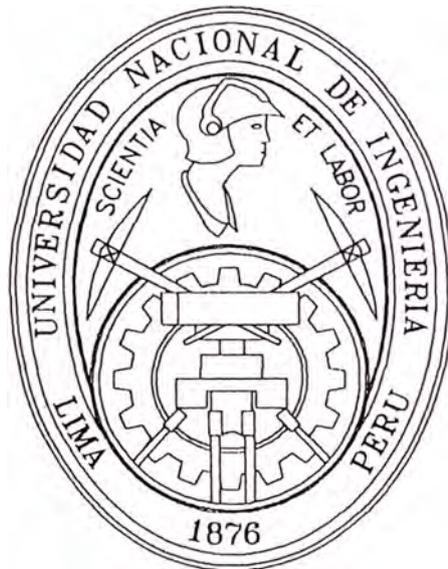


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



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

**“MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO
EN EL ALIMENTADOR HUACHIPA 08”**

EDMUNDO VILLACORTA SORIANO

PROMOCION 93 I

LIMA - PERU
2000

INDICE

Tema	Pag.
Prologo	1
Capítulo I	
1. Introducción.....	2
Capítulo II	
2.1. Estudio actual del Sistema Eléctrico	10
2.1.1. Descripción del tipo de carga que es alimentada por el circuito.....	12
2.1.2. Esquema del circuito	13
2.1.3. Cálculo de los valores de Impedancias del circuito	15
2.1.4. Flujo de carga del circuito	17
2.1.5. Descripción de los principales elementos de la protección del circuito.....	20
Capítulo III	
3.1. Alternativas de Solución a plantear	25
3.1.1. Mejoramiento de la Impedancia Equivalente del circuito	26
3.1.2. Descarga del Circuito por traslado de carga	27
3.1.3. Construcción de un nuevo circuito	30

Capítulo IV

4.1. Análisis Económico de las Alternativas Planteadas.....	32
4.1.1. Costo de cada Alternativa de Proyecto	33
4.1.2. Compensaciones a efectuar de no ser efectuado proyecto alguno	41
4.1.3. Cálculo del VAN de cada alternativa.....	48
4.1.4. Cálculo del TIR de cada alternativa.....	51

Capítulo V

5.1. Proyecto Realizado.....	53
5.1.1. Memoria Descriptiva	53
5.1.2. Especificaciones Técnicas de los Materiales	57
5.1.3. Especificaciones Técnicas de Montaje.....	75
5.1.4. Cálculos Justificativos	97

Conclusiones	107
---------------------------	------------

Bibliografía	108
---------------------------	------------

Planos y Esquemas Eléctricos

PROLOGO

Desde la promulgación de La Ley de Concesiones Eléctricas el Negocio Eléctrico en el Perú fue dividido en tres partes:

La Generación.– Encargada de la producción de energía contando con diferentes fuentes de energía: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Termoeléctricas (carbón, diesel, gas, etc), Centrales Geotérmicas (sin experiencias en el país), Centrales Nucleares de Generación Eléctrica (no conectadas al sistema eléctrico nacional).

La Transmisión.– Encargada de llevar la energía desde los diferentes puntos de generación hasta las diferentes empresas concesionarias de distribución o grandes clientes.

La Distribución La cual se dedica a la adquisición de energía de los generadores por medio de las empresas de transmisión y se encarga de la atención de los clientes finales o usuarios del servicio eléctrico. Estas actividades afines se desarrollan de manera distinta y tienen características de operación, administración y “know how” totalmente diferentes. En tal sentido lo que se pretende presentar en el siguiente trabajo es mostrar la manera como una empresa de distribución enfrenta un problema relacionado directamente con la operación de sus instalaciones eléctricas en media tensión, obteniendo como resultado una mejora del servicio que presta a sus clientes y una mejora en el proceso de operación mismo de su sistema eléctrico.

SIMBOLOGÍA A TENER PRESENTE

El uso de las siguientes abreviaturas y su significado permitirán una mayor comprensión durante la lectura del presente trabajo:

- NTCSE: Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos
- Osinerg: Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía
- CTE: Comisión de Tarifas Eléctricas
- S.E.: Subestación Convencionales de Distribución, se numeran desde la S.E. N° 0001 hasta la S.E. N° 2000
- T 0295: Todo nodo tipo T en un circuito eléctrico de distribución de la empresa Luz del Sur S.A.A. es codificado con un número el cual permite su identificación en los circuitos de distribución eliminando el riesgo de confusión entre circuitos, en este caso representa el circuito en "T" con N° 0295
- Cliente: Todo usuario del servicio público de electricidad que posee un contrato de suministro con la empresa de distribución eléctrica.
- Compensación: Pago que debe efectuar la empresa eléctrica a sus respectivos clientes por brindarles el servicio con niveles de calidad por debajo de los establecidos por la Norma de Calidad

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La empresa Luz del Sur S.A.A. es una de las empresas Concesionarias encargadas de la Distribución de energía eléctrica de Lima y abarca los distritos ubicados en la zona sur y central del departamento de Lima, contando en la actualidad con alrededor de 640 mil clientes, periódicamente y como parte de las responsabilidades de los departamentos de Proyectos de la empresa se evalúa el nivel de calidad con la que viene prestando el servicio eléctrico a sus clientes, así como también se reciben quejas de los clientes que le permite a la empresa concesionaria determinar la real percepción de la calidad del servicio que presta de acuerdo a la perspectiva de sus clientes, lo que motiva la necesidad de evaluar posibles cambios en el sistema de distribución de la empresa.

Hasta hace algunos años las herramientas y controles de calidad que poseía cada empresa concesionaria estaban dados de manera muy ambigua y poco clara debido principalmente a que cada profesional en base a su experiencia y conocimiento en el área definía estándares de operación y mantenimiento

de los diferentes elementos conformantes del sistema de Distribución los cuales permitían operar en condiciones técnicas muy favorables.

Esta ambigüedad fue sustituida por el Ministerio de Energía y Minas quien promulgó el 11 de Octubre de 1997 La Norma Técnica de la Calidad de Servicios Eléctricos, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, establece las Normas Reglamentarias de Calidad de los Servicios Eléctricos donde se determinan los parámetros de medición y las tolerancias máximas permitidas para las diferentes empresas de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica que operan en el país.

La aplicación de la Norma, anteriormente mencionada, originó que la empresa evaluase los diferentes aspectos y/o parámetros auditados por dicha Norma para redefinir sus estándares y tener perfectamente identificado las instalaciones que por diferentes razones estuviesen operando con niveles de calidad inferiores a los exigidos por el ente fiscalizador .

El circuito de 10000 voltios Huachipa 08; el cual se estudiará con mayor detalle a partir del Capítulo II del presente trabajo fue identificado como un circuito que poseía problemas con la calidad (ahora totalmente definidos por la Norma Técnica) con la que se vendía energía eléctrica a los clientes que alimentaba, se observa principalmente problemas de calidad de Producto (suministro de tensión de mala calidad) y problemas de calidad de Suministro (interrupciones en el sistema eléctrico, comúnmente

denominados “apagones”), por la cantidad de interrupciones que generábamos a nuestros clientes, las cuales se debían a fallas en nuestro sistema ó debido a que la alta tecnología de las instalaciones de algunos de ellos, los obliga a desconectarse de nuestro sistema al recibir energía eléctrica con valores de tensión muy por debajo de los valores establecidos por el Código Nacional de Electricidad y por la misma Norma Técnica de los Servicios Eléctricos.

Para mayor precisión y detalle en las siguientes líneas, se muestran un compendio lo más resumido posible de los principales parámetros que establece la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, lo cual se espera que permitan tener una idea clara de las diferentes exigencias que posee la empresa concesionaria para cada uno de sus clientes, cabe destacar que según la autoridad (Comisión de Tarifas Eléctricas) esta exigencia del nivel de calidad, con la que el suministrador atiende las exigencias de sus clientes, están reconocidas en el esquema tarifario con el cual el suministrador efectúa el cobro del servicio eléctrico a cada uno de sus clientes.

RESUMEN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

(Decreto Supremo N° 020-97-EM)

CALIDAD DE PRODUCTO

La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Períodos de Control". El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario (salvo la frecuencia, cuya medición es a diario) a estos períodos se le denomina "Período de Medición". Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo **se considera de mala calidad**. Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al Cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad. Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado.

Tensión: El indicador para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición de 15 minutos de duración es la diferencia (V_k) entre la medida de valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y

el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{(V_k - V_N)}{V_N} \cdot 100\%; \text{ (expresada en: \%)} \dots\dots\dots \text{ (Formula N° 1 NTCSE)}$$

Se establece las tolerancias máximas permitidas para las variaciones de Tensión con respecto a la Tensión Nominal de los puntos de entrega de energía al suministro eléctrico de cada cliente, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5\%$ de las tensiones nominales en tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano - Rurales y/o Rurales dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancia establecidas por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del periodo de medición.

Frecuencia: Se establece las tolerancias máximas permitidas para las variaciones de Frecuencia con respecto a la Frecuencia Nominal de entrega al suministro eléctrico de cada cliente y la duración y/o tiempo en que se pueden producir éstas variaciones.

Perturbaciones: El Osinerg propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Inicialmente, solo se controla el Flicker y las Tensiones Armónicas. El Flicker y las Tensiones Armónicas se miden en el voltaje de

Puntos de Acoplamiento Común (PAC) del sistema de puntos indicados explícitamente en la Norma o de otros que especifique El Osinerg en su autoridad. Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

- Para FLICKER: El Índice de Severidad por Flícker de corta duración (Pet) definido de acuerdo a las Normas IEC.
- Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales (V_t) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD) - siglas en inglés de Total Harmonic Distorsion.

CALIDAD DE SUMINISTRO

La calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del 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 teórica no suministrada a consecuencia de ellas. El período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración. Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega (programada o no). Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionados con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por el Osinerg.

Se establecen los siguientes indicadores de calidad:

Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N): Este valor establece el número de veces, durante un semestre, en las cuales un cliente se queda sin servicio eléctrico ya sea por razones imprevistas o programadas. Para la Norma Técnica no se considera una Interrupción cuando un cliente permanece fuera de servicio por un tiempo de 3 minutos o menos.

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D): Este valor se calcula mediante la ponderación del tiempo de las interrupciones programadas y el tiempo de las interrupciones no programadas, siendo éstas últimas las de mayor efecto sobre el indicador D.

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N)

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	2 interrupciones / semestre
Clientes en Media Tensión	4 interrupciones / semestre
Clientes en Baja Tensión	6 interrupciones / semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	4 horas / semestre
Clientes en Media Tensión	7 horas / semestre
Clientes en Baja Tensión	10 horas / semestre

CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Donde no se evalúan parámetros técnicos (salvo la precisión de los medidores de energía eléctrica), si no más bien la calidad con la que las empresas concesionarias de distribución eléctrica atiende a cada uno de sus clientes en las diferentes solicitudes y reclamos que éstos presentan ante la empresa concesionaria; por lo que se establecen indicadores de trato al cliente, medios de atención, precisión de medida de la energía.

CALIDAD DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

El indicador principal para evaluar la Calidad de Alumbrado Público es la longitud de aquellos tramos de vías públicas que no cumplen con los niveles de luminancia, iluminancia o deslumbramiento especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 de iluminación de vías públicas, expedida por el Ministerio de Energía y Minas.

CAPITULO II

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Uno de los circuitos en los que la empresa concesionaria detectó problemas de calidad fue en el circuito alimentador Huachipa 08, al cual en lo sucesivo lo denominaremos HP-08; el cual es el código con el que se conoce en la empresa Luz del Sur S.A.A. a este circuito.

En este circuito se detectaron problemas de calidad de Producto y dada su historial de fallas se decidió mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica que se brinda a estos clientes conectados a este circuito.

Por otro lado, es bueno precisar que el circuito en estudio nació como consecuencia de la eliminación de una cabina de 30/2.3kV que alimentaba el antiguo pueblo de Vitarte y que dada la eliminación de este transformador, el circuito HP-08 paso a asumir dicha carga, más el crecimiento que se produjo en esta zona, en el momento del estudio del circuito HP-08 parte del área que alimentaba éste circuito era colindante con el área de influencia de una Subestación de Transformación cercana a la Subestación de

Transformación de Huachipa la cual ha sido recientemente instalada: La Subestación de Transformación de Santa Anita 40MVA 60/22.9/10kV (1998)

La puesta en servicio de ésta instalación hace posible elaborar un estudio pormenorizado de la actual topología del circuito y de las mejoras a realizar con la finalidad de mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica, mediante: el reforzamiento de los circuitos existentes, la construcción de circuitos auxiliares o la creación de nuevos circuitos.

El Circuito Eléctrico HP-08 opera a la tensión nominal de 10kV sistema en triángulo, es un circuito que alimenta parte del sector de la antigua población de Vitarte donde desde hace algunos años se han acentuado cerca de la localidad empresas dedicadas a la producción de ladrillos, servicios médicos y telecomunicaciones finalmente se viene desarrollando una área comercial a lo largo de la Carretera Central, este circuito presenta las siguientes características de operación:

- Tensión de Operación (kV) : 10
- Sistema : Triángulo
- Tipo de Circuito : Radial con Anillos Abiertos
- Frecuencia (Hz) : 60
- Carga Admisible (A) : 287
- Sección Crítica Cable NKY (mm²) : 240
- Carga Registrada Máxima(Jul. 1999) (A) : 298
- Carga Registrada Mínima (A) : 100

2.1.1. DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE CARGA QUE ES ALIMENTADA POR EL CIRCUITO

El Circuito HP-08, presenta un diagrama de carga con una características preponderantemente Residencial, pues su máxima demanda es observada en la hora punta nocturna, por otra parte es fácil de apreciar la cantidad de clientes conectados a éste circuito en sus dos tensiones de alimentación (Media Tensión 10kV y Baja Tensión 0.23kV):

- Número de Clientes conectados en 10kV 5
- Número de Clientes conectados en 0.23kV 6691

Cabe destacar que, existen 54 clientes en Baja Tensión los cuales los podemos considerar como clientes importantes, pues cada uno de estos clientes tiene suscrito un contrato con la empresa concesionaria por una potencia mayor de 20kW y con una facturación Binomia (facturación de Potencia y Energía) por el servicio de Energía Eléctrica que la empresa le brinda.

Los clientes en 10kV son los siguientes:

- Ladrillera Kar
- Fábrica de Ladrillos LABSA
- Ladrillera San Carlos
- Base de la Dirección Nacional de Operaciones Especiales
- Telefónica del Perú

Los diez principales clientes en 0.23kV son los siguientes:

- Compañía Comercial Electra del Perú
- Empresa estatal de servicios de Salud Essalud
- Empresa de Cerámica Publiceram
- Empresa de procesamiento de café Inversiones Villa Rica
- Ministerio del Interior
- Empresa de Transportes y Servicios Sol de Vitarte
- Sedapal Estación de Bombeo P665
- Sedapal Estación de Bombeo P492
- Sedapal Estación de Bombeo P379

2.1.2. ESQUEMA DEL CIRCUITO

Este circuito posee las siguientes características topológicas (en 10kV):

- | | |
|---|-------|
| • Longitud Total del Circuito (m) | 13322 |
| • Longitud del Circuito con Red Aérea (m) | 6106 |
| • Longitud del Circuito con Red Subterránea (m) | 7216 |
| • Cantidad Total de Subestaciones | 29 |
| • Cantidad Subestaciones Convencionales | 6 |
| • Cantidad Subestaciones Aéreas | 11 |
| • Cantidad Subestaciones Compactas | 12 |
| • Cantidad de Enlaces del circuito | 4 |

En el esquema 1 se muestra el Esquema del circuito en 10kV donde se puede observar en mejor detalle la Topología del Circuito, en el cual, se ha colocado la siguiente información:

- Longitud de cada tramo del circuito
- Sección de cada tramo del Circuito
- Número de cada Subestación (en la leyenda se muestra las diferencias entre subestaciones)
- Nombre del Circuito y Número de la Subestación con que se enlaza el Circuito

Nótese que el circuito en estudio posee seis subestaciones convencionales, las cuales son diseñadas y usadas por la empresa Luz del Sur S.A.A. para operar de manera rápida y segura las redes de distribución en Media Tensión, por lo que esta condición muy propia de éste circuito facilita su estudio pues desde el punto de vista operativo y de mantenimiento del circuito la solución a plantear tendrá que tener como base la optimización de las subestaciones convencionales existentes, las cuales forman parte de manera obligada del circuito principal.

2.1.3. CALCULO DE LOS VALORES DE IMPEDANCIA DEL CIRCUITO

Para el cálculo de valores de la impedancia del circuito, se usarán las tablas N° 1, 2, 3 y 4; las cuales son una recopilación de las especificaciones técnicas de los materiales técnicamente aceptados por Luz del Sur S.A.A (cables y conductores aéreos), de acuerdo con el Departamento de Diseño Normas y Costos, el cual establece las siguientes características eléctricas para los siguientes materiales:

RED SUBTERRÁNEA

Cables NKY: Cable tripolar de papel impregnado en aceite con chaqueta de plomo y cubierta de PVC

TABLA 01

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE CABLES SUBTERRÁNEOS TIPO NKY

SECCIÓN	CAPACIDAD DE CORRIENTE	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Z(Ohm/km)
16mm ²	61	1.377	0.136	1.3836 \angle 5.6405°
35mm ²	100	0.83	0.120	0.8386 \angle 8.2267°
70mm ²	145	0.323	0.109	0.3408 \angle 18.6475°
120mm ²	193	0.186	0.101	0.2116 \angle 28.5024°
240mm ²	287	0.095	0.083	0.1261 \angle 41.1431°

Cables N2XSY: Cable unipolar de Cobre Electrolítico con aislamiento de Polietileno Reticulado y cubierta de PVC.

TABLA 02
 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE CABLES SUBTERRÁNEOS TIPO
 N2XSY

SECCIÓN	CAPACIDAD DE CORRIENTE	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Z(Ohm/km)
25mm ²	110	0.929	0.216	0.9537 13.0891°
50mm ²	154	0.493	0.199	0.5316 21.9815°
70mm ²	188	0.343	0.158	0.3776 24.7327°
120mm ²	255	0.196	0.175	0.2627 41.7602°
240mm ²	373	0.100	0.159	0.1878 57.8329°

RED AÉREA

Red Aérea De Aluminio Desnudo

TABLA 03
 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE CONDUCTORES AÉREOS DESNUDOS
 DE ALUMINIO

SECCIÓN	CAPACIDAD DE CORRIENTE	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Z(Ohm/km)
35mm ²	142	0.765	0.445	0.8850 30.1865°
70mm ²	201	0.583	0.418	0.7173 35.6398°
120mm ²	284	0.323	0.424	0.5330 52.7001°

Red Aérea De Cobre Desnudo

TABLA 04

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE CONDUCTORES AÉREOS DESNUDOS
DE COBRE

SECCIÓN	CAPACIDAD DE CORRIENTE	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Z(Ohm/km)
16mm ²	112	1.349	0.472	1.429119.2843 ^o
35mm ²	182	0.616	0.440	0.757035.5376 ^o
70mm ²	275	0.315	0.444	0.544354.6458 ^o

Con los valores anteriormente indicados del valor de R y X, obtenidos de las especificaciones técnicas de los materiales hemos obtenido el valor de la impedancia equivalente para cada sección para una longitud de un kilómetro, por lo que para hallar el valor de la impedancia del circuito efectuamos el producto de la longitud de cada tramo por la impedancia correspondiente a la sección de dicho tramo.

2.1.4. FLUJO DE CARGA DEL CIRCUITO

Con estos valores realizamos un estudio de flujo de potencia para definir los valores de Corriente en cada ramal del circuito así, como los valores de tensión en los nodos mas importantes del mismo.

Para obtener el valor adecuado con el cual realizaremos el flujo de potencia del circuito revisamos los valores históricos de corriente y tensión del circuito

en estudio, para lo cual disponemos de valores registrados cada 15 minutos de corriente suministrada por el circuito, así como de la tensión en barras de la subestación Eléctrica de Transformación Huachipa, de donde escogiendo un día típico haremos el estudio de carga del circuito.

Los resultados de los valores de corriente obtenidos se muestran en el esquema 02, donde se han colocado los resultados del cálculo de tensión y corriente obtenidos mediante el programa de flujo de carga disponible en la empresa concesionaria.

Mediante el registro de la tensión en las barras de la S.E. N° 1634 se comprobó que los valores de caída de tensión registrados, permitían tener una mejor idea de la magnitud del problema, determinando mediante medición los verdaderos valores para un determinado periodo de tiempo, los resultados de esta medición se muestran en la figura 1.

La diferencia entre los valores obtenidos mediante el análisis de flujo de carga y los valores registrados son muy fáciles de explicar y podemos considerar conveniente las siguientes razones:

- Primeramente, el análisis de flujo de carga es un procedimiento teórico el cual se inicia con la elección de un valor de corriente y un valor de tensión de un día típico del circuito, razón por la cual los valores registrados no garantizan por si solos que se trate de un día típico del circuito, mientras

no se verifique que el periodo de registro obedezca a un día con las mismas características o similares al día en que se efectuó el análisis.

