,26		3.467,25

II. EGRESOS:

Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
10 Suministro de Materiales y Equipos puestos en Obra	911,00											911
11 Montaje	188,82											189
12 Costos Generales y Utilidades	149,93											150
13 Contingencias (10% de 10+11)	109,98											110
TOTAL EGRESOS	1.359,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.360

III. FLUJO NETO:

Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
1 Flujo Neto	(1.360)	387	284	294	319	344	354	380	390	417	877	2.684

TIR:	23%
VAN:	760 Miles de dolares
P/B:	5,2 Años
B/C:	1,8

NOTA:

- * Se considera como un beneficio para el proyecto, la reducción del monto a compensar a los clientes por mala calidad de suministro.
- ** No se han considerado multas de la entidad fiscalizadora.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. De la estadística de fallas, se ha comprobado que las fallas en los sistemas de distribución tienen una gran contribución en la indisponibilidad de suministro a los usuarios y por tanto merece una atención especial.
2. El Plan es un punto de partida para las actividades de reducción de interrupciones a los niveles fijados por la Norma, debiendo complementarse con otros proyectos para alcanzar, asegurar y mantener la confiabilidad del suministro en los niveles de la Norma.
3. La silicona dieléctrica es una buena solución para inhibir los efectos de la contaminación severa en los aisladores de porcelana, no se recomienda generalizar su uso en las redes de media tensión, solo para zonas muy críticas.
4. Para minimizar las interrupciones y por las implicancias de la NTCSE en el periodo anual es conveniente realizar tres mantenimientos de aisladores con línea energizada y uno con suspensión de servicio.

5. Los proyectos del Plan de acuerdo a los indicadores de la evaluación económica, son rentables y por tanto se justifica la ejecución de los mismos.
6. Se ha demostrado que la innovación tecnológica conduce a una reducción en los costos de operación y mantenimiento o en caso de mantener el costo, se obtienen mejores condiciones de calidad de suministro.
7. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) es un reto para los profesionales, técnicos y la ingeniería nacional, porque obliga a desarrollar nuevos métodos de montaje, procedimientos de operación, criterios de diseño y utilización de materiales de calidad, para que las instalaciones eléctricas cumplan con las performance de operación que fija la Norma.
8. Los valores límites fijados por la NTCSE en adelante son uno de los factores principales a tener en cuenta en el diseño de las instalaciones eléctricas en general, esencial para el proceso de planeamiento de los sistemas de distribución.

9. El personal profesional y técnico de Electronorte S.A. esta demostrando capacidad para llevar adelante un proceso de mejora de la calidad de servicio; la reducción de los indicadores DEK y FEK así lo corroboran.

10. Se recomienda realizar un estudio de confiabilidad del sistema de sub transmisión, para determinar las implicancias de una eventual falla en cualquiera de sus componentes principales, sea de línea, transformación o equipos, plantear sus soluciones para mitigar la contingencia.

11. Es importante la elección de componentes adecuados y de capacidad suficiente para las condiciones de trabajo específicas, para asegurar la calidad de suministro.

12. Se recomienda profundizar el análisis de falla de los componentes eléctricos para determinar exactamente el origen de la falla, establecer la fiabilidad de dicho componente y en caso de ser poco fiable se deben sustituir.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. EVOLUCAO DO TRATAMENTO DOS INDICADORES DE QUALIDADE NO BRASIL PONTO VISTA DO CONSUMIDOR.
Armando S.F., Eduardo H.S., J.E.P.S. Tanure
Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL
Foro Internacional del PECIER – Lima – Junio 1999

2. SITUACION TARIFARIA EN EL SECTOR ELECTRICO PERUANO
Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), Lima Perú, Marzo de 1998

3. CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
Tomo 1 – Prescripciones Generales.
Ministerio de Energía y Minas – Año 1978

4. CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
Tomo IV – Sistema de Distribución
Ministerio de Energía y Minas – Año 1978

