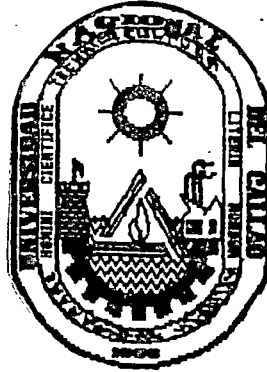


# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CÁLLOO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**"LINEA TRANSMISION SOCABAYA - PAUCARPATA 33 KV  
Y SUBESTACION PAUCARPATA 33/10 KV"**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO  
PROFESIONAL DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR  
**RODAR LEONARDO NIÑO CHIRRE**

LIMA - PERU

1996

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

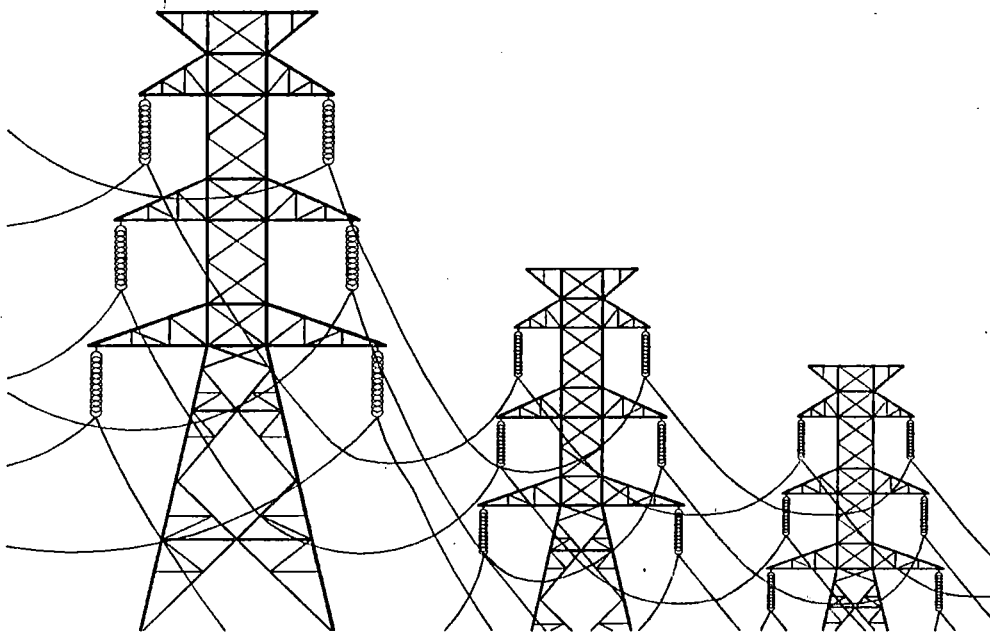
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**"LINEA TRANSMISION SOCABAYA - PAUCARPATA 33 kV**

**Y SUBESTACION PAUCARPATA 33/10 kV"**

**TESIS DE GRADO PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**RODAR LEONARDO NIÑO CHIRRE**



**Lima-Perú**

**1,996**

# **LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA 33 kV Y SUBESTACION PAUCARPATA 33/10 kV**

## **INDICE**

	<b>Pág.</b>
<b>1.0 INTRODUCCION</b>	<b>1.1</b>
<b>2.0 DOCUMENTOS CONSIDERADOS</b>	<b>2.1</b>
<b>3.0 MEMORIA DESCRIPTIVA</b>	<b>3.1</b>
3.1 OBJETO	3.1
3.2 UBICACION	3.1
3.3 CONDICIONES AMBIENTALES	3.1
3.4 PARAMETROS ELECTRICOS	3.2
3.4.1 NIVELES DE TENSION	3.2
3.4.2 FRECUENCIA	3.2
3.4.3 NIVELES DE CORTO CIRCUITO	3.2
3.5 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA EXISTENTE	3.2
3.5.1 GENERACION	3.3
3.5.2 SISTEMA DE TRANSMISION	3.3
3.5.2.1 Líneas de Transmisión	3.3
3.5.2.2 Subestaciones	3.4
3.5.2.3 Instalaciones Proyectadas	3.4
3.6 DESCRIPCION DEL PROYECTO	3.4
3.6.1 SE SOCABAYA 33 kV, AMPLIACION	3.5
3.6.2 SE PAUCARPATA 33/10 kV	3.5
3.6.2.1 Ubicación	3.5
3.6.2.2 Descripción	3.6
3.6.2.3 Equipo de Maniobra de Alta Tensión 33 kV	3.6
3.6.2.3.1 Alcance del Suministro	3.6
3.6.2.3.2 Requerimientos Técnicos	3.8
3.6.2.3.3 Transformador	3.12
3.6.2.4 Equipo de Media Tensión 12 kV	3.12
3.6.2.4.1 Condiciones de Operación y Servicio	3.12
3.6.2.4.2 Descripción	3.13
3.6.2.4.3 Transformadores de Tensión y Corriente	3.14
3.6.2.4.4 Instrumentos de Medición	3.14
3.6.2.4.5 Conmutadores	3.15
3.6.2.4.6 Reles de Protección	3.15
3.6.2.4.7 Barras de la Celda	3.16
3.6.2.4.8 Celdas de Neutro de Puesta a Tierra 12 kV	3.16
3.6.2.4.9 Seccionador Bajo Carga con Fusibles	3.17
3.6.2.4.10 Reles de Falla a Tierra	3.18
3.6.2.4.11 Transformador Zig-Zag	3.19
3.6.2.4.12 Embalaje y Despacho	3.20
3.6.2.5 Servicios Auxiliares de Baja Tensión Corriente Alterna	3.20
3.6.2.5.1 Alcance del Suministro	3.21
3.6.2.5.2 Requerimientos Técnicos	3.21
3.6.2.6 Sistema de Puesta a Tierra	3.23

3.6.2.6.1	Requerimientos Técnicos	3.24
3.6.2.6.2	Sistema de Puesta a Tierra	3.25
3.6.2.7	Instrumentación y Control: Protección y Medición	3.25
3.6.2.7.1	Alcance del Suministro	3.26
3.6.2.7.2	Tableros de Control	3.26
3.6.2.7.3	Esquema de Control y Protección	3.28
3.6.2.7.4	Requerimientos Técnicos	3.29
3.6.3	LINEA SOCABAYA-PAUCARPATA 33 kV	3.33
3.6.3.1	Introducción	3.33
3.6.3.2	Características Principales de la Línea	3.34
3.6.3.3	Trazo de la Línea	3.34
3.6.3.4	Estructuras	3.35
3.6.3.5	Aislamiento de la Línea	3.35
3.6.3.6	Cimentación de las Estructuras	3.35
3.6.3.7	Accesorios de la Línea	3.36
3.6.4	CRONOGRAMAS	3.36
<b>4.0</b>	<b>DEMANDA ELECTRICA</b>	<b>4.1</b>
4.1	AREA A SER ATENDIDA (AREA DE INFLUENCIA)	4.1
4.1.1	Estimación de la Ubicación de la Subestación	4.1
4.1.2	Estimación del Area de Influencia	4.2
4.1.3	Ubicación de la Subestación	4.3
4.2	EVALUACION DE LA DEMANDA	4.3
4.2.1	Proyecciones Consideradas	4.3
4.2.1.2	Plan de Desarrollo Eléctrico	4.3
4.2.1.2	Plan Maestro de Electricidad de 1991	4.5
4.2.1.3	Análisis de la Demanda 1989 - 1991	4.5
4.2.1.4	Proyección de la Demanda Asumida	4.5
4.3	DEMANDA DEL AREA	4.6
4.3.1	Asignación a la S.E. Paucarpata	4.6
4.3.2	Asignación a la S.E. Socabaya (en 10 kV)	4.7
<b>5.0</b>	<b>ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO</b>	<b>5.1</b>
5.1	OBJETIVO	5.1
5.2	BASES Y PREMISAS	5.1
5.3	ALTERNATIVAS DE ALIMENTACION A PAURCAPATA	5.3
5.3.1	Alternativa 1: Alimentación desde la S.E. Socabaya	5.3
5.3.2	Alternativa 2: Alimentación desde la S.E. Jesús	5.3
5.3.3	Alternativa 3: Alimentación desde la S.E. Parque Industrial	5.3
5.4	ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	5.3
5.4.1	Análisis de Resultados	5.3
5.4.1.1	Alternativa 1: Socabaya - Paucarpata	5.4
5.4.1.2	Alternativa 2: Jesús - Paucarpata	5.5
5.4.1.3	Alternativa 3: Parque Industrial - Paucarpata	5.6
5.5	COMPARACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS	5.6
5.5.1	Premisas	5.6
5.5.2	Costo Estimado de una Línea de 33 kV	5.7
5.5.3	Análisis de Resultados	5.7
5.6	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	5.7
5.7	CONCLUSIONES DEL ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO	5.8
<b>6.0</b>	<b>SUBESTACION PAUCARPATA</b>	<b>6.1</b>
6.1	ESTIMADO DE LA CAPACIDAD DE LA SUBESTACION	6.1
6.2	APROVECHAMIENTO DEL PARQUE ELECTRICO	6.2
6.2.1	S.E. Jesús	6.2
6.2.2	S.E. San Lázaro	6.2
6.2.3	Chilina	6.2
6.2.4	S.E. Parque Industrial	6.2
6.2.5	S.E. Socabaya	6.3



6.2.6	S.E. Sucre Nueva	6.3
6.3	ALTERNATIVAS DE UBICACION EN PAURCAPATA	6.3
6.4	CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACIONES DE ESTUDIO	6.3
6.4.1	S.E. Socabaya	6.3
6.4.2	S.E. Paucarpata	6.3
	6.4.2.1 Tipo de Instalación	6.4
	6.4.2.2 Equipamiento de la Subestación	6.4
6.5	ESQUEMAS UNIFILARES - EQUIPOS PRINCIPALES	6.6
6.5.1	Niveles de: Tensión, Aislamiento y Corriente	6.6
6.5.2	Equipos de Medición y Protección	6.7
6.5.3	Equipo de Maniobra	6.7
6.5.4	Transformador	6.7
6.5.5	Equipo de 10 kV	6.8
6.5.6	Servicios Auxiliares	6.8
<b>7.0</b>	<b>LINEA DE TRANSMISION 33 kV</b>	<b>7.1</b>
7.1	GENERALIDADES	7.1
7.2	TRAZADO DE LA LINEA - ALTERNATIVAS	7.1
	7.2.1 Alternativa A	7.2
	7.2.2 Alternativa B	7.2
	7.2.3 Alternativa C	7.2
7.3	ANALISIS DE ALTERNATIVAS	7.2
	7.3.1 Análisis del Trazo	7.2
	7.3.2 Comparación Económica de Alternativas	7.4
	7.3.2.1 Premisas Asumidas	7.4
	7.3.2.2 Resultados	7.4
7.4	CARACTERISTICA DE LA LINEA 33 kV	7.5
	7.4.1 Condiciones Climatológicas	7.5
	7.4.2 Selección del Conductor de Fase	7.5
	7.4.2.1 Material	7.5
	7.4.2.2 Sección	7.6
	7.4.2.3 Número de Ternas	7.6
	7.4.3 Selección del Soporte	7.6
<b>8.0</b>	<b>INGENIERIA DEL PROYECTO</b>	<b>8.1</b>
8.1	CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA	8.1
8.2	CONSIDERACIONES DE DISEÑO	8.2
	8.2.1 Condiciones Generales	8.2
	8.2.2 Criterios de Diseño Eléctrico	8.2
	8.2.3 Criterios de Diseño Mecánico	8.3
	8.2.4 Diseño de la Línea	8.5
	8.2.5 Cimentación de Estructuras	8.7
8.3	DESCRIPCION DEL EQUIPAMIENTO	8.9
	8.3.1 Estructuras	8.9
	8.3.2 Conductor Eléctrico	8.9
	8.3.3 Cable de Guarda	8.9
	8.3.4 Aisladores Line Post y cadena de Aisladores	8.10
	8.3.5 Accesorios	8.11
8.4	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	8.12
	8.4.1 Cálculos Eléctricos	8.12
	8.4.1.1 Cálculo del Conductor de Fase	8.12
	8.4.1.2 Capacidad de Transporte por Efectos Térmicos	8.16
	8.4.1.3 Cálculo del Cable de Guarda	8.18
	8.4.1.4 Cálculo del Aislamiento de la Línea	8.24
	8.4.1.5 Cálculo del Número de Aisladores	8.28
	8.4.1.6 Cálculo de Parámetros Eléctricos de la Línea	8.30
	8.4.1.7 Pérdida de Potencia por Efecto Corona	8.33

	8.4.1.8 Estudio del Sistema de Puesta a Tierra	8.33
8.4.2	Calculos Mecánicos	8.36
	8.4.2.1 Cálculo Mecánico del Conductor	8.37
	8.4.2.2 Cálculo Mecánico del Cable de Guarda	8.39
	8.4.2.3 Vanos Característicos	8.41
	8.4.2.4 Resistencia Mecánica de Aisladores	8.43
	8.4.2.5 Oscilación de la Cadena de Aisladores	8.44
	8.4.2.6 Desviación de la Cadena de Aisladores	8.45
	8.4.2.7 Dimensionamiento de las Estructuras	8.45
	8.4.2.8 Cálculo Mecánico de las Estructuras	8.48
	8.4.2.9 Cálculo de Cimentación	8.52
	8.4.2.10 Cálculo de Retenida y Anclaje	8.54
<b>9.0</b>	<b>ESPECIFICACIONES TECNICAS</b>	<b>9.1</b>
9.1	ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE POSTES DE ACERO	9.1
	9.1.1 Introducción	9.1
	9.1.2 Normas Aplicables	9.1
	9.1.3 Condiciones de Servicio	9.1
	9.1.4 Prescripciones Constructivas	9.1
	9.1.4.1 Forma de Trabajo de los Postes	9.1
	9.1.4.2 Material	9.2
	9.1.4.3 Forma	9.2
	9.1.4.4 Diámetro externo	9.2
	9.1.4.5 Secciones Componentes	9.2
	9.1.4.6 Anclaje al terreno	9.2
	9.1.4.7 Brazos	9.2
	9.1.4.8 Peldaños	9.3
	9.1.4.9 Acabado	9.3
	9.1.4.10 Puesta a Tierra	9.3
	9.1.5 Criterios de Diseño y Cálculo	9.3
	9.1.5.1 Tipo de Postes	9.3
	9.1.5.2 Cargas de Diseño de Estructuras	9.3
	9.1.5.3 Factores de Seguridad	9.4
9.2	ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO	9.4
	9.2.1 Tipo de Conductor	9.5
	9.2.2 Prescripciones Constructivas	9.5
	9.2.2.1 Normas de Fabricación	9.5
	9.2.2.2 Cableado	9.5
	9.2.2.3 Juntas o Uniones	9.5
	9.2.2.4 Disposiciones Varias	9.6
	9.2.3 Embalaje	9.6
9.3	ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DEL CABLE DE GUARDA DE ACERO GALVANIZADO	9.7
	9.3.1 Tipo de Cable	9.7
	9.3.2 Prescripciones Constructivas	9.7
	9.3.2.1 Normas de Fabricación	9.7
	9.3.2.2 Galvanizado	9.7
	9.3.2.3 Cableado	9.7
	9.3.2.4 Juntas o Uniones	9.8
	9.3.3 Embalaje	9.8
9.4	ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE AISLADORES TIPO CAPERUZA Y TIPO POSTE	9.9
	9.4.1 Tipo de Aislador	9.9

9.4.2	Prescripciones Generales	9.9
9.4.3	Prescripciones Constructivas	9.9
9.4.3.1	Normas de Fabricación	9.10
9.4.3.2	Detalles Constructivos	9.10
9.4.4	Embalaje	9.11
9.5	ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE ACCESORIOS DE LA CADENA DE AISLADORES, DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE GUARDA.	9.11
9.5.1	Prescripciones Generales	9.11
9.5.2	Criterios Mecánicos	9.11
9.5.3	Criterios Eléctricos	9.12
9.5.4	Criterios de Montaje e Instalación	9.12
9.5.5	Prescripciones Constructivas	9.12
9.5.5.1	Piezas bajo tensión mecánica	9.12
9.5.5.2	Piezas bajo tensión eléctrica	9.12
9.5.5.3	Resistencia a la Corrosión	9.12
9.5.5.4	Acabados	9.13
9.5.5.5	Piezas de Fijación	9.13
9.5.5.6	Galvanizado	9.13
9.5.6	Características Particulares de Diseño	9.13
9.5.6.1	Accesorios de la Cadena de Aisladores	9.13
9.5.6.2	Accesorios del Conductor	9.14
9.5.6.3	Accesorios del Cable de Guarda	9.16
9.6	ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS	9.17
9.6.1	Prescripciones Constructivas	9.17
9.6.1.1	Conductor del Cobre	9.17
9.6.1.2	Varillas o Jabalinas	9.17
9.6.1.3	Conector de Bronce Estañado	9.17
9.7	ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE ACCESORIOS DE RETENIDAS	9.18
9.7.1	Objeto	9.18
9.7.2	Normas Aplicables	9.18
9.7.3	Descripción de los Accesorios	9.18
9.7.3.1	Perno y Tuerca Ojal $\phi$ 3/4"	9.18
9.7.3.2	Guardacabo	9.18
9.7.3.3	Mordaza Preformada	9.18
9.7.3.4	Varilla de Anclaje	9.18
9.7.3.5	Arandela Plana	9.19
9.7.3.6	Bloque de Anclaje	9.19
9.7.3.7	Guardacable	9.19
9.7.3.8	Cable de Acero	9.19
9.7.4	Embalaje	9.20
9.8	ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL MONTAJE DE LA LINEA DE TRANSMISION	9.21
9.8.1	Generalidades	9.21
9.8.2	Ubicación	9.21
9.8.3	Descripción del Proyecto	9.22
9.8.4	Extensión del Trabajo	9.22
9.8.5	Especificaciones Técnicas	9.23
9.8.5.1	Trazado y Acceso	9.23
9.8.5.2	Construcción de las Cimentaciones	9.30
9.8.5.3	Montaje de las Estructuras	9.32

9.8.5.4	Montaje de Aisladores y Accesorios	9.35
9.8.5.5	Montaje de Conductores	9.35
9.8.5.6	Inspecciones y Pruebas	9.40
<b>10.0</b>	<b>ESTIMADO DE LA INVERSION</b>	<b>10.1</b>
10.1	GENERALIDADES	10.1
	10.1.1 Equipamiento	10.1
10.2	PRESUPUESTO GENERAL	10.2
	10.2.1 Presupuesto de Obras	10.2
	10.2.2 Resumen del presupuesto	10.2
<b>11.0</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>11.1</b>
11.1	SELECCION DEL SISTEMA DE TRANSMISION	11.1
11.2	LINEA DE TRANSMISION	11.1
11.3	SUBESTACIONES	11.2

#### **LISTA DE PLANOS Y ARMADOS**

#### **BIBLIOGRAFIA**

#### **ANEXOS**

## 1.0 INTRODUCCIÓN

En el estudio del Plan de Desarrollo Eléctrico 1991-2000 del Sistema Eléctrico Región Arequipa se plantearon alternativas técnicas-económicas factibles para solucionar la demanda futura de la ciudad de Arequipa, a la vez que modificaban el sistema actual, introduciendo mejoras substanciales en el reparto de la carga entre las subestaciones del sistema de subtransmisión al mismo tiempo que se proponía el mejoramiento de las redes de distribución, para lograr niveles aceptables en la calidad del servicio y reducir las pérdidas.

El presente trabajo comprende el Estudio Definitivo a nivel de ejecución de la Línea Transmisión Socabaya-Paucarpata en 33 kV.

Para tal efecto se ha utilizado los resultados de las proyecciones de la demanda de Potencia y Energía del Estudio del Plan de Desarrollo Eléctrico para la Ciudad de Arequipa 1991 al 2000. Estos resultados han tomado en cuenta los análisis de las series históricas, habiéndose proyectado tres posibilidades de crecimiento: Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja. La tasa de crecimiento asumida para la Subestación Paucarpata es igual a la tasa de crecimiento de la demanda total de Arequipa 4.6%.

De los datos de demanda se considera que como equipamiento inicial, para la primera etapa la capacidad de transformación podría ser de 10 MVA, ONAN con una etapa de refrigeración forzada, con lo que se obtendría hasta 13 MVA, ONAF. Con segunda etapa que debería entrar a fines del tercer año de la entrada de servicio de la etapa inicial. Determinada la Demanda eléctrica se plantea la alternativa de ubicación de la Subestación Paucarpata teniendo en cuenta la orientación resultante, la disponibilidad física del terreno así como la posibilidad de llegada de las líneas

Establecido el esquema eléctrico se efectúan los análisis y cálculos para elaborar los diseños electromecánicos, y luego, la selección técnica de los equipos y materiales, teniendo como premisas fundamentales de confiabilidad, seguridad, calidad de servicio, economía, importancia del sistema, normalización de accesorios, minimización de variedad de equipos y materiales así como la intercambiabilidad de accesorios y repuestos.

Luego, se formulan las especificaciones técnicas, tanto para la adquisición de materiales, así como para el montaje electromecánico.

Efectuada la distribución de estructuras se determinan las cantidades requeridas para la ejecución del proyecto. Se presenta adicionalmente el presupuesto del proyecto, incluyendo todo lo necesario hasta la puesta en servicio de la línea de transmisión.

## 2.0 DOCUMENTOS CONSIDERADOS

Para la elaboración del presente trabajo se han tomado en cuenta los resultados y recomendaciones de los siguientes estudios:

- La elaboración del presente Diseño de la Línea de Transmisión Socabaya - Paucarpata 33 kV y SE Paucarpata 33/10 kV obedece en primer lugar a los resultados y recomendaciones del estudio del Plan de Desarrollo Eléctrico 1991-2000 del Sistema Eléctrico de la Región, así como las proyecciones de demanda previsible en el Plan.
- También toma en cuenta los resultados del Análisis de la Demanda 1991-1992 de los Sistemas Eléctricos de SEAL, en cuanto se refiere a las verificaciones de la demanda de potencia y energía de estos dos años respecto a la proyección establecida en el estudio del Plan.
- El Plan Maestro de Electricidad (PME) para el año 1991 también ha sido tomado en cuenta para verificar, sobre todo, lo que corresponde a aplicación de las tasas de crecimiento de la demanda para la presente estudio.
- Asimismo el Estudio de Protección del Sistema Eléctrico de Arequipa, Análisis de Operación y Protección del Sistema; ha sido considerado en todo lo que sea aplicable a la presente proyecto.

### 3.0 MEMORIA DESCRIPTIVA

#### 3.1 OBJETO

El objetivo del siguiente Proyecto es de desarrollar a nivel definitivo el diseño de la Línea de Transmisión Socabaya-Paucarpata 33 kV y establecer la ubicación y capacidad de Transformación de la SE Paucarpata 33/10 kV, 10/12.5 MVA, para satisfacer las necesidades energéticas del área involucrado en el Proyecto.

#### 3.2 UBICACION

El área del estudio está ubicada en la ciudad de Arequipa, departamento de Arequipa; y es accesible por vía terrestre desde la Carretera Panamericana Sur. Con el Puerto de Matarani se dispone de acceso por carretera y a través del Ferrocarril del Sur que une las ciudades de Arequipa - Juliaca/Puno y Cuzco.

#### 3.3 CONDICIONES AMBIENTALES

La ciudad de Arequipa se encuentra ubicada a una altura promedio de 2300 metros sobre el nivel del mar y tiene las siguientes características:

-	Ubicación	16°24'10" Latitud Sur 71°32'19" Longitud Oeste
-	Temperatura	Máxima 30°C Media 14.5°C Mínima 0°C
-	Precipitación	Pluvial (max). 100 mm Meses Húmedos Enero a Marzo Meses Secos Abril a Diciembre
-	Humedad Relativa Media	37 a 55%
-	Viento	Velocidad máxima de ráfaga registrada en 30 años. 90 km/h

### 3.4 PARAMETROS ELECTRICOS

#### 3.4.1 NIVELES DE TENSION

Los niveles de tensión que se han considerado para el presente proyecto son los siguientes:

- Nivel de 33 kV - Alta Tensión

Tensión nominal	33 kV rms
Máxima Tensión de Servicio	36 kV rms
Niveles de Aislamiento	
Resistencia a una onda de impulso de 1.2/50 $\mu$ s	200 kV pico
Resistencia a sobretensión a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.	70 kV efec.

- Nivel de 10 kV - Media Tensión

Tensión nominal	10 kV rms
Máxima Tensión de Servicio	12 kV rms
Niveles de Aislamiento	
Resistencia a una onda de impulso de 1.2/50 $\mu$ s	75 kV pico
Resistencia a sobretensión a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.	28 kV pico

#### 3.4.2 FRECUENCIA

El sistema opera a la frecuencia de 60 Hz, por lo tanto los equipos deberán estar adecuados a esta frecuencia.

#### 3.4.3 NIVELES DE CORTO CIRCUITO

Los niveles de corto circuito y potencias de ruptura que los equipos deberán resistir, son los siguientes:

	Potencia de ruptura	Corriente Permanente
Nivel de 33 kV	1000 MVA	21 kA
Nivel de 10 kV	350 MVA	21 kA.

La corriente dinámica momentánea será 2.5 veces la corriente permanente de corto circuito.

### 3.5 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA EXISTENTE

El sistema eléctrico de la ciudad de Arequipa está compuesto básicamente por los Sistemas de: Generación, Transmisión y Distribución.



### 3.5.1 GENERACION

El sistema de generación es variado y está compuesto por centrales hidráulicas y térmicas; estas últimas están conformadas por grupos diesel, turbinas a gas de ciclo combinado y turbinas a vapor. Las características de las centrales son:

- Centrales Hidráulicas

	No. Unid.	Potencia kW	
		Efectiva	Instalada
Charcani I	2	1,200	1,500
Charcani II	3	500	800
Charcani III	2	3,600	4,600
Charcani IV	3	9,300	14,400
Charcani V	3	135,000	135,000
Charcani VI	1	7,200	9,000

- Centrales Térmicas - Chilina

	No. Unid.	Potencia kW	
		Efectiva	Instalada
Diesel	2	10,000	10,400
Ciclo Combinado TVG	1	11,000	22,300
Vapor TV1	1	2,000	4,000
TV2	1	4,000	8,000
TV3	1		10,000

No se incluyen las unidades térmicas de la Mina Cerro Verde porque no aportan energía eléctrica al sistema de SEAL.

### 3.5.2 SISTEMA DE TRANSMISION

Líneas de 138 kV, 33 kV y subestaciones de 138/33 kV y 33/10 kV forman el sistema de transmisión de SEAL para la ciudad de Arequipa.

#### 3.5.2.1 Líneas de Transmisión

Las líneas siguientes, con excepción de las Líneas de Transmisión Socabaya - Toquepala y Socabaya - Cerro Verde, forman parte del Sistema Eléctrico de SEAL que transporta energía eléctrica a la ciudad de Arequipa.

<u>Línea</u>	<u>Tensión</u> <u>kV</u>	<u>Frecuencia</u> <u>Hz</u>	<u>Longitud</u> <u>km</u>	<u>Ternas</u>	<u>Pot.de</u> <u>Normal</u>	<u>Transmisión</u> <u>Emergen</u>
Charcani V-Socabaya	138	60	27.5	2	200	240
Socabaya - Cerro Verde	138	60	10.8	2	200	240
Socabaya - Toquepala *	138	60	145.0	1	100	120
Socabaya - Parque Industrial	33	60	8.2	2	24	30
Parque Industrial - Chilina	33	60	7.4	1	12	15
	33	50	7.4	1	12	15
Chilina - Jesús	33	60	9.4	2	24	30
Jesús -Socabaya	33	60	9.0	2	24	30
Charcani VI - Chilina	33	60	11.1	2	24	30
Chilina - San Lázaro	33	60	1.2	1	12	15
	33	50	1.2	1	12	15
Charcani I, II, III, IV - Chilina	33	50	13.2	2	24	30
San Lázaro - Sucre	33	50	1.1	2	24	30

Nota:

\* Diseñada a 220 kV pero energizada a 138 kV.

### 3.5.2.2 Subestaciones

Las siguientes subestaciones forman parte del actual sistema de transmisión de SEAL en Arequipa.

Subestación	Tensión kV		# Trafos		Capacidad instalada kVA		
	Primaria	Secundaria		Actual	Proy.	Actual	Proy.
		Actual	Proy.				
Chilina	33	5	10	2	2	20,000	20,000
Jesús	33	10	10	2	2	20,000	20,000
Parque Industrial	33	10	10	2	2	20,000	32,000
San Lázaro	33	5	10	2	3	12,000	18,000
Socabaya	138	33	33	2		45,000	
Sucre	33	5	10	4	1	7,200	10,000
Cerro Verde	138	10	10	1		26,600	

\* La ejecución del proyecto de Ampliación de Subestaciones y Líneas permitirá eliminar la tensión de distribución de 5 kV, reemplazándola por 10 kV.

### 3.5.2.3 Instalaciones Proyectadas

Las instalaciones que se indican a continuación formarán parte del Sistema de Transmisión para la fecha en que se ejecute el presente proyecto:

S.E.	Río Seco	138/33/10 kV	40/24/16 MVA
S.E.	Sucre Nueva	33/10 kV	10 /12.5 MVA
L.T.	Charcani - Río Seco	138 kV	25 km.
L.T.	Río Seco - Chilina	33 kV	8.5 km.
	Ampliación de Subestaciones	33 kV	Chilina, Jesús, Parque Industrial, San Lázaro Socabaya.

## 3.6 DESCRIPCION DEL PROYECTO

El estudio de la Línea Socabaya - Paucarpata comprende en resumen los proyectos de ampliación y diseño de las siguientes instalaciones:

SE Socabaya	Ampliación del equipamiento de dos celdas de 33 kV: suministro, transporte y montaje de los equipos de maniobra, protección, y medición; incluyendo los sistemas de control, señalización y mando.
SE Paucarpata	Construcción de las obras civiles de la subestación; suministro, transporte y montaje de los equipos de: 33 kV, 10 kV, baja tensión y auxiliares y sistemas de control y protección. Instalación del transformador de 10/12.5 MVA proveniente de la SE Parque Industrial.
L.T. Socabaya-Paucarpata	Suministro, transporte y montaje de la Línea de 33 kV, 8.44 km, conductor de aleación de aluminio, diseñada para dos circuitos pero uno instalado en esta etapa.

### 3.6.1 SE SOCABAYA 33 kV, AMPLIACION

La SE Socabaya existente será ampliada con el equipamiento de dos módulos o celdas adicionales de 33 kV para permitir las conexiones a la Línea de alimentación a la SE Paucarpata.

Actualmente las salidas a la SE Parque Industrial ocupan las salidas números 5 y 7; el equipamiento de las salidas números 9 y 10 permitirá que la Línea a Parque Industrial se conecte a estas salidas, habilitando las salidas 5 y 6 para la conexión a línea de alimentación a la SE Paucarpata.

La ampliación comprenderá la instalación de equipos de maniobra (interruptores, y seccionadores de barras y de línea), de protección y medición (pararrayos y transformadores de medida) en 33 kV, en los módulos existentes disponibles (Nos. 9 y 10) dentro del edificio de la SE Socabaya; así como los aparatos de medición y protección en los tableros existentes y en los espacios disponibles para ellos.

### 3.6.2 SE PAUCARPATA 33/10 kV

La SE Paucarpata es una instalación nueva que se encargará de suministrar energía eléctrica al distrito asumiendo la demanda cubierta actualmente por las Subestaciones : Jesús, Parque Industrial y Sucre. Esta subestación mejorará la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica a la zona, a la vez que contribuirá a aumentar la capacidad del sistema transmisión del sistema de 33 kV.

#### 3.6.2.1 Ubicación

La subestación está ubicada en el distrito del mismo nombre, en los terrenos de una nueva urbanización proyectada de propiedad del Sr. Daniel Pinto. La futura urbanización se encuentra sobre la Av. Lambramani, a 700 m aproximadamente al sur del nuevo puente que cruza la torrentera, en el Malecón Missouri; y frente a la urbanización Dunker La Valle.

En el extremo sur-oeste de estos terrenos, SEAL ha adquirido un área de aproximadamente 1,000 m<sup>2</sup>, de los cuales 350 m<sup>2</sup> netos están asignados para la subestación.

### 3.6.2.2 Descripción

La subestación ha sido diseñada para contener a todos los equipos de 33 kV, 10 kV y baja tensión al interior; con excepción de los transformadores, pararrayos y acoplamiento capacitivo que serán instalados al exterior.

El edificio cuenta con los siguientes ambientes: Sala de Equipos de 33 y 10 kV, Sala de Control y Sala de Baterías.

### 3.6.2.3 EQUIPO DE MANIOBRA DE ALTA TENSION 33 KV

Para esta primera etapa se ha previsto la instalación de dos salidas en 33 kV: una para la conexión al circuito de la línea proveniente de la SE Socabaya, y la segunda salida para la conexión al transformador de 10/12.5 MVA-33/10 kV; más el sistema de simple barra de 33 kV previsto para la etapa final.

La subestación ha sido prevista con capacidad para tres salidas a líneas y dos a transformadores.

Cada salida cuenta con los siguientes equipos: Seccionadores motorizados, interruptor de mando remoto, transformadores de medición y pararrayos (estos últimos al exterior).

Los equipos estarán instalados al interior dentro de edificios; con excepción de los pararrayos, transformadores de tensión capacitivos y trampas de onda que se instalarán al exterior.

En ambos casos los equipos deben estar diseñados para la correcta operación en las condiciones ambientales descritas en las Especificaciones Técnicas de cada Equipo y deberán estar completos con todos los accesorios necesarios tales como: conductores, aisladores, bushings, abrazaderas, acoplamientos, etc., y todo aquello que se juzgue necesario para cumplir con la operación y mantenimiento.

#### 3.6.2.3.1 ALCANCE DEL SUMINISTRO

Las cantidades de equipos y módulos o celdas se indican en las tablas de cantidades y precios de acuerdo a las etapas de equipamiento.

#### **Celda o Módulo de Salida al Transformador - SE Paurcapata**

- Juego de barras colectoras 50/45 mm (Material E-CuF30).
- Un (1) seccionador tripolar a barras de 630 A
- Un (1) interruptor de potencia en SF6 de 630A y 1000 MVA
- Tres (3) transformadores de corriente de doble arrollamiento, ambos para protección y medición.
- Tres (3) aisladores pasamuros interior: interior.
  - Tres (3) pararrayos.

- Juego de barras colectoras, al exterior
- Aisladores portabarras al exterior si fuera necesario
- Tres (3) transformadores de tensión inductivos al interior para medición de barras

#### **Una Celda o Módulo de salida a línea de 33 kV S.E. Socabaya**

- Juego de barras colectoras 60/55 mm.
- Dos (2) seccionadores tripolares de barras de 630 A
- Un (1) interruptor de potencia en SF6 de 630 A y 1000 MVA
- Tres (3) transformadores de corriente con doble arrollamiento: protección y medición.
- Un (1) seccionador tripolar de línea con cuchillas de tierra.
- Tres (3) aisladores pasamuros interior: exterior
- Tres (3) pararrayos, instalados al exterior
- Un (1) transformador capacitivo, al exterior.

#### **Una Celda o Módulo de Salida a Línea (33 kV) Paurcapata**

- Juego de barras colectoras.
- Un (1) seccionador tripolar de barras de 630 A.
- Un (1) interruptor de potencia de 630 A y 1000 MVA.
- Tres (3) transformadores de corriente doble arrollamiento para medición y protección.
- Un (1) seccionador tripolar de línea con cuchillas de tierra de 630 A.
- Tres (3) pararrayos, instalados al exterior.
- Un (1) transformador capacitivo para la onda portadora, instalado al exterior.

#### **Repuestos**

##### **I) Interruptor 33 kV**

- Un (1) polo de interruptor completo, listo para ser usado.
- Una (1) cámara de extinción completa, de cada tipo
- Dos (2) bobinas de operación de disparo y cierre de cada tipo.

- Un (1) motor de impulsión de cada tipo.
- Un (1) lote de repuestos recomendados por el Contratista.
- Un (1) tanque de SF6 para recarga de interruptores; completa con todos los equipos necesarios.

## II)- Seccionadores 33 kV

- Un (1) juego completo de dispositivos (mecanismos de operación) con cuchillas, bornes, manivelas y resortes, etc.

## III) Seccionadores de tierra

- Un (1) juego completo de mecanismos de operación con cuchillas, bornes, manivelas y resortes, etc.

## IV) Otros equipos

- Un (1) transformador de tensión, de cada tipo
- Un (1) transformador de corriente, de cada tipo
- Un (1) juego de repuestos recomendados por el Contratista.

### 3.6.2.3.2 REQUERIMIENTOS TECNICOS

#### Operación

El equipo de maniobra y medición A.T. se emplearán en realizar las conexiones al sistema de 33 kV.

Los interruptores podrán ser operados:

- Localmente, actuando directamente sobre los equipos en la celda.
- Remotamente, desde el Tablero Mímico en la Sala de Control de la subestación.

Los seccionadores podrán ser operados únicamente en forma local, actuando directamente sobre el equipo.

#### Valores Nominales

Los valores de corriente nominales del equipo de 33 kV no deberán ser inferiores a lo siguiente:

Potencia de corto circuito no menor de	MVA	1000
Corriente de corto circuito simétrico	kA	21

Corriente térmica, 1 segundo	kA	21
Corriente dinámica	kA	50
Corriente nominal continua de las barras	A	630
Corriente nominal continua de los equipos	A	630

Los valores de tensión se indican en el acápite 3.4.1.

### Construcción

Los equipos de maniobra, protección y medición deberán ser adecuados para operar en ambientes tropicales sumamente húmedos, de acuerdo a las condiciones climáticas indicadas en el acápite 3.3.

Los equipos de las Subestaciones estarán instalados completamente al interior, en el edificio de la subestación con excepción de los pararrayos y transformadores capacitivos de acoplamiento.

Los equipos estarán instalados en módulos o celdas abiertas (al interior) para cada salida y estarán separados entre ellos por mallas de protección.

### Interruptores

Los interruptores serán del tipo mínimo volumen de aceite o cámara de SF<sub>6</sub> y deberán cumplir con los niveles de tensión y aislamiento indicados en las Especificaciones Técnicas Generales.

33 kV

---

Corriente nominal	A	630
Potencia de cortocircuitos	MVA	1000
Ciclo de operación		O-0.3s-CO-1 m.C

Únicamente los interruptores de línea deberán poder efectuar el ciclo de recierre y éste deberá poder ser monofásico.

El tiempo total de interrupción de cortocircuito deberá ser el más corto posible y bajo ninguna circunstancia mayor de 5 períodos.

El interruptor deberá estar equipado con mecanismo de operación, cargado con motor, activado por resortes y deberá proveerse para control eléctrico remoto y local y para enclavamiento.

Además, deberá ser posible operarlo manualmente, para lo cual se suministrarán las herramientas especiales necesarias tales como manivelas o palancas.

En el caso de los interruptores SF<sub>6</sub>, deberá proveerse un sistema que permita regular la densidad del gas.

Dicho sistema deberá comprender contactos de alarma que se cierran a densidades de gas bajas y críticamente baja, de modo que el interruptor se bloquee automáticamente para evitar su operación.

Tanto los dispositivos de cierre y disparo así como el motor deberán suministrarse para la siguiente tensión auxiliar:

110 C.C. + 15% - 20%, sin puesta a tierra

La energía total acumulada, sin recargar, deberá ser suficiente para garantizar un ciclo O-C-O completo a una capacidad nominal de interrupción.

Los indicadores locales para la posición de los contactos principales, tanto para la condición de carga del arranque (spring) como para la posición de acarreo (truck), deberán instalarse en el panel frontal de la celda.

Deberán proveerse suficientes contactos auxiliares y seccionadores de límite para 110 V C.C. con fines de control, supervisión y enclavamiento. El mecanismo de enclavamiento deberá ser mecánico.

El motor de impulsión deberá estar protegido mediante un interruptor con contacto de alarma.

### **Transformadores de Corriente**

Los transformadores de corriente deberán tener aislamiento de resina sintética y ser del tipo monofásico, con un núcleo para medición y otro para protección según se indique y además de las especificaciones para los niveles de tensión, aislamiento y cortocircuito en los acápites 3.4.1 y 3.4.3.

### **Equipo de 33 kV**

#### **Salidas a Barras del Transformador**

- Relación de Transformación            150 x 300 : 5/5 A
- Grado de Precisión y Consumo
- Núcleo de protección                    ANSI C50  
    IEC 5P20; 12.5 VA
- Núcleo de medición                    ANSI 0.3 B-0.5  
    IEC cl 0.2; 12.5 VA

### **Transformadores de Tensión**

#### **I) Transformadores Capacitivos (De Acoplamiento)**

Los transformadores capacitivos, además de utilizarse en la medición de tensión deberán servir de acoplamiento para la onda portadora y estarán ubicados a la intemperie.

Su diseño deberá permitir instalar en la parte superior la trampa de onda (futura).

Los transformadores deberán contar con una unidad de sintonía para la transmisión de señales; la conexión será fase a tierra, solo en la fase central.



## II) Transformadores Inductivos

Los transformadores de tensión instalados al interior tendrán aislamiento de resina sintética y serán del tipo inductivo con conexión de fase a tierra para conexión a la barra colectora.

- Relación de Transformación  $\frac{33}{\sqrt{3}} : \frac{0.110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
- Grado de Precisión y Consumo ANSI 0.3 Y  
IEC cl 0.2; 75 VA
- Factor de Potencia 0.85
- Capacidad de acoplamiento 0.015 $\mu$ F sólo para los capacitivos

Las cargas de todos los arrollamientos deberán verificarse y definirse de acuerdo con los requerimientos técnicos pero no deberán ser menores del 125% de la carga de diseño del aparato conectado.

### Seccionadores de Barras y de Línea

Los seccionadores deberán ser trifásicos, de operación manual local, por mecanismo y motor eléctrico.

Los seccionadores asociados a un interruptor deberán contar con un bloqueo electromecánico enclavado con el interruptor que impida la maniobra cuando el interruptor respectivo está cerrado.

Los seccionadores estarán instalados al interior y podrán estar ubicados en posición vertical (adosados a la pared) u horizontal.

Los mecanismos de operación deben permitir la maniobra del seccionador en forma segura y firme manualmente.

Características Eléctricas de los Seccionadores, ver acápite 3.6.2.3.2.2.

Los mecanismos de accionamiento local de los seccionadores serán ejecutados por motores eléctricos trifásicos adecuados para las siguientes condiciones:

$$380 \text{ V}; + 15\%, - 20\% \quad 60 \text{ Hz} \quad \text{trifásico}$$

Los seccionadores tanto para las cuchillas principales como las de tierra, deberán estar provistos de cuatro (4) pares de contactos NA- NC para efectos de señalización y alarma.

### Pararrayos

El pararrayos deberá ser del tipo óxido metálico ( $ZnO_2$ ) de gran poder de disipación de energía a frecuencia industrial, estarán instalados al exterior y deberán conformar a los siguientes valores:

Tensión máxima de servicio	kV rms	36.5
Tensión nominal	kV rms	33
Capacidad máxima continua fase-tierra	kV rms	24
Tensión residual máxima con onda 8 x 20 $\mu$ s y corriente de descarga:		
	5kA kV (pico)	68
	10 kA kV (pico)	72

### 3.6.2.3 TRANSFORMADOR

El transformador a instalarse en esta etapa proviene de la SE Parque Industrial, es para instalación al exterior y tiene las siguientes características:

Tipo	T1-TD2NL de BBC
Capacidad	10 MVA-ONAN 12 MVA-ONAF
Relación de transformación	33.5 $\pm$ 12%/10.4 kV
Regulación	Bajo Carga
Reactancia Xcc	9.7%
Grupo de Conexión	YnD

### 3.6.2.4 EQUIPO DE MEDIA TENSION 12 kV

Esta Especificación cubre los requerimientos técnicos para el suministro, pruebas en fábrica en entrega de las celdas de salida para redes de distribución con equipos de maniobra, medición y control para con nivel de aislamiento de 12 kV de acuerdo con el diagrama unifilar que se adjunta.

#### 3.6.2.4.1 CONDICIONES DE OPERACION Y SERVICIO

- Las celdas se instalarán en la ciudad de Arequipa, Perú, a una altitud de 2,300 m.s.n.m. y con temperaturas ambientales de  $-5 + 35^{\circ}C$ , al exterior.
- Operación en un sistema de distribución de 10 kV con neutro aislado, conectado a tierra a través de un neutro artificial 60 Hz.
- Las celdas dispondrán de las siguientes tensiones para su operación:
  - . corriente alterna 380-220 V, 60 Hz, para los servicios.
  - . corriente continua 110 V, para los circuitos de mando, protección, alarma y

disparo.

### 3.6.2.4.2 DESCRIPCION

#### Celdas

- Las celdas serán autosoportadas de ejecución tipo "metal-enclosed", para servicio al exterior.
- Las celdas estarán colocadas una al lado de la otra formando un conjunto integral, pero serán estructuralmente independientes. Cada estructura estará constituida por estructuras de acero angular, cubierta con planchas de acero laminado en frío de 2 mm de espesor.
- Todas las celdas tendrán, en la parte frontal doble puerta, con bisagras, manija, chapa y llave, que permitan el acceso a los equipos instalados en el interior. En la puerta interior se montarán también los instrumentos y elementos de control.
- Se proveerá un bloqueo mecánico en las puertas de las celdas, de manera que la puerta interior pueda abrirse sólo cuando el interruptor haya sido desconectado.

#### Interruptor

- El interruptor será tripolar, para servicio interior, del tipo en volumen reducido en aceite, o SF6 y de ejecución extraíble.
- El interruptor tendrá las siguientes características técnicas:

Tipo	:	Trifásico
Extinción de interrupción	:	Volumen reducido de aceite o SF6
Sistema de mando	:	Tipo energía almacenada mediante dispositivo de resortes.
Tensión nominal	:	12 kV
Tensión de operación	:	10 kV
Nivel de aislamiento		
- al impulso	:	75 kV pico
- a frecuencia industrial	:	28 kV RMS
Frecuencia nominal	:	60 Hz
Corriente nominal	:	630 A (*)
Capacidad de interrupción	:	20 kA RMS (*)
Potencia de ruptura	:	350 MVA

(\*) Valores mínimos requeridos.

- El interruptor estará previsto de bobinas de cierre y apertura, adecuadas para operar a 110 Vcc. Deberá poderse abrir y cerrar mecánicamente presionando, según corresponda, el botón de ABRIR o CERRAR a suministrarse con el mecanismo de operación; y automáticamente por acción de los relés de protección del sistema.

- Las operaciones mediante los botones de mando manual no deberán representar peligro alguno para el operador, bajo las siguientes condiciones:
  - . cierre contra un cortocircuito franco
  - . cierre y apertura con carga.
- La celda deberá contar con los elementos necesarios que permitan ejecutar el mando remoto (apertura-cierre) de los interruptores.

#### 3.6.2.4.3 TRANSFORMADORES DE TENSION Y CORRIENTE

- Los transformadores serán del tipo encapsulado en resina sintética. Los transformadores de tensión estarán protegidos en el lado primario por fusibles limitadores de corriente.
- Los transformadores de tensión tendrán las siguientes características técnicas:
 

Tensión nominal	: 12 kV
Tensión de operación	: 10 kV
Consumo nominal	: 120 VA
Relación de transformación	: $10,000/\sqrt{3}$ V
	: $110 /\sqrt{3}$ V
Clase de precisión	: 0.5
Frecuencia nominal	: 60 Hz
- Los transformadores de corriente tendrán las siguientes características:
 

Tensión nominal	: 12 kV
Tensión de operación	: 10 kV
Potencia nominal	: 25 VA en cada arrollamiento
Relación de transformación	: 200-100/5/5 A
Clase de precisión	: 5P20 / cl 0.5
Frecuencia nominal	: 60 Hz

#### 3.6.2.4.4 INSTRUMENTOS DE MEDICION

- Los instrumentos serán para operación a 60 Hz y con transformadores de medición descritos en el acápite 3.3. Serán del tipo que usualmente son suministrados para montaje en el frente del tablero, embutido, con conexiones en la parte posterior.
- Los instrumentos indicadores tendrán caja cuadrada de aproximadamente 96 x 96 mm de lado, con escala de 90°, números y marcas en negro sobre base blanca.
- Los vatímetros serán de dos elementos, trifásicos, sin neutro, con dos bobinas de corriente y dos de tensión.
- Los instrumentos tendrán las siguientes características:

... Voltímetro

. Tensión de operación	110 V
. Clase de precisión	1.0
. Escala	0 - 12 kV
. Frecuencia nominal	60 Hz
...	
Amperímetro	
. Corriente de operación	5A
. Escala	Indicada en los planos
. Clase de precisión	1.0
...	
Vatímetro	
. Tensión de operación	110 V
. Corriente de operación	5 A
. Escala	0 - 1500 A
. Clase de precisión	1
...	
Contador de Energia	kWh
. Tensión de operación	110 V
. Corriente de operación	5 A
. Clase de precisión	0.5

#### 3.6.2.4.5 CONMUTADORES

- Los conmutadores de control para instrumentos serán del tipo rotativo con placas marcadas indicando la función de cada posición. Los conmutadores serán del tipo estándar para tableros, 600 V, con contactos de amplia capacidad de corriente.
- Los conmutadores tendrán las siguientes características:

...	Voltímetro:	
. capacidad nominal		10 A
. posiciones		0-RS-ST-TR

...	Amperimétrico	
. capacidad nominal		10 A
. posiciones		0-R-S-T

#### 3.6.2.4.6 RELES DE PROTECCION

- Los relés serán para la protección del circuito contra sobrecorriente, sobrecarga, mínima tensión y potencia inversa. Serán adecuados para operar con los transformadores de tensión y corriente descritos en el acápite 3.6.2.4.2
- Los relés estarán encerrados en cajas y serán de cierre hermético, con cara frontal de vidrio. Todas las conexiones se harán por la parte de atrás de los relés.
- Los contactos serán unipolares y estarán dispuestos para establecer el circuito cuando se produzca la condición de operación.

- Cada elemento protector estará provisto de un indicador de operación actuado ya será mecánica o eléctricamente; la reposición de dicho indicador será manual desde el frente de la caja del relé y sin abrir ésta.

Características:

- Símbolo : 50/51 Sobrecorriente  
32 Inversión de Potencia  
27 Mínima Tensión
- Función : Protección de sobrecorriente de tres fases
- Tipo : Trifásico, basado en microprocesador
- Característica de operación : Tiempo definido
- Corriente nominal (IN) : 5A
- Frecuencia nominal : 60 Hz
- Ajuste de la corriente de disparo (IB) : 0.2 - 2.0 IN
- Ajuste del tiempo de disparo (TD) : 0.0 - 10 segundos
- Ajuste de la corriente instantánea de disparo (TD) : 1 - 20 IN
- Tensión de suministro : 110 V

#### 3.6.2.4.7 BARRAS DE LA CELDA

- Las barras serán rectangulares, de cobre desnudo y dispuestas preferentemente en un plano vertical. Las barras estarán soportadas por aisladores portabarras para uso interior, con clase de aislamiento 12 kV.
- Las barras principales serán trifásicas, y su capacidad nominal será de 1200 A considerando 35°C de temperatura ambiente y un aumento de temperatura de 30°C.
- Las barras deberán soportar sin daño alguno corrientes de cortocircuito de 15 kA RMS (1 segundo) como mínimo.

#### 3.6.2.4.8 CELDA DE NEUTRO DE PUESTA A TIERRA 12 kV

Esta Especificación cubre los requerimientos técnicos para el suministro, pruebas en fábrica y entrega de celda de puesta a tierra con neutro artificial, con nivel de aislamiento de 12 kV.

- La celda del neutro de puesta a tierra se instalará en las subestaciones en la ciudad de Arequipa-Perú, a una altitud de 2300 m.s.n.m. y con temperaturas ambientales de -5 a + 35°C.
- Operarán en los sistemas de distribución primaria de 10 kV y de 60 Hz.
- Serán para uso exterior, del tipo autosoportado.
- La celda dispondrá de las siguientes tensiones para su operación:  
corriente alterna 380-220 V, 60 Hz, para los servicios

corriente alterna 3 x 100 V, 60 Hz, sólo para medición  
 corriente continua 110 V, para los circuitos de mando, protección, alarmas y disparo.

La celda de puesta a tierra será usado para la formación de un neutro artificial del sistema de distribución primaria de 10 kV, mediante un transformador zig-zag, y cuyo neutro se conectará a tierra mediante una alta resistencia.

## CONSTRUCCION

- La celda de puesta a tierra será autosoportado, de ejecución "metal enclosed", para servicio exterior.
- La celda constará de compartimientos, conteniendo cada una de ellas los siguientes equipos:
  - Compartimiento 1 : Seccionador de línea  
 Fusibles de protección  
 Relé de sobrecorriente a tierra  
 Transformador zig-zag.
  - Compartimiento 2 : Resistencia de puesta a tierra  
 Sensor de corriente homopolar
- Los comportamientos estarán colocados una al lado de la otra formando un conjunto integral, pero serán estructuralmente independientes.

Cada uno estará constituida por estructuras de acero angular de 2" x 2" x 3/16", cubierta por planchas de acero laminado en frío, de 2 mm de espesor; con excepción del Compartimiento No. 2, que estará cubierto por malla de alambre galvanizado No. 10 AWG y con cocada de 2".

- Las celdas tendrán puerta frontal con bisagras, manija, chapa y llave que permitan el acceso a los equipos instalados en el interior. En las puertas se montarán también los instrumentos y elementos de control necesarios.
- Todos los elementos sujetos a las fuerzas electromagnéticas del cortocircuito se diseñarán para soportar, sin daño alguno, corrientes de cortocircuito de hasta 15 kA RMS simétricos.

### 3.6.2.4.9 SECCIONADOR BAJO CARGA CON FUSIBLES

- Los seccionadores serán tripolares, del tipo de interrupción con carga, para servicio interior, de las siguientes características:
 

· Tensión nominal	: 12 kV
· Tensión de operación	: 10 kV
· Corriente nominal	: 400 A
· Frecuencia nominal	: 60 Hz

·	Corriente momentánea	:	30 kA pico
·	Corriente de corta duración (1 s)	:	15 kA RMS
·	Nivel de aislamiento (BIL)	:	75 kV pico
·	Sistema de mando	:	tipo energía almacenada, mediante un dispositivo de resortes.

- En la celda con seccionador se montará un dispositivo para el cierre y apertura manual del seccionador, con indicador mecánico de la posición ABIERTO-CERRADO y operable desde el frente del tablero.
- El seccionador deberá ser capaz de interrumpir la corriente nominal de carga que se especifica; y en casos de cortocircuito la fusión de uno de los fusibles hará abrir al seccionador.
- El seccionador estará provisto de una bobina shunt de disparo para que en el caso de operación del relé que se describe en el acápite 3.6.2.4.6, se abra el seccionador. La bobina será adecuada para operar a 220 V, 60 Hz.
- Las bases portafusibles serán unipolares para montaje vertical. Las horquillas de las bases portafusibles serán de cobre con recubrimiento electrolítico, soportadas sobre aisladores de resina, y éstos a su vez montados sobre una base metálica.
- El cartucho fusible será de un tubo de material aislante con tapas metálicas en ambos extremos para su fijación a la base portafusible. Estará provisto de un dispositivo de disparo cuando el elemento fusible haya operado.
- Los fusibles serán del tipo limitador de corriente y tendrán las siguientes características:
 

·	Tensión de operación	:	10 kV
·	Tensión nominal	:	7.2 kV/12 kV
·	Corriente nominal	:	10 A
·	Capacidad de ruptura	:	350 MVA
- Los seccionadores serán similares a las series NALF de ABB, y los fusibles serán similares a los tipos CD de NEBB.

#### **3.6.2.4.10 RELES DE FALLA A TIERRA**

Los relés serán para la protección del circuito contra fallas a tierra, adecuados para operar con sensor toroidal de corriente homopolar.

- Los relés estarán encerrados en cajas y serán de cierre hermético, con cara frontal de vidrio. Todas las conexiones se harán por la parte de atrás de los relés.
- Los contactos serán unipolares y estarán dispuestos para establecer el circuito cuando se produzca la condición de operación.
- Cada elemento protector estará provisto de un indicador de operación actuado ya sea mecánica o eléctricamente; la reposición de dicho indicador será manual desde el frente



de la caja del relé y sin abrir ésta.

- Los relés de detección de falla a tierra serán del tipo estado sólido, unipolares con características de tiempo definido y rangos de corriente y tiempo ajustable.
- Los relés tendrán las siguientes características técnicas:
  - . Corriente de operación : 5 - 50 A
  - . Tiempo de operación : 0.1 - 10 s
  - . Suministro : 110 Vdc
  - . Contactos (a 110 Vdc) : 5 A, continuos  
2 A, apertura
- Los sensores de corriente homopolar serán de tipo inducción, toroidal, de forma circular con abertura de 2" de diámetro, y compuesto de dos mitades separables.
- Los relés y sensores de corriente de falla a tierra serán similares a los tipo GR y Gs, respectivamente, de ABB.

#### 3.6.2.4.11 TRANSFORMADOR ZIG-ZAG

- El transformador zig-zag será empleado para crear un neutro en el sistema de distribución primaria, de manera de proveer una vía de circulación a la corriente homopolar, para los casos de fallas fase a tierra de las líneas aéreas de 10 kV.
- Será trifásico con sus arrollamientos sumergidos en aceite, ventilación natural y será fabricado de acuerdo a las Normas ITINTEC aplicables.
- El núcleo del transformador será construido con cintas de fierro silicoso, de alta capacidad magnética y bajas pérdidas.
- Los arrollamientos estarán constituidos por bobinas de cobre, concéntricas. Cada fase contará con dos arrollamientos en serie dispuestos en un arreglo de oposición de tensión de modo de cancelarse una a otra.
- El transformador será diseñado para introducir con su reactancia, no más de 0.20 ohm por fase, entre cada terminal de línea y el punto neutro.
- El transformador contará con cuatro aisladores, tres de fase y uno de neutro. Los aisladores pasantes serán normalizados, de porcelana, y para uso interior.
- El transformador zig-zag tendrá las siguientes características técnicas:
  - . Corriente de diseño
    - . 50 A : 10 s
    - . 5 A : continuo
  - . Tensión nominal : 10 kV
  - . Frecuencia nominal : 60 Hz
  - . Conexión de los arrollamien-

tos primarios	: zig-zag
Tensión de prueba	
a frecuencia industrial	: 28 kV RMS
al impulso	: 75 kV pico.



## RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

- La resistencia tendrá las siguientes características:

Resistencia	: 115 ohm, cuando opera en 10 kV
Capacidad disipación	: 50 A durante 10 s
(según IEEE Standard 32-1972)	5 A durante 24 h
Aislamiento del conjunto	: 12 kV
Ventilación	: natural
Uso	: interior

- La resistencia estará constituida por un grupo de unidades resistivas de alambre de acero enrolladas sobre un núcleo aislante y refractario, y conectadas en serie y en paralelo, de forma tal que se obtengan las características antes mencionadas. La resistencia en su conjunto estará a su vez dividida en dos partes iguales, instaladas una sobre la otra, separadas eléctricamente mediante aisladores; y provista cada una de ellas de sus dos terminales de modo de permitir la conexión en serie o paralelo de ambas, según se desee lograr 115 o 57.5 ohm de resistencia total.
- La resistencia en su conjunto estará montado sobre un bastidor metálico, el que a su vez se depositará sobre aisladores. En la parte superior del bastidor se proveerá de aislador adecuado para la conexión de la resistencia al neutro del transformador zig-zag, y en la parte inferior se instalará el sensor de corriente homopolar mencionado en el acápite 4.3.

### 3.6.2.4.12 EMBALAJE Y DESPACHO

Los conjuntos serán embalados convenientemente en cajones de madera a fin de evitar daños durante el manipuleo y transporte desde la fábrica hasta el lugar de destino. Estarán totalmente cubiertos con tablones, fuertemente reforzados y provistos de aros o ganchos debidamente marcados por donde se les deberá izar para la carga o descarga.

Todas las piezas frágiles serán debidamente almohadillas como medida de protección.

### 3.6.2.5 SERVICIOS AUXILIARES DE BAJA TENSION CORRIENTE ALTERNA

El diagrama unifilar con los instrumentos y relés de protección y la ubicación de los tableros principales, se muestra en los Planos.

Todos los instrumentos y relés de protección deberán ser incluidos en los tableros y paneles. Los arrancadores, contactores y dispositivos de protección para todos los motores y equipo deberán estar incluidos en dicho equipo aunque forme parte de otro capítulo.

El número de alimentadores, etc., de cada tablero principal, número de tableros y paneles de

sub-distribución y alcance del equipo auxiliar en los tableros y paneles, son tan sólo indicativos.

### 3.6.2.5.1 ALCANCE DEL SUMINISTRO

#### Tablero de Iluminación y Fuerza

- Un tablero de 380 - 220 V y Fuerza trifásico está conformado por dos paneles.
- Un (1) panel de cargas esenciales con barras colectoras y:
  - 1 interruptor termomagnético principal operado eléctricamente
  - 1 interruptor termomagnético o contactor operado eléctricamente
  - 3 transformadores de corriente
  - 1 amperímetro
  - 1 conmutador de amperímetro
  - 2 transformadores de tensión 380/110 V.
  - 1 voltímetro 0 - 450V
  - 1 conmutador de voltímetro fase-fase, fase neutro
  - 1 relé de mínima tensión (27)
  - 8 salidas de interruptores termomagnéticos.
- Un (1) panel de cargas secundarias con barras colectoras y:
  - 1 interruptor termomagnético operado eléctricamente
  - 10 interruptores termomagnéticos.

### 3.6.2.5.2 REQUERIMIENTOS TECNICOS

#### Operación

El tablero está diseñado en dos partes: un panel con cargas esenciales y otro con cargas secundarias, conectadas con un interruptor (o contactor) que está cerrado bajo condiciones normales.

El tablero será alimentado desde el transformador de servicios auxiliares.

En caso de emergencia el cambio de posición del interruptor de barra será automático; de esta forma se podrá alimentar al panel de cargas esenciales a través de las baterías.

#### Características Nominales y de Diseño

El sistema será trifásico, con 4 conductores, 400/230 V, de 60 Hz, según se indica en el acápite 3.4.1.

Las capacidades de cortocircuito de los tableros y paneles de sub-distribución deberán estar basadas en la corriente de cortocircuito de 31 kA pero puede ser modificada, previa aprobación de la Supervisión a la reducción de las corrientes de cortocircuito causadas por cables intermedios, por interruptores de circuito, o limitadores de corriente.

Para las temperaturas del aire ambiental y las elevaciones de temperatura, ver las Especificaciones Generales.

La corriente nominal continua mínima de las barras colectoras, (fases y neutros) será de 150 A.

La corriente nominal de los alimentadores deberá ser amplia para la carga real (incluyendo las futuras extensiones). Las cifras mínimas dadas en estas especificaciones y en los diagramas unifilares, son sólo indicativas. Sólo se usará un número limitado de estructuras, tipos y características nominales para fines de estandarización e intercambiabilidad.

Con el mismo fin, el equipo que será instalado en los diferentes tableros principales, deberá ser de la misma forma, tipo y capacidad nominal de cortocircuito.

### **Tablero y Paneles**

Los tableros y paneles deberán ser autoventilados. No deberán usarse ventiladores.

Las elevaciones de temperatura permisibles no deberán ser excedidas aún cuando el espacio libre disponible para futuros alimentadores vaya a ser ocupado con un equipo alimentador y cargado con corriente nominal.

La cubiertas externas y puertas, incluyendo las bisagras y cerraduras, deberán tener capacidad para soportar la sobrepresión causada por las corrientes de cortocircuito y deberán proporcionar protección al personal contra posibles daños.

El tablero y paneles deberán ser diseñados para permitir un fácil acceso al equipo, terminales de cable, etc., durante el montaje, mantenimiento, desmontaje y ampliaciones.

Cada tablero y panel deberá tener por lo menos un 20% de espacio libre disponible para futuras ampliaciones.

El tablero deberá ser diseñado de manera que se puedan añadir salidas adicionales en el futuro (posibilidades para extender las barras colectoras).

En la parte delantera se deberán colocar las palancas, interruptores, botones de presión, lámparas señalizadoras, dispositivos para indicar la posición, instrumentos, etc. Los relés que no son incorporados en los interruptores deberán ser instalados en compartimientos separados, protegidos de las partes que transportan corriente con un revestimiento blindado.

El sistema de barras deberá ser de cobre, para tres fases. También se suministrará una barra de cobre para puesta a tierra, y se derivará una conexión con conductor (puesta a tierra) hacia cada compartimento del alimentador, en donde puede ser conectado el conductor de puesta a tierra.

Las barras colectoras, barra de tierra y conductores de conexión hacia los interruptores deberán ser aislados y un interruptor de desconexión deberá ser suministrado en todos los tableros.

La interconexión de los tableros será por medio de ductos o cables de modo tal que se tiendan por debajo de ellos. Los detalles serán remitidos en la Propuesta.

## Interruptores

Los interruptores que son denominados "operados eléctricamente" deberán formar parte del sistema de conmutación automático y podrán ser operados remotamente. Deberán ser operados eléctricamente con un dispositivo para carga con resortes, disparo y cierre.

La energía total almacenada, sin recargo, deberá ser suficiente para completar un ciclo O-C-O con capacidad de ruptura nominal. El mecanismo de operación deberá ser de tipo cerrado, con bobinado para aislamiento tipo F. El mecanismo operativo deberá ser suministrado con dispositivos para control eléctrico remoto y local y para interconexión eléctrica, con suficientes contactos auxiliares para indicación remota y maniobra de interconexión. El dispositivo para disparo y cierre, mecanismo para carga del resorte y los contactos auxiliares serán para :

$$110 \text{ V c.c. } + 10\%, - 20\%$$

Deberá ser posible la operación adicional, con manivela o palanca.

Todos los otros interruptores de los tableros y paneles deberán ser operados manualmente.

## Transformadores de Corriente y Tensión

Los transformadores de corriente y tensión deberán tener un aislamiento con resina o un sistema de aislamiento en seco, equivalente.

Los núcleos de los transformadores de corriente para fines de medición deberán tener una precisión clase 1.2 y un factor de seguridad de los instrumentos no menor que 5. Los núcleos para fines de protección deberán tener una precisión Clase 10P y un factor límite de seguridad mayor que 20.

## Instrumentos y Relés

Los instrumentos deberán ser de 96 x 96 mm, con (por lo menos) 90° de índice de deflexión como mínimo.

Los relés deberán ser preferiblemente de tipo estado sólido. Los relés de mínima tensión deberán tener un regulador de tiempo ajustable (tiempo corto).

Mientras sea aplicable, los instrumentos y relés deberán ser del mismo tipo y forma que aquellos que están en las otras partes de la instalación, tales como, en la Sala de Control y equipo de maniobra de 10 kV.

Los instrumentos y relés deberán ser conformes a las indicaciones establecidas en estas Especificaciones.

### 3.6.2.6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La SE Socabaya cuenta con una red de tierra profunda, por lo que será necesario tan solo conectar los equipos y/o aparatos a ella.

Para la SE Paucarpata se ha previsto una red de tierra profunda para protección del personal, contra las tensiones de toque y de paso al producirse una puesta a tierra del sistema. La red de tierra está conformada por una malla de conductor de cobre desnudo enterrado a 0.70 m de profundidad, abarcando toda el área de la subestación. El conductor tendrá una sección mínima de 80 mm<sup>2</sup>.

El Contratista será responsable de suministrar el sistema de puesta a tierra bajo tierra y sobre tierra, conforme se describe en este Capítulo para la obra total y para trabajos relacionados con la conexión de todo el equipo con este sistema, y suministrará igualmente todos los materiales requeridos para este fin. El Contratista también deberá conectar a la red de tierra profunda todos los sistemas eléctricos operacionales de cualquier tipo y tensión, como por ejemplo, el neutro de los transformadores, pararrayos, dispositivos secundarios de los transformadores, etc.

Además, el Contratista tomará las medidas necesarias y suministrará el material requerido para realizar la operación de puesta a tierra de todas las partes metálicas con la seguridad adecuada, aún en el caso que no constituyan la parte conductiva de un sistema eléctrico de las obras, como: maquinaria, paneles operativos, tubos, rieles, tanques metálicos, dispositivos de iluminación, portacables, escaleras gato, etc.

Todas las conexiones que hay entre el equipo y la red de puesta a tierra externa deberán estar expuestas (no embebidas) y tener un fácil acceso para verificar los puntos de transición.

El sistema de puesta a tierra existente consiste:

- El sistema de malla debajo de los cimientos de la Subestaciones.
- El sistema completo de conductores de puesta a tierra sobre el piso, en las subestaciones.

### **3.6.2.6.1 REQUERIMIENTOS TECNICOS**

El sistema de puesta a tierra será construido de acuerdo con los requerimientos de las normas aplicables.

Las mallas de tierra estarán conformados por conductores de cobre desnudo, cableado, de 85 mm<sup>2</sup>. Los empalmes en cruz, en "+", en "T" y todo tipo de derivaciones se ejecutarán con conexiones del tipo exotérmica con soldadura de cobre (Cadweld o similar).

Los conductores serán protegidos muy bien contra posibles daños mecánicos y corrosión.

Las conexiones sobre tierra deberán ser empernadas y de fácil acceso para su control. Todas las conexiones deberán tener protección contra la corrosión.

Las barras de puesta a tierra que están sobre tierra, deberán ser pintadas de color amarillo. Las conexiones empernadas no deberán ser pintadas.

Los conductores serán de cobre electrolítico, con dimensiones por lo menos de 30 x 3 mm., para la barra plana al exterior, y 85 mm<sup>2</sup>, para el conductor desnudo enterrado y subidas a la superficie.

Serán colocados en la estructura de concreto y emergerán de la estructura de concreto del suelo

en lugares adecuados, aproximadamente unos 80 cm.

Se deberá tener cuidado en proteger los cables de subida contra posibles daños durante la construcción del encofrado y concreto.

Los terminales de conexión de las conexiones emperradas que hay entre cables de subida y conductores principales de puesta a tierra situados encima del piso, deberán ser ubicados en lugares fácilmente accesibles y protegidos contra posibles daños mecánicos.

El diseño final de la ampliación del sistema de puesta a tierra será elaborado por el Contratista.

#### **3.6.2.6.2 Sistema de Puesta a Tierra.**

En el caso de los pararrayos, el conductor de tierra que va desde el pararrayos hacia la barra de contra tensión, como hacia el terminal de la barra de contra tensión, debe ser adecuadamente aislado o protegido con una pantalla, para prevenir contactos accidentales, y serán como mínimo de 85 mm<sup>2</sup>. Los pararrayos serán conectados directamente a barras colectoras separadas y éstas no serán usadas por cualquier otro sistema, o conectadas directamente al sistema de puesta a tierra.

Los tanques de cada transformador de potencia y otros tanques para aceite, serán directamente puestos a tierra, en dos puntos de los tanques.

También se utilizará cable de cobre flexible, trenzado, de 35 mm<sup>2</sup> mínimo, para la conexión de todas las secciones de los tubos, bandejas de cables, conductos, rieles, rejillas metálicas, etc., a menos que éstas sean soldadas o que cada sección sea puesta a tierra por separado.

Los conductores de puesta a tierra para el equipo PLC, equipo HF y sistemas electrónicos deberán ser aislados y serán extendidos desde los sistemas, paneles, etc, directamente hacia una barra principal puesta a tierra cercana a una conexión hacia el sistema de puesta a tierra. La sección de estos conductores tendrá como mínimo 50 mm<sup>2</sup> y no serán mezclados con los cables de puesta a tierra de los sistemas de alta tensión.