- Por otro lado los valores de impedancias definidas en las tablas 01, 02, 03 y 04; son valores de diseño de los materiales que utiliza la empresa Luz del Sur S.A.A en sus instalaciones, no son valores reales debido a que por más perfecto que sea un conductor siempre poseerá a toda su longitud variaciones de su sección que se ven reflejadas en el valor de la impedancia del circuito.
- Debido a que los equipos registradores usados uno a la salida del circuito Huachipa 08 y otro en las barras de la subestación N° 1634, cada uno de ellos posee un reloj que permite fijar el intervalo o periodo de medición en los que se hará cada registro y dado a que éstos relojes no se encuentran sincronizados existen pequeñas diferencias que también originan diferencias en las dos metodologías de análisis.

Debido a que la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, posee como elementos de control registros de eventos (tensión, interrupciones, etc.), en lo sucesivo las empresas concesionarias privilegiarán los valores obtenidos mediante registros debido a que los valores teóricos no tienen asidero en el esquema de calidad en la cual se encuentra inmerso el país con la aplicación de la Norma Técnica de Calidad a la empresa concesionaria, sin embargo son herramientas de análisis sumamente útiles para los estudios de planeamiento.

2.1.5. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO

La empresa concesionaria posee en la actualidad una gran cantidad de elementos que conforman sus sistema de protección los cuales obedecen a un desarrollo realizado durante años anteriores, este desarrollo se basó en una tecnología que en el momento de su selección era la tecnología más adecuada para el sistema de distribución elegido, este sistema de protección estaba basado en que la red de distribución cuenta con las siguientes características:

Tensión de la Red (kV)	10
Sistema	Aislado
Configuración	Triangulo
Redes de Distribución	Subterráneas
Tipo de cable	NKY

En la actualidad las nuevas tecnologías utilizadas en la red de distribución, así como el desarrollo de las redes aéreas – las cuales se desarrollaron inicialmente por problemas de presupuesto y costos de inversión en las empresas concesionarias en la actualidad resultan importantes por los aspectos tarifarios que involucran – hicieron necesario ampliar los criterios de los elementos de Protección que podemos resumir de la siguiente manera:

A LA SALIDA DEL ALIMENTADOR

En el caso de los alimentadores existen un solo tipo de equipo al comienzo de cada circuito, el cual consta:

- Equipo de Operación Interruptor (generalmente en Vacío o en SF6)
- Equipo de Protección Relé Indirecto

Dependiendo de las características propias de cada Relé, la marca y el modelo se cuenta con diferentes tipos de instalaciones y diseños sin embargo es adecuado precisar que en cada alimentador la empresa concesionaria cuenta con los siguientes tipos de protección: Homopolar, Sobrecorriente, Sobretensión, Distancia (ó impedancia).

EN CADA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

En el caso de las Subestaciones de Distribución existen dos tipos de equipos en cada celda el cual corresponde a un nodo o punto de operación de cada circuito.

Equipos de Operación:

- Interruptor (generalmente en Mínimo Volumen de Aceite, Vacío o en SF6)
- Seccionadores de Potencia Fusibles

Equipo de Protección:

- Relé Directo ó Indirecto (asociado a los Interruptores)
- Fusibles tipo CEF (asociado a los Seccionadores de Potencia)

Generalmente los Interruptores son colocados en los circuitos denominados "troncales", los cuales por su importancia distribuyen la mayor cantidad de energía del circuito y los Seccionadores son colocados en los circuitos denominados "laterales", los cuales por su "menor importancia" distribuyen una menor cantidad de energía del circuito y su potencia instalada de el circuito "lateral" que protegen "aguas abajo" no supera por lo general el valor de 1MW

En el caso de las Subestaciones de Distribución poseemos una gama reducida de Relés, los cuales los podemos clasificar de la siguiente manera:

Indirectos:

- Autónomos (No requieren de energía auxiliar para operar, pero su operación se reduce a una sola apertura)
- Con Alimentación Auxiliar (Requieren de un conjunto de baterías para operar)

Directos:

- Relé HB altamente difundido en las instalaciones de distribución pero con las limitaciones correspondientes a un equipo de tecnología bastante antigua la cual no se utiliza más en la actualidad en las empresas eléctricas, por lo que es bastante complicado su calibración y mantenimiento.

En cuanto a marcas y modelos se cuenta con dos diferentes tipos de instalaciones y diseños para cada caso (Autónomo y Alimentación Auxiliar) y un solo tipo de instalación para los Relés HB los cuales se instalan sólo por mantenimiento.

En el caso de Fusibles tipo CEF, los cuales son empleados en circuitos laterales donde la potencia de cortocircuito y la Potencia instalado lo permita son utilizados conjuntamente con los seccionadores de Potencia Fusibles.

En Redes Aéreas

El desarrollo de las Redes Aéreas en la empresa eléctrica tuvo como resultado la selección del equipo de protección más económico que se dispone el Fusible, (en este caso el Fusible de Expulsión) el cual esta altamente difundido en la protección de instalaciones del tipo exterior donde se utiliza como elemento de protección y maniobra un seccionador fusible denominado "Cut-Out" (nombre en Inglés), en el cual una de las partes más importantes es un hilo fusible que se encuentra alojado en un tubo portafusible, él fusible al fundirse logra expulsar al cartucho portafusible originando la desconexión del circuito, su principal desventaja es que sólo opera en casos de cortocircuitos y que además se convierte en un elemento de protección poco confiable en el caso de Redes Eléctricas Aisladas (sin embargo en el caso de Redes Eléctricas Aterradas es de mucha utilidad). En

el caso de la empresa concesionaria se usan los fusibles tipo "K" los cuales son de fusión rápida.

CAPITULO III

ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

3.1. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN A PLANTEAR

Las alternativas de solución a plantear, en el siguiente capítulo, se basan en la experiencia de la empresa concesionaria en la solución de problemas similares, los cuales conllevan generalmente a la construcción y/o reforzamiento del circuito en estudio, lo cual permitirá en el futuro lograr mejores condiciones de operación del circuito y el análisis de cada alternativa se suele plantear teniendo en cuenta los siguientes criterios de operación de las Redes de Media Tensión 10kV:

Calidad de Suministro: Lo cual se ve reflejado en la cantidad de interrupciones y la duración de las mismas que el circuito actual posee y las posibles interrupciones que este tendría con las mejoras que se plantearían al circuito, por lo que desde éste punto de vista se tienen presente lo siguiente:

- Necesidades de Mantenimiento (Interrupciones Programadas)
- Fragilidad de la Instalación (Interrupciones no Programadas)

- Circuitos Auxiliares o de Respaldo (Duración de las Interrupciones)

Calidad de Producto: Lo cual se ve reflejado en el perfil de tensiones que se obtiene en cada nodo de la Red de Distribución 10kV, y las eventuales perturbaciones que se pueden generar en el sistema, por lo que desde ésta condición se tienen presente:

- La impedancia equivalente del circuito (Sección y Tipo de conductor)
- Las variaciones de Impedancia del circuito (Cambios de Red Aérea a Subterránea, que ante la eventualidad de una falla en la que se generan sobretensiones se produce una amplificación de la onda de sobretensión así como un reflejo de la misma.

Para el presente análisis se ha tomado en cuenta los criterios antes mencionados con la finalidad de plantear cada alternativa de tal modo que cubra en lo posible con todas las exigencias plantadas en los criterios arriba indicados.

A continuación planteamos tres alternativas de solución al circuito de 10000 voltios Huachipa 08.

3.1.1. MEJORAMIENTO DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE DEL CIRCUITO

Con la finalidad de mejorar la Impedancia equivalente del circuito, es evidente que ésta se logra básicamente mediante el reemplazo de un conductor con determinada sección por uno de mayor sección, en este caso el proyecto consiste en reemplazar un circuito existente – o determinadas porciones de un circuito – por uno de mejor Impedancia y esto se logra aumentando la sección del circuito, pues la distancia del mismo es invariable, en ese sentido en esta alternativa se observa que se tienen: tramos de Cable NKY 240mm^2 los cuales pueden ser reemplazados por cables N2XSY 240mm^2 ó 300mm^2 y tramos de Conductor de Aluminio de 125mm^2 los cuales pueden ser reemplazados por Conductor de Aluminio de 185mm^2 .

Del análisis del circuito en estudio se observa que en los primeros tramos (tres primeros circuitos comúnmente denominados “troncales” la sección de conductor factible de realizar cambios es la red aérea, pues el costo de reemplazar una red subterránea, es mucho más costoso que efectuar una nueva instalación, en tal sentido, se plantea el reemplazo de los tres tramos aéreos, esto se muestra en el esquema N° 03.

3.1.2. DESCARGA DEL CIRCUITO POR TRASLADO DE CARGA

Para efectuar un traslado de carga del circuito es conveniente tener presente la cantidad actual de los circuitos de enlace existentes y si éstos pueden operar adecuadamente de tal manera que las condiciones eléctricas que se

producirán como resultado de efectuar el enlace ó el traslado de la carga no afectarán para nada la calidad de suministro.

Del estudio de cada enlace se puede apreciar lo siguiente:

Subestación Convencional N° 863 a T 0295 del circuito HP-03: Este enlace sirve para trasladar carga del circuito HP-03 al circuito HP-08, y no de manera inversa, por lo que para el presente estudio este enlace no puede ser considerado.

Subestación Convencional N° 1830 a Subestación Aérea 10370 del circuito HP-06: Este enlace sirve para trasladar carga del circuito HP-06 al circuito HP-08, y no de manera inversa, por lo que para el presente estudio este enlace tampoco puede ser considerado.

Subestación Convencional N° 1634 a T 1039 del circuito E6-02: Este enlace sirve para trasladar carga del circuito E6-02 al circuito HP-08, y no de manera inversa, por lo que para el presente estudio este enlace no puede ser considerado.

Subestación Convencional N° 1634 a Subestación 860 del circuito ST-12: Este enlace sirve para trasladar carga entre ambos circuitos, por lo que para el presente estudio este enlace puede ser considerado, pero dada la magnitud de la carga en ésta subestación prácticamente todo el circuito HP-

08 excepto por dos subestaciones y a la excesiva longitud del circuito, este enlace no permite efectuar traslados de carga sin sacrificar la calidad del servicio a nuestros clientes.

Subestación Convencional N° 1700 a Subestación N° 1559 del circuito HP-07: Este enlace sirve para trasladar carga entre ambos circuitos, por lo que para el presente estudio este enlace no puede considerarse como de diseño adecuado.

De lo anteriormente expuesto observamos por conveniente plantear un nuevo circuito que enlace las subestaciones convencionales N° 1172 y 1761, pues como instalación se encuentran subutilizadas y no poseen circuitos de respaldo a pesar de que topológicamente poseen circuitos de alimentación lo suficientemente robustos que pueden permitir una adecuada operación y mantenimiento al circuito de Media Tensión en estudio.

Del análisis de los circuitos circundantes observamos que gracias a la puesta en servicio de la Subestación de Transformación Santa Anita existen circuitos totalmente nuevos, los cuales se encuentran subutilizados y pueden permitir mejorar la confiabilidad del sistema (ampliando la cantidad de circuitos de enlace que verdaderamente respalden al circuito HP-08), por lo que en la siguiente alternativa se plantea la construcción de un nuevo circuito entre la Subestación Convencional N° 1551 y la Subestación Convencional N° 1761, lo cual permitirá trasladar parte de la carga del

circuito HP-08 al nuevo alimentador denominado Santa Anita N°14 que en adelante se denominará ST-14. Este enlace se puede apreciar en el esquema N°04.

3.1.3. CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO CIRCUITO

Para la construcción de un nuevo circuito analizaremos la posición relativa de las Subestaciones de Transformación Eléctrica Huachipa y Santa Anita, así en el Plano N° 1 se muestra la ubicación geográfica de cada Subestación de Transformación así como la ubicación geográfica de las principales subestaciones de distribución materia del presente estudio, en el mismo plano se a trazado una línea la cual divide el límite de influencia de cada Subestación de Transformación, esta línea es el lugar Geométrico equidistante de ambas Subostaciones de Transformación

En este plano, observamos particularmente el caso de la Subestación N° 1700 la cual se encuentra ubicada dentro del área de influencia de la Subestación de Transformación Huachipa, sin embargo la carga que es alimentada desde esta subestación se encuentra ubicada en el área de influencia de la Subestación de Transformación Santa Anita, como en la Subestación N° 1700 tenemos puntos de operación y maniobra y dada que su ubicación se encuentra en un punto próximo al límite entre las áreas de influencia de éstos circuitos, para efectos de la presente alternativa la consideraremos dentro del área de influencia de la Subestación Santa Anita

planteando el nuevo circuito de la siguiente manera: el nuevo circuito a crear será desde la Subestación Santa Anita hasta la subestación de distribución N° 1761 (sería la primera subestación), la segunda subestación sería la N° 1172 (aprovechando el enlace existente) y a partir de la Subestación N° 1172 se plantea un nuevo enlace hasta la Subestación N° 1700 (quedando ésta última dependiendo de la Subestación Santa Anita), lo anteriormente planteado se muestra en el esquema N° 05.

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS

4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS

Para efectuar el análisis económico cada una de las alternativas desarrolladas a nivel de ingeniería básica serán cotizadas mediante costos promedios asumiendo los mismos criterios para cada alternativa los cuales por comodidad serán divididos en redes subterráneas, redes aéreas y equipamiento de protección para ningún caso se considerara, como costo en cada alternativa los costos indirectos por la ejecución de cada alternativa los cuales pueden varia de alternativa en alternativa sin embargo se asumirá que dichos costos son parte de los gastos que incurre la empresa concesionaria como parte de la administración de sus instalaciones.

Por otro lado con respecto a los escenarios de evaluación de cada alternativa de proyecto se asumirán que cada solución planteada originara un escenario en el que las compensaciones dependerán de las bondades de cada alternativa sobre el efecto del circuito y podrán ser iguales para los casos en que se esperen resultados similares de tal modo que puedan

hacerse comparable los proyectos y soluciones entres sí, encontrando las ventajas competitivas de cada alternativa desde el punto de vista técnico pues la actual legislación vigente condiciona a la empresa concesionaria a que tome decisiones no solamente desde el punto de vista económico sino incluya el punto de vista técnico sin descuidar obviamente la rentabilidad de cada proyecto que debe ser acorde con la rentabilidad de la tarifa eléctrica.

4.1.1. COSTO DE CADA ALTERNATIVA DE PROYECTO

Para la evaluación de cada alternativa la empresa concesionaria cuenta con información pertinente a los costos directos por la instalación de los diferentes elementos conformantes de los circuitos y equipos eléctricos en ese sentido los costos que presentaremos a continuación son costos globalizados cuyo detalle de costos de material y mano obedecen a un largo proceso de implementación, desarrollo, "know how" y oportunidad en la negociación efectuado por la empresa concesionaria los cuales no son materia del presente informe por lo que nos limitaremos a mostrar el precio unitario de cada unidad donde cada precio unitario contiene dentro de su estructura de costos los siguientes costos:

Costos relacionados al material

- El costo de material
- El costo de almacenaje

- El costo de las pruebas y control de calidad necesarios para la recepción del material

Costos relacionados a la mano de obra

- El costo del transporte del material al lugar de la obra
- La instalación de los materiales
- El costo h-H por la ejecución de cada trabajo dentro de los cuales se incluyen los costos de operario, peón, capataz con sus respectivos rendimientos.
- El costo de la supervisión de la obra
- Los costos asociados a la seguridad como seguros, equipos de protección personal, etc.
- La eliminación de desmontes en caso de ser necesario

COSTO DEL MEJORAMIENTO DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE DEL CIRCUITO

En el caso del mejoramiento de la impedancia equivalente del circuito la cual implica el reemplazo de tres tramos de conductor aéreo desnudo cuya actual sección es de 120mm^2 de aleación de Aluminio los cuales serán reemplazados por conductor aéreo desnudo cuya nueva sección sería de 185mm^2 de aleación de Aluminio.

TABLA N° 5
COSTO PARA MEJORAR LA IMPEDANCIA DEL PRIMER TRAMO DEL
CIRCUITO HP-08

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. U.	Parcial
1	Redes Subterráneas (No Requeridas)				
2	Redes Aéreas				
2.1	Retiro de conductor aéreo desnudo de 120mm ² aleación de aluminio	m	10550	1.46	15405.11
2.2	Instalación de conductor aéreo desnudo de 185mm ² aleación de aluminio	m	10550	7.88	83197.00
2.3	Instalación de ferretería	U	35	59.48	2081.99
3	Equipamiento y Protección (No requerido)				
Costo total:				S/.	100684.10

Donde:

- Und. : Unidad
- Cant : Cantidad
- P.U. : Precio Unitario

Para efectuar las evaluaciones económicas se considerara el tipo de cambio de \$1.00<>S/3.50 por lo que el costo de la alternativa mejoramiento de impedancia equivalente del circuito en \$USA será de: **\$ 28766.88**

COSTOS DE DESCARGA DEL CIRCUITO POR TRASLADO DE CARGA

En el caso de costos de descarga del circuito por traslado de carga la cual implica la construcción de un nuevo enlace entre la subestación 1761 y la subestación 1551 con llegadas subterráneas en los extremos de cada subestación de 32 y 45 m respectivamente con cable N2XSY de 240 mm² y 1490 m de red aérea de conductor aéreo nudo cuya sección sería de 120 mm² de aleación de Aluminio.

TABLA N° 6

COSTO PARA CONSTRUIR UN NUEVO ENLACE ENTRE LAS
SUBESTACIONES CONVENCIONALES 1761 Y 1551

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. U.	Parcial
1	Redes Subterráneas				
1.1	Cruzada tipo tres	m	28	68.72	1924.22
1.2	Cable seco unipolar N2XSY 8.7/13kV-240mm ²	m	240	43.78	10508.40
1.3	Reparación de asfalto 5cm	m	28	55.13	1543.64
1.4	Reparación de Hormigón 5cm	m	6	38.74	232.44
1.5	Rotura de pista cualquier espesor	m	28	26.82	750.96
1.6	Rotura de vereda cualquier espesor	m	6	13.41	80.46
1.7	Subida aérea media tensión cable seco	m	2	876.82	1753.64
1.8	Terminal exterior	m	2	746.71	1493.42
1.9	Terminal interior	m	2	452.86	905.72
1.10	Apertura y cierra de zanjas en media tensión	m	77	19.22	1480.02
2	Redes Aéreas				
2.1	Estructura A-9 en poste 13/300	U	26	2177.30	56609.93
2.2	Estructura A-15 en poste 13/300	U	5	2257.15	11285.78
2.3	Estructura A-33 en poste 13/300	U	2	2617.01	5234.03
2.4	Conductor cableado desnudo de aleación de aluminio	m	4920	5.55	27335.52
2.5	Viento simple media tensión	U	16	227.55	3640.80
3	Equipamiento y Protección				
3.1	Instalación de celda en S.E. 1551 con interruptor en vacío con relé de protección incorporado	U	1	41425.00	41425.00
Costo total:					166203.98

Para efectuar las evaluaciones económicas se considerara el tipo de cambio de \$1.00<>S/3.50 por lo que el costo de la alternativa descarga del circuito por traslado de carga en \$USA será de: **\$ 47486.85**

COSTOS DE CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO CIRCUITO

En el caso de la construcción de un nuevo circuito la cual implica la construcción de un nuevo alimentador a partir de la subestación de transformación Santa Anita hasta la subestación 1761 con llegadas subterráneas en los extremos de cada subestación de 110 y 32m respectivamente con cable N2XSY de 240mm² y 1490 m de red aérea de conductor aéreo nudo cuya sección sería de 120mm² de aleación de Aluminio adicionalmente la construcción de un nuevo enlace entre la subestación 1172 y la subestación 1700 con llegadas subterráneas en los extremos de cada subestación de 171 y 200m respectivamente con cable N2XSY de 120mm² y 592 m de red aérea de conductor aéreo nudo cuya sección sería de 120mm² de aleación de Aluminio por lo que la valorización de cada tramo lo efectuaremos por separado.