5. ENGENHARIA DE DISTRIBUCAO
José Adolfo Cipoli – Brasil – 1993

6. PLANEAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BAJO EL ENFOQUE DE MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS Y COSTOS DE INVERSIÓN.
Comunidad Económica Europea – Cursos Regionales -1993

7. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
Roberto Espinosa y Lara – México – 1990

8. GUÍA PARA EL ANÁLISIS BENEFICIO COSTO Y EL EFECTO DISTRIBUTIVO DE PROYECTOS DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD.
Ignacio Coral – Lima – 1992
Seminario Internacional sobre reducción de pérdidas de energía –
Lima 1992

9. Catalogo de HUSKEY – SILICONA TRANSPARENTE DIELECTRICA
10. Catalogo de TYCO ELECTRONICS – Conectores AMP.
11. Catalogo de K LINE INSULATORS LIMITED – 1999

ANEXOS

1. - INFORME TECNICO (EXTRACTO) SOBRE CONDUCTORES ELECTRICOS DE ALUMINIO
CONAL – FABRICA DE CONDUCTORES DE ALUMINIO – VENEZUELA

2. INFORME TECNICO – Corriente de fuga en aisladores.
TECSUR – HIDRANDINA

3. INFORME TECNICO (EXTRACTO) – Inspección y evaluación del estado de conservación de los materiales empleados en los sistemas de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica.
Instituto de Corrosión y Protección - PUCP

ANEXO 1

PROBLEMAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO

Extracto del Informe Técnico sobre conductores de aluminio elaborado por la fábrica CONAL – Fábrica de Conductores de Aluminio de Venezuela. Año 1994

CORROSION EN LOS CABLES

Consideraciones sobre la corrosión en los cables de Aluminio y Aleación de Aluminio para transporte de energía.

El aluminio y sus aleaciones son de los metales más resistentes a la corrosión atmosférica entre los metales empleados para líneas de transmisión. Son cientos de veces más resistentes que el acero, varias veces mas que el zinc (especialmente en atmósferas urbanas) e igual o mejor que el cobre y el plomo en la mayoría de atmósferas. La película de oxido natural que tienen originalmente en la superficie se pone mas gruesa con la exposición a la intemperie y hace que el régimen de corrosión baje rápidamente con el tiempo en todas las atmósferas, menos en las más contaminadas.

Cuando entran en contacto con otros metales sin protección especialmente cuando es de sección transversal delgada, pueden sufrir corrosión galvánica, sobre todo en atmósferas marítimas.

La corrosión producida por las condiciones atmosféricas generalmente pueden subdividirse en tres clases:

- A. La corrosión atmosférica corriente.
- B. La corrosión por atmósfera contaminada.
- C. La corrosión galvánica.

A) La corrosión atmosférica corriente.

Las atmósferas rurales no tienen por lo general contaminantes químicos, ni producen corrosión en los metales. El régimen de corrosión se determina principalmente por el periodo durante el cual la superficie del metal permanece mojada (por lluvia, neblina o rocío) a la temperatura ambiente.

B) La corrosión por atmósfera contaminada.

Los productos químicos que más aumentan la corrosión de los metales son: La sal arrastrada por el aire cerca del mar, y el dióxido de azufre de combustibles (especialmente el carbón mineral) en las localidades industriales y urbanas. En esta clase de atmósferas el régimen de corrosión depende de las concentraciones de sal y/o dióxido de azufre,

el periodo que permanece mojado el metal y la temperatura. En las atmósferas contaminadas la lluvia frecuentemente es una gran ventaja, ya que lava los contaminantes de la superficie del metal y diluye sus residuos.

El contenido salino de la atmósfera marina depende principalmente de la distancia al mar. El contenido de sal baja rápidamente, al grado que en la mayoría de los casos, a dos kilómetros del mar la atmósfera ya no produce corrosión marítima severa. la geografía de la costa y la dirección del viento afectan la distancia.