#### **3.6.2.7 INSTRUMENTACION Y CONTROL: PROTECCION Y MEDICION**

Este acápite cubre los sistemas de control: medición, protección, indicación, y señalización para las subestaciones de la Sociedad Eléctrica del Sur Oeste (SEAL). El equipo principal está ubicado en la Sala de Control de las Subestaciones

Los tableros y paneles así como todo el equipo como se especifica en este acápite y todo aquello que se necesita para su completa instalación deberá ser incluido.

En general el Contratista incluirá todo el equipo necesario para cumplir las intenciones y requerimientos expresados en este capítulo, aún si no está específicamente mencionado.

Los instrumentos, relés, interruptores y otros equipos suministrados e instalados deberán concordar apropiadamente con el equipo al cual será conectado. El equipo primario que no se incluya en estas especificaciones, se especifica en detalle y está incluido en las especificaciones que tratan tableros C.A. y C.C. transformadores, etc. El Contratista es responsable de recolectar

todos los datos necesarios de los otros equipos involucrados para asegurar un funcionamiento correcto de todas las subestaciones.

Los esquemas completos y detallados del control, protección, alarmas, etc, serán propuestos por el Contratista de acuerdo a los lineamientos dados en este capítulo y en los correspondientes planos.

Las funciones de control y operación referidos a los respectivos tableros de control incluirán lo siguiente:

- Mando y control remoto de los interruptores 10 kV y 33 kV de las Subestaciones y señalización de posición de interruptores y seccionadores, desde la sala de mando.
- Los tableros de mando deberán estar diseñados de tal manera que, en el futuro, se puedan realizar conexiones a Unidades Terminales Remotas (RTU), para efectuar el control y monitoreo (Mando y Adquisición de Datos-SCADA) de las instalaciones, desde un Centro de Control.
- Siempre será posible la operación manual de equipos de maniobra, desde los respectivos dispositivos de control local.
- Los interruptores de baja tensión serán operados localmente, con un sistema automático de conmutación para el cambio de alimentadores.

### **3.6.2.7.1 ALCANCE DEL SUMINISTRO**

#### **Tableros y Equipo**

Los tableros aquí especificados incluyen todos los paneles necesarios para la instrumentación y control.

Los tableros y paneles deberán incluir todos los instrumentos, medidores, registradores, interruptores de operación, indicadores de posición, diagramas mímicos y todos los demás instrumentos, relés, interruptores, indicadores, bloques terminales, conexionado interno y equipos que se necesiten para satisfacer con las especificaciones del contrato y los planos.

El número de paneles en cada tablero tendrá que ser tomado solamente como indicativos, ya que el equipo a ser instalado será decisivo. El espacio necesario para los tableros deberá, sin embargo, por lo tanto no exceder del espacio disponible indicado en los planos.

### **3.6.2.7.2 TABLEROS DE CONTROL**

#### **Tableros de Control de la S.E. Paucarpata**

- Tablero de Control Centralizado (mímico)  
Panel Mímico que represente el Diagrama Unifilar en 33 kV y 10 kV mostrando y señalizando la posición de los interruptores y seccionadores. Desde aquí podrá realizarse el mando remoto únicamente para los interruptores de esta subestación.



El Panel Mímico deberá estar equipado con una pantalla para el despliegue digital (display) de los valores de medida: corriente (A), tensión (kV), potencia activa y reactiva (kW y kVar) instantáneos; memoria acumulativa de los valores máximos para períodos programados, y acumulación de cantidades de energía activa (kWh) y energía reactiva (kVarh) donde se solicite, de todas las salidas en 33 kV y 10 kV.

El tablero deberá tener una llave selectora para encendido y activación, otra para realizar el mando del interruptor que se desee y de reposición de señal, y para la selección de transferencia de mando remoto desde este tablero al Centro de Control, o al mando local de la salida desde su propio equipo.

- **Tablero de Alarmas**

Tablero general de alarmas de la subestación equipado con anunciadores de señalización de fallas, operación de equipos y conmutadores de encendido, silenciamiento y reposición de alarmas.

- Panel de Protección del Transformador (T), equipado con los relés de protección diferencial del transformador (87 T), diferencial de barras (87 B1) si lo hubiera, sobrecorriente (50/51), y sobrecorriente o tierra; control y señalización de temperatura (23), Bucholtz (63) nivel de aceite etc, y anunciador con alarmas y todo lo necesario para el control del transformador.

- Panel de Protección de la Línea (L) de 33 kV.  
Equipado con los relés de protección de sobrecorriente y direccionales de falla a tierra, relés auxiliares y anunciador con alarmas.  
El tablero estará equipado con los instrumentos necesarios para la protección de línea.

- Paneles de Protección de Salidas en 10 kV.

Los paneles están equipados con los relés de protección de sobrecorriente y direccionales de falla a tierra, relés auxiliares y anunciador con alarmas. Los paneles están instalados en la misma celda. Ver Capítulo 9 de estas Especificaciones.

## **S.E. Socabaya**

- **Tablero de Protección y Medición de Líneas de 33 kV.**  
Los tableros de protección y medición se encuentran instalados en la Sala de Control de 33 kV de la SE Socabaya. El Contratista deberá equipar los tableros con los relés de protección de sobrecorriente, relés auxiliares, anunciador con alarmas, e instrumentos de medición que se indican en el esquema unifilar.

El tablero estará equipado con los instrumentos necesarios, para la protección de una línea y deberá permitir la instalación futura de instrumentos.

### **3.6.2.7.3 ESQUEMA DE CONTROL Y PROTECCION**

Desde los tableros de control se realizará el mando remoto de los interruptores de las subestaciones y la señalización de posición de los interruptores y seccionadores.

Serán también transmitidas un número tentativo de 25 lecturas de medición y 25 alarmas. Detalles adicionales relacionados con el control remoto serán decididos en una etapa posterior. El esquema será propuesto por el Contratista y aprobado por la Supervisión.

Las subestaciones serán del tipo no-atendida (sin operador), eventualmente durante las etapas de puesta en servicio y mantenimiento el control se realizará desde los tableros de control de la subestación.

#### **Distribución en Corriente Continua (CC) para el Esquema de Protección**

El esquema de protección de los transformadores y de todos los equipos de maniobra operarán a 110 Vcc.

El esquema de protección será diseñado para dar un alto grado de confiabilidad y especialmente para dar una desconexión segura ante fallas.

Para este propósito los interruptores de potencia, serán equipos con dos bobinas de accionamiento.

Los circuitos de protección, accionamiento y detención serán independientes uno de otro, los cuales serán protegidos por interruptores miniatura separados.

#### **Sistema de Control y Protección:**

#### **Equipo de Maniobra a 10 y 33 kV en las subestaciones de la Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL)**

Todos los interruptores serán normalmente operados desde el Tablero de Control Centralizado (mímico).

Todas las operaciones locales tendrán lugar en cada celda en la sala de interruptores. Botones pulsadores para la operación de los interruptores, seccionadores y cuchillas de puesta a tierra serán montadas, así como interruptores de control local/remoto.

Serán hechos enclavamientos confiables para evitar apertura o cierre de cualquier seccionador sí puede pasar carga a través de tal dispositivo.

La operación de cualquiera de los seccionadores será posible sólo si esta abierto el interruptor.

Las cuchillas de puesta a tierra y seccionadores relacionados serán enclavados de tal manera que se evite el peligro de corto-circuito a tierra de cualquier parte viva.

La operación de los seccionadores será exclusivamente local, en el equipo.

## **Protección**

Los relés serán de fabricación aprobada y del tipo que cumplan en cada respecto, con los requerimientos de los parámetros del sistema.

El equipo de protección será diseñado para desconectar los circuitos fallados con rapidez y certidumbre, sin interferencia con los circuitos sanos. Serán también diseñados para prevenir la operación incorrecta de los interruptores de potencia como resultado de condiciones de fenómenos transitorios, los cuales puedan ocurrir durante períodos de falla debido a disturbios en el sistema.

Los rangos de calibración de los dispositivos de protección, incluyendo los transformadores de tensión y corriente, deben cumplir los requerimientos de los circuitos individuales. La selectividad suficiente con las otras protecciones tiene que ser probada con un estudio de coordinación de protección para la planta entera. Este estudio será basado en un estudio de corto-circuito para capacidades mínimas y máximas de corto-circuito y probará la selectividad de la calibración de los relés, desde el sistema de alta tensión hasta el sistema de baja tensión. La tabla de calibración de relés será remitida por el Contratista para aprobación de la Supervisión.

## **Señalización y Alarmas**

Para cualquier falla o condición anormal que pueda ocurrir en cualquier equipo de las Subestaciones será dada una señal visual por una lámpara anunciadora, con suficiente texto informativo impreso en la tapa, y audiblemente, por una campana o corneta de alarma.

El equipo deberá estar previsto para que en un futuro todas las señales pueden ser transmitidas.

Como principio general, no debe aparecer ninguna luz en los paneles de control de las subestaciones durante la operación normal.

### **3.6.2.7.4 REQUERIMIENTOS TECNICOS**

Todo el equipo cumplirá con las recomendaciones IEC donde sea aplicable, o de otras normas aprobadas. El Contratista deberá normalizar el equipo, usando muy pocos tipos diferentes de instrumentos, relés, interruptores y otros dispositivos como sea posible.

Operaciones de control fallidas que puedan dañar los materiales, equipos o que puedan perturbar la seguridad y el suministro de energía de las subestaciones, serán imposibles de realizar por medio de todos los enclavamientos necesarios. Estos enclavamientos serán efectivos para todos los tipos de control como por ejemplo control manual, control automático, o por el control remoto futuro vía el sistema de onda portadora. Será provista una tabla para los enclavamientos.

Un defecto en el equipo de control remoto no deberá impedir la operación bajo control local.

Se prevé que los registros de operación regular serán escritos por el personal de operación como parte de la rutina diaria.

## Relés de Protección

Se preferirán relés del tipo estático, de estado sólido. Se aceptaría solamente relés de fabricación reconocida y de una alta calidad que hayan sido debidamente probados en actual servicio. Los relés serán preferentemente de la misma fabricación, formando parte de un sistema modular uniforme, colocados en bastidores. Cada unidad o tarjeta será fácilmente desmontable. Se brindará una amplia cantidad de unidades de repuesto (tarjetas de repuesto).

Todos los relés, excepto donde sea aprobado, serán capaces de soportar y romper la máxima corriente que pueda ocurrir en los circuitos de control. La capacidad de los contactos no será en ningún caso menor que el 200% de la corriente nominal de conducción. Los relés no serán afectados por la vibración o campos magnéticos externos. Los contactos serán de plata, platino u otro material aprobado y serán capaces de operación repetida sin deteriorarse.

Los relés de medición de corriente serán insensibles a las componentes DC, armónicas de las corrientes de falla y cambios de frecuencia de la red.

Los relés de protección eléctrica y los relés auxiliares asociados serán productos normalizados de un fabricante experimentado y confiable de relés de protección. Todos los relés serán de diseño tropicalizado, diseñados para las condiciones ambientales específicas y totalmente encapsuladas en una clase de protección IP 51. No serán afectados por campos magnéticos externos compatibles con el lugar o método de montaje.

Los relés serán preferentemente del tipo enchufable montados en un bastidor giratorio de manera de permitir un rápido cambio del mismo. El enchufe será construido de manera tal que cuando los relés sean separados, los circuitos del transformador de corriente sean cortocircuitados. La construcción será robusta y todas las partes serán fácilmente accesibles para su ajuste.

Los relés de protección serán equipados con todos los auxiliares necesarios, tales como unidad de accionamiento, relés de tiempo, relés auxiliares para duplicación de contactos, botones pulsadores de restablecimiento, indicadores mecánicos o eléctricos de accionamiento, transformadores interpuestos, etc. La bobina del relé operará apropiadamente con variaciones de tensión de -25% a +15%.

Cada relé de protección será provisto con facilidades para la conexión de equipo de pruebas de relés. Las facilidades incluirán enchufes para conectar el equipo de pruebas e interruptores para desconectar el circuito primario del relé, cortocircuitar los circuitos del transformador de corriente y desconectar el circuito de accionamiento.

Alarmas de pre-aviso serán iniciadas tan tempranamente como sea posible antes que el sistema de protección actúe de manera de permitir al operador tomar precauciones.

A menos que sea requerido para propósitos especiales, los relés de protección permanecerán en posición accionada hasta que el operador restablezca el relé manualmente.

El sistema primario de protección de la línea consistirá de relés de distancia direccionales para desconexión de la línea ante fallas fase-fase o fase-tierra, o cualquier combinación de ellos.

Los relés, en adición a las zonas direccionales, tendrán una zona temporizada no direccional para

la protección de respaldo de las barras de AT.

El sistema secundario de protección consistirá de relés convencionales de sobrecorriente de tiempo inverso y relés de secuencia cero.

Los relés de protección de ambos sistemas serán del tipo estático, estado sólido.

En general, el accionamiento instantáneo estará dentro de 0.1 seg, y el accionamiento retrasado para la protección de respaldo estará dentro de los 0.3 seg.

Los rangos de calibración de los relés de protección serán de responsabilidad del Contratista y por tanto serán parte del diseño.

Una tabla para los puntos de calibración de los relés de protección para toda la central serán remitidas a la Supervisión para su aprobación.

### **Relés Diferenciales (87)**

Los transformadores serán protegidos por relés diferenciales. Los relés serán trifásicos instantáneos, con calibración sensitiva ajustable y para protección contra fallas de fase y tierra. El relé de protección será completo con todos los transformadores de corriente auxiliares para compensar el desplazamiento de fase y las relaciones de transformación de los transformadores de corriente.

Los relés de protección serán absolutamente estables en caso de corrientes de fallas que lo atraviesen.

### **Sistema Anunciador de Alarmas e Indicación**

Debe preverse todos los restablecimientos remotos necesarios de las alarmas así como de las señales acústicas. Serán provistos contactos libres disponibles para indicación remota por onda portadora.

La señalización acústica tendrá lugar al mismo tiempo que la señal iluminada y continuará hasta que sea cortada por un botón pulsador común para restablecimiento. Bajo estas condiciones la intervención de cualquier otra protección deberá inmediatamente restablecer la señalización acústica.

Las indicaciones iluminadas lo serán por medio de luz intermitente. Serán transformadas en luz firme una vez que la alarma acústica haya sido silenciada y la respectiva alarma sea cancelada manualmente y permanecerá de esta forma hasta que el defecto haya sido corregido.

Cada panel anunciador será provisto con un botón pulsador de prueba de lámparas.

El número final de puntos de alarma y su arreglo será determinado cuando el diseño final del Contratista se termine, y estará sujeto a la aprobación de la Supervisión.

El sistema anunciador de indicaciones a ser instalado para cada unidad de generación en los paneles de la sala de control indicará los pasos mas significativos del procedimiento de arranque

y parada. Los anunciadores serán del mismo tipo que los anunciadores de alarmas, pero con luz estable. Los paneles anunciadores de indicación serán provistos con un interruptor para apagar las luces y con botón para prueba de lámparas.

### **Equipo de Medición**

El equipo de medición comprenderá el ciclo completo incluyendo los sensores de medición hasta los instrumentos indicadores, incluyendo las necesarias fuentes de poder. Si no se especifica, serán incluidos todos los transductores y transformadores necesarios.

### **Instrumentos de Indicación**

Los instrumentos analógicos indicadores para paneles serán de 90° grados tipo dial que sean fácilmente legibles con graduaciones y números en negro sobre fondo blanco. Los instrumentos tendrán una dimensión aproximada de 96 x 96 mm. El error de los instrumentos será de máximo 1.5% considerado en la longitud total de la escala. Todos los instrumentos serán del tipo de armazón angosta.

Los instrumentos de indicación digital para panel serán de tamaño rectangular con tres dígitos y selección de punto decimal. El tamaño mínimo de la figura será 15 mm.

Los medidores serán equipados con los contactos necesarios para indicación digital remota. El registro negativo será bloqueado seguramente.

### **Transductores (Convertidores de Medida).**

Los transductores serán del tipo electrónico, estático. Generalmente los transductores serán localizados cerca de la fuente. Los transductores para medición eléctrica serán adecuados para su conexión a los transformadores de potencia y corriente como se indica en los diagramas unifilares. Las cajas serán selladas herméticamente contra polvo y humedad.

Los transductores de potencia activa y reactiva (kW y kVar) serán del tipo de dos elementos (medidor dos-watt) cuando se conecten a sistemas primarios con neutro aislado y del tipo tres-elementos (medidor tres-watt) cuando se conecte a un sistema primario con neutro aterrado. Lo mismo se aplica a los instrumentos indicadores y los medidores de energía (kWh) que no sean conectados a convertidores de medición.

La salida de los transductores será una corriente continua de valor estandarizado en mA, en rango 0-10 mA. La carga resistiva permitida será al menos 2,000 ohms. La clase de precisión será 0.5% para el medidor de watts y los otros de mínimo 1%.

### **Diagrama Mímico, Interruptores de Control, Indicadores de Posición y Placas de Valores**

Los paneles de control e indicación en el tablero de control comprenderán un diagrama mímico para las instalaciones de alta tensión, media tensión y baja tensión. El sistema tendrá colores de acuerdo a la lista de color a ser decidida después de otorgado el Contrato. Los seccionadores e interruptores de potencia en el diagrama mímico serán representados por medio de unos interruptores de control de discrepancia con retorno por resorte con lámparas incorporadas. La

lámpara blanca del interruptor de control de discrepancia no estará encendida cuando la posición del interruptor o del seccionador corresponda con la posición del interruptor de control. Una discrepancia entre la posición del interruptor de control y el aparato controlado, sin embargo, será indicada por energización de la lámpara incorporada.

El accionamiento automático de un interruptor será señalizado por el parpadeo de la lámpara de discrepancia del correspondiente interruptor de control. Para realizar una operación de control por medio del interruptor de control con retorno por resorte, se requieren dos movimientos, uno de presión y uno segundo de rotación. Después de la operación el interruptor de control retornará automáticamente a su posición de indicación.

Durante las condiciones de servicio normal no aparecerá luz. Sin embargo todos los dispositivos de indicación para la indicación de posición de los interruptores y bastidores de los interruptores, seccionadores, válvulas, compuertas y su posición, condiciones normales de servicio, etc. serán del tipo electromecánico. Estos indicadores serán energizados en ambas posiciones y retornarán a una posición intermedia en caso de falla de la tensión de control.

Las luces de señalización aparecerán solamente durante períodos cortos de operación o durante condiciones anormales de servicio. Las lámparas de señalización de los interruptores de control tendrán una luz continua en la posición de discrepancia o una luz intermitente después de apertura automática del interruptor de potencia.

Los botones pulsadores importantes serán provistos con una cubierta de protección como sea requerido.

### **Tableros, Cableado, Borneras Terminales**

En general los requerimientos que se refieren a tableros, alambrado, interno y bloques de terminales están indicados en las Especificaciones Generales.

Los tableros de relés del equipo de maniobra serán accesibles por la parte trasera, y este lado posterior será provisto con puertas bisagradas que tengan llave.

El pintado de todos los paneles y gabinetes será ejecutado de acuerdo a las provisiones de las Especificaciones Técnicas Generales. Los colores a ser aplicados serán decididos después que haya sido adjudicado el Contrato. Los bloques de terminales para los circuitos de los transformadores de corriente y de potencial serán equipados con facilidades de pruebas (facilidades de enchufado y separación de uniones). 10% de terminales en exceso de cada tipo y tamaño serán provistos en cada panel, cubículo o gabinete.

## **3.6.3 LINEA SOCABAYA-PAUCARPATA 33 kV**

### **3.6.3.1 Introducción**

El estudio del Planeamiento Eléctrico del Sistema de Transmisión de SEAL, recomienda la construcción de la nueva línea de transmisión en 33 kV entre Socabaya y Paucarpata con el objeto de cubrir la demanda del sector de Paucarpata de la ciudad de Arequipa y a la vez redistribuir la carga actualmente asignada a las subestaciones existentes las cuales se encuentran en el límite de su saturación.

### 3.6.3.2 Características Principales de la Línea

La línea de 33 kV será en doble terna, con una capacidad de transmisión de 11 MW por circuito en condiciones normales y de 15 MW por circuito en condiciones de emergencia. En una primera etapa se instalará un circuito y en una segunda etapa cuando la demanda lo justifique se tendrá que instalar el segundo circuito de la línea.

Entre las características más importantes de la línea podemos citar los siguientes:

Longitud	: 8.44 km
Conductor	: Aleación de Aluminio 250 MCM
Cable de Guarda	: Acero Galvanizado E.H.S. de 55 mm <sup>2</sup>
Estructuras	: Postes metálicos de 15 y 18 m de longitud.
Aisladores Estándar	: Cadena de 3 aisladores Caperuza - Pin tipo Estándar de 10"x 5 3/4"
Aisladores tipo Poste	: Aislador rígido de 19 3/4" de longitud tipo Line Post
Parámetros Eléctricos	
. Impedancia Serie	: 2.6856 + J 4.0161 Ohm
. Susceptancia	: 2.9419 x 10 <sup>-5</sup> Mhos

### 3.6.3.3 Trazo de la Línea

#### 3.6.3.3.1 Premisas Básicas

El trazo de la línea fue definida teniendo en cuenta las siguientes premisas básicas :

- Escoger una poligonal que no afecte zonas urbanas y otras de circulación frecuente.
- Aprovechar los accesos existentes tales como las avenidas Bolívar, Mi Perú y Dolores.
- Evitar zonas de derrumbes por fallas geológicas.
- Evitar en lo posible cruces con líneas telefónicas y líneas eléctricas de alta tensión.

#### 3.6.3.3.2 Características del Trazo

El trazo de la línea se muestra en el Plano N° y presenta las siguientes características :

Longitud Total	: 8.44 km
Altitud en S.E. Socabaya	: 2697.93 msnm.
Altitud en S.E. Paucarpata	: 2679.52 msnm.
Punto más alto	: 2721.00 msnm.
N° de ángulos	: 22

#### 3.6.3.3.3 Desmontaje de tramo de Línea existente en 33 kV

En un tramo de línea de 668 metros, el trazo de la línea ocupa el eje de un circuito de la L.T. Socabaya - Jesús 33 kV, el cual está delimitado entre el vértice 6 (progresiva : 1863 m) y el vértice 7 (progresiva 2530.9). Este trazo fue coordinado con la Gerencia General de SEAL en



virtud de evitar cruzar el poblado de Las Esmeraldas y por no existir otra posibilidad para el paso de la línea de transmisión. Ante esta circunstancia se tendrá que realizar las siguientes acciones :

- Desmontaje de los dos circuitos de la L.T. Socabaya - Jesús 33 kV en este tramo de línea.
- En el eje del segundo circuito de la L.T. Socabaya - Jesús se montará una nueva línea utilizando estructuras en doble terna similares a las que se proponen en el presente proyecto.

### 3.6.3.4 Estructuras

Las estructuras a utilizarse en la línea (tipos S,A y BA1) serán los postes metálicos tipo Santa II que se encuentran depositados en los almacenes de la S.E. Jesús, los cuales deberán ser acondicionados para su montaje posterior. Estas estructuras se utilizarán en el tramo de línea comprendido entre la S.E. Socabaya y la Av. Mi Perú, debido a que el trazo ocupa en su mayor parte terrenos de cultivo y áridos que no comprometen zonas urbanas.

Entre la Av. Mi Perú y la futura S.E. Paucarpata se tendrán que adquirir nuevos postes metálicos de 18 m de longitud a los cuales se les implementará aisladores tipo Line Post (estructuras tipos CS y BA2), con el objeto de tener una línea compacta, tener mayores distancias de seguridad entre el conductor más bajo y los obstáculos sobre el terreno y además acortar la franja de seguridad cuando las estructuras se ubiquen dentro de la zona urbana o en la berma central de la avenida Dolores.

Las configuraciones utilizadas son las siguientes :

<u>Tipo de armado</u>	<u>Función</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Nº postes/est.</u>
S	Suspensión	25	1
A	Anclaje angular 30°	5	1
BA1	Anclaje/terminal 75°	8	2
CS	Suspensión compacta 10°	24	1
BA2	Anclaje/angular 90°	5	2

### 3.6.3.5 Aislamiento de la Línea

En el dimensionamiento de la línea se ha considerado como factores relevantes la altitud y los niveles de sobretensiones a frecuencia industrial y al impulso.

El dimensionamiento de la línea para las estructuras tipos S, A, BA1 y BA2 estará constituida por aisladores Estándar con acoplamiento bola - casquillo.

En el caso de las estructuras compactas tipo CS, se utilizará aisladores tipo LINE POST.

### 3.6.3.6 Cimentación de las Estructuras

Serán de concreto y de tipo monobloque con base de sección cuadrada, según el tipo de estructura y el tipo de suelo correspondiente.

En el caso de las Estructuras tipo S, A y BA1, los postes se anclarán por medio de pernos a una fundación de concreto según se indica en los planos de detalle.

Para las estructuras CS y BA2, los postes se empotrarán a una fundación de concreto de acuerdo a la profundidad especificada en los planos.

### **3.6.3.7 Accesorios de la Línea**

Los conductores tendrán como accesorios los manguitos de empalme, manguitos de reparación y amortiguadores contra vibración tipo "Stockbridge".

El cable de guarda tendrá como accesorios las grapas de suspensión, grapas de anclaje y los manguitos de empalme.

Las cadenas de aisladores tipo suspensión estarán compuestas de los siguientes accesorios: grillete recto, anillo bola, casquillo ojo, varillas de armar, grapas de suspensión.

Las grapas de anclaje estarán compuestas por : grillete recto, anillo bola, casquillo ojo y la grapa de anclaje.

Los aisladores Line Post incluirán su grapa de anclaje y su varilla de armar.

Las puestas a tierra estarán constituidas por una varilla de copperweld y conductor de cobre de 25 mm<sup>2</sup> de longitud variable de acuerdo al valor de la resistividad del terreno.

### **3.6.4 CRONOGRAMAS**

Los cronogramas de ejecución del proyecto de la línea y la subestación se presentan a continuación. Para la línea se ha previsto 12 meses y para la subestación 15 meses.

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA – PAUCARPATA 33 kV, Y SE PAUCARPATA 33 / kV**  
**CRONOGRAMA DE EJECUCION DE OBRAS**  
**LT: SOCABAYA-PAUCARPATA, 33 kV**

		M E S E S											
	DESCRIPCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.0	SUMINISTROS												
1.1	Estructuras	■	■	■									
1.2	Conductores y Accesorios	■	■	■	■	■							
1.3	Aisladores y Accesorios	■	■	■	■	■							
1.4	Ferreteria, Retenidas y Puesta a Tierra	■	■	■	■								
2.0	TRANSPORTE				■	■	■	■					
3.0	MONTAJE												
3.1	Replanteo		■	■	■	■							
3.2	Excavaciones y Fundaciones			■	■	■	■	■					
3.3	Estructuras					■	■	■	■	■			
3.4	Aisladores y Accesorios							■	■	■	■		
3.5	Conductores								■	■	■	■	
3.6	Retenidas y Puesta a Tierra									■	■	■	■
4.0	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO											■	■

**SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR-OESTE S.A. SEAL**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA - PAUCARPATA 33 kV, Y SE PAUCARPATA 33 / kV**

**CRONOGRAMA DE EJECUCION DE OBRAS**

**SE PAUCARPATA 33/10 kV**

**M E S E S**

DESCRIPCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>1.0 SUMINISTROS</b>															
1.1 Equipo de 33 kV	█	█	█	█	█	█									
1.2 Equipo de 12 kV	█	█	█	█	█	█									
1.3 Tableros de Control	█	█	█	█	█	█	█	█							
1.4 Servicios Auxiliares: 60 Hz y CC	█	█	█	█	█	█	█	█							
1.5 Cables de Control			█	█	█	█	█								
1.6 Sistema de Luz y Fuerza				█	█	█	█	█							
1.7 Equipo Contra Incendio				█	█	█	█								
<b>2.0 TRANSPORTE</b>						█	█	█	█	█	█	█			
<b>3.0 MONTAJE</b>															
3.1 Obras Civiles	█	█	█	█	█	█	█	█							
3.1 Equipo Eléctrico						█	█	█	█	█	█	█	█	█	
<b>4.0 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>													█	█	█

## 4.0 DEMANDA ELECTRICA

### 4.1 AREA A SER ATENDIDA (Area de Influencia)

En el esquema 4.1 se muestra la ciudad de Arequipa con la ubicación de las subestaciones que conforma el sistema actual de transmisión- anillo de 33 kV - Las subestaciones que atienden la demanda de la ciudad con redes de distribución primaria en 5.25 ó 10.5 kV son: Chilina, Parque Industrial y Jesús que conforman el anillo de 33 kV enlazados con la S.E. Socabaya; y las Subestaciones San Lázaro y Sucre que están conectados radialmente desde la S.E. Chilina. La S.E. Socabaya no atiende ninguna demanda con redes de distribución primaria (Ver capítulo 3).

Existe un área del distrito de Paurcapata que es servido con redes de distribución primaria (que se cruzan) desde las SS.EE. Jesús, Parque Industrial y Sucre. Esta zona comprende principalmente todas las urbanizaciones ubicadas de la parte media al oeste del distrito, y otros (de otros distritos) que bordean los límites occidentales del distrito. Esta zona según se demuestran en el PDE de Arequipa deberá ser servida por la S.E. Paucarpata.

También hay cargas tan alejadas como Tiabaya, Cerro Verde (AA.HH), Hunter, Paisajista, Socabaya, Characato y otros pueblos ubicados al sur de la ciudad, que deberían ser atendidos desde la S.E. Socabaya pero que, pese a la distancia que las separan de sus puntos de alimentación, son servidos desde la SS.EE Parque Industrial a Sucre.

#### 4.1.1 Estimación de la Ubicación de la Subestación

Con la finalidad de estimar lo más acertadamente la ubicación de la S.E. Paurcapata se ha establecido dos aproximaciones. Ver Plano 4.1.

##### a) Primera Aproximación

- Se establece que la S.E. Socabaya debe participar en la cobertura de la demanda, tal como se propone en el estudio del Plan de Desarrollo Eléctrico, para lo cual sería necesario que se instalen salidas en 10 kV las que alimentarán a redes de distribución primaria, atendiendo la demanda de su área de influencia.
- Tomando como base la ubicación de estas cuatro subestaciones (Parque Industrial, Jesús, Socabaya y Sucre) se establece la figura geométrica de esta área que representa aproximadamente a un trapecio.

- El centro de gravedad de esta figura geométrica (trapecio) está ubicado aproximadamente en la urbanización "La Encalada", orientada hacia la urbanización Monterrey, en una área no muy densa eléctricamente pero más o menos centrada o equidistante de las grandes demandas.

b) Segunda Aproximación

Debería estimarse la carga eléctrica de la zona y determinar el centro de gravedad eléctrica del área de acuerdo a la demanda. Esta situación se hace bastante difícil debido a que no se cuenta en un padrón de usuarios de la zona con identificación clara de ubicación de los grandes consumidores. En principio se puede asumir con un mínimo error que la demanda eléctrica por área es más o menos uniforme.

Sin embargo existen un número de usuarios con demandas mayores a las normales domésticas ubicadas a lo largo de las avenidas Lambramani y Pizarro, Porongoche y pequeñas industrias ubicadas en las Avenidas Jesús, y Kennedy que forzarían a un desplazamiento de la primera tentativa de ubicación (por centro de gravedad geométrica) hacia estas zonas. Sin embargo se presentan otros problemas tales como que la subestación se ubicaría en plena zona urbana que haría muy difícil el acceso de las líneas.

#### 4.1.2 Estimación del Area de Influencia

En el plano No. 4.1 se ubican las subestaciones Jesús, Parque Industrial, Sucre y Socabaya y también la S.E. Paurcapata propuesta en el centro de gravedad de la figura:

Para estimar el área de influencia de la S.E. Paurcapata esta se le ubica donde resulta de la primera aproximación dentro del polígono formado por las SS:EE. Sucre-Parque Industrial, Socabaya y Jesús y se establece a las áreas dentro de este polígono que están más cerca físicamente a la S.E. Paurcapata que a las subestaciones que la circunda. Teóricamente la figura resultante es el área de influencia de la S.E. Paurcapata.

Un parámetro a ser tomado en cuenta en la estimación del área es la delimitación política del distrito y las características geográficas de la zona. Conjugando estas dos propuestas se arriba a lo siguiente:

- En principio sería conveniente que por el Sur este, el alcance de la subestación no sobrepase la quebrada del río Sabandia para evitar el cruce de líneas sobre la quebrada.
- Las urbanizaciones ubicadas al sur, en la margen derecha del río Socabaya: La Campiña, La Palizada, Los Cristales, Campo Ferial y Lara a pesar de estar dentro del área de la S.E. Socabaya, por razones geográficas sería conveniente que estén dentro del ámbito de influencia de la S.E. Paurcapata; también para evitar el cruce de líneas de distribución por la quebrada desde la S.E. Socabaya.
- Por el lado Oeste la avenida la Pampilla debería ser el límite, pero podría incluirse a las urbanizaciones San Martín y 24 de Junio.

- Por el lado Norte el límite político del distrito no debería sobrepasarse.

### 4.1.3 UBICACION DE LA SUBESTACION

Considerando lo expuesto en los acápite anteriores (4.1) se proponen a continuación alternativas de ubicación de la subestación teniendo en cuenta a orientación resultante, la disponibilidad física del terreno así como la posibilidad de llegada de las líneas.

#### Alternativas de Ubicación

- 1) La primera alternativa de ubicación de la Subestación Paurcapata, considerando las posibilidades de acceso de la línea de subtransmisión en 33 kV de Socabaya, están situadas al Oeste de la avenida Lambramani en un área intangible, frente a Porongoche entre Camino Real y La Castro. Esta ubicación situaría a la S.E. Paurcapata aproximadamente a 1 km. al norte del punto propuesto por centro de gravedad geométrico.
- 2) Una segunda alternativa ubica a la subestación en un área vacía situada en el cruce de las avenidas Lambramani Porongoche y Pizarro. La dificultad estriba en el acceso de la línea cuyos últimos 300 m deberían ser por cable enterrado debido a que sería necesario cruzar la urbanización La Castro, elevando considerablemente los costos.
- 3) Una tercera posibilidad se ubica en la avenida Colón frente al P.J. Mi Perú. Esta cuenta con los espacios a ambos lados de la torrentera. El problema principal es el acceso de la línea que tiene un recorrido a lo largo de la torrentera.
- 4) Una cuarta opción estaría ubicada el cruce de la torrentera de Mi Perú y de la Av. Dolores, frente a Santa Clara. Aquí también, el problema es que el área urbanizada impide tal ubicación.

La ubicación final a elegir dependerá de la disponibilidad del área necesaria en una de estas zonas y del costo del curso de las líneas.

En principio la alternativa más conveniente es la número 1.

## 4.2 EVALUACION DE LA DEMANDA

### 4.2.1 Proyecciones Consideradas

#### 4.2.1.1 Plan de Desarrollo Eléctrico

Los resultados de las proyecciones de la demanda de potencia y energía del Estudio del Plan de Desarrollo Eléctrico para la ciudad de Arequipa se muestra en el cuadro 4.1, 4.2 y en el gráfico 4.1

Estos resultados han tomado en cuenta los análisis de las series históricas, habiéndose proyectado tres posibilidades de crecimiento.

- Demanda Alta

El crecimiento de los consumos domésticos e industrial asume las hipótesis que deberían mantenerse las tasas del crecimiento histórico (del período 80-90) del 8% y 4.8% respectivamente.

De igual forma la distribución global de energía tendría una tasa de crecimiento del orden del 6.08% anual, hasta el año 2,000.

- Demanda Media

La hipótesis ha asumido que el crecimiento de los consumos doméstico e industrial sería el calculado para el período 1978-1990 cuyas tasas de crecimiento fueron 7.5% y 2.95% respectivamente.

La tasa global de crecimiento estimada sería del orden del 5.22% anual, hasta el año 2,000.

- Demanda Baja

Esta hipótesis ha estimado que el consumo doméstico tuviera una tasa de crecimiento del orden del 6.5% anual (por reducción del consumo por abonado), a la vez que la tasa de crecimiento del consumo industrial fuera del orden del 2% anualmente.

Hasta el año 2,000, la tasa de crecimiento global sería del orden del 4.03%.

- Proyección al año 1995

La tasa de crecimiento asumida era uniforme para todas las subestaciones e igual a la tasa de crecimiento de la demanda total de Arequipa 4.6%.

Reasignación (redistribución) de cargas a las subestaciones al establecerse la entrada en operación de la S.E. Paurcapata.

- Proyección al año 2,000

Se establecieron tasas de crecimiento distintas para las subestaciones según sus áreas de servicio.

Sucre	2.5%
San Lázaro	2.5%
Socabaya	6.5%
Paucarpata	5.0%
Parque Industrial	7.0%
Río Seco	7.5%

- Factor de Potencia

Consumo doméstico	0.85
Consumo industrial	0.95



#### 4.2.1.2 Plan Maestro de Electricidad 1991

El Plan Maestro de Electricidad del año 1991 prevé tasas de crecimiento global del país de:

3.4% en energía y 3.4% en potencia para el período 1991-1995  
4.3% en energía y 4.8% en potencia para el período 1996-2000

Para la región Sur Oeste (Arequipa - SEAL) la tasa de crecimiento prevista es de acuerdo al cuadro siguiente:

Año	MW	Gwh
1991	119	520
1992	123	539
1993	132	575
1994	136	590
1995	140	664
1996	150	662
1997	155	682
1998	160	701
1999	165	722
2000	178	786

Lo que da por resultado las siguientes tasa de crecimiento:

3.8% en energía y 4.1% en potencia para el período 1991-1995  
5.4% en energía y 4.9% en potencia para el período 1995-2000

#### 4.2.1.3 Análisis de la Demanda 1989-1991

En el Análisis de la Demanda 1989-1991, que verifica los resultados de las proyecciones del Plan de Desarrollo Eléctrico, las conclusiones nos indican que a partir de 1990 se produce un aumento desproporcionado de las pérdidas que podrían deberse al aumento de las pérdidas ya que no corresponden al efecto combinado de una caída significativa en las ventas industriales y al crecimiento moderado de menos del 5% en el sector doméstico. Debido a estos factores la demanda del Sistema de Arequipa para este período se mostró 2% por debajo de las proyecciones esperadas.

#### 4.2.1.4 Proyección de la Demanda Asumida

Para elaborar la proyección de la demanda correspondiente a la S.E. Paurcapata se han adoptado valores asumiendo las distintas tasas de crecimiento.

Para el período 1991-1995 se estima que la demanda de potencia crecerá a la tasa de 4.0% en vez de 4.6%, considerando que ésta en el PME es muy semejante la hipótesis de demanda baja del Plan de Desarrollo Eléctrico 4.03% y se acerca a la realidad, sobre todo tomando en cuenta los resultados del Análisis de la Demanda de Arequipa 1989-1991 en el que la tasa de crecimiento descendió.

Para el período que cuenta a partir del año 1995 hasta el año 2,005 se adopta la tasa de crecimiento propuesta en el Estudio del Plan de Desarrollo Eléctrico la que, específicamente para la S.E. Paurcapata, será 5% anual.

En la siguiente tabla se muestran las proyecciones comparativas a partir del año 1995 al 2,005 considerando que del período 91-95 se aplicaron diferentes tasas de crecimiento (4.0% en nuestra propuesta y 4.6% para el Plan de Desarrollo Eléctrico). Sin embargo a partir de 1995 se aplicó una tasa de crecimiento igual al 5% anual para la carga asignada a Paurcapata.

	kW		kW
1991	9,394	(4%)	9,394 (4.6%)
1995	10,950	(5%)	11,207 (5%)
1996	11,500		11,767
1997	12,075		12,355
1998	12,678		12,973
1999	13,310		13,620
2000	13,975		14,303
2005	17,836		18,254

### 4.3 ASIGNACION DE CARGAS

Para la asignación de cargas se asume la propuesta del Plan de Desarrollo Eléctrico donde se verificó e identificó la procedencia del número de circuitos que atienden el suministro eléctrico a esta área; evaluándose también la carga por circuito que sería asignada a esta subestación.

#### 4.3.1 Asignación a la S.E. Paurcapata

Para el año 1995 las cargas asignadas a la nueva S.E. Paucarpata son las siguientes:

Nombre del Circuito	Asignación %	Procedencia Subestación	Carga kW
Lanificio	(10 kV) 50	Parque Industrial	2,950
103	(10 kV) 50	Sucre	1,450
Israel	(10 kV) 50	Jesús	2,450
Venezuela	(10 kV) 50	Parque Industrial	2,550
Ciudad Blanca	(10 kV) 50	Jesús	<u>1,550</u>
		Total	10,950

El factor de potencia esperada para ésta área (S.E. Paucarpata) es 0.9 y las expectativas de la máxima demanda (coincidente) para 1995 serán:

10,950 kW  
12,166 kVA

### 4.3.2 Asignación a la S.E. Socabaya (en 10 kV)

Con fines orientativos, también de acuerdo a las recomendaciones del Plan de Desarrollo Eléctrico de la Región, la S.E. Socabaya deberá asumir y cubrir la demanda de potencia en su área de influencia.

Nombre del Circuito	Asignación %	Procedencia	Carga	
			kW 1991	kW 1995
103 (10 kV)	50	S.E. Sucre	1,271	1,594
Lara (10 kV)	60	S.E. Parque Industrial	1,345	1,689
107 (10 kV)	25	S.E. Sucre	<u>420</u>	<u>527</u>
			3,036	3,810

Estas cargas deberán satisfacer, en principio la demanda de: Characato, Horacio Zevallos, Socabaya, Sabandia, La Campiña, Paisajista y todas aquellos comprendidos dentro de estos límites.

CUADRO No 4.1

PROYECCION AREQUIPA SISTEMA

ENERGIA (GWH)

	AREQUIPA										PERDIDAS ANTES DE DISTRIB.	TOTAL AREQUIPA SISTEMA
	ENERGIA	PERDIDAS	ENERGIA	C.VERDE	C.VERDE	RIO	CEMENTO	BASE	BASE	SUB-TOTAL		
	VENTAS	DISTRIB.	DISTRIB.	OXIDOS	SULFUR	SECO	YURA	VITOR	LA JOYA			
1991	264.6	47.6	312.2	115.0	0.0	0.0	38.9	0.0	0.0	466.1	46.6	512.7
1992	278.8	50.2	329.0	115.0	0.0	0.0	45.6	0.0	0.0	489.6	49.0	538.6
1993	293.8	52.9	346.7	115.0	0.0	5.9	63.5	0.0	0.0	531.1	53.1	584.2
1994	309.6	55.7	365.3	115.0	0.0	7.7	63.5	4.7	14.2	570.4	57.0	627.4
1995	326.3	55.5	381.8	115.0	0.0	9.7	63.5	4.7	14.2	588.9	58.9	647.8
1996	343.9	44.7	388.6	0.0	150.0	11.0	63.5	7.1	16.6	636.8	63.7	700.5
1997	362.4	47.1	409.5	0.0	150.0	12.4	63.5	7.1	16.6	659.1	65.9	725.0
1998	381.9	45.8	427.7	0.0	150.0	13.8	63.5	7.1	16.6	678.7	67.9	746.6
1999	402.4	48.3	450.7	0.0	150.0	15.3	63.5	7.1	16.6	703.2	70.3	773.5
2000	424.1	46.7	470.8	0.0	150.0	16.9	106.0	7.1	16.6	767.4	76.7	844.1
2001	446.9	49.2	496.1	0.0	150.0	17.4	106.0	7.1	16.6	793.2	79.3	872.5
2002	471.0	51.8	522.8	0.0	150.0	17.9	106.0	7.1	16.6	820.4	82.0	902.4
2003	496.3	54.6	550.9	0.0	150.0	18.4	106.0	7.1	16.6	849.0	84.9	933.9
2004	523.0	57.5	580.5	0.0	150.0	18.8	106.0	7.1	16.6	879.0	87.9	966.9
2005	551.2	60.6	611.8	0.0	150.0	19.4	106.0	7.1	16.6	910.9	91.1	1,002.0
	<b>MAXIMA DEMANDA (MW)</b>											(*)
1991			79.2	15.0	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0		19.0	114.4
1992			91.6	15.0	0.0	0.0	13.0	0.0	0.0		19.3	117.7
1993			84.2	15.0	0.0	3.0	14.5	0.0	0.0		20.2	123.9
1994			86.9	15.0	0.0	3.8	14.5	0.6	1.8		21.7	131.0
1995			90.8	15.0	0.0	4.6	14.5	0.6	1.8		22.4	136.1
1996			92.4	0.0	20.0	5.1	14.5	0.9	2.1		24.2	143.4
1997			97.4	0.0	20.0	5.5	14.5	0.9	2.1		25.1	143.5
1998			101.7	0.0	20.0	6.0	14.5	0.9	2.1		25.8	154.8
1999			107.2	0.0	20.0	6.4	14.5	0.9	2.1		26.8	161.5
2000			112.0	0.0	20.0	6.9	22.0	0.9	2.1		29.2	173.5
2001			118.0	0.0	20.0	6.9	22.0	0.9	2.1		30.2	180.5
2002			124.3	0.0	20.0	6.9	22.0	0.9	2.1		31.2	187.8
2003			131.0	0.0	20.0	6.9	22.0	0.9	2.1		32.3	195.6
2004			138.1	0.0	20.0	6.9	22.0	0.9	2.1		33.4	203.8
2005			145.5	0.0	20.0	6.9	22.0	0.9	2.1		34.7	212.5

(\*) Máxima Demanda Coincidente

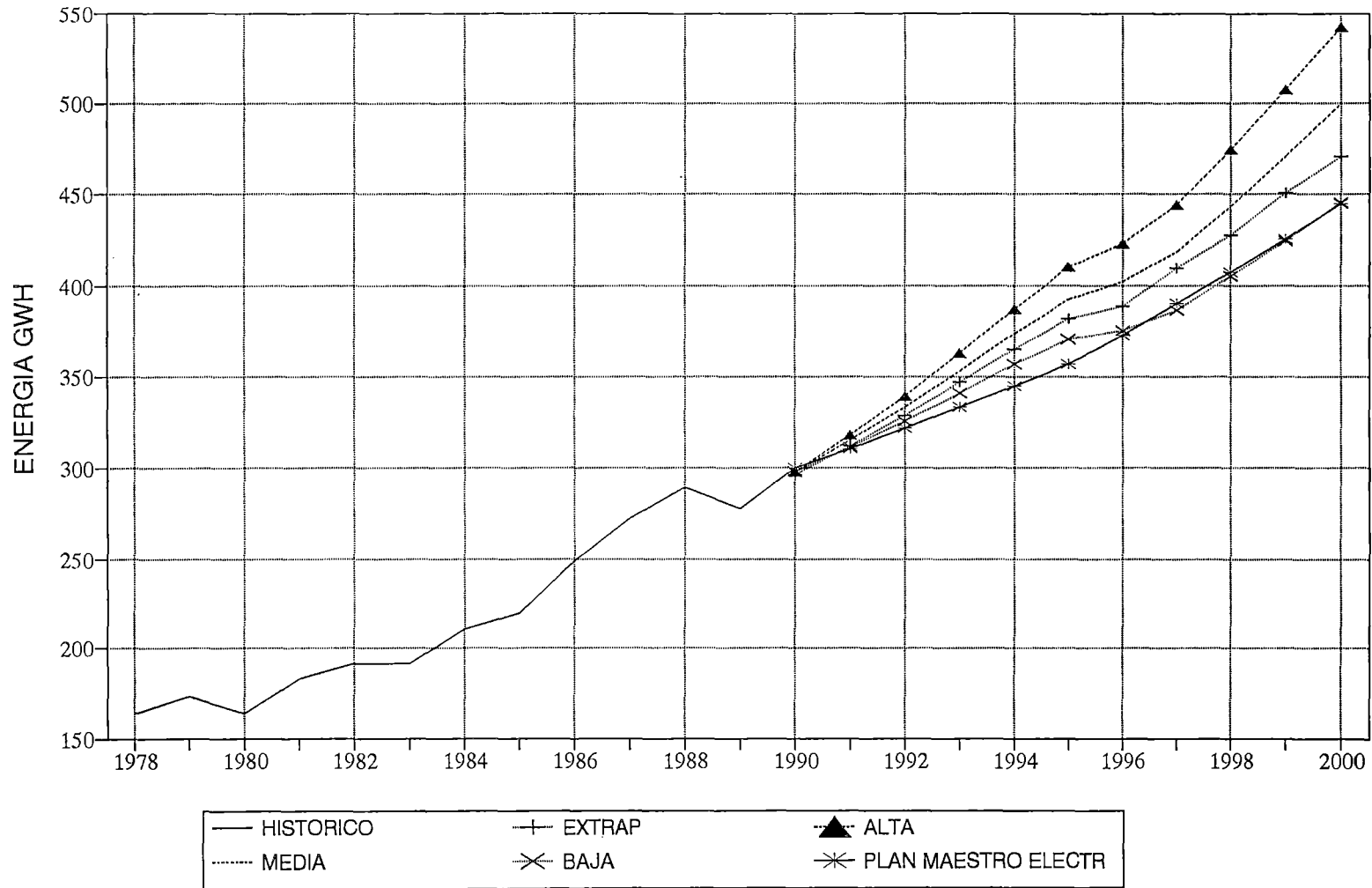
CUADRO No 4.2

PROYECCION DE DEMANDAS - AREQUIPA

ENERGIA TOTAL DISTRIBUIDA

AÑO	DEMANDA HISTORICA TOT.DISTR. (Gwh)	PROYEC. EXTRAP. HISTOR. (Gwh)	PROYECCION POR SECTORES			PROYEC. ELP (Gwh)
			PROY. ALTA (Gwh)	PROY. MEDIA (Gwh)	PROY. BAJA (Gwh)	
1978	163.10					
1979	173.20					
1980	163.10					
1981	182.80					
1982	191.20					
1983	191.10					
1984	210.60					
1985	219.80					
1986	249.10					
1987	272.30					
1988	289.50					
1989	277.80					
1990	300.40	296.23	297.99	297.99	297.99	300.40
1991		312.20	318.02	315.10	311.40	310.91
1992		328.98	339.46	333.35	325.59	321.80
1993		346.70	362.43	352.82	340.62	333.06
1994		365.36	387.03	373.59	356.52	344.72
1995		381.75	409.89	392.41	370.21	356.78
1996		388.55	422.93	401.66	374.64	372.84
1997		409.46	443.92	418.34	385.80	389.61
1998		427.68	474.46	443.74	404.66	407.15
1999		450.70	507.19	470.89	424.64	425.47
2000		470.72	542.29	499.90	445.83	444.61

GRAFICO No 4.1  
PROYECCION DE ENERGIA DISTRIBUIDA  
CIUDAD DE AREQUIPA



CUADRO No 4.3

**PROYECCION DE LA DEMANDA  
POR SUBESTACIONES  
1995-2010**

AÑO	Chilina		Jesús		Parque Industrial		San Lázaro		Socabaya		Sucre Nueva	
	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA
1995	12384	13760	11581	12868	23451	27589	14637	16263	3810	4233	4994	5549
1996	12941	14379	12102	13447	24624	28969	15003	16670	4001	4445	5119	5688
1997	13524	15026	12647	14052	25855	30417	15378	17087	4201	4667	5247	5830
1998	14132	15702	13216	14684	27147	31938	15762	17514	4411	4901	5378	5976
1999	14768	16409	13811	15345	28505	33535	16157	17952	4631	5146	5512	6125
2000	15433	17147	14432	16036	29930	35212	16560	18400	4863	5403	5650	6278
2001	16127	17919	15081	16757	31427	36972	16974	18860	5106	5673	5792	6435
2002	16853	18725	15760	17511	32998	38821	17399	19332	5361	5957	5936	6596
2003	17611	19568	16469	18299	34648	40762	17834	19815	5629	6255	6085	6761
2004	18404	20449	17210	19123	36380	42800	18280	20311	5911	6567	6237	6930
2005	19232	21369	17985	19983	38199	44940	18737	20818	6206	6896	6393	7103
2010	23967	26629	22413	24903	48753	57356	21199	23554	7921	8801	7233	8036

El factor de potencia considerado es  $fp= 0.9$  para todas las subestaciones. Para Pq. Ind. el  $fp= 0.85$

La tasa de crecimiento aplicada es:

Chilina y Jesús	4.5 %
Socabaya y Pq. Ind.	5.0 %
S. Lázaro y Sucre Nueva	2.5 %

## 5.0 ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO

### 5.1 OBJETIVO

El objetivo del presente capítulo es evaluar el comportamiento de las alternativas de líneas en 33 kV para el suministro eléctrico de la zona de Paurcapata de la Ciudad de Arequipa, para diferentes niveles de carga y condiciones de operación normal o contingencia, con la finalidad de establecer el marco de funcionamiento de la línea de transmisión bajo el criterio de la confiabilidad y seguridad de suministro.

Los análisis efectuados se enmarcaran dentro del Sistema de Transmisión en anillo a 33 kV, y comprenden dos niveles de evaluación:

- a) Estudios de Flujo de potencia, con la finalidad de establecer el comportamiento del sistema para diferentes condiciones de demanda y generación y su desempeño ante eventuales fallas, determinándose los niveles de tensión, flujos de potencia en líneas y transformadores.
- b) Cálculo de cortocircuito efectuado para el año 2,000, que nos permite definir el equipo de protección, dimensionamiento de la red de puesta a tierra, calculándose las corrientes y potencias de cortocircuito para fallas trifásicas, monofásicas y bifásicas a tierra.

### 5.2 BASES Y PREMISAS

Para los análisis del sistema, se ha tomado como documento base. El Plan de Desarrollo Eléctrico (PDE) 1991-2000 del Sistema Eléctrico Región Arequipa. De este documento se ha obtenido la siguiente información básica:

- La máxima demanda de potencia para los años 1995 y 2000.
- La oferta efectiva de las Centrales Eléctricas existentes.
- El plan de Expansión del Sistema de Transmisión en 33 kV.

Con respecto a la oferta disponible, se asume que SEAL en el corto plazo (1991-1995) realizará las acciones para incrementar la oferta de energía y potencia de las centrales existentes en el Sistema Arequipa previstos en el PDE.



Dentro del Plan de Expansión del sistema de transmisión en 33 kV establecida en el PDEA, se han previsto las siguientes acciones:

#### Año 1995

- Construir una línea de transmisión en 33 kV (7 km) hacia la zona de Paurcapata, instalando una terna como primera etapa.
- Operar en paralelo las líneas L131 y L132 Chilina-Parque Industrial.
- Operar en paralelo los circuitos del Tramo Chilina - San Lázaro (Líneas L500 y L600) y de las barras correspondientes a esta S.E.
- Construcción de una Línea Subterránea en 33 kV que conectaría la S.E. San Lázaro y la S.E. Sucre (aprox. 1,100 m).
- En la S.E. Jesús ya se retiró la unidad de 6MVA sustituyéndola por otra de 10 MVA; haciendo un total de 2 x 10 MVA. Sin embargo los transformadores tienen diferentes características en tensión de cortocircuito y relación de transformación, que los hace incompatibles para la operación en paralelo.
- En la S.E. San Lázaro, se instalaría una tercera unidad de 6 MVA retirada de la S.E. Jesús. La potencia total de esta S.E. sería de  $3 \times 6 \text{ MVA} = 18 \text{ MVA}$ , con ventilación forzada la capacidad de esta subestación podrá aumentar hasta 21.6 MVA como mínimo.
- En la S.E. Parque Industrial, se retiraría el transformador de 6 MVA y se instalaría la Ventilación forzada de los transformadores existentes, haciendo un total de 23 MVA.
- En la S.E. Socabaya, debería instalarse el transformador de 6 MVA retirado del Parque Industrial.
- Construir una nueva subestación en Río Seco con un Transformador de tres devanados 138/33/10 kV, y 40/20/20 MVA.
- El suministro a Yura se realizará desde la S.E. Río Seco, el cual es mejor que desde Chilina 60 Hz al reducirse la longitud de la línea.

#### Año 2,000

- Instalar el segundo circuito de la Línea en 33 kV a Paurcapata.
- En la S.E. Parque Industrial, se ubicará un nuevo transformador de 20 MVA.
- En la S.E. Paurcapata, se ubicará un nuevo transformador en principio de 10 MVA.

### **5.3 ALTERNATIVAS DE ALIMENTACION A PAURCAPATA**

Se han seleccionado dentro de las diversas posibilidades técnicas, tres (03) alternativas de alimentación que son las más representativas y se muestran en el Plano 5.1, estas son:

#### **5.3.1 Alternativa 1: Alimentación desde la S.E. Socabaya**

Esta alternativa considera la alimentación a Paurcapata desde Socabaya, mediante una línea en 33 kV, de 7 Km de longitud aproximadamente. La ruta de esta línea atravesaría los poblados de la campiña II, Simón Bolívar, la Avenida Perú, se ubicaría a un costado de la Av. Dolores, desviándose a la derecha hasta encontrar a la futura S.E. Paurcapata cerca a la Av. Lambramani.

#### **5.3.2 Alternativa 2: Alimentación desde la S.E. Jesús**

Esta alternativa considera la alimentación a la S.E. Paurcapata desde la S.E. Jesús, mediante una línea en 33 kV, de 6.6 km de longitud. El trazo preliminar de esta línea seguiría una ruta cerca a los poblados de Israel, Alto Jesús, y Campo de Marte para luego alcanzar las Avenidas Pizarro y Lambramani hasta llegar finalmente a la S.E. Paurcapata a ubicarse cerca de la zona de Camino Real. Parte del trazo sería a lo largo de zona urbana.

#### **5.3.3 Alternativa 3: Alimentación desde la S.E. Parque Industrial**

Esta alternativa considera la alimentación a la S.E. Paurcapata desde la S.E. Parque Industrial en 33 kV, de 5 km de longitud aproximadamente. El trazo de esta línea se realizaría básicamente por la Av. Andrés Avelino Caceres para luego girar a la izquierda encontrando a la Av. Dolores siguiendo una ruta paralela a dicha avenida.

Finalmente la línea giraría a la derecha atravesando el futuro parque de Forestaciones de Paurcapata hasta encontrar la futura S.E. Paurcapata, a ubicarse próxima a la Av. Lambramani. En este caso todo el trazo se desarrolla a lo largo de zona urbana.

### **5.4 ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA**

Los análisis del sistema de potencia se ha efectuado bajo el criterio de evaluar el comportamiento del Sistema Eléctrico integral de Arequipa, poniendo énfasis en el anillo en 33 kV, con la finalidad de establecer los márgenes de regulación de tensión en las barras de las SS.EE. Paurcapata, Jesús, Parque Industrial, San Lázaro y Sucre en 33 kV y 10 kV.

Los parámetros eléctricos de las líneas, transformadores y generadores son los obtenidos de datos y de las mediciones efectuadas en el Estudio de Protección del Sistema Eléctrico de Arequipa, Análisis de Operación y Protección.

Se han estudiado casos de flujo de potencia, solamente para las condiciones de máxima demanda: años 1995 y 2000. Las corridas de flujo de potencia se han efectuado utilizando el programa de cálculo de flujo de carga denominado PCLF.

#### **5.4.1 Análisis de Resultados**

### 5.4.1.1 Alternativa 1: Socabaya - Paurcapata

Los flujos de potencia a través de las líneas y transformadores y los niveles de tensión en barras se muestran en las láminas No. 5-01 y 5-02.

De los resultados obtenidos se puede observar lo siguiente:

#### Año 1995

- Se obtiene una condición operativa satisfactoria (tensión y flujo de líneas dentro de los rangos operativos aceptables).
- Los transformadores de la S.E. Parque Industrial se encuentran trabajando en el límite de su capacidad (23 MVA-ONAF).
- Los transformadores de la S.E. San Lázaro se encuentra trabajando en el límite de su capacidad nominal (6 MVA).
- La Línea de Transmisión Socabaya-Paurcapata en 33 kV, se encuentra trabajando cerca de su límite de capacidad nominal (14 MVA).

#### Año 2000

- Se obtienen condiciones operativas satisfactorias
- Los transformadores 33/10 kV en Socabaya y San Lázaro están trabajando en el límite de su potencia nominal, es decir en 6MVA cada uno de ellos, bajo condiciones normales de operación (ONAN).
- El ajuste de los taps a 0.95 pu en la S.E. Río Seco, contribuye a que se transmita un mayor flujo por la línea Chilina-Parque Industrial 60 Hz (7.15 MVA/Terna), aliviando de esta manera a la línea Socabaya - Parque Industrial 33 kV, la cual transporta un flujo de 10.8 MVA/Terna.
- Al entrar en servicio la segunda terna de la Línea de Transmisión Socabaya - Paurcapata 33 kV, cada toma transportaría un flujo de 7.94 MVA, que equivale al 66% de su capacidad nominal.

#### Análisis en Contingencia

Considerando que la carga más importante del anillo en 33 kV está conectada a la S.E. Parque Industrial se ha simulado como caso crítico, la salida de 1 terna de la L.T. Socabaya-Parque Industrial en 33 kV, y de los resultados obtenidos podemos comentar lo siguiente:

- En el año 1995, las condiciones operativas son satisfactorias, advirtiendo que el flujo por la terna restante de la L.T. Socabaya - Parque Industrial es de 13 MVA, encontrándose en el límite de su capacidad normal. En estas condiciones, los taps del transformador de Río Seco se han fijado en 0.925 p.u. (posición: 6 x 1.25%).
- En el año 2000, el flujo de potencia por la terna restante de la L.T. Socabaya -

Parque Industrial es de 16 MVA, operando en el límite de emergencia. Los resultados se muestran en la Lámina N° 5-03.

#### 5.4.1.2 Alternativa 2: Jesús - Paurcapata

Los resultados de flujos y tensiones se muestran en las láminas No. 5-04 y 5-05.

De los resultados obtenidos se infieren los siguientes comentarios:

##### Año 1995

- En este año se obtienen condiciones operativas satisfactorias.
- El flujo de potencia por la L.T. Socabaya - Jesús 33 kV es de 10 MVA, encontrándose dentro del límite de su capacidad nominal de la línea.
- Los transformadores de la S.E. Parque Industrial y Paurcapata se encuentran trabajando en el límite de su capacidad (13 MVA-ONAF).
- El flujo de potencia de la L.T. Jesús-Paurcapata es de 13 MVA, encontrándose dentro del límite de su capacidad nominal.

##### Año 2000

- Se obtienen condiciones operativas satisfactorias
- Los transformadores de potencia 33/10 kV en Socabaya y San Lázaro están trabajando con un flujo de 6 MVA cada uno, que representa el límite de su capacidad nominal.
- La L.T. Socabaya - Jesús 33 kV, transporta un flujo de 12 MVA que corresponde al límite de su capacidad nominal.
- En este caso, los taps del transformador en Río Seco se han ajustado a 0.913 pu (posición: -7 x 1.25%), contribuyendo en un mayor flujo por las líneas Chilina - Parque Industrial y Chilina - Jesús a 33 kV.

##### Análisis en Contingencia (Año 2000)

En este caso se ha supuesto la eventual salida de un circuito de la Línea de Transmisión Socabaya-Jesús 33 kV.

Los resultados del flujo de potencia para este caso indican que la terna restante estaría sobrecargada transportando un flujo de 17 MVA , estando operando por encima de su capacidad nominal.

Por otro lado, la tensión en Paurcapata disminuirían a 0.945 pu (barra 33 kV) y 0.95 pu (barra 10 kV). Los resultados se muestran en la Lámina N° 5-06.

### 5.4.1.3 Alternativa 3: Parque Industrial - Paucapata

Los resultados de los flujos y tensiones se muestran en las Láminas N° 5-07 y 5-08.

#### Año 1995

- En este año se obtienen condiciones operativas satisfactorias.
- El flujo de potencia por la L.T. Socabaya-Parque Industrial sería de 13 MVA, encontrándose en el límite de su capacidad nominal.
- Los Taps del Transformador en Río Seco se han ajustado en 0.925 p.u. (-6 x 1.25%) originando una mayor contribución en flujos por la L.T. Chilina-Parque Industrial 33 kV (7.8 MVA/Terna).
- Como lo mencionado en las alternativas anteriores, los transformadores de San Lázaro y Paucapata se encuentran trabajando en el límite de su capacidad normal.

#### Año 2000

- En este año se obtienen condiciones operativas satisfactorias en niveles de tensión y flujos de potencia a excepción de la L.T. Socabaya-Parque Industrial 33 kV, que se encuentra sobrecargada, debido a que cada terna transportaría un flujo de 15 MVA, valor que supera el límite en condiciones de emergencia lo cual no es aceptable si se opera en régimen permanente.

Esta condición crítica se debe a que por esta línea se estaría transportando el mayor flujo de potencia para las cargas más importantes del anillo en 33 kV, que serían las cargas del Parque Industrial y Paucapata.

- En este caso, los taps del transformador de potencia en Río Seco se han ajustado en 0.925 p.u. (posición -6 x 1.25%), dando lugar a que por la L.T. Chilina-Parque Industrial se transporte un flujo de 10.3 MVA por terna.

#### Análisis en Contingencia (Año 2000)

En esta alternativa se ha supuesto la salida de servicio de una terna de la L.T. Socabaya-Parque Industrial y podemos observar lo siguiente:

La terna restante Socabaya-Parque Industrial tendría un flujo de 22 MVA, muy por encima de su capacidad nominal ocasionando una operación prohibitiva.

Las tensiones en Paucapata desmejorarían llegando a niveles de 0.942 p.u. (barra 33 kV) y 0.947 p.u. (barras 10 kV).

## 5.5 COMPARACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS

### 5.5.1 Premisas

- La evaluación económica de las alternativas se ha efectuado en función a las inversiones que origina cada una de ellas.

- Solamente se consideran las inversiones en líneas de transmisión en 33 kV.
- Las inversiones en subestaciones no se consideran puesto que son comunes en todas las alternativas.
- El costo por Pérdidas Joule no se considera, debido a que son líneas cortas y su longitud relativa entre ellas no es significativa.

### 5.5.2 Costo Estimado de una Línea en 33 kV

El costo de una Línea de Transmisión en 33 kV, utilizando un conductor de 250 MCM, incluyendo su cable de guarda se ha estimado en los siguientes valores:

Simple Terna	:	22,000 dólares/km
Doble Terna	:	32,000 dólares/km

En base a estas cifras se ha cuantificado cada una de las alternativas:

1. L.T. Socabaya-Paucarpata 33 kV, DT, 7 km : \$ 224,000
2. L.T. Jesús-Paucarpata 33 kV, DT, 6.5 km : \$ 208,000
3. L.T. Parque Industrial-Paucarpata 33 kV, DT, 5 km. : \$ 160,000

### 5.5.3 Análisis de Resultados

De los costos estimados de cada alternativa, la alternativa 3 es la más económica, ya que su relación porcentual con respecto a la alternativa 1 es del orden del 71% y con respecto a la alternativa 2 representa el 76% de su costo estimado.

Entre las alternativas 1 y 2 su relación porcentual es pequeña debido a que sus longitudes en líneas son casi iguales.

Sin embargo por las características de operación la alternativa No. 3 Parque Industrial - Paucarpata debe ser descartada por razones técnicas. La operación en condiciones normales no es aceptable.

La alternativa No. 2 Jesús-Paucarpata opera en condiciones normales pero la operación en condiciones de emergencia hace que no sea recomendable porque los valores resultantes de tensión y pérdidas que se obtienen no son los permisibles.

En consecuencia, a pesar de no ser la más económica; técnicamente la alternativa No. 1 Socabaya - Paucarpata es la recomendable.

## 5.6 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El cálculo de cortocircuito se ha efectuado para el año 2000 y sólo para la Alternativa 1 (L.T.

Socabaya-Paucarpata 33 kV).

Para el cálculo de cortocircuito se ha utilizado el Programa de Cálculo de Cortocircuito (PCSC), determinándose las potencias y corrientes de cortocircuito para las principales barras del sistema en 33 kV y 10 kV.

En la Tabla N° 5-01 se muestra el resumen de Cortocircuito.

Tabla N° 5-01  
Estudio de Cortocircuito Subtransitorio  
Año 2000

Barra	Tensión Nominal kV	I (CC 3F) KA	N(CC-3F) MVA	I(CC-1F) KA	I(CC-2FT) KA
Socabaya	33	11.6	662.7	4.4	
Socabaya	10	5.7	98.8		
Pque. Industrial	33	9.0	513.7	9.3	9.63
Pque. Industrial	10	13.5	233.8		
Chilina 60	33	14.2	811.1	15.0	15.81
San Lázaro	33	11.6	611.0	9.2	9.20
San Lázaro	10	13.5	234.5		
Sucre	33	9.8	559.1	7.0	
Sucre	10	8.8	152.4		
Jesús	33	8.1	460.1	3.7	
Jesús	10	5.3	92.6		
Paucarpata	33	5.6	319.0	2.6	
Paucarpata	10	9.4	163.6		

## 5.7 CONCLUSIONES DEL ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO

Aún cuando la Alternativa 1 requiere de una mayor inversión para su ejecución en líneas, resulta ser la más ventajosa desde el punto técnico por las siguientes razones:

- La conexión es directa desde la S.E. Socabaya al centro de carga de Paucarpata
- Permite una buena distribución de flujos en todo el sistema en anillo a 33 kV.
- Cualquier contingencia eventual de uno de sus circuitos, el circuito restante podría transportar una potencia de 15 MVA (año 2000) el cual estaría operando dentro de su límite en condiciones de emergencia. Esta contingencia no afectaría a las otras líneas

en 33 kV, como sucedía con las alternativas 2 y 3.

- En vista de que desde el año 1995, la demanda de la S.E. Paucarpata alcanza los 13 MVA se recomienda que se instalen desde el inicio los dos transformadores de potencia de 10 MVA o en su defecto un transformador de 12 MVA (ONAN) y posteriormente el segundo de igual potencia (Ver el capítulo 4).

En el anexo N° 1 se presentan los cálculos y resultados de los análisis de Flujo de Potencia y análisis de Cortocircuito.



## 6.0 SUBESTACION PAURCAPATA

### 6.1 ESTIMADO DE LA CAPACIDAD DE LA SUBESTACION

De los datos de demanda consideramos que como equipamiento inicial, para la primera etapa la capacidad de transformación podría ser de 10 MVA, ONAN con una etapa de refrigeración forzada, con lo que se obtendría hasta 13 MVA, ONAF.

Como segunda etapa que debería entrar a fines del tercer año de la entrada en servicio de la etapa inicial, deberá considerarse en ampliar la capacidad de transformación adicional de un transformador de similar capacidad al de la etapa inicial llegado a una potencia de 20 MVA, ONAN y hasta 26 MVA, ONAF, cubriendo la demanda estimada.

El valor de 10 MVA de capacidad se propone en función a que la capacidad de los transformadores existentes en el sistema 33/10 kV, son seis unidades de 10 MVA cada una, lo que parecería adecuado uno de igual capacidad en la medida que permitiría intercambiabilidad, en casos de emergencia, con los existentes pero no por eso es lo más acertado. Estimamos que dadas las condiciones de demanda un transformador de 12 MVA de capacidad nominal y en condiciones de refrigeración natural (ONAN) permitirá aumentar su capacidad hasta 15 MVA permanentes si se instalan sistemas de ventilación forzada, capacidad que sería la más apropiada y aseguraría una cobertura por lo menos hasta el año 2000; postergando la inversión de instalar el segundo transformador antes de esa fecha, logrando una capacidad final de 30 MVA.

En caso de optar por el transformador de 10 MVA este cubriría la demanda hasta el año 1997 y quizás hasta 1998, con elementos de ventilación forzada.

Por otro lado se podría aprovechar el estudio de la Ampliaciones de Subestaciones que plantea el Plan de Desarrollo Eléctrico 1991-2000 del Sistema Eléctrico Región Arequipa, que implica cambios y remodelaciones, es posible aprovechar transformadores existentes de 10 MVA con las características que más se adecuen a las necesidades de la primera etapa de la S.E. Paurcapata y que serían cambiadas por otros de mayor capacidad cuando se requiera, reduciendo significativamente el monto de la inversión en la construcción de esta subestación.