TABLA N° 7

COSTO PARA CONSTRUIR UN NUEVO CIRCUITO DESDE S.E.T. SANTA ANITA HASTA LA SUBESTACIÓN CONVENCIONAL 1761

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. U.	Parcial
1	Redes Subterráneas				
1.1	Cruzada tipo tres	m	48	68.72	3298.66
1.2	Cable seco unipolar N2XSJY 8.7/13kV-240mm ²	m	305	43.78	13354.42
1.3	Reparación de asfalto 5cm	m	48	55.13	2646.24
1.4	Reparación de Hormigón 5cm	m	6	38.74	232.44
1.5	Rotura de pista cualquier espesor	m	28	26.82	750.96
1.6	Rotura de vereda cualquier espesor	m	6	13.41	80.46
1.7	Subida aérea media tensión cable seco	m	2	876.82	1753.64
1.8	Terminal exterior	m	2	746.71	1493.42
1.9	Terminal interior	m	2	452.86	905.72
1.10	Apertura y cierre de zanjas en media tensión	m	117	19.22	2248.86
2	Redes Aéreas				
2.1	Estructura A-9 en poste 13/300	U	26	2177.30	56609.93
2.2	Estructura A-15 en poste 13/300	U	5	2257.15	11285.78
2.3	Estructura A-33 en poste 13/300	U	2	2617.01	5234.03
2.4	Conductor cableado desnudo de aleación de aluminio	m	4920	5.55	27335.52
2.5	Viento simple media tensión	U	16	227.55	3640.80
3	Equipamiento y Protección				
3.1	Instalación de celda en S.E.T. Santa Anita con interruptor en vacío con relé de protección multifunción y medición de parámetros eléctricos y telemedida	U	1	122500.00	122500.00
Costo total:				S/.	253370.88

TABLA N° 8

COSTO PARA CONSTRUIR UN NUEVO ENLACE ENTRE LAS
SUBESTACIONES CONVENCIONALES 1172 Y 1700

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. U.	Parcial
1	Redes Subterráneas				
1.1	Cruzada tipo tres	m	70	68.72	4810.75
1.2	Cable seco unipolar N2XSY 8.7/13kV-120mm ²	m	1113	28.51	31737.20
1.3	Reparación de asfalto 5cm	m	70	55.13	3859.10
1.4	Reparación de Hormigón 5cm	m	106	38.74	4106.44
1.5	Rotura de pista cualquier espesor	m	70	26.82	1877.40
1.6	Rotura de vereda cualquier espesor	m	106	13.41	1421.46
1.7	Subida aérea media tensión cable seco	m	2	876.82	1753.64
1.8	Terminal exterior	m	2	550.31	1100.62
1.9	Terminal interior	m	2	429.31	858.62
1.10	Apertura y cierra de zanjas en media tensión	m	220	19.22	4228.62
2	Redes Aéreas				
2.1	Estructura A-5 en poste 13/300	U	7	1565.27	10956.92
2.2	Estructura A-21 en poste 13/300	U	1	2179.32	2179.32
2.3	Estructura A-33 en poste 13/300	U	2	2617.01	5234.03
2.4	Conductor cableado desnudo de aleación de aluminio	m	1776	5.55	9867.46
2.5	Viento simple media tensión	U	6	227.55	1365.30
3	Equipamiento y Protección				
3.1	Instalación de celda en S.E. 1172 con interruptor en vacío con relé incorporado.	U	1	41425.00	41425.00
Costo total:				SI.	126781.88

De donde podemos observar que el costo de implementación de la alternativa tres es la suma de los resultados obtenidos en las dos tablas anteriores por lo que se plantea un costo total de S/. 380152.76. Para efectuar las evaluaciones económicas se considerara el tipo de cambio de \$1.00<>S/3.50 por lo que el costo de la alternativa de construcción de un nuevo circuito en \$ USA será de: **\$ 108 615.07**

4.1.2. COMPENSACIONES A EFECTUAR DE NO SER EFECTUADO

PROYECTO ALGUNO

Para el caculo de las compensaciones que se hubiesen producido de no efectuar proyecto alguno, se remitirá al escenario ocurrido durante el año 1999, en el que se muestran las interrupciones del segundo semestre del año en mención; puesto que de no haber ejecutado ningún proyecto se supondrá que el escenario se repetiría idénticamente durante los siguientes semestres. Al respecto es conveniente resaltar que durante el año 2000 y 2001 (4 semestres) se utilizará para los cálculos de compensaciones de acuerdo con los últimos dispositivos los valores de la segunda etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y a partir del año 2002 se consideran los valores de la tercera etapa de la Norma citada.

De acuerdo con el Numeral 6.18 de la NTCSE el, cálculo de las compensaciones por interrupciones se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Compensaciones por Interrupciones} = e \times E \times ENS \quad \left(\begin{array}{c} \text{Fórmula N° 14 de la} \\ \text{NTCSE} \end{array} \right)$$

Donde:

- CI: Es el valor en dinero que tiene que pagar la empresa concesionaria a cada cliente por las Compensaciones por interrupciones producidas por incumplimiento con la con la calidad de suministro
- 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 US\$/kWh

Tercera Etapa e = 0 95 US\$/kWh

Es conveniente resaltar que el valor de e en la tercera etapa es 19 veces mayor que en la segunda etapa; por lo que a partir del año 2002 los valores de las compensaciones serán 19 veces mayores al escenario en estudio.

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

$$E = \left(1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'} \right) \dots\dots\dots \text{Fórmula N° 15 de la NTCSE}$$

Donde:

- N: Es el Número de interrupciones
- D: Es la Duración Ponderada de Interrupciones por Cliente
- Para el cálculo de "D" se tendrá en cuenta
- $D = \sum K_i \cdot d_i$
- K1: Factores de Ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:
 - Interrupción programada en redes: K1= 0.5
 - Otras: K1= 1.0
- d_i : Duración individual de la Interrupción i

Las Cantidades sin apóstrofe representan los índices de calidad; mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos, si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el valor de E no se evalúa y se asume el valor de cero.

A manera de ejemplo mostramos el cálculo del valor de E para los siguientes casos algunos de los cuales podrían parecer similares:

Un cliente en Baja Tensión, posee las siguientes tolerancias:

- $N' = 6$ Interrupciones / Semestre
- $D' = 10$ horas por Semestre

Asumamos por un momento como primer caso lo siguiente, durante el semestre evaluado este cliente tuvo 10 interrupciones, con una duración total ponderada de 20 horas interrumpidas durante el semestre, es decir que cada interrupción duro un promedio de 2 horas.

Reemplazo en la formula 15

$$E = \left(1 + \frac{10 - 6}{6} + \frac{20 - 10}{10} \right)$$

$$E = 2.6$$

Asumamos ahora un segundo caso donde el mismo cliente tuvo 20 interrupciones con un total de 20 horas es decir que cada interrupción duró en promedio 1 hora:

$$E = \left(1 + \frac{10 - 6}{6} + \frac{20 - 10}{10} \right)$$

$$E = 4.3$$

Asumamos ahora un tercer caso donde el mismo cliente tuvo 10 interrupciones con un total de 10 horas es decir que cada interrupción duró en promedio 1 hora:

$$E = \left(1 + \frac{10 - 6}{6} + \frac{10 - 10}{10} \right)$$

$$E = 1.6$$

Obsérvese que en el primer caso de que este cliente tenga 4 interrupciones que en total acumulan una duración de 8 horas el valor de E no se evalúa, pues se está cumpliendo con la NTCSE por lo tanto no existen compensaciones el valor de E es igual a cero

$$E = \left(1 + \frac{4 - 6}{6} + \frac{8 - 10}{10} \right) \text{ Incorrecto! no se evalúa}$$

$$E = 0$$

ENS: Es la energía teóricamente No Suministrada a un cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \frac{ERS}{NHS - \sum d_i} \times D \quad \text{Expresado en kWh (Formula N° 16 de la NTCSE)}$$

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

A manera de ejemplo consideraremos el primer caso descrito líneas arriba de un cliente cuyo Registro de Energía entre los meses de enero y junio fue de 978 kWh con 10 interrupciones y 20 horas de duración total ponderada; suponiendo que este cliente tuvo dos cortes programados de 4 horas cada uno la Energía teóricamente no suministrada sería:

$$ENS = \frac{978 \text{ kWh}}{(4344 - 24) \text{ h}} \times 20 \text{ h}$$

Donde el número de horas del semestre:

24 (32 días enero + 28 días febrero + 31 días marzo + 30 días abril + 31 días mayo + 30 días junio)

$$D = 20 \sum k_i \cdot d_i = 1 \cdot d_1 + 2 \cdot d_2 + \dots + 0.5 \cdot d_k + \dots + 0.5 \cdot d_l + \dots + 1 \cdot d_{10}$$

$$\sum d_i = 20 \text{ h} + 0.5 \times 4 \text{ h} + 0.5 \times 4 \text{ h}$$

$$ENS = 4.527 \text{ kWh}$$

Por lo que la compensación para este ejemplo será (según fórmula 14 de la NTCSE) en la segunda etapa.

- Compensación por interrupciones = $0.05 \frac{\text{h}}{\text{kWh}} \times 2.6 \times 4.527 \text{ kWh}$
- Compensación por interrupciones = 0.6037 \$ para este cliente

En la tercera etapa:

- Compensación por interrupciones = $0.95 \frac{\text{h}}{\text{kWh}} \times 2.6 \times 4.527 \text{ kWh}$
- Compensación por interrupciones = 11.4704 \$ (19 veces mayor)

Obsérvese que las compensaciones se calculan por cada cliente pues existen parámetros propios de cada cliente como la Energía Registrada por Semestre, la cual es propia de cada cliente, así como la cantidad de interrupciones y/o la duración de las mismas las cuales son valores propios de cada suministro, los cuales dependiendo del tipo de interrupción que se produce puede asociar a todos los clientes que se encuentran conectados en:

- La misma llave de Baja tensión cuando la falla ocasiona que la llave de Baja tensión se desconecte
- La misma Subestación de Distribución cuando la falla ocasiona que el transformador de la Subestación de Distribución se desconecte
- El mismo circuito de Media tensión cuando la falla ocasiona que el circuito de Media tensión se desconecten quedando fuera de servicio todos los clientes ubicados “aguas abajo” de la falla.

- Los resultados de los cálculos de las compensaciones para el circuito en estudio se muestran a continuación en la Tabla N° 9

TABLA N° 9

RESULTADOS DE LAS COMPENSACIONES EN EL ALIMENTADOR HP-08

CIRCUITO FUERA DE SERVICIO	NÚMERO DE INTERRUPCIONES	DURACIÓN PONDERADA	ENERGÍA TEÓRICA NO SUMINISTRADA (kWh)	PAGO POR COMPENSACIONES (USA \$)
HP-08 (TOTAL)	4	8	50000	2320
DE SE N°1830 A SE N°1634	7	10	15000	1300
DE SE N°1634 A SE N°1700	3	5	12000	1450
TOTAL DE COMPENSACIONES EN ESTE CIRCUITO				5070

VALOR ACTUAL NETO (VAN)**4.1.3. CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN) DE CADA ALTERNATIVA**

El Valor Actual Neto conocido por sus siglas simplemente como VAN es un indicador que representa el valor presente de los flujos futuros que genera el proyecto de inversión, descontado a la tasa predeterminada por el área de Desarrollo y Planificación de la empresa Luz del Sur S.A.A.

Para el cálculo del Valor Actual Neto la empresa concesionaria posee una hoja de cálculo corporativa en la cual se han introducido los criterios oficiales para efectuar el análisis económico de todo proyecto en tal sentido mediante esta metodología de cálculo se introducen los criterios de depreciación los cuales se escogen dependiendo de la preponderancia del elemento conformante del proyecto a evaluar, entre los principales criterios a considerar para la evaluación económica de estas alternativas podemos mencionar:

Tasa de Descuento: Se fija en un 18% después de impuestos, para todos los proyectos de la empresa. Adicionalmente se utiliza la Tasa Interna de Retorno (TIR) como parámetro de referencia.

Moneda Utilizada para la Evaluación Todos los flujos de caja del proyecto a evaluar se valorizan en dólares americanos (US\$).

Impuestos: La tasa de impuesto a la renta en el país es de 30%.

Años de evaluación del proyecto: Cada proyecto tiene un tiempo de evaluación para la generación de los flujos de ingresos netos correspondiente a la vida útil de los bienes que representa.

Depreciación: Se utiliza una depreciación lineal con valor residual (valor de rescate o de salvamento) final igual a cero, aplicable sólo a aquella parte de la inversión que se incluye como activo fijo y que es susceptible de desgaste, deterioro, u obsolescencia en el tiempo. La tasa de depreciación aplicable es la tasa máxima legal determinada para cada tipo de activo, para mayor precisión a continuación en la Tabla N° 10 se muestran en detalles las tasas de descuento anuales y la vida útil dependiendo del tipo de activo preponderante en cada caso.

TABLA N° 10

TASA ANUAL DE DESCUENTO Y VIDA ÚTIL DE LOS PRINCIPALES
ACTIVOS DE LUZ DEL SUR S.A.A.

Activo Fijo	Tasa Anual	Vida Útil
Terrenos		
Obras Civiles	3.33%	30
Líneas de Transmisión	5.00%	20
Subestaciones de Transformación	5.00%	20
Redes de media tensión	4.00%	25
Subestaciones de Distribución	4.00%	25
Redes de baja tensión	4.00%	25
Medidores y empalmes	4.00%	25
Equipos de transporte	20.00%	5
Luminarias	4.00%	25
Informática y Telecomunicaciones	14.00%	7
Instrumentos, Herramientas y Equipo	10.00%	10
Varios	10.00%	10

Los resultados de estos cálculos se muestran a continuación en la tabla N° 11, los detalles de éstos cálculos se pueden apreciar en los anexos de evaluación económica:

TABLA N° 11
RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO DE
CADA ALTERNATIVA

Descripción	Costo del proyecto (US \$)	VAN
Mejoramiento de la Impedancia Equivalente del circuito	28766.88	30.197
Descarga del Circuito por traslado de carga	47486.85	17.418
Construcción de un nuevo circuito	108615.07	21.829

4.1.4. CÁLCULO DEL TIR DE CADA ALTERNATIVA

Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno la empresa concesionaria posee una hoja de cálculo corporativa en la cual se han introducido los criterios oficiales para efectuar el análisis económico de todo proyecto en tal sentido mediante esta metodología de cálculo se introducen los criterios de depreciación los cuales se escogen dependiendo de la preponderancia del elemento conformante del proyecto a evaluar los resultados de estos cálculos se muestran a continuación en la tabla N° 11:

TABLA N° 11
 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LA TASA INTERNA DE
 RETORNO DE CADA ALTERNATIVA

Descripción	Costo del proyecto (US \$)	TIR
Mejoramiento de la Impedancia Equivalente del circuito	28766.88	31.0%
Descarga del Circuito por traslado de carga	47486.85	23.0%
Construcción de un nuevo circuito	108615.07	20.8%

Los resultados antes indicados muestran que los tres proyectos muestran distintos niveles de rentabilidad y aparentemente resultaría indiferente decidir por cualquiera de ellos sin embargo la rigidez de la primera alternativa desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, la hace poco atractiva para la empresa; la segunda alternativa desde el punto de vista de operación del sistema permite la construcción de un nuevo circuito auxiliar la cual en el caso de mantenimiento y emergencia permite una operación rápida del sistema, por otro lado esta alternativa puede ser fácilmente adecuada a la tercera alternativa, la cual permite finalmente un adecuado planeamiento en la zona, sin embargo debido a que con la segunda alternativa se cumple con la expectativa de reducir las interrupciones, la tercera alternativa será reservada para el futuro planeamiento de las necesidades eléctricas de la zona.

CAPITULO V

5.1. PROYECTO REALIZADO

DESCARGA DEL CIRCUITO HP-08 MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN DEL ENLACE ENTRE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 1551 Y 1761 PARA EL TRASLADO DE CARGA AL ALIMENTADOR ST-14

5.1.1. MEMORIA DESCRIPTIVA

GENERALIDADES

La subestación de distribución N° 1551 (primera subestación de distribución del circuito alimentador de 10kV ST-14) ubicada en el distrito de Santa Anita cercana a la intersección de las Avenidas Metropolitana y la Avenida la Cultura; y la subestación de distribución N° 1761 (subestación de distribución sub utilizada del circuito alimentador de 10kV HP-08) ubicada en el distrito de Ate – Vitarte, en la Avenida Metropolitana (separadas aproximadamente por 1.5 km) se encuentran comprendidas dentro de la zona de influencia de la Subestación Eléctrica de Transformación Santa Anita, sin existir enlace eléctrico entre ambas subestaciones, lo cual

permitiría que ambas subestación sean alimentadas desde la Subestación Eléctrica de Transformación Santa Anita posibilitando la descarga del alimentador HP-08 de la red de media tensión de propiedad de la empresa Luz del Sur S.A.A.

Ubicación	Avenida Metropolitana
Distritos	Ate – Vitarte y Santa Anita
Provincia	Lima
Departamento	Lima
Proyectista	Edmundo Villacorta Soriano

ALCANCE DEL PROYECTO

El proyecto comprende lo siguiente

- Construcción de un enlace desde la Subestación N° 1551 (alimentador ST-14) hasta la subestación N° 1761 (alimentador HP-08), la red primaria en 10kv tendrá configuración subterránea en los extremos de cada subestación siendo el recorrido principal del circuito predominantemente aéreo el cual se instaló a lo largo de la berma central de la Avenida Metropolitana.
- Equipamiento de un Interruptor en la Subestación N° 1551

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

RED PRIMARIA

Será aérea sistema trifásico de tres hilos, será conectado en sistema delta, Tensión nominal de 10kv. y una frecuencia de 60Hz, el enlace a ser construido será conformado por dos tipos redes: la red subterránea conformada por cables N2XSY de 240mm² los cuales se instalarán directamente enterrados y estarán ubicados en los extremos de cada subestación y la red aérea de con conductor de aluminio desnudo de 120mm². El recorrido se muestra en el plano N° 2.

INTERRUPTOR

El Interruptor instalado es del tipo autónomo con Relé Electrónico para la protección del circuito "aguas abajo" de la Subestación de distribución N° 1551.

BASES DE CÁLCULO

Tensión Nominal (KV)	: 10
Caída de Tensión permisible (según C.N.E.)(%)	: 3.5
Potencia de cortocircuito (MVA)	: 100

Actuación de la protección del

Interruptor (s)	: 0.02
Factor de potencia	: 0.90
Frecuencia Nominal (Hz)	: 60
Potencia de diseño (kVA)	: 3000
Demanda Máxima (kW)	: 1500

CÁLCULO MECÁNICO

Hipótesis 1 : (Esfuerzo Máximo).

Temp. ambiente : 10 °C.

Velocidad del viento : 50 km/h.

Hipótesis 2 : (Templado del conductor)

Esfuerzo unitario : 4 kg./mm².

Temp. ambiente : 20 °C.

Velocidad del viento : 0.

Hipótesis 3 : (Máxima flecha).

Temp. ambiente : 50 °C.

Velocidad del viento : 0.

El proyecto se elaboró tomando como referencia lo establecido en

- Ley de concesiones eléctricas y su reglamento (Decreto Ley 25844).
- Código Nacional de Electricidad.
- Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos
- Reglamento Nacional de Construcciones.
- Normas internas de la empresa concesionaria

PLANO DEL PROYECTO

Forma parte del proyecto el plano N° 2 Recorrido del enlace 10kV.

5.1.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MATERIALES

INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA EN 10KV

CABLE SUBTERRÁNEO PARA RED PRIMARIA:

Sección (mm ²)	3-1x240
Material del Conductor	Cobre
Tipo	N2XSJ
Tensión nominal trabajo (Kv)	10
Tensión máxima de diseño (Kv)	$E_0/E=8.7/15$
Comente nominal (A)	443
Norma de fabricación	ITINTEC 370.050 e IEC502

Conductor: Serán de cobre electrolítico recocido de 99,9% de conductibilidad, de 7 hilos y conformación circular compacta, con una área neta de 240mm^2 en cada fase.

Los conductores estarán recubiertos de una capa semiconductor, que tendrá la función de impedir la ionización del aire que exista entre la superficie de contacto entre material metálico y aislante. Además, la de mejorar la distribución del Campo Eléctrico en la superficie del conductor.

Aislamiento: Tendrá aislamiento interior de Polietileno Reticulado.

Pantalla: Aparte de la capa semiconductor tendrá una pantalla metálica constituida de cintas de cobre aplicadas en forma helicoidal en toda su longitud.

Esta pantalla metálica, tendrá las siguientes funciones:

- Confirmar en lo posible el Campo eléctrico al interior del cable.
- Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el aislamiento.
- Limitará la influencia mutua entre cables próximos.
- Reducirá peligro de electrocuciones.

Cubiertas: El cable llevará una cubierta externa de cloruro de polivinilo (PVC) de color rojo.

Temperatura de Operación: La temperatura máxima sobre el conductor en condiciones normales de operación será de 90°C. La temperatura máxima de operación será de 130°C.

Terminales: Se emplearan dos tipos de terminales unipolares:

- Para montaje interior: Para calibre de 1x240mm² de 15kV tipo QT-II de 3M o similar, para uso interior.
- Para montaje exterior: Para calibre de 1x240mm² de 15kV tipo QT-II de 3M o similar con campanas aislantes que cumplen la función de aumentar la línea de fuga, para uso exterior.

Cinta Señalizadora:

- Material Polietileno de alta calidad resistente a los álcalis y ácidos.
- Ancho 152mm.
- Espesor 1/10mm.
- Inscripción Letras negras que no pierden su color con el tiempo, con la inscripción "PELIGRO DE MUERTE 10,000 VOLTIOS"
- Elongación 2500%
- Color Rojo

Zanjas: El cable será instalado en zanja de 0.60x1.20m de profundidad de la superficie libre. El cable se colocará sobre un solado de concreto de 0.05m de espesor, dicho cable estará envuelto en forma helicoidal, por una cinta de polietileno de color celeste, que indique que se trata de un cable particular, protegido por una capa de tierra cernida de 0.15m de espesor y encima de ésta capa se instalará una hilera de ladrillos corrientes, luego se aplicará otra capa de relleno sin pedrones de 0.20m de espesor, por encima de ésta capa se colocará la cinta señalizadora roja, conforme a lo indicado en el plano proyecto.

Cruzadas Serán de concreto de dos vías de 100mm de diámetro cada vía y un metro de longitud cada ducto

Los ductos serán instalados sobre un solado de concreto pobre 1:8 de 0.05m de espesor y a 1.25m de profundidad.