El humo de carbón mineral suave es el mas activo, siguiéndole el humo de carbón mineral duro, el humo de petróleo y finalmente los productos de combustión del gas.

El aluminio y sus aleaciones resisten perfectamente la corrosión de atmósferas marinas.

C.- La corrosión galvánica.

La corrosión galvánica es el ataque acelerado por uno de los dos metales diferentes que están en contacto en presencia de un electrolito (lluvia, condensación de vapor). Es mayor cuando el electrolito tiene alta conductividad eléctrica. En la atmósfera la corrosión galvánica es más severa a lo largo de las costas del mar donde las películas de

humedad en las superficies metálicas contienen sal arrastrada por el viento. La severidad desciende rápidamente con las distancias al mar, y en la mayoría de las localidades ya es insignificante a dos o tres kilómetros. La corrosión galvánica es mucho menos severa en las atmósferas industriales y es insignificante en las atmósferas rurales.

Cuando el aluminio está en contacto con algún metal que no sea magnesio, zinc o cadmio, tiende a sufrir corrosión galvánica, cuya intensidad aumenta con la conductividad de la película de humedad superficial. Es más severa a lo largo de la costa y menos severa en atmósferas rurales. El acero inoxidable y el cromoplateado no producen efecto galvánico en el aluminio excepto en las más intensas atmósferas marítimas.

Medidas Preventivas para Cables de Aluminio

Impregnación de los Núcleos de Acero

En el cable de ACSR (conductor de aluminio con alma de acero) ocurre apreciable corrosión galvánica solamente en atmósferas marítimas – debido a la combinación de los metales de aluminio, zinc y acero. El aluminio acelera la pérdida de zinc y una vez éste eliminado, el acero acelera la corrosión del aluminio. En condiciones atmosféricas corrientes el efecto es insignificante y los registros de instalaciones

indican 50 años de servicio satisfactorio con los conductores en buenas condiciones.

En atmósferas industriales la corrosión galvánica del ACSR raras veces se considera como uno de los factores determinantes en la duración efectiva del cable.

La corrosión galvánica del ACSR puede evitarse en la mayoría de atmósferas contaminadas impregnando el núcleo con grasa especial durante su manufactura. La grasa llena los espacios en el conductor, evita la entrada de humedad y separa los metales.

CARACTERISTICAS DE LA GRASA

- a) Debe ser fácil de aplicar durante la manufactura.
- b) Debe ser inofensiva al aluminio, zinc, estaño y cadmio, etc. (metales que posiblemente tengan contacto con el aluminio).
- c) Debe ser impermeable.
- d) Debe tener buena estabilidad dentro de los límites de temperatura de operación.
- e) Debe tener buena adherencia.
- f) Debe ser compatible con los compuestos usados en los empalmes y aceites de estriado.
- g) Debe tener baja sensibilidad a luz del sol.

VIBRACIONES EOLICAS EN LAS LINEAS AEREAS

La vibración de los conductores de las líneas de transmisión aéreas, bajo la acción del viento conocida como "vibración eólica" puede causar falla por fatiga de los conductores en los puntos de soporte.

Es abundante la investigación científica que se ha llevado a cabo, y que se efectúa continuamente sobre el problema de las vibraciones en los conductores desnudos.

La información teórica y práctica acumulada durante las últimas décadas, se ofrece en forma práctica para el diseño de las líneas de alta tensión.

Se ha observado tres tipos de vibraciones eólicas en los cables:

1. VIBRACION RESONANTE
2. LA SACUDIDA
3. ROTACIÓN CICLONICA

1. Vibración Resonante

La vibración resonante ocurre en los cables de las líneas aéreas sin cambio apreciable de su longitud de modo que los puntos de apoyo permanecen casi estacionarios. Estas vibraciones son ondas estacionarias de baja amplitud y alta frecuencia.