En el cuadro 6.1 se muestra la relación y características principales de los transformadores que actualmente existen y que deberían ser reemplazados o reubicados.

A continuación se proponen algunas medidas a fin de aprovechar el parque eléctrico existente que serán aplicados en el Estudio de Ampliación de Subestaciones, y que se realacionan con

el presente estudio.

## **6.2 APROVECHAMIENTO DEL PARQUE ELECTRICO**

### **6.2.1 S.E. Jesús**

La subestación cuenta con dos transformadores de 10 MVA que por sus características no deberían operar en paralelo.

Esta situación da lugar a que el transformador con tensión de cortocircuito menor tome mayor carga que la que le corresponde (sobrecarga), mientras que el otro trabaja por debajo de su capacidad nominal. El efecto se agrava al tener distinta relación de transformación

Por lo pronto el transformador con regulación en vacío deberá ser retirado, y en su lugar instalar uno con regulación bajo carga de iguales características al que queda.

En este sentido, el transformador retirado podría instalarse en la S.E. Paurcapata temporalmente hasta ser sustituido cuando sea necesario.

### **6.2.2 S.E. San Lázaro**

Esta subestación tiene capacidad para tres transformadores de 6 MVA y cuenta actualmente con dos. El tercer transformador debe provenir del de la S.E. Jesús de 6 MVA desconectado y que es de las mismas características a los existentes.

Posteriormente y en conjunto, se pueden instalar elementos de ventilación forzada y lograr una capacidad final de  $3 \times 6 \text{ MVA} \times 1.3 \approx 23 \text{ MVA}$ .

Adicionalmente esta subestación, podrá ser mejorada sustancialmente aprovechando el sistema de ductos existentes para ventilación de los transformadores, ubicados en la parte baja de ellos. Esta mejora se logra instalando extractores de aire en la parte alta de la subestación forzando así el tipo de aire que evacuará el calor generado por los transformadores, mejorando la eficiencia de la instalación.

### **6.2.3 Chilina**

En Chilina es necesario ampliar la capacidad de transformación existente de 10 MVA a 20 MVA. Esto puede lograrse con un mínimo de inversión si se trasladan los dos transformadores instalados en la S.E. Parque Industrial que totalizan 20 MVA y que operan en paralelo, dadas las características similares que poseen; se retira el existente y se le destina a la S.E. Sucre Nueva.

### **6.2.4 S.E. Parque Industrial**

Esta previsto la capacidad de transformación actual de 26 MVA a 40 MVA. Con el retiro de los transformadores existentes destinados y reubicados en Chilina, bastaría con adquirir dos transformadores de 20 MVA nuevos e instalarlos. El tercer transformador se destinaría a Socabaya.

### 6.2.5 S.E. Socabaya

Con los movimientos planteados el transformador que se retiraría de Parque Industrial de 6 MVA se ubicaría en la S.E. Socabaya de manera que pueda atender la demanda de su área de influencia.

### 6.2.6 S.E. Sucre Nueva

Para la S.E. Nueva, se propone un transformador de 10 MVA. Podría aprovecharse el transformador que se retiraría de Chilina. Es necesario resaltar que lo ideal sería un transformador de regulación bajo carga, pero, la perspectiva del ahorro de inversión hace atractiva esta propuesta.

## 6.3 ALTERNATIVAS DE UBICACION

En el capítulo 4, acápite 4.1 se establecen alternativas de ubicación de la S.E. Paurcapata, estimándose como las ubicaciones factibles físicamente aquella en que sitúa a la subestación entre las urbanizaciones Camino Real y La Castro, sobre la margen de la Av. Lambramani en Porongoche.

## 6.4 CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACIONES DEL ESTUDIO

### 6.4.1 S.E. Socabaya

La S.E. Socabaya es relativamente nueva y cuenta con catorce (14) celdas o módulos de salida en 33 kV al interior de las cuales nueve (09) están equipados. El resto de los módulos (cinco en total) están vacíos y disponibles.

Considerando que, según se propone en el capítulo 7 Línea de Transmisión, es necesario disponer de dos módulos para la línea Socabaya-Paurcapata; será necesario ocupar dos (02) módulos equipandolos y disponiéndolos en la misma forma a la existente.

El equipo básico por cada módulo o celda de 33 kV será el siguiente:

Seccionador tripolar de barras	dos
Interruptor tripolar, SF6 o mínimo volumen de aceite	uno
Transformadores de corriente	tres
Aisladores pasamuros interior-exterior	tres
abrasión de aceite	
Estructuras	glb
Tableros de control: protección y medición	uno

### 6.4.2 S.E. Paurcapata

### 6.4.2.1 Tipo de Instalación

Para la S.E. Paurcapata se proponen dos alternativas de diseño:

- Totalmente al interior con excepción de los transformadores
- Equipo de 33 kV y transformador al exterior y sala de control más sala de celdas de 10 kV al interior.

Tradicionalmente SEAL ha diseñado y construido las subestaciones de 33/10 kV totalmente al interior con excepción de los transformadores; salvo por necesidad física (reducida disponibilidad de terreno), como es el caso de las SS. EE. San Lázaro y Sucre en las que los transformadores se encuentran también al interior.

Siguiendo esta tendencia, la S.E. Paurcapata también debería ser al interior. En el presente caso se contaría con terreno o área disponible por lo que analizaremos los dos tipos de instalación.

#### a) Instalación al interior total

Todos los equipos se ubican al interior con excepción de los transformadores

Se requiere de un área de edificio de aproximadamente  $15 \times 15 = 225 \text{ m}^2$  para dar cabida a los equipos de 33 kV y celdas de 10 kV. El área total del terreno sería de  $25 \times 30 = 700 \text{ m}^2$ .

El costo estimado de la obra civil sería de alrededor US \$ 100,000.

#### b) Instalación semi-interior

Los equipos de 33 kV y transformadores se ubican al exterior, quedando únicamente al interior la sala de control y las celdas de 10 kV. El área necesaria para esta instalación sería aproximadamente  $40 \times 30 = 1,200 \text{ m}^2$ .

El costo estimado de la obra civil sería alrededor de US\$ 70,000.

El costo del equipamiento sería aproximadamente el mismo debido a que para niveles de tensión hasta de 60 kV la variación entre equipos interior exterior es mínima.

En los precios estimados de obras civiles no se ha considerado el precio del terreno.

### 6.4.2.2 Equipamiento de la Subestación

#### Características del Sistema Eléctrico

- Sistema de 33kV

Desde el punto de vista técnico y económico el sistema de conexiones es 33 kV más

adecuado es el de simple barra, considerando que es una subestación de cola (radial), no previéndose el enlace con cualquiera de las otras subestaciones. Aún en esta circunstancia dada la mínima cantidad de líneas, no se justifica el empleo de doble barra.

En principio la subestación estará diseñada para albergar cinco celdas o módulos de 33 kV: dos para líneas, dos para transformadores y una de reserva.

#### - Transformación

Si bien instalar un transformador de 12 MVA de capacidad sería más adecuado, con la finalidad de reducir costos aprovechando los cambios que se producirán en las subestaciones existentes, el transformador de 10 MVA con regulación en vacío a ser retirado de la J.E. Jesús, es el que se propone instalar en la S.E. Paucarpata.

Posteriormente y según las posibilidades y recursos económicos de SEAL se instalaría el transformador adecuado (12MVA, ONAN).

La Subestación estará diseñada para contener a dos transformadores instalados al exterior.

#### - Sistema de 10 KV

La distribución de las salidas en 10 kV está prevista que se realice mediante celdas metálicas del tipo metal-dad, conteniendo cada una de ellas lo siguiente: juego de barras, transformadores de corriente para medida y protección, interruptores y salidas de cables en 10 kV, también se preverá una celda para los transformadores de medida de tensión y pararrayos y otra para la salida a los servicios auxiliares.

Cada salida de 10 kV contará con aparatos de medición de corriente, potencia y energía activas, y velés de protección secundaria contra fallas fase-fase y fase-tierra

Considerando que el sistema de 10 kV es delta, lo que no permite que se detecten oportunamente las fallas fase a tierra, se instalará un transformador en Zig-Zag para la formación de un neutro artificial.

En total se prevén las siguientes cantidades de celdas en 10 kV.

Siete	(07)	Salida a circuitos de redes primarias
Una	(01)	Celda de medición y protección
Dos	(02)	Celdas de transformadores
Una	(01)	Celda para servicios auxiliares
Dos	(02)	Celda de formación de neutro artificial

Lo que totaliza 13 celdas más dos de reserva como espacio

#### Sistema de barras de 10 kV

En todas las subestaciones de SEAL el sistema de conexiones de las salidas de simple barra una barra auxiliar de transferencia. Esto implica doble juego de

simple barra una barra auxiliar de transferencia. Esto implica doble juego de barras más un interruptor de transferencia, para efectos de mantenimiento de las salidas.

Para el presente caso se propone emplear el sistema de simple barra con interruptores extraíbles más un interruptor libre se reserva para situaciones de mantenimiento. En este caso se interrumpe el suministro de la salida en cuestión, se retira el interruptor a ser revisado y se coloca el de reserva en un tiempo máximo de cinco minutos; procediéndose luego a la revisión del equipo.

A continuación se presenta una comparación de costos para un estimado de 10 celdas:

Costo de una celda de doble barra con transferencia a la barra auxiliar - celda metal clad US\$ 23,000

Nº de celdas 10 x 23	=	230,000
Celda de Transferencia	=	<u>20,000</u>
Total :	\$	250,000

Celdas de simple barra, con interruptor extraíble	=	\$ 22,000
Costos del interruptor extraíble	=	\$ 8,000

Nº celdas 10 x 22,000	=	\$ 220,000
Costo del interruptor	=	\$ <u>8,000</u>
Total:		\$ 228,000

Resulta evidente que económicamente es más atractiva el empleo de simple barra con interruptor extraíble más uno de reserva para mantenimiento.

## 6.5 ESQUEMAS UNIFILARES - EQUIPOS PRINCIPALES

En los esquemas adjunta se muestran los esquemas unifilares de las S.E. Paurcapata y Ampliación de la S.E. Socabaya.

### 6.5.1 Niveles de: Tensión, Aislamiento y Corriente

Los equipos propuestos deberán cumplir con los siguientes niveles:

		MT	AT
Tensión nominal	kV	10	33
Máxima Tensión de Servicio	kV	12	36
Nivel de Aislamiento	kV pico	95	200
Corriente Nominal	A	1250	1250

Capacidad de ruptura	kA	21	21
----------------------	----	----	----

### 6.5.2 Equipos de Medición y Protección

Los transformadores de corriente y tensión y aparatos de medición tendrán las siguientes clases de precisión.

Medición	Clase 1.0
Protección	10P20
Relación de Transformación	
Corriente Secundaria	5A
Tensión Secundaria	100 V

### 6.5.3 Equipo de Maniobra

- Interruptores

Los interruptores será con cámara de extinción en SF6 o mínimo volumen de aceite, con capacidad de recierre tripolar.

El accionamiento será por acumulación de energía mecánica (resortes).

El mando será local y remoto

La carga de los resortes serán por motor de corriente alterna.

- Seccionadores

Los seccionadores serán para montaje vertical u horizontal, tripolares, mando único accionado por motor de corriente alterna, y también manualmente por pértiga.

Las cuchillas abrirán verticalmente.

### 6.5.4 Transformador

En la primera etapa se instalará el transformador retirado de la S.E. Jesús de las siguientes características:

Capacidad	10 MVA (ONAN)
Relación de Transformación	35.1 $\pm$ 2 x 2.5%/10.85 kV.
Regulación de Tensión	En vacío
Conexión	Estrella - Delta
Tensión de Corto circuito	7.7%

Con equipos de ventilación forzada podrá lograrse hasta 13 MVA.

#### **6.5.5 Equipo de 10 kV**

Las salidas de 10 kV estarán conformados por celdas metálicas, del tipo metal clad, con juego de barras simple, interruptores extraíbles y equipos de medición de corriente, energía activa y reactiva con transductores de medida.

El sistema de protección estará conformado por redes secundarias de sobre corriente a tiempo inverso con unidad de disparo instantáneo, para protección contra fallas fase-fase y fase-tierra.

Esta previsto la instalación de un neutro artificial para la detección de las fallas fase a tierra.

#### **6.5.6 Servicios Auxiliares**

Los servicios auxiliares serán en corriente alterna 60 Hz, 380-220V. cuatro conductores.

Para el sistema de emergencia se empleará circuitos especiales en corriente alterna 60 Hz, que obtendrán su energía de un banco de acumuladores de 110 V.c.c. Las baterías estarán permanentemente cargadas por un cargador. En caso de falta de suministro eléctrico principal en forma automática se energizará los circuitos especiales de emergencia.

Para la protección se empleará 110 Vcc.



CUADRO 6.1

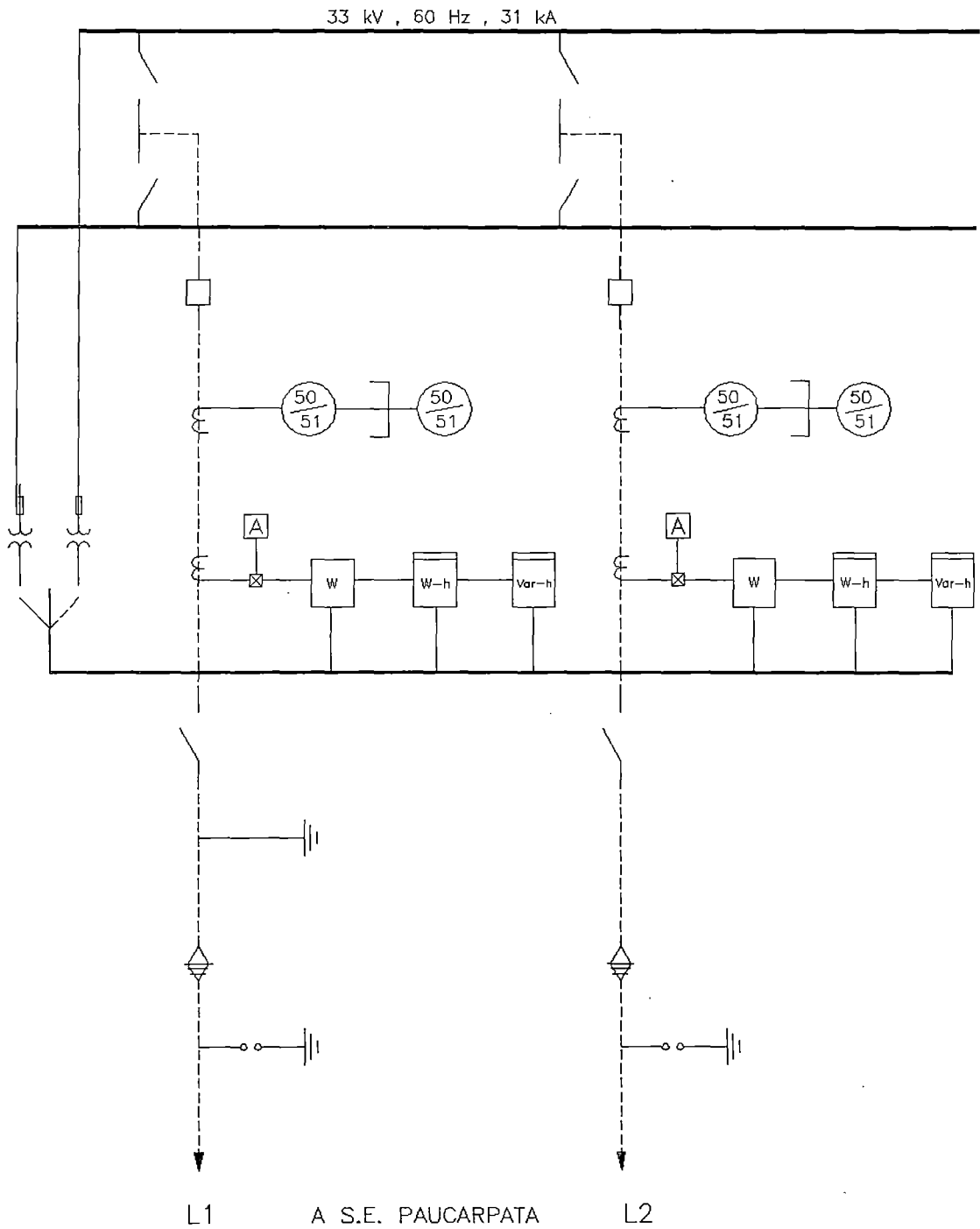
RELACION DE TRANSFORMADORES EXISTENTES

Ubicación Subestación	Transformador	No.	Potencia MVA	Sistema de Refrigeración	Regulación de Tensión			Xcc	Situación	Destino
					Primaria kV	Conexión	Secundaria kV			
Jesús	T2-TD2A	30169	10	ONAN	35.1 ± 2 X 2.5% En vacío	Y-D	10.85	7.7%	En Operación. Debe ser retirado y reemplazado por uno igual al sgte.	S.E. Paucapata
Jesús	T1	30349	10	ONAN	31.5 ± 10% Bajo carga	Y-D	10.04	10.3%	En Operación	
Jesús	T3-TRFKA	10336	6	ONAN	31.6 ± 2 x 2% En vacío	Y-D	10.85	6.1%	Bueno: Desconectado	S.E. San Lázaro
Parque Industrial	T1-TD2NL	30418	10 12.5	ONAN ONAF	33.5 ± 12% Bajo carga	Y-D	10.04	9.7%	En Operación en paralelo debe ser reemplazado por uno de 20 MVA	Chilina
Parque Industrial	T2-TD2LF	30147	8 10	ONAN ONAF	33.5 ± 12% Baja carga	Y-D	10.4	7.8% 9.7%	En Operación en paralelo debe ser reemplazado por uno de 20 MVA.	Chilina
Parque Industrial	T3-RFKA	10335	6	ONAN	31.6 ± 2 X 2% En vacío	Y-D	10.85	6.1%	En Operación. Se retira con destino a Socabaya.	S.E. Socabaya
San Lázaro	T1-		6	ONAN	31.6 ± 2 x 2% en vacío	Y-D	10.85	5.9%	En operación	
San Lázaro	T2-		6	ONAN	31.6 ± 2 x 2% En vacío	Y-D	10.85	5.9%	En Operación. Debe instalarse uno más. Total tres unidades	
Chilina			10	ONAN	31.6 ± 2 x 2.5% En vacío	Y-D	10.85	6.2%	En operación. Debe ser reemplazado por los de la S.E. Industrial	S.E. Sucre Nueva

ONAN: Circulación natural de aceite, circulación natural de aire

ONAF: Circulación natural de aceite, ventilación forzada

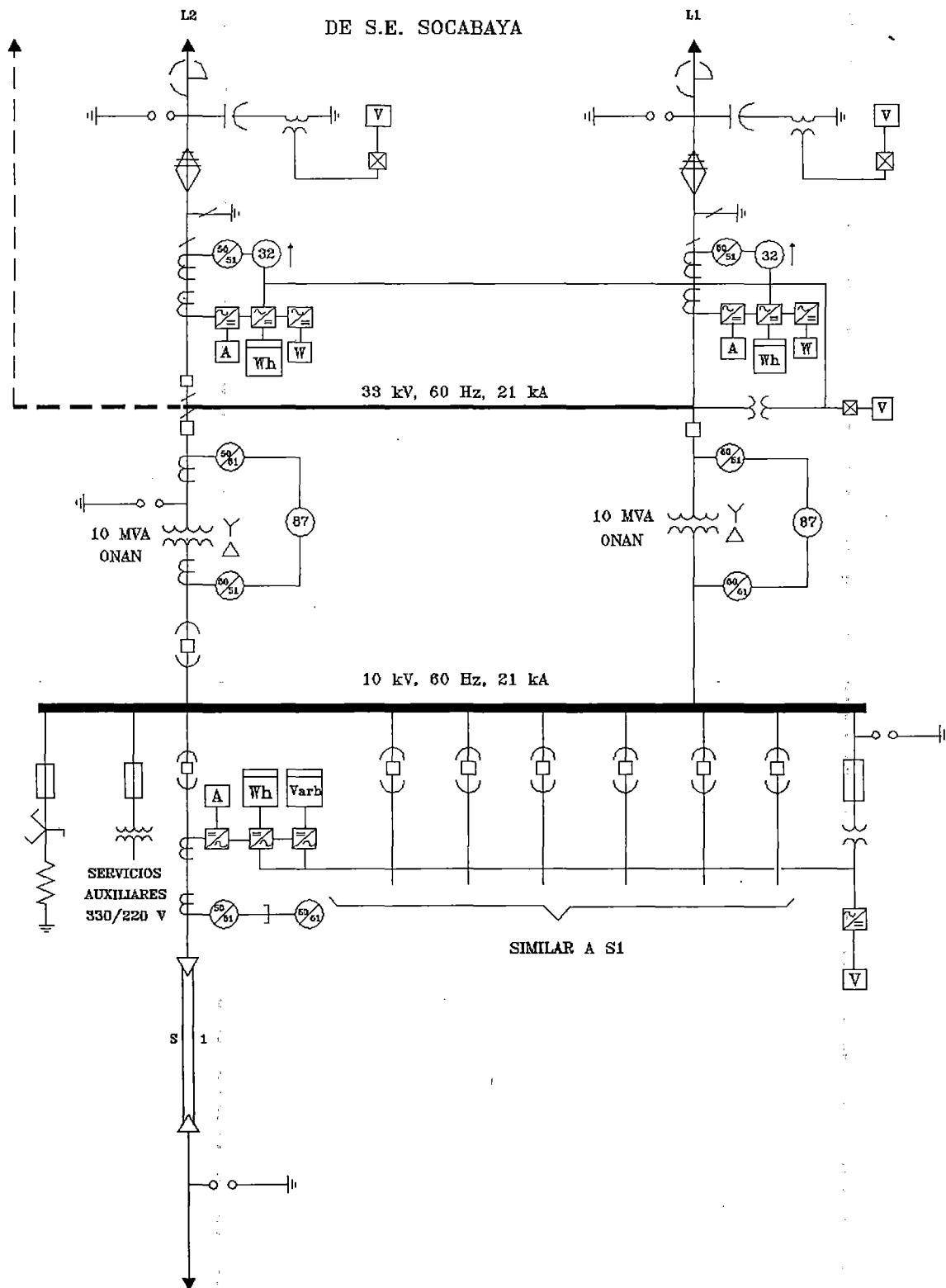
# ESQUEMA UNIFILAR AMPLIACION S.E. SOCABAYA 33 kV



————— EXISTENTE  
 - - - - - PROYECTO

# ESQUEMA UNIFILAR

## S.E. PAUCARPATA 33/10 kV



## **7.0 LINEA DE TRANSMISION 33 kV**

### **7.1 GENERALIDADES**

En el capítulo 5 se analizó la alternativa de alimentación a la S.E. Paucarpata, concluyéndose que la alternativa más conveniente técnicamente era la línea Socabaya-Paucarpata.

El presente capítulo tiene la finalidad de analizar la línea de subtransmisión de 33 kV que alimentará a la S.E. Paucarpata partiendo de tres propuestas de trazo posibles, analizando cada una de ellas y recomendando la más adecuada. Básicamente comprenderá lo siguiente:

- a) Descripción del trazo de la línea para cada una de las alternativas.
- b) Análisis del trazo, mostrando las ventajas y desventajas de cada alternativa.
- c) Comparación económica de las alternativas, seleccionando la que ofrece mayores ventajas técnicas y de menor costo para el proyecto.
- d) Breve descripción de las características de la línea seleccionada, en donde se seleccionan los componentes más importantes de la transmisión en 33 kV.

### **7.2 TRAZADO DE LA LINEA - ALTERNATIVAS: PLANO 5-1**

El trazo de la línea Socabaya-Paucarpata 33 kV, se inicia entre las primeras estructuras de las líneas Socabaya-Parque Industrial y Socabaya-Jesús en 33 kV, y sigue una ruta paralela a la margen izquierda de la LT. Socabaya-Jesús, de la trocha existente hasta llegar al Río Socabaya, cruzando luego para bordear el poblado de la Campiña II. De este punto la línea gira a la izquierda y progresa en dirección al agrupamiento Las Esmeraldas y colindante con el Golf Club, posteriormente la línea se ubica en la calle principal del pueblo joven Ricardo Palma, haciendo pequeños ángulos como producto de la curvatura de esta vía. La línea luego se eleva hacia la calle Bolívar del poblado Simón Bolívar, recorriéndola en su totalidad hasta alcanzar la zona de cultivo.

Desde esta zona la ruta de línea atraviesa toda la zona de cultivo y se orienta hacia la Av. Mi Perú, cruzándola a unos 200 metros de la Av. Dolores. En este vértice la línea gira a la izquierda, recorre un pequeño tramo de zona cultivable y se ubica al costado derecho de la Av. Dolores. En esta avenida el trazo de la línea tiene un recorrido paralelo de 1.5 km aproximadamente, hasta la zona Los Naranjos, donde gira aproximadamente 90°. Luego recorre aproximadamente 360 metros dentro del área donde será el futuro centro de Foresta

ción de Paucarpata. La línea forma un pequeño vértice a partir del cual se derivan dos alternativas de ubicación de la S.E. Paucarpata:

### 7.2.1 Alternativa A

Desde el último vértice, la ruta de la línea se desvía ligeramente a la izquierda, recorriendo un pequeño tramo hasta alcanzar a la S.E. Paucarpata, cuya ubicación es colindante con la Av. Lambramani y a 200 metros de la zona de Camino Real.

La longitud de la línea sería de: 6.90 km aproximadamente.

### 7.2.2 Alternativa B

Desde el último vértice, el trazo de la línea se desvía hacia la derecha, recorriendo un tramo de 330 metros hasta la periferie del agrupamiento La Castro.

En este agrupamiento no existe accesibilidad para una línea aérea en alta tensión, por lo que la línea bajaría en cable, haciendo un recorrido aproximado de 300 metros hasta llegar finalmente a la futura S.E. Paucarpata. En esta alternativa, la ubicación de la subestación estaría dentro de la manzana triangular que forman las Av. Lambramani, Av. Porongoche y el Pasaje J. Pizarro.

La longitud de la línea sería aproximadamente de 7.05 km.

### 7.2.3 Alternativa C

Esta alternativa se deriva desde el cruce de la línea con la Av. Mi Perú. Desde esta zona la línea giraría 90° aproximadamente, hacia la derecha y recorrería por el lado izquierdo de la Av. Mi Perú, hasta encontrarse con la Av. Pizarro, punto en el cual se presentan dos variantes de ubicación de la S.E. Paucarpata:

#### Variante C1

La Subestación se ubicaría a 100 metros a la izquierda desde este último vértice.  
La longitud de la línea sería: 5.4 km

#### Variante C2

La subestación se ubicaría a la derecha y a 180 metros desde el último vértice.  
La longitud de la línea sería: 5.5 km

## 7.3 ANALISIS DE ALTERNATIVAS

### 7.3.1 Análisis del Trazo

El trazo de la línea entre Socabaya y la Av. Mi Perú es común para las tres alternativas. Entre los principales comentarios de este tramo de línea podemos indicar:

- El cruce con el Río Socabaya, con un vano aproximado de 450 metros. Este cruce se realizará por el lado izquierdo de las líneas existentes y al otro lado del río, la línea bordearía el poblado de la Campiña II, esto con el objeto de evitar el acercamiento

con las otras líneas.

- Se analizó in situ el cruce de la línea con los pueblos jóvenes de Ricardo Palma y Simón Bolívar encontrándose como única vía de acceso la calle principal del poblado Ricardo Palma y la Av. Bolivia del poblado Simón Bolívar. En este tramo de línea se utilizará una línea compacta utilizando aisladores Line Post; debido a la estrechez de sus vías.

También se analizó la posibilidad de cruzar el poblado de Simón Bolívar, por el margen izquierdo utilizando el acceso de la calle Ecuador, pero la principal desventaja de esta alternativa fue comprometer parte de los terrenos del Golf Club. La alternativa por el costado derecho de este poblado, sería bordearlo, pero, por su configuración daría lugar a un mayor recorrido de la línea, incrementando innecesariamente el costo de la misma.

- Luego sigue un tramo de línea que recorrería terrenos de cultivo hasta el cruce con la Av. Mi Perú. En este tramo se utilizará la configuración estándar de las estructuras, es decir con sus ménsulas respectivas y aisladores en suspensión.

A partir de la Av. Mi Perú se derivan tres alternativas cuyos comentarios serían los siguientes:

#### **ALTERNATIVAS A Y B**

Estas dos alternativas tienen un recorrido común, con la única diferencia en su llegada, que depende de las alternativas de ubicación de la S.E. Paucarpata. Su recorrido lo efectuarían en su mayor parte por la Av. Dolores, utilizando estructuras altas debido a la cercanía de líneas en 10 kV, además se tendría una disposición compacta de sus conductores de fase mediante el uso de aisladores rígidos tipo Line Post.

La Alternativa A, tendría a la S.E. Paucarpata a 200 metros de Camino Real, cuya principal ventaja sería su ubicación cerca del centro de carga del distrito de Paucarpata.

La Alternativa B, tendría a la S.E. Paucarpata ubicada próxima a la intersección de las Avenidas Lambramani y Porongoche. Esta alternativa también sería un buen centro de carga en Paucarpata, pero su principal desventaja es la llegada de la línea que tendría que efectuarlo mediante cable subterráneo para atravesar el agrupamiento La Castro.

#### **ALTERNATIVA C**

En esta alternativa el trazo continuaría por toda la Av. Perú, hasta las posibles ubicaciones de la S.E. Paucarpata situadas a un costado de la Av. Pizarro y próxima entre ellas.

Las principales desventajas de estas alternativas serán:

- Las posibles ubicaciones de la S.E. Paucarpata no estarían necesariamente ubicadas por un acceso directo de la línea, sino que introducirían cambios de dirección de 90°.

- No habría mucha facilidad para el acceso de líneas de distribución en 10 kv, aparte que sus recorridos serían largos hacia sus puntos de distribución con el consiguiente aumento de pérdidas.
- El trazo de la línea por la Av. Perú no es recomendable debido a que existe una gran torrentera en el centro, las vías de acceso laterales son estrechas y por el margen izquierdo existe una línea en 10 kv que ocupa una gran área de su derecho de paso. Esta alternativa implicará un refuerzo en las bases y fundaciones de las estructuras en previsión a desbordes de la torrentera.
- Se analizó la posibilidad de efectuar el trazo de la línea por la Av. Dolores y regresar el trazo por la Av. Andrés Avelino Cacéres. Esta alternativa originará una mayor longitud en línea que las alternativas A y B.
- La línea estaría siempre expuesta a desbordes con ataques a las bases de las estructuras.
- Por las razones anteriores, técnicas y de seguridad se descarta de antemano esta alternativa.

### 7.3.2 Comparación Económica de Alternativas

#### 7.3.2.1 Premisas Asumidas

- En la comparación económica, se analizan solamente las alternativas A y B
- No se incluyen los costos del equipamiento de subestaciones porque son comunes en ambas alternativas.
- La longitud de la línea aérea para la Alternativa A es de 6.9 km.
- La longitud de la línea para la alternativa B es:
 

Línea aérea	: 6.82 km
Cable Subterráneo	: 300 m
- El costo unitario de una línea en 33 kV, doble terna, utilizando conductores 250 MCM se ha estimado en US \$ 32,000 /km.
- El costo unitario de un cable seco tripolar de 3 x 80 mm<sup>2</sup> por terna se ha estimado en US \$ 200 /m.

#### 7.3.2.2 Resultados

Los costos estimados de inversión de cada alternativa son los siguientes:

Alternativa A	: 220,800 dólares
Alternativa B	: 278,240 dólares

De la comparación económica de ambas alternativas resulta que la Alternativa A es la más conveniente.

## 7.4 CARACTERISTICAS DE LA LINEA 33 kV

En esta sección se realiza la selección de los principales componentes de la línea que inciden fundamentalmente en el costo del proyecto. Los otros elementos de la línea se analizarán en detalle durante el desarrollo de la Ingeniería del proyecto.

### 7.4.1 Condiciones Climatológicas

Luego de haber analizado la información meteorológica proporcionada por SENAMHI en algunas estaciones cercanas a Arequipa, se seleccionaron las siguientes condiciones climatológicas:

- Altitud : 2350 m.s.n.m
- Temperatura
  - Mínima : -4 °C
  - Máximo : 30.6 °C
- Max. Precipitación pluvial (anual) : 469 mm
- Humedad Relativa : 37-55%
- Viento
  - Velocidad máxima de ráfaga registrada en 30 años : 90 km/hora
  - Dirección predominante : 5.0
- Nivel Isocerámico : Bajo
- Medio ambiente : Limpio

### 7.4.2 Selección del Conductor de Fase

#### 7.4.2.1 Material

Dada la topografía casi plana del trazo de la línea y a la magnitud de los vanos de las líneas existentes se ha seleccionado como material para el conductor de fase: la Aleación de Aluminio porque presenta una buena performance mecánica y eléctrica para este tipo de línea.

El conductor ACSR presenta mejores características mecánicas que el Aleación de Aluminio, pero es bastante útil cuando se trabaja con grandes vanos y sobre todo en terrenos con topografía muy irregular.



#### 7.4.2.2 Sección

Por tratarse de una línea corta (6.90 km) se han asumido los siguientes criterios para su elección:

- En condiciones normales, la caída de tensión no debe superar el 4%
- En condiciones de emergencia, el conductor no debe sobrepasar los 60°C (temperatura ambiente + temperatura originado por el paso de la corriente eléctrica).  
Para este análisis se ha utilizado el programa de cálculo PCTEMP que analiza el comportamiento térmico de los conductores para diferentes condiciones ambientales y de flujo de potencia.

#### Resultados

Como resultado de los cálculos efectuados se determinó que el calibre del conductor más conveniente es de 250 MCM, el cual presenta las siguientes ventajas en su capacidad de transmisión:

- Potencia transmisible en condiciones normales : 12.7 MW/terna
- Potencia transmisible en condiciones de emergencia : 18.0 MW/terna

#### 7.4.2.3 Número de Ternas

De acuerdo las previsiones de demanda máxima en la S.E. Paucarpata, los flujos de potencia en la línea previstos en los siguientes valores:

Año	Mw	MVAR
1995	11.2	5.0
2000	13.7	6.7
2005	17.4	8.4

En función a estas cifras se requiere instalar la:

- Primera Terna : año 1995
- Segunda Terna : año 2000

#### 7.4.3 Selección del Soporte

Para la elección del soporte se ha analizado tres alternativas:

- 1° Utilizar postes metálicos seccionales de 15 m, y 500 kg de esfuerzo en la punta
- 2° Utilizar postes concretos de 16 m de longitud y 500 kg de esfuerzo en la punta.
- 3° Utilizar postes de madera importada, clase 3 de 12 m de longitud y 500 kg de esfuerzo en la punta.

Con estos tipos de postes se hará estimado costos unitarios por kilometro de línea, utilizando el mismo calibre de conductor (250 MCM en Al-Al) y aisladores estandar en suspensión. Estos costos son los siguientes:

- 1° L.T. 33 kv, doble terna, con postes metálicos : \$ 32,800 km
- 2° L.T. 33 kv, doble terna, con postes de concreto : \$ 30,800 km
- 3° L.T. 33 kv, simple terna, con postes de madera : \$ 16,488 km

Como se podrá observar, entre las alternativas 1 y 2 los costos son casi iguales y ello se debe a que actualmente en el mercado el costo de un poste de concreto es ligeramente menor que uno metálico de las características especificadas anteriormente y por otro lado los costos unitarios de fabricación de un poste metálico han disminuido, debido a que la producción nacional ha optimizado sus diseños y métodos de fabricación en serie.

Los postes de madera para las características especificadas, tienen la limitación de su escasa longitud, lo que obliga su uso en líneas de un solo circuito. En el caso de una línea en doble terna tendría que duplicarse su costo unitario con la principal desventaja de no tener espacio para ubicar un segundo circuito paralelo al trazo seleccionado.

En consecuencia se recomienda utilizar los postes metálicos debido a que tienen las siguientes ventajas:

- Están siendo utilizados en el Sistema de Transmisión de Arequipa, lo cual es una ventaja por razones de normalización.
- SEAL dispone de un importante stock de postes metálicos lo que permitirá requerir menos inversión para la línea.
- Los postes metálicos tienen facilidad en el transporte, es decir que por ser telescópicos, pueden transportarse con una sección dentro de otra ocupando poco espacio y facilidad de manejo.
- El embonamiento de las secciones se realiza fácilmente y con muy poco personal y equipo.
- Los postes metálicos son más estéticos que las torres de celosía, circunstancia esta que los hace especialmente atractivos para aplicaciones urbanas.

## 8.0 INGENIERIA DEL PROYECTO

### 8.1 CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA PAURCAPATA

-	Tensión Nominal de la Línea	:	33 kV
-	N° de Circuitos	:	Uno (Primera etapa) Dos (Segunda etapa)
-	Longitud	:	8.44Km
-	Conductor	:	Aleación de Alumino 250 MCM
-	Cable de Guarda	:	Acero Galv. Alta Res. 55 mm <sup>2</sup> .
-	Estructuras	:	Postes Metálicos
-	Aisladores Estandar	:	Cadena de 3 aisladores Caperuza - Pin tipo Estandar 10"x5 3/4"
-	Aisladores Line Post	:	Un aislador rígido de 19 3/4" de longitud
-	Parámetros Eléctricos:		
•	Impedancia Serie	:	2.6856 + J 4.0161 Ohm
•	Suceptancia	:	2.9419x 10 <sup>-5</sup> Mhos

Las características del trazo de la línea son las siguientes:

Longitud Total	:	8.440Km
Altitud en S.E. Socabaya	:	2697.93 m.s.n.m.
Altitud en S.E. Paucarpata	:	2679.52 m.s.n.m.
Punto mas alto	:	2721.0 m.s.n.m.
N° de ángulos	:	22

## 8.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

### 8.2.1 CONDICIONES GENERALES

#### a) Normas Aplicables

Los criterios empleados en el diseño de la Línea de Transmisión 33 kV Socabaya-Paucarpata, se rigen fundamentalmente por el Código Eléctrico Nacional, las normas VDE 0210 y otras normas internacionales aplicables; las mismas que establecen los requerimientos mínimos a que se sujeta el desarrollo de la Ingeniería del Proyecto.

#### b) Distancias Mínimas de Seguridad

En la distribución de estructuras se asumieron las siguientes distancias de seguridad:

-	Altura mínima al suelo sobre terreno no transitado por vehículos	:	6.50m
-	Altura mínima sobre carreteras principales	:	9.00 m
-	Altura mínima sobre calles y caminos rurales	:	7.00 m
-	Distancia mínima sobre las casas	:	3.00m
-	Distancia mínima a otras líneas de menor tensión	:	3.00 m

#### c) Vano Normal

Considerando las distancias de seguridad sobre terrenos no transitados definido en el ítem anterior, así como el régimen de tensado de los conductores y las hipótesis de cálculo definidas en el acápite 8.2.3, se ha establecido que el "vano normal" ó vano en terreno llano de la estructura prototipo S o CS tiene una longitud aproximada de 150 m.

### 8.2.2 CRITERIOS DE DISEÑO ELECTRICO

#### a) Selección del Conductor de fase

Para el diseño de la línea se determinó como material para el conductor de fase: la Aleación de Aluminio porque presenta una buena performance mecánica y eléctrica para este tipo de línea.

En cuanto a la sección, se ha adoptado por el Calibre 250 MCM, en vista de que se ha comprobado que dicho conductor es apropiado por su capacidad de transmisión, puesto que operando en 33 kV, es capaz de transmitir con eficiencia los requerimientos de carga, y además es un calibre utilizado actualmente en el Sistema Eléctrico de Arequipa (SEAL)

## b) Capacidad de Transmisión

El criterio principal de diseño se basa en que bajo operación normal la caída de tensión porcentual no sea mayor que el 3.5 % para un alimentador urbano según lo prescribe el Código Eléctrico Nacional y la Temperatura alcanzada por los conductores sea menor que 70°C.

Bajo la operación de tener un circuito fuera de servicio (contingencia), el sistema restante debe ser capaz de evacuar y suministrar toda la carga, de modo tal que la caída de tensión no supere el  $\pm 5$  % correspondiente a la máxima posición de los taps de los transformadores y con temperatura no mayor de 90°C en los conductores.

Según estos criterios, la capacidad de transmisión de la línea será:

En Condiciones Normales	:	11.0 MW/terna
En Condiciones de Emergencia	:	15.0 MW/terna

### 8.2.3 CRITERIOS DE DISEÑO MECANICO

#### a) Tensado de los Conductores

El régimen de tensado de los conductores corresponde básicamente a las especificaciones técnicas, tanto en lo que se refiere a las prestaciones mecánicas como a la geometría de las estructuras seleccionadas; cuyas características se indican en el acápite 8.3.1 de este Capítulo. A continuación se indican las condiciones del tensado del conductor:

##### - Condición de esfuerzo máximo

Esta condición está definida por el límite de las prestaciones mecánicas de las estructuras seleccionadas; cuyos valores corresponden a las condiciones límite en que se dan los esfuerzos longitudinales producidos por los conductores, indicado en el apartado c).

##### - Condición de flecha máxima

Corresponde a la máxima dilatación térmica de los conductores, con máxima temperatura y sin considerar sobrecarga mecánica. Dicha dilatación está limitada por la altura útil de las estructuras seleccionadas, la longitud de las cadenas de suspensión y la distancia mínima a terreno.

La máxima temperatura de 50°C, está definida por el régimen de carga en condiciones normales.

##### - Condiciones medias (EDS)

Del estudio de la interrelación esfuerzo versus vano normal (vano sin diferencia de nivel entre puntos de apoyo), para las diferentes hipótesis definidas y las limitaciones indicadas en

los dos incisos anteriores; se ha determinado que el esfuerzo óptimo de los conductores en condiciones medias (EDS), corresponde aproximadamente al 18.18% del esfuerzo de rotura.

#### b) Tensado del Cable de Guarda

Para el régimen de tensado del Cable de Guarda se ha adoptado el criterio que la flecha del cable de guarda represente el 80 % de la flecha del conductor. Bajo esta premisa el esfuerzo óptimo del cable de guarda en condiciones medias (EDS) corresponde aproximadamente al 21.4 % del tiro de rotura.

#### c) Hipótesis de Carga de los Conductores y Cable de Guarda

Para determinar el régimen de carga mecánica de los conductores eléctricos y el cable de guarda se han considerado las siguientes hipótesis:

- Primera Hipótesis (EDS) : Condiciones medias
  - Temperatura media : 15 °C
  - Presión del viento : Nula
- Segunda Hipótesis : Esfuerzos máximos
  - Temperatura : -10.0 °C
  - Presión del viento : 34.0 kg/m<sup>2</sup>
- Tercera Hipótesis : Oscilación de cadena de aisladores
  - Temperatura : -10.0 °C
  - Presión del viento : 17.0 kg/m<sup>2</sup>
- Cuarta Hipótesis : Temperatura mínima
  - Temperatura : -10.0 °C
  - Presión del viento : Nula
- Quinta hipótesis : Flecha máxima
  - Temperatura : 50 °C
  - Presión del viento : Nula

En el Anexo 1 y 2 se indican las características del tensado de los conductores y cable de guarda para las diferentes hipótesis y un rango de vanos entre 50 y 400 metros:

d) Esfuerzo sobre las Estructuras

- Cargas verticales

Se ha considerado el peso de los conductores, cable de guarda, aisladores y accesorios; el peso propio de la estructura y los sobrepesos causados por necesidades del montaje y el mantenimiento.

- Cargas transversales

Se ha considerado la fuerza del viento sobre los conductores, cable de guarda, aisladores, accesorios y sobre la propia estructura, en dirección transversal de los vanos adyacentes. Asimismo, se ha considerado la fuerza resultante del esfuerzo longitudinal de los conductores, debido al ángulo de desvío de la línea.

- Cargas longitudinales

Se ha considerado la rotura del conductor ubicado en la parte más elevada de la estructura. El valor de la carga ó esfuerzo es definido como el 59 % del esfuerzo máximo en los conductores para el caso de la estructuras en alineamiento y el 100 % para estructuras de ángulo, anclaje o terminal.

e) Régimen de Carga de las Estructuras

Para definir la carga mecánica de las estructuras de soporte de la línea de transmisión, se han considerado los siguientes regímenes:

- Régimen normal

Corresponde al régimen de carga en condiciones de operación normal de la línea (caso o hipótesis 1), considerando las máximas cargas producidas por cualquiera de las hipótesis del régimen de tensado de los conductores; definido en el ítem c) de este acápite.

- Régimen excepcional

Corresponde al régimen de carga en condiciones de falla por rotura de uno de los conductores eléctricos, considerando las máximas cargas producidas por cualquiera de las hipótesis de tensado de los conductores eléctricos.

Las prestaciones mecánicas de las estructuras, correspondiente al régimen de carga definidos en este ítem, se indican en los Diagramas de Carga insertos en los Planos del Proyecto.

## 8.2.4 DISEÑO DE LA LINEA

a) Trazo de la Línea

El trazo y el levantamiento topográfico de la línea de Transmisión fue realizado a partir de las siguientes premisas básicas:

- Aprovechar los accesos existentes tales como la Av. Mi Perú y la Av. pobres.
- Escoger una poligonal que no afecte zonas urbanas y potras de circulación frecuente.
- Evitar zonas de derrumbes por fallas Geológicas
- Evitar en lo posible cruces con líneas telefónicas y líneas eléctricas en alta tensión.

El perfil y planimetría de la línea de transmisión ha sido dibujada en las siguientes escalas:

Escala horizontal	1	:	2000
Escala vertical	1	:	500

En el Capítulo de Especificaciones Técnicas del Montaje se incluye la Planilla de Estructuras; donde se indican las progresivas, vanos, cotas y ángulos de línea que facilitarán el replanteo cuando el Proyecto esté en fase de construcción.

El trazo de la línea se inicia entre las primeras estructuras de las líneas Socabaya-Parque Industrial y Socabaya-Jesús en 33 KV y sigue una ruta paralela por el margen izquierdo de la trocha existente hasta llegar al Río Socabaya, cruzándolo con un vano de 338 m., bordeando luego el poblado La Campiña II hasta llegar al vértice 6, punto en el cual el trazo ocupa el eje de un circuito de la L.T. Socabaya-Jesús en un tramo de 668 metros hasta el vértice 7. En este tramo, la L.T. Socabaya-Jesús 33 KV tendrá que ser desmontada y en el eje del segundo circuito de esta línea se montarán estructuras en doble terna similares a las que se proponen en este proyecto. Desde el vértice 7, el trazo se desvía a la izquierda en 100, cruzando terrenos de cultivo hasta alcanzar el vértice 8 en donde gira  $26^{\circ} 36'$  a la izquierda, cruza la Av. Bolívar, recorre un tramo de 31 m y en el vértice 9 la línea vuelve a girar a la izquierda haciendo un ángulo de  $74^{\circ} 45'$ . Desde este vértice la línea sigue un tramo recto de 1465 metros, atravesando terrenos de cultivo, y en el vértice 12 la línea se desvía a la derecha en un ángulo de  $34^{\circ} 40'$ , atraviesa la Av. Mi Perú y el eje de la línea se desvía nuevamente a la izquierda haciendo un ángulo de  $65^{\circ} 03'$ , recorre un pequeño tramo de 277 m de terrenos de cultivo hasta llegar a la Av. Dolores en donde la Línea gira aproximadamente  $90^{\circ}$ . Desde este punto el trazo de la línea se ubica por la berma central de la Av. Dolores haciendo pequeños ángulos de corrección propios de la curvatura de esta vía y recorre una longitud, de 1826 metros hasta alcanzar el vértice 25, donde el trazo gira  $74^{\circ} 24'$  a la derecha, atravesando terrenos de cultivo del futuro Centro de Forestación de Paucarpata, para llegar finalmente a los emplazamientos de la futura S.E. Paucarpata a ubicarse colindante con la Av. Lambramani y a 200 metros de la zona de Camino Real.

#### b) Distribución de Estructuras

La distribución de estructuras fue realizada mediante el programa de cálculo "UBITOR", cuyas distancias de seguridad fueron verificadas con el Programa de cálculo "PCALT"



resultando la siguiente cantidad de estructuras, a lo largo de toda la línea de transmisión:

TIPO ESTRUCT.	ALTURAS (m)				TOTAL
	10.20	10.60	10.80	11.20	
S	25	0	0	0	25
CS	0	0	0	24	24
A	0	0	5	0	5
BA1	0	0	8	0	8
BA2	0	4	1	0	5
TOTALES	25	4	14	24	67

En la distribución de las estructuras se ha considerado tener estructuras de anclaje cada 15 vanos como máximo con el objeto de que la línea esté protegida contra cualquier colapso de estructuras por acción de sabotaje.

#### c) Diseño de las Estructuras

Los factores de seguridad nominales, dado por las relaciones entre los esfuerzos límite de cada elemento de la estructura y el esfuerzo máximo de trabajo del mismo elemento, para los efectos de los diseños de fabricación de dichas estructuras; son los siguientes:

- Para cargas normales : 1.50
- Para cargas excepcionales : 1.10

Dichos factores se aplicarán, según las hipótesis de carga y los diagramas de carga establecidos en los Planos del Proyecto.

#### d) Puesta a Tierra

Todas las estructuras estarán puestas a tierra de modo que se consiga una resistencia de 20 ohm para estructuras ubicadas en zonas transitables y de 30 ohm para estructuras ubicadas en zonas poco y no transitables.

Se han adoptado las configuraciones de los electrodos de puesta a tierra, de acuerdo a los valores de resistividad del terreno y ubicación de la estructura.

### 8.2.5 CIMENTACION DE ESTRUCTURAS

#### a) Estudio Geotécnicos Requeridos

En esta fase del Proyecto, se han realizado algunas calicatas de algunos puntos característicos del terreno y en base a estos resultados se ha tomado como referencia una clasificación típica

de suelos de una línea de transmisión, en vista de la similitud de los tipos de terreno.

Sin embargo esta clasificación de suelos debe ser confirmada mediante estudios geotécnicos, a realizarse previamente a la construcción.

#### b) Tipo de Suelo Previstos

Se ha considerado la siguiente clasificación:

- Tipo I            Suelos cohesivos formados por arcillas y limos inundados.
- Tipo II           Suelos de arena fina entre poco densa a muy densa, sin agua. Excavación con pico y pala.
- Tipo III          Suelos fraccionados de grano grueso formado por grava arenosa. Excavación con pico y pala.

#### c) Características de Suelos

En la tabla siguiente se indican las características principales de los tipos de suelo definidos en el acápite precedente:

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	T I P O		
		I	II	III
- Presión admisible	kg/cm <sup>2</sup>	1.50	2.00	3.00
- Presión específico	kg/m	1200	1600	1800
- Angulo de atrito	G.S.	20°	30°	30°
- Cohesión	kg/cm <sup>2</sup>	0.40	--	--

#### d) Diseño de Cimentaciones

Serán de concreto y de tipo monobloque con base de sección cuadrada, según el tipo de estructura y el tipo de suelo correspondiente.

De acuerdo a lo establecido en los Documentos Técnicos del Proyecto : Especificaciones Técnicas de Montaje; habrá como mínimo un diseño de cimentación por cada tipo de suelo y cada tipo de estructura, considerando para este caso la extensión más desfavorable de la estructura.

El régimen de carga mecánica de las estructuras, indicados en el ítem 8.2.3 de este capítulo y los respectivos Diagramas de Carga mostrados en los Planos del Proyecto, son aplicables al diseño de las cimentaciones.

### 8.3 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO

#### 8.3.1 ESTRUCTURAS

Las estructuras "S", "A" y "BA1" serán Postes Metálicos soportadas por uno o dos retenidas de acuerdo al tipo de estructura y al ángulo de desvío de la línea.

Las estructuras "CS" y "BA2" serán Postes Metálicos del tipo autosoportadas conformados por secciones tronco piramidales y acero galvanizado.

A continuación se indican los diversos tipos de estructura considerados en el diseño de la línea:

TIPO	APLICACION	ANGULO MAXIMO DE DESVIO HORIZONTAL
S	Suspensión	0°
CS	Suspensión Compacta	10°
A	Angular	30°
BA1	Anclaje-Retención	75°
BA2	Anclaje-Angular	90°

#### 8.3.2 CONDUCTOR ELECTRICO

Las características principales del conductor de la línea son las siguientes:

- Material	:	Aleación de aluminio
- Sección nominal	:	250 MCM
- Sección efectiva	:	127.0 mm <sup>2</sup>
- Diámetro exterior	:	14.57 mm
- Peso unitario conductor	:	0.349 kg/m
- Esfuerzo de rotura	:	3966 kg
- Resistencia D.C. a 20 °C	:	0.264 Ohmios/km
- Módulo de elasticidad final	:	6,250 kg/mm <sup>2</sup>
- Coef. dilatación lineal	:	0.000023 / °C

#### 8.3.3 CABLE DE GUARDA

Las características principales del Cable de Guarda son las siguientes:

- Material	:	Acero Go. Alta Resist.
- Sección efectiva	:	55 mm <sup>2</sup>
- Diámetro exterior	:	9.5 mm
- Peso Unitario	:	0.406 Kg/m
- Esfuerzo de rotura	:	4900 Kg

- Modulo de elasticidad final : 19300 Kg/mm<sup>2</sup>
- Coef. dilatación lineal : 0.0000115 /°C

### 8.3.4 AISLADORES LINE POST Y CADENA DE AISLADORES

En el dimensionamiento del aislamiento de la línea se ha tomado en consideración la altitud y los niveles de sobretensiones a frecuencia industrial y al impulso, etc.

Para las estructuras tipo "S" , "A" ,"BA1" y "BA2", el aislamiento de la línea estará constituido por aisladores tipo "Estandar" con acoplamiento bola-casquillo.

En el caso de las estructuras compactas tipo "CS", se utilizará aisladores LINE POST.

Las normas bajo las cuales se ha especificado las pruebas correspondientes es la IEC y el material puede ser de porcelana o vidrio.

Los aisladores serán adecuados para ser usados tanto en cadenas de suspensión (3) unidades, como de anclaje de cuatro (4) unidades, con una tensión de servicio nominal de 33 kV entre fases.

Las características más importantes del aislador Estandar, son las siguientes:

- Diámetro/paso : 254/146 mm
- Carga de rotura mínima : 8000 kg
- Línea de fuga : 290 mm
- Tensiones de sostenimiento
  - . En seco (60 Hz) : 75 kV
  - . Húmedo (60 Hz) : 45 kV
  - . Al impulso (±) : 120 kV

Las características principales del aislador tipo LINE POST, se indican a continuación:

- Línea de fuga : 1016 mm (40")
- Distancia del arco en seco : 368.3 mm (14.5")
- Carga de rotura : 2273 Kg (5000 Lb)
- Esfuerzo al Cantilever : 1273 Kg (2800 Lb)
- Tensiones de Sostenimiento
  - . En seco (60 Hz) : 150 kV
  - . Húmedo (60 Hz) : 135 kV
  - . Al Impulso (±) : 255 kV

### 8.3.5 ACCESORIOS

- a) Accesorios de Estructuras
  - Dispositivos de escalamiento
  - Placas de numeración
  - Placas de indicación de peligro
- b) Accesorios de Conductores
  - Manguito de empalme
  - Manguito de reparación
  - Amortiguador tipo "Stockbridge"
- c) Accesorios de las Cadenas de Aisladores

Las cadenas aisladores estarán compuestas según el tipo de amarre, por los siguientes componentes:

#### Cadenas de suspensión:

- Grillete Recto
- Anillo - Bola
- Casquillo - ojo
- Varillas de armar
- Grapa de suspensión
- Horquilla para contrapeso (eventual)
- Grillete para contrapeso (eventual)
- Contrapesos unitarios de 25 kg. (eventual)

#### Cadenas de anclaje

- Grillete Recto
- Anillo - Bola
- Casquillo - ojo
- Grapa de anclaje

#### d) Aisladores Line Post

- Grapa de suspensión
- Varilla de armar

#### e) Accesorios de Puesta a Tierra

- Varillas "Copperweld" 5/8"  $\phi$  x 8' de longitud
- Conductor de Cobre duro de 25 mm<sup>2</sup>
- Conectores cobre estañado de 2 vías

- Conector Varilla - Conductor.

## 8.4 CALCULOS JUSTIFICATIVOS

### 8.4.1 CALCULOS ELECTRICOS

#### 8.4.1.1 CALCULO DEL CONDUCTOR DE FASE

##### 8.4.1.1.1 SELECCION DEL MATERIAL

Para el diseño de la línea se determinó como material para el conductor de fase: la Aleación de Aluminio porque presenta una buena performance mecánica y eléctrica para este tipo de línea.

El material ha sido seleccionado de entre los 3 recomendables en este tipo de líneas: Aleación de Aluminio, Aluminio con núcleo de Acero (ACSR) y Aluminio Puro. El Cobre pese a que fabrica en el país es eliminado por cuanto los costos de material en sí como los costos asociados a la línea (estructuras más robustas) dan un costo elevado. El Aluminio Puro se elimina por cuanto se tiene terrenos a alturas mayores a los 1000 m.s.n.m. y a la magnitud de los vanos, como es sabido, dicho material es relativamente frágil para estas condiciones. El conductor ACSR presenta mejores características mecánicas que el Aleación de Aluminio, pero es bastante útil cuando se trabaja con grandes vanos y sobre todo en terrenos con topografía muy irregular. El ACSR tiene un mayor costo relativo que la Aleación de aluminio para las mismas características y requiere también de un mayor costo asociado a las estructuras debido a que su peso unitario es mayor, por lo cual también resulta eliminado.

En conclusión el material elegido es el de Aleación de Aluminio por ser el más adecuado para cumplir con los requisitos exigidos tanto de dureza como de buen comportamiento frente a la corrosión y además es un material utilizado actualmente en el Sistema Eléctrico de Arequipa (SEAL).

##### 8.4.1.1.2 CALCULO POR EFECTO CORONA

$$d_{\min} > (M \cdot kV) / (100 \cdot \sqrt{\delta \cdot t})$$

Donde:

$d_{\min}$	:	Diámetro mínimo del conductor, en cm.
kV	:	Tensión Nominal, 33 kV
M	:	1.10 c/f
t	:	1.0 (Aire limpio)
$\delta$	:	Factor de corrección de la densidad del aire, 0.771

Entonces:

$$d_{\min} > 4.13 \text{ mm}$$

En conclusión la sección mínima es 16 mm<sup>2</sup>.

### 8.4.1.1.3 CALCULO POR CAIDA DE TENSION

Esta dada por la siguiente fórmula:

$$CT\% = [P*L*(R_{50} + X_L*\text{Tan}\phi)]/(10*V^2)$$

Donde:

CT%	:	Caída de Tensión Porcentual
P	:	Potencia Activa a Transportar, 11000 kW
V	:	Tensión Nominal Línea a Línea, 33 kV
R <sub>50</sub>	:	Resistencia eléctrica a 50°C, ohm/km
X <sub>L</sub>	:	Reactancia inductiva, ohm/km
φ	:	ArcTan(Cosφ), siendo Cosφ factor de potencia
L	:	Longitud de la Línea de transmisión, 8.44 km

Cuyos valores se muestran en el siguiente cuadro:

#### CAIDA DE TENSION PORCENTUAL

S (mm <sup>2</sup> )	R <sub>50</sub> (ohm/km)	X <sub>L</sub> (ohm/km)	Cosφ				
			0.8	0.85	0.90	0.95	1.00
67.5	0.5505	0.4939	7.85	7.30	6.73	6.08	4.69
85.0	0.4587	0.4863	7.02	6.48	5.92	5.27	3.91
107.3	0.3463	0.4812	6.03	5.49	4.94	4.30	2.95
127	0.3182	0.4758	5.75	5.23	4.68	4.05	2.71
177.3	0.2095	0.4524	4.68	4.18	3.65	3.05	1.79

### 8.4.1.1.4 PERDIDAS PORCENTUALES DE POTENCIA

Las pérdidas porcentuales de potencia se calculan de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P\% = (R_{50}*L*P)/[10*(V*\text{Cos}\phi)^2] \leq 10\%$$

Donde:

P%	:	Porcentaje de pérdida de potencia.
----	---	------------------------------------

Los resultados se muestran en el cuadro siguiente:

### PERDIDA PORCENTUAL DE POTENCIA

S (mm <sup>2</sup> )	R <sub>50</sub> (ohm/km)	Xl (ohm/km)	Cosφ				
			0.8	0.85	0.90	0.95	1.00
67.5	0.5505	0.4939	7.33	6.50	5.79	5.20	4.69
85.0	0.4587	0.4863	6.11	5.41	4.83	4.33	3.91
107.3	0.3463	0.4812	4.61	4.09	3.64	3.27	2.95
127	0.3182	0.4758	4.24	3.75	3.35	3.01	2.71
177.3	0.2095	0.4524	2.79	2.47	2.20	1.98	1.79

#### 8.4.1.1.5 CALCULO POR ESTABILIDAD TERMICA DE LA LINEA DE TRANSMISION AEREA

Siguiendo el método de la BBC (Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica; paginas 86,87,88,89 y 90).

El esfuerzo térmico depende de la magnitud de la curva y de la duración de la intensidad de cortocircuito. Se denomina valor medio térmico efectivo la intensidad de breve duración  $I_{th}$ , cuyo valor efectivo genere igual cantidad de calor que la intensidad de cortocircuito, cuyas componentes simétricas y asimétricas varían durante el tiempo  $T_k$  del cortocircuito, calculándose como sigue:

$$I_{th} = I''_k \sqrt{(m+n)}$$

Donde:

- $I_{th}$  : Intensidad de breve duración, kA
- $I''_k$  : Corriente inicial de cortocircuito (corriente dinámica momentanea), kA
- $m, n$  : Son factores que se obtienen de la figura 4-6, pag. 87 de la BBC.

Para:

$$I''_k / I_k = 2.5 \quad T_k = 1 \text{ seg.}$$

se obtiene:

$$m = 0 \quad y \quad n = 0.52$$

además:

$$I''_k = 11.6 \text{ kA}$$

Entonces:

$$I_{th} = 8.4 \text{ kA}$$

En conductores, se emplea en el cálculo la densidad de corriente de breve duración térmica eficaz  $S_{th}$ , que debe ser mayor que la densidad de corriente de breve duración nominal  $S_{thn}$ , extraíble de la figura 4-7 b) de la pag. 88 de la BBC.

Desconociendo otros datos sobre la temperatura inicial  $T_i$  de un conductor, habrá que emplear la temperatura máxima admisible de servicio (70°C). Como temperatura final  $T_f$  de



un conductor se considera la temperatura admisible del propio conductor en caso de cortocircuito. En barras y en Líneas Aéreas es  $T_f = 200$  °C.

Con estos datos se obtiene la densidad de corriente de breve duración nominal para Aleación de Aluminio, de la fig. 4-7 b) pag. 88 de la BBC.

$$S_{thn} = 86.67 \text{ A/mm}^2$$

Luego:

$$A = I_{th}/S_{thn}$$

Donde:

A : Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

Entonces:  $A \approx 97 \text{ mm}^2$

En conclusión la sección mínima por cortocircuito es 107.3 mm<sup>2</sup> de Aleación de Aluminio.

#### 8.4.1.1.6 CALCULO POR AMPACITANCIA (CAPACIDAD DE CORRIENTE)

Según catalogos del fabricante para las siguientes condiciones ambientales de trabajo:

Temperatura ambiente	:	30°C
Temperatura alcanzada en el conductor	:	75°C
Velocidad Transversal del viento	:	2 km/hora

La potencia a transmitir se calcula:

$$W = n * I * (V_n / \sqrt{3}) * f.p.$$

Donde:

W	:	Potencia activa a Transmitir, kW
n	:	Número de fases, 3
I	:	Corriente admisible en el conductor, A
$V_n$	:	tensión nominal de la línea, 33 kV
f.p.	:	Factor de Potencia

Los resultados de la evaluación de la ecuación se muestra en el cuadro siguiente:

#### CAPACIDAD DE TRANSPORTE

S (mm <sup>2</sup> )	I (A)	Cos $\phi$				
		0.8	0.85	0.90	0.95	1.00
67.5	245	11.20	11.90	12.60	13.30	14.00
85.0	278	12.71	13.51	14.30	15.10	15.89
107.3	308	14.08	14.96	15.84	16.72	17.61
127	388	17.74	18.85	19.96	21.07	22.18
177.3	475	21.72	23.08	24.44	25.79	27.15

### 8.4.1.1.6 CONCLUSIONES

Asumiendo un factor de potencia 0.90 se tiene que la sección 127 mm<sup>2</sup> (250 MCM), es la más adecuada por las siguientes razones:

Caída de Tensión	:	4%
Pérdida porcentual de potencia	:	2.87%
Capacidad de transporte	:	20 MW

Si bien es cierto, que a mayor sección la caída de tensión, las pérdidas porcentuales de potencia son menores, el costo de conductor, estructuras, ferretería y montaje son mayores lo cual limitaría el uso de conductores se secciones mayores a 127 mm<sup>2</sup>.

Además, la potencia que puede transmitir el conductor de Aleación de Aluminio de 127 mm<sup>2</sup> sin deteriorarse es 20 MW, siendo esté superior que la potencia transmisible de la línea en condiciones de emergencia de 18 MW/terna.

Las características principales se muestra en el acápite 8.3.2.

### 8.4.1.2 CAPACIDAD DE TRANSPORTE POR EFECTOS TERMICOS

Se consideró que la máxima temperatura admisible en régimen permanente para el conductor aleación de aluminio es de 70°C, valor tomado en concordancia con lo especificado por el fabricante (75°C) y con las normas internacionales vigentes.

Para determinar la temperatura máxima en el conductor, se considerará los siguientes casos de simultaneidad entre la temperatura ambiente y la máxima demanda.

#### CASOS DE SIMULTANEIDAD ENTRE LA TEMPERATURA AMBIENTE Y LA MAXIMA DEMANDA

CASOS	TEMPERATURA AMBIENTE	DEMANDA
CASO I	máxima	70% de M.D.
CASO II	media	máxima demanda
CASO III	máxima	temp.máx.en el conductor 70°C
CASO IV	máxima	temp.máx.en el conductor 90°C

El análisis de los casos I y II determina la temperatura máxima en el conductor para el cálculo de la flecha máxima, resulta ser 50°C. Los casos II y IV permiten determinar la potencia transmisible por la línea, por límite térmico de los conductores, resultando ser de 12.7 MW (14 MVA) en operación normal continua y de 18 MW (20 MVA) en operación de emergencia, por cada circuito.

Analizando los casos:

CASO I: 70% de máxima demanda y temperatura ambiente máxima.

$$\begin{aligned} T &= 30^{\circ}\text{C} \text{ y} & N &= 14\text{MVA (operación normal)} \\ \text{Imd} &= 0.7 * \frac{N}{\sqrt{3} * V_n} \text{ (A)} & V_n &= 33 \text{ kV} \\ \text{Imd} &= 171.5\text{A} \end{aligned}$$

donde:

$$\begin{aligned} T_f &: \text{ temperatura máxima en el conductor, } ^{\circ}\text{C} \\ T &: \text{ temperatura máxima del ambiente, } ^{\circ}\text{C} \\ \Theta &: \text{ elevación de temperatura, } ^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

Luego:

Si,  $\Theta = 20^{\circ}\text{C}$ , la máxima temperatura en el conductor será:

$$\begin{aligned} T_f &= T + \Theta \\ T_f &= 50^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

CASO II : Máxima demanda y temperatura ambiente promedio.

$$\begin{aligned} T &= 15^{\circ}\text{C} \\ \text{Imd} &= \frac{N}{\sqrt{3} * V_n} \\ \text{Imd} &= 245 \text{ A} \quad (12.7\text{MW, } \cos\phi = 0.9) \end{aligned}$$

Luego:

$$\begin{aligned} \text{Si, } \Theta &= 35^{\circ}\text{C} \\ T_f &= 50^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

CASO III: Temperatura del ambiente máxima y temperatura máxima del conductor.

$T = 30^{\circ}\text{C}$  y temperatura máxima en el conductor,  $T_f = 70^{\circ}\text{C}$   
 $\Theta = 40^{\circ}\text{C}$  entonces, la máxima corriente que circulará será:

$$\begin{aligned} I &= \frac{N}{\sqrt{3} * V_n} \text{ (A)} & N &= 20\text{MVA (operación en emergencia)} \\ I &= 350\text{A} \quad (18\text{MW, } \cos\phi = 0.9) \end{aligned}$$

CASO IV: En condición de emergencia

$T = 30^{\circ}\text{C}$  y  $T_f = 90^{\circ}\text{C}$ , entonces  $\Theta = 60^{\circ}\text{C}$ . En condiciones de emergencia, la máxima temperatura en el conductor es de  $90^{\circ}\text{C}$ , entonces la máxima corriente será 388A

COMENTARIOS:

- Se asumió que cada circuito, ante la eventualidad de una falla del otro circuito, debe llevar el íntegro de la demanda.
- La ocurrencia de la máxima demanda con la máxima temperatura ambiente simultáneamente, es poco probable.
- Por lo anterior, podemos concluir que la temperatura máxima en el conductor será de  $50^{\circ}\text{C}$
- Por límite térmico se tiene la siguiente capacidad de corriente:
 

. En forma continua (normal)	: 350A
. En forma transitoria o emergencia (falla)	: 388A

### 8.4.1.3 CALCULO DEL CABLE DE GUARDA

#### 8.4.1.3.1 SELECCION DEL MATERIAL

La selección del material del cable de guarda se hizo en base de una comparación técnico-económica entre los conductores de aleación de aluminio y acero galvanizado de alta resistencia (AoGo) la cual demostró que éste último tiene mayores ventajas tanto técnicas como económicas, por tanto su utilización es conveniente.

#### 8.4.1.3.2 DETERMINACION DE LA SECCION DEL CABLE DE GUARDA

El cable de guarda al ser sometido a un cortocircuito eleva su temperatura al circular una gran corriente por él, durante un intervalo de tiempo capaz de alterar sustancialmente las características propias del material utilizado.

El objeto de dimensionamiento es calcular la sección mínima para que la temperatura alcanzada en el cable al paso de la corriente de falla no supere las temperaturas recomendadas por las normas.

Para determinar la sección del cable de guarda, se examinó la corriente de falla para el caso más crítico, o sea cerca de la SS.EE. Socabaya. De la repartición de corriente de falla entre el cable de guarda y la puesta a tierra se observa que la corriente de cortocircuito cerca a la SS.EE. Socabaya es de 4.4 kA.

La temperatura inicial en régimen permanente del cable fue de 20°C y la temperatura máxima admisible se adoptó 400°C. Magnitud que asegura un razonable margen de seguridad.

Fórmula teórica:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 = \frac{C \cdot \tau \cdot \Theta \cdot K}{Fr \cdot \sigma_{20^\circ} \cdot C \cdot [1 + \alpha (\Theta / 2 - 20)] \cdot t}$$

Donde:

I	:	Corriente de cortocircuito, amperios
$\tau$	:	Peso específico de C.G. = 7.78 gr/cm <sup>3</sup>
A	:	Sección transversal del C.G., mm <sup>2</sup>
$\Theta$	:	Diferencia de temperaturas = 380°C
$\sigma_{20^\circ C}$	:	Resistencia específica a 20°C = 0.201 $\Omega$ /km
$\alpha$	:	Coefficiente de temperatura = 0.0038 / °C
C	:	Calor específico del conductor = 0.114 Cal/°C
Fr	:	Resistencia C.G. en C.A./resistencia C.G. en C.C. = 1.5
K	:	Constante $\approx$ 4.1863
t	:	0.5

Reemplazando datos:

$$\frac{I}{A} = 75.5 \text{ Amp/mm}^2$$

$$I_{cc} = 4.4 \text{ kA}$$

$$A = \frac{4400}{75.5} = 58.35 \text{ mm}^2$$

Para el cable 3/8"  $\phi$  y 5 = 55 mm<sup>2</sup>, y soporta una corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ), de 3857 Amp. y valor que es aproximado a la corriente de falla cerca a la SS.EE. de Socabaya.