Las uniones entre ductos serán sellados con anillo de cemento y los extremos de vías de reserva se taponearán con yute alquitranada,

La zanja para la instalación de los ductos será de 0.80m de ancho.

Los rellenos de zanjas ejecutada en pista, serán sometidos a pruebas de compactación según normas.

INSTALACIÓN AÉREA EN 10KV

CONDUCTORES

Los conductores para el tendido de la línea serán de aleación de aluminio, del tipo cableado y desnudo, de las siguientes características

- Norma de fabricación : ITINTEC 370, 043 ASTM B5-80
- Tensión Nominal (kV) : 10
- N° de hilos : 19 alambres
- Diámetro nominal exterior (mm) : 14.25
- Sección Nominal (mm²) : 120
- Peso (kg./km) : 322
- Tiro de rotura (kg) : 3331
- Resistencia Eléctrica
a 20 °C(ohm/km) : 0.976
- Corriente Nominal (A) : 284
- Mínima mas de grasa (gr) : 15
- Temp. de goteo de grasa (°C) : > 75

- Coeficiente de dilatación lineal
a 20°C (1/°C) : 2.3×10^{-5}
- Modulo de elasticidad : 5700

POSTES DE CONCRETO

Postes de concreto armado centrifugado y reforzado con armaduras de hierro, su fabricación y pruebas deben cumplir con las normas ITINTEC 339 - 027.

Dimensiones y características mecánicas

- Designación : 13/400/180/375
- Longitud total (m) : 13
- Carga de trabajo (kg) : 400
- Diámetro en la punta (mm) : 180
- Diámetro en la base (mm.) : 375
- Peso aproximado (kg.) : 1495
- Coeficiente de seguridad : 2

Los postes deberán cumplir con los requisitos indicados en la Norma DGE - 015 - PD - 1 y la Norma ITINTEC. 339 - 027. Los postes serán izados desde su centro de gravedad sin exceder los esfuerzos de diseño.

Todos los postes irán cimentados en el terreno a $1/10$ de su longitud total

CRUCETAS

- Cruceta Simétrica : Se usaron tres diferentes tipos de crucetas de concreto armado de 2.0 m. de longitud y 500 kg. de carga de trabajo transversal:
- Z/2.0/0.90/250 – 215mm de diámetro.
- Z/2.0/0.90/250 – 245mm de diámetro.
- Z/2.0/0.90/250 – 275mm de diámetro.

AISLADORES Y ACCESORIOS

Aislador tipo Pin Híbrido con línea protegida:

• Material	Cerámica / Silicona
• Clase II C (kV)	15
• Acabado	Blanco en la parte cerámica y Rojo en la parte Polimérica
• Diámetro (mm)	140
• Resistencia en voladizo (kN)	12.5
• Línea de fuga (mm)	545
• Tensión de Servicio (kV)	10
• Tensión de flameo	
En Seco (kV)	75
Bajo Lluvia (kV)	50

Aislador de Suspensión tipo Polimérico

- Material Silicona
- Clase ANSI C 29.1
- Tensión mínima de descarga
 - En Seco (kV) 125
 - Húmedo (kV) 110
- Línea de fuga (mm) 600
- Mínima carga electromecánica
 - de falla (kN) 100
- Peso aproximado (kg) 1.0

NÚCLEO

El núcleo será de fibra de vidrio reforzada con resina epóxica de alta dureza. Tendrá forma cilíndrica y estará destinado a soportar la carga mecánica aplicada al aislador. El núcleo deberá estar libre de burbujas, sustancias extrañas o defectos de fabricación.

Recubrimiento del núcleo: El núcleo de fibra de vidrio tendrá un revestimiento de goma de silicón de una sola pieza aplicado por extrusión o moldeo por inyección. Este recubrimiento no tendrá juntas ni costuras, será uniforme, libre de imperfecciones y estará firmemente unido al núcleo; tendrá un espesor mínimo de 3mm en todos sus puntos. La resistencia de la interfase entre el

recubrimiento de goma de silicón y el cilindro de fibra de vidrio será mayor que la resistencia al desgarramiento (tearing strength) de la Goma de silicón.

CAMPANAS AISLANTES

Las campanas aislantes serán, también de goma de silicón, y estarán firmemente unidos a la cubierta del cilindro de fibra de vidrio, bien sea por vulcanización a alta temperatura o por moldeo como parte de la cubierta. Presentarán un diámetro uniforme y tendrán, preferiblemente, un perfil diseñado de acuerdo con las recomendaciones de la Norma IEC 815.

La distancia de fuga requerida deberá lograrse ensamblando el necesario número de campanas

HERRAJES EXTREMOS

Los herrajes extremos estarán destinados a transmitir la carga mecánica al núcleo de fibra de vidrio. La conexión entre los herrajes y el cilindro de fibra de vidrio se efectuará por medio de compresión radial, de tal manera que asegure una distribución uniforme de la carga alrededor de la circunferencia del cilindro de fibra de vidrio.

Los herrajes deberán ser de acero forjado o hierro maleable; el galvanizado corresponderá a la clase "C" según la norma ASTM A153.

REQUERIMIENTOS DE CALIDAD

El Fabricante deberá mantener un sistema de calidad que cumpla con los requerimientos de la Norma ISO 9001, lo cual deberá ser probado por un certificado otorgado por una reconocida entidad certificadora en el país del fabricante. Una copia de este certificado deberá entregarse junto con la oferta.

Accesorio para aislador tipo Pin Híbrido

- Plancha tipo J de cobre electrolítico de 20 mm ϕ .

Accesorios para aisladores tipo Suspensión

Todos los accesorios serán con carga de rotura mínima de 5350kg.

- Varilla roscada de 5/8" ϕ de acero al carbono, galvanizado en caliente y longitud de 10".
- Perno angular de 5/8" ϕ de acero forjado, galvanizado en caliente y 10" de longitud y 6" de longitud roscada.
- Ojal roscado de 5/8" ϕ de acero forjado, galvanizado en caliente, longitud aproximada de 80mm.

- Horquilla bola - paralela con cuerpo de hierro maleable galvanizado; Pin de acero de alta resistencia galvanizado y pasador de acero inoxidable o bronce.
- Norma de fabricación: ANSI C29. 2 - 1971.
- Clase ANSI: 52.5
- Rótula Ojal largo de hierro maleable galvanizado con pasador de acero inoxidable o bronce.
- Norma de fabricación: ANSI C29. 2 - 1971
- Clase ANSI: 52.3 Y 55.5
- Grapa de anclaje tipo pistola para conductor de 120 mm² de Aluminio
- Arandelas planas y curvada cuadradas de hierro maleable o acero galvanizado de 57 mm de lado, hueco de 17.5 mm \emptyset para perno de 5/8" \emptyset

PERNOS MAQUINADOS

Serán de acero forjado galvanizado en caliente. Las cabezas de estos pernos serán cuadrados y estarán de acuerdo con la norma ANSI C 135.1.

Las tuercas y contratueras serán también cuadradas.

Los diámetros y longitudes de los pernos se muestran en las láminas del proyecto.

Las cargas de rotura mínima serán:

- para pernos de 16mm : 55,29 kN

- para pernos de 13mm : 34,78 kN

El suministro incluirá una tuerca y una contratuerca.

PERNO – OJO

Será de acero forjado, galvanizado en caliente de 250 mm de longitud y 16 mm de diámetro.

En uno de los extremos tendrá un ojal ovalado, y será roscado en el otro extremo.

Las otras dimensiones, así como su configuración geométrica, se muestran en las láminas del proyecto.

La carga de rotura mínima será de 55,29 kN. El suministro incluirá una tuerca cuadrada y una contratuerca.

TUERCA – OJO

Será de acero forjado o hierro maleable galvanizado en caliente.

Será adecuada para perno de 16 mm. Su carga mínima de rotura será de 55,29 kN.

La configuración geométrica y las dimensiones se muestran en las láminas del proyecto. Equivalente a la norma LE - 7 - 622 (LUZ DEL SUR)

PERNO TIPO DOBLE ARMADO

Será de acero galvanizado en caliente; totalmente roscado y provisto de 4 tuercas cuadradas.

Tendrán 457 mm de longitud y 16 mm de diámetro. La carga de rotura mínima será de 55,29 kN.

ESPACIADOR PARA ESPIGAS DE CABEZA DE POSTE

Será de acero galvanizado en caliente, fabricado con plancha de 76mm. x 6,35mm.

La configuración geométrica y las dimensiones se muestran en las láminas del proyecto.

TUBO ESPACIADOR

Será un tubo de 38mm de longitud y 19mm de diámetro interior. Se utilizará conjuntamente con los espaciadores para espigas de cabeza de poste.

TIRAFONO

Será de acero forjado y galvanizado en caliente. Tendrán 102 mm de longitud y 13 mm de diámetro. La carga mínima de rotura será de 30kN.

BRAZO ANGULAR

Será de acero galvanizado en caliente, y se utilizará para fijar la cruceta de madera a los postes. Se fabricará con perfil angular de 38x38x5mm y tendrá la configuración que se muestra en las láminas del proyecto.

BRAQUETE ANGULAR

Será de acero galvanizado en caliente, y fabricado con varillas de 16mm de diámetro. Tendrá ojales fabricados por el proceso de forjado y se sujetará a la cruceta mediante pernos con horquilla.

Las dimensiones, así como su configuración geométrica, se muestra en las láminas del proyecto

La carga mínima de rotura será de 55,29kN.

PERNO CON HORQUILLA

Será de acero galvanizado en caliente; la horquilla será fabricado por el proceso de forjado.

Tendrá una carga de rotura mínima de 55,59kN.

El suministro incluirá una tuerca cuadrada y una contratuerca.

ARANDELAS

Serán fabricadas de acero y tendrán las dimensiones siguientes:

- Arandela cuadrada curvada de 76mm de lado y 5 mm de espesor, con un agujero central de 17,5mm. Tendrá una carga mínima de rotura al esfuerzo cortante de 55,29kN.
- Arandela cuadrada plana de 57mm de lado y 5mm de espesor, con agujero central de 17,5mm. Tendrá una carga mínima de rotura al esfuerzo cortante de 55,29kN.
- Arandela cuadrada plana de 51mm de lado y 3,2mm de espesor, con un agujero central de 14mm.
- En la lámina del proyecto se muestran las dimensiones y configuración de las arandelas.
- Equivalente a la norma I.E-7-620 (LUZ DEL SUR)

EMPALMES

- Conector de derivación a compresión tipo H Bimetálico para derivación de conductor de 120 mm² (empalme en cuello muerto).

RETENIDAS

Cable para viento:

- Material Copperweld \varnothing 8.7 mm.
- No hilos 7 No 9 AWG
- Cableado Mano izquierda
- Esfuerzo de rotura 5680 kg.
- Longitud 18 m.

Amarre preformado: (para amarre cable retenida)

- Material Copperweld
- Esfuerzo sujeción 5127 kg.
- No hilos 7
- Longitud 7.37 m.

Aislador Para viento:

- Material Porcelana acabado esmalte café
- Min. esfuerzo de rotura (kg) 5443
- Línea de fuga (mm) 48
- Peso aproximado (kg) 0.75

APLICACIÓN

Utilizado para aislar el cable para retenida de estructura de redes aéreas de distribución.

Canaleta protectora:

- Material Acero
- Acabado Galvanizado en caliente
- Longitud (m) 2.24

Perno de anclaje (roscado en ambos extremos)

- Material Copperweld
- Dimensiones 3/4" \varnothing x 2.40 m.
- Esfuerzo rotura (kg) 6000
- Accesorios Plancha de f° g° 1/16".

Arandela tuerca y contratuerca.

Ojal de una vía (enlace de cable de viento con el perno de anclaje).

- Material Hierro forjado o maleable,
galvanizado en caliente.
- Hueco 3/4" \varnothing roscado.
- Esfuerzo de rotura (kg) 5700

Perno angular (enlace de cable de viento con el poste)

- Material Acero forjado , galvanizado en caliente
- Dimensión 5/8" Ø x 10" de L (6" de L roscada)

Arandela plana cuadrada

- Material Bronce
- Resistencia al corte (kg): 6000
- Dimensión 4"x4"x1/2"

Tuerca ciega con rosca de 3/4" Ø.

- Material Bronce
- Hueco roscado 3/4 Ø

Zapata de concreto (preparado para albergar el perno de anclaje)

- Dimensiones : 0.70x0.70x0.20m. tipo cruz

POZOS DE TIERRA

Los pozos de tierra, serán ubicados en los puntos donde existe cambio de configuración del circuito (transición aéreo – subterráneo) y tienen las siguientes características :

- 0.80m. de Ø x 3.00m. de profundidad con relleno de tierra vegetal y doble dosis de sal hidrocópica. El electrodo irá en la parte central, será de cobre de 15mm. Ø (5/8") x 2.40 m., con un conector tipo "AB" a presión para conductor de 16mm² Ø.
- La resistencia de puesta a tierra no será mayor a 250hm.

Adicionalmente cada Poste presentará una varilla de puesta a tierra la cual estará directamente enterrada en la parte inferior de cada poste y a una distancia de el borde exterior de el cimiento no menor a 2 metros.

5.1.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE

Replanteo Topográfico

El Contratista efectuará el replanteo Topográfico de las, avenidas por donde se instalará la red de media tensión verificando la sección de la vía, el nivel del terreno existentes y proyectados para la vereda, pista, retiros y berma central.

Entrega de Planos

El trazo de la línea, la localización de las estructuras a lo largo del perfil planimétrico, así como los detalles de estructuras y retenidas que se emplearán en el proyecto, serán entregados al Contratista en los planos y láminas que forman parte del expediente técnico.

Ejecución del Replanteo

El Contratista será responsable de efectuar todos los trabajos de campo necesarios para replantear la ubicación de:

- Los ejes y vértices del trazo. El (los) poste (s) de la (s) estructuras. Los ejes de las retenidas y los anclajes.
- El replanteo será efectuado por personal experimentado empleando distanciómetros, teodolitos y otros instrumentos de medición de probada calidad y precisión para la determinación de distancias y ángulos horizontales y verticales

El replanteo se materializará en el terreno mediante

- Hitos de concreto en los vértices, extremos de líneas y puntos de control importantes a lo largo del trazo
- Estacas pintadas de madera en la ubicación y referencias para postes y retenidas
- Los hitos de concreto y estacas serán adecuadamente protegidos por el Contratista durante el período de ejecución de las obras. En caso de ser destruidos, desplazados o dañados por el Contratista o por terceros, serán de cuenta del Contratista el costo del reemplazo.
- El Contratista someterá a la aprobación de la Supervisión las planillas de replanteo de cada tramo de línea de acuerdo con el cronograma de obra.
- La Supervisión, luego de revisarlas, aprobará las planillas de replanteo u ordenará las modificaciones que sean pertinentes.

- En los tramos donde, debido a modificaciones en el uso del terreno, fenómenos geológicos o errores en el levantamiento topográfico del proyecto, fuese necesario introducir variantes en el trazo, el Contratista efectuará tales trabajos de levantamiento topográficos, dibujo de planos y la pertinente localización de estructuras.

Cruce con instalaciones de servicio público

Antes de iniciar la actividad de tendido de conductores en las proximidades se verificará la existencia de cruces de líneas de energía o comunicaciones, carreteras o líneas férreas, de ocurrir algún caso, el Contratista deberá notificar a las autoridades competentes de la fecha y duración de los trabajos previstos.

Cuando la Supervisión o las autoridades juzguen necesario mantener vigilantes para la protección de las personas o propiedades, o para garantizar el normal tránsito de vehículos, el costo que ello demande será sufragado por el Contratista.

El Contratista suministrará e instalará en lugares convenientes, los avisos de peligro y advertencia para garantizar la seguridad de las personas y vehículos que transiten por la zona de trabajo, la cual deberá ser acorde con las Normas de Señalización de Trabajos Eléctricos de Luz del Sur S.A.A.

Daños a Propiedades

El Contratista tomará las precauciones pertinentes a fin de evitar el daño a propiedades públicas y privadas y dispondrá las medidas del caso para que su personal esté instruido para tal fin.

Movimiento de tierras

Los movimientos de tierras a efectuar están clasificadas en excavaciones y rellenos Desmonte y limpieza

Excavación

- El Contratista ejecutará las excavaciones con el máximo cuidado y utilizando los métodos y equipos más adecuados para cada tipo de terreno, con el fin de no alterar su cohesión natural, y reduciendo al mínimo el volumen del terreno afectado por la excavación, alrededor de la cimentación.
- Cualquier excavación en exceso realizado por el Contratista, sin orden de la Supervisión, será rellena y compactada por el Contratista a su costo.
- El Contratista deberá someter a la aprobación de la Supervisión, los métodos y plan de excavación que empleará en el desarrollo de la obra.
- Se considera terreno rocoso cuando sea necesario el uso de explosivos para realizar la excavación están prohibidos. En todos los otros casos se considerará terreno normal.

- El Contratista determinará, para cada tipo de terreno, los taludes de excavación mínimos necesarios para asegurar la estabilidad de las paredes de la excavación.
- El fondo de la excavación deberá ser plano y firmemente compactado para permitir una distribución uniforme de la presión de las cargas verticales actuantes.
- Las dimensiones de la excavación serán las que se muestran en las láminas del proyecto, para cada tipo de terreno.
- Durante las excavaciones, el Contratista tomará todas las medidas necesarias para evitar la inundación de los hoyos, pudiendo emplear el método normal de drenaje, mediante bombeo y zanjas de drenaje, u otros medios previamente aprobados por la Supervisión.

Izaje de Postes y Cimentación

- El Contratista deberá instalar los postes mediante una grúa de 6 TN montada sobre la plataforma de un camión. En ningún caso los postes serán sometidos a daños o a esfuerzos excesivos.
- Antes del izaje, todo los equipos y herramientas, tales como ganchos de grúa, estribos, cables de acero, deberán ser cuidadosamente verificados a fin de que no presenten defectos y sean adecuados al peso que soportarán.
- Durante el izaje de los postes, ningún obrero, ni persona alguna se situará por debajo de postes, cuerdas en tensión, o en el agujero donde se instalará el poste.

- No se permitirá el escalamiento a ningún poste hasta que éste no haya sido completamente cimentado. La profundidad de empotramiento es 1.10m.

Cimentación

- El material de cimentación deberá tener una granulometría razonable y estará libre de sustancias orgánicas, basura y escombros.
- Se utilizará el material proveniente de las excavaciones si es que reuniera las características adecuadas.
- Si el material de la excavación tuviera un alto porcentaje de piedras, se agregará material de préstamo menudo para aumentar la cohesión después de la compactación. Si por el contrario, el material proveniente de la excavación estuviera conformada por tierra blanda de escasa cohesión, se agregará material de préstamo con grava y piedras hasta de 10 cm de diámetro equivalente.
- La cimentación se efectuará por capas sucesivas de 30 cm y compactadas por medios mecánicos.
- A fin de asegurar la compactación adecuada de cada capa se agregará una cierta cantidad de agua.
- Cuando la Supervisión lo requiera se llevarán a cabo las pruebas para comprobar el grado de compactación.
- Después de efectuado la cimentación, la tierra sobrante será esparcida en la vecindad de la excavación.

- En el caso que se requiera del uso del concreto para la cimentación de los postes de concreto, construcción de bases prefabricadas o solados en el fondo de la excavación; tanto el cemento, como los agregados, el agua, la dosificación y las pruebas, cumplirán con las prescripciones del Reglamento Nacional de Construcciones para la resistencia a la compresión especificada.
- La cimentación de los postes se efectúo según Norma Luz del Sur L-D-7-350.

Armado de Estructuras

- El armado de estructuras se hará de acuerdo con el método propuesto por el Contratista y aprobado por la Supervisión. Cualquiera sea el método de montaje, es imprescindible evitar esfuerzos excesivos en los elementos de la estructura.
- Todas las superficies de los elementos de acero serán limpiadas antes del ensamblaje y deberá removerse del galvanizado, todo rnoho que se haya acumulado durante el transporte.
- El Contratista tomará las debidas precauciones para asegurar que ninguna parte de los armados sea forzada o dañada, en cualquier forma durante el transporte, almacenamiento y montaje. No se arrastrarán elementos o secciones ensambladas sobre el suelo o sobre otras piezas.
- Las piezas ligeramente curvadas, torcidas o dañadas de otra forma durante el manipuleo, serán enderezadas por el Contratista empleando recursos aprobados, los cuáles no afectarán el galvanizado. Tales piezas

serán, luego, presentadas a la Supervisión para la correspondiente inspección y posterior aprobación o rechazo.

- Los daños mayores a la galvanización serán causa suficiente para rechazar la pieza ofertada.
- Los daños menores serán reparados con pintura especial antes de aplicar la protección adicional contra la corrosión de acuerdo con el siguiente método:
 - a. Limpiar con escobilla y remover las partículas del zinc sueltas y los indicios de óxido. Desgrasar si fuera necesario.
 - b. Recubrir con dos capas sucesivas de una pintura rica en zinc (95% de zinc en la película seca) con un portador fenólico a base de estireno. La pintura será aplicada de acuerdo con las instrucciones del fabricante
 - c. Cubrir con una capa de resina laca
- Todas las partes reparadas del galvanizado serán sometidas a la aprobación de la Supervisión. Si en opinión de ella, la reparación no fuese aceptable, la pieza será reemplazada y los gastos que ello origine serán de cuenta del Contratista.