El esfuerzo flexor que estas vibraciones producen en los puntos de apoyo, combinado con la tracción estática en el cable, el roce entre los alambres de cable y el roce con los accesorios de soporte, pueden producir una falla por fatiga en los alambres del cable después de cierto tiempo. Este tipo de desgaste o rozamiento, que produce cierta cantidad de partículas de metal o de óxido, se sabe perfectamente que origina pérdida de resistencia a la fatiga.

Cuando ocurre la vibración se han observado casos de rotura por fatiga en los soportes de todos los tipos de cables. Estas roturas se han descrito erróneamente debido a la recristalización del metal. En la actualidad se acepta generalmente que la rotura por fatiga se debe a la fractura progresiva en el plano natural de separación entre los cristales.

Las vibraciones resonantes se producen por vientos constantes de baja velocidad a través de los conductores.

De acuerdo a la teoría de KARMAN, las vibraciones eólicas resultan de torbellinos que se forman en los lados del conductor debido al flujo transversal del viento.

La formación alternada de estos torbellinos en los lados superior e inferior del conductor, hacen que el aire fluya mas rápidamente, primero alrededor de un lado del conductor y luego alrededor del otro. De acuerdo al teorema de BERNOULLI esos aumentos intermitentes del flujo de aire están acompañados por disminuciones de presión. Las cuales producen fuerzas alternas, hacia arriba y hacia abajo produciéndose de este modo la vibración del conductor.

Todo conductor tiene una acción imitadora de la vibración o "auto amortiguación", la cual aumenta con la frecuencia y amplitud de la vibración y disminuya con la tracción.

Los vientos que producen vibraciones resonantes peligrosas, tienen que ser constantes. Normalmente vientos de 3 Km./hora no producen vibraciones resonantes y los de 25 Km./hora tienden a producir ráfagas.

Los vientos turbulentos producen diferentes frecuencias en los conductores y las vibraciones no se mantienen por interferencia de las diferentes frecuencias. Vientos de baja velocidad interrumpidos por edificios, árboles o montañas se transforman en turbulentos y normalmente no tienden a iniciar vibraciones.

Distintos Métodos para Reducir las Vibraciones Resonantes.

a) Tracción en el conductor

Como se dijo anteriormente, la auto - amortiguación del conductor hace que la vibración se produzca más fácilmente cuando el cable está sostenido a alto esfuerzo mecánico.

Esto sugiere reducir la tracción como medio de combatir la fatiga.

Esta solución es adecuada tratándose de líneas de distribución, que por lo general tienen vanos cortos. En líneas de transmisión sería antieconómico poner vanos cortos, por lo tanto no se sigue esta norma en toda su extensión.

b) Varillas de Armar

Las varillas de armar son un refuerzo para el conductor en los puntos de soporte; este consiste en una capa de varillas colocadas en forma helicoidal alrededor del cable en los puntos de apoyo. Con este refuerzo se reduce la amplitud de las vibraciones debido al aumento del diámetro del conductor. Registros comparativos indican que se reduce la amplitud de las vibraciones de 10 a 20%. Otras ventajas de las varillas de armar son las siguientes:

Protegen al conductor de quemaduras causadas por arcos.

Protegen a los conductores de líneas antiguas del roce con el aislador de espiga.

Hay tres tipos de varillas:

Varillas rectas cilíndricas.

Varillas rectas ahusadas.

Varillas preformadas cilíndricas.

La Varilla recta cilíndrica se usa en cables delgados y requiere herramientas especiales para su instalación.

La varilla recta ahusada está diseñada para calibres gruesos y requiere herramientas especiales para su instalación.

La varilla preformada cilíndrica tiene la ventaja de su aplicación sencilla, especialmente en los conductores de calibre pequeño. No requiere de herramientas especiales para su aplicación.

c) Amortiguadores.

Cuando se sabe que hay o se esperan vibraciones resonantes, es necesario usar amortiguadores además de las varillas de armar.