CONCLUSION:

La sección mínima a ser usada para el cable de guarda será de 3/8"  $\phi$  cuyas características principales se muestran en el desarrollo de la Ingeniería del Proyecto.

#### 8.4.1.3.3 SELECCION DEL ANGULO DE PROTECCION DEL C.G. (Nd)

##### A) TASA DE DESCONEXION POR RAYOS EN EL CONDUCTOR (N1d)

$$Z_o = 60 \text{Ln} \left( \frac{2 \cdot hca}{r} \right)$$

Donde :

$Z_o$  : Impedancia característica del conductor  
 hc.a. : Altura promedio del conductor más bajo = 10.8m.  
 r : Radio del conductor \* 1.5 (efecto corona)

$$r = \left( \frac{14.57}{2 \times 1000} \right) \times 1.5 = 0.0109$$

Entonces:

$$Z_o = 455.50 \Omega$$

Según IEC: para 3 aisladores tenemos 220 kV de tensión de contorneo (Fig. N° 1)

$$T_c = 220 \text{ kV}$$

Además:

$$\delta = 0.771 \quad \sigma = 0.03\%$$

Tenemos:

$$T_c = \left( \frac{V}{1 - 1.3 * \sigma} \right) * \frac{1}{\sqrt{\delta}}$$

$$\Rightarrow V = 185.64 \text{ kV}$$

Entonces:

$$I_c = \frac{2V}{Z_o} \Rightarrow I_c = 0.82 \text{ kA}$$

Probabilidad en % de que el rayo supere el valor  $I_c$  ( $P_1$ ):

$$\text{Log } P_1 = \left( 2 - \frac{I_c}{60} \right) \Rightarrow P_1 = 96.90\%$$

Probabilidad en % de falla en el C.G. ( $P_\Theta$ ):

$$\text{Log } P_\Theta = \left( \frac{\Theta}{20} - 2 \right) ; \quad h < 30 \text{ m}$$

Probabilidad de que los contorneos producidos en el aislamiento causen apertura en el interruptor ( $n = 0.8$ )

Números de rayos que caen en la torre (NL)

$$NL = 0.045 * h * NI \Rightarrow NL = 29.52$$

donde:

- h : Altura promedio del C.G. = 16.40m.  
 NI : Nivel isocerúnico = 40 Tor.100 km<sup>2</sup> - año  
 Tc : Tensión de contorno al 50% impulso = 220 kV valor obtenido de la Fig. a para 3 aisladores standard.  
 Ic : Corriente máxima admisible por la cadena de aisladores, kA.  
 V : Tensión de sostenimiento nominal al impulso = 185.64 kV.

\* El nivel isocerúnico es bajo, cuando no se cuenta con suficiente información pero por los niveles de altitud y el análisis estadístico de fallas de la línea de la zona se puede considerar 40 Torn/100 km - año.

Resultados :

$\theta$	P1	$P\theta$	N1d
44°	93.47	1.585	0.704
35°	93.47	0.562	0.249
30°	93.47	0.316	0.147
25°	93.47	0.178	0.079

## B. TASA DE DESCONEXION POR RAYOS SOBRE C.G. (N2d)

Porcentaje de rayos que caen sobre la torre (T):

$$T = e^{-0.001396 * Lm.}$$

Lm : Vano Tipico = 200m.

Entonces:

$$\begin{aligned} T &= 0.7564 \text{ p.u.} \\ T &= 75.64\% \end{aligned}$$

k : Factor de acoplamiento C.A. y C.G.

$$k = \frac{Z_{meq}}{Z_{eq}}$$

$$Z_{eq} = Z_g 33 \log\left(\frac{2h1}{I_{c.g}}\right)$$

De la Fig. N° 2, tenemos:

$$Z_{meq} = 33 \text{ Log} \left( \frac{b^{1/5}}{a^{15}} \right)$$

Resistencia al impulso (Ri)

$$R_i = R/4$$

Corriente crítica para el caso de caída del rayo sobre el cable de guarda (I'c):

$$I'c = \frac{V}{1-K} \left( \frac{2}{Z_g} + \frac{1}{Z_s} \right) \left( 1 + \frac{Z_g}{R_i} \right)$$

Probabilidad de que el rayo supere el valor de I'c (P'1):

$$\text{Log } P_1 = \left( 2 - \frac{I'c}{60} \right)$$

$$\text{para } I_c > 200 \text{ kA} \Rightarrow P_1 \approx 0.05\%$$

Donde:

Zeq = Zg	:	Impedancia propia (de onda) de C.G.
Zmeq	:	Impedancia mutúa del C.G.
Zs	:	Impedancia del rayo aprox. 2000 ohms
V	:	Tensión de sostenimiento nominal al impulso = 185.64 kV.

Resultado:

$\theta$	Zeq ( $\Omega$ )	Zmeq ( $\Omega$ )	R = 20 $\Omega$		R = 30 $\Omega$		R = 50 $\Omega$	
			I'c	P'1	I'c	P'1	I'c	P'1
44°	126.67	40.50	252.74	0.05	171.69	0.138	106.86	1.66
35°	127.11	37.98	244.97	0.05	166.41	0.168	103.55	1.88
30°	127.44	36.19	240.14	0.05	163.12	0.191	101.50	2.03
25°	127.88	34.01	234.19	0.05	159.06	0.223	98.96	2.24

Cálculo de :

$$N_{ad} = N_L * (1 - T) * P'_1 * n * 10^{-2}$$



$\theta$	Nad		
	R = 20 $\Omega$	R = 30 $\Omega$	R = 50 $\Omega$
44°	0.0029	0.0079	0.0955
35°	0.0029	0.0097	0.1082
30°	0.0029	0.0110	0.1168
25°	0.0029	0.0134	0.1289

C) TASA DE DESCONEXION POR CAIDA DE RAYOS EN LAS TORRES (N3d):

$$N3d = NL * T * P''_1 * n * 10^{-2} \text{ Desc} / 100 \text{ Km-Año}$$

Corriente crítica para el caso de caída del rayo sobre las torres (I''c) :

$$I''c = \left( \frac{V}{1-k} \right) \left( \frac{1}{Ri} + \frac{1}{Zs} + \frac{1}{Zg} \right)$$

Probabilidad de que el rayo supere el valor de I''c (P''1):

$$\text{Log } P''_1 = \left( 2 - \frac{I''c}{60} \right)$$

Resultados:

$\theta$	Zg ( $\Omega$ )	K	R = 20 $\Omega$		R = 30 $\Omega$		R = 50 $\Omega$	
			I''c	P''1	I''c	P''1	I''c	P''1
44°	126.67	0.320	122.84	0.90	83.54	4.05	52.10	13.54
35°	127.11	0.299	122.82	0.90	83.52	4.06	52.09	13.55
30°	127.44	0.284	122.81	0.90	83.51	4.06	52.08	13.55
25°	127.88	0.266	122.79	0.90	83.50	4.06	52.06	13.56

Cálculo de :

$$N3d = NL * T * P''_1 * n * 10^{-2}$$

$\theta$	Nad		
	R = 20 $\Omega$	R = 30 $\Omega$	R = 50 $\Omega$
44°	0.161	0.723	2.419
35°	0.161	0.725	2.420
30°	0.161	0.725	2.420
25°	0.161	0.725	2.422

**D) TASA TOTAL DE DESCONEXION (Nd):**

$\theta$	Nad		
	R = 20 $\Omega$	R = 30 $\Omega$	R = 50 $\Omega$
44°	0.8679	1.4349	3.2185
35°	0.4129	0.9837	2.7772
30°	0.3109	0.883	2.6838
25°	0.2429	0.8174	2.6299

**CONCLUSIONES:**

El ángulo de protección del C.G. más recomendable  $\theta = 30^\circ$ , admitiendo hasta 1 desc /100 km-año, que es un valor aceptable para este nivel de tensión.

**8.4.1.4 CALCULO DEL AISLAMIENTO DE LA LINEA**

**8.4.1.4.1 DIMENSIONAMIENTO DEL AISLAMIENTO**

En el dimensionamiento del aislamiento de la línea se ha tomado en consideración la altitud y los niveles de sobretensiones a frecuencia industrial y al impulso.

**8.4.1.4.1 PARAMETROS DE DISEÑO**

- Eléctricos

Tensión entre fases	: 33 kV
Tensión máxima del sistema (V <sub>máx</sub> )	: 36 kV
Factor de sobretensión por maniobra (F <sub>m</sub> )	: 3

Factor de sobretensión a la frecuencia industrial (fn) : 1.1  
 Relación de tensión de impulso : 1.2

- Ambientales

Temperatura media : 15°C  
 Humedad relativa media : 37 a 55%  
 Humedad absoluta (Ha) : 9 gr/m<sup>3</sup>  
 Tasa de precipitación (Tp) : 2350 m.s.n.m.

#### 8.4.1.4.2 FACTORES DE CORRECCION

- Factor de corrección de la densidad del aire ( $\delta$ )

$$\delta = \frac{3.926 * b}{273 + t}$$

De acuerdo a la relación de Halley:

$$\text{Log } b = \text{Log}76 - \frac{h}{18336}$$

donde:

b : Presión barométrica en cmHg.  
 t : Temperatura media, °C  
 h : Altitud, m.s.n.m.

Entonces:

$$\delta = 0.771$$

- Factor de corrección por altitud (fr):

$$fr = 1 + \left( \frac{h-1000}{100} \right) * 0.0125$$

$$\Rightarrow fr = 1.17$$

- Factor de corrección por humedad (Hv):

$$Hv = 1.1003 - 0.011 * Ha + 0.000599 * Ha - 1.939 * 10^{-5} * Ha$$

Donde:

Ha : humedad absoluta, 9 gr/m<sup>3</sup>

Entonces:

$$H_v = 1.0321$$

- Factor de corrección por Tasa de precipitación ( $K_p$ )

$$K_p = k - a \cdot T_p$$

Si asumimos:

$$T_p = 0.5 \text{ mm/min.}$$

$$a = 0.1 \text{ kg/mm.}$$

$$k = 1.0$$

$$\text{Reemplazando: } K_p = 0.95 \text{ kg/min}$$

#### 8.4.1.4.3 SOBRETENSION DE ORIGEN ATMOSFERICO

Son ocasionados por caídas de rayos y para determinar las distancias mínimas disruptiva se hace en base al BIL máximo de 145 kV pico para el nivel de 33 kV en condiciones normales.

Este valor es corregido por el factor de altitud (1.17) y considerando un 90% de probabilidad de no disrupción según normas IEC., se tiene una tensión crítica de flameo de 153 kV pico/fase ( $145 * 1.17 * 0.9$ ). Correspondiendo a esta tensión una distancia conductor-masa de 40 cm. Los aisladores seleccionados el material puede ser de porcelana o vidrio, tipo standard con acoplamiento bola - casquillo clase 52-3 y aisladores Line Post, cuyas características se encuentran en las especificaciones técnicas.

#### 8.4.1.4.4. SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO

En base a los parámetros eléctricos de diseño, se calcularon las tensiones disruptivas a frecuencia nominal y de maniobra.

- Sobretensiones de Maniobra

Se forman debido a los cambios bruscos de los campos electrostáticos y electromagnéticos de un circuito debido a las maniobras y cuya magnitud puede ser de 2 a 5 veces la Tensión Nominal.

Tensión crítica disruptiva ( $U_c$ ):

$$U_c = \frac{V_n * \sqrt{2}}{\sqrt{3}(1 - k'd * \sigma)} * f_m * k_1 * k_2 \left( \frac{H_v}{S} \right)^n$$

Donde:

$U_c$  : Tensión crítica disruptiva, kV.

$V_n$  : Tensión nominal, 33 kV.

$f_m$  : Factor de sobretensión de maniobra = 3.0

k1	:	Relación de tensión impulso = 1.2
k2	:	Factor de corrección de lluvia = 1.05
Hv	:	Factor de corrección por humedad = 1.0321
S	:	Factor de corrección de la densidad de aire = 0.771
$\sigma$	:	Desviación standard = 6%, 99.87% de probabilidad de no disrupción EPRI.
n	:	1.0
k'd	:	3

Dando valores se obtiene que:

$$U_c = 166.3 \text{ kV.}$$

- Sobretensión a Frecuencia Industrial.

$$U_{fc} = \frac{V_n}{(1 - K_d \cdot \sigma) \sqrt{3}} \cdot f_n \cdot k_f \cdot \frac{H_v}{\sqrt{\delta}} \cdot \frac{1}{K_p} \cdot \frac{1}{k_r}$$

Donde:

U <sub>fc</sub>	:	Tensión disruptiva, kV
f <sub>n</sub>	:	Factor de sobretensión a la frecuencia industrial = 1.1
k <sub>f</sub>	:	Incremento de tensión en caso de falla para cortocircuito monofasico = 1.3
k <sub>p</sub>	:	Factor de corrección por Tasa de precipitación = 0.95
H <sub>v</sub>	:	1.0321
k <sub>r</sub>	:	10
k <sub>d</sub>	:	2.0
$\sigma$	:	3%
V <sub>n</sub>	:	33 kV
$\delta$	:	0.771

Reemplazando datos tenemos:

$$U_{fc} = 35.9 \text{ kV.}$$

#### 8.4.1.4.5 CONCLUSION

El aislamiento de la línea estará constituido por los siguientes tipo de aisladores:

- El aislador caperuza tipo "standard" con acoplamiento bola-casquillo de 10" x 5 3/4"
- El aislador rígido, tipe Line Post de 19 3/4" de longitud.

Cuyas características principales se encuentran en la Ingeniería del Proyecto.

#### 8.4.1.5 CALCULO DEL NUMERO DE AISLADORES

La determinación del número de aisladores se realiza considerando los siguientes factores:

- . Sobretensiones por maniobra.
- . Sobretensiones a la frecuencia industrial
- . Niveles de contaminación.
- . Nivel de aislamiento standard.
- . Línea de fuga.

##### 8.4.1.5.1 CALCULO POR SOBRETENSIONES POR MANIOBRAS

$$Nm = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * Vmax * fm * fr * \frac{1}{Em}$$

Donde :

- Nm : Número de aisladores mínimo.
- Vmáx : Tensión máxima de servicio, 36 kV
- fm : Factor de sobretensión por maniobra = 3
- fr : Factor de reducción de aislamiento por altura = 1.17
- Em : Tensión de sostenimiento, 47 kV / aislador, para un nivel de contaminación anual promedio 0.02 mg/cm<sup>2</sup> (medio ambiente limpio).

Entonces:

$$Nm = 2.20 \approx 3 \text{ aisladores}$$

##### 8.4.1.5.2 CALCULO POR SOBRETENSION A LA FRECUENCIA INDUSTRIAL O DE SERVICIO

$$Nm = \frac{1}{\sqrt{3}} * Vmax * fn * fr * \frac{1}{En}$$

a la frecuencia nominal de 60 Hz.

Donde:

- fn : Factor de sobretensión a la frecuencia industrial = 1.1
- En : Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial 17.9 kV/aislador, para un nivel de contaminación anual promedio 0.02 mg/cm<sup>2</sup>

Entonces:

$$Nm = 1.49 \approx 2 \text{ aisladores.}$$

#### 8.4.1.5.3 NUMERO DE AISLADORES SEGUN LONGITUD DE FUGA (AISLAMIENTO RECOMENDADO)

$$\frac{L * Nm}{V_{max}} = \frac{Cm}{kV}$$

Donde:

L : Longitud de la línea de fuga de un aislador.

Para zona limpia de contaminación, se recomienda de 1.7 a 2.2 cm/kV y teniendo que el aislador elegido tiene 2 cm de longitud de fuga, se tendrá:

$$\frac{29.0 * Nm}{36} > 2.2$$

luego se adopta  $Nm = 3$  aisladores.

#### 8.4.1.5.4 POR NIVEL STANDARD DE AISLAMIENTO (Sobretensiones por impulso)

Tensión de contorno =  $V_{impulso} * fr * (1 + 1.3 \sigma)$   
al 50% tipo impulso

Donde:

Vimpulso : Tensión de sostenimiento para una caída tipo impulso, 145 kV.  
 $\sigma$  : Desviación standard, 6%

Entonces:

Tensión de contorno = 156.3 kV  
al 50% tipo impulso.

Por lo tanto, de catálogos, para 156.3 kV, se requiere 3 aisladores.

#### 8.4.1.5.5 CONCLUSION

Después de haber analizado las sobretensiones, el número de aisladores, tanto para sobretensiones de maniobra como para sobretensiones a frecuencia industrial se obtuvo; en cadenas de suspensión tres (3) unidades y de anclaje de cuatro (4) unidades.

### 8.4.1.6 CALCULO DE PARAMETROS ELECTRICOS DE LA LINEA

#### A) CALCULO DE LA RESISTENCIA A 50°C

$$R_{50^\circ} = R_{20^\circ} [ 1 + \alpha (T_2 - 20) ]$$

Donde:

- $R_{50^\circ}$  : Resistencia del conductor a la temperatura de trabajo 50°C en  $\Omega/\text{km}$ .
- $R_{20^\circ}$  : Resistencia a 20°C en C.C. = 0.2460  $\Omega/\text{km}$
- $T_2$  : Temperatura de trabajo del conductor = 50°C
- $\alpha$  : Coeficiente por variación de temperatura = 0.0026/°C.

Entonces:

$$R_{50^\circ} = 0.3182 \Omega/\text{km}.$$

#### B) CALCULO DEL COEFICIENTE DE AUTOINDUCCION "L"

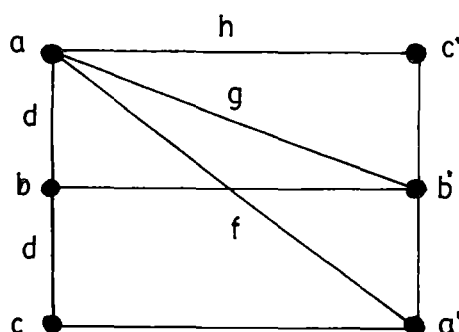
La fórmula a emplear es la siguiente:

$$L = (0.5 + 2 \text{Ln} (\text{DMG}/r)) * 10^{-4}$$

Donde:

- $L$  : Coeficiente de autoinducción, H/km.
- $\text{DMG}$  : Distancia media geométrica, mm.
- $r$  : Radio de conductor, mm.

Se tiene la siguiente configuración de la estructura típica.



$$\begin{aligned} d &= 2.15 \text{ m.} \\ h &= 2.60 \text{ m.} \\ g &= 3.37 \text{ m.} \\ f &= 5.02 \text{ m.} \\ r &= 7.285 \times 10^{-3} \text{ m.} \end{aligned}$$

$$\text{DMG} = 2^{1/3} * d * (g/f)^{2/3} = 2.08\text{m.}$$

Entonces:

$$L = 11.809 \times 10^{-4} \text{ H/km.}$$



C) REACTANCIA INDUCTIVA DE LA LINEA " $X_L$ "

$$X_L = 2 * \pi * f * L$$

Donde:

$$\begin{array}{ll} X_L & : \text{ Reactancia inductiva, } \Omega/\text{km.} \\ f & : \text{ Frecuencia de la red, 60 Hz.} \end{array}$$

Entonces:

$$X_L = 0.4758 \Omega / \text{km}$$

## D) CAPACITANCIA DE LA LINEA "C"

Esta dada por la siguiente fórmula:

$$C = \frac{24.2 * 10^{-9}}{\text{Log}(DMG / r)} \quad (\text{F/km})$$

Entonces:

$$C = 9.246 * 10^{-9} \text{ F/km}$$

## E) SUPCEPTANCIA "b"

Esta dada por:

$$B_C = 2 * \pi * f * C$$

Entonces:

$$B_C = 3.4857 * 10^{-6} \text{ Mhos/km}$$

## F) PERDITANCIA

Para líneas cortas y bien aisladas es despreciable.

## G) COMPORTAMIENTO ELECTRICO DEL SISTEMA DE TRANSMISION

Por Fase:

$$V_{sf} = V_{rf} + Z * I$$

$$I = \frac{N}{\sqrt{3} V_r} \angle -\text{Cos}^{-1}\phi$$

$$Z = (R + jX_L) * L$$

Donde:

$V_{sf}$	:	Tensión de entrada al inicio de la línea, $33/\sqrt{3}$ kV
$V_r$	:	Tensión de salida al final de la línea, kV.
$Z$	:	Impedancia serie de la línea, $\Omega$
$\cos\phi$	:	Factor de potencia = 0.9
$I$	:	Corriente de la línea, A

Entonces:

$$Z = 4.8313 \angle 56.23^\circ \Omega$$

$$I = 214 \angle -25.84^\circ \text{ A}$$

$$V_{sf} = 20 \text{ kV}$$

$$V_s = 35 \text{ kV}$$

Factor de regulación de la tensión (FR):

$$FR = \frac{V_s - V_r}{V_r} \times 100$$

$$FR = 6.06\%$$

Pérdida de potencia ( $\Delta kW$ ):

$$\Delta kW = \frac{3 * R_L * I^2}{1000}$$

$$\Delta kW = 368.969 \text{ kW}$$

Porcentaje de pérdida de potencia (%):

$$P(\%) = \frac{\Delta kW}{kW} * 100$$

$$P(\%) = 3.35\%$$

Eficiencia de la línea:

$$e(\%) = 100\% - P(\%)$$

$$e(\%) = 96.65\%$$

Conclusión:

La línea tiene una eficiencia de 96.65%

### 8.4.1.7 PERDIDA DE POTENCIA POR EFECTO CORONA

La pérdida por efecto corona se calcula por la fórmula de Peek; da las pérdidas por fase de la línea:

$$P_C = \frac{241}{\delta} * (f + 25) * \frac{\sqrt{r}}{\sqrt{d}} * (V - V_C)^2 * 10^{-5}$$

Donde:

P <sub>c</sub>	:	Pérdida por efecto corona, en kW/km
f	:	Frecuencia de la red, 60 Hz.
δ	:	Factor de corrección de la densidad del aire 0.771
r	:	Radio del conductor, 0.7285 cm.
D	:	Distancia entre conductores, 215 cm.
V	:	Tensión de fase de la línea, 33 $\sqrt{3}$ kV
V <sub>c</sub>	:	Tensión crítica disruptiva, en kV (U <sub>c</sub> $\sqrt{3}$ );

Pero antes calculamos la tensión crítica de corona (U<sub>c</sub>):

$$U_C = \frac{30}{\sqrt{2}} * 2.302 * m_1 * m_2 * m_3 * n * r * \delta * (1 + 0. \frac{301}{\sqrt{\delta * r}}) * (1 - 0.0775 * r) \text{Log}(D/r')$$

Donde:

U <sub>c</sub>	:	Tensión crítica disruptiva, fase-neutro, en kV eficaz.
r	:	Radio del conductor.
D	:	Distancia entre conductores.
r'	:	Radio equivalente del Haz, 0.7285 cm (fase simple)
n	:	Número de conductores del Haz de cada fase, 1
m <sub>1</sub>	:	Factor de trefilado o trenzado, 0.85
m <sub>2</sub>	:	Factor de rugosidad del conductor, 1
m <sub>3</sub>	:	factor de condición ambiental; 1, 0.85

Para:

$$m_3 = 1$$

$$U_c = 32.51 \text{ kV.}$$

$$P_c = 1.238 \text{ kW/km}$$

$$P'_c = 3 * P_c = 3.714 \text{ kW/km}$$

$$m_3 = 0.85$$

$$U_c = 27.64 \text{ kV}$$

$$P_c = 0.148 \text{ kW/km}$$

$$P'_c = 3 * P_c = 0.444 \text{ kW/km}$$

### 8.4.1.8 ESTUDIO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

#### 8.4.1.8.1 PERFIL DE RESISTIVIDADES

El diseño de la puesta a tierra se ha realizado en base a las mediciones de resistividades efectuadas en campo con lo cual se ha definido el perfil de resistividad, se muestra en el plano de detalle sistema de puesta a tierra (LTSP LT - 009).

#### 8.4.1.8.2 CRITERIOS DE DISEÑO

Para el diseño del sistema de puesta a tierra de las estructuras se consideraron los siguientes factores:

- Reducir la resistencia de puesta a tierra de la estructura para proteger al personal de mantenimiento u otro, contra tensiones de toque o de paso peligroso, que pueden establecerse por corrientes durante fallas a tierra de la línea.
- Reducción de las resistencias de puesta a tierra para una correcta operación de los equipos de protección.
- Proporcionar un fácil y rápido camino a tierra de las descargas atmosféricas o sobretensiones debida a las maniobras en el sistema. Debido al nivel isocerámico bajo, el diseño del sistema de puesta a tierra toma en cuenta solamente los cortocircuitos a tierra y en especial los monofásicos y el diseño está dirigido fundamentalmente a que la circulación de corriente de falla a través de la resistencia de puesta a tierra no origine tensiones peligrosas de toque o de paso.

#### 8.4.1.8.3 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Todas las estructuras estarán puestas a tierra de modo que se consiga una resistencia de 20 Ohms para estructuras ubicadas en zonas transitables y de 30 Ohms para estructuras ubicadas en zonas poco y no transitables.

El sistema de puesta a tierra está constituido por 1 varilla para el tipo "A" contrapeso simple y para el tipo "B" contrapeso doble. El material para el contrapeso se escogió el cobre, por su alta conductividad y su alta resistencia a la corrosión, así mismo se estableció una sección mínima de 25 mm<sup>2</sup>

La corriente máxima que puede soportar el conductor se determinó admitiendo una temperatura máxima admisible de 170°C y 20°C para el contrapeso en condiciones normales y está dado por:

$$\left(\frac{I}{S}\right)^2 = \left(\frac{C' * \tau'}{\mu * \Theta * \alpha * Kp}\right) \ln[1 + \alpha (\Theta_2 - \Theta_1)]$$

Para el cobre duro:

C' : Calor específico del conductor = 3.89 cal/°C

$\tau$	:	Densidad a 20°C del conductor = 8.89 gr/cm <sup>3</sup>
$\mu$	:	Resistividad a 20°C = 0.0179 $\Omega$ - mm <sup>2</sup> /m
$\alpha$	:	Coefficiente de temperatura a 20°C = 0.00382/°C
$\Theta_1$	:	Temperatura inicial = 20°C
$\Theta_2$	:	Temperatura final = 170°C
Kp	:	1
S	:	Sección del conductor = 25 mm <sup>2</sup>
I	:	Corriente del cortocircuito, A

Reemplazando datos en la ecuación de obtiene:

$$\frac{I}{S} = 107.03 \text{ A/mm}^2$$

Entonces:

$$I_{cc \text{ máx}} = 2675.75 \text{ A}$$

#### CALCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

- Varilla vertical enterrado a profundidad h.

$$R = \frac{P}{2\pi L} * 2.303 * \text{Log} \left( \frac{2L}{a} \sqrt{\frac{3L+4h}{L+4h}} \right)$$

Donde:

R	:	Resistencia de puesta a tierra, OHMS
P	:	Resistividad del terreno, OHMS = m
L	:	Longitud de la varilla, m.
a	:	Radio de la varilla, m.
h	:	Profundidad de aterramiento, m.

- Electrodo horizontal o, contrapeso (tipo A) enterrado A profundidad h.

$$R = \frac{P}{2\pi L} * \text{Ln} \left( \frac{L^2}{1.85 * h * d} \right)$$

Donde:

d	:	Espesor de la varilla, m
---	---	--------------------------

- Dos contrapesos a profundidad h, disposición oposición (tipo B) :

$$R = \frac{P}{2\pi L_1} * \text{Ln} \left( \frac{L_1^2}{1.55 * h * d} \right)$$

Donde:

L : Longitud de un brazo, m  
 $L_1$  : Longitud total ( $L_1 = 2L$ ), m

cuyos resultados se muestran en el siguiente cuadro:

### CONFIGURACION DE LA PUESTA A TIERRA

RESISTIVIDAD DEL TERRENO (OHMS - m)	TIPO DE PUESTA A TIERRA	VARILLAS	ZONA 1	ZONA 2
			$R_{\max}=20\Omega$	$R_{\max}=30-\Omega$
			L (m)	L (m)
0 - 180	A	1	10	5
181 - 500	B	1	20	15
501 - 800	B	1	40	25
801 - 1100	B	1	60	40
1101 - 1400	B	1	80	50
1401 - 1800	B	1	100	70
> 1801	B	1	continuo	100

Nota:

Zona 1 : zonas urbanas  
 Zona 2 : zonas intransitables  
 L : longitud de brazos de contrapeso

Ver Plano LTSP LT-009

Según la CEI; cuando en un sistema con neutro a tierra se produce una falla a tierra, la tensión a tierra de las otras dos fases sanas no debe superar el 80% de la tensión entre líneas. Esto implica que la tensión de la fase fallada será el 25% de la tensión sana, es decir 8.25 kV.

#### 8.4.2 CALCULO MECANICO

En los diferentes cálculos se cumplirán las disposiciones del código eléctrico del Perú, las normas del INDECOPI y en complementación las Normas Internacionales.

### 8.4.2.1 CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

#### - Cálculo del esfuerzo

a) Esfuerzo admisible en la hipótesis II; kg/mm<sup>2</sup>

$$\sigma_1 = \frac{T_r}{C.S. * S}$$

Donde:

$\sigma_1$	:	Esfuerzo admisible en la hipótesis II, kg/mm <sup>2</sup>
$T_r$	:	Tiro de ruptura del conductor, 966 kg.
$S$	:	Sección del conductor, 127 mm <sup>2</sup>
$C.S.$	:	Coficiente de seguridad, 2.5

Entonces:

$$\sigma_1 = 12.49 \text{ kg/mm}^2$$

b) Peso resultante del conductor; kg/m

$$W_r = \sqrt{W^2 + P_v^2}$$

$$P_v = k * V^2 * D$$

Donde:

$V$	:	Velocidad del viento, 90 kg/h
$W_r$	:	Peso resultante del conductor, kg/m
$W$	:	Peso propio del conductor, 0.349 kg/m
$D$	:	Diámetro exterior del conductor, $14.57 * 10^{-3}$ m.
$P_v$	:	Peso adicional debido a la presión del viento, kg/m.
$k$	:	Constante de los conductores de superficie, cilíndrica, 0.0042

Entonces:

$$P_v = 0.496 \text{ kg/m}$$

$$W_r = 0.606 \text{ kg/m}$$

#### - Cálculo de cambio de estado

A partir de los esfuerzos calculados en la hipótesis II, y mediante la ecuación de cambio de estado se calculan los esfuerzos para las hipótesis I e hipótesis III.

$$\sigma_2^2 \left[ \sigma_2 + E \cdot \alpha (t_2 - t_1) + \left( \frac{W_{r1} \cdot L}{\sigma_1 \cdot S} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} - \sigma_1 \right] = \left( \frac{W_{r2} \cdot L}{S} \right)^2 \cdot \frac{E}{24}$$

Donde :

$\sigma_1$	:	Esfuerzo admisible en la hipótesis II, 12.49 kg/mm <sup>2</sup>
$\sigma_2$	:	Esfuerzo admisible en las nuevas condiciones, kg/mm <sup>2</sup> .
$W_{r1}$	:	Peso resultante en la hipótesis II, 0.606 kg/m
$W_{r2}$	:	Peso resultante en las nuevas condiciones, 0.349 kg/m.
$t_1$	:	Temperatura en la hipótesis II, -10°C
$t_2$	:	Temperatura en las nuevas condiciones, °C
$\alpha$	:	Coefficiente de dilatación lineal, 23 * 10 <sup>-6</sup> /°C
$E$	:	Módulo de elasticidad final, 6250 kg/mm <sup>2</sup>
$S$	:	Sección del conductor, 127 mm <sup>2</sup>
$L$	:	Vano normal, 150 m.

El cálculo de los esfuerzos admisibles y de las flechas fueron calculadas mediante el programa CAMECO 2, entonces:

Esfuerzo admisible (ks/m)

Esfuerzo máximo	12.49
Condiciones medias (EDS)	11.59
Flecha máxima	3.14
Oscilación cadena	8.85
Temperatura Mínima	8.61

- Cálculo de la flecha:

Terreno llano:

$$f = \frac{W_{r2} \cdot L^2}{8 \cdot S \cdot \sigma_2}$$

Terreno con desnivel:

$$f = \frac{W_{r2} \cdot L^2}{8 \cdot S \cdot \sigma_2} \sqrt{1 + \left( \frac{h}{L} \right)^2}$$

Donde:

$f$	:	Flecha, m
$W_{r2}$	:	Peso resultante del conductor en la nueva condición, kg/m.
$S$	:	Sección del conductor, 127 mm <sup>2</sup>
$\sigma_2$	:	Esfuerzo admisible en las nuevas condiciones, kg/mm <sup>2</sup>
$L$	:	Vano normal, 150 m.



h : Desnivel entre vanos, h=0.0 m

El cálculo de flecha fueron también calculados con el programa CAMECO 2 y verificados con el programa PCALT, entonces:

	flecha (m)
Esfuerzo máximo	1.07
Condiciones Médias (EOS)	1.37
Flecha Máxima	2.46
Oscilación de Cadena	0.87
Temperatura Mínima	0.90

#### 8.4.2.2 CALCULO MECANICO DEL CABLE DE GUARDA

Para calcular los esfuerzos del cable de guarda se consideró lo siguiente:

- 1) La flecha a darse en el cable de guarda debe ser siempre menor que la del conductor activo, en cualquier hipótesis.
- 2) El esfuerzo a darse debe ser tal que límite la aparición de vibraciones perjudiciales, de modo que se debe cumplir con la siguiente relación:

$$T_{cg} = \frac{1}{0.8} * \left( \frac{W_{cg}}{W_{ca}} \right) * T_{ca}$$

Dando valores respectivos se tiene:

$$T_{cg} = 1.45 * T_{ca}$$

Además:

$$P_{cg} = 1.10 * P_{ca} \quad (\text{en la peor hipótesis})$$

Donde:

Tca	:	Tiro horizontal del conductor, kg.
Tcg	:	Tiro horizontal del cable de guarda, kg.
Sca	:	Sección del conductor 127 mm <sup>2</sup>
Scg	:	Sección del cable de guarda, 55 mm <sup>2</sup>
σca	:	Esfuerzo del conductor, kg/mm <sup>2</sup>
σcg	:	Esfuerzo del cable de guarda, kg/mm <sup>2</sup>
Pca	:	Parámetro del conductor.
Pcg	:	Parámetro del cable de guarda.
Wca	:	Peso propio del conductor, 0.349 kg/m
Wcg	:	Peso propio del cable de guarda, 0.406 kg/m

$$\sigma_{cg} = 1.10 \left( \frac{W_{cg}}{W_{ca}} \right) * \left( \frac{S_{ca}}{S_{cg}} \right) * \sigma_{ca}$$

- Cálculo de los esfuerzos

a) Esfuerzo admisible en la hipótesis II.

$$\sigma_{1cg} = \frac{Tr_{cg}}{C.S * S}$$

Donde:

$\sigma_{1cg}$	:	Esfuerzo admisible en la hipótesis II, kg/mm <sup>2</sup>
$Tr_{cg}$	:	Tiro de ruptura del cable de guarda, 4900 kg.
$S_{cg}$	:	Sección del cable de guarda, 55 mm <sup>2</sup>
C.S	:	Coficiente de seguridad, 2.5

Entonces:

$$\sigma_{1cg} = 35.64 \text{ kg/mm}^2$$

b) Peso resultante del cable de guarda.

$$W_{rcg} = \sqrt{W_{cg}^2 + P_{vcg}^2}$$

$$P_{vcg} = k * V^2 * D_{cg}$$

Donde:

$W_{rcg}$	:	Peso resultante del cable de guarda, kg/m.
$W_{cg}$	:	Peso propio del cable de guarda, 0.406 kg/m
V	:	Velocidad del viento, 90 km/h
$D_{cg}$	:	Diámetro del cable de guarda, 9.5 x 10 <sup>-3</sup> m.
$P_{vcg}$	:	Peso adicional debido a la presión del viento, kg/m.
K	:	Constante de los conductores del superficie cilíndrica, 0.0042.

Entonces:

$$P_{vcg} = 0.323 \text{ kg/m}$$

$$W_{rcg} = 0.519 \text{ kg/m.}$$

Por lo tanto:

	Esfuerzo admisible (kg/mm <sup>2</sup> )
Esfuerzo máxima	35.64
Condiciones Medias (EDS)	34.25
Flecha Máxima	9.29
Oscilación de cadena	26.15
Temperatura Mínima	25.44

- Cálculo de la flecha

Se utiliza la misma fórmula para el cálculo de la flecha del conductor:

	Flecha (m)
Esfuerzo Máximo	0.74
Condiciones Medias (EDS)	0.61
Flecha Máxima	2.23
Oscilación de Cadena	0.79
Temperatura Mínima	0.82

### 8.4.2.3 VANOS CARACTERISTICOS

Cada tipo de estructuras normal será diseñada en función de sus vanos características siguientes:

- Vano Máximo : El vano más largo admisible a los adyacentes a la estructura que determina las dimensiones geométricas.
- Vano Medio : Es la semisuma de los vanos adyacentes (para el cálculo de la carga debida al viento).
- Vano Grabante : Es la distancia horizontal medida entre los puntos más bajos de la catenarias de dos consecutivos (reales o ficticios).

#### A) CALCULO DEL VANO EQUIVALENTE

En terrenos desnivelados el vano equivalente está calculado por la siguiente expresión:

$$L = \sqrt{\frac{\sum Li^3 * \cos \phi_i}{\sum Li}}$$

$$L = \text{Vano Medio} + \frac{2}{3} (\text{Vano Max} - \text{Vano Medio})$$

Donde:

- L : Vano equivalente, m  
 Li : Vano correspondiente entre dos amarres,  
 i=1,2,3,... n, en m.  
 $\phi_i$  : Angulo que forma el desnivel de cada vano.

En estructura de anclaje comprendido entre dos amarres el vano equivalente es igual al vano real.

#### B) CALCULO DEL VANO VIENTO (Lv)

El vano viento es la semisuma de los vanos adyacentes calculados por:

$$L_v = \frac{a_i + a_d}{2} \quad (m)$$

Ver Fig. N° 3

#### C) CALCULO DEL VANO GRAVANTE (Lg)

Es la suma de los semivanos izquierdo, derecho respectivamente calculado por:

$$L_g = X_i + X_d$$

Donde:

$$X_i = \frac{a_i}{2} + P_i * \text{ArcSenh} (h_i/a_i)$$

$$X_d = \frac{a_d}{2} + P_d * \text{ArcSenh} (h_d/a_d)$$

Ver Fig. N° 3

D) CALCULO DE LOS PARAMETROS DE LOCALIZACION ( $P_o$ )

Está dado por la siguiente expresión:

$$P_o = T_o / W \quad ; \quad T_o = \sigma * S$$

Donde:

- $T_o$  : Tiro horizontal del conductor en su parte más baja, en m.  
 $W$  : Peso unitario del conductor, kg/m.

## 8.4.2.4 RESISTENCIA MECANICA DE AISLADORES

Las condiciones de carga que se consideran para el dimensionamiento mecánico de aisladores, incluyen las cargas normales debido a los siguientes factores: peso del conductor, ángulo de la línea, presión del viento, diferencia de nivel y cargas anormales debido a la vibración del conductor y rotura del conductor.

## A) CARGAS VERTICALES

- Vano gravante máximo : 400 m  
 Peso del conductor ( $W_c$ ) :  $0.349 \frac{\text{kg}}{\text{m}} * 400 \text{ m} = 140 \text{ kg}$   
 Peso de la cadena de aisladores : 25 kg.

## B) CARGAS TRANSVERSALES

$$F_{PA} \geq 0.0042 * V^2 * D * V_v * \text{Cos}(\alpha/2) + 2 * T_o * \text{Sen}(\alpha/2)$$

Donde:

- $F_{PA}$  : Fuerza resistente del aislador, kg.  
 $V$  : Velocidad del viento, 90 km /h  
 $D$  : Diámetro del conductor,  $14.57 * 10^{-3}$  m.  
 $V_v$  : Vano viento máximo, 260 m.  
 $T_o$  : Tiro máximo, 1230 kg.  
 $\alpha$  : Angulo de la línea,  $30^\circ$

Entonces:

$$F_{PA} = 761.18 \text{ kg}$$

C) LA CARGA DE ROTURA MINIMA DE LOS AISLADORE SERA (FRmin):

$$FR_{min} \geq f.s. \cdot \sqrt{(Pca + Wc)^2 (Fpa + Pvca)^2}$$

Donde:

f.s	:	Factor de seguridad, 3.3
Pca	:	Peso de la cadena de aisladores, 25 kg
Wc	:	Peso del conductor, 140 kg
Fpa	:	Fuerza resistente de aisladores, 761.18 kg
Pvca	:	Presión del viento sobre la cadena de aisladores, 4.34 kg.

Entonces:

$$FR_{mín} = 2584 \text{ kg}$$

- Cadenas de suspensión:

Esta carga será igual al 30% de tiro de rotura del conductor, o sea

$$FR' \geq 1190 \text{ kg}$$

- Cadenas de Anclaje:

Desde que la cadena de anclaje soporta directamente la tensión del conductor, la condición de carga de dicha cadena es la máxima tensión de trabajo afectado por un factor de seguridad.

$$FR'' \geq 1.5 * FR_{min} = 3875 \text{ kg}$$

#### 8.4.2.5 OSCILACION DE LA CADENA DE AISLADORES

A) ESFUERZO DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES (Fvc)

$$Fvc = K * V^2 * D \text{ (kg/m)}$$

Entonces:

$$Fvc = 0.496 \text{ kg/m.}$$

B) ESFUERZO DEL VIENTO SOBRE LAS CADENAS DE AISLADORES (Fca)

$$Fca = \frac{V^2}{16} * S \text{ (kg)}$$

Donde:

V	:	Velocidad del viento, 25 m/seg.
S	:	Superficie total de la cadena, m <sup>2</sup>
n	:	Número de aisladores, 3

$$S = n * (10'' \times 2.54 * 10^{-2}) * (5 \frac{3}{4}'' * 2.54 * 10^{-2})$$

$$S = 0.111 \text{ m}^2$$

Entonces:

$$Fca = 4.34 \text{ kg}$$

#### 8.4.2.6 DESVIACION DE LA CADENA DE AISLADORES

$$\Theta = \text{ArcTg} \left( \frac{Wcr * Vv + Wcar / 2 + 2 * T * \text{Sen}(\alpha / 2)}{Wc * Vp + Wca / 2} \right)$$

Donde:

Wcar	:	Peso resultante de la cadena de aisladores, 25.37 kg
Vv	:	Vano viento, 260 m (cadena de aisladores de suspensión)
Vp	:	Vano peso, 400 m (cadena de aisladores de suspensión)
T	:	Tiro de oscilación de cadena de aisladores, 1230 kg
Wca	:	Peso de la cadena de aisladores, 25 kg
Wcr	:	Peso resultante del conductor, 0.606 kg/m (90km/h)
$\alpha$	:	5°
Wc	:	Peso unitario del conductor, 0.349 kg/m.

Entonces:

$$\Theta = 61^\circ$$

Cuello Muerto en Cadena de Anclaje:

$$\beta = \text{Arctg} (Wcr / Wc)$$

Entonces:

$$\beta = 60^\circ$$

#### 8.4.2.7 DIMENSIONAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS

Para la selección de las estructuras se han tomado como base los siguientes criterios:

- Configuración geométrica:

Se ha considerado una sola configuración, disposición vertical entre fases y horizontal entre ternas (2 ternas), para todo los tipos de estructuras. Este tipo de configuración permite tener estructuras más livianas, facilidad de hacer la transposición de fases sin necesidad de utilizar estructuras especiales, y mayor estabilidad cuando opera en condiciones excepcionales (roturas de conductor y/o cable de guarda).

- Tipo de Estructura y Normalización

En el acápite 8.3.1 se indican cinco (5) tipos de estructuras consideradas en el diseño de la línea.

#### 8.4.2.7.1 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

##### A) DISTANCIA DEL CONDUCTOR RESPECTO AL SUELO (dcrs)

$$dcrs = 5.3 + \frac{Umáx}{\sqrt{\delta} * 150} \quad (m)$$

Donde:

Umáx : Tensión máxima de servicio, 36 kV  
 $\delta$  : Factor de corrección de la densidad del aire, 0.771

Entonces:

$$dcrs = 5.6 \text{ m.}$$

Pero la distancia mínima al suelo es 6m. por lo tanto:

$$dcrs = 6 \text{ m.}$$

##### B) DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y MASA

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y sus estructuras soportadoras no será inferior a:

$$dmin = 0.1 + \frac{Umáx}{\sqrt{\delta} * 150}$$

Entonces:

$$dmin = 0.37 \text{ m.}$$

##### C) LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES

$$Lca = n * (5 \frac{3}{4} ") * (2.54 \times 10^{-2}) + 0.5$$

Donde:

Lca : Longitud de la cadena de aisladores, m.  
n : Número de aisladores.

Suspensión :  $Lca = 3 * 0.146 + 0.5 = 0.94 \text{ m.}$

Anclaje :  $Lca = 4 * 0.146 + 0.5 = 1.08 \text{ m.}$



## D) DISTANCIAS MINIMAS EN LA ESTRUCTURA

$$e_v = Lca * \text{Cos}\theta + d_{\text{min}}$$

$$e_h = Lca * \text{Sen}\theta + d_{\text{min}}$$

Donde:

- $e_v$  : Distancia mínima vertical a la estructura.  
 $e_h$  : Distancia mínima horizontal a la estructura.  
 $\theta$  : Angulo de giro de la cadena de aisladores (para 33 kV,  $\theta=0^\circ, 20^\circ, 40^\circ, 55^\circ, 61^\circ$ )

Reemplazando datos se obtiene el siguiente cuadro:

Distancias Mínimas en las Estructuras

$\theta$	$0^\circ$	$20^\circ$	$40^\circ$	$55^\circ$	$61^\circ$
$d_{\text{min}}$	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
$e_v$	1.31	1.25	1.09	0.91	0.83
$e_h$	0.3	0.69	0.97	1.14	1.19

## E) DISTANCIAS MINIMAS A MITAD DEL VANO

$$d \geq k \sqrt{f+Lca} + \frac{U_{\text{max}}}{\sqrt{\delta} * 150}$$

Donde:

- $d$  : Separación entre conductores, m  
 $U_{\text{máx}}$  : Tensión máxima de servicio, 36 kV  
 $f$  : Flecha máxima para un vano normal de 150 m, 2.46m.  
 $Lca$  : Longitud de la cadena, 0.94 m.  
 $\delta$  : Factor de corrección de la densidad del aire, 0.771  
 $K$  : Factor que depende de la disposición de los conductores.  
 $k = 1.00$  (plano vertical)  
 $K = 0.60$  (plano horizontal)

Entonces:

$$d_v = 2.12 \text{ m}$$

$$d_h = 1.38 \text{ m}$$

Por lo tanto, se adoptará una separación vertical de 2.15m y una separación horizontal de 2 \* 140 = 2.80 m, como se muestran en los planos LTSP LT=001 al LTSP LT-005

### 8.4.2.8 CALCULO MECANICO DE LAS ESTRUCTURAS

#### A) CARACTERISTICAS GENERALES DE DISEÑO

Sección del conductor de Aleación de Aluminio	: 127mm <sup>2</sup>
Sección del cable de guarda	: 55mm <sup>2</sup>
Diámetro del conductor de Aleación de Aluminio	: 14.57mm
Diámetro del cable de guarda	: 9.5mm
Vano medio	: 260m
Vano gravante	: 400m
Presión máxima del viento	: 34 kg/m <sup>2</sup>

#### B) FORMULAS DE CALCULO

$$He = Ht / 10$$

$$de = dp + \left( \frac{db - dp}{H + He} \right) * H$$

$$Z = \frac{H}{de + dp} * (de + 2dp)$$

$$Fvp = Pv * Apv$$

$$Apv = H * \left( \frac{dp + de}{2} \right)$$

$$Pv = k * V^2$$

Donde:

Ht	:	Altura total del poste, m.
de	:	Diámetro del poste en el empotramiento, m.
dp	:	Diámetro del poste en la punta, m.
db	:	Diámetro del poste en la base, m.
H	:	Altura libre del poste, m.
He	:	Altura de empotramiento, m.
Z	:	Punto de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste, m.
Fvp	:	Fuerza del viento sobre el poste, kg
Pv	:	Presión máxima debido al viento, kg/m <sup>2</sup>
Apv	:	Area del poste expuesta al viento, m <sup>2</sup>
V	:	Velocidad del viento, 90 km/h
K	:	Consante de superficie cilíndricas, 0.007

Las distancias de seguridad fueron, verificadas con el Programa de cálculo "PCALT", que se muestra en el acápite 8.2.4 b) y en el anexo 2.

Las estructuras tipos "S", "A", "BA1" utilizarán los postes tipo Santa II que se encuentran

depositados en los almacenes de SEAL (S.E. Jesús), los cuales deben ser acondicionados y pintados de acuerdo a los requerimientos de este proyecto. Asimismo se les adicionará un copete en la parte superior del poste para dar mayor altura al cable de guarda.

Las estructuras tipos "CS" y "BA2" utilizarán nuevos postes que serán autosoporte, sin vientos u otros elementos de soporte. En el diseño de las estructuras de doble circuito, debe considerarse la eventualidad de instalar solamente un circuito en un lado del postè, estos nuevos tipos de postes son motivo cálculo.

#### TIPO DE POSTES:

- Postes de Acero tipo CS

De suspensión, 18 metros de altura, para doble circuito y ángulo de línea hasta 10°.

- Postes de Acero, tipo BA2

De anclaje, 18 metros de altura, para ángulo de línea de hasta 90°, para simple circuito.

Entonces:

CARGA DE TRA BAJO (kg)	Ht (m)	He (m)	H (m)	dp (m)	db (m)	de (m)	z (m)	Apv (m <sup>2</sup> )	Fvp (kg)
600	17	1.7	15	0.22	0.65	0.61	6.45	6.35	360
700	17	1.7	15	0.22	0.76	0.71	6.31	7.11	403
800	17	1.7	15	0.22	0.86	0.80	6.20	7.80	442
600	18	1.8	16	0.22	0.67	0.63	6.80	6.50	368
700	18	1.8	16	0.22	0.78	0.72	6.66	7.19	408
800	18	1.8	16	0.22	0.90	0.83	6.93	8.03	455

#### C) CARGAS DE DISEÑO DE ESTRUCTURAS

En los planos se indican los diagramas de carga para los cuales deberán ser diseñados los postes. Se han considerado los siguientes tipos de esfuerzos:

##### 1) CARGAS NORMALES

En condiciones normales se admitirá que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

## CARGAS VERTICALES

- a) El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el vano gravitante correspondiente.
- b) El peso propio de la estructura.

## CARGAS TRANSVERSALES HORIZONTALES

- c) La presión del viento sobre el área total nota proyectada de los conductores, cable de guarda para el vano medio correspondiente.
- d) La presión del viento sobre la estructura.
- e) La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por la relación ángulo máximo de desvío.

## 2) CARGAS EXCEPCIONALES

En condiciones de carga excepcional se admitirá que la estructura está sujeta, además de las cargas normales, en condiciones EOS y viento nulo, a la fuerza horizontal, correspondiente a la rotura de un conductor, el que origine el mayor esfuerzo, en el elemento considerado para el cálculo.

Esta fuerza tendrá el siguiente valor:

- a) Para estructuras de suspensión : 75% de la tensión del conductor en la condición EDS. Para el Cable de Guarda; 100% en la condición más desfavorable.
- b) Para estructuras de anclaje y terminales: 100% de la tensión del conductor en la condición EDS.

## D) CALCULO DE ESTRUCTURAS

$$M_t = M_{vp} + M_{vc} + M_{cp} + M_{vcg} + M_{csp}$$

$$M_t = F_{vp} * Z + P_{vc} * V_v * \cos(\alpha/2) * \sum_{i=1}^i h_{i_c} + 2 * T_c * \sin(\alpha/2) * \sum_{i=1}^i h_{i_c}$$

$$+ P_{vcg} * V_v * \cos(\alpha/2) * \sum_{i=1}^i h_{cg} + 2 * T_{cg} * \sin(\alpha/2) * \sum_{i=1}^i h_{cg}$$

$$F = \frac{M_t}{H - 0.10}$$

Donde:

Mt	:	Momento total de las fuerzas actuantes sobre el poste, kg-m.
Mvp	:	Momento del viento sobre el poste, kg-m
Mvc	:	Momento del viento sobre los conductores, kg-m
Mcp	:	Momento de los conductores sobre el poste, kg-m
Mvcg	:	Momento del viento sobre el cable de guarda, kg-m
mcgp	:	Momento del cable de guarda sobre el poste, kg-m.
Fvp	:	Fuerza del viento sobre el poste, kg
Z	:	Punto de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste, m
Pvc	:	Peso adicional debido a la presión del viento en el conductor, 0.496 kg/m (a velocidad de 90 km/h)
Pvcg	:	Peso adicional debido a la presión del viento en el cable de guarda, 0.323 kg/m (a velocidad de 90 km/h)
Vv	:	Vano viento, m
Tc	:	Máximo tiro de trabajo del conductor, kg.
Tcg	:	Máximo tiro de trabajo del cable de guarda, kg
hic	:	Altura de ubicación de los conductores, m
hcg	:	Altura de ubicación del cable de guarda, m.
$\alpha$	:	Angulo de desvío de la línea, grados sexagecimales.
F	:	Esfuerzo total equivalente a 0.10 m del vértice, kg.
H	:	Altura libre del poste, m.

Los cálculos de los soportes se realizan en computadora, programa CAMEPOS, partiendo de métodos de análisis de segundo orden, incorporando los esfuerzos ponderados del viento y de peso del conductor, los cables de guarda y los diferentes elementos de los soportes.

Las tensiones admisibles se determinan por el método ASCE: "Design of Steel Transmission Pole Structures" (Diseño de las Estructuras de Postes de Acero para Transmisión) teniendo en cuenta coeficientes de seguridad y de efectos de pandeo local.

Con el árbol de carga de los postes metálicos en conformidad con las condiciones locales se determina el esfuerzo equivalente de las estructuras.

ESTRUCTURA	LONGITUD (m)	FUERZA (kg)
S	17	800
CS	18	800
A	17	800
BA1	1x17 + 1x18	1200
BA2	1x17 + 1x18	1200

### 8.4.2.9 CALCULO DE CIMENTACIONES

Metodología general de cálculo.

A continuación se indica la secuencia de cálculo adoptado, el dimensionado se muestra en el plano LTS LT-006, para todos los tipos de estructuras seleccionadas.

#### 1.- Características de Suelos

Las características de suelos se indican en el acápite 8.2.5.C).

#### 2.- Cargas

- Fuerza de compresión
- Fuerza de arranque

Esquema a emplear es el que se muestra en la Fig. N° 4:

Fórmulas a utilizar (se empleará el método de Solzberger)

$$M_s = \frac{\sqrt{2}}{36} * a * c_1 * t^3 * Tg\alpha$$

$$M_b = \frac{P}{2} * (\sqrt{2} * a - 3 \sqrt{\frac{3 * P}{C a * Tg\alpha}})$$

$$M_r = M_s + M_b$$

$$M_a = f. s. * F \left( H_e + \frac{2}{3} t \right) * 10^{-3}$$

Donde:

- |                |   |   |
|----------------|---|---|
| M <sub>s</sub> | : | momento resistente lateral, ton - m   |
| M <sub>b</sub> | : | momento resistente del fondo, ton - m   |
| M <sub>r</sub> | : | momento resistente total, ton - m   |
| M <sub>a</sub> | : | momento actuante total, ton - m.  |
| a              | : | lado o diámetro de la base paralelo a la fuerza, 1.4m.                                  |
| Tgα            | : | ángulo de inclinación máxima lateral del eje de la base, 0.10                           |
| b              | : | lado o diámetro de la base perpendicular a la fuerza, m.                                |
| t              | : | profundidad de enterramiento, 2m.   |
| P              | : | peso de compresión total (poste, aisladores, brazo, brida, conductores, operario), Ton. |

C1	:	coeficiente de comprensibilidad a la profundidad 1.8m, 8000 ton/m <sup>3</sup>
F	:	fuerza máxima soportada por la cimentación, 800 kg.
He	:	distancia del suelo al punto de aplicación de la fuerza, 15.9 m.
C2	:	coeficiente de comprensibilidad a la profundidad 2 m, ton - m.
f.s	:	factor de seguridad, 1.25

$$C2 = 1.2 C1$$

Pero, antes calculamos el volumen de la base prefabricada.

- El volumen del tronco de cono (Vtc) incrustado en la base prefabricada es:

$$V_{tc} = \frac{\pi * t_1}{3} * [ (\frac{c}{2})^2 + (\frac{d}{2})^2 + (\frac{c}{2}) (\frac{d}{2}) ]$$

Reemplazando valores:

$$V_{tc} = 1.06 \text{ m}^3$$

- El volumen de la excavación, cilindro, (Vc):

$$V_c = \pi * t * (a/2)^2$$

$$V_c = 3.08 \text{ m}^3$$

- El volumen de la base prefabricada (Vb) será:

$$V_B = V_{tc} - V_c$$

$$V_B = 2.02 \text{ m}^3$$

El Peso de Comprensión Total (P) será:

(Peso específico del concreto = 2.2 Ton / m<sup>3</sup>)

Peso de la base	2.2 * 2.02	:	4.444 Ton.
Peso del Poste		:	0.742 Ton.
Peso Conductores	6*596*0.349*10 <sup>-3</sup>	:	1.248 Ton.
Peso del Cable de Guarda	0.406*586*10 <sup>-3</sup>	:	0.242 Ton.
Peso de los aisladores	6*25*10 <sup>-3</sup>	:	0.150 Ton.
Peso del Brazo	3*20.53*10 <sup>-3</sup>	:	0.062 Ton.
Peso de la brida	3*31.88*10 <sup>-3</sup>	:	<u>0.096 Ton.</u>
			P=6.984 Ton.

Entonces:

$$Ms = 35.20 \text{ Ton-m}$$

$$Mb = 4.81 \text{ ton-m}$$

$$Mr = 40.01 \text{ ton-m}$$

$$Ma = 17.23 \text{ ton - m}$$

El Coeficiente de seguridad (C.S.)

$$C.S. = \frac{Mr}{Ma} = 2.3$$

$$2.3 > 1.25 \quad (\text{Bueno})$$

CONCLUSIONES:

- El bloque de concreto de las dimensiones elegidas son suficientes.
- Las dimensiones adoptadas para la base de concreto se muestran en los planos del proyecto (LTSP LT-006)

#### 8.4.2.10 CALCULO DE RETENIDA Y ANCLAJE

- A) Se considera a que la retenida soportara a la carga resultante total y en la dirección que actue sobre el poste, ver Fig. N° 5 a).

$$T_h = \frac{F * H_E}{H_R}$$

$$T_R = \frac{T_h}{\text{Sen}\theta}$$

$$H_E = H - 0.10$$

$$C.S. = \frac{T_{Rr}}{T_R}$$



Donde:

F	:	Esfuerzo total equivalente a 0.10m del vértice del poste, kg.
$T_R$	:	Tiro de trabajo de la retenida, kg.
$T_h$	:	Componente horizontal del tiro de trabajo de la retenida, kg.
$H_E$	:	Altura equivalente, m.
$H_R$	:	Altura de aplicación de la retenida, m.
H	:	Altura libre del poste, m.
$\theta$	:	Angulo entre el poste y la retenida
$T_{rR}$	:	Tiro de rotura de la retenida, kg
C.S.	:	Coefficiente de seguridad

Según la norma VDE, recomienda para carga normal un coeficiente de seguridad de 2.5 y para carga de falla de 2.0

LONGITUD LIBRE (m)	HE (m)	HR (m)	Ft (kg)	$\theta$	TR (kg)	TrR (kg)	C.S
16	15.9	9.5	730	37°	2030	4500	2.2
16	15.9	12.85	730	37°	1501	4500	3.0

Se concluye que el esfuerzo máximo de las retenidas será de 2030 kg. Se utilizará cable de acero de 1/2"  $\phi$  con mínima resistencia de rotura de 4,500 kg.

## B) CALCULO DE ANCLAJE

TIPO DE TERRENO	TALUD NATURAL	PESO ESPECIFICO (km/m3)
Arena gruesa	30°	1,500
Arena fina	16°	1,400
Tierra fuerte	55°	2,000
Arcilla seca	30°	1,600
Arcilla humeda	22°	1,800

Frente a la diversidad de terrenos calcularemos el tipo de anclaje para la situación más desfavorable, o sea para un talud de terreno de 55° y  $\mu = 1500 \text{ kg/m}^3$ . Esquema a emplear es el que muestra la Fig. N° 5 b):

Una vez determinada la fuerza en la retenida, ésta se descompone en:

$$T_v = T_R \cos\theta$$

$$T_h = T_R \sin\theta$$

La fuerza que debe oponerse a  $T_v$  se debe al peso del volumen del bloque de concreto y de tipo de monobloque con base de sección cuadrada de  $0.30 * 0.30 * 1.50$  m. Entonces:

$$T_v = 1621 \text{ kg.}$$

Además se supone que el anclaje se coloca paralelo a la superficie del terreno:

La fórmula a emplear es:

$$V = \frac{1}{3} * H * (S + S + \sqrt{S * S'})$$

$$P_t = V * \mu$$

$$A = a + \frac{2h}{\text{tg}\beta}$$

$$B = b + \frac{2h}{\text{tg}\beta}$$

Donde:

V	:	Volumen de tierra, m <sup>3</sup>
h	:	Profundidad, 1.60 m.
S	:	Superficie superior, A * B
s	:	Superficie inferior, a * b
a	:	Lado de anclaje, 0.30 m.
b	:	Largo del anclaje, 1.50 m.
$\beta$	:	Angulo de talud, 55°
P <sub>t</sub>	:	Peso del volumen de tierra, kg
$\mu$	:	Peso específico del terreno, 1500 kg/m <sup>3</sup>

Resultado:

Para  $V = 6.40 \text{ m}^3$

Se obtiene  $P_t = 9600 \text{ kg.}$

En conclusión se usará como anclaje bloques de concreto y de tipo monobloque con base de sección cuadradas de  $0.30*0.30*1.50\text{m.}$  (210 kg/cm<sup>2</sup>).

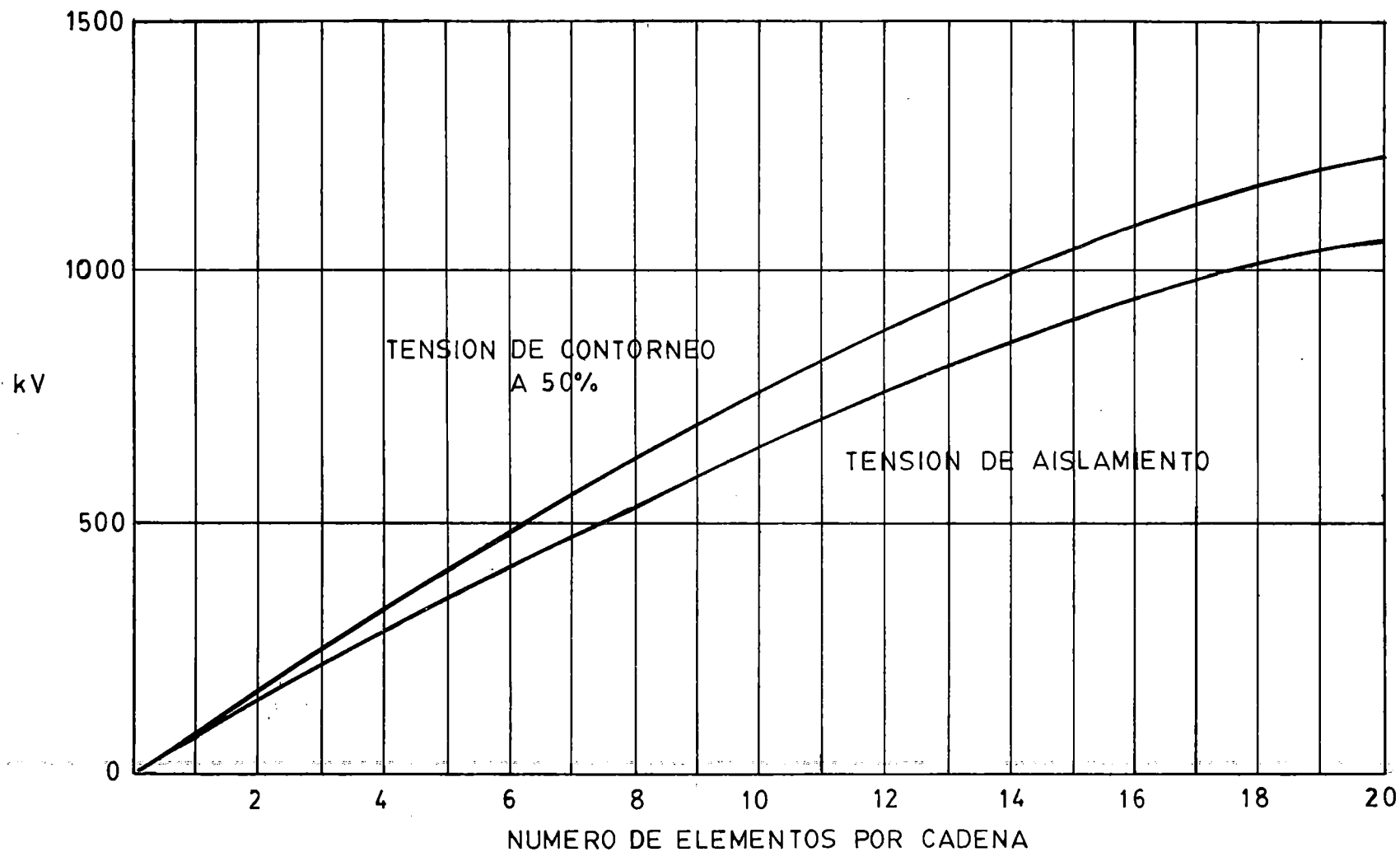


Fig. N° 1

Característica de Tensión de Contorneo y de Aislamiento en Humedo, para Sobretensiones de Maniobra.

METODO DIESENDOORFF

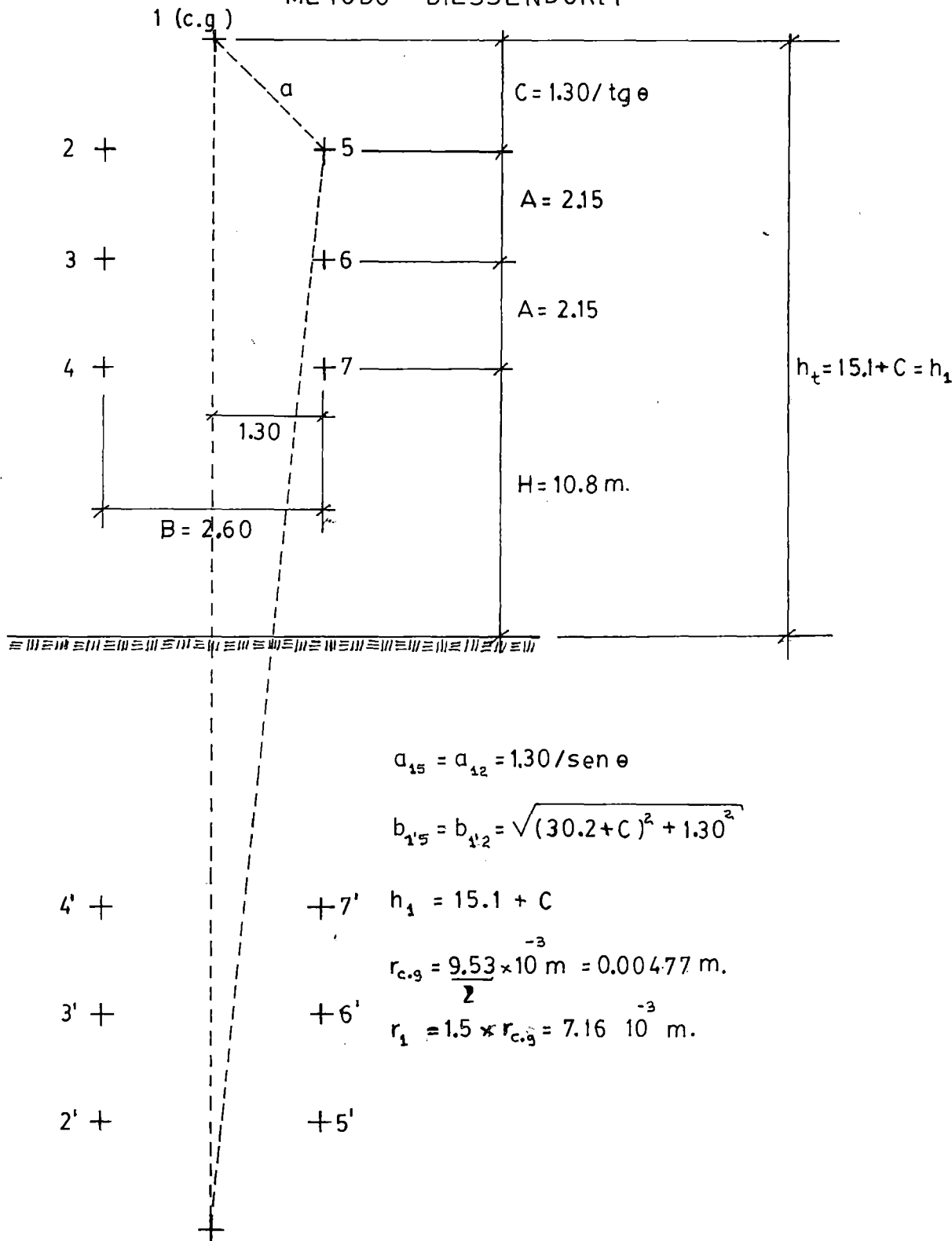


Fig. N° 2

SELECCION DEL ANGULO DE PROTECCION DEL C.G.