Tolerancias

- Luego de concluida la instalación de las estructuras, los postes deben quedar verticales y las crucetas horizontales y perpendiculares al eje de trazo en alimentación, o en la dirección de la bisectriz del ángulo de desvío en estructuras de ángulo.

- Las tolerancias máximas son las siguientes:
 - a. Verticalidad del poste 0,5 cm/m
 - b. Alineamiento +/- 5 cm
 - c. Orientación 0,5
 - d. Desviación de crucetas $1/200 L_e$

L_e = Distancia del eje de la estructura al extremo de la cruceta.

Cuando se superen las tolerancias indicadas, el Contratista desmontará y corregirá el montaje sin costo adicional para el Propietario.

Ajuste final de pernos

- El ajuste final de todos los pernos se efectuará, cuidadosa y sistemáticamente, por una cuadrilla especial.
- A fin de no dañar la superficie galvanizada de pernos y tuercas. Los ajustes deberán ser hechos con llaves adecuadas.
- El ajuste deberá ser verificado mediante torquímetros de calidad comprobada.
- La magnitud de los torques de ajuste deben ser previamente aprobados por la Supervisión.

Montaje de retenidas y anclajes

- La ubicación y orientación de las retenidas serán las que se indiquen en los planos del proyecto. Se tendrá en cuenta que estarán alineadas con las cargas o resultante de cargas de tracción a las cuales van a contrarrestar.

- Las actividades de excavación para la instalación del bloque de anclaje y el relleno correspondiente se ejecutarán de acuerdo con la especificación consignada en los numerales mas arriba.
- Luego de ejecutada la excavación, se fijará, en el fondo del agujero, la varilla de anclaje con el bloque de concreto correspondiente. El relleno se ejecutará después de haber alineado y orientado adecuadamente la varilla de anclaje.
- Al concluirse el relleno y la compactación, la varilla de anclaje debe sobresalir 0,20 m del nivel del terreno.
- Los cables de retenidas se instalarán antes de efectuarse el tendido de los conductores. La disposición final del cable de acero y los amarres preformados se muestran en los planos del proyecto.
- Los cables de retenidas deben ser tensados de tal manera que los postes se mantengan en posición vertical, después que los conductores hayan sido puestos en flecha y engrapados.
- La varilla de anclaje y el correspondiente cable de acero deben quedar alineados y con el ángulo de inclinación que señalen los planos del proyecto. Cuando, debido a las características morfológicas del terreno, no pueda aplicarse el ángulo de inclinación previsto en el proyecto, el Contratista someterá a la aprobación de la Supervisión, las alternativas de ubicación de los anclajes.

Instalación de Aisladores y Accesorios

- Los aisladores de suspensión y los de tipo PIN serán manipulados cuidadosamente durante el transporte, ensamblaje y montaje.
- Antes de instalarse deberá controlarse que no tengan defectos y que estén limpios de polvo, grasa, material de embalaje, tarjetas de identificación etc.
- Si durante esta inspección se detectaran aisladores que estén agrietados o astillados o que presentaran daños en las superficies metálicas, serán rechazados y marcados de manera indeleble a fin de que no sean nuevamente presentados.
- Los aisladores de suspensión y los tipo PIN serán montados por el Contratista de acuerdo con los detalles mostrados en los planos del proyecto. En las estructuras que se indiquen en la planilla de estructuras y planos de localización de estructuras. El Contratista verificará que todos los pasadores de seguridad hayan sido correctamente instalados.
- Durante el montaje, el Contratista cuidará que los aisladores no se golpeen entre ellos o con los elementos de la estructura, para cuyo fin aplicará métodos de izaje adecuados.
- Las cadenas de anclaje instalados en un extremo de crucetas de doble armado, antes del tendido de los conductores, deberán ser amarradas juntas, con un elemento protector intercalado entre ellas, a fin de evitar que se puedan golpear por acción del viento.
- El suministro de aisladores y accesorios debe considerar las unidades de repuesto necesarios para cubrir roturas de algunas de ellas.

TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA DE LOS CONDUCTORES

Método de Montaje

- El desarrollo, el tendido y la puesta en flecha de los conductores serán llevados a cabo de acuerdo con los métodos propuestos por el Contratista, y aprobados por la Supervisión.
- La ampliación de estos métodos no producirá esfuerzos excesivos ni daños en los conductores, estructuras, aisladores y demás componentes de la línea.
- La Supervisión se reserva el derecho de rechazar los métodos propuestos por el Contratista si ellos no presentaran una completa garantía contra daños a la Obra.

Equipos

Todos los equipos completos con accesorios y repuestos, propuestos para el tendido, serán sometidos por el Contratista a la inspección y aprobación de la Supervisión. Antes de comenzar el montaje y el tendido, el Contratista demostrará a la Supervisión, en el sitio, la correcta operación de los equipos.

Suspensión del Montaje

El trabajo de tendido y puesta en flecha de los conductores será suspendido si el viento alcanzara una velocidad tal que los esfuerzos impuestos a las diversas partes de la Obra, sobrepasen los esfuerzos correspondientes a la

condición de carga normal. El Contratista tomará todas las medidas a fin de evitar perjuicios a la Obra durante tales suspensiones.

MANIPULACIÓN DE LOS CONDUCTORES

Criterios Generales

- Los conductores serán manipulados con el máximo cuidado a fin de evitar cualquier daño en su superficie exterior o disminución de la adherencia entre los alambres de las distintas capas.
- Los conductores serán continuamente mantenidos separados del terreno, árboles, vegetación, zanjas, estructuras y otros obstáculos durante todas las operaciones de desarrollo y tendido. Para tal fin, el tendido de los conductores se efectuará por un método de frenado mecánico aprobado por la Supervisión.
- Los conductores deberán ser desenrollados y tirados de tal manera que se eviten retorcimientos y torsiones, y no serán levantados por medio de herramientas de material, tamaño o curvatura que pudieran causar daño. El radio de curvatura de tales herramientas no será menor que la especificada para las poleas de tendido.

Grapas y Mordazas

- Las grapas y mordazas empleadas en el montaje no deberán producir movimiento relativos de los alambres o capas de los conductores.

- Las mordazas que se fijan en los conductores, serán del tipo de mandíbulas paralelas con superficies de contacto alisadas y rectas. Su largo será tal que permita el tendido del conductor sin doblarlo ni dañarlo.

Poleas

- Para las operaciones de desarrollo y tendido del conductor se utilizarán poleas provistas de cojinetes.
- Tendrán un diámetro al fondo de la ranura igual, por lo menos, a 30 veces el diámetro del conductor. El tamaño y la forma de la ranura, la naturaleza del metal y las condiciones de la superficie serán tales que la fricción sea reducida a un mínimo y que los conductores estén completamente protegidos contra cualquier causa de daño. La ranura de la polea tendrá un recubrimiento de neopreno o uretano. La profundidad de la ranura será suficiente para permitir el paso del conductor y de los empalmes sin riesgo de descarrilamiento.

EMPALMES DE LOS CONDUCTORES

Criterios de Empleo

- El Contratista buscará la mejor utilización de tramos máximos a fin de reducir, al mínimo, el número de juntas o empalmes, los cuales sólo se emplearán en los puntos donde por seguridad de la instalación se ha diseñado una estructura que rompa el tramo mecánico de la instalación del conductor.

- El número y ubicación de las juntas de los conductores serán sometidos a la aprobación de la Supervisión antes de comenzar el montaje y el tendido. Las juntas no estarán a menos de 15 m del punto de fijación del conductor más cercano.
- No se emplearán empalmes en los siguientes casos:
 - a. Separadas por menos de dos vanos
 - b. En vanos que crucen líneas de energía eléctrica o de telecomunicaciones, carreteras importantes y ríos.

Herramientas

Antes de iniciar cualquier operación de desarrollo, el Contratista someterá a la aprobación de la Supervisión por lo menos dos (2) compresores hidráulicos, cada uno de ellos completo con sus accesorios y repuestos, y con dos juegos completos de moldes para el conductor.

Preparación de los Conductores

El Contratista pondrá especial atención en verificar que los conductores y los tubos de empalme estén limpios.

Los extremos de los conductores serán cortados mediante cizallas que aseguren un corte transversal que no dañe los alambres del conductor.

Empalmes Modelo

Cada montador responsable de juntas de compresión ejecutará, en presencia de la Supervisión, una junta modelo. La Supervisión se reserva el derecho de someter estas juntas a una prueba de tracción.

Ejecución de los Empalme

Los empalmes del tipo a compresión para conductores serán ajustados en los conductores de acuerdo con las prescripciones del fabricante de tal manera que, una vez terminados presenten el valor más alto de sus características mecánicas y eléctricas.

Manguitos de Reparación

En el caso que los conductores hayan sido dañados, la Supervisión determinará si pueden utilizarse manguitos de reparación o si los tramos dañados deben cortarse y empalmarse.

Los manguitos de reparación no serán empleados sin la autorización de la Supervisión.

Pruebas

- Una vez terminada la compresión de las juntas o de las grapas de anclaje, el Contratista medirá con un instrumento apropiado y proporcionado por él, y en presencia de la Supervisión, la resistencia eléctrica de la pieza.

- El valor que se obtenga no debe superar la resistencia correspondiente a la de] conductor de igual longitud.

Registros

- El Contratista llevará un registro de cada junta, grapa de compresión, manguito de reparación, etc. indicando su ubicación, la fecha de ejecución, la resistencia eléctrica (donde sea aplicable) y el nombre del montador responsable.
- Este registro será entregado a la Supervisión al terminar el montaje de cada sección de la línea.
- Las redes subterráneas serán sometidas a una prueba de tensión aplicada a la tensión de raíz de tres veces su tensión nominal de operación durante un minuto luego del cual se medirá la corriente de fuga.

PUESTA EN FLECHA

Criterios Generales

- La puesta en flecha de los conductores se llevará a cabo de manera que las tensiones y flechas indicadas en la tabla de tensado, no sean sobrepasadas para las correspondientes condiciones de carga.
- La puesta en flecha se llevará a cabo separadamente por secciones delimitadas por estructuras de anclaje.
- Procedimiento de puesta en flecha del conductor.

- Se dejará pasar el tiempo suficiente después del tendido y antes de puesta en flecha para que el conductor se estabilice.
- La flecha y la tensión de los conductores serán controlados por lo menos en dos vanos por cada sección de tendido. Estos dos vanos estarán suficientemente alejados uno del otro para permitir una verificación correcta de la uniformidad de la tensión.
- El Contratista proporcionará apropiados teodolitos, miras topográficas, taquímetros y demás aparatos necesarios para un apropiado control de la flechas. La Supervisión podrá disponer con la debida anticipación, antes del inicio de los trabajos, la verificación y recalibración de los teodolitos y los otros instrumentos que utilizará el Contratista. El control de la flecha mediante el uso de dinamómetros no será aceptado.

Tolerancias

En cualquier vano, se admitirán las siguientes tolerancias del tendido respecto a las flechas de la tabla de tensado:

- Flecha de cada conductor 1%
- Suma de las flechas de los tres conductores de fase 0,5%

Registro del Tendido

- Para cada sección de la línea, el Contratista llevará un registro del tendido, indicando la fecha del tendido, la flecha de los conductores, así como la temperatura del ambiente y del conductor y la velocidad del viento. El registro será entregado a la Supervisión al término del montaje.

- Fijación del conductor a los aisladores tipo PIN y Grapas de anclaje.
- Luego que los conductores hayan sido puestos en flecha, serán trasladados a los aisladores tipo PIN para su amarre definitivo. En los extremos de la sección de puesta en flecha, el conductor se fijará a las grapas de anclaje de la cadena de aisladores.
- Los amarres se ejecutarán de acuerdo con los detalles mostrados en los planos del proyecto.
- Los torques de ajuste aplicados a las tuercas de las grapas de anclaje serán los indicados por los fabricantes.
- La verificación en hará con torquímetros de probada calidad y precisión, suministrados por el Contratista

Puesta a Tierra

- Durante el tendido y puesta en flecha, los conductores estarán permanentemente puesto a tierra para evitar accidentes causados por descargas atmosféricas, inducción electrostática o electromagnética.
- El Contratista será responsable de la perfecta ejecución de las diversas puestas a tierra, las cuáles deberán ser aprobadas por la Supervisión. El Contratista anotará los puntos en los cuáles se hayan efectuado las puestas a tierra de los conductores, con el fin de removerlas antes de la puesta en servicio de la línea.

INSPECCIÓN Y PRUEBAS

Inspección de Obra Terminada

Después de concluida la Obra, la Supervisión efectuará una inspección general a fin de comprobar la correcta ejecución de los trabajos y autorizar las pruebas de puesta en servicio.

Deberá verificarse lo siguiente:

- El cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad
- La limpieza de los conductores
- La magnitud de las flechas de los conductores debe estar de acuerdo con lo establecido en la tabla de tensado.
- Los residuos de embalajes y otros desperdicios deben haberse retirado.
- La Red de Media Tensión pasará por vías públicas.
- Los postes no deberán estar expuestos a choques vehiculares de lo contrario deberán ser adecuadamente protegidos o reubicados.
- Requerimientos del proyecto.

Inspección de cada estructura

En cada estructura se verificará que se hayan llevado a cabo los siguientes trabajos:

- Relleno, compactación y nivelación alrededor de las cimentaciones, y la dispersión de la tierra sobrante.

- El correcto montaje de las estructuras dentro de las tolerancia permisibles y de conformidad con los planos aprobados.
- Ajuste de pernos y tuercas.
- Montaje, limpieza y estado físico de los aisladores tipo PIN y de suspensión.
- Instalación de los accesorios del conductor.
- Ajuste de las grapas de ángulo y de anclaje.
- Los pasadores de seguridad de los aisladores y accesorios deben estar correctamente ubicados.
- conexionado en general.

Pruebas de puesta en servicio

Las pruebas de puesta en servicio serán llevadas por la empresa concesionaria en presencia del Contratista de acuerdo con las normas y procedimientos de la empresa concesionaria.

El programa de las pruebas de puesta en servicio deberá abarcar:

- Prueba de tensión aplicada al tramo subterráneo a la tensión de 15 kV durante un minuto.
- Determinación de la secuencia de fases.
- Verificación del paralelo entre los circuitos ST-14 y HP-08
- Medición de la resistencia eléctrica de los conductores de fase.

5.1.4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

DIMENSIONAMIENTO DEL CABLE DE 10 kv.

Condiciones:

- Potencia de Diseño (kVA) : 3935
- Tensión Nominal (kV) : 10
- Factor de Potencia : 0.90
- Potencia de cortocircuito (MVA) : 100
- Tiempo de actuación de protección: 0.02
- Tipo de cable a utilizar : Dos tipos de conductores diferentes;
Conductor de aleación de aluminio desnudo (Carga admisible 284 A) y
Cable N2XSY (Carga admisible 373 A)

Nota: La Potencia de Diseño la calculamos considerando que el conductor de menor capacidad distribuye el 80% de su capacidad.

Cálculo por corriente de carga:

$$I_c = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{3935}{\sqrt{3} \times 10} = 227.1 \text{ A}$$

El cable 3 - 1 x 240 mm² de aluminio con capacidad nominal de 373 A transportará la corriente de diseño.

Cálculo de corriente de cortocircuito en el sistema

Condiciones :

P_{cc} : Potencia de cortocircuito del sistema : 100MVA

V : Tensión Nominal : 10kv.

t : Duración del cortocircuito : 0.02seg.

I_{cc} : Corriente de cortocircuito permanente : kA.

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_{cc} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 10} = 5.78 \text{ kA}$$

Cálculo por corriente de cortocircuito térmicamente admisible en el cable

(I_{km}).

I_{km} : Corriente de cortocircuito térmicamente admisible por el cable: A

s : Sección del cable : 240 mm²

t : Duración del cortocircuito : 0.02 seg.

$$I_{km} = \frac{0.0884 \times s}{\sqrt{t}} \text{ kA}$$

$$I_{km} = \frac{0.0884 \times 240}{\sqrt{0.02}} = 150 \text{ kA}$$

Se calculó $I_{cc} = 5.78 \text{ kA}$ en el sistema.

Ya que $I_{km} > I_{cc}$, la selección del cable de 240 mm² es correcta.

Cálculo por caída de Tensión

El calculo por caída de tensión se determina mediante la formula:

$$\Delta V = \frac{I_c \times L \times Z}{1000}$$

Donde:

- ΔV Variación de Tensión en Voltios
- L Longitud del Conductor en metros
- Z Impedancia del conductor en Ohm/km

Los valores de la Resistencia y la Reactancia fueron determinados en las Tablas 01 y 02 (Capítulo II)

Obteniendo:

Para el Cable subterráneo de 240mm²: Z = 0.1878Ohm/km

Para el Conductor aéreo de 120mm²: Z = 0.5330Ohm/km

Dado que el circuito cuenta con tres tramos dos aéreos y dos subterráneos:

Donde :

I : Corriente de carga en (A) = 227.1 A

L : Longitud (m) : 1490 m para el tramo aéreo y 77 metros para el tramo subterráneo (dos tramos de 32 y 45 m en los extremos de cada subestación)

$$\Delta V = \frac{227.1 \times 1490 \times 0.5330}{1000} + \frac{227.1 \times 77 \times 0.1878}{1000}$$

$$\therefore \Delta V = 183.64 \text{ v} < 3.5 \%$$

Cálculo mecánico del conductor de 3 - 1 x 120mm²

Ecuación de cambio de estado :

$$\sigma_{02}^2 \left[\sigma_{02} + \alpha E [\theta_2 - \theta_1] + \frac{w_{r1}^2 a^2 E}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = \frac{w_{r2}^2 a^2 E}{24 A^2}$$

Donde:

σ_{02} : Esfuerzo unitario en kg./mm²

α : Coeficiente de la dilatación Térmica (/°C)

A: Sección del conductor en mm²

θ_1 : Temperatura ambiente en °C en la condición 1

θ_2 : Temperatura ambiente en °C en la condición 2

a: Vano de Cálculo en m.

w_{r1} : Peso Unitario en kg/m del Conductor, incluye sobrecargas condición 1

w_{r2} : Peso Unitario en kg/m del Conductor, incluye sobrecargas condición 2

Reemplazando los valores conocidos y para un vano crítico de 80 m:

$$\sigma_{02}^2 \left[\sigma_{02} + (2.3 \times 10^{-5})(5700)[\theta_2 - \theta_1] + \frac{w_{r1}^2 \times 80^2 \times 5700}{24 \times 120^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = \frac{w_{r2}^2 \times 80^2 \times 5700}{24 \times 120^2}$$

$$\therefore \sigma_{02}^2 \left[\sigma_{02} + 0.1311[\theta_2 - \theta_1] + 105.5 \frac{w_{r1}^2}{\sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = 105.5 w_{r2}^2$$

Hipótesis de Cálculo :

Hipótesis I (Esfuerzo máximo)

temperatura ambiente: 10 °C.

velocidad del viento: 75 Km./h

$$W_v = \frac{0.00962 \times 75^2 \times 14.25}{1000} = 0.711 \text{Kg/m}$$

$$W_r = 0.8356 \text{Kg/m}$$

Hipótesis II (Templado)

temperatura ambiente: 20 °C.

Velocidad del Viento: Nulo.

σ : 5 kg/mm².

Hipótesis III (Flecha máxima)

Tem. amb.: 50 °C

Velocidad del viento: Nulo.

Entre Hipótesis I e Hipótesis II

$$5^2 \left[5 + 0.1311[20 - 10] + 105.5 \frac{0.8356^2}{\sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = 105.5 \times 0.322^2$$

$$6.311 + \frac{73.663}{\sigma_{01}^2} - \sigma_{01} = 0.437546$$

$$\sigma_{01}^3 - 5.873\sigma_{01}^2 - 73.663 = 0$$

$$\sigma_{01} = 7.26764 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

$$T_{01} = \sigma_{01} \times A = 7.26764 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \times 120\text{mm}^2 = 872.1168\text{kg}$$

Coeficiente de seguridad:

$$CS = \frac{TR}{T_{01}} = \frac{3331}{872.1168} = 3.82$$

Entre Hipótesis III e Hipótesis II

$$5^2 \left[5 + 0.1311[20 - 50] + 105.5 \frac{0.322^2}{\sigma_{03}^2} - \sigma_{03} \right] = 105.5 \times 0.322^2$$

$$1.067 + \frac{10.938662}{\sigma_{03}^2} - \sigma_{03} = 0.437546$$

$$\sigma_{03}^3 - 0.629454\sigma_{03}^2 - 10.938662 = 0$$

$$\sigma_{03} = 2.45 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

Tiro en Hip. 3:

$$T_{03} = \sigma_{03} \times A = 2.45 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \times 120\text{mm}^2 = 294.00\text{kg}$$

Flecha en hip. 3:

$$C = \frac{T_{03}}{w_{r3}} = \frac{294}{0.322} = 913.04$$

$$f = \frac{a^2}{8C} = \frac{80^2}{8 \times 913.04} = 0.8762\text{m}$$

ECUACIONES COMPLEMENTARIAS

Presión dinámica ejercida por el viento, sobre una superficie está dada por:

En conductores:

$$P_v = 0.0481V^2 \text{ (kg/m}^2\text{)}$$

Donde: V = Velocidad del viento en km/h

$$W_v = \frac{P_v \times \varphi_c}{1000} \text{ kg/m}$$

$$W_v = \frac{0.00962V^2 \times \varphi_c}{1000} \text{ kg/m}$$

También :

La Flecha:

$$f = \frac{a^2}{8C}$$

Donde :

f = flecha del conductor en metros.