El amortiguador STOCKBRIDGE es uno de los más populares en Venezuela y se ha comprobado su alta eficiencia siempre que se instale correctamente. Si estos amortiguadores y el conductor pueden disipar la energía con mayor rapidez que la recibida por

efecto del viento, las vibraciones residuales en el vano será de amplitud insignificante.

Para que el amortiguador sea efectivo se deben colocar lo más separado de los nodos. Para vanos de hasta 365 m. Dos amortiguadores por vano (uno en cada extremo) son suficientes.

Vanos mayores de 365 m. Pueden requerir dos amortiguadores en cada extremo, vanos mayores de 670 metros pueden requerir hasta tres amortiguadores en cada extremo. En casos excepcionales donde no es suficiente tres amortiguadores se colocarán a lo largo del vano amortiguadores adicionales.

2. La Sacudida

Otro tipo de vibración en los conductores es la comúnmente llamada "Sacudida", y es una oscilación de baja frecuencia y larga amplitud, en la cual los puntos de soporte se mueven longitudinalmente el uno con respecto al otro. Aunque este tipo de oscilación no ocurre con frecuencia, sin embargo se ha observado y registrado. Generalmente comienza por efecto del viento sobre secciones irregulares de hielo y nieve en los conductores. El temblor producido por el viento sobre dichas secciones es amplificado por la acción de los aisladores de cadena y por los

postes y torres de soporte. En algunas ocasiones las oscilaciones verticales en los tramos de cientos de metros de largo, suelen medir 4.5 a 6 metros. En estos casos la velocidad del viento generalmente es bastante alta, aproximadamente 40 a 48 Km./hora.

Todavía no hay ningún remedio práctico para eliminar la sacudida, es probable que se pueda desarrollar algún tipo de dispositivo para evitar este tipo de oscilación pero no se sabe si el costo de la instalación de dicho dispositivo puede justificarse en vista que el fenómeno no ocurre con frecuencia. Pero hay algunos casos sin duda, como el cruce de ríos, lo cual requiere un tratamiento especial. Aún no se sabe exactamente que tipo de dispositivo se requiere para estos lugares.

Una sacudida especial se desarrolla cuando una carga de hielo o nieve muy pesada se desprende del tramo. En tales casos el conductor salta hacia arriba debido a su propia elasticidad. Si los extremos del tramo son terminales, la violencia del salto no es muy fuerte y el trastorno se amortigua rápidamente. Pero si los extremos están suspendidos con cadenas de aisladores, los tramos contiguos reciben el movimiento y lo transmiten a las torres. Como resultado, este tipo de salto frecuentemente

produce trastornos e inicia violentas oscilaciones en muy largas distancias en las líneas.

La sacudida y el "Salto por hielo" no dañan a los conductores materialmente, ni ninguna otra parte de la línea, excepto que haya peligro que los conductores se toquen produciendo cortocircuitos y dañando y hasta posiblemente quemando los conductores. Al igual que la sacudida, no se ha perfeccionado ningún método satisfactorio para eliminar el "Salto", el mismo tipo de dispositivo que elimina la "sacudida" también será efectiva para eliminar el "salto".

3. Rotación Ciclónica

Otra forma de trastorno violento en las líneas de transmisión se debe a condiciones localizadas donde el aire está rarificado o donde se ha producido el vacío parcial por efecto de vientos de altas velocidades y de carácter ciclónico, cerca de los conductores. Esta acción del viento tiende a levantar los conductores y habiendo neutralizado la acción de la gravedad, los conductores quedan libres para mecerse al azar en cualquier dirección obedeciendo a los impulsos del viento. El resultado es una rotación violenta en los conductores con peligro de que se toquen y se dañen por el arco voltaico. Cualquier remedio, para

que sea efectivo, requiere estudio cuidadoso de las condiciones locales para cada caso.