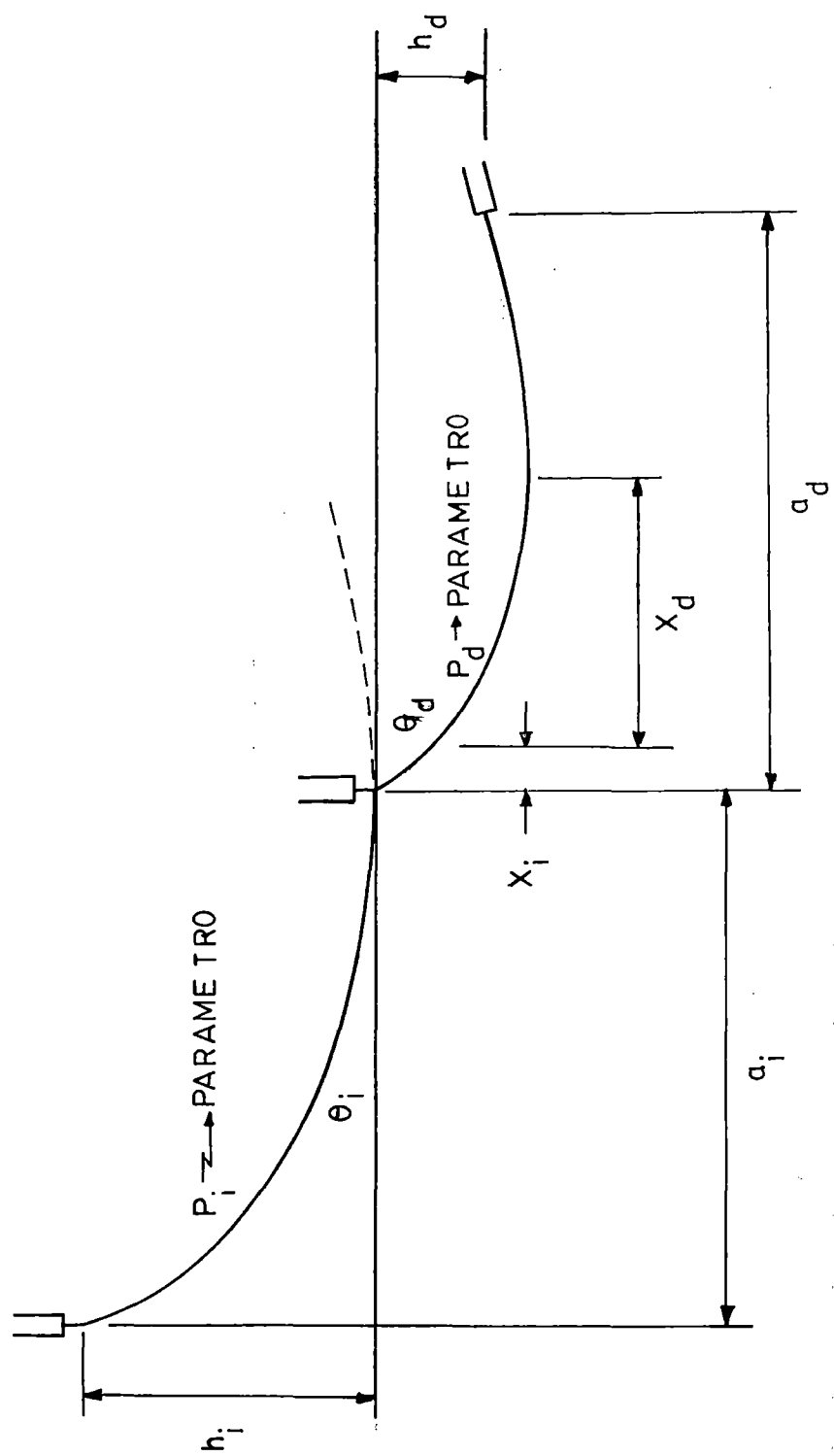


Fig. N° 3

VANOS CARACTERISTICOS

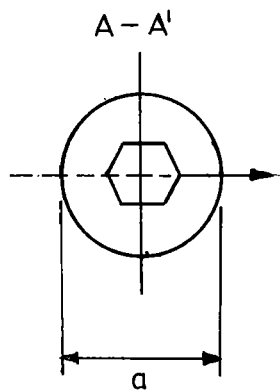
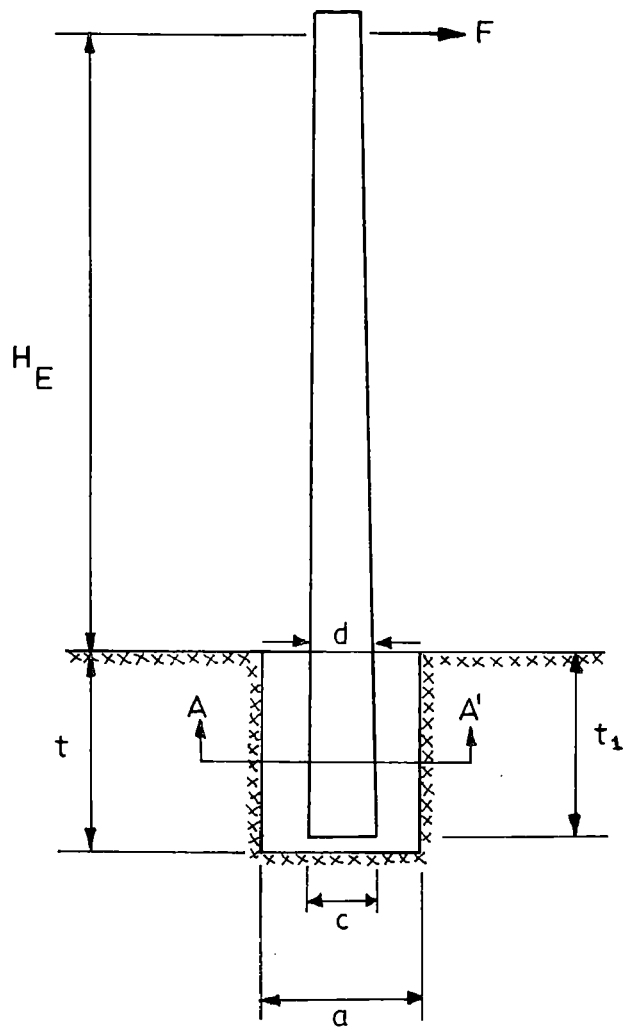
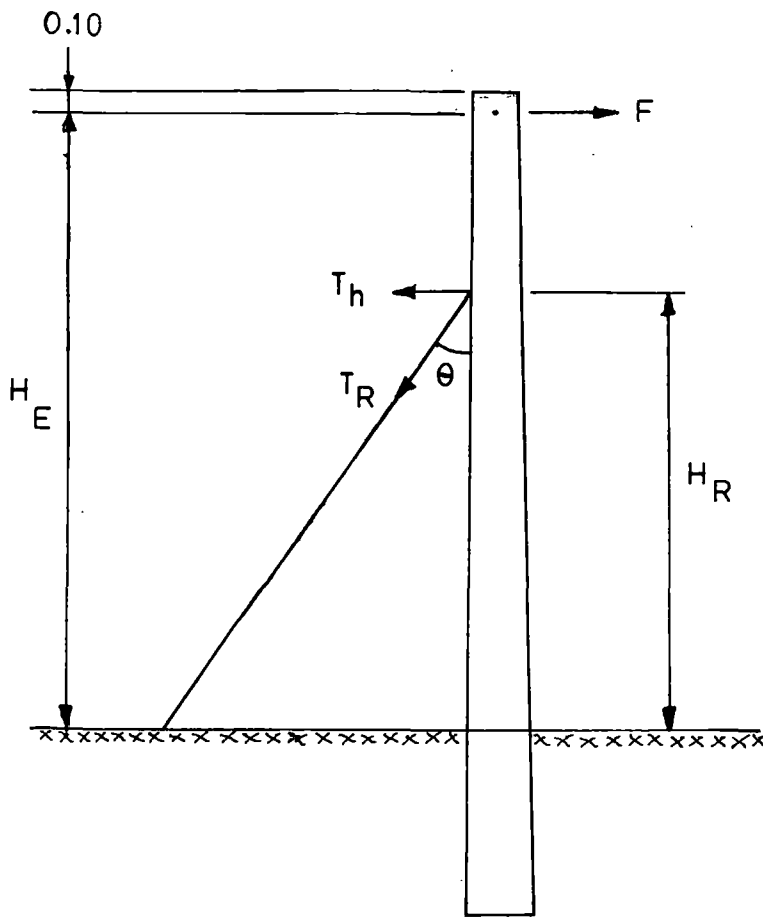
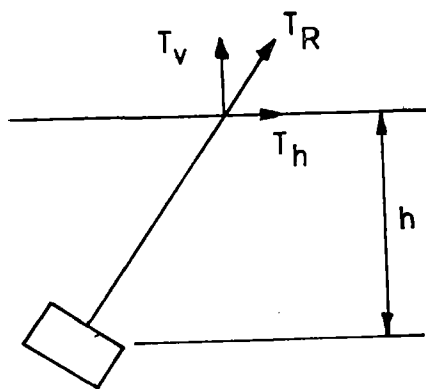


Fig. N° 4

CIMENTACION DE ESTRUCTURAS



a)



b)

Fig. N°5

RETENIDA Y ANCLAJE

## **9.0 ESPECIFICACIONES TECNICAS**

### **9.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE POSTES DE ACERO**

#### **9.1.1 INTRODUCCION**

Las presentes especificaciones cubre el suministro de postes tubulares de acero galvanizado requeridos para la línea de transmisión Socabaya - Paurcapata 33 kV, describen sus dimensiones principales, calidad mínimas aceptables, fabricación y entrega.

#### **9.1.2 NORMAS APLICABLES**

Los postes deberán cumplir con las siguientes normas, en lo que corresponde al material, diseño, fabricación, pruebas e inspección y según la versión vigente a la fecha de convocatoria a licitación:

- Secciones tronconicas embonables (round tapered tubes) : A595, A572, A588.
- Brazos y accesorios (arms, arm attachment plates, bracket plate and base plate, bolts and nuts): A595, A36, A572, A588, A325, A449.
- Peldaños (removable steel steps): A576-1021, A273-1020, A576, A307, A394, A449.
- Galvanizado: A123, A153, A143.
- Normas AWS (American Welding Society)  
AWS D1.1-72 Secciones 1 al 8.

#### **9.1.3 CONDICIONES DE SERVICIO**

Los postes serán instalados en líneas aéreas de las siguientes características:

Tensión	:	33 kV
Altitud	:	2700 m.s.n.m. promedio
Medio Ambiente	:	Limpio y con fuertes lluvias estacionales.

#### **9.1.4 PRESCRIPCIONES CONSTRUCTIVAS**

##### **9.1.4.1 Forma de Trabajo de los Postes**



Las estructuras tipos "S", "A" y **BA1** utilizarán los Postes tipo Santa II que se encuentran depositados en los almacenes de SEAL (S.E Jesús), los cuales deben ser acondicionados y pintados de acuerdo a los requerimientos de este proyecto. Asimismo se les adicionará un copete en la parte superior del poste para dar mayor altura al cable de guarda. Estas estructuras serán soportadas mediante retenidas, tal como vienen trabajando en la L.T. Socabaya-Parque Industrial 33 kV.

Las estructuras tipos "CS" y **BA2** utilizarán nuevos postes que serán del tipo autosoportante, sin vientos u otros elementos de soporte. En el diseño de las estructuras de doble circuito, debe considerarse la eventualidad de instalar solamente un circuito en un lado del poste, estos nuevos tipos de postes son motivo de las presentes especificaciones técnicas.

#### **9.1.4.2 Material**

El material de los postes, deberá ser de acero de Aleación de Alta Resistencia, con un valor mínimo de resistencia de fluencia de 55,000 lb/plg<sup>2</sup> (37 Kg/mm<sup>2</sup>) o similar siempre que resistan las cargas de diseño que figuran en los planos. El contratista podrá proponer alternativas que cumplan con lo aquí especificado, lo cual será examinado por SEAL para determinar su conveniencia.

#### **9.1.4.3 Forma**

La sección transversal de los postes se deberá ser circular o poligonal.

#### **9.1.4.4 Diámetro externo**

El diámetro externo de los postes no deberá sobrepasar las 24 pulgadas.

#### **9.1.4.5 Secciones Componentes**

Para facilidad de transporte y montaje se requiere que los postes estén conformados por secciones troncocónicas o piramidales, embonables entre si a presión para constituir la estructura completa. Dichas secciones tendrán solamente una costura longitudinal de soldadura y deberán estar previstas de marcas adecuadas para facilitar su ensamble y alineamiento durante el proceso de montaje.

#### **9.1.4.6 Anclaje de terreno**

Los postes deberán estar diseñados para ser enterrados directamente en el terreno, mediante fundaciones de concreto. Para proteger los postes de la corrosión por acción del terreno deberá proveerse de una manga de protección a la altura del nivel del terreno.

#### **9.1.4.7 Brazos**

- Postes tipo CS

Para incrementar la separación horizontal entre circuitos deben proveerse suples removibles en la forma indicada en los planos. Dichos elementos deben ser del mismo material de los postes y diseñados para adecuar aisladores horizontales tipo

Line Post.

- Postes tipo BA1

Para el Bypass de los cuellos se proveerán de brazos removibles, de forma abusada (tapered), curvada hacia arriba como se indica en los planos, y adecuados para la colocación de las respectivas cadenas de aisladores.

#### 9.1.4.8 Peldaños

Los postes deberán estar provistos de peldaños de acero forjado removible.

#### 9.1.4.9 Acabado

Los postes y partes componentes deberán ser acabados mediante el proceso de galvanizado en caliente. Deberá garantizarse un mínimo de 120 milimicrones de espesor de capa de zinc.

#### 9.1.4.10 Puesta a Tierra

Para la puesta a tierra deberán estar provistos de 2 mordazas de conexión (según planos) adecuadas para conductores de cobre de 6 a 10 mm de diámetro, ubicadas aproximadamente a 30 cm por debajo del nivel del suelo y en posiciones contrapuestas (a 180° una de otra).

### 9.1.5 CRITERIOS DE DISEÑO Y CALCULO

#### 9.1.5.1 Tipo de Postes

1) Postes de Acero tipo CS

De suspensión, 18 metros de altura, para doble circuito y ángulo de línea hasta 10 grados sexagesimales.

2) Postes de Acero tipo BA2

De anclaje, 18 metros de altura, para ángulo de línea de hasta 90 grados sexagesimales, para simple circuito.

Llevaran brazos auxiliares para alejar el cuello muerto (jumper) de la estructura.

#### 9.1.5.2 Cargas de Diseño de Estructuras

En los Planos se indican los diagramas de carga para los cuales deberán ser diseñados los postes. Se han considerado los siguientes tipos de esfuerzos:

1) Cargas Normales

En condiciones normales se admitirá que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

Cargas Verticales

- a) El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el vano gravitante correspondiente.
- b) El peso propio de la estructura.

Cargas Transversales Horizontales

- c) La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores, cable de guarda para el vano medio correspondiente.
- d) La presión del viento sobre la estructura.
- e) La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por el relativo ángulo máximo de desvío.

## 2) Cargas Excepcionales

En condiciones de carga excepcional se admitirá que la estructura está sujeta, además de las cargas normales, en condiciones EDS y viento nulo, a la fuerza horizontal, correspondiente a la rotura de un conductor, el que origine el mayor esfuerzo en el elemento considerado para el cálculo.

Esta fuerza tendrá el siguiente valor:

- a) Para estructuras de suspensión: 75% de la tensión del conductor en la condición EDS. Para el Cable de Guarda: 100% en la condición más desfavorable.
- b) Para estructuras de anclaje y terminales: 100% de la tensión del conductor en la condición EDS.

**9.1.5.3 Factores de Seguridad**

Los factores de seguridad mínimos referidos al límite de fluencia del material serán:

- Para Cargas Normales : 1.5
- Para Cargas Excepcionales : 1.1

Cuando una estructura es sometida a una carga correspondiente a cualquiera de las condiciones indicadas en 1.5.2, multiplicada por el factor de seguridad correspondiente, no deberá ocurrir ninguna deformación permanente ni avería.

**9.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO**

Estas especificaciones cubren el suministro del conductor de aleación de aluminio, describen su calidad mínima aceptable, su fabricación, pruebas y entrega.

### **9.2.1 TIPO DE CONDUCTOR**

El conductor a utilizarse en la línea Socabaya - Paucarpata 33 kV será de aleación de aluminio, cableado y con las características principales señaladas en el Anexo No. 1.

Los conductores serán fabricados en base a alambón de aleación de aluminio-magnesio-silicio del tipo AA 6201

### **9.2.2 PRESCRIPCIONES CONSTRUCTIVAS**

#### **9.2.2.1 Normas de Fabricación**

Las normas a ser utilizadas según la versión vigente a la fecha de presentación de las ofertas, serán las siguientes:

DGE	019	CA-2/1983
IEC	104	
IEC	208	

#### **9.2.2.2 Cableado**

El conductor estará compuesto de hilos cableados concéntricamente y de único hilo central. Los hilos de la última capa o capa exterior serán cableados a la mano derecha, estando las capas interiores cableados en sentido contrario entre si.

#### **9.2.2.3 Juntas o Uniones**

Los conductores serán fabricados de manera que en cada bobina no haya ninguna junta o unión.

#### 9.2.2.4 Disposiciones varias

En lo referente a la fabricación de los alambres, se deberá tener en cuenta que la fecha de solubilizado del alambroón deberá ser la adecuada, de tal manera que no transcurra más de seis (6) meses desde dicha fecha y el proceso de trefilado. Esto deberá ser debidamente documentado por el fabricante, indicando con certificados la procedencia del alambroón y fecha de su fabricación.

El conductor no llevará grasa.

#### 9.2.3 EMBALAJE

El conductor será entregado en carretes de suficiente robustez para soportar cualquier tipo de transporte y debidamente cerrado con listones de madera para proteger al conductor de cualquier daño.

El extremo interno del conductor será extraído a través de la cara del carrete y asegurado a este mediante grapas y protegido con una placa metálica conveniente.

El barril del carrete será cubierto con una lámina de plástico impermeable o con papel encerado o pintado con pintura a base de aluminio. La superficie interna del carrete se pintará con pintura a base de aluminio o bituminosa.

Todas las bobinas envueltas en los carretes tendrán una capa protectora de papel impermeable alrededor y en contacto con toda su superficie.

Las bobinas de conductores serán envueltas a todo el ancho del carrete con una cubierta inatacable por los agentes atmosféricos y protegidos con listones de madera clavados a las caras. La cubierta protectora será cuidadosamente apretada y debe ser de apropiado espesor. No se utilizarán clavos que por sus dimensiones o su posición puedan dañar los conductores.

El papel impermeable externo y la cubierta protectora serán colocados solamente después que hayan sido tomadas todas las muestras para las pruebas de aceptación.

El largo del conductor enrollado en los carretes será el máximo admisible por las exigencias del transporte marítimo y terrestre y por las condiciones de manipulación.

La siguiente información será claramente marcada en un lugar visible de ambas caras de cada carrete:

- Nombre del Propietario, a ser indicado oportunamente
- Línea Interconexión Socabaya - Paucarpata
- Tipo y formación del conductor
- Número de identificación del carrete
- Sección nominal, en mm<sup>2</sup>.

- Longitud del conductor en el carrete, en mts.
- Peso neto y bruto, en kgs.
- Datos del certificado de prueba del conductor
- Nombre del fabricante y fecha de fabricación
- Flecha indicativa del sentido de desenrollado.

El costo del embalaje será cotizado por el Contratista y los carretes no serán devueltos.

### **9.3 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DEL CABLE DE GUARDA DE ACERO GALVANIZADO**

Estas especificaciones cubren el suministro del cable de guarda de acero galvanizado, describen su calidad mínima aceptable, su fabricación, pruebas y entrega.

#### **9.3.1 TIPO DE CABLE**

El cable a utilizarse como cable de guarda en la línea de Transmisión Socabaya - Paucarpata 33 kV será de acero galvanizado, fabricado de acuerdo a la norma ASTM A363. Tendrá las propiedades y características señaladas en la mencionada norma para el grado Extra High Strength (EHS) y con espesor de galvanizado Clase A.

Las características principales requeridas son las que se enumeran en el Anexo No. 1, adjunto a las presentes Especificaciones.

#### **9.3.2 PRESCRIPCIONES CONSTRUCTIVAS**

##### **9.3.2.1 Normas de Fabricación**

La norma a ser utilizada según la versión vigente a la fecha de la convocatoria a licitación, será la siguiente:

ASTM A363 Standard Specifications for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Overhead Ground Wire Strand.

##### **9.3.2.2 Galvanizado**

Los alambres de acero serán galvanizados de acuerdo a la Norma ASTM A363. Después de galvanizados, los alambres no serán sometidos a tratamientos térmicos.

##### **9.3.2.3 Cableado**

El cable estará compuesto de hilos cableados concéntricamente y de único hilo central. Los

hilos de la última capa o capa exterior serán cableados a la mano derecha.

#### **9.3.2.4 Juntas o Uniones**

El cable será fabricado de manera que en cada bobina no haya ninguna junta o unión.

#### **9.3.3 EMBALAJE**

El cable será entregado en carretes de suficiente robustez para soportar cualquier tipo de transporte y debidamente cerrado con listones de madera para proteger al cable de cualquier daño.

El extremo interno del cable será extraído a través de la cara del carrete y asegurado a éste mediante grapas y protegido con una placa metálica conveniente.

El barril del carrete será cubierto con una lámina de plástico impermeable o con papel encerado. La superficie interna del carrete se pintará con pintura bituminosa.

Todas las bobinas envueltas en los carretes tendrán una capa protectora de papel impermeable alrededor y en contacto con toda su superficie.

Las bobinas de cables serán envueltas a todo el ancho del carrete con una cubierta inatacable por los agentes atmosféricos y protegidos con listones de madera clavados a las caras. La cubierta protectora será cuidadosamente apretada y debe ser de apropiado espesor. No se utilizarán clavos que por sus dimensiones o su posición puedan dañar los cables.

El papel impermeable externo y la cubierta protectora serán colocados solamente después que hayan sido tomadas todas las muestras para las pruebas de aceptación.

El largo del cable enrollado en los carretes será el máximo admisible por las exigencias del transporte marítimo y terrestre y por las condiciones de manipulación.

La siguiente información será claramente marcada en un lugar visible de ambas caras de cada carrete:

- Nombre del Propietario, a ser indicado oportunamente
- Línea de Transmisión Socabaya - Paucarpata
- Tipo y formación del cable
- Número de identificación del carrete
- Sección nominal, en mm<sup>2</sup>
- Longitud del cable en el carrete, en mts.
- Peso neto y bruto, en kg.
- Datos del certificado de prueba del cable
- Nombre del fabricante y fecha de fabricación.

- Flecha indicativa del sentido de desenrollado.

El costo del embalaje será cotizado por el Contratista y los carretes no serán devueltos.

#### **9.4 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE AISLADORES TIPO CAPERUZA Y TIPO POSTE**

Estas especificaciones cubren el suministro de aisladores tipo caperuza, describen su calidad mínima aceptable, su fabricación y entrega.

##### **9.4.1 TIPO DE AISLADOR**

Los aisladores a utilizarse en la línea Socabaya - Paucarpata 33 kV serán :

- El aislador tipo caperuza del tipo Standard de 10"x5-3/4" con acoplamiento bola y casquillo.
- El aislador rígido, Tipe Line Post de 19 3/4" de longitud.

Las características principales requeridas son las que se enumeran en los Anexos No. 1, 2, 3 y 4 adjunto a las presentes Especificaciones.

##### **9.4.2 PRESCRIPCIONES GENERALES**

Las cadenas de aisladores tipo caperuza estarán compuestas de las siguientes unidades.

Cadenas de suspensión	: 3 Unidades
Cadenas de anclaje	: 4 Unidades

Los aisladores tipo Poste compuestos de unidad por faro, estarán provistos de grapas de suspensión para cubrir pequeños ángulos de desvío hasta 10°.

Las características eléctricas del sistema son:

Tensión nominal	: 33 kV
Tensión máxima	: 36 kV
Temperatura promedio	: 15° C
Temperatura mínima	: 10° C
Altitud	: 2700 m.s.n.m.

Los aisladores deberán llevar una indicación del modelo, marca de fábrica, año de fabricación y carga de rotura correspondiente.

##### **9.4.3 PRESCRIPCIONES CONSTRUCTIVAS**

###### **9.4.3.1 Normas de Fabricación**



El material cubierto por estas Especificaciones Técnicas, cumplirá con las prescripciones de las Normas siguientes, según versión vigente a la fecha de presentación de las Ofertas:

IEC - 120	Recomendaciones para los ensambles a caperuza y perno.
IEC - 305	Características de los elementos de cadenas de aisladores del tipo a caperuza y perno.
IEC - 372	Dispositivo de fijación para elementos de cadenas de aisladores.
IEC - 383	Pruebas de aisladores en material cerámico o vidrio para líneas aéreas con tensión superior a 1000 voltios.
ASTM A 153	Zinc coating (hot dip) on iron and steel hardware.

#### **9.4.3.2 Detalles Constructivos**

##### **9.4.3.2.1 Galvanización**

Las partes metálicas serán galvanizadas mediante inmersión en caliente de acuerdo a la Norma ASTM A153 - vigente a la fecha de fabricación.

##### **9.4.3.2.2 Material de las Partes Metálicas**

###### Caperuza y Perno

Las caperuzas y pernos de los aisladores serán normalizados en conformidad con las recomendaciones IEC-120.

###### Pasador de Bloqueo

Cada aislador tendrá un dispositivo de fijación o pasador de bloqueo en bronce fosforoso, latón o acero inoxidable.

El pasador permitirá sacar y reemplazar fácilmente cualquier aislador de la cadena o de los elementos accesorios, sin que sea necesario sacar la cadena de aisladores desde la cruceta.

##### **9.4.3.2.3 Material Dieléctrico**

El material del dieléctrico podrá ser de porcelana o vidrio templado.

###### Porcelana

La porcelana será de una estructura homogénea, libre de defectos, cuidadosamente vitrificado y con una superficie de color marrón.

## Vidrio

El vidrio tendrá una estructura homogénea sin trazas de cristalización y sin defectos internos y será adecuadamente templado para alcanzar la máxima resistencia mecánica a los choques, compatible con la naturaleza del material.

### **9.4.3.2.4 Cementación**

Los elementos aislantes serán fijados a las partes metálicas mediante cemento u otro material de fijación de una probada calidad, que no deberá ser motivo de fractura o aflojamiento debido a contracción y/o dilatación.

Las características mecánicas y térmicas del material deberán quedar inalteradas en el tiempo, sin fenómenos de envejecimiento.

### **9.4.4 EMBALAJE**

Los aisladores serán suministrados en fuertes cajas de madera y en conjuntos de 6 unidades, con precauciones especiales debidas a la naturaleza particularmente frágil del material.

## **9.5 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE ACCESORIOS DE LA CADENA DE AISLADORES, DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE GUARDA**

El suministro comprenderá accesorios para el conductor, para las cadenas de aisladores y para cable de guarda, de acuerdo a la presente especificación.

Todos los accesorios que sean suministrados deben ser piezas de uso corriente en la construcción de Líneas de Transmisión y de las cuales los fabricantes mantienen normalmente existencias en almacén.

### **9.5.1 PRESCRIPCIONES GENERALES**

El Contratista proveerá los accesorios perfectamente adaptados a la sección del conductor, a los aisladores y el cable de guarda; todos los accesorios serán perfectamente coordinados entre si.

### **9.5.2 CRITERIOS MECANICOS**

Todas las piezas sujetas a esfuerzo mecánico de tracción serán dimensionadas de tal manera que el factor de seguridad (carga de rotura mínima garantizada/carga máxima a la cual está sujeta la pieza en las condiciones de servicio más desfavorables) sea por lo menos igual a 3.

Las grapas de suspensión no permitirán ningún deslizamiento ni deformación o daño al conductor.

Las grapas de anclaje y los empalmes no permitirán ningún deslizamiento o daño al conductor con tensiones inferiores al 90% del tiro de rotura del respectivo conductor.

### **9.5.3 CRITERIOS ELECTRICOS**

Ningún accesorio o pieza atravesada por corriente eléctrica, deberá alcanzar una temperatura superior a la del conductor respectivo en las mismas condiciones.

La resistencia eléctrica de los empalmes y de las grapas de anclaje no será superior al 80% del largo correspondiente al del conductor.

Para evitar efluvios eléctricos, la forma y el diseño de todas las piezas bajo tensión será tal que evite esquinas agudas o resaltos que producen contracciones excesivas del campo eléctrico.

### **9.5.4 CRITERIOS DE MONTAJE E INSTALACION**

Los diversos dispositivos de accesorios serán completos de todas las piezas y elementos de conexión para obtener un montaje fácil y sin posibilidades de errores que produzcan una disminución en las características electromecánicas del conjunto.

Todos los dispositivos estarán integrados por una cantidad suficiente de piezas articuladas, a fin de absorber sin daño los choques que puedan ocurrir durante el montaje o en caso de rotura del conductor.

A fin de evitar el aflojamiento de los pernos de los conjuntos, todas las tuercas serán fijadas por medio de un dispositivo seguro.

En el diseño de los diversos tipos de accesorios se normalizarán lo más posible los diversos tipos de piezas utilizadas y en particular pernos, tuercas, arandelas y chavetas, a fin de reducir la variedad de repuestos.

### **9.5.5 PRESCRIPCIONES CONSTRUCTIVAS**

#### **9.5.5.1 Piezas bajo tensión mecánica**

Las piezas sujetas a esfuerzo mecánico serán preferiblemente en acero forjado, si no en hierro maleable adecuadamente tratado para aumentar su resistencia a choques y a rozamientos.

#### **9.5.5.2 Piezas bajo tensión eléctrica**

Accesorios y piezas normalmente bajo tensión serán fabricadas de material antimagnético.

#### **9.5.5.3 Resistencia a la Corrosión**

Los accesorios serán fabricados con materiales compatibles que no den origen a reacciones electrolíticas, bajo cualquier condición de servicio.

#### **9.5.5.4 Acabados**

Las superficies en contacto con el conductor serán perfectamente lisas y libres de cualquier imperfección o irregularidad de tal forma, que no puedan causar abrasiones, deformaciones o daños.

#### **9.5.5.5 Piezas de Fijación**

Las roscas de los pernos serán cubiertas con una grasa inmediatamente antes del ajuste en el montaje. Las chavetas para asegurar la fijación de los accesorios a la cadena de aisladores serán de acero inoxidable y serán apoyados por arandelas de tamaño y calibre adecuado.

Una vez terminado el maquinado y marcado, todas las partes de fierro y acero de los accesorios serán galvanizados mediante inmersión en caliente. Los materiales cumplirán con la Norma ASTM A 153.

#### **9.5.5.6 Galvanizado**

Una vez terminado el maquinado y marcado, todas las partes de fierro y acero de los accesorios serán galvanizados mediante inmersión en caliente. Los materiales cumplirán con la Norma ASTM A 153.

### **9.5.6 CARACTERISTICAS PARTICULARES DE DISEÑO**

#### **9.5.6.1 Accesorios de la Cadena de Aisladores**

##### **9.5.6.1.1 Grillete Recto**

Se tomará en cuenta como parte de los accesorios de la cadena de aisladores en suspensión o anclaje, tal como se observa en el Plano No. . El tiro de rotura solicitado es el 90% del tiro de rotura respectivo del conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1.

##### **9.5.6.1.2 Adaptador Anillo-Bola**

Será el elemento de unión entre el Grillete de suspensión o anclaje normal de la estructura y la cadena de aisladores en suspensión o anclaje.

La bola del adaptador será apta para ingresar en el casquillo del aislador descrito en el Anexo No. 1 (Norma IEC- 16 mm). Las dimensiones del eslabón serán tales que permitirán el correcto ingreso al estribo de suspensión "U" de la estructura. El tiro de rotura solicitado es el 90% del tiro de rotura respectivo del conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1.

##### **9.5.6.1.3 Adaptador Casquillo-Ojo para Contrapesas**

Será el elemento de unión entre la cadena de aisladores en suspensión o anclaje y la grapa de suspensión o anclaje, respectivamente.

Se solicita que la perforación del ojo sea 17 mm aproximadamente y el casquillo sea normado

por IEC - 16 mm. El tiro de rotura solicitado es el 90% del tiro respectivo del conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1.

#### **9.5.6.1.4 Extensión Horquilla-Ojo para Contrapesas**

Será el elemento de unión entre la grapa de suspensión y el grillete recto que permite sostener las pesas de 25 Kg. El tiro de rotura solicitado es el 90% del tiro de rotura respectivo del conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1.

#### **9.5.6.2 Accesorios del Conductor**

##### **9.5.6.2.1 Grapa de Suspensión**

La grapa será del tipo pasante y será tan liviana como sea posible, preferentemente aluminio.

La grapa será apta para alojar el conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1 provisto de varillas de armar.

La grapa deberá tener el menor momento de inercia posible y deberá poder balancear libremente en el plano vertical, hasta un ángulo de 60 a la horizontal.

La cuna inferior de la grapa será por lo menos 10 veces mayor que el diámetro del conductor correspondiente, mientras que el taco superior tendrá el largo mínimo compatible con una distribución uniforme de la presión de ajuste. El taco presionará mediante adecuados pernos "U".

Las embocaduras de la ranura de soporte en las piezas de contacto con el conductor serán adecuadamente acampanadas y los ángulos máximos de salida del conductor serán de 25 y -10 respecto a la horizontal.

La unión de la grapa de suspensión al adaptador casquillo ojo será mediante un perno pasante de  $\phi$  5/8" provisto de chaveta de seguridad.

Este perno podrá ser reemplazado por otro de similar diámetro que forma parte del grillete de sujeción de contrapeso.

El tiro de rotura de la grapa de suspensión solicitado es el 90% del tiro respectivo del conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1.

##### **9.5.6.2.2 Grapa de Anclaje**

La grapa de anclaje será de aluminio del tipo apernado y será apta para alojar al conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1.

La grapa del anclaje se unirá a la cadena de aisladores por medio del adaptador casquillo-ojo, cuyo diámetro mínimo de ojo será de 17 mm, para lo cual se solicita que la grapa sea del tipo horquilla en el acoplamiento.

La grapa de anclaje tendrá como tiro de rotura mínimo el 90% del tiro del conductor correspondiente descrito en el Anexo No. 1.

### **9.5.6.2.3 Grapa de Doble Vía**

Será de aluminio, del tipo a tres pernos, lo suficientemente seguras para no permitir el deslizamiento del conductor y de una conductibilidad eléctrica no menor a la del conductor.

### **9.5.6.2.4 Varilla de Armar**

Las varillas de armar se instalarán sobre los conductores de fase y toda esta unidad estará dentro de la grapa de suspensión descrita en 5.6.2.1

Las varillas de armar serán de aluminio de por lo menos 1.80 de longitud, y serán del tipo preformado para ser montado fácilmente sobre el conductor.

Las varillas deberán tener la forma tal como para evitar toda posibilidad de daños a los alambres del conductor, sea durante el montaje sea durante la sucesiva explotación en cualquier condición de servicio.

Una vez montadas, las varillas de armar deberán proveer una capa protectora uniforme, sin intersticios, y con una presión adecuada para evitar aflojamientos debidos a envejecimiento.

### **9.5.6.2.5 Junta de Empalme**

Serán del tipo compresión, de aluminio o aleación de aluminio. Las juntas tendrán una resistencia a la tracción no menor que el 95% de la carga de rotura de los conductores. Todas las juntas tendrán una resistencia eléctrica no mayor que la de los respectivos conductores y estarán libres de todo defecto, y no dañarán al conductor luego de efectuada la compresión con el juego de dados apropiado.

### **9.5.6.2.6 Manguito de Reparación**

Serán del tipo compresión, de aluminio o aleación de aluminio, apropiadas para reforzar conductores con hilos dañados.

La utilización del manguito será solamente en caso de leves daños locales en la capa exterior del conductor.

La característica mecánica será similar al de la junta de empalme descrita anteriormente.

### **9.5.6.2.7 Pasta para Aplicación de Empalmes**

La pasta especial es un compuesto rellenedor, de todos los accesorios de compresión.

La pasta será una sustancia químicamente inerte (que no ataque a los conductores) de alta eficiencia eléctrica (que produzca conexiones de baja resistencia eléctrica) e inhibidor contra la oxidación. La pasta deberá retener una viscosidad normal indefinidamente, no se escurrirá ni a la temperatura de 120°C y permanecerá manejable a -15C como mínimo. Será soluble con el agua y atóxico y tendrá larga vida en almacenamiento.

El suministro de la pasta rellenedora será en envases de cartucho de 500 gr. aproximadamente, para inyectarlos en pistola especial de calafatear; el cual también deberá ser ofertado.

La oferta de la pasta rellenadora incluirá un juego de escobillas adecuadas de limpieza de la superficie del conductor.

#### **9.5.6.2.8 Amortiguadores de Vibraciones**

Serán del tipo impacto o del tipo Stockbridge; con dispositivo de amarre al conductor compatible con el aluminio. El Postor puede proponer como alternativas otros tipos con dispositivos de amortiguamiento comprobados.

Las partes en contacto con los conductores, las longitudes roscadas de los pernos de las grapas y otras partes ferrosas de los amortiguadores serán galvanizadas de acuerdo a las normas ASTM A153.

La grapa de unión entre el amortiguador y el conductor será diseñada de modo que se evite daños sobre el conductor y sobre cada uno de los hilos, además será adecuada para sujetarse al conductor.

Las grapas no poseerán dimensiones menores que 3 veces el diámetro del conductor. Cuando se instalen dos amortiguadores por lado, estos deben de tener frecuencias de amortiguación diferentes.

Los amortiguadores serán aptos para los conductores descritos en el Anexo No. 1.

#### **9.5.6.2.9 Contrapesos**

Irán contrapesos de 25 kg. de acuerdo a las hojas de localización.

#### **9.5.6.3 Accesorios del Cable de Guarda**

##### **9.5.6.3.1 Grapa de Suspensión**

Será de hierro maleable, la cuna inferior de la grapa será larga, por lo menos 10 veces el diámetro del cable de guarda.

##### **9.5.6.3.2 Grapa de Anclaje**

Será del tipo apernado, de acero galvanizado, completo con todos sus accesorios como cuellos, horquillas y adaptadores.

##### **9.5.6.3.3 Grillete**

Será el elemento de unión entre la estructura y el adaptador anillo - ojo.

##### **9.5.6.3.4 Adaptador Anillo - ojo**

Será el elemento de unión entre el grillete y la grapa de anclaje, cuyo diámetro mínimo de ojo será 17 mm.

##### **9.5.6.3.5 Horquilla - Ojo**

Serán los elementos de unión entre la grapa de suspensión y la estructura, debiendo tener el ojo un diámetro mínimo de 17 mm.

#### **9.5.6.3.6 Manguito de Empalme**

Será del tipo compresión, de acero galvanizado, de una resistencia no menor al 95% del correspondiente cable de guarda.

#### **9.5.6.3.7 Material de Conexión a la Estructura**

Será utilizado un tramo del mismo cable de guarda y las uniones a través de una grapa paralela y un conector de tierra.

### **9.6 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS**

Estas especificaciones cubren el suministro de los siguientes materiales para la puesta a tierra: conductor de cobre desnudo de 250 mm<sup>2</sup>, conector de bronce estañado, varillas o jabalinas de copperweld de  $\phi$  5/8" x 6' de longitud.

#### **9.6.1 PRESCRIPCIONES CONSTRUCTIVAS**

##### **9.6.1.1 Conductor de Cobre**

Se utilizará conductor de cobre desnudo de las siguientes características:

- Sección : 25 mm<sup>2</sup>
- Diámetro exterior : 6.45 mm
- Temple : duro

##### **9.6.1.2 Varillas o Jabalinas**

Se instalarán las varillas de acuerdo a las configuraciones de puesta a tierra adoptadas.

Las varillas serán de las siguientes dimensiones:

- Material : Copperweld
- Diámetro exterior : 5/8"  $\phi$
- Longitud : 8' (2.40 m)

##### **9.6.1.3 Conector de Bronce Estañado**

Se utilizarán conectores de bronce estañado para unir el poste con el contrapeso horizontal de cobre sólido de 25 mm<sup>2</sup> y adicionalmente para conectar el conductor de cobre y las varillas.

El Contratista podrá ofertar algún elemento alternativo de unión conductor de cobre-estructuras, siempre y cuando dicho elemento tenga suficiente área y espesor como para soportar un



nivel de falla de 3.8 kA durante 1 seg.

Los conectores de bronce estañado serán de dos tipos; Conector de tierra Tuerca soldada al poste y perno de  $\phi$  5/8" el cual unirá el poste con el sistema de puesta a tierra y Conector de dos vías el cual servirá para la conexión entre conductores de la puesta a tierra.

## **9.7 ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE ACCESORIOS DE RETENIDAS**

### **9.7.1 OBJETO**

Estas especificaciones técnicas cubren las condiciones requeridas para el suministro de accesorios de retenidas de las estructuras, describen su calidad mínima aceptable, tratamiento, inspección, pruebas y entrega.

### **9.7.2 NORMAS APLICABLES**

El material cubierto por estas especificaciones cumplirá con las prescripciones de las normas siguientes, según la versión a la fecha de la convocatoria a licitación:

ASTM A 153                      Zinc Coating (Hot Dip) On Iron And                      Steel Hardware

ASTM A 475 - 72 a

### **9.7.3 DESCRIPCION DE LOS ACCESORIOS**

#### **9.7.3.1 Perno y Tuerca Ojal $\Phi$ 3/4"**

Será de fierro galvanizado en caliente, apta para conectarse con el perno de ojo por un lado y el otro a ser atravesado por un guardacabo.

El tiro de rotura mínimo deberá ser de 4,500 kg.

#### **9.7.3.2 Guardacabo**

Será de acero galvanizado, presentando su superficie interior completamente lisa y adecuada para el paso de la varilla preformada.

#### **9.7.3.3 Mordaza Preformada**

Será del tipo varilla de armar preformada de acero galvanizado, enlazará al cable de retenidas de acero S.M.  $\Phi$  1/2" y 7 hilos, de sentido levogiro.

El tiro de rotura mínimo deberá ser de 4,500 kg.

#### **9.7.3.4 Varilla de Anclaje**

Será de acero galvanizado de  $\Phi$  5/8" x 8' de longitud total. La longitud roscada mínima es 1'.

Vendrá provisto de una tuerca adecuada del mismo material.

El ojo de la varilla permitirá la introducción y permanencia del guardacabo.

#### **9.7.3.5 Arandela Plana**

Será de acero galvanizado en caliente de 4" x 4" x 1/4" de espesor con perforación central de  $\Phi$  7/8".

Será empleado en la sujeción del bloque de anclaje.

#### **9.7.3.6 Bloque de Anclaje**

Será de concreto (210 kg/cm<sup>2</sup>) armado de 0.30 x 0.30 x 1.50 m. de perforación para el paso de la varilla de anclaje.

La armadura interior estará constituida por cuatro varillas de fierro corrugado de  $\Phi$  1/2" (f= 4,200 kg/cm<sup>2</sup>) de fierro liso de  $\Phi$  1/4" ubicados cada 0.30 m.

Este bloque de anclaje será preparada por el contratista "IN SITU".

#### **9.7.3.7 Guardacable**

Será de fierro galvanizado en caliente de 1/16" de espesor y 8' de longitud. Apto para sujetar y proteger el cable de retenida de  $\Phi$  1/2" (cable de acero)

#### **9.7.3.8 Cable de Acero**

El cable deberá ser concéntrico (7 hilos - sentido levogiro) de  $\Phi$  1/2" con grapa neutra interior.

Será de acero galvanizado grado SIEMENS - MARTIN, los alambres de acero serán galvanizados mediante proceso de inmersión en caliente con un peso mínimo de 500 gr/m<sup>2</sup>.

La mínima resistencia de rotura del cable será de 4500 kg.

La grasa de protección deberá tener las siguientes características:

- Alto coeficiente de fricción
- Resistencia a las condiciones climáticas y temperatura permanente de 80°C sin alteración de sus propiedades.
- Contenido de azufre nulo
- Corrosividad nula
- Punto de goteo no menor de 90°
- Absorción de agua nula

### 9.7.4 EMBALAJE

El embalaje será el más adecuado para cada elemento o accesorio y estará en concordancia a las Prescripciones Generales del Suministro.

El suministro del cable de acero será en carretes de madera robusta, en longitud adecuada tal que permita su fácil transporte y desplazamiento. Los carretes estarán provistos de revestimientos necesarios para fines de protección y que sean de uso común en el suministro de este tipo de cable.

#### ANEXO No. 1

#### CANTIDAD Y PRECIOS

Postor:.....

DESCRIPCION	CANTIDAD LICITADA (Unidades)	PRECIO UNITARIO (Soles)	MONTO TOTAL (Soles)
- Tuerca ojal de $\phi$ 3/4"			
- Guardacabo			
- Mordaza Preformada			
- Varilla de Anclaje			
- Arandela Plana			
- Bloque de Anclaje			
- Guardacable			
- Cable de Acero de $\phi$ 1/2"			

IMPUESTO TOTAL (SOLES) :

OFERTA TOTAL (SOLES) :

OBSERVACIONES :

FECHA :

## ANEXO No. 2

## PLAZOS DE ENTREGA

Postor:.....

DESCRIPCION	CANTIDAD LICITADA (Unidades)		P L A Z O S			
			REQUERIDO (Máximo-semanas)		OFRECIDO (Máximo-semanas)	
	1ra.(1)	2da.(2)	1ra.	2da.	1ra.	2da.
- Tuerca ojal de $\phi$ 3/4"						
- Guardacabo						
- Mordaza preformada						
- Varilla de Anclaje						
- Arandela Plana						
- Bloque de Anclaje						
- Guardacable						
- Cable de acero de $\phi$ 1/2"						

VALIDEZ DE LA OFERTA (Días) :

GARANTIA DEL FABRICANTE (Meses) :

OBSERVACIONES :

(1) A la firma del contrato :

(2) A la primera entrega

**9.8 ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL MONTAJE DE LA LINEA DE TRANSMISION****9.8.1 GENERALIDADES**

El propósito de las presentes Especificaciones Técnicas de Montaje Electromecánico es definir el trabajo que debe efectuar el Contratista, para la construcción de la Línea de Transmisión Socabaya - Paucarpata 33 kV, definir su calidad mínima aceptable y recomendar los procedimientos, que en casos específicos, deber ser seguidos por el Contratista para dicho montaje.

**9.8.2 UBICACION**

El área del Proyecto se localiza en la provincia de Arequipa del Departamento de Arequipa, según se indica en los planos del proyecto.

### 9.8.3 DESCRIPCION DEL PROYECTO

Designación	:	Línea de Transmisión Socabaya - Paucarpata de dos ternas, ambas en 33 kV.
Longitud	:	8.44 km aproximadamente
Estructuras	:	Postes Metálicos tubulares de acero galvanizado.
Número de circuitos	:	Dos
Conductor	:	A l e a c i ó n d e a l u m i n i o 1 2 7 mm <sup>2</sup> (250 MCM)
Aislamiento	:	Cadenas de aisladores tipo caperuza de dimensiones y unidades por cadena según las Especificaciones Técnicas.
Cable de guarda	:	Un cable de 3/8" (9.52 mm) de diámetro, cable EHS de acero galvanizado.
Topografía	:	Terreno montañoso, con altitud comprendida entre los 1450 y los 2300 msnm. La vegetación es abundante por encima de los 2000 msnm.

### 9.8.4 EXTENSION DEL TRABAJO

El trabajo que el Contratista debe efectuar involucra todas las operaciones necesarias para el suministro, transporte, construcción y pruebas hasta la puesta en servicio, con una sola terna, de la línea de transmisión que se ha descrito en forma general en el párrafo anterior y que está definida en detalle en los planos del Proyecto.

El equipo y las herramientas empleadas por el Contratista serán de óptima calidad, en perfecto estado de conservación y en cantidad adecuada para realizar el trabajo de montaje de la línea de modo eficiente, de acuerdo con las presentes Especificaciones, los planos y con el programa de trabajo previamente acordado entre el Contratista y el Propietario.

El Postor adjuntará a su oferta una relación de los equipos y herramientas principales que propone usar en el montaje de la línea y documentos que certifiquen la disponibilidad de tales equipos y herramientas durante el período en que propone efectuar el trabajo de montaje.

El Contratista efectuará todos los trabajos o tareas que sean necesarias para construir las líneas materia del Contrato, de forma tal que al concluir los trabajos entregue al Propietario una instalación completa y lista para funcionar, construida en conformidad con lo prescrito en los planos, las Especificaciones y el Contrato y con la técnica más moderna aplicable a tales instalaciones.

El Contratista llevará a cabo a su costo todos los trabajos necesarios para proveer y mantener en buen estado, durante toda la duración del contrato, adecuados caminos y demás posibilidades de acceso a cada estructura a lo largo de toda la ruta de las líneas, para efectuar los trabajos de montaje.

Queda entendido, que será responsabilidad del Contratista efectuar todo trabajo que será razonablemente necesario para el montaje de las líneas, aunque dichos trabajos no estén específicamente listados y/o descritos en la presente Especificación.

## **9.8.5 ESPECIFICACIONES TECNICAS**

### **9.8.5.1 Trazado y Acceso**

#### **9.8.5.1.1 Trazado de las Líneas y Distribución de las Estructuras**

El trazado de las líneas y la distribución de las estructuras a lo largo del perfil, así como la definición de los tipos de las estructuras a emplearse se representará el perfil del trazado a escala:

Horizontal	1:2000
Vertical	1: 500

Los trazados y las distribuciones de las estructuras son definitivos, pudiendo, sin embargo, ser aún sometidos a pequeños desplazamientos debidos a situaciones locales particulares.

El Contratista podrá proponer por su parte otras desviaciones del trazado, o modificaciones de la distribución de las estructuras siempre que justifique su conveniencia y la someta a la aprobación del Supervisor.

El Contratista deberá efectuar todas las inspecciones y controles, a lo largo del trazado de las líneas, que considere necesarios y asumirá la responsabilidad del levantamiento plano-altimétrico.

Si, durante el replanteo o la construcción de la línea, el Contratista detectará un error en el perfil, deberá notificar inmediatamente al Supervisor. Si, en opinión del Supervisor, el error es de suficiente magnitud para requerir cambios en cuanto al proyecto original, ordenará por escrito al Contratista efectuar dichos cambios, que serán evaluados para el reajuste del costo de la obra.

En todas partes donde, o por variaciones del trazado o por falla de correspondencia del levantamiento, se verifique la necesidad de introducir variaciones con respecto a lo indicado en los planos entregados al Contratista, el mismo deberá elaborar y proveer los planos que sustituyan a aquellos entregados. Dichos planos deberán tener características de acuerdo a las de los planos entregados y deberán ser aprobados por el Supervisor.

#### **9.8.5.1.2 Replanteo de las Líneas**

Para cada sección de la Obra, el Contratista llevará a cabo un replanteo del trazado, tan pronto como posible después de la correspondiente Orden de Proceder, marcando la posición de cada estructura con un poste fácilmente visible de un tipo aprobado.

El Contratista someterá a la aprobación del Supervisor la planilla de las estructuras replanteadas, indicando su proposición para el tipo de cimentación y disposición definitiva del poste.

Las planillas serán entregadas al Supervisor con suficiente anticipación para examinar detenidamente las proposiciones y permitir de llevar a cabo eventuales modificaciones a los tipos de cimentación sin perjuicio al programa de construcción de las estructuras y cimentaciones.

Previo a los trabajos de Replanteo propiamente dichos y como parte del mismo, el Contratista deberá realizar la apertura de una senda o brecha con el ancho necesario para permitir los trabajos de topografía a todo lo largo de la línea de transmisión.

La apertura de esta senda o brecha consistirá en el retiro de árboles, arbustos, matorrales, malezas, etc. y todo lo necesario para dejar la vía expedita al Replanteo.

Los trabajos de Replanteo serán medidos y pagados en forma global, una vez concluidos conforme a las especificaciones y a satisfacción de la Supervisión y de acuerdo al Presupuesto. El costo de los trabajos de apertura de senda o brecha señalados anteriormente deberán incluirse en el ítem "Replanteo" y no se hará pago alguno en forma separada.

#### **9.8.5.1.3 Ubicación y Orientación de las Estructuras**

A lo largo del eje longitudinal de la línea, las estructuras serán centradas a satisfacción del Supervisor en cuanto al acatamiento de la ubicación de cada una de ellas con respecto a los planos del perfil de la línea.

Al controlar el alineamiento de las estructuras, utilizando el teodolito, el centro de cualquier estructura no deberá estar más afuera de 5 cm del eje de las líneas.

Las estructuras estarán orientadas de manera que las crucetas de las estructuras en tramos rectilíneos sean perpendiculares al eje de la línea, mientras que las crucetas de las estructuras de ángulo bisectarán el ángulo formado por los ejes de los dos tramos adyacentes.

El Contratista será responsable de la adecuada conservación de todos los postes hasta el comienzo del montaje de la estructura correspondiente. El Contratista reconstituirá a su costo, la ubicación de la estructura si el poste correspondiente ha desaparecido.

#### **9.8.5.1.4 Derechos de Servidumbre y de Pago**

"Los Derechos de Servidumbre de Electroductos" (según la ley sobre la Industria Eléctrica vigente en Perú) serán adquiridos por el Propietario. El ancho de faja de derecho de servidumbre será de 15 m en total.

El Propietario facilitará al Contratista : Los derechos de paso para el acceso a los trabajos desde caminos públicos existentes, perjuicios sufridos en inmuebles dentro del derecho de vía con motivo del montaje.

El Contratista se encargará de todos los trámites necesarios para proporcionar al Propietario a su debido tiempo, toda la información y facilidades para efectuar las prácticas necesarias para los derechos de paso.

Los derechos de servidumbre serán adquiridos por el Propietario progresivamente y en conformidad con los cronogramas generales y de detalle de la construcción de las líneas.

Sin embargo, si debido a dificultades no imputables al Propietario se produjeran dilaciones en la obtención de dichos derechos, el Contratista deberá continuar con la Construcción de las líneas en donde estos derechos están adquiridos, sin requerir pagos extras ni mayores plazos para terminar la Obra.

#### **9.8.5.1.5 Limpieza**

##### a) Descripción

Los trabajos de limpieza consistirán en el corte de todos los matorrales, arbustos, plantas que se encuentren dentro de los límites del derecho de vía y/o ordenados por la Supervisión, así como en el retiro de estos materiales y disposición final, al igual que lo descrito en 7.4.1.6 de las presentes especificaciones.

En todos las áreas en las cuales se efectuaron trabajos de limpieza y/o donde indique el Supervisor, el Contratista deberá sembrar cualquier leguminosa o gramínea a objeto de evitar el nuevo crecimiento y/o retoño de la vegetación antes existente, pudiendo ser del tipo KUDZU, BRAQUIARA u otro pasto equivalente.

##### b) Medición

Los trabajos de limpieza serán medidos por hectárea limpiada, dentro de los límites aprobados por el Ingeniero, pudiendo ser estas áreas de formas irregulares, manteniéndose dichas formas en proyección horizontal.

##### c) Pago

El pago por limpieza se efectuará a los precios de contrato por unidad de medición y será la compensación total por todo lo requerido para la realización del trabajo señalado en esta sección incluyendo el sembrado del pasto.

#### **9.8.5.1.6 Limpieza y Destronque**

##### a) Descripción

A lo largo del derecho de vía el Contratista procederá a la limpieza y destronque de zonas señaladas por el Supervisor y/o indicadas en los planos. Las áreas indicadas para este efecto serán marcadas y/o estacadas dentro de los límites del derecho de vía durante el replanteo y con anterioridad a las operaciones de limpieza y destronque.

El trabajo de limpieza y destronque tiene por objeto permitir las operaciones del tendido de los conductores construcción de cimentaciones y erección de las estructuras dentro el derecho de vía a todo lo largo del proyecto y deberá ser ejecutada con anterioridad.

La limpieza y destronque consistirá en el corte hasta 0.50 m. de altura en todos los tramos de todos los matorrales, arbustos, plantas que se encuentran en la zona delimitada por la Supervisión para este trabajo, así como el retiro del material y disposición final al borde del derecho de vía en la mayoría de los casos, o a lugares aprobados por la Supervisión cuando el material acumulado pueda producir perjuicios a terceras personas o propietarios de los predios circundantes y/o perjudiquen la marcha de la obra. Dichas operaciones de disposición



final serán también de tal forma que no produzcan la obstrucción de cauces o conductos de agua naturales o artificiales.

El Contratista no removerá ni podará cultivos, árboles frutales ni árboles de estabilización de laderas sin la autorización escrita de la Supervisión.

Todos los tocones y muñones deberán estar limpiamente cortados, descortezados, libres de astillas que constituyan peligro para los obreros y/o animales.

Todas las raíces, arbustos, maderas sin valor comercial y otros restos serán quemados o dispuestos adecuadamente. La quema debe realizarse en lugares de manera tal que no produzca accidentes ni daños a plantaciones, obras existentes, o retrasos en la obra.

El Contratista será responsable del cumplimiento de todas las leyes y ordenanzas civiles y militares relativas a incendios.

La quema se realizará solo en lugares y tiempo autorizados por la Supervisión bajo constante y adecuada vigilancia hasta la completa extinción del fuego y brasas.

Los daños que se causen a los cultivos y otros por cualquiera de las operaciones del Contratista deberán ser pagados por éste a los propietarios u ocupantes.

Al igual que en el capítulo de limpieza, también en las áreas donde se efectuaron limpieza y destronque y/o zonas ordenadas por el Supervisor el Contratista deberá sembrar las leguminosas o gramíneas indicadas anteriormente pudiendo ser también del tipo KUDZU, BRAQUIARA u otro pasto equivalente.

El contorno de los postes, determinado por una distancia de cinco (5) metros contados a partir del centro de cada poste, deberá ser totalmente despejado por el Contratista mediante el corte al ras del suelo de los árboles, arbustos y malezas.

El Contratista deberá tomar todas las previsiones de tal manera que al entregar la obra, toda el área del proyecto, ordenado por el Supervisor se encuentre limpia y destroncada de acuerdo con las presentes especificaciones.

#### b) Precauciones

El Contratista deberá realizar sus operaciones de tal forma que se minimicen los daños de los árboles adyacentes, cultivos, tierras u otras propiedades.

En las inmediaciones de los caminos, cuando se presente peligro para el tránsito de vehículos y/o peatones, los árboles se cortarán en trozos desde arriba hacia abajo.

Además el Contratista deberá prever la señalización de advertencia que correspondiera.

El Propietario, no concederá extensiones del plazo de entrega de las obras por suspensiones de los trabajos debidas a la omisión del Contratista de alguna o algunas de las previsiones aquí contempladas ni por menor rendimiento debido al paso sobre zonas de cultivo. El Propietario no hará pago adicional alguno que no haya sido especificado en este pliego de condiciones.

## c) Medición

La unidad de medición para la limpieza y destronque será la hectárea limpiada y destroncada, dentro de los límites de las zonas marcadas y/o estacadas por el contratista y aprobadas por la Supervisión.

Las zonas ordenadas para la limpieza y destronque podrán tener forma irregular dentro del derecho de vía, manteniéndose dichas formas en proyección horizontal para la medición y cálculo de pago.

## d) Pago

El pago se efectuará a los precios de contrato por unidad de medición. Este pago constituye la compensación total por toda la mano de obra, equipo, herramientas, disposición final e imprevistos necesarios para efectuar el trabajo indicado en esta sección.

**9.8.5.1.7 Árboles Peligrosos**

## a) Descripción

Se consideran "árboles peligrosos" aquellos que debido a su altura podrían alcanzar los conductores o torres en caso de que caigan hacia los mismos. Todos los "árboles peligrosos" serán identificados y marcados por el Supervisor.

Fuera del derecho de vía y en las zonas donde no se requiera Limpieza o Limpieza y Destronque, los árboles de cualquier dimensión designados por el Supervisor como "árboles peligrosos" serán removidos por el Contratista.

## b) Medición y Pago

La medición de los "árboles peligrosos" se efectuará por unidad de árbol peligroso removido y colocado en lugares apropiados, a satisfacción de la Supervisión.

**9.8.5.1.8 Puntos de Acceso**

## a) Generalidades

Estas Especificaciones Técnicas se refieren a los trabajos de construcción, mejoramiento y conservación de los Caminos que darán acceso a cada estructura de la línea de transmisión durante su construcción, montaje, prueba y recepción.

El Contratista fijará de acuerdo a su plan de trabajo el trazo de los caminos que considere necesarios, volcados en planos donde se indique las características de diseño, tales como el tipo y longitud. Antes del inicio de la ejecución del camino deberá hacerse conjuntamente con el Supervisor un reconocimiento de las rutas propuestas por el Contratista con el objeto de definir en el terreno las características del talud natural del mismo para los efectos de llevar a cabo la aprobación de ruta y/o las modificaciones que el Supervisor considere necesarias.

La Supervisión someterá los planos de acceso aprobados al Propietario, para emprender las

negociaciones y formalidades necesarias con los propietarios y arrendatarios, a fin de establecer convenios de bienestar y compensaciones de derecho.

Donde las facilidades de más arriba hayan sido proporcionadas, ningún otro acceso será utilizado excepto con el consentimiento escrito del Propietario.

El Contratista llevará a cabo a su costo todos los trabajos necesarios para proveer y mantener en buen estado, durante toda la duración del Contrato, adecuados caminos y demás posibilidades de acceso a cada estructura a lo largo de toda la ruta de las líneas, para efectuar los trabajos de montaje y mantenimiento.

El Contratista no podrá realizar ninguna labor de ejecución de caminos de acceso si previamente su plan de trabajo no ha sido aprobado por la Supervisión.

La Supervisión verificará que los caminos ejecutados por el Contratista cumplan las especificaciones de diseño y construcción, y además correspondan al real uso previsto. Los caminos de acceso a cada estructura deberían ser concluidos antes del inicio de los trabajos de cimentación de las estructuras.

#### b) Características Generales

Todas las estructuras deben contar con caminos de herradura hasta el pie de cada una de ellas según lo previsto por el Contratista pero con la previa aprobación de la Supervisión.

Los cruces de acequias o canales de luces menores a un metro que conlleva la ejecución de los caminos, estarán incluidas dentro de los costos unitarios. Cualquier obra de este tipo que pase este límite deberá considerarse como caso especial y se presupuestará en su totalidad con los precios unitarios existentes para las Obras Civiles de la Línea. En el caso de acequias o canales que transcurran en forma paralela al camino, deberá preverse la protección y drenaje adecuado.

#### c) Diseño y Construcción

##### CAMINOS PARA ACEMILAS

Tendrán una pendiente máxima del 18%, un ancho máximo de 1.50 m y deberán tener el suficiente desarrollo para permitir el transporte de elementos para la construcción de hasta 12 metros de longitud.

##### CAMINOS EXISTENTES

En el caso de requerir limpieza o mejoramiento de los caminos existentes, antes de iniciar los trabajos de construcción o debido al incremento del tráfico originado por los mismos, se aplicará los precios unitarios que el Contratista presentará para este tipo de trabajo.

Es obligación del Contratista efectuar un permanente y adecuado mantenimiento de los caminos para efectivizar el tráfico durante la etapa de construcción, montaje y hasta la recepción de la obra, para facilitar el transporte de los materiales y el acceso de la Supervisión y demás autoridades a la Obra.

#### d) Definición de los Tipos de Caminos

TIPO I

Son caminos para acémilas con cortes en terrenos de topografía accidentada y consistencia normal, considerando un ancho de vía de un metro como máximo y hasta 18% de pendiente máxima.

TIPO II

Son caminos para acémilas similares al Tipo I pero construidos sobre roca.

## e) Mantenimiento de Caminos (Limpieza de Caminos)

El Contratista tendrá a su cargo las tareas de mantenimiento de todos los caminos que se utilicen para la ejecución y montaje de la línea hasta la entrega de la Obra. Están comprendidos en el mantenimiento de caminos: los caminos de acceso construidos por el Contratista; los caminos públicos existentes mejorados y los caminos particulares que son necesarios su uso durante la etapa de ejecución y montaje de la línea materia del presente Contrato.

## f) Medición y Pago

El Contratista deberá presentar los precios unitarios por kilómetro de camino, considerando los siguientes items:

- Costo unitario para limpieza de caminos existentes
- Costo unitario para los tipos de caminos según d).

En los costos unitarios deberá considerarse el mantenimiento de los caminos durante todo el período de ejecución de la obra.

Los trabajos especificados para la construcción, limpieza y mejoramiento de los caminos de acceso serán pagados a suma alzada, tomando como referencia el precio unitario por kilómetro presentado en la propuesta del Contratista, para cada una de las clasificaciones indicadas en d).

El precio por kilómetro incluye por cuenta del Contratista, todos los gastos correspondientes a materiales, equipos, mano de obra, desbroce (donde se requiera), leyes sociales, impuestos, utilidades, etc. y todo otro gasto directo o indirecto necesario para la ejecución de los caminos de acceso.

**9.8.5.1.9 Notificación de Acceso**

Antes de comenzar los trabajos en cualquier propiedad, el Contratista será responsable de obtener de la Supervisión un cuadro de los derechos de paso que muestre detalles de cualquier requerimiento especial de los arrendatarios o propietarios. El Contratista será responsable de notificar a los ocupantes y propietarios del comienzo de los trabajos con lo menos siete (7) días de anticipación.

El Contratista hará todos los arreglos necesarios (otros que para derechos de paso y de

accesos permanentes) con los ocupantes antes de entrar al terreno privado, pero si surgiera cualquier dificultad, el Contratista inmediatamente informará de esto a la Supervisión.

#### **9.8.5.1.10 Cruce de Servicios Públicos**

Antes de comenzar el tendido de los conductores a lo largo o transversalmente de líneas eléctricas, de telecomunicación o carreteras o ferrocarriles, el Contratista deberá notificar a las Autoridades Competentes de la fecha de inicio y duración de los trabajos previstos.

Cuando las Autoridades juzguen necesario, para la protección, de su personal o propiedades, o del público o para la asistencia del tráfico, mantener vigilantes, el costo de ellos será sufragado por el Contratista. Donde sea requerido por las Autoridades, los trabajos se ejecutarán fuera de las horas normales o en los intervalos de tiempo autorizados.

Cuando sea necesario proveer andamiajes sobre carreteras, ferrocarriles, líneas eléctricas o de telecomunicaciones, ello será llevado a efecto por el Contratista en las épocas conveniente al requisito de las Autoridades. Vigilantes y aviso de peligro o advertencia serán proporcionados por el Contratista para asegurar la seguridad del público, y el tiempo ocupado para efectuar el cruce y remover la faena provisoria será el mínimo posible.

El Contratista tomará a su costo las disposiciones necesarias para llevar a cabo los cruces de caminos, edificios, plantaciones, huertos u otros obstáculos o terrenos que no puedan ser cruzados en una forma normal.

#### **9.8.5.1.11 Daños a Propiedades y Cosechas**

El Contratista tomará todas las precauciones para evitar daños a las propiedades públicas y privadas y asegurará que su personal está apropiadamente supervisado e instruido a tal fin.

El Contratista será responsable de todos los daños a propiedades, caminos, desagües, cercados, murallas, árboles, cosechas y similares, que sean dañados o alterados durante la ejecución de la Obra. El Contratista será también responsable del pago necesario a los propietarios por derechos de paso en caminos privados.

El Contratista deberá notificar al Supervisor tan pronto como sea posible, y de antemano donde sea previsible, todos los casos de daños, los cuales, en opinión del Contratista hayan sido inevitables. En caso que tal notificación no se efectúe dentro de 14 días desde la fecha cuando se produjo el daño, el Propietario puede, a su juicio, rehusar o considerar cualquier reclamo de compensación del Contratista.

### **9.8.5.2 Construcción de las Cimentaciones**

#### **9.8.5.2.1 Criterios de Ejecución de las Cimentaciones**

Los trabajos de excavación serán llevados a cabo con el máximo cuidado y utilizando los métodos y equipos más adecuados a cada tipo de terreno, con el fin de no alterar la cohesión natural del terreno y/o de la roca y reduciendo al mínimo el volumen del terreno afectado por la excavación alrededor de la cimentación.

#### **9.8.5.2.2 Taludes**

Será a cargo del Contratista de determinar para cada ubicación de estructura, los taludes de excavación mínima necesarios, y de proporcionar todo el material para asegurar la estabilidad de las paredes de la excavación.

#### **9.8.5.2.3 Explosivos**

Se admitirá el empleo de explosivos solamente en terrenos con fuertes porcentajes de roca, siempre que se le emplee cumpliendo con todos las leyes y reglamentos vigentes en el Perú, con respecto al uso de dichos materiales.

#### **9.8.5.2.4 Dimensiones de la Excavación**

El volumen de la excavación será el mínimo compatible con la estabilidad de las paredes. Si la pendiente natural del terreno lo requiere, se adoptarán patas extensibles.

Las dimensiones de las cimentaciones de acuerdo al tipo de estructura y al tipo de suelo están resumidos en los planos del proyecto.

#### **9.8.5.2.5 Profundidad de la Excavación**

La profundidad teórica de las excavaciones será respetada a fin de asegurar la estabilidad a la tracción.

El material procedente de la excavación deberá ser acumulado sin costo adicional al lado de ésta, teniendo cuidado de separarlo de la capa vegetal, ya que los rellenos compactados para los cuales deberá usarse deberán estar libres de toda materia orgánica.

No se admitirá una mayor profundidad a la estrictamente necesaria para colocar la base de la cimentación.

#### **9.8.5.2.6 Pernos de Anclaje**

Las parrillas que contienen los pernos de anclaje se empotran en las cimentaciones de concreto serán mantenidos en su posición durante el período de colocación y endurecimiento del concreto y de relleno de la excavación.

#### **9.8.5.2.7 Cimentación de Concreto**

Las cimentaciones de las estructuras consistirán de zapatas de concreto armado.

#### **9.8.5.2.8 Ejecución del Relleno**

El relleno de todos los tipos de cimentaciones será cuidadosamente compactado, por medios mecánicos, en capas de 15 cm a fin de asegurar una perfecta consolidación hasta el nivel del terreno natural. Se llevarán a cabo pruebas para comprobar el grado de compactación del relleno, cuando el Supervisor lo requiera.

El material apropiado para ser empleado en rellenos estará libre de material orgánico y otros sustancias deletéreas Turba, tierra orgánica y otro material de baja densidad no deberá ser usado como relleno.

Se podrá utilizar material procedente de bancos de préstamo elegidos por el Contratista y aprobados por el Supervisor cuando el material proveniente de la excavación no sea suficiente o no llene los requerimientos especificados a criterio del Supervisor.

La utilización de este material de préstamo no implicará costo adicional alguno para el Propietario, cuando dicho material previamente aprobado por el Supervisor se obtenga a los 50 m. de radio del centro de la torre.

Cuando la ubicación del préstamo se encuentre más allá de los 50 m. de radio, sólo se pagará el acarreo adicional fuera de la distancia libre de transporte. El costo de excavación del préstamo se pagará como "Excavación en material suelto".

Cuando el Contratista por propia conveniencia elija bancos de material de relleno fuera de la distancia de acarreo libre, éste correrá con todos los costos adicionales que este trabajo represente.

#### **9.8.5.2.9 Consistencia del Relleno**

Si el material excavado contiene un alto porcentaje de roca, deberá agregársele tierra u otro material menudo para aumentar la cohesión y hacer eficaz el compactado; si, por el contrario, el material excavado está formado casi exclusivamente por tierra blanda, de escasa cohesión deberá agregársele una adecuada cantidad de material compacto.

#### **9.8.5.2.10 Limpieza final**

Después de efectuar el relleno, la tierra sobrante será acarreada lejos y esparcida con suavidad en la vecindad de la excavación.

#### **9.8.5.2.11 Protección de Estructuras**

El Supervisor podrá instruir al Contratista la construcción de enrocados para protecciones de las bases de las torres, en los lugares como laderas, zonas de descenso de agua de lluvias, a ser determinados en la etapa de construcción. Esta protección será complementada con la construcción de cunetas para el adecuado drenaje de la lluvia.

### **9.8.5.3 Montaje de las Estructuras**

#### **9.8.5.3.1 Método de Montaje**

Los postes metálicos serán montados de acuerdo al método propuesto por el Contratista y aprobado por el Supervisor. Cualquiera sea el método de montaje, es imprescindible:

- Evitar esfuerzos excesivos en los elementos de las estructuras, particularmente en las estructuras que se levantan ya ensambladas. A tal fin, es importante que los puntos de la estructura donde se fijan los cables de montaje sean elegidos juiciosamente.
- Salvo estipulación contraria la unión de los elementos entre si se hará por encaje y la longitud de solapamiento será como mínimo de 1.5 veces el diámetro interior de la sección hembra.

- El encajamiento de los diferentes elementos se efectuará en la obra. El esfuerzo necesario para encajarles por lo general se obtendrá utilizando en paralelo dos aparatos de tracción de tipo "TIRFOR" con un cable eventualmente dispuesto en aparejo para esfuerzos inferiores a 15 ton. y espesores del orden de 6 a 8 mm. Cualquier otro método que sugiera el Contratista será sometida a la aprobación de la Supervisión del proyecto.
- Evitar daños al galvanizado.

El Supervisor se reserva el derecho de controlar en cualquier momento el método propuesto por el Contratista y de prohibirlo, si él no presenta una completa garantía contra daños de las estructuras. Las escaleras y equipos para subir serán retirados cuando no se está trabajando en el montaje.