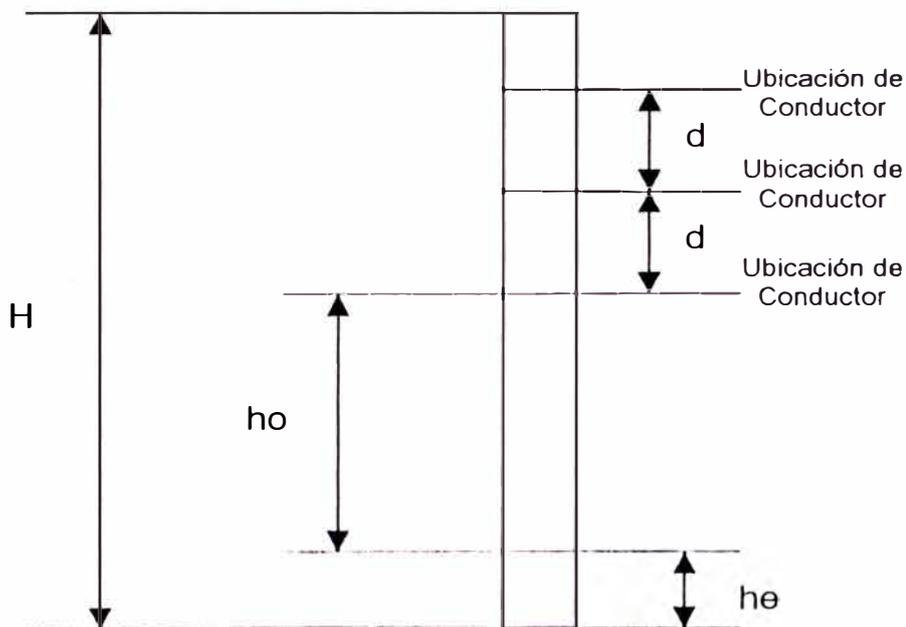
Donde:

$$C = \frac{T_0}{w_r} = \frac{\sigma_0 \times A}{w_r}$$

DIMENSIONAMIENTO DE LOS POSTES

Altura de postes:

Para el cálculo de la altura de postes utilizaremos la siguiente figura, la cual muestra los detalles de las consideraciones a tener en cuenta para determinar la altura del poste requerido para una distribución vertical.



Donde:

H : Altura total del poste

h_e : Profundidad de empotramiento ($H/10$ para postes cimentados)

h_o : Distancia vertical de la fase de menor altura al piso

d : Distancia entre fases (1.2 m para el presente proyecto)

De acuerdo a las tablas 4 - V y 4 - VII del Código Nacional de Electricidad Tomo IV tenemos, para una disposición vertical:

$$h_o = 7.00 \text{ m (distancia mínima)}$$

$$H = 0.10 + 1.2 + 1.2 + h_o + h_e$$

$$h_e = H/10$$

$$H = 2.5 + 7 + H/10$$

$$H = 9.5 + H/10 \rightarrow 9H/10 = 9.5$$

$$H = 10.55 \text{ m}$$

El proyecto deberá de considerar para el presente proyecto una altura mínima de postes de 11.5 m para el diseño se han elegido postes de 13 m por considerar más apropiada una distancia vertical de la fase de menor altura al piso mayor a los 7 m propuestos por el Código Nacional de Electricidad.

Fuerza del Viento sobre el poste (F_{vp})

$$F_{vp} = P_v \times A_{pv}$$

$$P_v = 0.00962 \times V^2$$

$$A_{pv} = H_{pv} \times \frac{d_p + d_e}{2}$$

$$d_e = d_b - \frac{d_b - d_p}{H_{pv} + H_t} \times H_t$$

$$Z = H_{pv} \times \frac{d_e + 2d_p}{3d_e + d_p}$$

Donde :

P_v : Presión debida al viento kg./mm^2

A_{pv} : Área del poste expuesto al viento m^2

k : Constante equivalente a 0.0042

V : Velocidad del viento (km/h) = 75.

H_{pv} : Altura del poste expuesto al viento (m) = $13 - 1.3 = 11.7$

d_p : Diámetro del poste en la punta (m) = 0.18

d_b : Diámetro del poste en la base (m) = 0.375

d_e : Diámetro del poste en el empotramiento (m) = 0.3555

H_t : Altura del empotramiento (m) = 1.7

Z : Punto de aplicación (m) = 6.716

$$P_v = 0.0042 \times (50)^2 (\text{kg/mm}^2) = 10.5$$

$$P_v = 10.5 \text{ kg/mm}^2$$

$$A_{pv} = H_{pv} \cdot \frac{d_p + d_n}{2}$$

$$A_{pv} = 9.8 \times \frac{0.18 + 0.3555}{2}$$

$$A_{pv} = 2.486$$

$$F_{vp} = 10.5 \times 2.4863$$

$$F_{vp} = 26.106 \text{ kg.}$$

CONCLUSIONES

- El presente trabajo pretende tener una idea de el beneficio de la Reducción de las compensaciones a los clientes a través de la mejora del sistema eléctrico de las empresas distribuidoras.
- El costo de las compensaciones de acuerdo con La Norma Técnica de calidad de los servicios eléctricos las podemos definir escalonadamente con un costo inicial de cero en la primera etapa, un costo bastante pequeño en la segunda etapa y un costo en la etapa final de diecinueve veces el costo de la segunda etapa.
- En el presente trabajo se puede apreciar el enorme incremento en el pago de las compensaciones a las cuales se puede ver afectado las empresas concesionarias de Distribución Eléctrica a partir de la tercera etapa de la aplicación de La Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos.
- El beneficio que puede conseguir la empresa distribuidora por invertir en un sistema lo suficientemente robusto que evite las interrupciones de los clientes se respalda en un reducido pago de compensaciones.
- La Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos mantiene un nivel de tolerancias de calidad de servicio por debajo de las expectativas de nuestros clientes.

BIBLIOGRAFÍA

BAUTISTA RÍOS, Juan, Líneas de Transmisión, Lima: Rama Estudiantil del IEEE de la Universidad Nacional de Ingeniería.

Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos, Lima: Decreto Supremo N° 020 – 97 – EN.

Código Nacional de Electricidad, Tomo IV.

ANEXOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

PROYECTO DE INVERSION

NOMBRE DEL PROYECTO

MEJORAMIENTO DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE DEL CIRCUITO HP-08

TIPO

3 DISTRIBUCION

SUBGRUPO

34 RENOVACION REDES MT

ITEM

AREA GESTORA (CR)

4900

Subgerencia C.S. Vitarte

NOMBRE DEL RESPONSABLE

C. EJECUTORES

4990

Dpto Proyectos Vit

FECHA DE INICIO

Enero-00

FECHA DE TERMINO

Diciembre-00

(MONEDA : US\$)

NO	INVERSION	INGRESOS	COSTOS
0	28,767		
1		2,856	2,065
2		2,856	2,065
3		23,736	2,065
4		23,736	2,065
5		23,736	2,065
6		23,736	2,065
7		23,736	2,065
8		23,736	2,065
9		23,736	2,065
10		23,736	2,065
11		23,736	2,065
12		23,736	2,065
13		23,736	2,065
14		23,736	2,065
15		23,736	2,065
16		23,736	2,065
17		23,736	2,065
18		23,736	2,065
19		23,736	2,065
20		23,736	2,065
21		23,736	2,065
22		23,736	2,065
23		23,736	2,065
24		23,736	2,065
25		23,736	2,065
26			
27			
28			
29			
30			

RESULTADOS: ANALISIS DE INVERSION

VAN	30,197
TIR	31.0%
PRI	6

TASA DE DESCUENTO: 10.0%

VARIABLE	SENSIBILIDAD	VAN	TIR	PRI
INVERSION	0.0%	30,197	31.0%	6
INGRESOS	0.0%	30,197	31.0%	6
COSTOS	0.0%	30,197	31.0%	6

TASA DEPRECIACION: 4.00%

TIPO DE ACTIVO FIJO

REDES DE MEDIA TENSION

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO: 25 ANOS

ANALISIS CORRECTO

RESPONSABLE

FIRMA

FECHA

GENERACION DE INGRESOS Y COSTOS

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO 25 AÑOS
 EN FUNCION AL TIEMPO DE DEPRECIACION

ANALISIS CORRECTO

COMPENSACIONES ACTUALES	2320
COMPENSACIONES QUE PODRIAN SER REDUCIDAS	1160 SEGUNDA ETAPA 22040 TERCERA ETAPA
PERDIDAS POR NO VENDER ENERGIA	
ENERGIA TEORICA DEJADA DE VENDER POR SEME	50000
ENERGIA TEORICA A PODER VENDER	25000
PRECIO DE VENTA DE ENERGIA (CTVS. \$)	3.3922
SEMESTRES POR AÑO	2
TOTAL INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA (\$)	1696.1
TOTAL BENEFICIOS (\$)	2856.1 SEGUNDA ETAPA 23736.1 TERCERA ETAPA
COSTOS POR COMPRA DE ENERGIA	
ENERGIA TEORICA A PODER VENDER	25000
PRECIO DE COMPRA DE ENERGIA PROM. (CTVS. \$)	2.9799
SEMESTRES POR AÑO	2
TOTAL EGRESOS POR ENERGIA(\$)	1489.95
COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	
COSTOS DE MANTENIMIENTO	575.336
TOTAL COSTOS	2065.280

PROYECTO DE INVERSION

TITULO DEL PROYECTO

DESCARGA DEL CIRCUITO POR TRASLADO DE CARGA

**CATEGORIA
SUBGRUPO
ITEM**

3 DISTRIBUCION
31 AMPLIACION REDES MT
3130 Refuerzos, reformas o aumento de capacidad de red MT

**ORGANISMO GESTORA (CR)
NOMBRE DEL RESPONSABLE**

4900 Subgerencia C.S. Vitarte

COORDINADORES

4900 Dpto Proyectos Vit

**FECHA DE INICIO
FECHA DE TERMINO**

Enero-00
Diciembre-00

(MONEDA : US\$)

ANO	INVERSION	INGRESOS	COSTOS
	47,487		
0		1,809	1,397
1		1,809	1,397
2		25,209	1,397
3		25,209	1,397
4		25,209	1,397
5		25,209	1,397
6		25,209	1,397
7		25,209	1,397
8		25,209	1,397
9		25,209	1,397
10		25,209	1,397
11		25,209	1,397
12		25,209	1,397
13		25,209	1,397
14		25,209	1,397
15		25,209	1,397
16		25,209	1,397
17		25,209	1,397
18		25,209	1,397
19		25,209	1,397
20		25,209	1,397
21		25,209	1,397
22		25,209	1,397
23		25,209	1,397
24		25,209	1,397
25		25,209	1,397
26		25,209	1,397
27		25,209	1,397
28		25,209	1,397
29		25,209	1,397
30		25,209	1,397

RESULTADOS: ANALISIS DE INVERSION

VAN	17,418
TIR	23.0%
PRI	10
TASA DESCUENTO 16.0%	

VARIABLE	SENSIBILIDAD	VAN	TIR	PRI
INVERSION	Suma 0.0%	17,418	23.0%	10
INGRESOS	0.0%	17,418	23.0%	10
COSTOS	0.0%	17,418	23.0%	10

TASA DEPRECIACION 4.00%

TIPO DE ACTIVO FIJO

REDES DE MEDIA TENSION

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO 25 ANOS

ANALISIS CORRECTO

GERENTE RESPONSABLE

FIRMA

FECHA

ENERACION DE INGRESOS Y COSTOS

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO
EN FUNCION AL TIEMPO DE DEPRECIACION

25 AÑOS

ANALISIS CORRECTO

COMPENSACIONES ACTUALES	1300
COMPENSACIONES QUE PODRIAN SER REDUCIDAS	1300 SEGUNDA ETAPA 24700 TERCERA ETAPA
PERDIDAS POR NO VENDER ENERGÍA	
ENERGÍA TEÓRICA DEJADA DE VENDER POR SEME	15000
ENERGÍA TEÓRICA A PODER VENDER	7500
PRECIO DE VENTA DE ENERGIA (CTVS. \$)	3.3922
SEMESTRES POR AÑO	2
TOTAL INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA (\$)	508.83
TOTAL BENEFICIOS (\$)	1808.83 SEGUNDA ETAPA 25208.83 TERCERA ETAPA
COSTOS POR COMPRA DE ENERGIA	
ENERGÍA TEÓRICA A PODER VENDER	7500
PRECIO DE COMPRA DE ENERGIA PROM. (CTVS. \$)	2.9799
SEMESTRES POR AÑO	2
TOTAL EGRESOS POR ENERGIA(\$)	446.985
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
COSTOS DE MANTENIMIENTO	949.737
TOTAL COSTOS:	1390.722

PROYECTO DE INVERSION

NOMBRE DEL PROYECTO CONSTRUCCIÓN DE NUEVO CIRCUITO

GRUPO 3 DISTRIBUCION
SUB GRUPO 31 AMPLIACION REDES MT
ITEM 3130 Refuerzos, reformas o aumento de capacidad de red MT

AREA GESTORA (CR) 4900 Subgerencia C.S. Vitarte

NOMBRE DEL RESPONSABLE _____

USUARIOS EJECUTORES 4990 Dpto Proyectos Vit

FECHA DE INICIO Enero-00

FECHA DE TERMINO Diciembre-00

(MONEDA : US\$)

ANO	INVERSION	INGRESOS	COSTOS
0	108,615		
1		4,713	4,020
2		4,713	4,020
3		51,693	4,020
4		51,693	4,020
5		51,693	4,020
6		51,693	4,020
7		51,693	4,020
8		51,693	4,020
9		51,693	4,020
10		51,693	4,020
11		51,693	4,020
12		51,693	4,020
13		51,693	4,020
14		51,693	4,020
15		51,693	4,020
16		51,693	4,020
17		51,693	4,020
18		51,693	4,020
19		51,693	4,020
20		51,693	4,020
21		51,693	4,020
22		51,693	4,020
23		51,693	4,020
24		51,693	4,020
25		51,693	4,020
26			
27			
28			
29			
30			

RESULTADOS: ANALISIS DE INVERSION

VAN	21,829
TIR	20.8%
PRI	13

VARIABLE	SENSIBILIDAD	VAN	TIR	PRI
INVERSION	0.0%	21,829	20.8%	13
INGRESOS	0.0%	21,829	20.8%	13
COSTOS	0.0%	21,829	20.8%	13

TASA DEPRECIACION 4.00%

TIPO DE ACTIVO FIJO
 REDES DE MEDIA TENSION

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO 25 ANOS

ANALISIS CORRECTO

UB GERENTE RESPONSABLE _____

FIRMA _____

FECHA _____

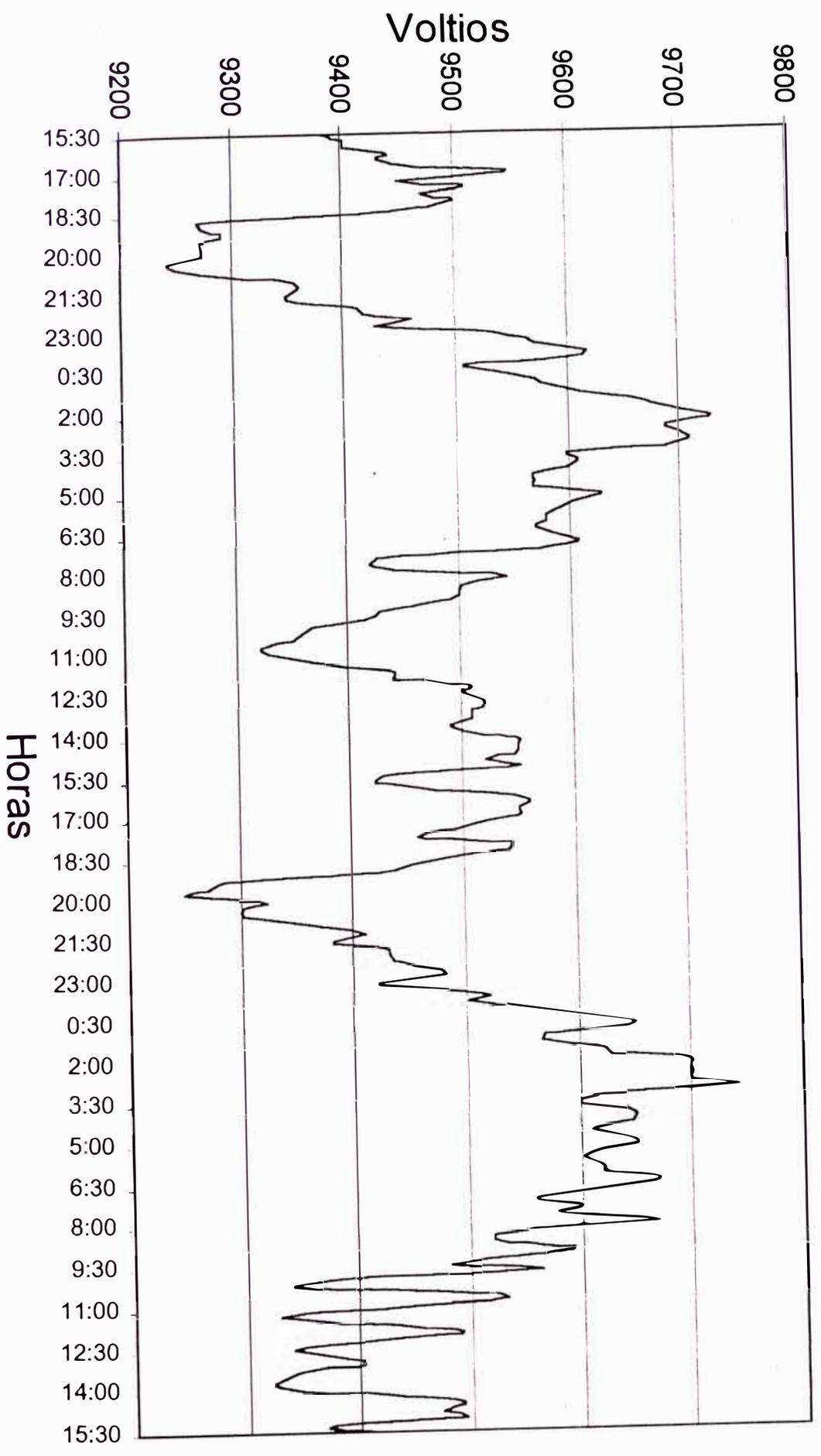
GENERACION DE INGRESOS Y COSTOS

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO 25 AÑOS
 EN FUNCION AL TIEMPO DE DEPRECIACION

ANALISIS CORRECTO

COMPENSACIONES ACTUALES	2610 La cuarta parte en HP-08 total y la mitad de SEN ^a 1634 a SE 1700
COMPENSACIONES QUE PODRIAN SER REDUCIDAS	2610 SEGUNDA ETAPA 49590 TERCERA ETAPA
PERDIDAS POR NO VENDER ENERGIA	
ENERGIA TEORICA DEJADA DE VENDER POR SEME	62000
ENERGIA TEORICA A PODER VENDER	31000
PRECIO DE VENTA DE ENERGIA (CTVS. \$)	3.3922
SEMESTRES POR AÑO	2
TOTAL INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA (\$)	2103.164
TOTAL BENEFICIOS (\$)	4713.164 SEGUNDA ETAPA 51693.164 TERCERA ETAPA
COSTOS POR COMPRA DE ENERGIA	
ENERGIA TEORICA A PODER VENDER	31000
PRECIO DE COMPRA DE ENERGIA PROM. (CTVS. \$)	2.9799
SEMESTRES POR AÑO	2
TOTAL INGRESOS POR ENERGIA (\$)	1047.530
COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	
COSTOS DE MANTENIMIENTO	2172.3014
TOTAL COSTOS	4019.8304