Las breves observaciones anteriores no abarcan todo el ramo de las vibraciones en los conductores de las líneas de transmisión pero el objeto es indicar los diferentes tipos de vibraciones que se sabe ocurren en los conductores como resultado de la acción del viento. La vibración más común de todas es naturalmente, la vibración resonante mencionada primeramente, y el objeto principal de este artículo es preparar la manera adecuada de evitar la fatiga de los conductores en los soportes debido a esta causa.

INF-DIC-002/99

tyco
Electronics

PUNTOS DE MEDICIÓN

Para todos los aisladores que se deseen monitorear, se realiza una conexión con cable coaxial tipo RG-58/U desde la espiga metálica hasta la "Caja de Medición" que quedará instalada en el poste a 3 ó 4 metros de altura. Por razones prácticas la caja de Medición permite monitorear un máximo de seis aisladores simultáneamente, recibiendo los 6 conductores coaxiales (ver anexo - foto 2),

El extremo del cable coaxial que llega a la caja de Medición estará debidamente identificado para saber a que aislador corresponde. En la caja de medición cada coaxial llega a una "T" que deja conectado a tierra el cable coaxial (La caja tiene un borne exterior para aterrizarla), el otro punto de la "T" queda con un tapón de sello, esto para mantener la conexión a tierra en todo momento. Resistencia del pozo de tierra de 1,6 ohm.

Los cables coaxiales conectados a los aisladores en estudio serán conectados a una caja de Interface que transforma en una señal de voltaje la corriente de fuga a tierra que baja por cada aislador. Dicha caja se conecta a una tarjeta de adquisición de datos dentro del computador portátil marca Toshiba SATELLITE 110CS, utilizando el software Lab View - Raychem .VI

RESULTADOS DE LA MEDICION:

Corriente pico aislador Raychem (mA)	Corriente AVG Aislador Raychem (mA)	Corriente pico aislador Porcelana 56-2 (mA)	Corriente AVG aislador Porcelana 56-2 (mA)	Corriente pico aislador Porcelana Cut Out (mA)	Corriente AVG aislador Porcelana Cut Out (mA)
0.25	0.080	65.39	39.61	89.28	52.36

INF-DIC-002/99

tyco
Electronics

ANALISIS DE MEDICIONES

1. El aislador polimérico Raychem tiene una buena capacidad de aislación (línea de fuga protegida), a tal punto que su corriente de fuga promedio es mínima considerando que es una zona de alta polución.
2. Se registraron valores de corrientes de fuga del orden de las décimas de microampere. No presenta valores críticos que requieran una acción correctiva.
3. Los valores de corriente de fuga medidos tanto en el aislador tipo Pin y el aislador del seccionador Cut Out, ambos de porcelana definitivamente son muy altos ocasionando pérdidas de energía considerables para la empresa y potencialmente a descargar en cualquier momento dejando fuera de servicio a esta línea.

RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer un seguimiento, al menos una vez por mes, de la variación de las corrientes de fuga de los mismos aisladores; ello permitirá contar con información de las condiciones de operación en esta zona agresiva.

Es preciso al breve plazo la instalación de extensores de línea de fuga en los seccionadores Cut Out y el reemplazo de los aisladores tipo pin de porcelana por aisladores híbridos con línea de fuga protegida tipo RAYBOWL Clase 15 kV de RAYCHEM, en toda esta zona por ser considerada de alta contaminación.

Carlos Riva
Ingeniero de Aplicación EPD
RAYCHEM DEL PERU S.A.

Ulises Benel S
Ingeniero Soporte Técnico Ventas
Tecsuri S.A.A.