#### **9.8.5.3.2 Comienzo del Montaje**

Para cada sección de línea, el montaje de las estructuras en las cimentaciones comenzará solamente después de la autorización escrita del Supervisor.

#### **9.8.5.3.3 Suspensión del Montaje**

El trabajo de montaje de las estructuras será suspendido si el viento en el sitio alcanza una velocidad tal que los esfuerzos correspondan a la condición de carga normal. el Contratista tomará todas las medidas para evitar perjuicios a la Obra durante tales suspensiones.

#### **9.8.5.3.4 Preparación de los Elementos**

Todas las superficies de acero a ensamblarse, serán limpiadas de toda grasa mancha o moho acumulado, durante el transporte y/o almacenamiento antes de comenzar el montaje.

#### **9.8.5.3.5 Manipulación de los Elementos**

Precauciones convenientes serán tomadas para asegurar que ninguna parte de las estructuras serán forzadas o dañadas en cualquier forma durante el transporte, almacenamiento y montaje. No es permitido arrastrar elementos o secciones ensamblados sobre el suelo o sobre otras piezas.

#### **9.8.5.3.6 Posición de los Pernos**

En el montaje de la estructura, los pernos de posición vertical deberán ponerse con la cabeza hacia arriba. Los pernos de posición horizontal deberán ponerse con la cabeza hacia el interior de la estructura.

#### **9.8.5.3.7 Piezas Dañadas**

Las partes ligeramente curvadas, torcidas o de otra manera dañadas durante la manipulación serán enderezadas por el Contratista empleando recursos aprobados, los cuales no dañarán el galvanizado y serán presentadas al Supervisor para la inspección y aceptación o rechazo.

Las piezas que tienen una deformación más grande que 1:600 del largo libre para piezas



sujetas a compresión o que 1:300 del largo libre para piezas sujetas a solo tracción serán rechazadas. Retorcimientos o doblados agudos serán causas suficientes para rechazar las piezas.

#### **9.8.5.3.8 Daños a la Galvanización**

Daños mayores a la galvanización serán causa suficiente para rechazar la pieza afectada. Daños menores en el galvanizado serán reparados retocando con pintura especial antes de aplicar la protección adicional contra la corrosión de acuerdo al método siguiente:

- a. Limpiar con escobilla y remover las partículas de zinc sueltas y los indicios de óxido; desgrasar si es necesario.
- b. Recubrir con dos sucesivas capas de una pintura rica en zinc (95% de zinc en la película seca) con un portador fenólico a base de estirene. La pintura será aplicada de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
- c. Cubrir con una capa de resina laca.

Todas las partes reparadas del galvanizado serán sometidas a la aprobación del Supervisor. Si en la opinión del Supervisor la reparación no es aceptable, dicha parte será reemplazada y los gastos originados serán de cargo del Contratista.

#### **9.8.5.3.9 Tolerancia de Montaje**

Todas las estructuras deberán estar verticales bajo los esfuerzos producidos por la línea aérea terminada y las tolerancias siguientes no serán sobrepasadas en una estructura completamente montada, antes y después del tendido de los conductores.

- Verticalidad : 3 mm por metro de altura
- Alineamiento : 5 cm
- Orientación : 1/2 grado sexagesimal

Además, tanto antes como después de estar tendidos los conductores, la desviación de las extremidades de las crucetas con respecto al eje transversal teórico de la estructura no deberá sobrepasar 1/200 de la distancia entre el extremo de la cruceta y el eje de la estructura.

Donde las tolerancias indicadas más arriba no se cumplan, el Contratista desmontará y remontará inmediatamente y correctamente las estructuras sin costo para el Propietario.

#### **9.8.5.3.10 Ajuste y Fijación de los Pernos**

El ajuste final de todos los pernos será cuidadosa y sistemáticamente llevado a cabo, después del montaje de las estructuras, por una cuadrilla especial.

A fin de prevenir daños a la galvanización de los pernos y tuercas, éstas deberán ser ajustadas por medio de llaves hexagonales a menos que esto sea materialmente imposible.

Por encima de la altura de 4.5 m, adecuadas medidas serán tomadas a fin de evitar el aflojamiento de los pernos debido al efecto de posible vibraciones.

#### **9.8.5.3.11 Medida de la Resistencia de Tierra**

En presencia del Supervisor el Contratista medirá la resistencia de tierra de la cimentación de cada estructura.

En base a los resultados obtenidos, la Supervisión notificará al Contratista si la resistencia a tierra debe ser mejorada, en cuyo caso el Contratista colocará elementos adicionales de puesta a tierra, en conformidad con las instrucciones de la Supervisión.

No se realizarán mediciones después de la instalación de los cables de guarda a menos que se aislen los mismos de la estructura.

No se permitirá la adición de sales o agua con el propósito de bajar la resistencia del terreno salvo indicación y autorización del Supervisor.

Las planillas empleadas para registrar las pruebas de resistencia a tierra contendrán, además de los valores de la resistencia, detalles de la superficie del suelo y las condiciones del terreno durante las pruebas. La condición del terreno se definirá como mojado, medio, seco y muy seco.

#### **9.8.5.3.12 Control Final**

Después del montaje, cada estructura será revisada cuidadosamente con el fin de controlar tanto el estado de la superficie de los postes, como el adecuado ajuste de las tuercas. Además, se procederá a limpiar cuidadosamente los postes, conforme a las instrucciones de la Supervisión.

#### **9.8.5.4 Montaje de Aisladores y Accesorios**

Los aisladores serán manipulados cuidadosamente durante el transporte, ensamblaje y montaje.

Los aisladores que están agrietados o astillados, que tienen chavetas sueltas o dobladas o con otros defectos aparentes, serán separados y puestos de lado para que sean rechazados y marcados de manera indeleble, a fin de que no sean nuevamente presentados.

Después del montaje los aisladores estarán limpios, las partes aislantes brillantes y todas las otras partes libres de materiales extraños.

Las cadenas de aisladores serán montadas por el Contratista y de acuerdo con los detalles mostrados en los planos finales de los dispositivos.

El Contratista constatará que todas las chavetas de seguridad y los dispositivos de fijación de las tuercas estén en la correcta posición.

#### **9.8.5.5 Montaje de Conductores**

### 9.8.5.5.1 Prescripciones Generales

El pago por la instalación de los conductores de fase y cable de guarda se efectuará de acuerdo con los precios unitarios presentados en la Oferta por el Contratista. El precio unitario por kilómetro incluirá la instalación completa de un (1) cable de guarda y tres (3) conductores de fase, incluyendo el jalado, frenado, flechado, engrapado, instalación de empalmes y toda la ferretería y accesorios de línea.

#### a) Método de Montaje

El desarrollo, el tendido y la regulación de las flechas de los conductores estará llevado a cabo de acuerdo a los métodos propuestos por el Contratista, y aprobados por la Supervisión. Estos métodos serán tales como para impedir esfuerzos excesivos y daños a los conductores, estructuras, aisladores y demás partes de la línea.

La Supervisión se reserva el derecho de controlar en cualquier momento los métodos propuestos por el Contratista y de prohibir algunos si ellos no presentan una completa garantía contra daños a la Obra.

#### b) Equipo

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 su transporte al área del Proyecto. Antes de comenzar el montaje y el tendido, el Contratista demostrará a la Supervisión en el Sitio la correcta operación de los equipos.

#### c) Suspensión del Montaje

El trabajo de tendido y regulación de los conductores será suspendido si el viento en terreno alcanza una velocidad tal que los esfuerzos impuestos a las diversas partes de la obra sobrepasan 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.

### 9.8.5.5.2 Manipulación de los Conductores

#### a) 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 y las capas.

Los conductores serán continuamente mantenidos separados del terreno, árboles, vegetación, zanjas, estructuras y otros obstáculos durante toda la operación de desarrollo y tendido. A tal fin, el tendido de los conductores se efectuará por un método de frenado mecánico aprobado por la Supervisión.

Si el conductor o el cable de guarda tocan el suelo o se raspan durante la operación de tesado, el mismo deberá ser bajado, limpiado e inspeccionado por el Supervisor.

El Supervisor determinará si el conductor está o no suficientemente dañado para requerir ser reemplazado a costo del Contratista. Será considerado como daño cualquier deformación o

materia extraña que pueda ser detectada en la superficie del conductor al tacto o a la vista, tales como dobladuras, raspaduras, abrasión, melladuras, hebras salidas o rotas. Todo este trabajo deberá ser ejecutado o expensas del Contratista y a la satisfacción de la Supervisión.

Los conductores deberán ser desenrollados y tirados de una manera tal para evitar retorcimientos y torsiones, y no serán levantados por medio de herramientas de material, tamaño o curvatura que pudieran causar daño. La curvatura de tales herramientas no será mayor que la especificada para las poleas de tendido.

b) Grapas y Mordazas

Las grapas y mordazas empleadas en el montaje serán de un diseño aprobado tal como para evitar movimientos relativos de los alambres y/o capas de los conductores, a menos que se fijen en los extremos de los conductores a ser posteriormente cortados. Las mordazas que se fijen en los conductores, en puntos que quedarán en la línea, serán del tipo de mandíbulas paralelas con superficies de contacto alisadas y rectas. Su largo será tal como para permitir al conductor ser tendido sin doblar ni dañar.

c) Poleas

Para las operaciones de desenrollado se utilizarán poleas en cojinetes de rodamiento con un diámetro al fondo de la ranura igual a 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 profundidad de la ranura será suficiente a permitir el tránsito del conductor y de los empalmes sin riesgo de descarrilamiento.

### 9.8.5.5.3 Juntas de Conductores

a) Criterios de Empleo

El Contratista buscará la mejor utilización de largos máximos a fin de reducir al mínimo el número de juntas. 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 desde la grapa de conductor más cercana. No habrá más que una junta por conductor en cualquier vano.

No se emplearán juntas:

- a. Separadas en menos de dos vanos.
- b. En vanos que cruzan líneas eléctricas o de telecomunicaciones, caminos públicos, etc.

b) Preparación de los Conductores

Particular atención será puesta para ver que los conductores y los barriles estén limpios, antes de insertar los conductores. Los extremos de los conductores se hará con herramientas que aseguren un corte neto, sin menoscabo de los alambres y sin daños a las capas del conductor.

c) Ejecución de las Juntas

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.

d) Utilización de Manguitos de Reparación

Donde los conductores han sido dañados, la Supervisión determinará si pueden ser utilizados manguitos de reparación o si los tramos dañados deber ser cortados y los conductores juntados, o si deben ser rechazados.

Los manguitos de reparación no serán empleados sin la autorización escrita de la Supervisión en cada caso.

e) Pruebas

Una vez terminada la compresión de las juntas o de las grapas de tensión, el Contratista medirá con un instrumento apropiado y proporcionado por él, y en presencia de la Supervisión, la resistencia eléctrica de la pieza, que no deberá sobrepasar la resistencia del correspondiente conductor de un largo igual.

f) Juntas 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.

g) Registro

El Contratista llevará un registro de cada junta, y grapa de compresión, manguitos, 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 completar cada sección de la línea.

h) Herramientas

Antes de iniciar cualquier operación de desarrollo, el Contratista someterá a la aprobación del Supervisor a lo menos cuatro (4) compresores hidráulicos, cada uno de ellos completo con sus accesorios y repuestos, y con dos juegos completos de moldes para cada conductor.

Además, cada cuadrilla de tendido estará equipada en cualquier momento con a lo menos dos compresores completos, uno de ellos para ser usado como repuesto.

#### 9.8.5.5.4 Tendido y Regulación de los Conductores

##### a) Criterios Generales

El Contratista deberá instalar, empalmar, tensar y flechar el conductor y el cable de guarda de acuerdo con los datos de flecha y tensión proporcionados por el Supervisor.

El tendido y la regulación de los conductores serán llevados a cabo de manera que las tensiones y flechas indicadas no sean sobrepasadas para las correspondientes condiciones de carga, que la componente horizontal de la tensión resulte uniforme en toda la sección, y que las cadenas de suspensión sean verticales en todas las estructuras en alineamiento.

El tendido será llevado a cabo separadamente por secciones delimitadas por estructuras de anclaje. El tendido intermedio será requerido cada vez que no es posible garantizar la uniformidad de la componente horizontal de la tensión entre todos los vanos de la sección, debido a la fricción en las poleas o a diferencias en el nivel del suelo.

En tal caso, el Contratista tomará las medidas necesarias para evitar que las estructuras terminales del tendido intermedio sean sometidas a esfuerzos que sobrepasen los esfuerzos en condición de carga normal.

Los cabrestantes y las máquinas frenadoras serán ubicadas en posiciones tales que no resulten esfuerzos excesivos en las estructuras más cercanas.

##### b) Fijación a las Grapas

Los conductores en poleas serán trasladados a su posición final con una tolerancia de 15 cm. A tal fin, pueden ser usadas cadenas de aisladores con las poleas fijadas debajo de los aisladores.

En cada grapa de suspensión, las varillas de armado serán montados inmediatamente antes del ajuste en la grapa.

##### c) Puesta a Tierra

Durante y después del tendido, los conductores deberán ser puestos permanentemente a tierra. El Contratista será responsable de la perfecta ejecución de las diversas puestas a tierra, las cuales deberán ser de plena satisfacción de la Supervisión. El Contratista anotará los puntos en los cuales se han efectuado las puestas a tierra de los conductores, con el fin de removerlas antes de la puesta en servicio de la línea.

##### d) Amortiguadores

Después que los conductores de la línea hayan sido tendidos a su flecha, el Contratista montará los amortiguadores de vibración en cada conductor a uno u otro lado de una estructura de anclaje de acuerdo a la longitud de vano. Esto es:

- Para vanos menores que 500 m no se ubicará ningún amortiguador.
- Para vanos comprendidos entre 500 y 700 m se ubicará un amortiguador en cada

extremo del vano.

e) Control de Flecha y Tensión

48 horas como mínimo serán dejadas después del tendido y antes de la regulación de la flecha para que el conductor se estabilice y al fijar las tensiones de regulación se tomará en cuenta una oportuna asignación para asentamientos durante este período.

La flecha y la tensión de los conductores serán controladas a lo menos en dos vanos por cada sección de tendido.

El Contratista proporcionará apropiados dinamómetros, miras topográficas, taquímetros y demás aparatos necesarios para un apropiado control del tendido. A solicitud del Supervisor los dinamómetros serán probados y si es necesario serán recalibrados.

El control de la flecha por medio visual solamente no será aceptado.

f) Tolerancias

Para vanos menores de 500 m se admitirán las siguientes tolerancias de tendido:

- Flecha de cada conductor 1 %
- Suma de las flechas de los tres conductores de fase: 0.5%

g) Regulación de las Cadenas de Aisladores

La regulación de las cadenas de suspensión se hará de acuerdo a la Tabla de Regulación oportunamente elaborada por el Contratista y que contendrá las posiciones de las grapas con referencia a un punto fijo de la estructura y para las diferentes temperaturas de templado. Las cadenas de aisladores que, después del templado aparezcan inclinadas en la dirección de los conductores de la línea, serán enderezadas por el Contratista a su costo y de acuerdo con un método aprobado por el Supervisor y en los plazos aprobados por la Supervisión.

h) Registro de Tendido

Para cada sección de la línea, el Contratista llevará un registro del tendido, indicado la fecha de 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.

#### 9.8.5.5.5 Porcentaje de reserva y desperdicios

Se considerará un 3% más de la longitud teórica proyectada de la línea para tener en cuenta los desperdicios de conductor. El Contratista deberá reponer por su cuenta el conductor que él deteriore.

Adicionalmente se considerará un 3% más de la longitud teórica proyectada de la línea como reserva, y que será entregado por el Contratista al Propietario en el Patio Libre de la S/E Yanango.

#### 9.8.5.6 Inspecciones y Pruebas

### 9.8.5.6.1 Inspección de las Líneas construidas

Después de la notificación del Contratista que el trabajo está terminado en la línea completa, el Supervisor inspeccionará la Sección de la Obra acabada, a fin de emitir el certificado autorizando a proceder con las pruebas de puesta en servicio.

#### a) Inspección de cada Estructura

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

- i) El relleno, el compactado, el nivelado alrededor de las cimentaciones, la dispersión de la tierra sobrante, etc.
- ii) Las partes de la cimentación que sobresalen del nivel del suelo estén apropiadamente formadas y terminadas.
- iii) La pintura alfétrica haya sido correctamente aplicada según lo prescrito en las Especificaciones Técnicas.
- iv) Las estructuras estén correctamente montadas, con las tolerancias máximas prescritas, y conforme a los planos definitivos aprobados por el Supervisor con todos sus superficies rectas y limpias y sin daños.
- v) Los pernos y tuercas estén ajustados con arandelas y contratueras correctamente ajustados y asegurados, y pintados con pintura protectora donde sea requerido.
- vi) Los accesorios de las estructuras estén fijados.
- vii) Las rayaduras u otros daños al galvanizado estén reparados, conforme a las prescripciones de las Especificaciones Técnicas.
- viii) La estructura de las estructuras esté libre de cualquier cuerpo extraño, objeto, etc.
- ix) Los aisladores estén libres de materias extrañas y todos los discos estén sin daños.
- x) Los aisladores Line Post montados en su correcta posición, en conformidad con las prescripciones de las Especificaciones Técnicas y las instrucciones de la Supervisión.
- xi) Los accesorios para los conductores estén montados de acuerdo con los planos y que estén completos.
- xii) Los conductores estén correctamente engrapados.
- xiii) Todos los pernos, tuercas y chavetas de seguridad de cada elemento de los dispositivos de suspensión y anclaje estén correctamente asegurados.



b) Inspección Integral de la Línea

Se verificará que a lo largo de toda la línea se cumplan los siguientes requerimientos:

- i) Las distancias mínimas de seguridad sean respetadas.
- ii) Los conductores estén limpios, sin averías, libres de barro, ramas, alambres, etc.
- iii) Las flechas de los conductores cumplen con los documentos de tendido y regulación.
- iv) Todos los embalajes y materiales sobrantes sean retirados del terreno.
- v) El despeje de los árboles esté conforme con los requerimientos.
- vi) Los accesos y caminos de inspección estén terminados y en buenas condiciones.

#### **9.8.5.6.2 Pruebas de Puesta en Servicio**

Las pruebas de puesta en servicio serán llevadas a cabo por el Contratista.

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

- Medición de la resistencia de aislamiento de cada fase.
- Medición de la resistencia de las fases
- Medición de la resistencia homopolar
- Medición de la resistencia de puesta a tierra en cada estructura.
- Medición de la resistencia de puesta a tierra en cada estructura.
- Medición de corriente, tensión, potencia activa y reactiva, con línea bajo tensión y en vacío.

La capacidad y la precisión del equipo de prueba proporcionado por el Contratista serán tales como para poder alcanzar resultados seguros.

Las pruebas de puesta en servicio serán llevados a cabo en los plazos asignados por la Supervisión a fin de no interferir con las necesidades operativas del Propietario.

#### **9.8.5.6.3 Inspección Final de la Obra**

Durante la inspección se controlará, para cada sección de tendido y en vanos elegidos por el Supervisor que las flechas y las distancias de seguridad estén conformes con los valores prescritos y dentro de las tolerancias admitidas. A tal fin, el Contratista proporcionará los instrumentos topográficos necesarios para efectuar tales controles con la línea bajo tensión.

Se verificará además que las cadenas de suspensión en los tramos rectilíneos no tengan inclinaciones en la dirección de la línea.

Todas las correcciones a las flechas, a las distancias de seguridad, y a la posición de las cadenas de aisladores requeridas por el Supervisor, serán ejecutadas en forma expedita y en el plazo asignado por el Supervisor, a fin de reducir al mínimo la interrupción de servicio de la línea. Todas las correcciones serán emprendidas sin costo para el Propietario, antes de emitir el certificado final.

## 10.0 ESTIMADO DE LA INVERSION

### 10.1 GENERALIDADES

La elaboración del Presupuesto ha considerado lo siguiente:

#### 10.1.1 EQUIPAMIENTO

Para obtener los costos de Suministro, Montaje y Pruebas de Equipo permanente a instalar en el Proyecto, se ha tenido en cuenta:

- Todos los precios de Suministro se han estimado en Dólares, de acuerdo a cotizaciones referenciales recibidas para el estudio e índices recientes. S/. 2.18 por 1 U.S \$.
- Los costos de Montaje se han estimado como promedio una fracción del precio del suministro y transporte del equipo. Esta fracción es el 25%, por el tipo de equipo y la incidencia del costo de mano de obra y/o tiempo de ejecución, así como el nivel de especialidad que se requiere para realizar el montaje y la puesta en servicio.
- Los precios se han determinado en Dólares Americanos, tanto para los gastos en Moneda Extranjera (ME) y Moneda Nacional (MN), al 30.01.95.
- Los Impuestos y Derechos de Aduana, se calcularon de acuerdo a los dispositivos legales vigentes. Para los Equipos de Importación se ha considerado un Arancel del 25% sobre el precio CIF y Gastos de Aduana.

Para el total de la facturación se ha considerado el Impuesto General a las Ventas (IGV) en 18%.

- Los Gastos Generales y Utilidades se han estimado en 25% del Costo Directo y deben comprender además el replanteo de las obras, gestión ingeniería de detalle del montaje en MN US \$.
- Para definición de los costos de Transporte Marítimo y Seguro, se ha estimado como promedio el 5% del precio FOB de los Suministros en ME US \$.
- El transporte local se ha estimado como promedio el 2% de los suministros locales y extranjeros en MN como US \$.

## 10.2 PRESUPUESTO GENERAL

### 10.2.1 PRESUPUESTO DE OBRAS

Más adelante se muestra el Presupuesto en detalle del Proyecto.

### 10.2.2 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

El Resumen del Presupuesto General de Obra, se muestra de manera diferenciada los montos por Suministros y Montaje y Desmontaje 0.7 km y se presenta a continuación:

		M. NACIONAL US \$	M.EXTRANJERA US \$
-	Líneas de Transmisión 33 kV	240,749.53	166,225.80
	Montaje y desmontaje 0.7 km.	8,097.40	
	SUBTOTAL	US \$ 248,846.93	166,225.80
	TOTAL US \$	415,072.73	

Este estimado no incluye las indemnizaciones por derecho de vía.

**METRADOS**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
1.0	<b>SUMINISTROS</b>						
1.1	ESTRUCTURA DE POSTES METALICOS (Segun especificaciones técnica y Planos correspondientes ).						
1.1.1	ESTRUCTURA TIPO S : (Suspensión) (1) Poste Metálico de 15 m. (6) Ménsula metálica de 1.41 m.	Jgo.	25		Existente		
1.1.2	ESTRUCTURA TIPO A : (Angular Mediana) (1) Poste Metálico de 15 m. (6) Ménsula metálica de 1.41 m.	Jgo.	5		Existente		
1.1.3	ESTRUCTURA TIPO BA1 : (Angular/Retención) (1) Poste Metálico de 15 m. (9) Ménsula metálica de 1.41 m.	Jgo.	8		Existente		
1.1.4	ESTRUCTURA TIPO CS:(Suspensión compacta) (1) Poste Metálico de 18 m. (6) Súples metálicos para aisladores tipo Line-Post de 0.30 m. de longitud. (1) Manga metálica de refuerzo de 40 cm.	Jgo.	8				
1.1.5	ESTRUCTURA TIPO BA2:(Angular-autosoportante ) (2) Poste Metálico de 18 m. (6) Ménsulas metálicos tipo ahusados de 0.6 m. (1) Manga metálica de refuerzo de 40 cm.	Jgo.	5				

METRADOS

LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA  
LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
	<b>TOTAL : ESTRUCTURAS METALICAS</b>	Jgo.	67				
1.1.6	ESTRUCTURAS DE RESERVA						
	Postes metálicos de 15 m.	U	4		Existente		
	Postes metálicos de 18 m.	U	4				
	Crucetas metálicas de 1.41 m.	U	24		Existente		
	Ménsulas metálicas de 0.60 m.	U	6				
1.2	CONDUCTOR ELECTRICO (Segun especificaciones tecnicas)						
1.2.1	Conductor de Aleación de Aluminio de 127mm2.(Incluye conductor para dos ter- nas;mas 3% longitud adicional a proye- cción horizontal).	KM	51				
1.2.2	Conductor de repuesto:Al-Al de 127mm2.	KM	2.5				
1.3	SUMINISTROS DE ACCESORIOS DEL CONDUCTOR (Segun especificaciones técnicas correspondientes) pondientes).						
1.3.1	Varillas de armar	U	294				
1.3.2	Juntas de empalme para conductor de Al-Al de 124 mm2,incluy.pasta de relleno	U	25				
1.3.3	Manguito de reparación p'conductor de Al-Al 127 mm2.	U	5				
1.3.4	Grapa de doble vía p'conductor,de Al-Al de 127mm2. de 127 mm2.	U	108				
1.3.5	Herramientas de aplicación : - Compresor Hidráulico						

**METRADOS**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
	- Bomba Hidráulica						
	- Manguera de Alta Presión	Jgo	1				
1.3.6	Matriz de empalme ó Juego de dados para el conductor de Al-Al de 127 mm2.	U	1				
1.3.7	Repuestos(5% del 3.1 al 3.5 )	Jgo	1				
1.4	<b>SUMINISTROS DE CADENAS DE AISLADORES</b> (Segun especificaciones técnicas corres pondientes).						
1.4.1	Aislador de suspensión Standar de 10" x5 3/4" 5 3/4" tipo casquillo-bola,incluirea 5% adicional de pasadores de acero inoxidable.	U	1548				
1.4.2	<b>ENSAMBLE DE SUSPENSION :</b> Grillete recto Adapatador anillo-bola Adaptador casquillo - ojo Grapa de suspension	Jgo	228				
1.4.3	<b>ENSAMBLE DE ANCLAJE :</b> Grillete recto Adapatador anillo-bola Adaptador casquillo - ojo Grapa de suspension	Jgo	216				
1.4.4	<b>ENSAMBLE DE RESERVA : (5%)</b> Aisladores Ensambls de Suspension Ensambls de Anclaje	U Jgo Jgo	77 11 11				

**METRADOS**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
1.5	SUMINISTRO DE AISLADORS LINE POST (Segun especificaciones técnicas correspondientes).						
1.5.1	Aislador Line-Post de 19 3/4" de longitud Grapa de suspension para aislador Line Post.	U	144				
		U	144				
1.6	CABLE DE GUARDA (Segun especificaciones técnicas correspondientes).						
1.6.1	Cable de acero de alta resistencia con un diametro de 9.5mm.;mas 3% de longitud adicional a proyeccion horizontal.	Km	8.5				
1.6.2	Cable de acero repuesto H.S.9.5 mm.Dia.	Km	1				
1.7	SUMINISTRO ACCESORIOS DE CABLE GUARDA						
1.7.1	ENSAMBLE DE SUSPENSION Hoquilla-ojo Grapa de suspension	Jgo	49				
1.7.2	ENSAMBLE DE ANCLAJE Grillete Adaptador Anillo-Ojo Grapa de Anclaje	Jgo	36				
1.7.3	Junta de empalme para cable acero 9.5mm	U	5				
1.7.4	Grapa paralela	U	18				



**METRADOS**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
1.8	ENSAMBLES DE CONTRAPESOS Horquilla de contrapeso varilla de enganche Pesa de 25 kg.	Jgo	6				
1.9	SUMINISTROS DE ACCESORIOS DE FERRETERIA (Segun especificaciones técnicas)						
1.9.1	Perno ojo 3/4" Diam.x8" c/tuerca ojal(Cadena Ancl.).	U	30				
1.9.2	Perno Ojo 3/4" Diam.x15" de longitud.	U	26				
1.9.3	Tuerca de ojo con contratuerca de 3/4"	U	26				
1.9.4	Repuestos (5% de 9.1 al 9.3)	Gbl	1				
1.10	PUESTA A TIERRA (Segun especificaciones técnicas)						
1.10.1	TIPO A : - 15 m. conductor de cobre 25mm <sup>2</sup> . - Una varilla copperweld de 5/8" diam.x8" - Un conector de copperweld - Un perno de 5/8" diam. - Un conector de 2 vias de bronce estañado. - Un tubo plástico de 1/2" diam.x1.0m.	Jgo	29				
1.10.2	TIPO B : - 42 m. conductor de cobre 25mm <sup>2</sup> . - Una varilla copperweld de 5/8" diam.x8"						

**METRADOS**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
	- Un conector de copperweld - Un perno de 5/8" diam. - Un conector de 2 vias de bronce es- tañado. - Un tubo plástico de 1/2" diam.x1.0m.	Jgo	38				
1.10.3	RESERVA DE PUESTA A TIERRA (5%) TIPO A TIPO B	Jgo Jgo	2 3				
1.11	RETENIDAS (Segun especificaciones técnicas) - Dos guardacabos - Dos mordazas preformados - 20m.cable de acero tipo E.H.S.de 1/2" diam. - Una varilla de anclaje de 5/8" diam.x8" - Un guardacable de 2.4m. - Un bloque de concreto 0.30x0.30x1.5m. - Una arandela plana 4"x4"x1/4" é11/16"	Jgo	42				
1.11.1	RESERVA DE RETENIDAS (5%) (excepto bloque de concreto) TOTAL SUMINISTROS :	Jgo	2				

**METRADOS**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
2.0	<b>TRANSPORTE</b>						
2.1	Transporte Maritimo						
2.2	Transporte Terrestre						
	<b>TOTAL TRANSPORTE :</b>						
3.0	<b>MONTAJE</b>						
3.1	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>						
3.1.1	Replanteo topográfico de la ruta de la Linea.	Km	8.5				
3.2	<b>FUNDACIONES DE LAS EXTRACTURAS</b>						
3.2.1	Parrilladas metalicas Exagon.c/pernos de anclaje de 100mm.x1 1/4:Diam.,segun planos de detalle.	Fgo	46				
3.2.2	Excavaciones en suelo normal(Hmáx.=2.00m.)	m3	360				
3.2.3	Encofrado y desencofrado de fundaciones	m2	900				
3.2.4	Vaciados de concreto armado en condiciones normales						
3.2.5	Concreto F'c=175 Kg./m2.	m3	353				
3.2.6	Volumen de relleno.	m3	72				

**METRADOS**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
3.3	TRABAJOS MISCELANEOS (Eliminacion de materiales excedentes de las fundaciones)	m3	288				
3.4	ESTRUCTURAS DE POSTES METALICOS						
3.4.1	TIPO "S"	Jgo	25				
3.4.2	TIPO "A"	Jgo	5				
3.4.3	TIPO "BA1"	Jgo	8				
3.4.4	TIPO "CS"	Jgo	24				
3.4.5	TIPO "BA2"	Jgo	5				
3.5	ENSAMBLE DE AISLADORES						
3.5.1	Cadena de Aisladores tipo Suspension	Jgo	228				
3.5.2	Cadena de Aisladores tipo Anclaje	Jgo	216				
3.5.3	Aisladores Line Post	U	144				
3.6	CONDUCTORES ELECTRICOS						
3.6.1	Tendido y puesta en flecha del conduc tor de Aleación de Aluminio 250 MCM.	KM	51				
3.7	CABLE DE GUARDA						
3.7.1	Tendido y puesta en flecha del cable de Guarda H.S. de 50 mm2.	KM	8.5				

**METRADOS**

LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA

LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
3.8	PUESTA A TIERRA						
3.8.1	Armado de puesta a tierra tipo A	Jgo	29				
3.8.2	Armado de puesta a tierra tipo B	Jgo	38				
3.9	RETENIDAS						
3.9.1	Armado de retenida Simple	Jgo	42				
3.10	PRUEBA DE OPERACION EXPERIMENTAL (Segun especificaciones técnicas)	Gbl	1			Considerado en el costo del Montaje	
<b>TOTAL MONTAJE :</b>							
<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>							
Gastos Generales 15 %							
Utilidades 10%							
Gastos de Aduana (Valor Porcentual por partida Arancelaria)							
Impuestos General a las Ventas 18%							
<b>TOTAL :</b>							

**PRESUPUESTO**  
**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**  
**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
<b>1.0</b>	<b>SUMINISTROS</b>						
1.1	ESTRUCTURA DE POSTES METALICOS (Segun especificaciones técnica y Planos correspondientes ).						
1.1.1	ESTRUCTURA TIPO S : (Suspensión) (1) Poste Metálico de 15 m. (6) Ménsula metálica de 1.41 m.	Jgo.	25	2,100.00	Existente		
1.1.2	ESTRUCTURA TIPO A : (Angular Mediana) (1) Poste Metálico de 15 m. (6) Ménsula metálica de 1.41 m.	Jgo.	5	2,100.00	Existente		
1.1.3	ESTRUCTURA TIPO BA1 : (Angular/Retención) (1) Poste Metálico de 15 m. (9) Ménsula metálica de 1.41 m.	Jgo.	8	2,450.00	Existente		
1.1.4	ESTRUCTURA TIPO CS:(Suspensión compacta) (1) Poste Metálico de 18 m. (6) Súples metálicos para aisladores tipo Line-Post de 0.30 m. de longitud. (1) Manga metálica de refuerzo de 40 cm.	Jgo.	8	2,850.00		22,800.00	
1.1.5	ESTRUCTURA TIPO BA2:(Angular-autosoportante ) (2) Poste Metálico de 18 m. (6) Ménsulas metálicos tipo ahusados de 0.6 m. (1) Manga metálica de refuerzo de 40 cm.	Jgo.	5	5,350.00		26,750.00	

PRESUPUESTO  
 LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA  
 LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
	<b>TOTAL : ESTRUCTURAS METALICAS</b>	Jgo.	67				
1.1.6	<b>ESTRUCTURAS DE RESERVA</b>						
	Postes metálicos de 15 m.	U	4	2,100.00	Existente		
	Postes metálicos de 18 m.	U	4	2,100.00		8,400.00	
	Crucetas metálicas de 1.41 m.	U	24	90.00	Existente		
	Ménsulas metálicas de 0.60 m.	U	6	65.00		390.00	
1.2	<b>CONDUCTOR ELECTRICO</b> (Segun especificaciones tecnicas)						
1.2.1	Conductor de Aleación de Aluminio de 127mm2.(Incluye conductor para dos ternas;mas 3% longitud adicional a proyección horizontal).	KM	51	750.00		38,250.00	
1.2.2	Conductor de repuesto:Al-Al de 127mm2.	KM	2.5	750.00		1,875.00	
1.3	<b>SUMINISTROS DE ACCESORIOS DEL CONDUCTOR</b> (Segun especificaciones técnicas correspondientes) pondientes).						
1.3.1	Varillas de armar	U	294	5.33		1,568.00	
1.3.2	Juntas de empalme para conductor de Al-Al de 124 mm2,incluy.pasta de relleno	U	25	11.52		288.01	
1.3.3	Manguito de reparación p'conductor de Al-Al 127 mm2.	U	5	9.29		46.43	
1.3.4	Grapa de doble vía p'conductor,de Al-Al de 127mm2. de 127 mm2.	U	108	6.00		648.00	
1.3.5	Herramientas de aplicación : - Compresor Hidráulico						

PRESUPUESTO  
 LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA  
 LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
	- Bomba Hidráulica						
	- Manguera de Alta Presión	Jgo	1	9,500.00		9,500.00	
1.3.6	Matriz de empalme ó Juego de dados para el conductor de Al-Al de 127 mm2.	U	1	380.00		380.00	
1.3.7	Repuestos(5% del 3.1 al 3.5 )	Jgo	1	602.52		602.52	
1.4	SUMINISTROS DE CADENAS DE AISLADORES (Segun especificaciones técnicas correspondientes).						
1.4.1	Aislador de suspensión Standar de 10" x5 3/4" 5 3/4" tipo casquillo-bola,incluirea 5% adicional de pasadores de acero inoxidable.	U	1548	11.00		17,028.00	
1.4.2	ENSAMBLE DE SUSPENSION : Grillete recto Adapatador anillo-bola Adaptador casquillo - ojo	Jgo	228	22.00		5,016.00	
1.4.3	ENSAMBLE DE ANCLAJE : Grillete recto Adapatador anillo-bola Adaptador casquillo - ojo	Jgo	216	27.00		5,832.00	
1.4.4	ENSAMBLE DE RESERVA : (5%) Aisladores	U	77	11.00		847.00	
	Ensambls de Suspension	Jgo	11	22.00		242.00	
	Ensambls de Anclaje	Jgo	11	27.00		297.00	



**PRESUPUESTO**

**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**

**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA – PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
1.5	SUMINISTRO DE AISLADORS LINE POST (Segun especificaciones técnicas correspondientes).						
1.5.1	Aislador Line-Post de 19 3/4" de longitud	U	144	42.00		6,048.00	
	Grapa de suspension para aislador Line Post.	U	144	8.50		1,224.00	
1.6	CABLE DE GUARDA (Segun especificaciones técnicas correspondientes).						
1.6.1	Cable de acero de alta resistencia con un diametro de 9.5mm.;mas 3% de longitud adicional a proyeccion horizontal.	Km	8.5	350.00		2,975.00	
1.6.2	Cable de acero repuesto H.S.9.5 mm.Dia.	Km	1	350.00		350.00	
1.7	SUMINISTRO ACCESORIOS DE CABLE GUARDA						
1.7.1	ENSAMBLE DE SUSPENSION Hoquilla-ojo Grapa de suspension	Jgo	49	10.50		514.50	
1.7.2	ENSAMBLE DE ANCLAJE Grillete Adaptador Anillo-Ojo Grapa de Anclaje	Jgo	36	10.50		378.00	
1.7.3	Junta de empalme para cable acero 9.5mm	U	5	3.50		17.50	
1.7.4	Grapa paralela	U	18	4.00		72.00	

**PRESUPUESTO**  
**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**  
**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
1.8	ENSAMBLES DE CONTRAPESOS Horquilla de contrapeso varilla de enganche Pesa de 25 kg.	Jgo	6	13.00		78.00	
1.9	SUMINISTROS DE ACCESORIOS DE FERRETERIA (Segun especificaciones técnicas)						
1.9.1	Perno ojo 3/4" Diam.x8" c/tuerca ojal(Ca dena Ancl.).	U	30	2.20		66.00	
1.9.2	Perno Ojo 3/4" Diam.x15" de longitud.	U	26	2.80		72.80	
1.9.3	Tuerca de ojo con contratuerca de 3/4"	U	26	1.20		31.20	
1.9.4	Repuestos (5% de 9.1 al 9.3)	Gbl	1	8.50		8.50	
1.10	PUESTA A TIERRA (Segun especificaciones técnicas)						
1.10.1	TIPO A : - 15 m. conductor de cobre 25mm <sup>2</sup> . - Una varilla copperweld de 5/8" diam.x8" - Un conector de copperweld - Un perno de 5/8" diam. - Un conector de 2 vias de bronce es- tañado. - Un tubo plástico de 1/2" diam.x1.0m.	Jgo	29	33.50		971.50	
1.10.2	TIPO B : - 42 m. conductor de cobre 25mm <sup>2</sup> . - Una varilla copperweld de 5/8" diam.x8"						

**PRESUPUESTO**  
**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**  
**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
	- Un conector de copperweld - Un perno de 5/8" diam. - Un conector de 2 vias de bronce es- tañado. - Un tubo plástico de 1/2" diam.x1.0m.	Jgo	38	35.52		1,349.76	
1.10.3	RESERVA DE PUESTA A TIERRA (5%)						
	TIPO A	Jgo	2	33.50		67.00	
	TIPO B	Jgo	3	35.52		106.56	
1.11	RETENIDAS (Segun especificaciones técnicas)						
	- Dos guardacabos - Dos mordazas preformados - 20m.cable de acero tipo E.H.S.de 1/2" diam. - Una varilla de anclaje de 5/8" diam.x8" - Un guardacable de 2.4m. - Un bloque de concreto 0.30x0.30x1.5m. - Una arandela plana 4"x4"x1/4" é11/16"	Jgo	42	75.00		3,150.00	
1.11.1	RESERVA DE RETENIDAS (5%) (excepto bloque de concreto)	Jgo	2	35.00		70.00	
	<b>TOTAL SUMINISTROS :</b>					<b>158,310.29</b>	

**PRESUPUESTO**  
**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**  
**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
<b>2.0</b>	<b>TRANSPORTE</b>						
2.1	Transporte Maritimo					7,915.51	
2.2	Transporte Terrestre						3,166.21
	<b>TOTAL TRANSPORTE :</b>					<b>7,915.51</b>	<b>3,166.21</b>
<b>3.0</b>	<b>MONTAJE</b>						
3.1	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>						
3.1.1	Replanteo topográfico de la ruta de la Linea.	Km	8.5		500.00		4,250.00
3.2	<b>FUNDACIONES DE LAS EXTRACTURAS</b>						
3.2.1	Parrilladas metalicas Exagon.c/pernos de anclaje de 100mm.x1 1/4:Diam.,segun planos de detalle.	Fgo	46	450.00	40.00		1,840.00
3.2.2	Excavaciones en suelo normal(Hmáx.=2.00m.)	m3	360		1.60		576.00
3.2.3	Encofrado y desencofrado de fundaciones	m2	900		5.00		4,500.00
3.2.4	Vaciados de concreto armado en condiciones normales						
3.2.5	Concreto F'c=175 Kg./m2.	m3	353		65.00		22,945.00
3.2.6	Volumen de relleno.	m3	72		2.50		180.00

**PRESUPUESTO**  
**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**  
**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
3.3	TRABAJOS MISCELANEOS (Eliminacion de materiales excedentes de las fundaciones)	m3	288		6.50		1,872.00
3.4	ESTRUCTURAS DE POSTES METALICOS						
3.4.1	TIPO "S"	Jgo	25		250.00		6,250.00
3.4.2	TIPO "A"	Jgo	5		250.00		1,250.00
3.4.3	TIPO "BA1"	Jgo	8		290.00		2,320.00
3.4.4	TIPO "CS"	Jgo	24		330.00		7,920.00
3.4.5	TIPO "BA2"	Jgo	5		600.00		3,000.00
3.5	ENSAMBLE DE AISLADORES						
3.5.1	Cadena de Aisladores tipo Suspension	Jgo	228		6.10		1,390.80
3.5.2	Cadena de Aisladores tipo Anclaje	Jgo	216		8.20		1,771.20
3.5.3	Aisladores Line Post	U	144		9.20		1,324.80
3.6	CONDUCTORES ELECTRICOS						
3.6.1	Tendido y puesta en flecha del conduc tor de Aleación de Aluminio 250 MCM.	KM	51		142.00		7,242.00
3.7	CABLE DE GUARDA						
3.7.1	Tendido y puesta en flecha del cable de Guarda H.S. de 50 mm2.	KM	8.5		66.00		561.00

**PRESUPUESTO**  
**LINEA DE TRANSMISION SOCABAYA-PAUCARPATA Y SE PAUCARPATA**  
**LINEA DE TRANSMISION 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.UNIT. FOB US\$ ME	C.UNIT. US \$ MN	TOTAL FOB US\$ ME	TOTAL US \$ MN
3.8	PUESTA A TIERRA						
3.8.1	Armado de puesta a tierra tipo A	Jgo	29		10.20		295.80
3.8.2	Armado de puesta a tierra tipo B	Jgo	38		7.15		271.70
3.9	RETENIDAS						
3.9.1	Armado de retenida Simple	Jgo	42		15.25		640.50
3.10	PRUEBA DE OPERACION EXPERIMENTAL (Segun especificaciones técnicas)	Gbl	1	Considerado en el costo del Montaje			
	<b>TOTAL MONTAJE :</b>						<b>70,400.80</b>
	<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>					<b>166,225.80</b>	<b>73,567.01</b>
	Gastos Generales 15 %						35,968.92
	Utilidades 10%						27,576.17
	Gastos de Aduana (Valor Porcentual por partida Arancelaria)						41,556.45
						<b>166,225.80</b>	<b>178,668.55</b>
	Impuestos General a las Ventas 18%						62,080.98
	<b>TOTAL :</b>					<b>166,225.80</b>	<b>240,749.53</b>

## 11.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 11.1 SELECCION DEL SISTEMA DE TRANSMISION

Los análisis técnico-económicos realizados para determinar el punto de alimentación más conveniente para proveer de energía eléctrica la zona de Paucarpata, permiten recomendar que la alimentación directa desde la S.E. Socabaya (Alternativa 1) es la mejor por las razones técnicas siguientes:

- La conexión es directa desde la S.E. Socabaya a Paucarpata, y el comportamiento eléctrico del Sistema de Transmisión a 33 kV, en condiciones normales y de contingencia son bastante satisfactorios.
- Cualquier contingencia que se pudiera presentar en esta línea, no comprometería la operación del resto de líneas que conforman el anillo en 33 kV.
- La longitud relativamente corta de esta línea, permite soportar flujos de 14 MVA/Terna en condiciones normales de operación y de 20 MVA/Terna bajo situaciones de contingencia en tiempos cortos de operación.
- Con el objeto de cubrir la demanda de la S.E. Paucarpata, lo recomendable es que desde 1995 se instale un transformador de potencia de 12 MVA (ONAN)/15 MVA (ONAF).

Sin embargo considerando las implicancias del estudio de Ampliación de Subestaciones de 33 kV y la relación con este estudio es aceptable proponer instalar un transformador de 10 MVA excedente del sistema actual reduciendo la inversión del proyecto.

### 11.2 LINEA DE TRANSMISION

Como resultado de los análisis técnico-económicos efectuados en el Capítulo 7, se llegó a la conclusión de que el trazo de la línea Socabaya-Paucarpata 33 kV corresponde a la Alternativa A, debido a que su trazo es de fácil acceso directo a Paucarpata, cuya llegada se ubica en el centro de carga de esta zona. Asimismo esta alternativa es la más económica.

Por otro lado, se han definido las siguientes características básicas de esta línea.

Tensión	:	33 kV
Número de Ternas	:	1 (1995)
		2 (2000)

Capacidad de transmisión	: 14 MVA (Normal)
	20 MVA (Contigencia)
Estructuras	: Postes metálicos embonables
Conductor	: 250 MCM en Aleación de Aluminio
Aisladores	: Standard (zona rural)
	Line Post (zona urbana)

### 11.3 SUBESTACIONES

#### 11.3.1 Ampliación de la S.E. Socabaya 33 kV

Es necesario ampliar la subestación en dos módulos para conectar las salidas a la línea Socabaya-Paucarpata.

#### 11.3.2 S.E. Paucarpata

##### - Ubicación

Se propone que la subestación se ubique al costado de la Av. Lambramani, entre La Castro y Camino Real. Ver Plano 4.1

##### - Características principales

Subestación de 33/10 kV, instalación al interior, el transformador se ubicará al exterior.

Se recomienda emplear el transformador N° 30169, de 10 MVA (ONAN),  $35.1 \pm 2 \times 2.5\%/10.85$  kV, regulación en vacío, existente en la S.E. Jesús y que deberá ser retirado.

##### - Conexiones

Simple barra en 33 kV

Simple barra en 10 kV, con interruptores extraíbles y con interruptor de reserva.

##### - Protección

Se recomienda que el sistema de protección para todas las salidas en 33 kV, 10 kV y transformadores está conformada por relés secundarios del tipo estado sólido de reciente tecnología que detectarán las fallas aislándolas oportuna y selectivamente actuando sobre los interruptores respectivos. Las salidas en baja tensión deben estar protegidas por relés termomagnéticos directos incorporados en los propios interruptores.

En 33 kV todos los relés de protección deben estar instalados en tableros apropiados en donde, además se señalizará e identificará las fallas ocurridas.

En las salidas de 10 kV, los relés de protección deben estar instalados en la parte frontal superior de la celda, conjuntamente con los aparatos de medición, formando parte de la celda.



- **Medición**

La medición de las salidas de 10 kV, los aparatos e instrumentos de medición deben estar instalados en la parte frontal superior de la celda, conjuntamente con los aparatos de protección, formando parte de la celda.

La medición de las salidas de 33 kV debe realizarse desde el tablero de mando centralizado en la sala de control de la subestación.

- **Mando**

Se recomienda que la SE Paucarpata cuente con un mando local de los equipos de maniobra de 10 kV y 33 kV podrá realizarse desde el tablero de control centralizado, señalizando la posición de los interruptores de los interruptores y seccionadores. Desde él, además se efectuará la medición de las salidas en 33 kV.

- **Red de Tierra**

Se recomienda que la SE Paucarpata debe estar previsto una red de tierra profunda para protección del personal, contra las tensiones de toque y de paso al producirse una puesta a tierra del sistema.

# LISTA DE PLANOS Y ARMADOS

## PLANOS GENERALES

	LTSP
- DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL	G-001
- UBICACION GENERA - S.E. PAUCARPATA	SP-001
- DIAGRAMA UNIFILAR S.E. PAUCARPATA SERVICIOS AUXILIARES	SP-003
- S.E. PAUCARPATA, DISPOSICION GENERAL PLANTA, INSTALACIONES, DETALLES, OBRAS CIVILES	SP-004
- S.E. PAUCARPATA, MALLA DE TIERRA Y ALUMBRADO	SP-005
- S.E. PAUCARPATA 33/10 kV - 10/12.5 MVA DISPOSICION DE EQUIPOS	LP-004
- UBICACION Y TRAZADO GENERAL	LT-021

## LINEA DE TRANSMISION

- POSTE METALICO TIPO S	LT-001
- POSTE METALICO TIPO A	LT-002
- POSTE METALICO TIPO BA1	LT-003
- POSTE METALICO TIPO CS	LT-004
- POSTE METALICO TIPO BA2	LT-005
- DETALLES VARIOS: Poste Metálicos Existentes SANTA II	LT-006
- DETALLE: Cadena de Aisladores	LT-007
- DETALLE: Placa de Seguridad, Numeración, Cable de Guarda	LT-008
- DETALLE: Sistema de Puesta a Tierra	LT-009
- DETALLE DE RETENIDAS	LT-010

## BIBLIOGRAFIA

- "Normas de Conductores Eléctricos en Redes de Distribución Aérea DGE 019" - Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad - 1983.
- "Subestaciones a la Intemperie en altas y muy altas Tensiones". Jorge A. Cavallotti. Tomo I, Disposiciones Constructivas - C.A.D.A.F.E. Caracas, Venezuela 1968.
- "Elementos de Diseño de subestaciones Eléctricos". Gilberto Henriquez Harper, México, 1979.
- "Application guide for Standardized Power Transformers 5 MVA - 100 MVA". ASEA, Pamphlet LC 00-103 e, Edition 1 Dec 1972.
- "Cálculo Mecánico de Líneas de Transmisión de Potencia". Miguel Angel Becerra Fernandez.
- "Líneas de Transmisión - Cálculo Mecánico". Giovanni Barrera.
- "Líneas de Transporte de Energía". L. M. Checha. Marcombo Bolxarev Editores, 1979.
- "Electrical Transmission and Distribution Reference Book. By Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation East Pittsburgh, Pennsylvania 1964.
- "Sistema de Distribución", Código Nacional de Electricidad - Tomo IV. Ministerio de Energía y Minas, 1983.
- "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia". Victor A. Ortega Polo, 1970.
- "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia". William D. Stevenson, Jr.. Segunda edición New York 1965.
- "Estudio Tarifario para el Sistema Eléctrico Sur Oeste - Informe Final". Ministerio de Energía y Minas, Electroperu S.A. - Electrolima S.A., Edf, Sofrelec. Lima - París,

Julio 1982 - Marzo 1983.

- "Manual de Costos Unitarios de Líneas de Transmisión y Subestaciones de Transmisión". MEM - DGE - Dirección de Desarrollo Eléctrico - División de Evaluación de la Demanda . Ing. Julio Madueño H., Nov. 1977.
- "Costos Unitarios de Líneas y Subestaciones". MEM - DGE, Electroperu. Gerencia de Distribución y Comercialización - División de Normas y Procedimientos. Ing. José Miyagui Chibana, Enero 1980.
- "Design Manual for High Voltaje Transmission Lines, Engineering Standards Division rural Electrificación Administration U.S.". Department of Agriculture, setiembre 1977.
- "Diseño de la Subestación Pallasca 66/20 kV para el Pequeño Sistema Eléctrico Santiago de Chuco - Pallasca - Cabana". Pedro Hagei alejandro, Tesis - UNI. Lima - Perú 1984.
- "Diseño de la línea de Transmisión a 66 kV - 20 kV Huallanca - Pallasca". Carlos Augusto Espinoza Villavicencio, Tesis - UNI. Lima - Perú 1984.
- "Revisión de Costos de Líneas de Transmisión y Subestaciones". Electroperu S.A. Gerencia Técnica, Sub-Gerencia de Planeamiento. Lima - Perú, setiembre 1984.
- "Pequeño Sistema eléctrico N° 2 (P.S.E. - 2), Santiago de Chuco - Pallasca - Cabana; Estudio Definitivo". S&Z Consultores Asociados S.A. (S&Z-PS2-004/83). Lima - Perú.
- "Pequeño Sistema Eléctrico Chiquian - Aija, Estudio Definitivo". Convenio Electroperu - Commsa. S&Z Consultores Asociados S.A., Borrador Final. Octubre 1987.
- "Westinghouse Electric Corp., Electric Utility Engineering Reference Book - Distribution Systems". Volumen 3, East Pittsburgh, Pa. 1965.
- "Resultados Definitivos Departamento de Arequipa ", Tomo I y II. INEI, Censos Nacionales 1993 IX de Población IV de Vivienda. 11 de julio de 1993.
- "Transmission and Distribution Products", Catologo CHANGE, Sakata Ingenieros S.A. Diciembre 1990.

## ANEXO 1

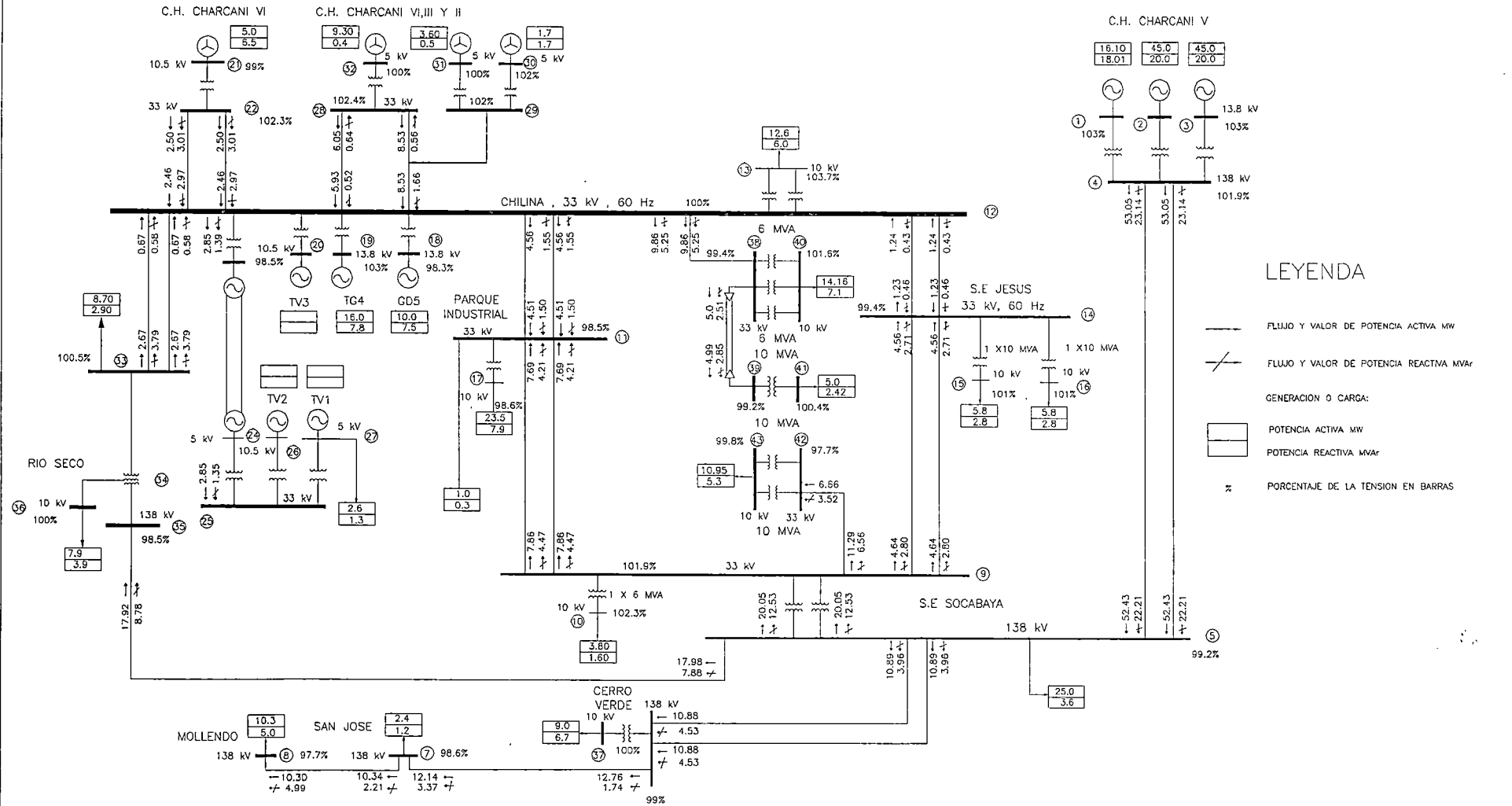
	Año	Lámina
- Diagramas de Flujo		
Alternativa A: L.T. Socabaya-Paurcapata 33 kV,	1995	5-01
Alternativa A: L.T. Socabaya-Paurcapata 33 kV,	2000	5-02
Alternativa B: L.T. Jesús-Paurcapata 33 kV,	1995	5-03
Alternativa B: L.T. Jesús-Paurcapata 33 kV;	2000	5-04
Alternativa C: L.T. Parque Industrial-Paurcapata 33 kV	1995	5-05
Alternativa C: L.T. Parque Industrial-Paurcapata 33 kV	2000	5-06
- Contingencias Año 2000:		
Alternativa A: L.T. Socabaya-Paurcapata 33 kV		5-07
Salida de un circuito Socabaya-Parque Industrial		
Alternativa A: L.T. Socabaya-Paurcapata 33 kV		5-08
Salida de un circuito Socabaya-Jesús		
Alternativa B: L.T. Jesús - Paurcapata 33 kV		5-09
Salida de un circuito Socabaya-Jesús		
Alternativa C: L.T. Socabaya-Paurcapata 33 kV		5-10
Salida de un circuito Socabaya-Jesús		
- Resultados de Cálculos		
Alternativa A: L.T. Socabaya-Paurcapata: Normal	2000	
Alternativa B: L.T. Jesús-Paurcapata: Normal	2000	
Alternativa C: L.T. Parque Industrial-Paurcapata		
Normal	2000	
Alternativa A: L.T. Socabaya Paurcapata: Normal	1995	
Alternativa B: L.T. Jesús-Paurcapata: Normal	1995	
Alternativa C: L.T. Parque Industrial:Normal	1995	
Alternativa A: L.T. Socabaya-Paurcapata:		
Contingencia 1	2000	
Alternativa A: L.T. Socabaya-Paurcapata:		
Contingencia 2	2000	
Alternativa B: L.T. Jesús-Paurcapata:		
Contingencia	2000	
Alternativa C: L.T. Parque Industrial		
Contingencia	2000	
- Corto Circuito		
- Plano 4.1	S.E. Paurcapata	
Plano 5.1	L.T. Socabaya-Paurcapata	

## **ANEXO 1**

# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 1995

ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA - PAUCARPATA 33 kV

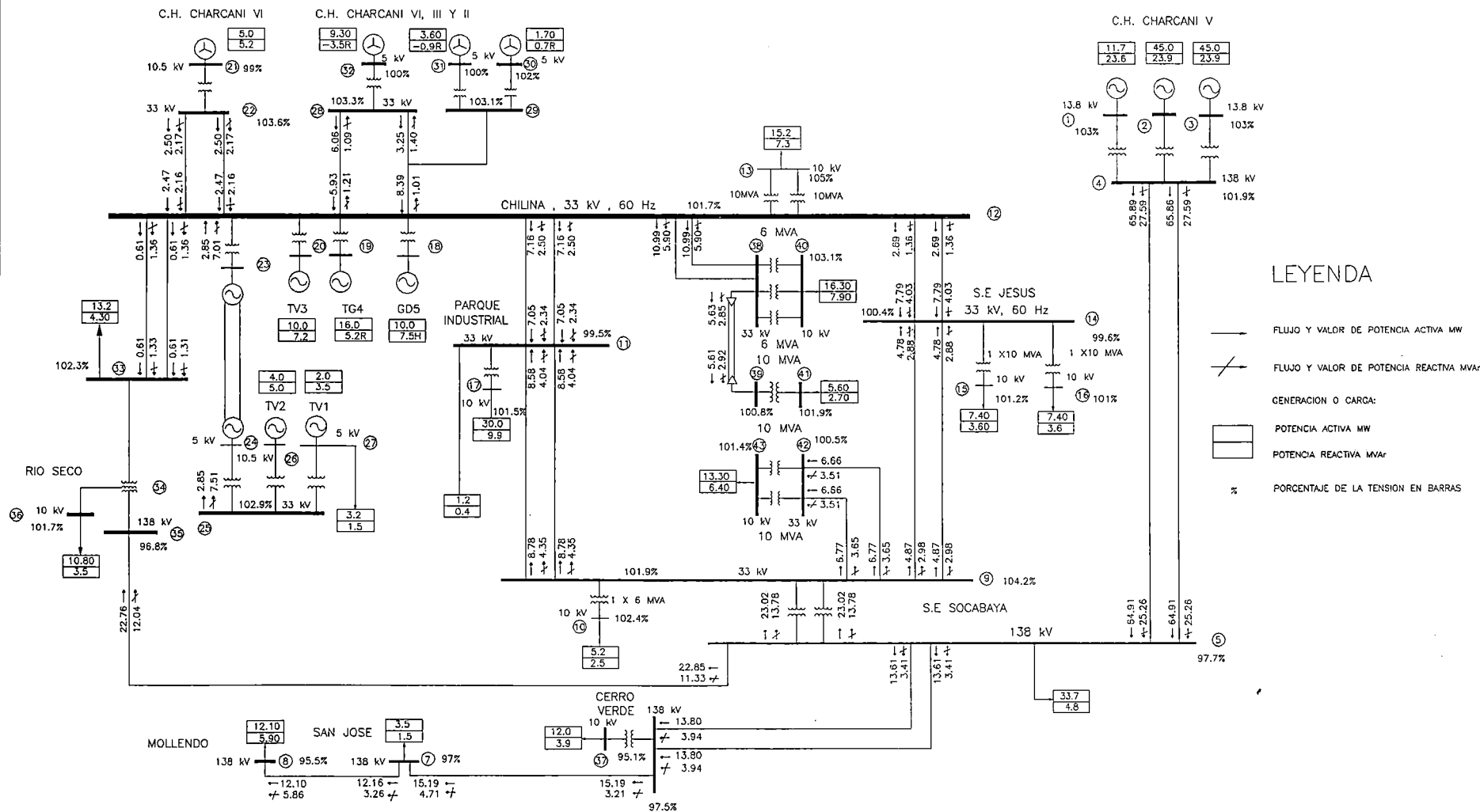
LAMINA 5-01



# SISTEMA AREQUIPA – AÑO 1995

ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA – PAUCARPATA 33 kV

LAMINA 5-02

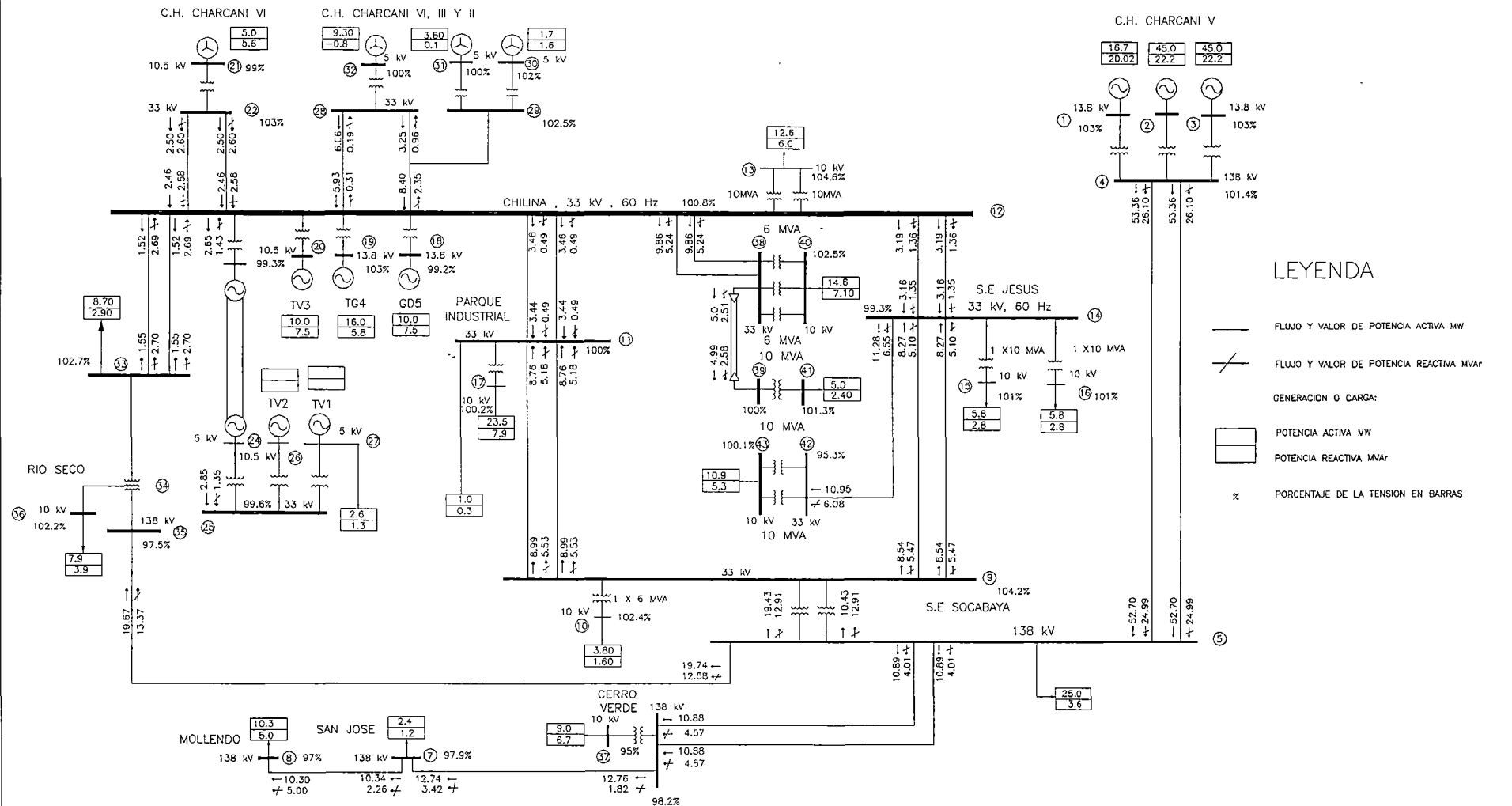




# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 1995

ALTERNATIVA B: L.T. JESUS - PAUCARPATA 33 kV

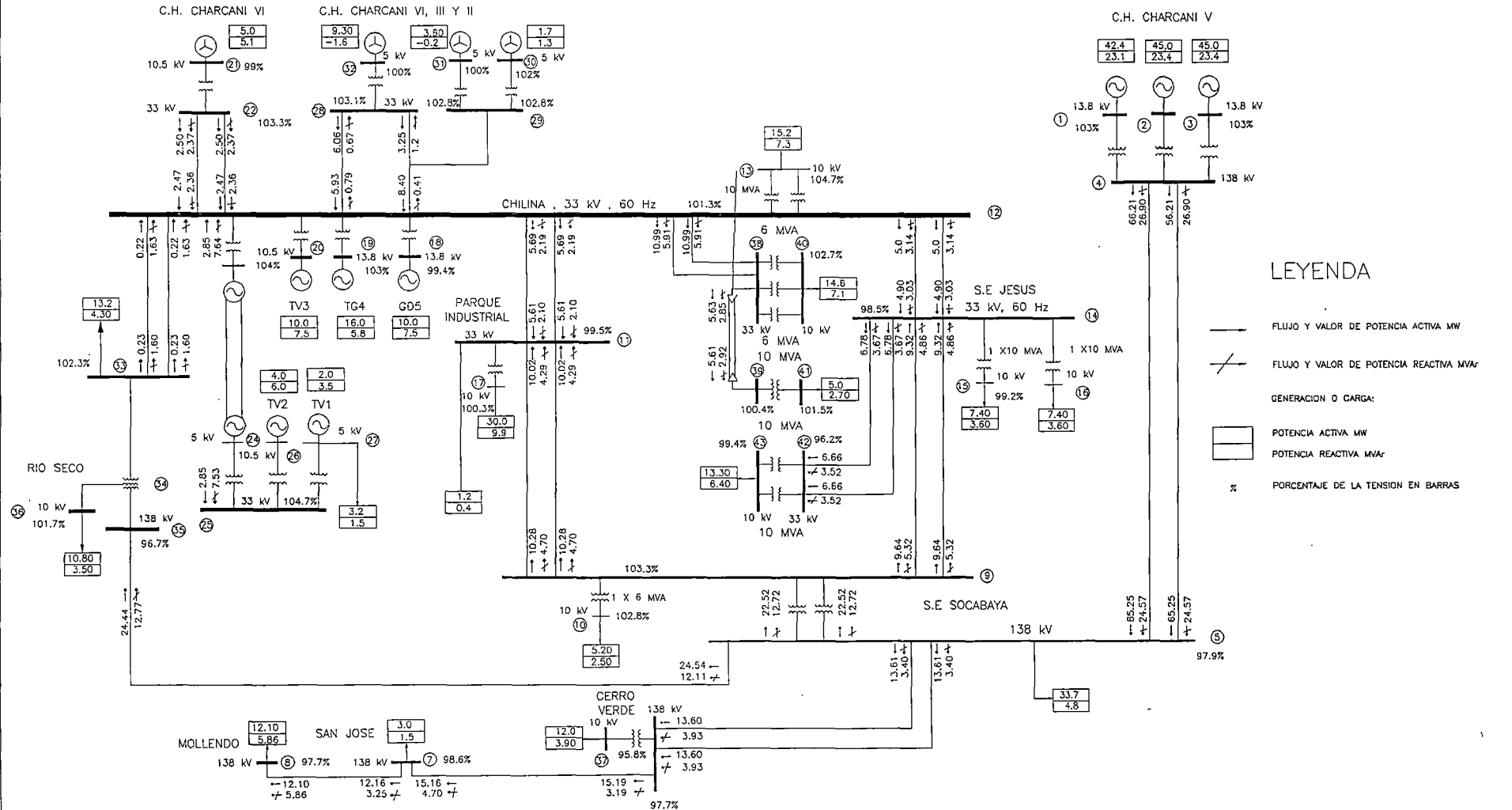
LAMINA 5-03



# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 1995

ALTERNATIVA B: L.T. JESUS - PAUCARPATA 33 kV

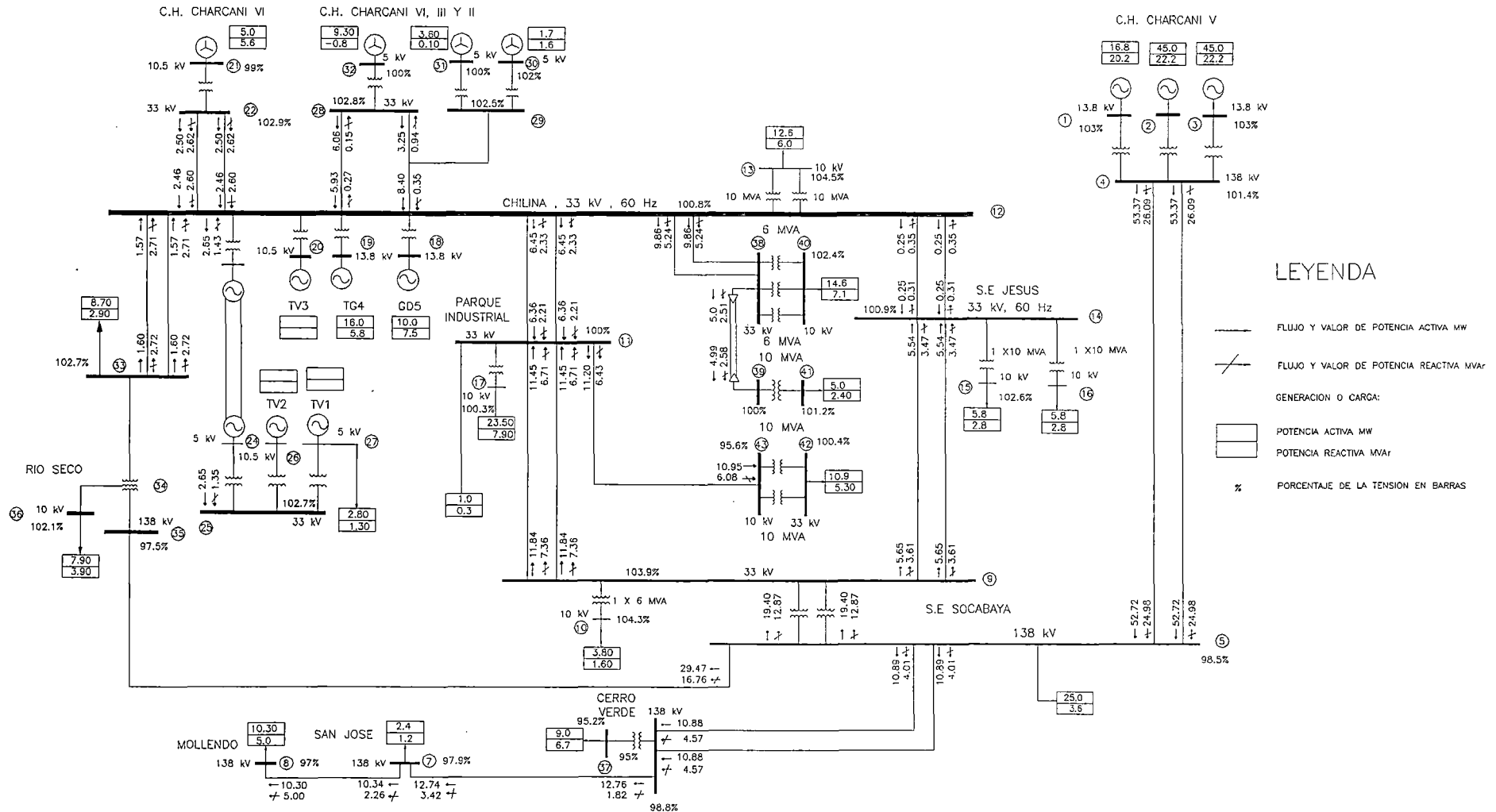
LAMINA 5-04



# SISTEMA AREQUIPA -- AÑO 1995

ALTERNATIVA C: PARQUE INDUSTRIAL -- PAUCARPATA 33 kV

LAMINA 5-05

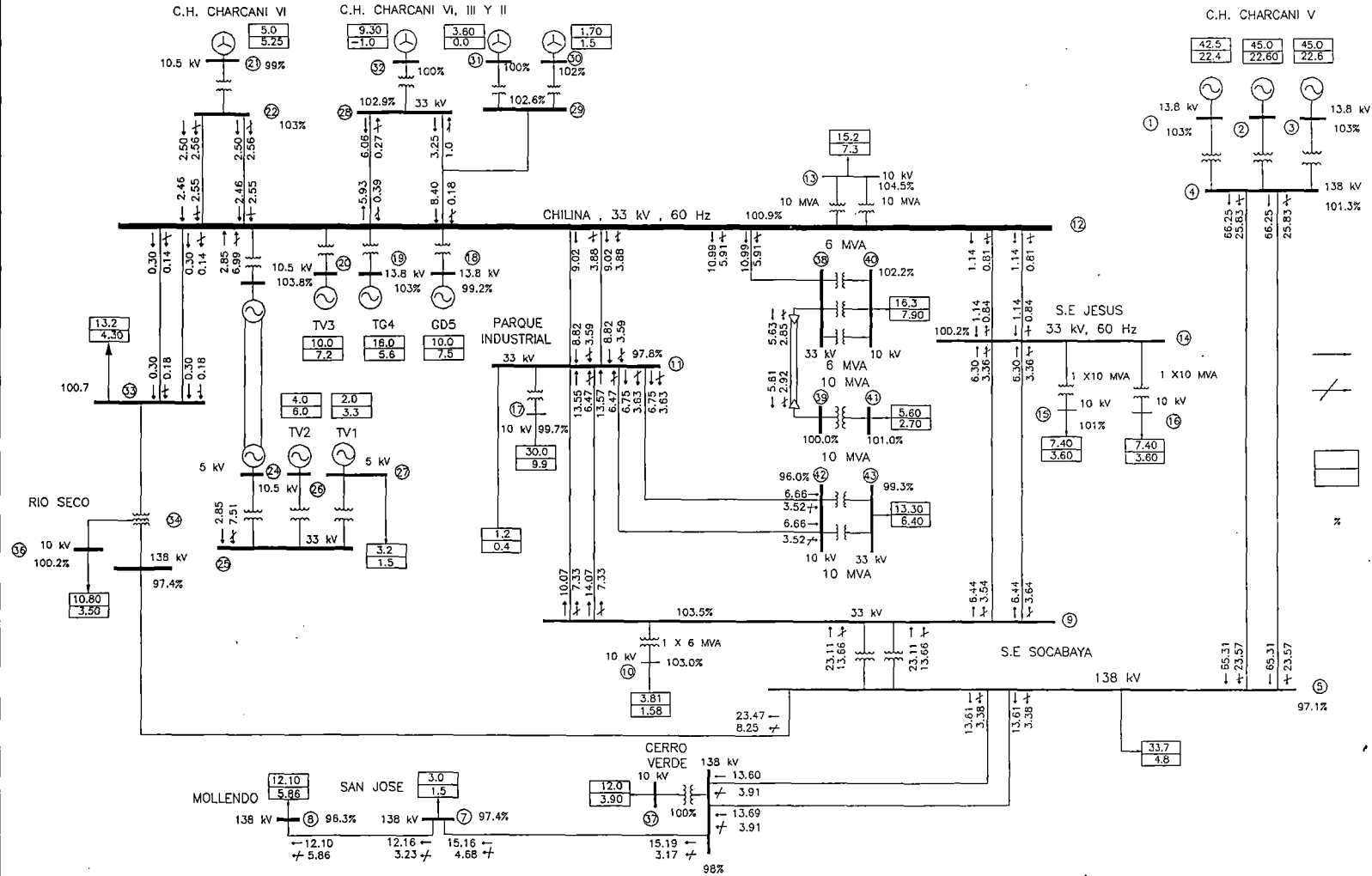








- FLUJO Y VALOR DE POTENCIA ACTIVA MW
- FLUJO Y VALOR DE POTENCIA REACTIVA MVAR
- GENERACION O CARGA:
- POTENCIA ACTIVA MW
- POTENCIA REACTIVA MVAR
- % PORCENTAJE DE LA TENSION EN BARRAS

# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 1995

ALTERNATIVA C: PARQUE INDUSTRIAL - PAUCARPATA 33 kV

LAMINA 5-06

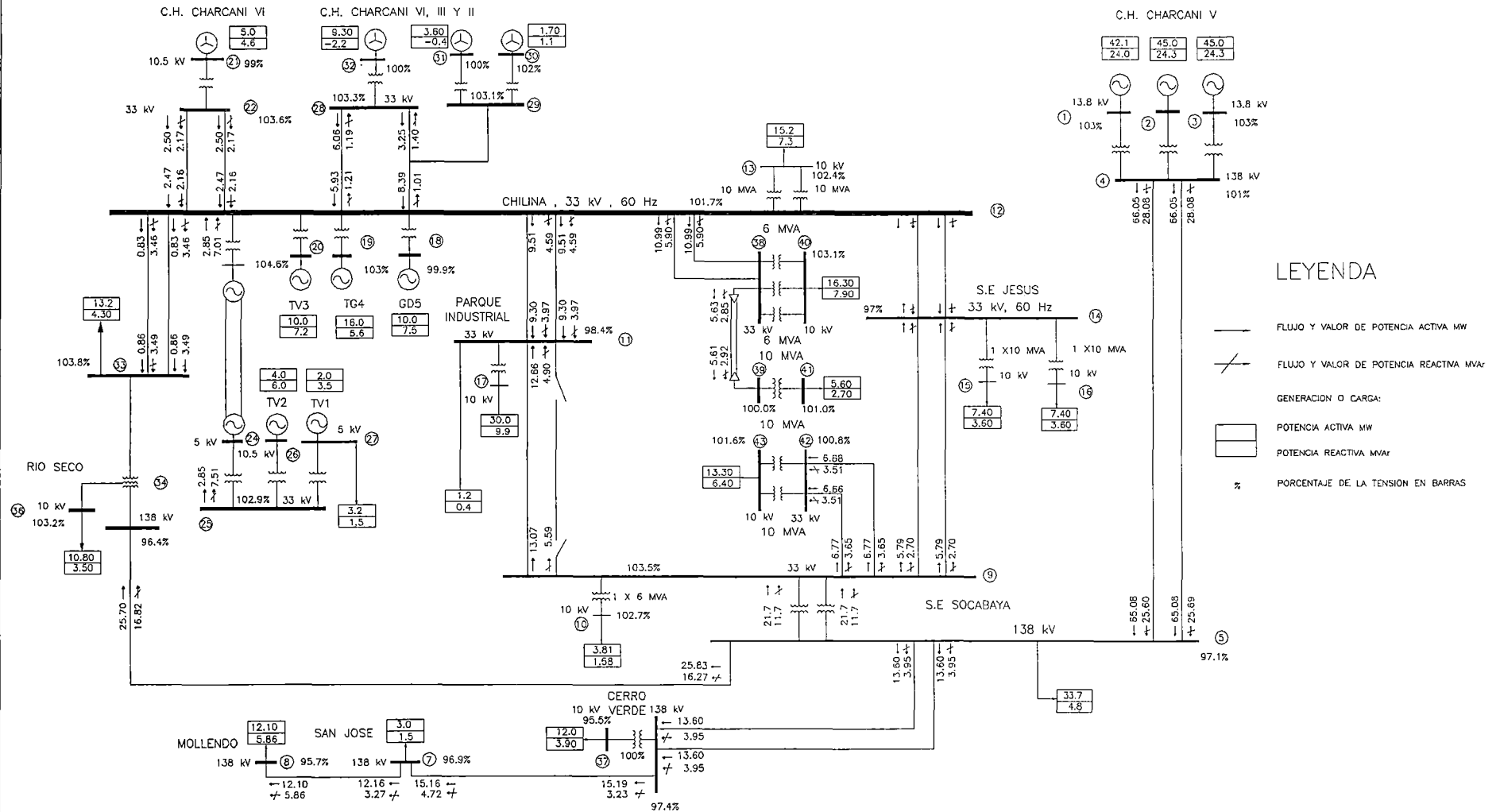


-  FLUJO Y VALOR DE POTENCIA ACTIVA MW
-  FLUJO Y VALOR DE POTENCIA REACTIVA MVAR
-  GENERACION O CARGA:
-  POTENCIA ACTIVA MW
-  POTENCIA REACTIVA MVAR
-  % PORCENTAJE DE LA TENSION EN BARRAS

# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 1995

ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA - PAUCARPATA 33 kV  
 CONTINGENCIA : SALIDA 1ª TERNA L.T. SOCABAYA - P. INDUSTRIAL 33 kV

LAMINA 5-07

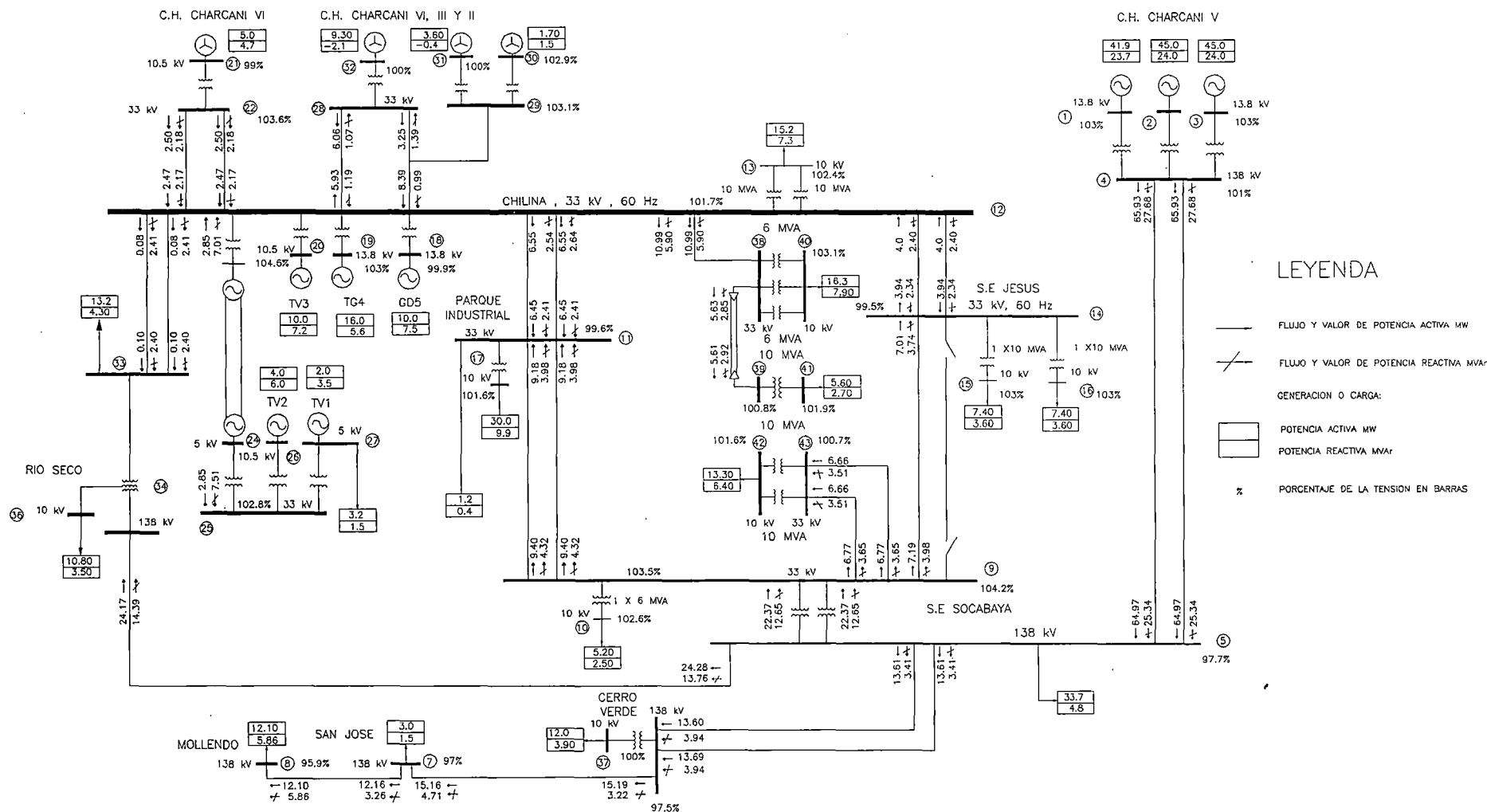


- FLUJO Y VALOR DE POTENCIA ACTIVA MW
- ↗ FLUJO Y VALOR DE POTENCIA REACTIVA MVAR
- GENERACION O CARGA:
- ▭ POTENCIA ACTIVA MW
- ▭ POTENCIA REACTIVA MVAR
- % PORCENTAJE DE LA TENSION EN BARRAS

# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 1995

ALTERNATIVA A. L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33kV  
CONTINGENCIA : SALIDA 1 TERNA L.T. SOCABAYA-JESUS

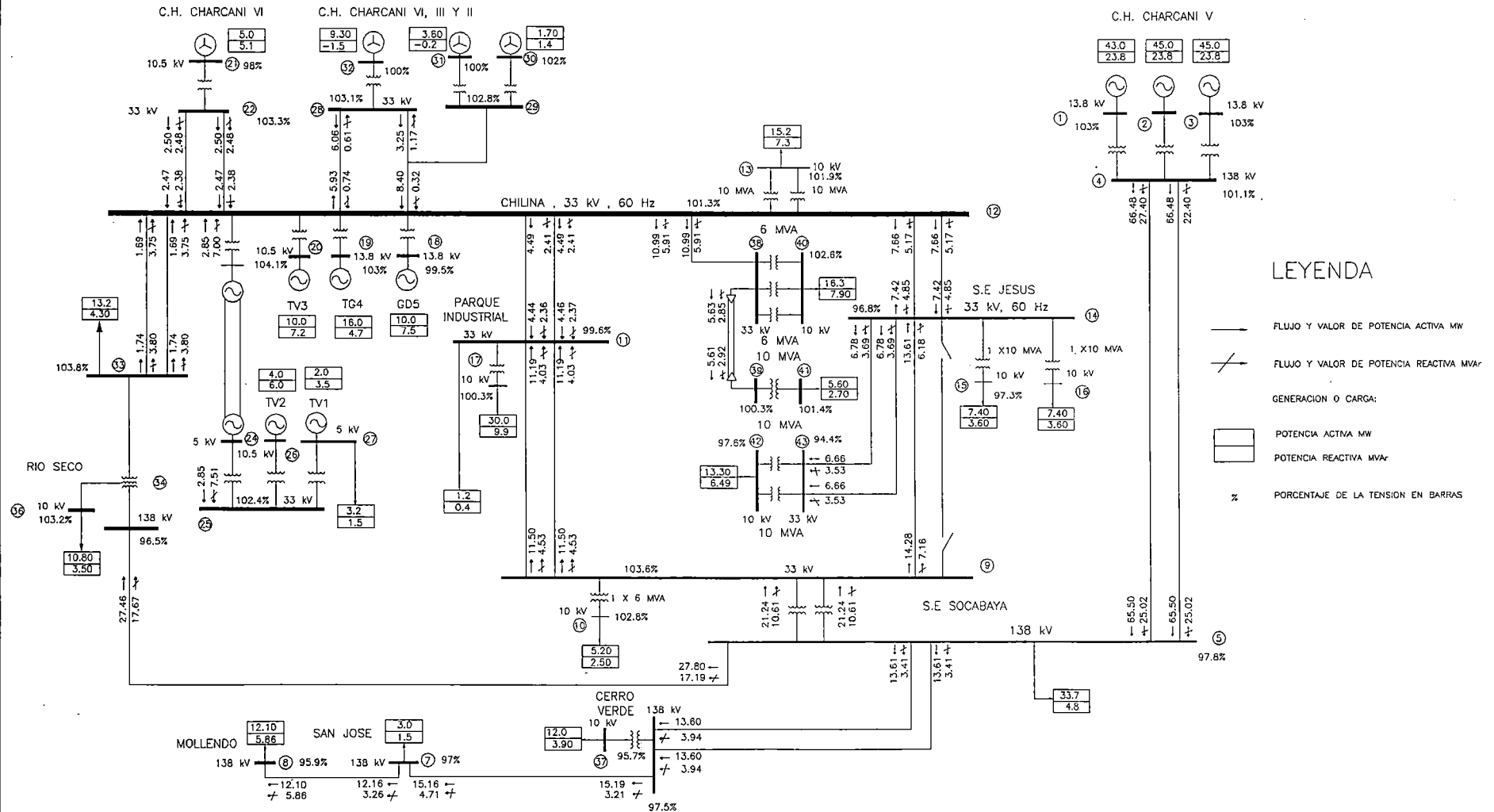
LAMINA 5-08



# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 1995

ALTERNATIVA B. L.T. JESUS-PAUCARPATA 33kV  
CONTINGENCIA : SALIDA 1 TERNA L.T. SOCABAYA-JESUS 33kV

LAMINA 5-09



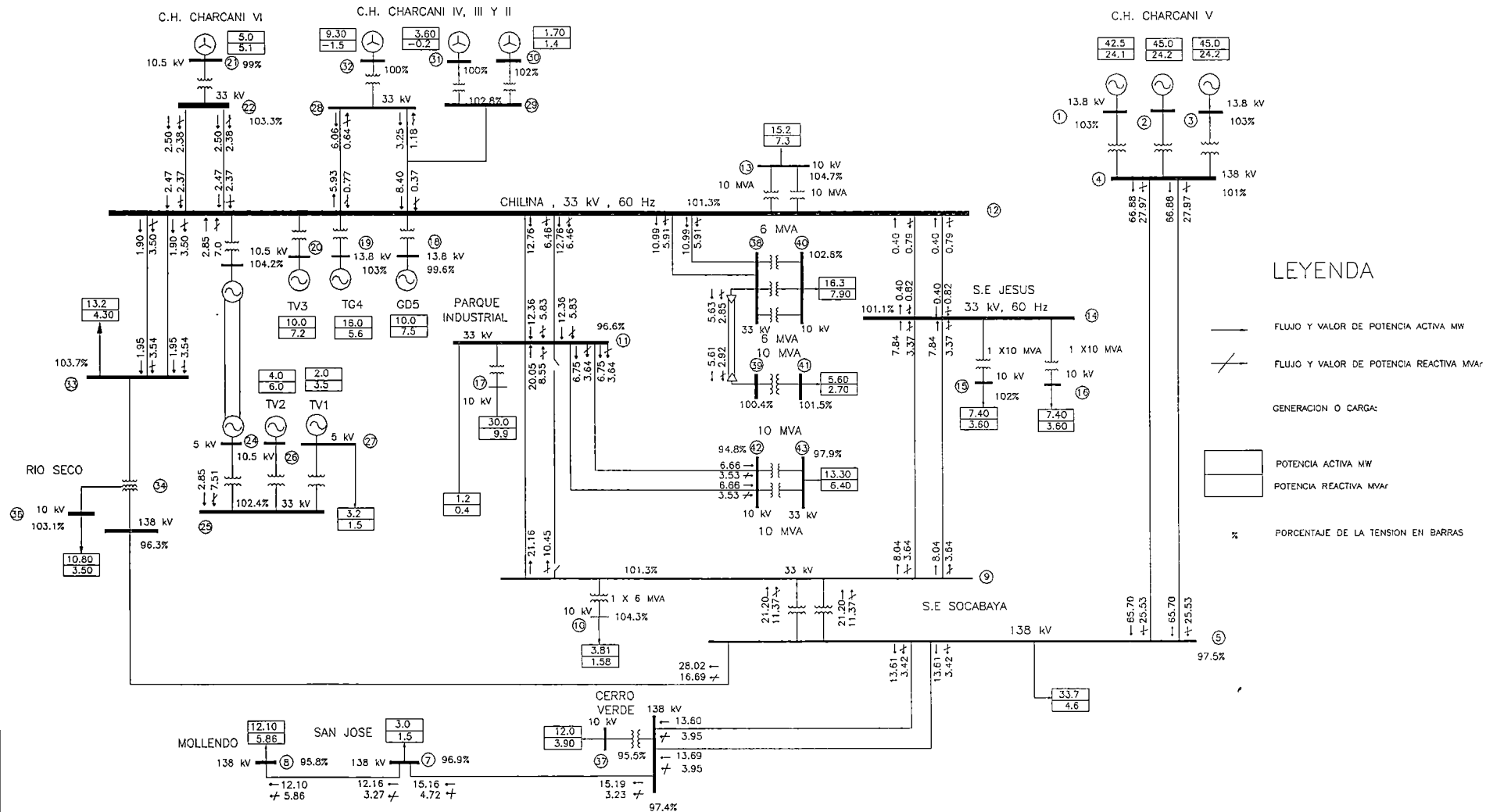
- FLUJO Y VALOR DE POTENCIA ACTIVA MW
- / — FLUJO Y VALOR DE POTENCIA REACTIVA MVAR
- GENERACION O CARGA:
- POTENCIA ACTIVA MW
- POTENCIA REACTIVA MVAR
- % PORCENTAJE DE LA TENSION EN BARRAS

# SISTEMA AREQUIPA - AÑO 2000

ALTERNATIVA C: PARQUE INDUSTRIAL - PAUCARPATA 33 kV

CONTINGENCIA: SALIDA 1 TERNA L.T. SOCABAYA - P. INDUSTRIAL 33 kV

LAMINA 5-10





EW TITLE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20A'

COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20A'

COMMENT 2 ADDED

SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.00

PAGE

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

\*\*\*\*\*  
 'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20A' \* 1  
 'ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20A' \* 2  
 \*\*\*\*\*

SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.00

PAGE

BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

LINE	ACTION	FROM BUS	TO BUS	CKT/A	R	X	MVAC	TAP	TMIN	TMAX	SHIFT	C-BUS	RATINGS	BSMVA
J	ADDITION	9	11	0 F	21.95	38.20	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 15.	.0
J	ADDITION	9	11	0 F	21.95	38.20	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 15.	.0
J	ADDITION	9	10	0 F	.00	93.20	.000	.982	.000	.000	.0	.00	6. 10.	.0
J	ADDITION	12	23	0 F	.00	43.81	.000	1.019	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
J	ADDITION	12	22	0 F	30.48	54.45	.046	.000	.000	.000	.0	.00	8. 10.	.0
J	ADDITION	12	22	0 F	30.48	54.45	.046	.000	.000	.000	.0	.00	8. 10.	.0
J	ADDITION	12	18	0 F	.00	100.00	.000	1.057	.000	.000	.0	.00	8. 9.	.0
J	ADDITION	12	18	0 F	.00	100.00	.000	1.057	.000	.000	.0	.00	8. 9.	.0
J	ADDITION	12	19	0 F	.00	42.50	.000	1.000	.000	.000	.0	.00	28. 34.	.0
J	ADDITION	12	20	0 F	.00	66.00	.000	1.015	.000	.000	.0	.00	13. 14.	.0
J	ADDITION	12	11	0 F	20.40	33.60	.031	.000	.000	.000	.0	.00	15. 18.	.0
J	ADDITION	12	11	0 F	20.40	33.60	.031	.000	.000	.000	.0	.00	15. 18.	.0
J	ADDITION	12	14	0 F	29.60	43.16	.039	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
J	ADDITION	12	14	0 F	29.60	43.16	.039	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
J	ADDITION	22	21	0 F	.00	64.47	.000	1.079	.000	.000	.0	.00	11. 13.	.0
J	ADDITION	23	24	0 F	.00	.20	.000	.000	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
J	ADDITION	14	9	0 F	28.28	42.97	.037	.000	.000	.000	.0	.00	10. 13.	.0
J	ADDITION	14	9	0 F	28.28	42.97	.037	.000	.000	.000	.0	.00	10. 13.	.0
J	ADDITION	12	29	0 F	19.20	25.50	.024	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
J	ADDITION	12	28	0 F	36.30	48.11	.045	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
J	ADDITION	25	27	0 F	.00	80.00	.000	1.037	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
J	ADDITION	25	26	0 F	.00	82.00	.000	1.065	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
J	ADDITION	25	24	0 F	.00	43.81	.000	.970	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
J	ADDITION	29	28	0 F	17.10	22.60	.021	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
J	ADDITION	29	30	0 F	.00	129.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	4. 5.	.0
J	ADDITION	29	31	0 F	.00	122.00	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
J	ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
J	ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
J	ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
J	ADDITION	5	4	0 F	1.90	7.70	1.564	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
J	ADDITION	5	4	0 F	1.90	7.70	1.564	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
J	ADDITION	5	6	0 F	.80	3.10	.625	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
J	ADDITION	5	6	0 F	.80	3.10	.625	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
J	ADDITION	5	9	0 F	.00	21.70	.000	.925	.000	.000	.0	.00	60. 72.	.0
J	ADDITION	5	9	0 F	.00	21.70	.000	.925	.000	.000	.0	.00	60. 72.	.0
J	ADDITION	4	1	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
J	ADDITION	4	2	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
J	ADDITION	4	3	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
J	ADDITION	6	37	0 F	.00	41.70	.000	1.000	.000	.000	.0	.00	21. 26.	.0
J	ADDITION	6	7	0 F	1.21	8.50	1.820	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
J	ADDITION	7	8	0 F	3.39	14.34	3.072	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
J	ADDITION	12	38	0 F	3.02	5.50	.005	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
J	ADDITION	12	38	0 F	3.02	5.50	.005	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
J	ADDITION	38	39	0 F	4.23	1.59	.077	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
J	ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
J	ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0

ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	39	41	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	11	17	0 F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	13.	13.	.0

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.01

PAGE

BASE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

E	ACTION	FROM BUS	TO BUS	CKT/A	R	X	MVAC	TAP	TMIN	TMAX	SHIFT	C-BUS	RATINGS	BSMVA
ADDITION	11	17	0 F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	11	17	0 F	.00	53.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	12	13	0 F	.00	53.00	.000	.950	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	12	13	0 F	.00	53.00	.000	.950	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	14	15	0 F	.00	94.44	.000	.958	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	14	16	0 F	.00	87.11	.000	1.010	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	12	33	0 F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12.	14.	.0
ADDITION	12	33	0 F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12.	14.	.0
ADDITION	5	35	0 F	1.26	5.31	1.138	.000	.000	.000	.0	.00	75.	90.	.0
ADDITION	35	34	0 F	.00	22.69	.000	.925	.000	.000	.0	.00	40.	45.	.0
ADDITION	33	34	0 F	.00	-1.58	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	36	34	0 F	.00	12.14	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	9	42	0 F	20.45	30.59	.026	.000	.000	.000	.0	.00	14.	18.	.0
ADDITION	9	42	0 F	20.45	30.59	.026	.000	.000	.000	.0	.00	14.	18.	.0
ADDITION	42	43	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	13.	14.	.0
ADDITION	42	43	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	13.	14.	.0
END DATA	9999	0	0 F	.00	.00	.000	.000	.000	.000	.0	.00	0.	0.	.0

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.02

PAGE

CONVERGENCE RECORD

R	NOOES	P	OK	ABS	MM	P	Q	OK	ABS	MM	Q	ROLL	SZ	REGULATED	BUSSES WITH LIMIT CHECKS,	*---INDICATES MORE BUSSES THAN SHOWN.
42	23	198.52	25	278.19	334											
42	27	11.02	29	17.39	334	18										
42	42	.30	41	5.74	338											
42	42	.04	41	.17	338											

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

AREA IDENTIFICATION	NAME	BUS	LINE	GEN	LTC	PS	HW	MVAR	MVAR	UNUSED	LOAD	STATIC	CHARGING	
-----X X-----														
	SISO	43	65	9	35	0	193.3	102.4	44.6	189.7	69.8	00.0	10.	
*****	SYSTEM TOTALS	ACTUAL	43	65	9	35	0	193.3	102.4	44.6	189.7	69.8	00.0	10.

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

ITERATIONS	BUS	ABS	MM (PU)	TOT	ABS	MM (PU)	LTC	X-SYSTEM	LOSSES-X
	P	Q	P	Q	VOLTS	MW	MVAR		
MAXIMUM	20	.00100	.00100	.03700	.03700	.00500	3.67	32.70	
ACTUAL	4								

CONVERGENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

MAX ABSOLUTE MISMATCH	.042	.171
AVERAGE BUS MISMATCH	.001	.004

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS
CHILI 60	10	1.052											

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

FROM BUS	TO BUS	FLOW	RATINGS	FROM BUS	TO BUS	FLOW	RATINGS
SOCABAY 10	SOCABAY 33	6	6 10	CHILI5 13.8	CHILI 60 33	7	7 9
CHILI5 13.8	CHILI 60 33	7	7 9	CHILI3 10.5	CHILI 60 33	13	12 14
S.LAZARO 10	S.LAZARO 33	6	6 7	S.LAZARO 10	S.LAZARO 33	6	6 7

RT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO										4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.				
----- B U S - D A T A -----										----- L I N E - F L O W -----				
S	NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X---LOAD---X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHI
1	CHARCA5	13.8	1.030	.0	41.7	23.6	00.0	00.0						
									4	CHARCA5	138	41.73	23.57	
2	CHARCA5	13.8	1.030	.4	45.0	23.9R	00.0	00.0						
									4	CHARCA5	138	45.00	23.89	
3	CHARCA5	13.8	1.030	.4	45.0	23.9R	00.0	00.0						
									4	CHARCA5	138	45.00	23.89	
4	CHARCA5	138	1.010	-5.4	00.0	00.0	00.0	00.0						
									1	CHARCA5	13.8	-41.73	-18.61	1.029
									2	CHARCA5	13.8	-45.00	-18.29	1.029
									3	CHARCA5	13.8	-45.00	-18.29	1.029
									5	SOCABAY	138	65.86	27.59	
									5	SOCABAY	138	65.86	27.59	
5	SOCABAY	138	.977	-8.1	00.0	00.0	33.7	4.8						
									4	CHARCA5	138	-64.91	-25.26	
									4	CHARCA5	138	-64.91	-25.26	
									6	C.VERDE	138	13.61	3.41	
									6	C.VERDE	138	13.61	3.41	
									9	SOCABAY	33	23.02	13.78	.925
									9	SOCABAY	33	23.02	13.78	.925
									35	R.SECO	138	22.85	11.33	
6	C.VERDE	138	.975	-8.3	00.0	00.0	00.0	00.0						
									5	SOCABAY	138	-13.60	-3.94	
									5	SOCABAY	138	-13.60	-3.94	
									7	S.JOSE	138	15.19	3.21	
									37	C.VERDE	10	12.00	4.67	1.000
7	S.JOSE	138	.970	-9.0	00.0	00.0	3.0	1.5						
									6	C.VERDE	138	-15.16	-4.71	
									8	MOLLENDO	138	12.16	3.26	
8	MOLLENDO	138	.959	-10.0	00.0	00.0	12.1	5.9						
									7	S.JOSE	138	-12.10	-5.86	
9	SOCABAY	33	1.030	-10.7	00.0	00.0	00.0	00.0						
									5	SOCABAY	138	-23.02	-12.39	
									5	SOCABAY	138	-23.02	-12.39	
									10	SOCABAY	10	5.20	2.82	.982
									11	P.INDUST	33	8.78	4.35	
									11	P.INDUST	33	8.78	4.35	
									14	JESUS	33	4.87	2.98	
									14	JESUS	33	4.87	2.98	
									42	PAUCARPAT	33	6.77	3.65	
									42	PAUCARPAT	33	6.77	3.65	
10	SOCABAY	10	1.024	-13.3	00.0	00.0	5.2	2.5						
									9	SOCABAY	33	-5.20	-2.52	
11	P.INDUST	33	.995	-12.0	00.0	00.0	1.2	.4						
									9	SOCABAY	33	-8.58	-4.04	
									9	SOCABAY	33	-8.58	-4.04	
									12	CHILI	60	-7.05	-2.34	
									12	CHILI	60	-7.05	-2.34	
									17	P.INDUST	10	7.73	3.18	.954
									17	P.INDUST	10	7.73	3.18	.954

RT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO										4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.				
----- B U S - D A T A -----										----- L I N E - F L O W -----				
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X---LOAD---X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF	
									17	P.INDUST	10	14.58	6.00	.954

CHILI 60 33 1.017 -10.9 00.0 00.0 00.0 00.0

11	P.INDUST	33	7.16	2.50		
11	P.INDUST	33	7.16	2.50		
13	CHILI 60	10	7.60	3.99	.950	
13	CHILI 60	10	7.60	3.99	.950	
14	JESUS	33	2.69	1.36		
14	JESUS	33	2.69	1.36		
18	CHILI5	13.8	-4.99	-3.43	1.057	
18	CHILI5	13.8	-4.99	-3.43	1.057	
19	CHILI4	13.8	-16.00	-2.51	1.000	
20	CHILI3	10.5	-10.00	-6.28	1.015	
22	CHARCA6	33	-2.47	-2.16		
22	CHARCA6	33	-2.47	-2.16		
23	CHICON60	5.3	-2.85	-7.01	1.019	
28	CHARCA4	33	-5.93	1.21		
29	CHARCA123	33	-8.39	1.01		
33	R.SECO	33	.61	-1.36		
33	R.SECO	33	.61	-1.36		
38	S.LAZARO	33	10.99	5.90		
38	S.LAZARO	33	10.99	5.90		

CHILI 60 10 1.052 -13.0 00.0 00.0 15.2 7.3

12	CHILI 60	33	-7.60	-3.65		
12	CHILI 60	33	-7.60	-3.65		

JESUS 33 1.004 -11.4 00.0 00.0 00.0 00.0

9	SOCABAY	33	-4.78	-2.88		
9	SOCABAY	33	-4.78	-2.88		
12	CHILI 60	33	-2.66	-1.36		
12	CHILI 60	33	-2.66	-1.36		
15	JESUS_1	10	7.44	4.23	.958	
16	JESUS_2	10	7.44	4.25	1.010	

JESUS\_1 10 1.012 -15.2 00.0 00.0 7.4 3.6

14	JESUS	33	-7.44	-3.60		
----	-------	----	-------	-------	--	--

JESUS\_2 10 .959 -15.3 00.0 00.0 7.4 3.6

14	JESUS	33	-7.44	-3.60		
----	-------	----	-------	-------	--	--

P.INDUST 10 1.015 -16.2 00.0 00.0 30.0 9.9

11	P.INDUST	33	-7.73	-2.54		
11	P.INDUST	33	-7.73	-2.54		
11	P.INDUST	33	-14.58	-4.79		

CHILI5 13.8 .999 -8.0 10.0 7.5H 00.0 00.0

12	CHILI 60	33	4.99	3.83		
12	CHILI 60	33	4.99	3.83		

CHILI4 13.8 1.030 -7.2 16.0 3.6R 00.0 00.0

12	CHILI 60	33	16.00	3.59		
----	----------	----	-------	------	--	--

CHILI3 10.5 1.046 -7.3 10.0 7.2 00.0 00.0

12	CHILI 60	33	10.00	7.20		
----	----------	----	-------	------	--	--

CHARCA6 10.5 .990 -8.6 5.0 4.6R 00.0 00.0

22	CHARCA6	33	5.00	4.64		
----	---------	----	------	------	--	--

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.04

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

SISO

4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A

L I N E - F L O W

NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
			MW	MVAR	MW	MVAR							
HARCA6	33	1.036	-10.6	00.0	00.0	00.0	00.0						
								12	CHILI 60	33	2.50	2.17	
								12	CHILI 60	33	2.50	2.17	
								21	CHARCA6	10.5	-5.00	4.34	1.079
HICON60	5.3	1.029	-10.3	00.0	00.0	00.0	00.0						
								12	CHILI 60	33	2.85	7.26	
								24	CHICON50	5.3	-2.85	-7.26	
HICON50	5.3	1.029	-10.3	00.0	00.0	00.0	00.0						
								23	CHICON60	5.3	2.85	7.26	
								25	CHILI 50	33	-2.85	-7.26	
HILI 50	33	1.029	-9.6	00.0	00.0	00.0	00.0						
								24	CHICON50	5.3	2.85	7.51	.970



UCARPAT 10	1.014	-13.4	00.0	00.0	13.3	6.4
------------	-------	-------	------	------	------	-----

43 PAUCARPAT 10	6.66	3.51	.975
43 PAUCARPAT 10	6.66	3.51	.975

---

42 PAUCARPAT 33	-6.66	-3.22	.
42 PAUCARPAT 33	-6.66	-3.22	.

---

AREA TOTALS	193.3	102.4	189.7	69.8	00.0
-------------	-------	-------	-------	------	------

SOLUTION TIME 1.21 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.99 CPU SECONDS.



NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
CHARCAS	13.8	1.030	.0	42.4	23.1	00.0	00.0						
								4	CHARCAS	138	42.41	23.14	
CHARCAS	13.8	1.030	.3	45.0	23.4R	00.0	00.0						
								4	CHARCAS	138	45.00	23.40	
CHARCAS	13.8	1.030	.3	45.0	23.4R	00.0	00.0						
								4	CHARCAS	138	45.00	23.40	
CHARCAS	138	1.012	-5.5	00.0	00.0	00.0	00.0						
								1	CHARCAS	13.8	-42.41	-18.10	1.029
								2	CHARCAS	13.8	-45.00	-17.85	1.029
								3	CHARCAS	13.8	-45.00	-17.85	1.029
								5	SOCABAY	138	66.21	26.90	
								5	SOCABAY	138	66.21	26.90	
SOCABAY	138	.979	-8.1	00.0	00.0	33.7	4.8						
								4	CHARCAS	138	-65.25	-24.57	
								4	CHARCAS	138	-65.25	-24.57	
								6	C.VERDE	138	13.61	3.40	
								6	C.VERDE	138	13.61	3.40	
								9	SOCABAY	33	22.52	12.72	.925
								9	SOCABAY	33	22.52	12.72	.925
								35	R.SECO	138	24.54	12.11	
C.VERDE	138	.977	-8.4	00.0	00.0	00.0	00.0						
								5	SOCABAY	138	-13.60	-3.93	
								5	SOCABAY	138	-13.60	-3.93	
								7	S.JOSE	138	15.19	3.19	
								37	C.VERDE	10	12.00	4.66	1.000
S.JOSE	138	.972	-9.1	00.0	00.0	3.0	1.5						
								6	C.VERDE	138	-15.16	-4.70	
								8	MOLLENDO	138	12.16	3.25	
MOLLENDO	138	.960	-10.1	00.0	00.0	12.1	5.9						
								7	S.JOSE	138	-12.10	-5.86	
SOCABAY	33	1.033	-10.7	00.0	00.0	00.0	00.0						
								5	SOCABAY	138	-22.52	-11.43	
								5	SOCABAY	138	-22.52	-11.43	
								10	SOCABAY	10	5.20	2.81	.982
								11	P.INDUST	33	10.28	4.70	
								11	P.INDUST	33	10.28	4.70	
								14	JESUS	33	9.64	5.32	
								14	JESUS	33	9.64	5.32	
SOCABAY	10	1.028	-13.3	00.0	00.0	5.2	2.5						
								9	SOCABAY	33	-5.20	-2.52	
P.INDUST	33	.995	-12.3	00.0	00.0	1.2	.4						
								9	SOCABAY	33	-10.02	-4.29	
								9	SOCABAY	33	-10.02	-4.29	
								12	CHILI 60	33	-5.61	-2.10	
								12	CHILI 60	33	-5.61	-2.10	
								17	P.INDUST	10	7.73	3.18	.954
								17	P.INDUST	10	7.73	3.18	.954
								17	P.INDUST	10	14.58	6.00	.954

A ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

SISO

4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A									L I N E - F L O W				
NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
CHILI 60	33	1.013	-11.5	00.0	00.0	00.0	00.0						
								11	P.INDUST	33	5.69	2.19	
								11	P.INDUST	33	5.69	2.19	
								13	CHILI 60	10	7.60	3.99	.950
								13	CHILI 60	10	7.60	3.99	.950
								14	JESUS	33	5.00	3.14	
								14	JESUS	33	5.00	3.14	
								18	CHILIS	13.8	-4.99	-3.44	1.057
								18	CHILIS	13.8	-4.99	-3.44	1.057



CHILI 60	10	1.047	-13.6	00.0	00.0	15.2	7.3
JESUS	33	.985	-12.2	00.0	00.0	00.0	00.0
JESUS_1	10	.992	-16.1	00.0	00.0	7.4	3.6
JESUS_2	10	.995	-15.8	00.0	00.0	7.4	3.6
P.INDUST	10	1.015	-16.5	00.0	00.0	30.0	9.9
CHILI5	13.8	.996	-8.5	10.0	7.5H	00.0	00.0
CHILI4	13.8	1.030	-7.8	16.0	4.6R	00.0	00.0
CHILI3	10.5	1.042	-7.9	10.0	7.2	00.0	00.0
CHARCA6	10.5	.990	-9.2	5.0	5.1R	00.0	00.0

19 CHILI14	13.8	-16.00	-3.48	1.000
20 CHILI13	10.5	-10.00	-6.28	1.015
22 CHARCA6	33	-2.47	-2.36	
22 CHARCA6	33	-2.47	-2.36	
23 CHICOM60	5.3	-2.85	-7.04	.995
28 CHARCA4	33	-5.93	.79	
29 CHARCA123	33	-8.40	.41	
33 R.SECCO	33	-.22	-1.63	
33 R.SECCO	33	-.22	-1.63	
38 S.LAZARO	33	10.99	5.91	
38 S.LAZARO	33	10.99	5.91	

12 CHILI 60	33	-7.60	-3.65
12 CHILI 60	33	-7.60	-3.65

9 SOCABAY	33	-9.32	-4.86	
9 SOCABAY	33	-9.32	-4.86	
12 CHILI 60	33	-4.90	-3.03	
12 CHILI 60	33	-4.90	-3.03	
15 JESUS_1	10	7.44	4.26	.958
16 JESUS_2	10	7.44	4.20	.958
42 PAUCARPAT	33	6.78	3.67	
42 PAUCARPAT	33	6.78	3.67	

14 JESUS	33	-7.44	-3.60
----------	----	-------	-------

14 JESUS	33	-7.44	-3.60
----------	----	-------	-------

11 P.INDUST	33	-7.73	-2.54
11 P.INDUST	33	-7.73	-2.54
11 P.INDUST	33	-14.58	-4.79

12 CHILI 60	33	4.99	3.84
12 CHILI 60	33	4.99	3.84

12 CHILI 60	33	16.00	4.59
-------------	----	-------	------

12 CHILI 60	33	10.00	7.20
-------------	----	-------	------

22 CHARCA6	33	5.00	5.07
------------	----	------	------

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03 PAGE

T OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X---LOAD---X		CAP/REAC	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
CHARCA6	33	1.033	-11.1	00.0	00.0	00.0	00.0		12 CHILI 60	33	2.50	2.37	
									12 CHILI 60	33	2.50	2.37	
									21 CHARCA6	10.5	-5.00	-4.74	1.079
CHICOM60	5.3	1.049	-10.8	00.0	00.0	00.0	00.0		12 CHILI 60	33	2.85	7.28	
									24 CHICOM50	5.3	-2.85	-7.29	
CHICOM50	5.3	1.049	-10.8	00.0	00.0	00.0	00.0		23 CHICOM60	5.3	2.85	7.29	
									25 CHILI 50	33	-2.85	-7.28	
CHILI 50	33	1.047	-10.2	00.0	00.0	00.0	00.0		24 CHICOM50	5.3	2.85	7.53	.970
									26 CHILI2	10.5	-4.00	-5.60	1.065
									27 CHILI1	5.3	1.15	-1.93	1.037
CHILI2	10.5	1.030	-8.3	4.0	6.0	00.0	00.0		25 CHILI 50	33	4.00	6.00	
CHILI1	5.3	1.025	-10.7	2.0	3.5	3.2	1.5		25 CHILI 50	33	-1.15	1.97	
CHARCA4	33	1.031	-9.8	00.0	00.0	00.0	00.0						

CHARCA123	33	1.028	-10.3	00.0	00.0	00.0	00.0
CHARCA12	5.3	1.020	-9.0	1.7	1.3R	00.0	00.0
CHARCA3	5.3	1.000	-7.8	3.6	-.2R	00.0	00.0
CHARCA4	5.3	1.000	-7.9	9.3	-1.6R	00.0	00.0
.SECO	33	1.023	-11.7	00.0	00.0F	13.2	4.3
.SECO	00	1.021	-11.8	00.0	00.0	00.0	00.0
.SECO	138	.969	-8.8	00.0	00.0	00.0	00.0

12 CHILI	60	33	6.06	-.67			
29 CHARCA123	33		3.25	-1.20			
32 CHARCA4	5.3		-3.10	.62			1.025
32 CHARCA4	5.3		-3.10	.62			1.025
32 CHARCA4	5.3		-3.10	.62			1.025
12 CHILI	60	33	8.53	-.26			
28 CHARCA4	33		-3.23	1.20			
30 CHARCA12	5.3		-1.70	-1.28			1.025
31 CHARCA3	5.3		-3.60	.34			1.025
29 CHARCA123	33		1.70	1.34			
29 CHARCA123	33		3.60	-.18			
28 CHARCA4	33		3.10	-.52			
28 CHARCA4	33		3.10	-.52			
28 CHARCA4	33		3.10	-.52			
12 CHILI	60	33	.23	1.60			
12 CHILI	60	33	.23	1.60			
34 R.SECCO	00		-13.66	-7.55			
33 R.SECCO	33		13.66	7.51			
35 R.SECCO	138		-24.44	-11.20			
36 R.SECCO	10		10.78	3.69			
5 SOCABAY	138		-24.44	-12.77			
34 R.SECCO	00		24.44	12.77			.925

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.04 PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO								4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.					
B U S - D A T A								L I N E - F L O W					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X----LOAD----X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
.SECO	10	1.017	-12.5	00.0	00.0	10.8	3.5						
.VERDE	10	.958	-11.4	00.0	00.0	12.0	3.9						
.LAZARO	33	1.007	-11.7	00.0	00.0	00.0	00.0						
ICRE	33	1.004	-11.7	00.0	00.0	00.0	00.0						
LAZARO	10	1.027	-14.3	00.0	00.0	16.3	7.9						
CRE	10	1.015	-13.3	00.0	00.0	5.6	2.7						
UCARPAT	33	.962	-12.9	00.0	00.0	00.0	00.0						
JCARPAT	10	.994	-14.9	00.0	00.0	13.3	6.4						
AREA TOTALS			194.0	103.4	189.7	69.8	00.0						

SOLUTION TIME 1.04 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.40 CPU SECONDS.

TITLE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20C'

COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA C: L.T. P.INDUST.-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20C'

COMMENT 2 ADDED

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

\*\*\*\*\*
CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20C \* 1
ALTERNATIVA C: L.T. P.INDUST.-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20C \* 2
\*\*\*\*\*

CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION FROM BUS TO BUS CKT/A R X MVAC TAP TMIN TMAX SHIFT C-BUS RATINGS BSMVA

CONVERGENCE RECORD

Table with columns: CODES, P, OK, ABS, MM, P, Q, OK, ABS, MM, Q, ROLL, SZ, REGULATED, BUSES, WITH, LIMIT, CHECKS, \*---INDICATES MORE BUSES THAN SHOWN. Rows show convergence data for bus 42.

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

Table with columns: AREA IDENTIFICATION, NAME, BUS, LINE, GEN, LTC, PS, MW, MVAR, UNUSED, MVAR, X-SYSTEM, LOAD, MW, MVAR, STATIC, CHARGE, MVAR. Includes SISO and SYSTEM TOTALS.

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

Table with columns: ITERATIONS, P, Q, TOT, ABS, MM, (PU), LTC, VOLTS, X-SYSTEM, LOSSES, MW, MVAR. Shows maximum and actual values.

CONVERGENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

Table with columns: ABSOLUTE MISMATCH, .065, .259; RANGE BUS MISMATCH, .002, .006

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

Table with columns: NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

Table with columns: NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

Table with columns: FROM BUS, NAME, NO., TO BUS, NAME, NO., FLOW, MVA, X-RATINGS, NORM, EMERG, X, FROM BUS, NAME, NO., TO BUS, NAME, NO., FLOW, MVA, X-RATINGS, NORM, EMERG. Lists monitored lines like SOCABAY, P.INDUST, CHILI5, S.LAZARO.

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A -----X----- L I N E - F L O W -----

X--GENERATION--X X---LOAD---X CAP/REAC TO

NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP		
CHARCAS	13.8	1.030	.0	42.5	22.4	00.0	00.0							
								4	CHARCAS	138	42.51	22.37		
CHARCAS	13.8	1.030	.3	45.0	22.6R	00.0	00.0							
								4	CHARCAS	138	45.00	22.61		
CHARCAS	13.8	1.030	.3	45.0	22.6R	00.0	00.0							
								4	CHARCAS	138	45.00	22.61		
CHARCAS	138	1.013	-5.5	00.0	00.0	00.0	00.0							
								1	CHARCAS	13.8	-42.51	-17.39	1.029	
								2	CHARCAS	13.8	-45.00	-17.14	1.029	
								3	CHARCAS	13.8	-45.00	-17.14	1.029	
								5	SOCABAY	138	66.25	25.83		
								5	SOCABAY	138	66.25	25.83		
SOCABAY	138	.982	-8.2	00.0	00.0	33.7	4.8							
								4	CHARCAS	138	-65.31	-23.57		
								4	CHARCAS	138	-65.31	-23.57		
								6	C.VERDE	138	13.61	3.38		
								6	C.VERDE	138	13.61	3.38		
								9	SOCABAY	33	23.11	13.66	.925	
								9	SOCABAY	33	23.11	13.66	.925	
								35	R.SECO	138	23.47	8.25		
C.VERDE	138	.980	-8.4	00.0	00.0	00.0	00.0							
								5	SOCABAY	138	-13.60	-3.91		
								5	SOCABAY	138	-13.60	-3.91		
								7	S.JOSE	138	15.19	3.17		
								37	C.VERDE	10	12.00	4.66	1.000	
S.JOSE	138	.974	-9.1	00.0	00.0	3.0	1.5							
								6	C.VERDE	138	-15.16	-4.68		
								8	MOLLENDO	138	12.16	3.23		
MOLLENDO	138	.963	-10.1	00.0	00.0	12.1	5.9							
								7	S.JOSE	138	-12.10	-5.86		
SOCABAY	33	1.035	-10.8	00.0	00.0	00.0	00.0							
								5	SOCABAY	138	-23.11	-12.28		
								5	SOCABAY	138	-23.11	-12.28		
								10	SOCABAY	10	5.20	2.81	.982	
								11	P.INDUST	33	14.07	7.33		
								11	P.INDUST	33	14.07	7.33		
								14	JESUS	33	6.44	3.54		
								14	JESUS	33	6.44	3.54		
SOCABAY	10	1.030	-13.3	00.0	00.0	5.2	2.5							
								9	SOCABAY	33	-5.20	-2.52		
P.INDUST	33	.978	-12.9	00.0	00.0	1.2	.4							
								9	SOCABAY	33	-13.55	-6.47		
								9	SOCABAY	33	-13.55	-6.47		
								12	CHILI	60	33	-8.82	-3.59	
								12	CHILI	60	33	-8.82	-3.59	
								17	P.INDUST	10	7.73	3.20	.954	
								17	P.INDUST	10	7.73	3.20	.954	
								17	P.INDUST	10	14.58	6.05	.954	
								42	PAUCARPAT	33	6.75	3.63		

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

T OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W							
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X----LOAD----X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP			
CHILI	60	33	1.009	-11.6	00.0	00.0	00.0	00.0	42	PAUCARPAT	33	6.75	3.63		
									11	P.INDUST	33	9.02	3.88		
									11	P.INDUST	33	9.02	3.88		
									13	CHILI	60	10	7.60	4.00	.950
									13	CHILI	60	10	7.60	4.00	.950
									14	JESUS	33	1.14	.81		
									14	JESUS	33	1.14	.81		

CHILI 60	10	1.043	-13.7	00.0	00.0	15.2	7.3
JESUS	33	1.002	-11.7	00.0	00.0	00.0	00.0
JESUS_1	10	1.010	-15.6	00.0	00.0	7.4	3.6
JESUS_2	10	1.013	-15.2	00.0	00.0	7.4	3.6
P.INDUST	10	.997	-17.2	00.0	00.0	30.0	9.9
CHILI15	13.8	.992	-8.6	10.0	7.5H	00.0	00.0
CHILI14	13.8	1.030	-7.9	16.0	5.6R	00.0	00.0
CHILI13	10.5	1.038	-7.9	10.0	7.2	00.0	00.0
CHARCA6	10.5	.990	-9.3	5.0	5.5R	00.0	00.0

18 CHILI15	13.8	-4.99	-3.46	1.057
18 CHILI15	13.8	-4.99	-3.46	1.057
19 CHILI14	13.8	-16.00	-4.43	1.000
20 CHILI13	10.5	-10.00	-6.27	1.015
22 CHARCA6	33	-2.46	-2.55	
22 CHARCA6	33	-2.46	-2.55	
23 CHICON60	5.3	-2.85	-6.99	1.019
28 CHARCA4	33	-5.93	.39	
29 CHARCA123	33	-8.40	-.18	
33 R.SECO	33	.30	.14	
33 R.SECO	33	.30	.14	
38 S.LAZARO	33	10.99	5.91	
38 S.LAZARO	33	10.99	5.91	

12 CHILI 60	33	-7.60	-3.65	
12 CHILI 60	33	-7.60	-3.65	
9 SOCABAY	33	-6.30	-3.36	
9 SOCABAY	33	-6.30	-3.36	
12 CHILI 60	33	-1.14	-.84	
12 CHILI 60	33	-1.14	-.84	
15 JESUS_1	10	7.44	4.23	.958
16 JESUS_2	10	7.44	4.18	.958
14 JESUS	33	-7.44	-3.60	
14 JESUS	33	-7.44	-3.60	
11 P.INDUST	33	-7.73	-2.54	
11 P.INDUST	33	-7.73	-2.54	
11 P.INDUST	33	-14.58	-4.79	
12 CHILI 60	33	4.99	3.87	
12 CHILI 60	33	4.99	3.87	
12 CHILI 60	33	16.00	5.58	
12 CHILI 60	33	10.00	7.20	
22 CHARCA6	33	5.00	5.49	

HA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03 PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO								4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.					
B U S - D A T A								L I N E - F L O W					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD---- <th>CAP/REAC</th> <th>TO</th> <th>NAME</th> <th>MW</th> <th>MVAR</th> <th>TAP</th> <th>SHI</th>		CAP/REAC	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SHI
CHARCA6	33	1.030	-11.3	00.0	00.0	00.0	00.0						
								12 CHILI 60	33	2.50	2.56		
								12 CHILI 60	33	2.50	2.56		
								21 CHARCA6	10.5	-5.00	-5.13	1.079	
CHICON60	5.3	1.021	-10.9	00.0	00.0	00.0	00.0						
								12 CHILI 60	33	2.85	7.25		
								24 CHICON50	5.3	-2.85	-7.25		
CHICON50	5.3	1.021	-10.9	00.0	00.0	00.0	00.0						
								23 CHICON60	5.3	2.85	7.25		
								25 CHILI 50	33	-2.85	-7.25		
CHILI 50	33	1.021	-10.2	00.0	00.0	00.0	00.0						
								24 CHICON50	5.3	2.85	7.51	.970	
								26 CHILI12	10.5	-4.00	-5.58	1.065	
								27 CHILI11	5.3	1.15	-1.93	1.037	
CHILI12	10.5	1.007	-8.3	4.0	6.0	00.0	00.0						
								25 CHILI 50	33	4.00	6.00		
CHILI11	5.3	1.000	-10.8	2.0	3.5	3.2	1.5						
								25 CHILI 50	33	-1.15	1.97		
CHARCA4	33	1.029	-9.9	00.0	00.0	00.0	00.0						



SOLUTION TIME 1.10 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.12 CPU SECONDS.



TITLE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 95A'

COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV- OPER. NORMAL - SEAL 95A'

COMMENT 2 ADDED

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.00

PAG

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

```
*****
CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 95A' * 1
ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV- OPER. NORMAL - SEAL 95A' * 2
*****
```

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.00

PAG

E CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION	FROM BUS	TO BUS	CKT/A	R	X	MVAC	TAP	TMIN	TMAX	SHIFT	C-BUS	RATINGS	BSMVA
ADDITION	9	11	0 F	21.95	38.20	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 15.	.0
ADDITION	9	11	0 F	21.95	38.20	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 15.	.0
ADDITION	9	10	0 F	.00	93.20	.000	.982	.000	.000	.0	.00	6. 10.	.0
ADDITION	12	23	0 F	.00	43.81	.000	.995	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
ADDITION	12	22	0 F	30.48	54.45	.046	.000	.000	.000	.0	.00	8. 10.	.0
ADDITION	12	22	0 F	30.48	54.45	.046	.000	.000	.000	.0	.00	8. 10.	.0
ADDITION	12	18	0 F	.00	100.00	.000	1.057	.000	.000	.0	.00	8. 9.	.0
ADDITION	12	18	0 F	.00	100.00	.000	1.057	.000	.000	.0	.00	8. 9.	.0
ADDITION	12	19	0 F	.00	42.50	.000	1.000	.000	.000	.0	.00	28. 34.	.0
ADDITION	12	20	0 F	.00	66.00	.000	1.015	.000	.000	.0	.00	13. 14.	.0
ADDITION	12	11	0 F	20.40	33.60	.031	.000	.000	.000	.0	.00	15. 18.	.0
ADDITION	12	11	0 F	20.40	33.60	.031	.000	.000	.000	.0	.00	15. 18.	.0
ADDITION	12	14	0 F	29.60	43.16	.039	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	12	14	0 F	29.60	43.16	.039	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	22	21	0 F	.00	64.47	.000	1.079	.000	.000	.0	.00	11. 13.	.0
ADDITION	23	24	0 F	.00	.20	.000	.000	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
ADDITION	14	9	0 F	28.28	42.97	.037	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	14	9	0 F	28.28	42.97	.037	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	12	29	0 F	19.20	25.50	.024	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	12	28	0 F	36.30	48.11	.045	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	25	27	0 F	.00	80.00	.000	.988	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	25	26	0 F	.00	82.00	.000	1.015	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	25	24	0 F	.00	43.81	.000	.995	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
ADDITION	29	28	0 F	17.10	22.60	.021	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	29	30	0 F	.00	129.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	4. 5.	.0
ADDITION	29	31	0 F	.00	122.00	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	5	4	0 F	1.90	7.70	1.564	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	4	0 F	1.90	7.70	1.564	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	6	0 F	.80	3.10	.625	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	6	0 F	.80	3.10	.625	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	9	0 F	.00	21.70	.000	.950	.000	.000	.0	.00	60. 72.	.0
ADDITION	5	9	0 F	.00	21.70	.000	.950	.000	.000	.0	.00	60. 72.	.0
ADDITION	4	1	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
ADDITION	4	2	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
ADDITION	4	3	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
ADDITION	6	37	0 F	.00	41.70	.000	1.000	.000	.000	.0	.00	21. 26.	.0
ADDITION	6	7	0 F	1.21	8.50	1.820	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	7	8	0 F	3.39	14.34	3.072	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	12	38	0 F	3.02	5.50	.005	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
ADDITION	12	38	0 F	3.02	5.50	.005	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
ADDITION	38	39	0 F	4.23	1.59	.077	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0

ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	39	41	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	11	17	0 F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	13.	14.	.0

TEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.00

PAGE

E CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION	FROM BUS	TO BUS	CKT/A	R	X	MVAC	TAP	TMIN	TMAX	SHIFT	C-BUS	RATINGS	BSHVA	
ADDITION	11	17	0 F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	12	13	0 F	.00	53.00	.000	.950	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	12	13	0 F	.00	53.00	.000	.950	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	14	15	0 F	.00	94.44	.000	.958	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	14	16	0 F	.00	87.11	.000	.958	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	12	33	0 F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12.	14.	.0
ADDITION	12	33	0 F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12.	14.	.0
ADDITION	5	35	0 F	1.26	5.31	1.138	.000	.000	.000	.0	.00	75.	90.	.0
ADDITION	35	34	0 F	.00	22.69	.000	.963	.000	.000	.0	.00	40.	45.	.0
ADDITION	33	34	0 F	.00	-1.58	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	36	34	0 F	.00	12.14	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	9	42	0 F	20.45	30.59	.026	.000	.000	.000	.0	.00	14.	18.	.0
ADDITION	42	43	0 F	.00	53.00	.000	.950	.000	.000	.0	.00	13.	14.	.0
END DATA	9999	0	0 F	.00	.00	.000	.000	.000	.000	.0	.00	0.	0.	.0

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.02

PAGE

CONVERGENCE RECORD

NODES	P OK	ABS MM P	Q OK	ABS MM Q	ROLL SZ	REGULATED	BUSSES WITH LIMIT CHECKS,	*---INDICATES MORE BUSSES THAN SHOWN.
42	21	177.13	25	195.51	334			
42	25	9.04	29	8.65	334	18		
42	42	.10	41	8.38	338			
42	41	.08	39	.63	338	30		
42	42	.00	41	.29	342			

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

-----AREA IDENTIFICATION-----	X	X	-----ELEMENTS-----	X	X	---GENERATION---	X	UNUSED	X	-----LOAD-----	X	STATIC	CHARGING
NAME			BUS LINE GEN LTC PS			MW MVAR		MVAR		MW MVAR		MVAR	MVAR
SISO			43 62 9 33 0			151.7 82.3		42.4		148.9 60.8		00.0	10.
***** SYSTEM TOTALS			ACTUAL 43 62 9 33 0			151.7 82.3		42.4		148.9 60.8		00.0	10.

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

ITERATIONS	BUS ABS MM (PU)	TOT ABS MM (PU)	LTC	X-SYSTEM LOSSES-X
	P Q	P Q	VOLTS	MW MVAR
MAXIMUM 20	.00100 .00100	.03625 .03625	.00500	2.79 21.86
ACTUAL 5				

GENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

ABSOLUTE MISMATCH	.002	.293
RAGE BUS MISMATCH	.000	.007

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS
------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS
------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

FROM BUS	X	X	-----TO BUS-----	X	FLOW	X	---RATINGS---	X	X	-----FROM BUS-----	X	X	-----TO BUS-----	X	FLOW	X	---RATINGS---
NAME			NAME		MVA		NORM EMERG			NAME			NAME		MVA		NORM EMERG
P.INDUST 10			P.INDUST 33		13		12 14			P.INDUST 10			P.INDUST 33		13		10 12
CHILI5 13.8			CHILI 60 33		7		7 9			CHILI5 13.8			CHILI 60 33		7		7 9
S.LAZARO 5.5			S.LAZARO 33		6		6 7			S.LAZARO 5.5			S.LAZARO 33		6		6 7
S.LAZARO 5.5			S.LAZARO 33		6		6 7			PAUCARPAT 10			PAUCARPAT 33		13		13 14

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 5 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH
			MW	MVAR	MW	MVAR							
CHARCAS	13.8	1.030	.0	16.1	18.0	00.0	00.0						
								4	CHARCAS	138	16.10	18.01	
CHARCAS	13.8	1.030	3.7	45.0	20.0R	00.0	00.0						
								4	CHARCAS	138	45.00	20.00	
CHARCAS	13.8	1.030	3.7	45.0	20.0R	00.0	00.0						
								4	CHARCAS	138	45.00	20.00	
CHARCAS	138	1.019	-2.1	00.0	00.0	00.0	00.0						
								1	CHARCAS	13.8	-16.10	-16.75	1.029
								2	CHARCAS	13.8	-45.00	-14.76	1.029
								3	CHARCAS	13.8	-45.00	-14.76	1.029
								5	SOCABAY	138	53.05	23.14	
								5	SOCABAY	138	53.05	23.14	
SOCABAY	138	.992	-4.1	00.0	00.0	25.0	3.6						
								4	CHARCAS	138	-52.43	-22.21	
								4	CHARCAS	138	-52.43	-22.21	
								6	C.VERDE	138	10.89	3.96	
								6	C.VERDE	138	10.89	3.96	
								9	SOCABAY	33	20.05	12.53	.950
								9	SOCABAY	33	20.05	12.53	.950
								35	R. SECO	138	17.98	7.88	
C.VERDE	138	.990	-4.3	00.0	00.0	00.0	00.0						
								5	SOCABAY	138	-10.88	-4.53	
								5	SOCABAY	138	-10.88	-4.53	
								7	S. JOSE	138	12.76	1.74	
								37	C.VERDE	10	9.00	7.32	1.000
S. JOSE	138	.986	-4.9	00.0	00.0	2.4	1.2						
								6	C.VERDE	138	-12.74	-3.37	
								8	MOLLENDO	138	10.34	2.21	
MOLLENDO	138	.977	-5.7	00.0	00.0	10.3	5.0						
								7	S. JOSE	138	-10.30	-4.99	
SOCABAY	33	1.019	-6.5	00.0	00.0	00.0	00.0						
								5	SOCABAY	138	-20.05	-11.42	
								5	SOCABAY	138	-20.05	-11.42	
								10	SOCABAY	10	3.81	1.73	.982
								11	P. INDUST	33	7.86	4.47	
								11	P. INDUST	33	7.86	4.47	
								14	JESUS	33	4.64	2.80	
								14	JESUS	33	4.64	2.80	
								42	PAUCARPAT	33	11.29	6.56	
SOCABAY	10	1.023	-8.4	00.0	00.0	3.8	1.6						
								9	SOCABAY	33	-3.81	-1.58	
P. INDUST	33	.985	-7.6	00.0	00.0	1.0	.3						
								9	SOCABAY	33	-7.69	-4.21	
								9	SOCABAY	33	-7.69	-4.21	
								12	CHILI	60	33	-4.51	-1.50
								12	CHILI	60	33	-4.51	-1.50
								17	P. INDUST	10	11.72	5.55	.954
								17	P. INDUST	10	11.72	5.55	.954

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 5 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH
			MW	MVAR	MW	MVAR							
CHILI	60	33	1.000	-6.9	00.0	00.0	00.0						
								11	P. INDUST	33	4.56	1.55	
								11	P. INDUST	33	4.56	1.55	

13	CHILI	60	10	6.30	3.24	.950
13	CHILI	60	10	6.30	3.24	.950
14	JESUS	33		1.24	.43	
14	JESUS	33		1.24	.43	
18	CHIL15	13.8		-5.00	-3.35	1.057
18	CHIL15	13.8		-5.00	-3.35	1.057
19	CHIL14	13.8		-16.00	-6.55	1.000
20	CHIL13	10.5		.00	.00	1.015
22	CHARCA6	33		-2.46	-2.97	
22	CHARCA6	33		-2.46	-2.97	
23	CHICON60	5.3		2.65	1.43	.995
28	CHARCA4	33		-5.93	-.52	
29	CHARCA123	33		-8.39	-1.50	
33	R.SECCO	33		-.67	-.58	
33	R.SECCO	33		-.67	-.58	
38	S.LAZARO	33		9.86	5.25	
38	S.LAZARO	33		9.86	5.25	

CHILI	60	10	1.037	-8.7	00.0	00.0	12.6	6.0
JESUS	33		.994	-7.1	00.0	00.0	00.0	00.0
JESUS_1	10	1.010	-10.1	00.0	00.0	5.8	2.8	
JESUS_2	10	1.013	-9.9	00.0	00.0	5.8	2.8	
P.INDUST	10	.986	-14.2	00.0	00.0	23.5	7.9	
CHIL15	13.8	.983	-3.8	10.0	7.5H	00.0	00.0	
CHIL14	13.8	1.030	-3.1	16.0	7.8R	00.0	00.0	
CHIL13	10.5	.985	-6.9	00.0	00.0	00.0	00.0	
CHARCA6	10.5	.990	-4.7	5.0	6.5R	00.0	00.0	
CHARCA6	33	1.023	-6.7	00.0	00.0	00.0	00.0	

12	CHILI	60	33	-6.30	-3.00	
12	CHILI	60	33	-6.30	-3.00	
9	SOCABAY	33		-4.56	-2.71	
9	SOCABAY	33		-4.56	-2.71	
12	CHILI	60	33	-1.23	-.46	
12	CHILI	60	33	-1.23	-.46	
15	JESUS_1	10		5.79	3.18	.958
16	JESUS_2	10		5.79	3.16	.958
14	JESUS	33		-5.79	-2.80	
14	JESUS	33		-5.79	-2.81	
11	P.INDUST	33		-11.72	-3.98	
11	P.INDUST	33		-11.72	-3.98	
12	CHILI	60	33	5.00	3.75	
12	CHILI	60	33	5.00	3.75	
12	CHILI	60	33	16.00	7.82	
12	CHILI	60	33	.00	.00	
22	CHARCA6	33		5.00	6.45	
12	CHILI	60	33	2.50	3.01	
12	CHILI	60	33	2.50	3.01	

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995

DATE 02/28/93 TIME 00.00.04 PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 5 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X----LOAD----X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHI
HICON60	5.3	.999	-7.6	00.0	00.0	00.0	00.0	21	CHARCA6	10.5	-5.00	-6.01	1.079
HICON50	5.3	.999	-7.6	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI 60	33	-2.65	-1.39	
HILI 50	33	.988	-8.3	00.0	00.0	00.0	00.0	24	CHICON50	5.3	2.65	1.39	
HILI12	10.5	.973	-8.3	00.0	00.0	00.0	00.0	23	CHICON60	5.3	-2.65	-1.39	
								25	CHILI 50	33	2.65	1.39	
								24	CHICON50	5.3	-2.65	-1.35	.995
								26	CHIL12	10.5	00.00	00.00	1.015
								27	CHIL11	5.3	2.65	1.35	.988
								25	CHILI 50	33	00.00	00.00	

7	CHILI1	5.3	.989	-9.5	00.0	00.0	2.6	1.3
8	CHARCA4	33	1.024	-5.4	00.0	00.0	00.0	00.0
9	CHARCA123	33	1.020	-5.9	00.0	00.0	00.0	00.0
10	CHARCA12	5.3	1.020	-4.6	1.7	1.7H	00.0	00.0
11	CHARCA3	5.3	1.000	-3.3	3.6	.5R	00.0	00.0
12	CHARCA4	5.3	1.000	-3.6	9.3	.4R	00.0	00.0
13	R.SECCO	33	1.005	-6.8	00.0	00.0F	8.7	2.9
14	R.SECCO	00	1.004	-6.9	00.0	00.0	00.0	00.0
15	R.SECCO	138	.985	-4.6	00.0	00.0	00.0	00.0
16	R.SECCO	10	1.000	-7.4	00.0	00.0	7.9	3.9
17	C.VERDE	10	.960	-6.6	00.0	00.0	9.0	6.7

25	CHILI	50	33	-2.65	-1.28	
12	CHILI	60	33	6.05	.64	
29	CHARCA123	33	33	3.25	-.56	
32	CHARCA4	5.3	5.3	-3.10	-.03	1.025
32	CHARCA4	5.3	5.3	-3.10	-.03	1.025
32	CHARCA4	5.3	5.3	-3.10	-.03	1.025
12	CHILI	60	33	8.53	1.66	
28	CHARCA4	33	33	-3.23	.56	
30	CHARCA12	5.3	5.3	-1.70	-1.90	1.025
31	CHARCA3	5.3	5.3	-3.60	-.32	1.025
29	CHARCA123	33	33	1.70	1.98	
29	CHARCA123	33	33	3.60	.48	
28	CHARCA4	33	33	3.10	.13	
28	CHARCA4	33	33	3.10	.13	
28	CHARCA4	33	33	3.10	.13	
12	CHILI	60	33	.67	.54	
12	CHILI	60	33	.67	.54	
34	R.SECCO	00	00	-10.04	-3.95	
33	R.SECCO	33	33	10.04	3.93	
35	R.SECCO	138	138	-17.92	-7.91	
36	R.SECCO	10	10	7.88	3.98	
5	SOCABAY	138	138	-17.92	-8.78	
34	R.SECCO	00	00	17.92	8.78	.963
34	R.SECCO	00	00	-7.88	-3.89	
6	C.VERDE	138	138	-9.00	-6.75	

ITEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995

DATE 02/28/93 TIME 00.00.04

PAGE

RT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 5 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W						
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X---LOAD---X		CAP/REAC	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SP	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS						
S.LAZARO	33	.994	-7.1	00.0	00.0	00.0	00.0							
								12	CHILI	60	33	-9.82	-5.19	
								12	CHILI	60	33	-9.82	-5.19	
								39	SUCRE	33	33	5.00	2.51	
								40	S.LAZARO	5.5	5.5	4.88	2.62	.958
								40	S.LAZARO	5.5	5.5	4.88	2.62	.958
								40	S.LAZARO	5.5	5.5	4.88	2.62	.958
SUCRE	33	.992	-7.1	00.0	00.0	00.0	00.0							
								38	S.LAZARO	33	33	-4.99	-2.58	
								41	SUCRE	10	10	4.99	2.58	.975
S.LAZARO	5.5	1.016	-9.5	00.0	00.0	14.6	7.1							
								38	S.LAZARO	33	33	-4.88	-2.36	
								38	S.LAZARO	33	33	-4.88	-2.36	
								38	S.LAZARO	33	33	-4.88	-2.36	
SUCRE	10	1.004	-8.6	00.0	00.0	5.0	2.4							
								39	SUCRE	33	33	-4.99	-2.42	
PAUCARPAT	33	.977	-7.7	00.0	00.0	00.0	00.0							
								9	SOCABAY	33	33	-10.95	-6.09	
								43	PAUCARPAT	10	10	10.95	6.09	.950
PAUCARPAT	10	.998	-10.9	00.0	00.0	10.9	5.3							
								42	PAUCARPAT	33	33	-10.95	-5.30	
AREA TOTALS				151.7	82.3	148.9	60.8	00.0						

SOLUTION TIME 1.21 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.83 CPU SECONDS.