FIG. Nº 1
Perfil de Tensiones en la Barra de la Subestacion Nº 1634



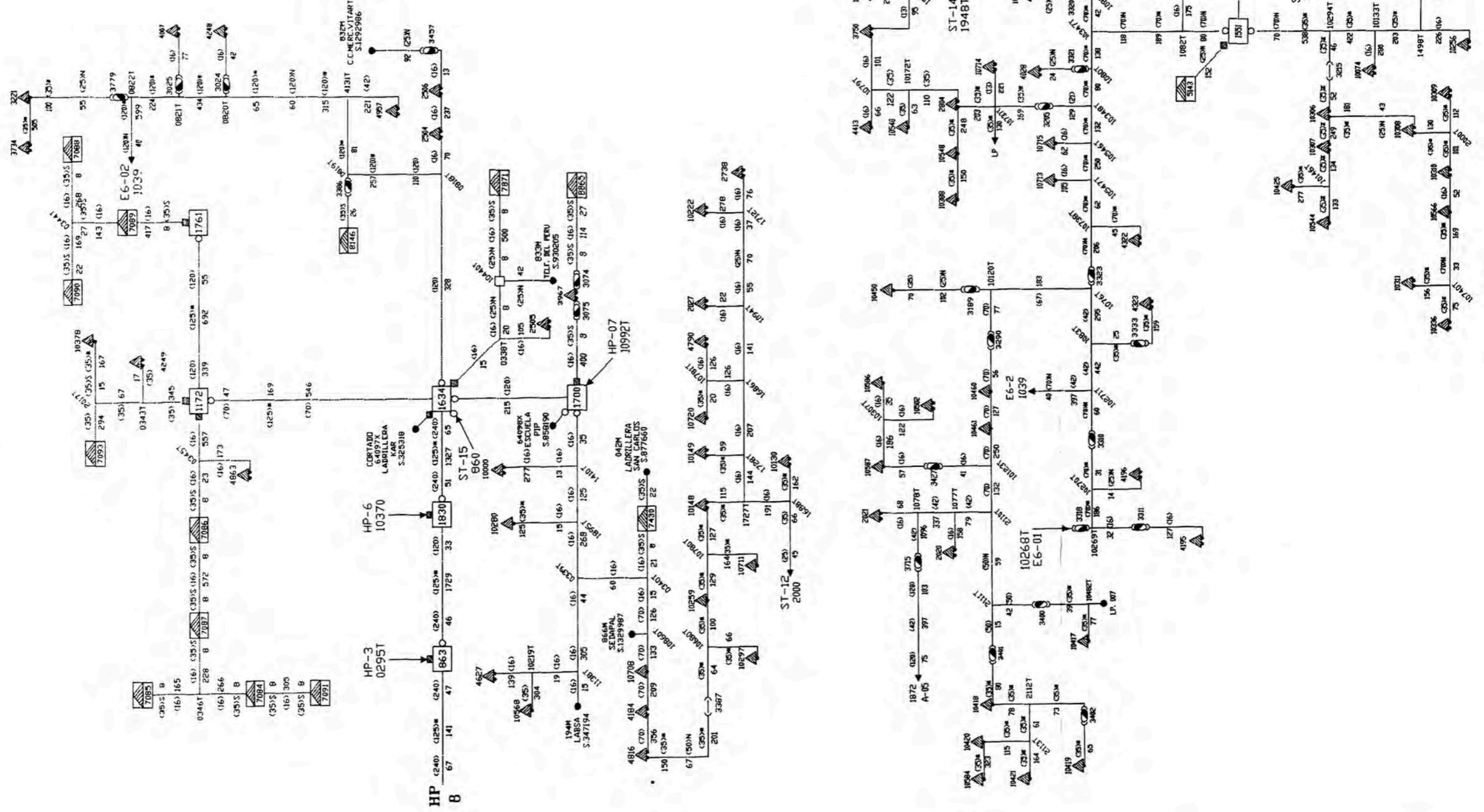
ACTUAL

LEYENDA
EQUIPOS DE MANIOBRA

- ▣ SECCIONADOR DE POTENCIA Y FUSIBLE
- ⊙ INTERRUPTOR DE POTENC. AUTONOMO Y RELE
- INTERRUPTOR DE POTENC. MIN.GRAN.SF6,VACIO Y RELE
- ⊗ INTERRUPTOR DE POTENC. CON DPU

LEYENDA
TIPO DE CONDUCTOR

- Cu AEREO
- * ALEAC. DE AL
- P AUTOPORTANTE Cu
- L AUTOPORTANTE AL
- N NEXSY
- S NYSY
- NKY SUBTERRANEO



SET HUACHIPA (HP) 10 KV

ACTUAL

LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA

- SECCIONADOR DE POTENCIA Y FUSIBLE
- INTERRUP. DE POTENC. AUTONOMO Y RELE
- INTERRUP. DE POTENC. MIN.GRAN.SF6.VACIO Y RELE
- INTERRUP. DE POTENC. CON DIPU

LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR

- Cu AEREO
- * ALEAC. DE AL
- P AUTOPORTANTE Cu
- L AUTOPORTANTE AL
- NKY SUBTERRANEO
- N2XSY
- S NYSY
- TRAMAS A SER REDFORZADOS
- .. TRAMAS A SER REDFORZADOS

SET HUACHIPA (HP) 10 KV

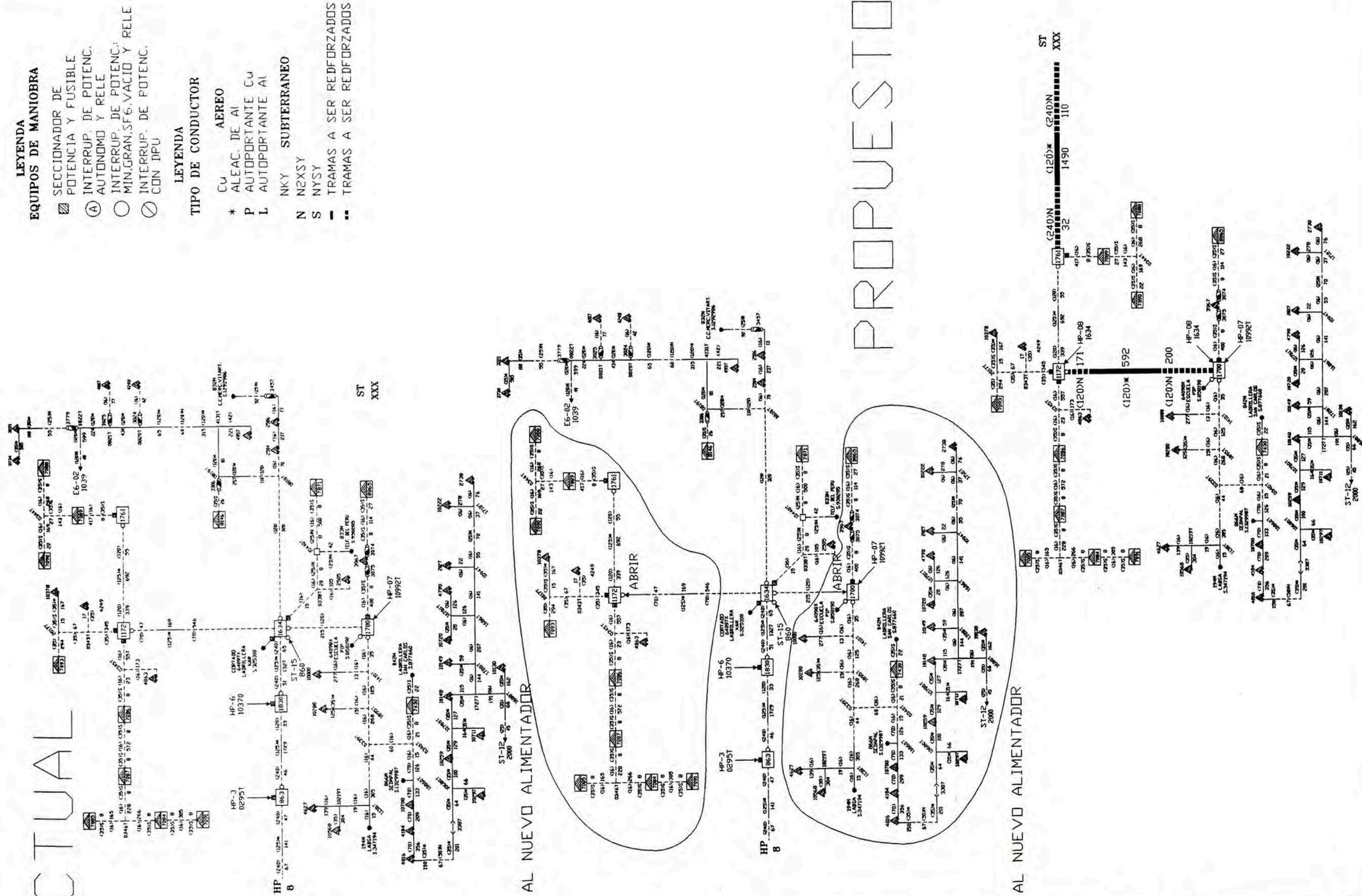
ALIMENTADORES
HP-8 y ST-XXX

FECHA ACT.
15/MAY/1999

HOJA
1/1



LUZ DEL SUR
PLANIFICACION Y DISTRIBUCION



PROPROUESTO

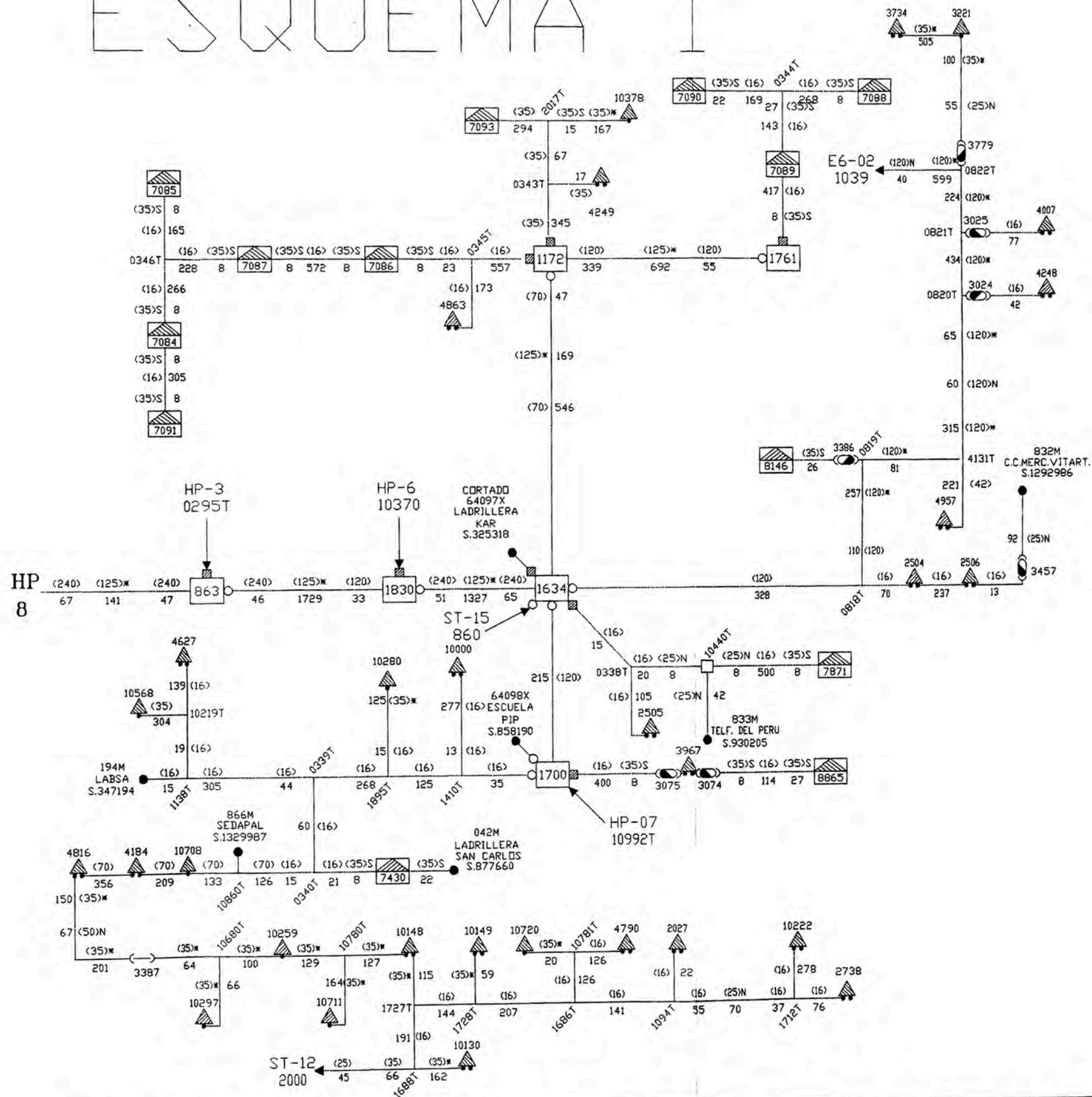
ESQUEMA 1

LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA

- ▨ SECCIONADOR DE POTENCIA Y FUSIBLE
- Ⓐ INTERRUP. DE POTENC. AUTONOMO Y RELE
- INTERRUP. DE POTENC. MIN, GRAN, SF6, VACIO Y RELE
- ⊖ INTERRUP. DE POTENC. CON DPU

LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR

- Cu AEREO
- * ALEAC. DE AL
- P AUTOPORTANTE Cu
- L AUTOPORTANTE AL
- NKY SUBTERRANEO
- N N2XSy
- S NYSy



SET HUACHIPA (HP) 10 KV

ALIMENTADOR HP-8	FECHA ACT. 15/MAY/1999	HOJA 1/1
----------------------------	---------------------------	-------------

ESQUEMA 3

ANTES

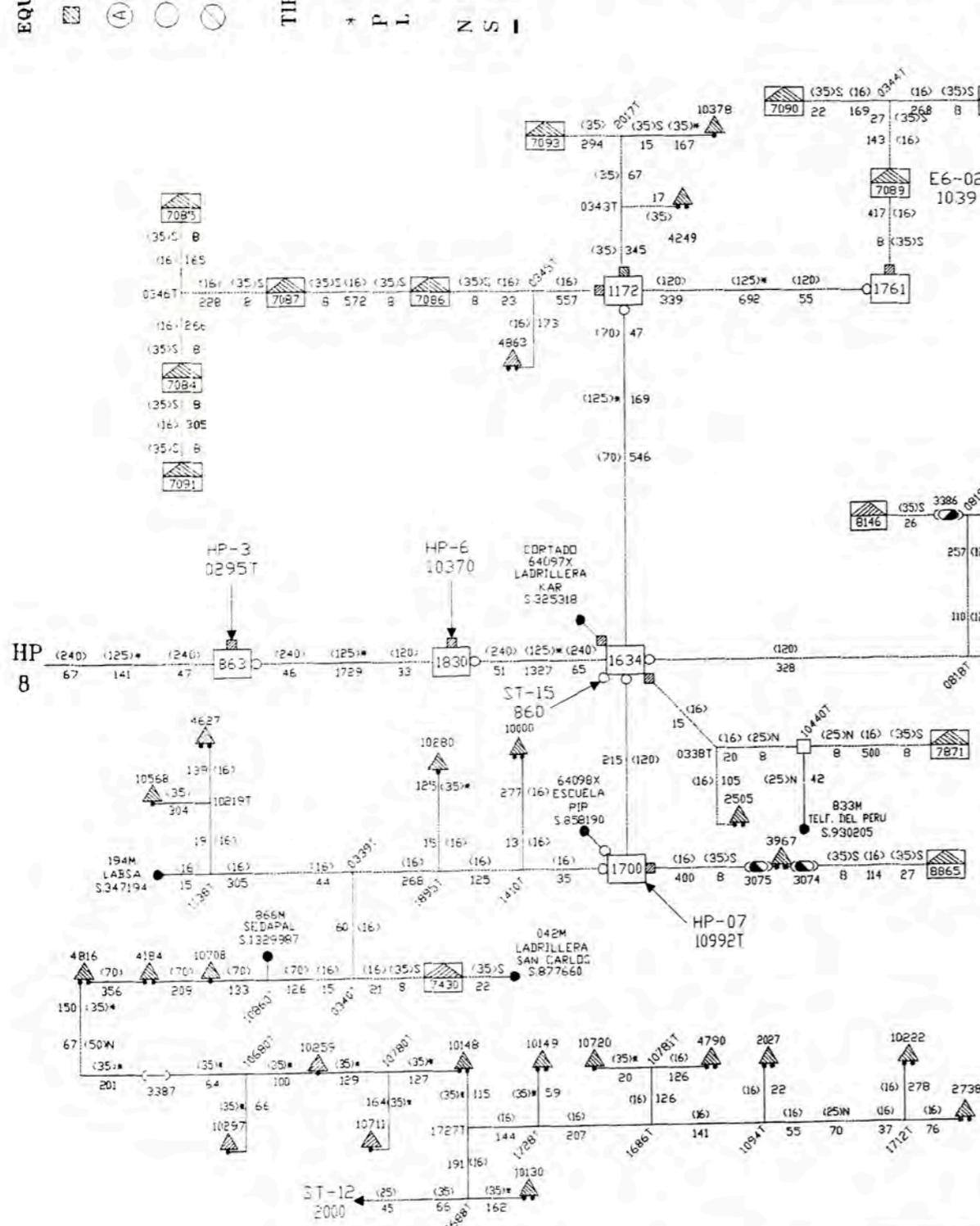
PROPUESTO

LEYENDA EQUIPOS DE MANIOBRA

- SECCIONADOR DE POTENCIA Y FUSIBLE
- INTERRUPTOR DE POTENCIA AUTONOMO Y RELE
- INTERRUPTOR DE POTENCIA MIN.GRAN.SF6, VACIO Y RELE
- INTERRUPTOR DE POTENCIA CON DPU

LEYENDA TIPO DE CONDUCTOR

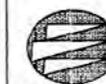
- AEREO
- ALEAC. DE AL
- AUTOPORTANTE CU
- AUTOPORTANTE AL
- SUBTERRANEO
- NKY
- N2XCY
- NYSY
- TRAMAS A SER REDFORZADOS