ICP/INF-257/2000

INFORME TÉCNICO

SOLICITANTE : EMPRESAS ELÉCTRICAS DEL GRUPO GLORIA S.A.
Av. República de Panamá 2461
Urb. Santa Catalina – La Victoria
Fax: 4700639 Tel.: 4707170
Atención: Ing. Aníbal Tomecich C.
Gerente de Operaciones

ENTIDAD EJECUTORA : PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
INSTITUTO DE CORROSIÓN Y PROTECCIÓN (ICP-PUCP)
DIRECTORA : Lic. Isabel Díaz Tang

SERVICIO SOLICITADO: Inspección y evaluación del estado de conservación de los materiales empleados en los sistemas de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica.

REFERENCIA : ICP/PRE-085/2000

FECHA : San Miguel, 15 de agosto del 2,000

Prohibida su reproducción parcial o total sin la autorización escrita del ICP-PUCP





8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Estimación de las franjas de corrosividad de los lugares inspeccionados

La información presentada en la **Tabla 21** y las conclusiones preliminares basadas en los estudios de la Universidad Nacional de Trujillo (ver **Apartado 4.1**) han permitido realizar la estimación de las "franjas de corrosividad" de los lugares inspeccionados de las empresas del Grupo Gloria (**Tabla 22**). Esto es aplicable a las zonas costeras.

Tabla 22.- Franjas de corrosividad estimadas de los lugares de inspección de las empresas del Grupo Gloria.

Empresa / Lugar de Inspección	Distancia al mar o franja de corrosividad	Categoría de Corrosividad
ELECTROCENTRO		
Huancayo, Tarma	180 Km	Baja
ELECTRONORTE		
Pimentel, Santa Rosa	< 1 Km	Alta
Chiclayo	< 12 Km	Alta : Postes Media : conduct., reten.
ELECTRONOROESTE		
Talara, Negritos	< 3 Km	Alta
Yacila / Paita	< 1 Km	Alta
Tablazo, Arenal / Paita	< 1 Km	Media
Tumbes, Pocitos, Zarumilla, Papayal	< 20 Km	Baja
El Alto / Talara	\geq 3 Km	Baja
Piura	45 Km	Baja
HIDRANDINA		
Trujillo	< 10 Km	Alta
Chimbote	< 10 Km	Alta
Otuzco	30 – 60 Km	Baja
Huaraz	80 Km	Baja
Cajamarca	120 Km	Baja
Huamachuco	120 Km	Baja

Para realizar una proyección de corrosividad de los resultados presentados en la **Tabla 22** a las demás zonas de concesión del Grupo Gloria, se debe tener en cuenta los siguientes factores:

1. Considerar la presencia de microclimas en la región.
2. Inspeccionar un mayor número de líneas de distribución.
3. Complementar información verificable en cuanto a la antigüedad de las líneas.





8.2 Durabilidad de los materiales

Para poder determinar la durabilidad aproximada de los conductores de cobre y aluminio sería necesario realizar un estudio de larga duración (4 o 5 años), que comprenda la exposición de los materiales en una red de estaciones de ensayo que abarque las zonas más representativas de las empresas del Grupo Gloria.

Sin embargo, dado que la Comisión de Tarifas Eléctricas considera en su modelo tarifario una vida útil de 30 años para todos los materiales en todos los lugares de concesión, se puede concluir a partir de este estudio que es muy probable que los materiales actualmente instalados en las líneas de distribución eléctrica (postes de concreto, elementos galvanizados, conductores de cobre y aluminio) **no alcanzarán una vida útil de 30 años** en las zonas de **corrosividad media y alta**, o similares, indicadas en la **Tabla 22**.

Cabe señalar que, debido a su tendencia a la corrosión por picadura en ambientes marinos, húmedos, con ausencia de lluvias, presencia de polvo y efecto abrasivo, **los conductores de aluminio tendrán una mucho menor durabilidad que los conductores de cobre en las zonas de corrosividad media o alta**.

8.3 Elementos galvanizados

Se recomienda reforzar la protección de los elementos galvanizados (estructuras, sistemas de retenida, cables galvanizados, ferretería galvanizada, etc.), sobre todo en las zonas de corrosividad media y alta, con la aplicación de un sistema dúplex (galvanizado + pintura) de acuerdo a los sistemas sugeridos por la norma ISO 12944 (ver **Anexo 1**).

8.4 Pintado de los transformadores y perfiles de las sub-estaciones

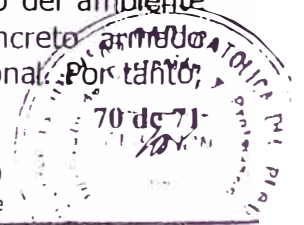
Se recomienda proteger los transformadores y perfiles de las sub-estaciones en las zonas de corrosividad media y alta teniendo en cuenta los lineamientos y sistemas sugeridos por la norma ISO 12944 (ver Anexo 1), o similares.

Asimismo, se recomienda elaborar especificaciones detalladas de los sistemas de protección que incluyan una apropiada supervisión de los trabajos de preparación de superficie y pintado.

8.5 Postes de concreto

El deterioro observado en los postes de concreto evidencia la problemática que presenta este tipo de elementos estructurales; este deterioro es común de observar en todas las ciudades de nuestra costa y principalmente en la ciudad de Lima.

La causa principal de este problema radica en el insuficiente espesor de recubrimiento de concreto, especialmente en atmósferas de agresividad elevada, como es el caso del ambiente marino. Para estas condiciones las normas técnicas de edificaciones en concreto recomiendan un espesor mínimo de 4,0 cm para elementos sin protección adicional. Por tanto,





en situaciones en las cuales el espesor de recubrimiento es menor, es necesario utilizar protecciones adicionales tipo impermeabilizantes, selladores o pinturas bituminosas.

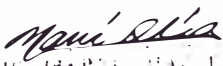
Un factor adicional causante del deterioro prematuro de los postes son las condiciones de esfuerzos mecánicos a las que están sometidos, de manera específica la base y los pastorales. En estas condiciones se producen microfisuraciones que facilitan el ingreso de los elementos agresivos de la atmósfera (humedad, iones cloruro, dióxido de carbono, etc.) que son desencadenantes o acelerantes de la corrosión del acero de refuerzo.

EL PRESENTE INFORME TÉCNICO CONSTA DE SETÉNTIÚN (71) PÁGINAS DE TEXTO Y LOS ANEXOS SIGUIENTES:

- Anexo 1 :** Sistemas de pintura recomendados por la Norma ISO 12941 (2 páginas)
- Anexo 2 :** Resultados de los ensayos de resistencia a la tracción de las muestras de conductores recogidas (37 páginas).
- Anexo 3 :** Reporte fotográfico de la inspección "in situ" de las **redes de distribución** en los lugares de concesión de las cuatro empresas del Grupo Gloria (79 Fotografías).
- Anexo 4 :** Reporte fotográfico de la inspección de los **postes** de las redes de distribución en los lugares de concesión de las cuatro empresas del Grupo Gloria (69 Fotografías).
- Anexo 5 :** Reporte fotográfico de la inspección de los **elementos de ferretería y sistemas de retenida** de los postes de las redes de distribución en los lugares de concesión de las cuatro empresas del Grupo Gloria (22 Fotografías)
- Anexo 6 :** Vistas macrográficas de la **inspección en laboratorio** de las muestras de conductores de aluminio y cobre, recogidas durante las inspecciones (61 Fotografías).
- Anexo 7 :** Vistas de la **observación metalográfica** de secciones transversales de muestras de los conductores de aluminio y de cobre, recogidas durante las inspecciones (27 Fotografías).

Informe elaborado por: Dr. Santiago Flores Merino
Dr., Ing. Elmer Ramírez Cruz
Ing. Halter García Sánchez
Ing. Gonzalo Rocha Rivero

INSTITUTO DE CORROSION Y PROTECCION
PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DEL PERU


LIC. ISABEL MARÍA ESPINOZA
DIRECTORA