ALIMENTADOR
HP-8

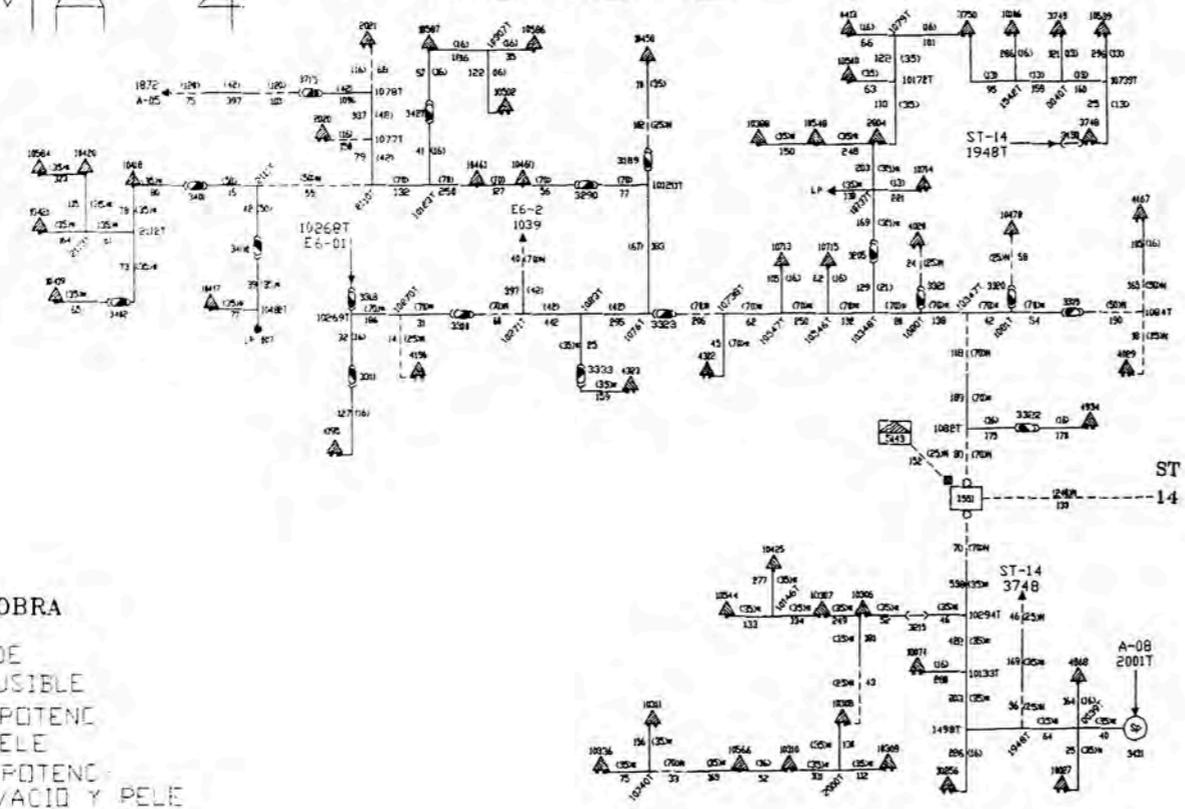
FECHA ACT.
15/MAY/1999

HOJA
1/1

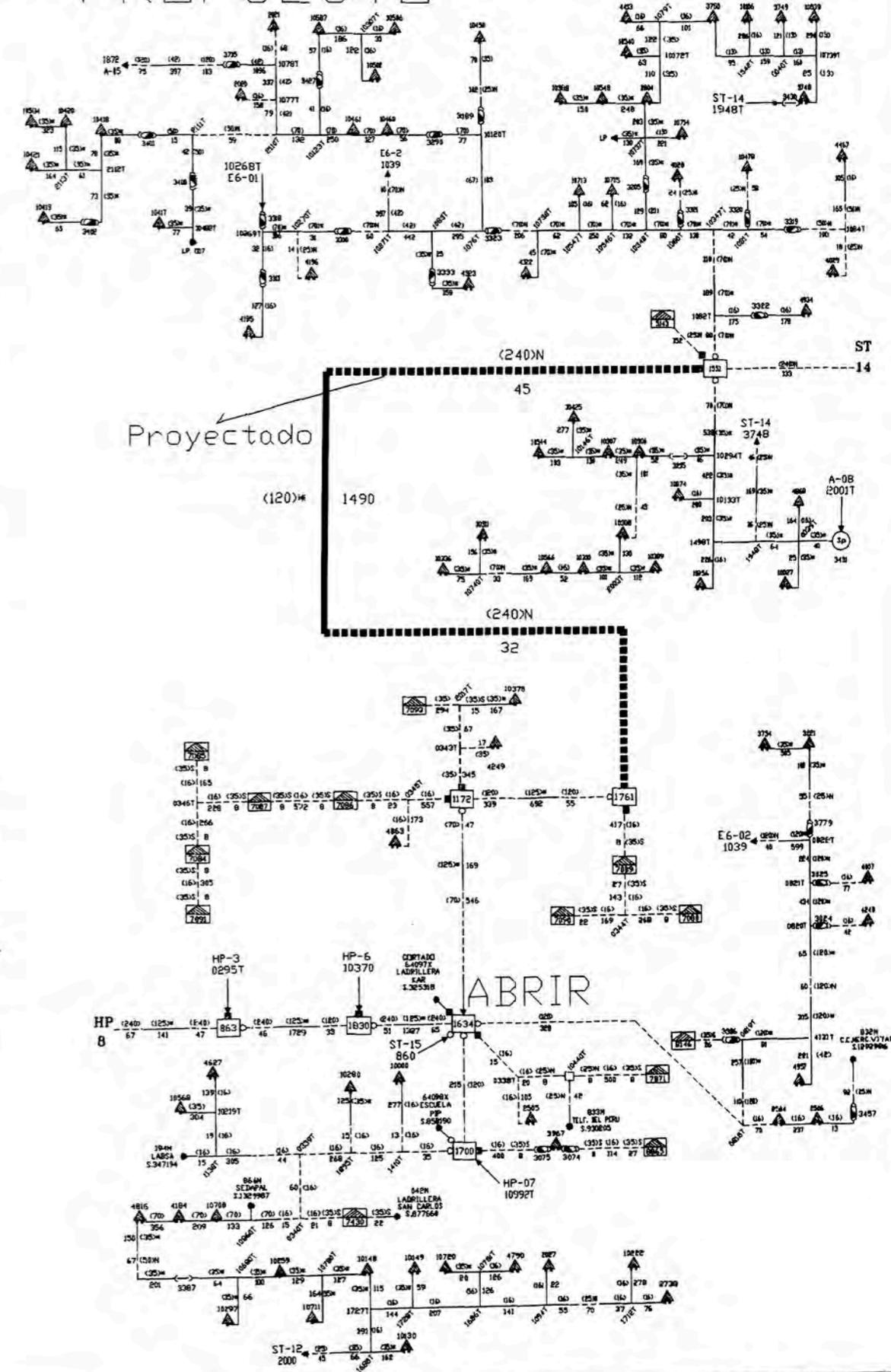


LUZ DEL SUR
PLANIFICACION Y DISTRIBUCION

ESQUEMA 4 ACTUAL

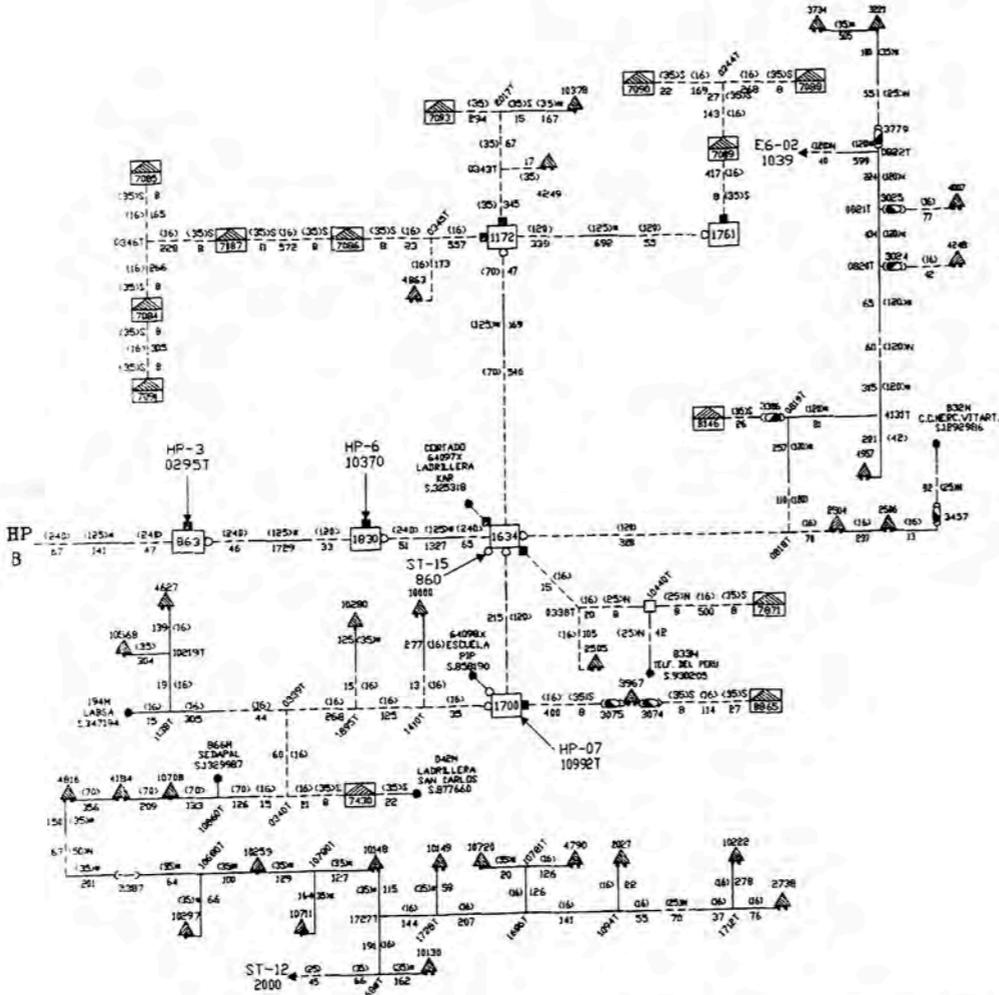


PROPUESTO



- LEYENDA**
EQUIPOS DE MANIOBRA
- SECCIONADOR DE POTENCIA Y FUSIBLE
 - ⊙ INTERRUPTOR DE POTENCIA AUTONOMO Y RELE
 - INTERRUPTOR DE POTENCIA MIN. G.P.A.N. SF6, VACIO Y PELE
 - INTERRUPTOR DE POTENCIA CON DPU

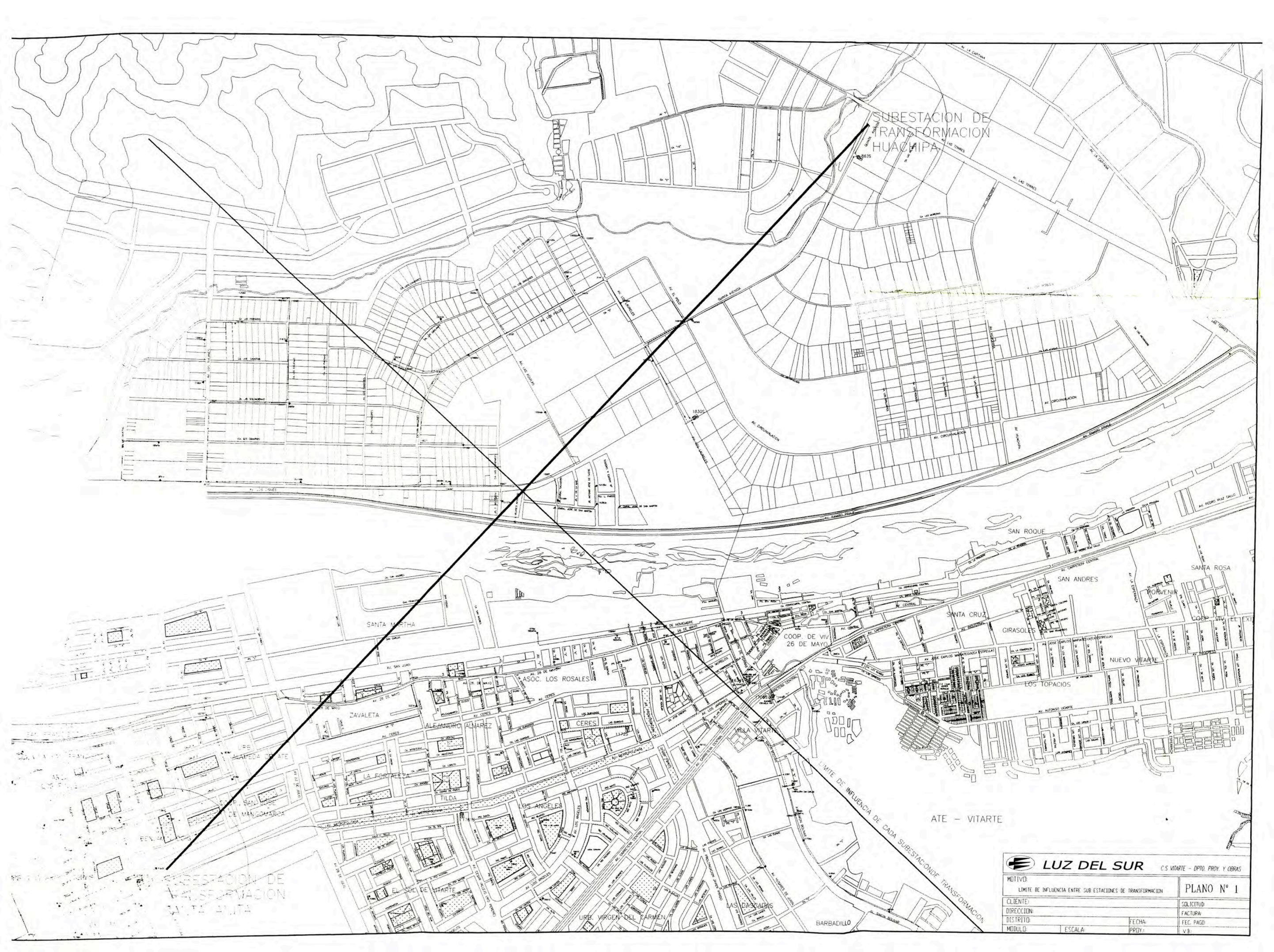
- LEYENDA**
TIPO DE CONDUCTOR
- CU AEREO
 - * ALEADO DE AI
 - P AUTOPORTANTE CU
 - L AUTOPORTANTE AI
 - NPY SUBTERRANEO
 - N NEXSY
 - S NYSY
 - TRAMA PROYECTADO
 - TRAMA PROYECTADO



Proyectado

ABRIR

SET HUACHIPA (HP) 10 KV

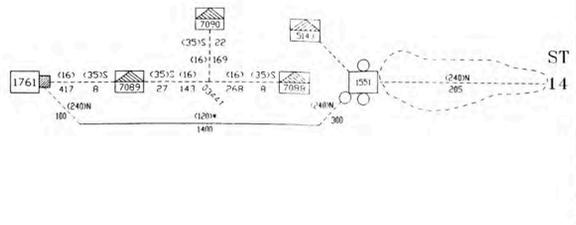


SUBESTACION DE TRANSFORMACION HUACHIPA

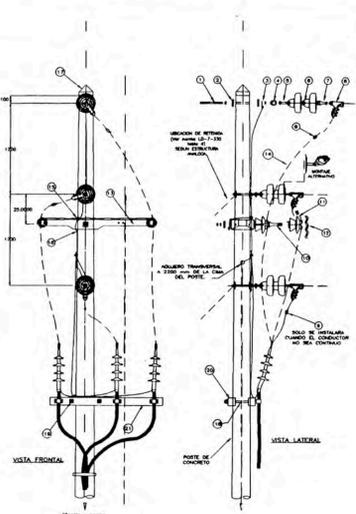
SUBESTACION DE TRANSFORMACION SANTA ANITA

 LUZ DEL SUR		C.S. VITARTE - DPTO. PROY. Y OBRAS	
MOTIVO: LIMITE DE INFLUENCIA ENTRE SUB ESTACIONES DE TRANSFORMACION		PLANO N° 1	
CLIENTE:	SOLICITUD:		
DIRECCION:	FACTURA:		
DISTRITO:	FECHA:		
MODULO:	PROY:		
ESCALA:			

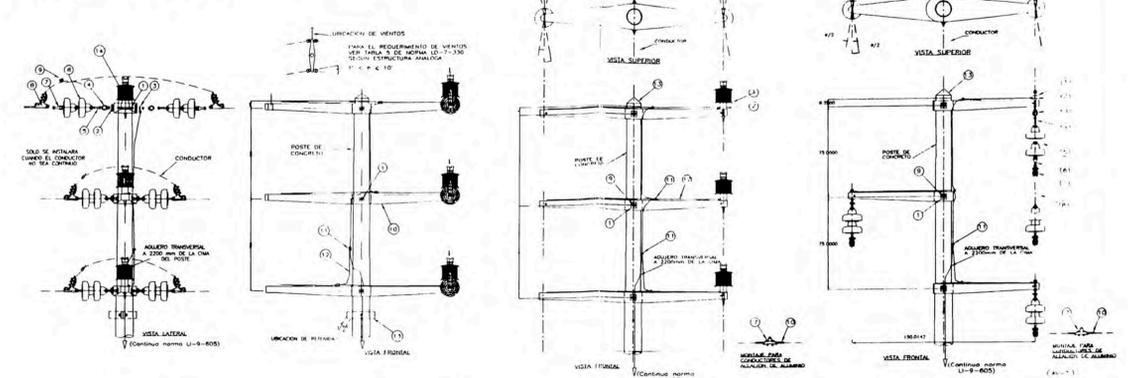
ESQUEMA UNIFILAR 10 KV



ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
2	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
3	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
4	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
5	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
6	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
7	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
8	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
9	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
10	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
11	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
12	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
13	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
14	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
15	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
16	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
17	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
18	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
19	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
20	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
21	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
22	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
23	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
24	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
25	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
26	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
27	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
28	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
29	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA
30	1	PA	VARILLA BARRA DE CUBA

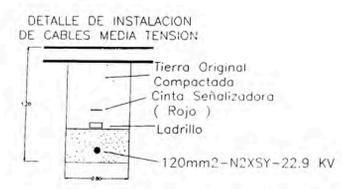
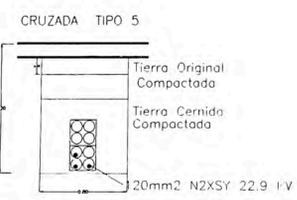


DETALLES DE ESTRUCTURAS

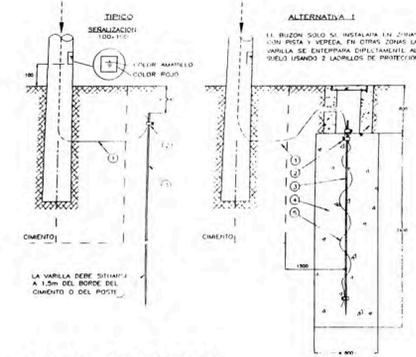
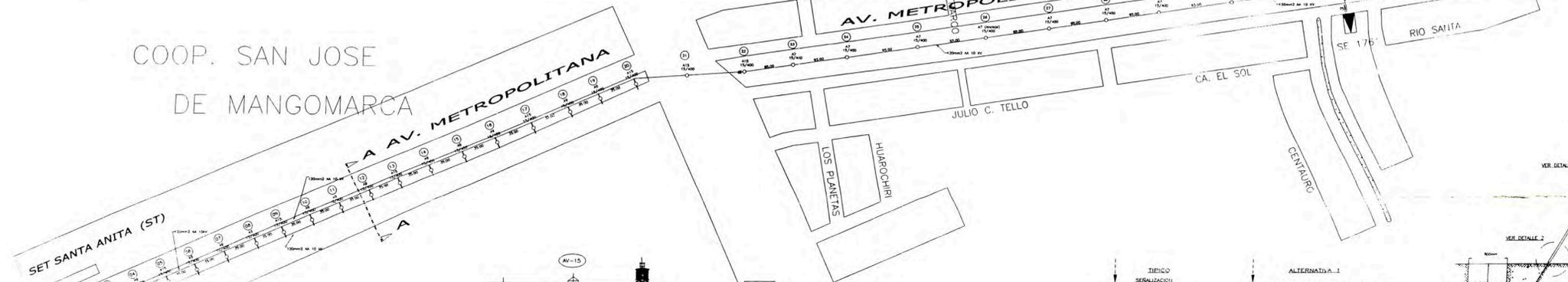


POSIC. CANTO	DESCRIPCION	POSIC. CANTO	DESCRIPCION
1	ARMADURA PLANA DE ACERO	3	CRUCETA DE CONCRETO
2	PLANCHAS DE COBRE	4	VARILLA ROSCADA # 5/8"
3	PERNO CON OJAL	5	VARILLA DE ANILLO TIPO PERFORADO
4	HORQUILLA BOLA - PARALELA	6	CONDUCTOR TIPO PERNO PARTIDO
5	ADJUSTADOR HIBRIDO TIPO PIN	7	CONDUCTOR TIPO PERNO PARTIDO
6	ROSETA OJAL - CORTO	8	PERILLA DE CONCRETO
7	GRAPA DE SUSPENSION SISOON		

POSIC. CANTO	DESCRIPCION	UNIDAD	POSIC. CANTO	DESCRIPCION	UNIDAD
1	ARMADURA PLANA DE ACERO	LE-7-028	8	CRUCETA DE CONCRETO	LE-9-018
2	PLANCHAS DE COBRE	LE-7-040	9	VARILLA ROSCADA # 5/8"	LE-7-505
3	PERNO CON OJAL	LE-7-017	10	VARILLA DE ANILLO TIPO PERFORADO	LE-7-442
4	HORQUILLA BOLA - PARALELA	LE-7-051	11	CONDUCTOR TIPO PERNO PARTIDO	LE-7-401
5	ADJUSTADOR HIBRIDO TIPO PIN	LE-9-020	12	CONDUCTOR TIPO PERNO PARTIDO	LE-7-402
6	ROSETA OJAL - CORTO	LE-7-053	13	PERILLA DE CONCRETO	LE-7-018
7	GRAPA DE SUSPENSION SISOON	LE-7-080			



COOP. SAN JOSE DE MANGOMARCA



TIPO		ALTERNATIVA 1	
POSIC. CANTO	DESCRIPCION	POSIC. CANTO	DESCRIPCION
1	CONDUCTOR DE CUBA TIPO TW	1	CONDUCTOR DE CUBA TIPO TW
2	BORNE PARA PUESTA A TIERRA	2	BORNE PARA PUESTA A TIERRA
3	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	3	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA
4	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	4	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA
5	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	5	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA
6	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	6	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA
7	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	7	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA
8	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	8	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA
9	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	9	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA
10	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA	10	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA

POSIC. CANTO	REFERENCIA	POSIC. CANTO	DESCRIPCION	REFERENCIA	
1	ZAPATA DE ANILLO	5329301	1	ANILLO DE SUSPENSION	4217411
2	VARILLA CON OJAL	5467101	7	ESLONDO ANILLO	4484101
3	CABLE DE ACERO GALVANIZADO	5016361	8	PERNO DE ACERO GALVANIZADO	4714101
4	AMARRE PERFORADO	5418120	9	ARMADURA CURVADA	5481014
5	CANAleta PROTECTORA	LE-7-533			

POSIC. CANTO	DESCRIPCION
1	VARILLAS
2	CONDUCTOR AEREO DE 120mm ² AA 10 KV
3	POSTE DE C.A.C. DE 15/400180/375
4	DESCRIPCION

AREA DE PROYECTOS

AVANCE: 100%

CRIBOS: 458

INICIO: 20/08/99

TERMINO: 31/03/99

P. SERVICIO: 01/10/99

CONTRATISTA: TECSUR S.A.A.

TEL. INSP: ING. E. VILLACORDA

JEFE AREA: ING. E. VILLACORDA

JEFE OPTO: ING. E. VILLACORDA

LUZ DEL SUR

C.S. VITARTE - PROYECTO - PROYECTOS

MOTIVO: NUEVO ENLACE SE 1551 A SE 1761 POR CAJIA DE TENSION EN ALIMENTADOR HP-08

CLIENTE: AV. 20 JUNIO AV. METROPOLITANA

DIRECCION: AV. 20 JUNIO AV. METROPOLITANA

DISTRITO: SANTA ANITA - ATE VITARTE

MODULO: ESCALA:

PROY: ING. E. VILLACORDA S.

REV: ING. E. VILLACORDA S.

FECHA: 07/09/00

V.B: ING. E. VILLACORDA S.

PROY: TECSUR

MDB: 360

S847-5436

SET SANTA ANITA (HP) 10 KV

ALIMENTADOR HP-8

FECHA ACT. 15/AGO/00

HOJA 1/1

LUZ DEL SUR

PLANIFICACION Y DISTRIBUCION