TITLE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 95B' COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA B: L.T. JESUS-PAUCARPATA 33 KV - OPER. NORMAL - SEAL 95B' COMMENT 2 ADDED

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

\*\*\*\*\*
SO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 95B \* 1
TERNATIVA B: L.T. JESUS-PAUCARPATA 33 KV - OPER. NORMAL - SEAL 95B \* 2
\*\*\*\*\*

CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION FROM BUS TO BUS CKT/A R X MVAC TAP TMIN TMAX SHIFT C-BUS RATINGS BSMVA

CONVERGENCE RECORD

Table with columns: NOOES, P, OK, ABS, MM, P, Q, OK, ABS, MM, Q, ROLL, SZ, REGULATED BUSES WITH LIMIT CHECKS, \*---INDICATES MORE BUSES THAN SHOWN.

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

Table with columns: AREA IDENTIFICATION, NAME, BUS, LINE, GEN, LTC, PS, MW, MVAR, UNUSED, MVAR, X-SYSTEM LOSSES, MW, MVAR, STATIC, CHARGE, MVAR.

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

Table with columns: ITERATIONS, MAXIMUM, ACTUAL, BUS, ABS, MM (PU), TOT, ABS, MM (PU), LTC, VOLTS, X-SYSTEM LOSSES, MW, MVAR.

CONVERGENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

Table with columns: ABSOLUTE MISMATCH, RANGE BUS MISMATCH.

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

Table with columns: NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS.

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

Table with columns: NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS.

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

Table with columns: FROM BUS, TO BUS, FLOW, RATINGS, FROM BUS, TO BUS, FLOW, RATINGS.

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A ----- X ----- L I N E - F L O W -----

NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH
			MW	MVAR	MW	MVAR								
HARCAS	13.8	1.030	.0	16.7	20.2	00.0	00.0							
								4	CHARCAS	138	16.72	20.20		
HARCAS	13.8	1.030	3.7	45.0	22.2R	00.0	00.0							
								4	CHARCAS	138	45.00	22.18		
HARCAS	13.8	1.030	3.7	45.0	22.2R	00.0	00.0							
								4	CHARCAS	138	45.00	22.18		
HARCAS	138	1.014	-2.2	00.0	00.0	00.0	00.0							
								1	CHARCAS	13.8	-16.72	-18.72	1.029	
								2	CHARCAS	13.8	-45.00	-16.74	1.029	
								3	CHARCAS	13.8	-45.00	-16.74	1.029	
								5	SOCABAY	138	53.36	26.10		
								5	SOCABAY	138	53.36	26.10		
OCABAY	138	.985	-4.2	00.0	00.0	25.0	3.6							
								4	CHARCAS	138	-52.70	-24.99		
								4	CHARCAS	138	-52.70	-24.99		
								6	C.VERDE	138	10.89	4.01		
								6	C.VERDE	138	10.89	4.01		
								9	SOCABAY	33	19.43	12.91	.925	
								9	SOCABAY	33	19.43	12.91	.925	
								35	R.SECO	138	19.74	12.58		
.VERDE	138	.982	-4.4	00.0	00.0	00.0	00.0							
								5	SOCABAY	138	-10.88	-4.57		
								5	SOCABAY	138	-10.88	-4.57		
								7	S.JOSE	138	12.76	1.82		
								37	C.VERDE	10	9.00	7.33	1.000	
.JOSE	138	.979	-5.0	00.0	00.0	2.4	1.2							
								6	C.VERDE	138	-12.74	-3.42		
								8	MOLLENDO	138	10.34	2.26		
OLLENDO	138	.970	-5.9	00.0	00.0	10.3	5.0							
								7	S.JOSE	138	-10.30	-4.99		
OCABAY	33	1.039	-6.4	00.0	00.0	00.0	00.0							
								5	SOCABAY	138	-19.43	-11.87		
								5	SOCABAY	138	-19.43	-11.87		
								10	SOCABAY	10	3.81	1.73	.982	
								11	P.INDUST	33	8.99	5.53		
								11	P.INDUST	33	8.99	5.53		
								14	JESUS	33	8.54	5.47		
								14	JESUS	33	8.54	5.47		
OCABAY	10	1.043	-8.3	00.0	00.0	3.8	1.6							
								9	SOCABAY	33	-3.81	-1.58		
.INDUST	33	1.000	-7.6	00.0	00.0	1.0	.3							
								9	SOCABAY	33	-8.76	-5.18		
								9	SOCABAY	33	-8.76	-5.18		
								12	CHILI	60	33	-3.44	-.49	
								12	CHILI	60	33	-3.44	-.49	
								17	P.INDUST	10	-11.72	5.50	.954	
								17	P.INDUST	10	11.72	5.50	.954	
HILI	60	33	1.008	-7.0	00.0	00.0	00.0							
								11	P.INDUST	33	3.46	.49		

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

SISO

4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W								
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH		
			MW	MVAR	MW	MVAR									MVAR	
										11	P.INDUST	33	3.46	.49		
										13	CHILI	60	10	6.30	3.24	.950
										13	CHILI	60	10	6.30	3.24	.950
										14	JESUS	33	3.19	1.36		
										14	JESUS	33	3.19	1.36		
										18	CHILI5	13.8	-4.99	-3.46	1.057	
										18	CHILI5	13.8	-4.99	-3.46	1.057	



										19 CHILI4	13.8	-16.00	-4.62	1.000
										20 CHILI3	10.5	.00	.00	1.015
										22 CHARCA6	33	-2.46	-2.58	
										22 CHARCA6	33	-2.46	-2.58	
										23 CHICON60	5.3	2.65	1.43	.995
										28 CHARCA4	33	-5.93	.31	
										29 CHARCA123	33	-8.40	-.29	
										33 R.SECCO	33	-1.52	-2.69	
										33 R.SECCO	33	-1.52	-2.69	
										38 S.LAZARO	33	9.86	5.24	
										38 S.LAZARO	33	9.86	5.24	
CHILI 60	10	1.046	-8.8	00.0	00.0	12.6	6.0			12 CHILI 60	33	-6.30	-3.00	
										12 CHILI 60	33	-6.30	-3.00	
JESUS	33	.993	-7.6	00.0	00.0	00.0	00.0			9 SOCABAY	33	-8.27	-5.10	
										9 SOCABAY	33	-8.27	-5.10	
										12 CHILI 60	33	-3.16	-1.35	
										12 CHILI 60	33	-3.16	-1.35	
										15 JESUS_1	10.4	5.79	3.18	.958
										16 JESUS_2	10.8	5.79	3.16	.958
JESUS_1	10.4	1.009	-10.6	00.0	00.0	5.8	2.8			42 PAUCARPAT	33	11.28	6.55	
										14 JESUS	33	-5.79	-2.80	
JESUS_2	10.8	1.011	-10.3	00.0	00.0	5.8	2.8			14 JESUS	33	-5.79	-2.81	
P.INDUST	10	1.002	-14.0	00.0	00.0	23.5	7.9			11 P.INDUST	33	-11.72	-3.97	
										11 P.INDUST	33	-11.72	-3.97	
CHILI5	13.8	.992	-4.0	10.0	7.5H	00.0	00.0			12 CHILI 60	33	4.99	3.87	
										12 CHILI 60	33	4.99	3.87	
CHILI4	13.8	1.030	-3.3	16.0	5.8R	00.0	00.0			12 CHILI 60	33	16.00	5.77	
CHILI3	10.5	.993	-7.0	00.0	00.0	00.0	00.0			12 CHILI 60	33	.00	.00	
CHARCA6	10.5	.990	-4.8	5.0	5.6R	00.0	00.0			22 CHARCA6	33	5.00	5.58	
CHARCA6	33	1.030	-6.7	00.0	00.0	00.0	00.0			12 CHILI 60	33	2.50	2.60	
										12 CHILI 60	33	2.50	2.60	
										21 CHARCA6	10.5	-5.00	-5.21	1.079

TEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAG

RT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W						
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	S
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR							
CHICON60	5.3	1.007	-7.7	00.0	00.0	00.0	00.0			12 CHILI 60	33	-2.65	-1.39	
										24 CHICON50	5.3	2.65	1.39	
CHICON50	5.3	1.007	-7.7	00.0	00.0	00.0	00.0			23 CHICON60	5.3	-2.65	-1.39	
										25 CHILI 50	33	2.65	1.39	
CHILI 50	33	.996	-8.3	00.0	00.0	00.0	00.0			24 CHICON50	5.3	-2.65	-1.35	.995
										26 CHILI2	10.5	.00	.00	1.015
CHILI2	10.5	.982	-8.3	00.0	00.0	00.0	00.0			27 CHILI1	5.3	2.65	1.35	.988
										25 CHILI 50	33	.00	.00	
CHILI1	5.3	.998	-9.6	00.0	00.0	2.6	1.3			25 CHILI 50	33	-2.65	-1.28	
CHARCA4	33	1.029	-5.4	00.0	00.0	00.0	00.0			12 CHILI 60	33	6.06	-.19	
										29 CHARCA123	33	3.25	-.96	

CHARCA123	33	1.025	-5.9	00.0	00.0	00.0	00.0
CHARCA12	5.3	1.020	-4.6	1.7	1.6R	00.0	00.0
CHARCA3	5.3	1.000	-3.4	3.6	.1R	00.0	00.0
CHARCA4	5.3	1.000	-3.6	9.3	-.8R	00.0	00.0
R.SECCO	33	1.027	-7.0	00.0	00.0F	8.7	2.9
R.SECCO	00	1.026	-7.1	00.0	00.0	00.0	00.0
R.SECCO	138	.975	-4.8	00.0	00.0	00.0	00.0
R.SECCO	10	1.022	-7.6	00.0	00.0	7.9	3.9
C.VERDE	10	.952	-6.7	00.0	00.0	9.0	6.7

32 CHARCA4	5.3	-3.10	.38	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.38	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.38	1.025
12 CHILI	60 33	8.53	.45	
28 CHARCA4	33	-3.23	.96	
30 CHARCA12	5.3	-1.70	-1.51	1.025
31 CHARCA3	5.3	-3.60	.10	1.025
29 CHARCA123	33	1.70	1.58	
29 CHARCA123	33	3.60	.06	
28 CHARCA4	33	3.10	-.28	
28 CHARCA4	33	3.10	-.28	
28 CHARCA4	33	3.10	-.28	
12 CHILI	60 33	1.55	2.70	
12 CHILI	60 33	1.55	2.70	
34 R.SECCO	00	-11.79	-8.26	
33 R.SECCO	33	11.79	8.23	
35 R.SECCO	138	-19.67	-12.21	
36 R.SECCO	10	7.88	3.98	
5 SOCABAY	138	-19.67	-13.37	
34 R.SECCO	00	19.67	13.37	.925
34 R.SECCO	00	-7.88	-3.89	
6 C.VERDE	138	-9.00	-6.75	

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A										L I N E - F L O W				
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X---LOAD---X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHI	
S.LAZARO	33	1.003	-7.2	00.0	00.0	00.0	00.0							
SUCRE	33	1.000	-7.2	00.0	00.0	00.0	00.0							
S.LAZARO	5.5	1.025	-9.6	00.0	00.0	14.6	7.1							
SUCRE	10	1.013	-8.7	00.0	00.0	5.0	2.4							
PAUCARPAT	33	.953	-8.8	00.0	00.0	00.0	00.0							
PAUCARPAT	10	1.001	-12.0	00.0	00.0	10.9	5.3							
AREA TOTALS			152.3	84.2	148.9	60.8	00.0							
12 CHILI	60 33	-9.82	-5.18											
12 CHILI	60 33	-9.82	-5.18											
39 SUCRE	33	5.00	2.51											
40 S.LAZARO	5.5	4.88	2.62									.958		
40 S.LAZARO	5.5	4.88	2.62									.958		
40 S.LAZARO	5.5	4.88	2.62									.958		
38 S.LAZARO	33	-4.99	-2.58											
41 SUCRE	10	-4.99	2.58									.975		
38 S.LAZARO	33	-4.88	-2.36											
38 S.LAZARO	33	-4.88	-2.36											
38 S.LAZARO	33	-4.88	-2.36											
39 SUCRE	33	-4.99	-2.42											
14 JESUS	33	-10.95	-6.08											
43 PAUCARPAT	10	10.95	6.08									.925		
42 PAUCARPAT	33	-10.95	-5.30											

SOLUTION TIME .99 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.07 CPU SECONDS.

TITLE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 95C'

COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA C: L.T. P.INDUSTRIAL-PAUCARPATA 33 KV-OPER.NORMAL-SEAL 95C'

COMMENT 2 ADDED

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 95C \* 1
ALTERNATIVA C: L.T. P.INDUSTRIAL-PAUCARPATA 33 KV-OPER.NORMAL-SEAL 95C \* 2

THE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION FROM BUS TO BUS CKT/A R X MVAC TAP THIN TMAX SHIFT C-BUS RATINGS BSHVA

CONVERGENCE RECORD

Table with columns: NODES, P, OK, ABS, MM, P, Q, OK, ABS, MM, Q, ROLL, SZ, REGULATED, BUSSES WITH LIMIT CHECKS, \*---INDICATES MORE BUSSES THAN SHOWN.

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

Table with columns: AREA IDENTIFICATION, NAME, BUS, LINE, GEN, LTC, PS, MW, MVAR, UNUSED, MVAR, X, LOAD, MW, MVAR, STATIC, MVAR, CHARGE, MVAR.

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

Table with columns: ITERATIONS, MAXIMUM, ACTUAL, BUS, ABS, MM (PU), TOT, ABS, MM (PU), LTC, VOLTS, X-SYSTEM, LOSSES, MW, MVAR.

CONVERGENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

ABSOLUTE MISMATCH .059 .277
AVERAGE BUS MISMATCH .001 .006

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

Table with columns: NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

Table with columns: NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS, NO., NAME, VOLTS

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

Table with columns: FROM BUS, TO BUS, FLOW, RATINGS, FROM BUS, TO BUS, FLOW, RATINGS.

TOTAL OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A ----- X ----- L I N E - F L O W -----

NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH
			MW	MVAR	MW	MVAR							
CHARCA5	13.8	1.030	.0	16.8	20.2	00.0	00.0						
								4	CHARCA5	138	16.75	20.20	
CHARCA5	13.8	1.030	3.7	45.0	22.2R	00.0	00.0						
								4	CHARCA5	138	45.00	22.17	
CHARCA5	13.8	1.030	3.7	45.0	22.2R	00.0	00.0						
								4	CHARCA5	138	45.00	22.17	
CHARCA5	138	1.014	-2.2	00.0	00.0	00.0	00.0						
								1	CHARCA5	13.8	-16.75	-18.71	1.029
								2	CHARCA5	13.8	-45.00	-16.74	1.029
								3	CHARCA5	13.8	-45.00	-16.74	1.029
								5	SOCABAY	138	53.37	26.09	
								5	SOCABAY	138	53.37	26.09	
SOCABAY	138	.985	-4.2	00.0	00.0	25.0	3.6						
								4	CHARCA5	138	-52.72	-24.98	
								4	CHARCA5	138	-52.72	-24.98	
								6	C.VERDE	138	10.89	4.01	
								6	C.VERDE	138	10.89	4.01	
								9	SOCABAY	33	19.40	12.87	.925
								9	SOCABAY	33	19.40	12.87	.925
								35	R.SECO	138	19.84	12.64	
C.VERDE	138	.982	-4.4	00.0	00.0	00.0	00.0						
								5	SOCABAY	138	-10.88	-4.57	
								5	SOCABAY	138	-10.88	-4.57	
								7	S.JOSE	138	12.76	1.82	
								37	C.VERDE	10	9.00	7.33	1.000
S.JOSE	138	.979	-5.0	00.0	00.0	2.4	1.2						
								6	C.VERDE	138	-12.74	-3.42	
								8	MOLLENDO	138	10.34	2.26	
MOLLENDO	138	.970	-5.9	00.0	00.0	10.3	5.0						
								7	S.JOSE	138	-10.30	-4.99	
SOCABAY	33	1.039	-6.4	00.0	00.0	00.0	00.0						
								5	SOCABAY	138	-19.40	-11.83	
								5	SOCABAY	138	-19.40	-11.83	
								10	SOCABAY	10	3.81	1.73	.982
								11	P.INDUST	33	11.84	7.36	
								11	P.INDUST	33	11.84	7.36	
								14	JESUS	33	5.65	3.61	
								14	JESUS	33	5.65	3.61	
SOCABAY	10	1.043	-8.3	00.0	00.0	3.8	1.6						
								9	SOCABAY	33	-3.81	-1.58	
P.INDUST	33	.987	-8.0	00.0	00.0	1.0	.3						
								9	SOCABAY	33	-11.45	-6.71	
								9	SOCABAY	33	-11.45	-6.71	
								12	CHILI	60	33	-6.36	-2.21
								12	CHILI	60	33	-6.36	-2.21
								17	P.INDUST	10	11.72	5.55	.954
								17	P.INDUST	10	11.72	5.55	.954
								42	PAUCARPAT	33	11.20	6.43	

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A													L I N E - F L O W			
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH			
			MW	MVAR	MW	MVAR										
CHILI	60	33	1.008	-7.1	00.0	00.0	00.0	00.0								
								11	P.INDUST	33	6.45	2.33				
								11	P.INDUST	33	6.45	2.33				
								13	CHILI	60	10	6.30	3.24	.950		
								13	CHILI	60	10	6.30	3.24	.950		
								14	JESUS	33	.25	-.35				
								14	JESUS	33	.25	-.35				
								18	CHILIS	13.8	-4.99	-3.47	1.057			

13	CHILI	60	10	1.045	-8.8	00.0	00.0	12.6	6.0
14	JESUS	33	1.009	-7.2	00.0	00.0	00.0	00.0	00.0
15	JESUS_1	10.4	1.026	-10.1	00.0	00.0	5.8	2.8	
16	JESUS_2	10.8	1.028	-9.8	00.0	00.0	5.8	2.8	
17	P.INDUST	10	.988	-14.6	00.0	00.0	23.5	7.9	
18	CHIL15	13.8	.991	-4.0	10.0	7.5H	00.0	00.0	
19	CHIL14	13.8	1.030	-3.3	16.0	5.9R	00.0	00.0	
20	CHIL13	10.5	.993	-7.1	00.0	00.0	00.0	00.0	
21	CHARCA6	10.5	.990	-4.8	5.0	5.6R	00.0	00.0	
22	CHARCA6	33	1.029	-6.8	00.0	00.0	00.0	00.0	

18	CHIL15	13.8	-4.89	-3.47	1.057
19	CHIL14	13.8	-16.00	-4.71	1.000
20	CHIL13	10.5	.00	.00	1.015
22	CHARCA6	33	-2.46	-2.60	
22	CHARCA6	33	-2.46	-2.60	
23	CHICON60	5.3	2.65	1.43	.995
28	CHARCA4	33	-5.93	.27	
29	CHARCA123	33	-8.40	-1.35	
33	R.SECCO	33	-1.57	-2.71	
33	R.SECCO	33	-1.57	-2.71	
38	S.LAZARO	33	9.86	5.24	
38	S.LAZARO	33	9.86	5.24	

12	CHILI	60	33	-6.30	-3.00	
12	CHILI	60	33	-6.30	-3.00	
9	SOCABAY	33	-5.54	-3.47		
9	SOCABAY	33	-5.54	-3.47		
12	CHILI	60	33	-.25	.31	
12	CHILI	60	33	-.25	.31	
15	JESUS_1	10.4	5.79	3.17	.958	
16	JESUS_2	10.8	5.79	3.15	.958	

14	JESUS	33	-5.79	-2.80	
14	JESUS	33	-5.79	-2.81	
11	P.INDUST	33	-11.72	-3.97	
11	P.INDUST	33	-11.72	-3.97	

12	CHILI	60	33	4.99	3.87
12	CHILI	60	33	4.99	3.87
12	CHILI	60	33	16.00	5.87
12	CHILI	60	33	.00	.00
22	CHARCA6	33	5.00	5.62	
12	CHILI	60	33	2.50	2.62
12	CHILI	60	33	2.50	2.62

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

PORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SIS0 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

BUS - DATA										LINE FLOW				
S	NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	S
3	CHICON60	5.3	1.007	-7.7	00.0	00.0	00.0	00.0	21	CHARCA6	10.5	-5.00	-5.25	1.079
4	CHICON50	5.3	1.007	-7.7	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI	60	33	-2.65	-1.39
5	CHILI	50	33	.996	-8.4	00.0	00.0	00.0	24	CHICON50	5.3	2.65	1.39	
6	CHILI12	10.5	.981	-8.4	00.0	00.0	00.0	00.0	23	CHICON60	5.3	-2.65	-1.39	
7	CHILI11	5.3	.997	-9.6	00.0	00.0	2.6	1.3	25	CHILI	50	33	2.65	1.39
8	CHARCA4	33	1.028	-5.4	00.0	00.0	00.0	00.0	24	CHICON50	5.3	-2.65	-1.35	.995
									26	CHILI12	10.5	.00	.00	1.015
									27	CHILI11	5.3	2.65	1.35	.988
									25	CHILI	50	33	.00	.00
									25	CHILI	50	33	-2.65	-1.28
									12	CHILI	60	33	6.06	-1.15
									29	CHARCA123	33	3.25	-.94	

HARCA123	33	1.025	-5.9	00.0	00.0	00.0	00.0
HARCA12	5.3	1.020	-4.7	1.7	1.6R	00.0	00.0
HARCA3	5.3	1.000	-3.4	3.6	.1R	00.0	00.0
HARCA4	5.3	1.000	-3.6	9.3	-.8R	00.0	00.0
.SECO	33	1.027	-7.0	00.0	00.0F	8.7	2.9
.SECO	00	1.026	-7.1	00.0	00.0	00.0	00.0
.SECO	138	.975	-4.8	00.0	00.0	00.0	00.0
.SECO	10	1.021	-7.7	00.0	00.0	7.9	3.9
.VERDE	10	.952	-6.7	00.0	00.0	9.0	6.7

32	CHARCA4	5.3	-3.10	.36	1.025
32	CHARCA4	5.3	-3.10	.36	1.025
32	CHARCA4	5.3	-3.10	.36	1.025
12	CHILI	60	33	8.53	.50
28	CHARCA4	33	-3.23	.94	
30	CHARCA12	5.3	-1.70	-1.53	1.025
31	CHARCA3	5.3	-3.60	.08	1.025
29	CHARCA123	33	1.70	1.60	
29	CHARCA123	33	3.60	.08	
28	CHARCA4	33	3.10	-.26	
28	CHARCA4	33	3.10	-.26	
28	CHARCA4	33	3.10	-.26	
12	CHILI	60	33	1.60	2.72
12	CHILI	60	33	1.60	2.72
34	R.SECO	00	-11.89	-8.30	
33	R.SECO	33	11.89	8.27	
35	R.SECO	138	-19.77	-12.25	
36	R.SECO	10	7.88	3.98	
5	SOCABAY	138	-19.77	-13.42	
34	R.SECO	00	19.77	13.42	.925
34	R.SECO	00	-7.88	-3.89	
6	C.VERDE	138	-9.00	-6.75	

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 1995'

DATE 02/28/93 TIME 00.00.03

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W						
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X---LOAD---X		CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF	
			MW	MVAR	MW	MVAR								
S.LAZARO	33	1.002	-7.3	00.0	00.0	00.0	00.0							
SUCRE	33	1.000	-7.3	00.0	00.0	00.0	00.0							
S.LAZARO	5.5	1.024	-9.6	00.0	00.0	14.6	7.1							
SUCRE	10	1.012	-8.7	00.0	00.0	5.0	2.4							
PAUCARPAT	33	.956	-8.9	00.0	00.0	00.0	00.0							
PAUCARPAT	10	1.004	-12.2	00.0	00.0	10.9	5.3							
AREA TOTALS				152.4	84.4	148.9	60.8	00.0						

SOLUTION TIME 1.05 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.17 CPU SECONDS.

TITLE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20A' COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20A' COMMENT 2 ADDED

'CONTINGENCIA : SALIDA L.T. SOCABAYA - P.INDUSTRIAL - SEAL 20A' COMMENT 3 ADDED

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.00

PAGE

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

\*\*\*\*\*
SO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20A \* 1
TERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20A \* 2
NTINGENCIA : SALIDA L.T. SOCABAYA - P.INDUSTRIAL - SEAL 20A \* 3
\*\*\*\*\*

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.00

PAGE

CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

Table with columns: ACTION, FROM BUS, TO BUS, CKT/A, R, X, MVAC, TAP, TMIN, TMAX, SHIFT, C-BUS, RATINGS, BSMVA. It lists various transformer and line data points.

ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	38	40	0 F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	39	41	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	11	17	0 F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	11	17	0 F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'  
CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

DATE 03/01/93 TIME 00.00.00 PAGE

ACTION	FROM BUS	TO BUS	CKT/A	R	X	MVAC	TAP	TMIN	TMAX	SHIFT	C-BUS	RATINGS	BSMVA
ADDITION	11	17	0 F	.00	53.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	20. 25.	.0
ADDITION	12	13	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10. 13.	.0
ADDITION	12	13	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10. 13.	.0
ADDITION	14	15	0 F	.00	94.44	.000	.958	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	14	16	0 F	.00	87.11	.000	1.010	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	12	33	0 F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	12	33	0 F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	5	35	0 F	1.26	5.31	1.138	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	35	34	0 F	.00	22.69	.000	.900	.000	.000	.0	.00	40. 45.	.0
ADDITION	33	34	0 F	.00	-1.58	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20. 25.	.0
ADDITION	36	34	0 F	.00	12.14	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20. 25.	.0
ADDITION	9	42	0 F	20.45	30.59	.026	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
ADDITION	9	42	0 F	20.45	30.59	.026	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
ADDITION	42	43	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	13. 14.	.0
ADDITION	42	43	0 F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	13. 14.	.0
END DATA	9999	0	0 F	.00	.00	.000	.000	.000	.000	.0	.00	0. 0.	.0

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'  
CONVERGENCE RECORD

DATE 03/01/93 TIME 00.00.02 PAGE

NODES	P	OK	ABS	MM	P	Q	OK	ABS	MM	Q	ROLL	SZ	REGULATED	BUSSES	WITH	LIMIT	CHECKS,	*---INDICATES	MORE	BUSSES	THAN	SHOWN.	
42	22		194.94		25	305.97		334															
42	25		13.01		29	22.56		334		18													
42	42		.41		41	5.82		338															
42	42		.04		41	.17		338															

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.03 PAGE

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

-----AREA IDENTIFICATION-----	X	X	-----ELEMENTS-----	X	X	---GENERATION---	X	UNUSED	X	-----LOAD-----	X	STATIC	CHARGE
NAME			BUS LINE GEN LTC PS			MW MVAR		MVAR		MW MVAR		MVAR	MVAR
SISO			43 64 9 35 0			193.7 103.5		43.9		189.7 69.8		00.0	10.
***** SYSTEM TOTALS	ACTUAL		43 64 9 35 0			193.7 103.5		43.9		189.7 69.8		00.0	10.

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

ITERATIONS	P	ABS	MM	(PU)	Q	TOT	ABS	MM	(PU)	LTC	X-SYSTEM	LOSSES-X
										VOLTS	MW	MVAR
MAXIMUM	20	.00100	.00100		.03675	.03675	.00500				4.04	33.85
ACTUAL	4											

RGENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

ABSOLUTE MISMATCH .044 .170

ERAGE BUS MISMATCH .001 .004

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS
------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS
------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------	-----	------	-------

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

-FROM BUS-	X	X	-----TO BUS-----	X	FLOW	X	---RATINGS---	X	-----FROM BUS-----	X	-----TO BUS-----	X	FLOW	X	---RATINGS---	
NAME			NAME		MVA		NORM	EMERG	NO.	NAME		NAME		MVA	NORM	EMERG
SOCABAY	10		9 SOCABAY	33	6		6	10	11	P.INDUST	33	9 SOCABAY	33	14		12



B	CHILIS	13.8	12	CHILI	60	33	7	7	9	18	CHILIS	13.8	12	CHILI	60	33	7	7
O	CHILIS	10.5	12	CHILI	60	33	13	12	14	40	S.LAZARO	10	38	S.LAZARO	33	6	6	
O	S.LAZARO	10	38	S.LAZARO	33	6	6	6	7	40	S.LAZARO	10	38	S.LAZARO	33	6	6	

TEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.03

PAGE

RT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A -----										----- L I N E - F L O W -----					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SH		
CHARCAS	13.8	1.030	.0	42.1	24.0	00.0	00.0	-----							
								4	CHARCAS	138	42.09	23.97			
CHARCAS	13.8	1.030	.4	45.0	24.3R	00.0	00.0	-----							
								4	CHARCAS	138	45.00	24.26			
CHARCAS	13.8	1.030	.4	45.0	24.3R	00.0	00.0	-----							
								4	CHARCAS	138	45.00	24.26			
CHARCAS	138	1.010	-5.5	00.0	00.0	00.0	00.0	-----							
								1	CHARCAS	13.8	-42.09	-18.91	1.029		
								2	CHARCAS	13.8	-45.00	-18.62	1.029		
								3	CHARCAS	13.8	-45.00	-18.62	1.029		
								5	SOCABAY	138	66.05	28.08			
								5	SOCABAY	138	66.05	28.08			
SOCABAY	138	.976	-8.1	00.0	00.0	33.7	4.8	-----							
								4	CHARCAS	138	-65.08	-25.69			
								4	CHARCAS	138	-65.08	-25.69			
								6	C.VERDE	138	13.61	3.42			
								6	C.VERDE	138	13.61	3.42			
								9	SOCABAY	33	21.70	11.74	.925		
								9	SOCABAY	33	21.70	11.74	.925		
								35	R.SECO	138	25.83	16.27			
C.VERDE	138	.974	-8.3	00.0	00.0	00.0	00.0	-----							
								5	SOCABAY	138	-13.60	-3.95			
								5	SOCABAY	138	-13.60	-3.95			
								7	S.JOSE	138	15.19	3.23			
								37	C.VERDE	10	12.00	4.67	1.000		
S.JOSE	138	.969	-9.1	00.0	00.0	3.0	1.5	-----							
								6	C.VERDE	138	-15.16	-4.72			
								8	MOLLENDO	138	12.16	3.27			
MOLLENDO	138	.957	-10.1	00.0	00.0	12.1	5.9	-----							
								7	S.JOSE	138	-12.10	-5.86			
SOCABAY	33	1.032	-10.6	00.0	00.0	00.0	00.0	-----							
								5	SOCABAY	138	-21.70	-10.55			
								5	SOCABAY	138	-21.70	-10.55			
								10	SOCABAY	10	5.20	2.81	.982		
								11	P.INDUST	33	13.07	5.59			
								14	JESUS	33	5.79	2.70			
								14	JESUS	33	5.79	2.70			
								42	PAUCARPAT	33	6.77	3.65			
								42	PAUCARPAT	33	6.77	3.65			
SOCABAY	10	1.027	-13.2	00.0	00.0	5.2	2.5	-----							
								9	SOCABAY	33	-5.20	-2.52			
P.INDUST	33	.984	-12.7	00.0	00.0	1.2	.4	-----							
								9	SOCABAY	33	-12.66	-4.90			
								12	CHILI	60	33	-9.30	-3.97		
								12	CHILI	60	33	-9.30	-3.97		
								17	P.INDUST	10	7.73	3.20	.954		
								17	P.INDUST	10	7.73	3.20	.954		
								17	P.INDUST	10	14.58	6.03	.954		

TEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.03

PAGE

RT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A -----										----- L I N E - F L O W -----					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SH		

HILI 60 33 1.017 -11.4 00.0 00.0 00.0 00.0

-----  
 11 P.INDUST 33 9.51 4.29  
 11 P.INDUST 33 9.51 4.29  
 13 CHILI 60 10 7.60 4.01 .975  
 13 CHILI 60 10 7.60 4.01 .975  
 14 JESUS 33 1.77 1.64  
 14 JESUS 33 1.77 1.64  
 18 CHILI5 13.8 -4.99 -3.43 1.057  
 18 CHILI5 13.8 -4.99 -3.43 1.057  
 19 CHILI4 13.8 -16.00 -2.51 1.000  
 20 CHILI3 10.5 -10.00 -6.28 1.015  
 22 CHARCA6 33 -2.47 -2.16  
 22 CHARCA6 33 -2.47 -2.16  
 23 CHICON60 5.3 -2.85 -7.01 1.019  
 28 CHARCA4 33 -5.93 1.21  
 29 CHARCA123 33 -8.39 1.01  
 33 R.SECO 33 -.83 -3.46  
 33 R.SECO 33 -.83 -3.46  
 38 S.LAZARO 33 10.99 5.90  
 38 S.LAZARO 33 10.99 5.90

HILI 60 10 1.024 -13.5 00.0 00.0 15.2 7.3

-----  
 12 CHILI 60 33 -7.60 -3.65  
 12 CHILI 60 33 -7.60 -3.65

ESUS 33 1.005 -11.5 00.0 00.0 00.0 00.0

-----  
 9 SOCABAY 33 -5.68 -2.58  
 9 SOCABAY 33 -5.68 -2.58  
 12 CHILI 60 33 -1.76 -1.66  
 12 CHILI 60 33 -1.76 -1.66  
 15 JESUS\_1 10 7.44 4.23 .958  
 16 JESUS\_2 10 7.44 4.25 1.010

ESUS\_1 10 1.013 -15.3 00.0 00.0 7.4 3.6

-----  
 14 JESUS 33 -7.44 -3.60

ESUS\_2 10 .960 -15.4 00.0 00.0 7.4 3.6

-----  
 14 JESUS 33 -7.44 -3.60

P.INDUST 10 1.004 -17.0 00.0 00.0 30.0 9.9

-----  
 11 P.INDUST 33 -7.73 -2.54  
 11 P.INDUST 33 -7.73 -2.54  
 11 P.INDUST 33 -14.58 -4.79

CHILI5 13.8 .999 -8.4 10.0 7.5H 00.0 00.0

-----  
 12 CHILI 60 33 4.99 3.83  
 12 CHILI 60 33 4.99 3.83

CHILI4 13.8 1.030 -7.7 16.0 3.6R 00.0 00.0

-----  
 12 CHILI 60 33 16.00 3.59

CHILI3 10.5 1.046 -7.8 10.0 7.2 00.0 00.0

-----  
 12 CHILI 60 33 10.00 7.20

CHARCA6 10.5 .990 -9.1 5.0 4.6R 00.0 00.0

-----  
 22 CHARCA6 33 5.00 4.64

CHARCA6 33 1.036 -11.0 00.0 00.0 00.0 00.0

-----  
 12 CHILI 60 33 2.50 2.17

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000

DATE 03/01/93 TIME 00.00.04

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,

SISO

4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A -----

----- L I N E - F L O W -----

NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD---- <th rowspan="2">CAP/REAC</th> <th rowspan="2">TO</th> <th rowspan="2">BUS</th> <th rowspan="2">NAME</th> <th rowspan="2">MW</th> <th rowspan="2">MVAR</th> <th rowspan="2">TAP</th> <th rowspan="2">SHI</th>		CAP/REAC	TO	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHI
			MW	MVAR	MW	MVAR								
CHICON60	5.3	1.029	-10.7	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI 60	33	2.50	2.17		
								21	CHARCA6	10.5	-5.00	-4.33	1.079	
CHICON50	5.3	1.029	-10.7	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI 60	33	2.85	7.26		
								24	CHICON50	5.3	-2.85	-7.26		
CHILI 50	33	1.029	-10.0	00.0	00.0	00.0	00.0	23	CHICON60	5.3	2.85	7.26		
								25	CHILI 50	33	-2.85	-7.26		
								24	CHICON50	5.3	2.85	7.51	.970	

26	CHILI2	10.5	1.014	-8.1	4.0	6.0	00.0	00.0	26	CHILI2	10.5	-4.00	-5.58	1.065	
27	CHILI1	5.3	1.007	-10.6	2.0	3.5	3.2	1.5	27	CHILI1	5.3	1.15	-1.93	1.037	
28	CHARCA4	33	1.033	-9.6	00.0	00.0	00.0	00.0	25	CHILI	50	33	4.00	6.00	
29	CHARCA123	33	1.031	-10.1	00.0	00.0	00.0	00.0	25	CHILI	50	33	-1.15	1.97	
30	CHARCA12	5.3	1.020	-8.9	1.7	1.1R	00.0	00.0	12	CHILI	60	33	6.06	-1.09	
31	CHARCA3	5.3	1.000	-7.6	3.6	-.4R	00.0	00.0	29	CHARCA123	33	33	3.25	-1.40	
32	CHARCA4	5.3	1.000	-7.8	9.3	-2.2R	00.0	00.0	32	CHARCA4	5.3	5.3	-3.10	.83	1.025
33	R.SECO	33	1.038	-11.7	00.0	00.0F	13.2	4.3	32	CHARCA4	5.3	5.3	-3.10	.83	1.025
34	R.SECO	00	1.037	-11.8	00.0	00.0	00.0	00.0	32	CHARCA4	5.3	5.3	-3.10	.83	1.025
35	R.SECO	138	.964	-8.8	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI	60	33	8.53	-.86	
36	R.SECO	10	1.032	-12.5	00.0	00.0	10.8	3.5	28	CHARCA4	33	33	-3.23	1.40	
									30	CHARCA12	5.3	5.3	-1.70	-1.09	1.025
									31	CHARCA3	5.3	5.3	-3.60	.55	1.025
									29	CHARCA123	33	33	1.70	1.14	
									29	CHARCA123	33	33	3.60	-.39	
									28	CHARCA4	33	33	3.10	-.72	
									28	CHARCA4	33	33	3.10	-.72	
									28	CHARCA4	33	33	3.10	-.72	
									12	CHILI	60	33	.86	3.49	
									12	CHILI	60	33	.86	3.49	
									34	R.SECO	00	00	-14.92	-11.31	
									33	R.SECO	33	33	14.92	11.26	
									35	R.SECO	138	138	-25.70	-14.95	
									36	R.SECO	10	10	10.78	3.69	
									5	SOCABAY	138	138	-25.70	-16.82	
									34	R.SECO	00	00	25.70	16.82	.900
									34	R.SECO	00	00	-10.78	-3.54	

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.04

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A										L I N E - F L O W					
IS	NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	TO	NAME	MW	MVAR	TAP		
7	C.VERDE	10	.955	-11.4	00.0	00.0	12.0	3.9	6	C.VERDE	138	-12.00	-3.94		
8	S.LAZARO	33	1.011	-11.6	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI	60	33	-10.94	-5.82	
9	SUCRE	33	1.008	-11.6	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI	60	33	-10.94	-5.82	
10	S.LAZARO	10	1.031	-14.2	00.0	00.0	16.3	7.9	39	SUCRE	33	33	5.63	2.85	
11	SUCRE	10	1.019	-13.2	00.0	00.0	5.6	2.7	40	S.LAZARO	10	10	5.42	2.93	.958
12	PAUCARPAT	33	1.008	-11.3	00.0	00.0	00.0	00.0	40	S.LAZARO	10	10	5.42	2.93	.958
									40	S.LAZARO	10	10	5.42	2.93	.958
									38	S.LAZARO	33	33	-5.61	-2.92	
									41	SUCRE	10	10	5.61	2.92	.975
									38	S.LAZARO	33	33	-5.42	-2.63	
									38	S.LAZARO	33	33	-5.42	-2.63	
									38	S.LAZARO	33	33	-5.42	-2.63	
									39	SUCRE	33	33	-5.61	-2.72	
									9	SOCABAY	33	33	-6.66	-3.51	
									9	SOCABAY	33	33	-6.66	-3.51	

PAUCARPAT 10 1.016 -13.2 00.0 00.0 13.3 6.4

43 PAUCARPAT 10 6.66 3.51 .975  
43 PAUCARPAT 10 6.66 3.51 .975

-----  
42 PAUCARPAT 33 -6.66 -3.22  
42 PAUCARPAT 33 -6.66 -3.22

-----  
AREA TOTALS 193.7 103.5 189.7 69.8 00.0

SOLUTION TIME 1.04 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.77 CPU SECONDS.

ITILE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

'CASO DE MAXIMA DEHANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20A'

COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV, OPER.CONTING- SEAL 20A'

COMMENT 2 ADDED

'CONTINGENCIA2: SALIDA 1 TERNA L.T. SOCABAYA-JESUS 33 KV - SEAL 20A'

COMMENT 3 ADDED

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.00

PAGE

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

```

*****
SO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20A' * 1
ALTERNATIVA A: L.T. SOCABAYA-PAUCARPATA 33KV, OPER.CONTING- SEAL 20A' * 2
CONTINGENCIA2: SALIDA 1 TERNA L.T. SOCABAYA-JESUS 33 KV - SEAL 20A' * 3
*****

```

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.00

PAGE

CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION	FROM BUS	TO BUS	CKT/A	R	X	MVAC	TAP	TMIN	TMAX	SHIFT	C-BUS	RATINGS	BSMVA
ADDITION	9	11	0 F	21.95	38.20	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 15.	.0
ADDITION	9	11	0 F	21.95	38.20	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12. 15.	.0
ADDITION	9	10	0 F	.00	93.20	.000	.982	.000	.000	.0	.00	6. 10.	.0
ADDITION	12	23	0 F	.00	43.81	.000	1.019	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
ADDITION	12	22	0 F	30.48	54.45	.046	.000	.000	.000	.0	.00	8. 10.	.0
ADDITION	12	22	0 F	30.48	54.45	.046	.000	.000	.000	.0	.00	8. 10.	.0
ADDITION	12	18	0 F	.00	100.00	.000	1.057	.000	.000	.0	.00	8. 9.	.0
ADDITION	12	18	0 F	.00	100.00	.000	1.057	.000	.000	.0	.00	8. 9.	.0
ADDITION	12	19	0 F	.00	42.50	.000	1.000	.000	.000	.0	.00	28. 34.	.0
ADDITION	12	20	0 F	.00	66.00	.000	1.015	.000	.000	.0	.00	13. 14.	.0
ADDITION	12	11	0 F	20.40	33.60	.031	.000	.000	.000	.0	.00	15. 18.	.0
ADDITION	12	11	0 F	20.40	33.60	.031	.000	.000	.000	.0	.00	15. 18.	.0
ADDITION	12	14	0 F	29.60	43.16	.039	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	12	14	0 F	29.60	43.16	.039	.000	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	22	21	0 F	.00	64.47	.000	1.079	.000	.000	.0	.00	11. 13.	.0
ADDITION	23	24	0 F	.00	.20	.000	.000	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
ADDITION	14	9	0 F	28.28	42.97	.037	.000	.000	.000	.0	.00	10. 13.	.0
ADDITION	12	29	0 F	19.20	25.50	.024	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	12	28	0 F	36.30	48.11	.045	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	25	27	0 F	.00	80.00	.000	1.037	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	25	26	0 F	.00	82.00	.000	1.065	.000	.000	.0	.00	10. 12.	.0
ADDITION	25	24	0 F	.00	43.81	.000	.970	.000	.000	.0	.00	12. 13.	.0
ADDITION	29	28	0 F	17.10	22.60	.021	.000	.000	.000	.0	.00	12. 14.	.0
ADDITION	29	30	0 F	.00	129.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	4. 5.	.0
ADDITION	29	31	0 F	.00	122.00	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	28	32	0 F	.00	103.30	.000	1.025	.000	.000	.0	.00	6. 7.	.0
ADDITION	5	4	0 F	1.90	7.70	1.564	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	4	0 F	1.90	7.70	1.564	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	6	0 F	.80	3.10	.625	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	6	0 F	.80	3.10	.625	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	5	9	0 F	.00	21.70	.000	.925	.000	.000	.0	.00	60. 72.	.0
ADDITION	5	9	0 F	.00	21.70	.000	.925	.000	.000	.0	.00	60. 72.	.0
ADDITION	4	1	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
ADDITION	4	2	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
ADDITION	4	3	0 F	.00	22.90	.000	1.029	.000	.000	.0	.00	57. 68.	.0
ADDITION	6	37	0 F	.00	41.70	.000	1.000	.000	.000	.0	.00	21. 26.	.0
ADDITION	6	7	0 F	1.21	8.50	1.820	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	7	8	0 F	3.39	14.34	3.072	.000	.000	.000	.0	.00	75. 90.	.0
ADDITION	12	38	0 F	3.02	5.50	.005	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0
ADDITION	12	38	0 F	3.02	5.50	.005	.000	.000	.000	.0	.00	14. 18.	.0

ADDITION	38	39	O F	4.23	1.59	.077	.000	.000	.000	.0	.00	14.	18.	.0
ADDITION	38	40	O F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	38	40	O F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	38	40	O F	.00	90.20	.000	.958	.000	.000	.0	.00	6.	7.	.0
ADDITION	39	41	O F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	11	17	O F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	13.	13.	.0
ADDITION	11	17	O F	.00	100.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000' DATE 03/01/93 TIME 00.00.00 PAGE  
CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION	FROM BUS	TO BUS	CKT/A	R	X	MVAC	TAP	TMIN	TMAX	SHIFT	C-BUS	RATINGS	BSMVA	
ADDITION	11	17	O F	.00	53.00	.000	.954	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	12	13	O F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	12	13	O F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	10.	13.	.0
ADDITION	14	15	O F	.00	94.44	.000	.958	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	14	16	O F	.00	87.11	.000	.958	.000	.000	.0	.00	10.	12.	.0
ADDITION	12	33	O F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12.	14.	.0
ADDITION	12	33	O F	30.20	54.99	.041	.000	.000	.000	.0	.00	12.	14.	.0
ADDITION	5	35	O F	1.26	5.31	1.138	.000	.000	.000	.0	.00	75.	90.	.0
ADDITION	35	34	O F	.00	22.69	.000	.913	.000	.000	.0	.00	40.	45.	.0
ADDITION	33	34	O F	.00	-1.58	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	36	34	O F	.00	12.14	.000	.000	.000	.000	.0	.00	20.	25.	.0
ADDITION	9	42	O F	20.45	30.59	.026	.000	.000	.000	.0	.00	14.	18.	.0
ADDITION	9	42	O F	20.45	30.59	.026	.000	.000	.000	.0	.00	14.	18.	.0
ADDITION	42	43	O F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	13.	14.	.0
ADDITION	42	43	O F	.00	53.00	.000	.975	.000	.000	.0	.00	13.	14.	.0
END DATA	9999	0	O F	.00	.00	.000	.000	.000	.000	.0	.00	0.	0.	.0

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000' DATE 03/01/93 TIME 00.00.02 PAGE  
CONVERGENCE RECORD

CODES	P	OK	ABS	MM	P	Q	OK	ABS	MM	Q	ROLL	SZ	REGULATED	BUSSES	WITH	LIMIT	CHECKS,	*----	INDICATES	MORE	BUSSES	THAN	SHOWN.	
42	22		193.49		25	288.91		334																
42	27		11.82		29	19.58		334		18														
42	42		.34		41	5.79		338																
42	42		.04		41	.17		338																

MA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000' DATE 03/01/93 TIME 00.00.03 PAGE  
SYSTEM SUMMARY BY AREAS

-----AREA IDENTIFICATION-----	X	X	-----ELEMENTS-----	X	X	---GENERATION---	X	UNUSED	X	-----LOAD-----	X	STATIC	CHARGING
NAME	BUS	LINE	GEN	LTC	PS	MW	MVAR	MVAR	MW	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR
SISO	43	64	9	35	0	193.5	102.7	44.4	189.7	69.8	00.0	10.6	
***** SYSTEM TOTALS	ACTUAL	43	64	9	35	0	193.5	102.7	44.4	189.7	69.8	00.0	10.6

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

ITERATIONS	BUS	ABS	MM	(PU)	TOT	ABS	MM	(PU)	LTC	X-SYSTEM	LOSSES-X
	P	Q	P	Q	VOLTS	MW	MVAR				
MAXIMUM	20	.00100	.00100	.03675	.03675	.00500	3.81	33.04			
ACTUAL	4										

CONVERGENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

ABSOLUTE MISMATCH	.043	.175
AVERAGE BUS MISMATCH	.001	.004

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS
HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050													

NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS	NO.	NAME	VOLTS
SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS													

FROM BUS	X	X	-----TO BUS-----	X	FLOW	X	---RATINGS---	X	X	-----FROM BUS-----	X	X	-----TO BUS-----	X	FLOW	X	---RATINGS---	X
NAME	NO.	NAME	NO.	NAME	MVA	NORM	EMERG	NO.	NAME	NO.	NAME	NO.	NAME	NO.	MVA	NORM	EMERG	NO.

10	SOCABAY	10	9	SOCABAY	33	6	6	10	18	CHILIS	13.8	12	CHILI	60	33	7	7	9	
18	CHILIS	13.8	12	CHILI	60	33	7	7	9	20	CHILIS	10.5	12	CHILI	60	33	13	12	14
40	S.LAZARO	10	38	S.LAZARO	33	6	6	7	40	S.LAZARO	10	38	S.LAZARO	33	6	6	7	7	
40	S.LAZARO	10	38	S.LAZARO	33	6	6	7											

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000\*

DATE 03/01/93 TIME 00.00.03

PAGE

PORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A ----- X ----- L I N E - F L O W -----

S	NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	TO	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHI	
1	CHARCAS	13.8	1.030	.0	41.9	23.7	00.0	00.0								
										4	CHARCAS	138	41.86	23.65		
2	CHARCAS	13.8	1.030	.4	45.0	24.0R	00.0	00.0								
										4	CHARCAS	138	45.00	23.96		
3	CHARCAS	13.8	1.030	.4	45.0	24.0R	00.0	00.0								
										4	CHARCAS	138	45.00	23.96		
4	CHARCAS	138	1.010	-5.4	00.0	00.0	00.0	00.0								
										1	CHARCAS	13.8	-41.86	-18.66	1.029	
										2	CHARCAS	13.8	-45.00	-18.35	1.029	
										3	CHARCAS	13.8	-45.00	-18.35	1.029	
										5	SOCABAY	138	65.93	27.68		
										5	SOCABAY	138	65.93	27.68		
5	SOCABAY	138	.977	-8.1	00.0	00.0	33.7	4.8								
										4	CHARCAS	138	-64.97	-25.34		
										4	CHARCAS	138	-64.97	-25.34		
										6	C.VERDE	138	13.61	3.41		
										6	C.VERDE	138	13.61	3.41		
										9	SOCABAY	33	22.37	12.65	.925	
										9	SOCABAY	33	22.37	12.65	.925	
										35	R.SECO	138	24.28	13.76		
6	C.VERDE	138	.975	-8.3	00.0	00.0	00.0	00.0								
										5	SOCABAY	138	-13.60	-3.94		
										5	SOCABAY	138	-13.60	-3.94		
										7	S.JOSE	138	15.19	3.22		
										37	C.VERDE	10	12.00	4.67	1.000	
7	S.JOSE	138	.970	-9.1	00.0	00.0	3.0	1.5								
										6	C.VERDE	138	-15.16	-4.71		
										8	MOLLENDO	138	12.16	3.26		
8	MOLLENDO	138	.959	-10.0	00.0	00.0	12.1	5.9								
										7	S.JOSE	138	-12.10	-5.86		
9	SOCABAY	33	1.032	-10.6	00.0	00.0	00.0	00.0								
										5	SOCABAY	138	-22.37	-11.37		
										5	SOCABAY	138	-22.37	-11.37		
										10	SOCABAY	10	5.20	2.82	.982	
										11	P.INDUST	33	9.40	4.32		
										11	P.INDUST	33	9.40	4.32		
										14	JESUS	33	7.19	3.98		
										42	PAUCARPAT	33	6.77	3.65		
										42	PAUCARPAT	33	6.77	3.65		
10	SOCABAY	10	1.026	-13.2	00.0	00.0	5.2	2.5								
										9	SOCABAY	33	-5.20	-2.52		
11	P.INDUST	33	.996	-12.1	00.0	00.0	1.2	.4								
										9	SOCABAY	33	-9.18	-3.98		
										9	SOCABAY	33	-9.18	-3.98		
										12	CHILI	60	33	-6.45	-2.41	
										12	CHILI	60	33	-6.45	-2.41	
										17	P.INDUST	10	7.73	3.18	.954	
										17	P.INDUST	10	7.73	3.18	.954	
										17	P.INDUST	10	14.58	6.00	.954	

STEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000\*

DATE 03/01/93 TIME 00.00.04

PAGE

PORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

----- B U S - D A T A ----- X ----- L I N E - F L O W -----

X--GENERATION--X X----LOAD----X CAP/REAC TO

NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
CHILI 60 33	1.017	-11.1	00.0	00.0	00.0	00.0							
									11 P.INDUST 33	6.55	2.54		
									11 P.INDUST 33	6.55	2.54		
									13 CHILI 60 10	7.60	4.01	.975	
									15 CHILI 60 10	7.60	4.01	.975	
									14 JESUS 33	4.00	2.40		
									14 JESUS 33	4.00	2.40		
									18 CHILI15 13.8	-4.99	-3.43	1.057	
									18 CHILI15 13.8	-4.99	-3.43	1.057	
									19 CHILI4 13.8	-16.00	-2.55	1.000	
									20 CHILI3 10.5	-10.00	-6.28	1.015	
									22 CHARCA6 33	-2.47	-2.17		
									22 CHARCA6 33	-2.47	-2.17		
									23 CHICON60 5.3	-2.85	-7.01	1.019	
									28 CHARCA4 33	-5.93	1.19		
									29 CHARCA123 33	-8.39	.99		
									33 R.SECO 33	-.08	-2.41		
									33 R.SECO 33	-.08	-2.41		
									38 S.LAZARO 33	10.99	5.90		
									38 S.LAZARO 33	10.99	5.90		
CHILI 60 10	1.024	-13.3	00.0	00.0	15.2	7.3							
									12 CHILI 60 33	-7.60	-3.65		
									12 CHILI 60 33	-7.60	-3.65		
JESUS 33	.995	-11.7	00.0	00.0	00.0	00.0							
									9 SOCABAY 33	-7.01	-3.74		
									12 CHILI 60 33	-3.94	-2.34		
									12 CHILI 60 33	-3.94	-2.34		
									15 JESUS_1 10	7.44	4.24	.958	
									16 JESUS_2 10	7.44	4.19	.958	
ESUS_1 10	1.003	-15.6	00.0	00.0	7.4	3.6							
									14 JESUS 33	-7.44	-3.60		
ESUS_2 10	1.006	-15.3	00.0	00.0	7.4	3.6							
									14 JESUS 33	-7.44	-3.60		
.INDUST 10	1.016	-16.3	00.0	00.0	30.0	9.9							
									11 P.INDUST 33	-7.73	-2.54		
									11 P.INDUST 33	-7.73	-2.54		
									11 P.INDUST 33	-14.58	-4.79		
HILI15 13.8	.999	-8.2	10.0	7.5H	00.0	00.0							
									12 CHILI 60 33	4.99	3.83		
									12 CHILI 60 33	4.99	3.83		
HILI14 13.8	1.030	-7.4	16.0	3.6R	00.0	00.0							
									12 CHILI 60 33	16.00	3.63		
HILI13 10.5	1.046	-7.5	10.0	7.2	00.0	00.0							
									12 CHILI 60 33	10.00	7.20		
HARCA6 10.5	.990	-8.8	5.0	4.7R	00.0	00.0							
									22 CHARCA6 33	5.00	4.66		
HARCA6 33	1.036	-10.8	00.0	00.0	00.0	00.0							
									12 CHILI 60 33	2.50	2.18		
									12 CHILI 60 33	2.50	2.18		

4A ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.04

PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1,										SISO				4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.			
B U S - D A T A										L I N E - F L O W							
NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF				
CHICON60 5.3	1.029	-10.4	00.0	00.0	00.0	00.0			21 CHARCA6 10.5	-5.00	-4.35	1.079					
									12 CHILI 60 33	2.85	7.26						
									24 CHICON50 5.3	-2.85	-7.26						
CHICON50 5.3	1.029	-10.4	00.0	00.0	00.0	00.0			23 CHICON60 5.3	2.85	7.26						
									25 CHILI 50 33	-2.85	-7.26						
CHILI 50 33	1.028	-9.8	00.0	00.0	00.0	00.0											



CHIL12	10.5	1.014	-7.9	4.0	6.0	00.0	00.0
CHIL11	5.3	1.007	-10.3	2.0	3.5	3.2	1.5
CHARCA4	33	1.033	-9.4	00.0	00.0	00.0	00.0
CHARCA123	33	1.031	-9.9	00.0	00.0	00.0	00.0
CHARCA12	5.3	1.020	-8.6	1.7	1.2R	00.0	00.0
CHARCA3	5.3	1.000	-7.4	3.6	-.4R	00.0	00.0
CHARCA4	5.3	1.000	-7.5	9.3	-2.1R	00.0	00.0
R.SECCO	33	1.030	-11.5	00.0	00.0F	13.2	4.3
R.SECCO	00	1.029	-11.6	00.0	00.0	00.0	00.0
R.SECCO	138	.966	-8.7	00.0	00.0	00.0	00.0
R.SECCO	10	1.025	-12.3	00.0	00.0	10.8	3.5
C.VERDE	10	.956	-11.4	00.0	00.0	12.0	3.9

24 CHICON50	5.3	2.85	7.51	.970
26 CHIL12	10.5	-4.00	-5.58	1.065
27 CHIL11	5.3	1.15	-1.93	1.037
25 CHIL1	50 33	4.00	6.00	
25 CHIL1	50 33	-1.15	1.97	
12 CHIL1	60 33	6.06	-1.07	
29 CHARCA123	33	3.25	-1.39	
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.82	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.82	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.82	1.025
12 CHIL1	60 33	8.53	-.84	
28 CHARCA4	33	-3.23	1.39	
30 CHARCA12	5.3	-1.70	-1.10	1.025
31 CHARCA3	5.3	-3.60	.54	1.025
29 CHARCA123	33	1.70	1.15	
29 CHARCA123	33	3.60	-.38	
28 CHARCA4	33	3.10	-.71	
28 CHARCA4	33	3.10	-.71	
28 CHARCA4	33	3.10	-.71	
12 CHIL1	60 33	.10	2.40	
12 CHIL1	60 33	.10	2.40	
34 R.SECCO	00	-13.39	-9.14	
33 R.SECCO	33	13.39	9.10	
35 R.SECCO	138	-24.17	-12.79	
36 R.SECCO	10	10.78	3.69	
5 SOCABAY	138	-24.17	-14.39	
34 R.SECCO	00	24.17	14.39	.913
34 R.SECCO	00	-10.78	-3.54	
6 C.VERDE	138	-12.00	-3.94	

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.04 PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W						
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X----LOAD----X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIP	
S.LAZARO	33	1.011	-11.4	00.0	00.0	00.0	00.0		12 CHIL1	60 33	-10.94	-5.83		
									12 CHIL1	60 33	-10.94	-5.83		
									39 SUCRE	33	5.63	2.85		
									40 S.LAZARO	10	5.42	2.93	.958	
									40 S.LAZARO	10	5.42	2.93	.958	
									40 S.LAZARO	10	5.42	2.93	.958	
SUCRE	33	1.008	-11.4	00.0	00.0	00.0	00.0		38 S.LAZARO	33	-5.61	-2.92		
									41 SUCRE	10	5.61	2.72	.975	
S.LAZARO	10	1.031	-14.0	00.0	00.0	16.3	7.9		38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
									38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
									38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
SUCRE	10	1.019	-13.0	00.0	00.0	5.6	2.7		39 SUCRE	33	-5.61	-2.72		
AUCARPAT	33	1.007	-11.4	00.0	00.0	00.0	00.0		9 SOCABAY	33	-6.66	-3.51		

JCARPAT 10	1.016	-13.3	00.0	00.0	13.3	6.4
-----						
AREA TOTALS	193.5	102.7	189.7	69.8	00.0	

9	SOCABAY	33	-6.66	-3.51	
43	PAUCARPAT	10	6.66	3.51	.975
43	PAUCARPAT	10	6.66	3.51	.975
-----					
42	PAUCARPAT	33	-6.66	-3.22	
42	PAUCARPAT	33	-6.66	-3.22	

SOLUTION TIME 1.16 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.72 CPU SECONDS.



B U S - D A T A								L I N E - F L O W						
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR							
CHARCAS 13.8	1.030	.0	43.0	23.6	00.0	00.0								
								4 CHARCAS	138	42.95	23.59			
CHARCAS 13.8	1.030	.3	45.0	23.8R	00.0	00.0								
								4 CHARCAS	138	45.00	23.79			
CHARCAS 13.8	1.030	.3	45.0	23.8R	00.0	00.0								
								4 CHARCAS	138	45.00	23.79			
CHARCAS 138	1.011	-5.6	00.0	00.0	00.0	00.0								
								1 CHARCAS	13.8	-42.95	-18.40	1.029		
								2 CHARCAS	13.8	-45.00	-18.20	1.029		
								3 CHARCAS	13.8	-45.00	-18.20	1.029		
								5 SOCABAY	138	66.48	27.40			
								5 SOCABAY	138	66.48	27.40			
SOCABAY 138	.978	-8.2	00.0	00.0	33.7	4.8								
								4 CHARCAS	138	-65.51	-25.02			
								4 CHARCAS	138	-65.51	-25.02			
								6 C.VERDE	138	13.61	3.41			
								6 C.VERDE	138	13.61	3.41			
								9 SOCABAY	33	21.24	10.61	.925		
								9 SOCABAY	33	21.24	10.61	.925		
								35 R.SECO	138	27.60	17.19			
C.VERDE 138	.975	-8.5	00.0	00.0	00.0	00.0								
								5 SOCABAY	138	-13.60	-3.94			
								5 SOCABAY	138	-13.60	-3.94			
								7 S.JOSE	138	15.19	3.21			
								37 C.VERDE	10	12.00	4.67	1.000		
S.JOSE 138	.970	-9.2	00.0	00.0	3.0	1.5								
								6 C.VERDE	138	-15.16	-4.71			
								8 MOLLENDO	138	12.16	3.26			
MOLLENDO 138	.959	-10.2	00.0	00.0	12.1	5.9								
								7 S.JOSE	138	-12.10	-5.86			
SOCABAY 33	1.036	-10.6	00.0	00.0	00.0	00.0								
								5 SOCABAY	138	-21.24	-9.52			
								5 SOCABAY	138	-21.24	-9.52			
								10 SOCABAY	10	5.20	2.81	.982		
								11 P.INDUST	33	11.50	4.53			
								11 P.INDUST	33	11.50	4.53			
								14 JESUS	33	14.28	7.16			
SOCABAY 10	1.031	-13.2	00.0	00.0	5.2	2.5								
								9 SOCABAY	33	-5.20	-2.52			
P.INDUST 33	.996	-12.5	00.0	00.0	1.2	.4								
								9 SOCABAY	33	-11.19	-4.03			
								9 SOCABAY	33	-11.19	-4.03			
								12 CHILI 60	33	-4.44	-2.36			
								12 CHILI 60	33	-4.44	-2.36			
								17 P.INDUST	10	7.73	3.18	.954		
								17 P.INDUST	10	7.73	3.18	.954		
								17 P.INDUST	10	14.58	6.00	.954		
CHILI 60 33	1.013	-12.0	00.0	00.0	00.0	00.0								
								11 P.INDUST	33	4.49	2.41			

B U S - D A T A								L I N E - F L O W						
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR							
								11 P.INDUST	33	4.49	2.41			
								13 CHILI 60	10	7.60	4.01	.975		
								13 CHILI 60	10	7.60	4.01	.975		
								14 JESUS	33	7.66	5.17			
								14 JESUS	33	7.66	5.17			

18	CHILI5	13.8	-4.99	-3.45	1.057
18	CHILI5	13.8	-4.99	-3.45	1.057
19	CHILI4	13.8	-16.00	-3.62	1.000
20	CHILI3	10.5	-10.00	-6.28	1.015
22	CHARCA6	33	-2.47	-2.38	
22	CHARCA6	33	-2.47	-2.38	
23	CHICON60	5.3	-2.85	-7.00	1.019
28	CHARCA4	33	-5.93	.74	
29	CHARCA123	33	-8.40	.32	
33	R.SECO	33	-1.69	-3.75	
33	R.SECO	33	-1.69	-3.75	
38	S.LAZARO	33	10.99	5.91	
38	S.LAZARO	33	10.99	5.91	

1	CHILI 60	10	1.019	-14.1	00.0	00.0	15.2	7.3
1	JESUS	33	.968	-13.0	00.0	00.0	00.0	00.0
5	JESUS_1	10	.973	-17.1	00.0	00.0	7.4	3.6
6	JESUS_2	10	.976	-16.8	00.0	00.0	7.4	3.6
7	P.INDUST	10	1.016	-16.7	00.0	00.0	30.0	9.9
8	CHILI5	13.8	.995	-9.0	10.0	7.5H	00.0	00.0
9	CHILI4	13.8	1.030	-8.2	16.0	4.7R	00.0	00.0
10	CHILI3	10.5	1.041	-8.3	10.0	7.2	00.0	00.0
11	CHARCA6	10.5	.990	-9.7	5.0	5.1R	00.0	00.0
12	CHARCA6	33	1.033	-11.6	00.0	00.0	00.0	00.0

12	CHILI 60	33	-7.60	-3.65	
12	CHILI 60	33	-7.60	-3.65	
9	SOCABAY	33	-13.61	-6.18	
12	CHILI 60	33	-7.42	-4.85	
12	CHILI 60	33	-7.42	-4.85	
15	JESUS_1	10	7.44	4.28	.958
16	JESUS_2	10	7.44	4.22	.958
42	PAUCARPAT	33	6.78	3.69	
42	PAUCARPAT	33	6.78	3.69	
14	JESUS	33	-7.44	-3.60	
14	JESUS	33	-7.44	-3.60	
11	P.INDUST	33	-7.73	-2.54	
11	P.INDUST	33	-7.73	-2.54	
11	P.INDUST	33	-14.58	-4.79	
12	CHILI 60	33	4.99	3.85	
12	CHILI 60	33	4.99	3.85	
12	CHILI 60	33	16.00	4.74	
12	CHILI 60	33	10.00	7.20	
22	CHARCA6	33	5.00	5.13	
12	CHILI 60	33	2.50	2.40	
12	CHILI 60	33	2.50	2.40	

ISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000  
 REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO DATE 03/01/93 TIME 00.00.03 PAGE  
 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A										L I N E - F L O W				
US	NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X MW	MVAR	X---LOAD---X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
23	CHICON60	5.3	1.025	-11.3	00.0	00.0	00.0	00.0	21	CHARCA6	10.5	-5.00	-4.80	1.079
24	CHICON50	5.3	1.025	-11.3	00.0	00.0	00.0	00.0	12	CHILI 60	33	2.85	7.26	
25	CHILI 50	33	1.024	-10.6	00.0	00.0	00.0	00.0	24	CHICON50	5.3	-2.85	-7.25	
26	CHILI2	10.5	1.010	-8.7	4.0	6.0	00.0	00.0	23	CHICON60	5.3	2.85	7.26	
27	CHILI1	5.3	1.003	-11.1	2.0	3.5	3.2	1.5	25	CHILI 50	33	-2.85	-7.26	
28	CHARCA4	33	1.031	-10.2	00.0	00.0	00.0	00.0	24	CHICON50	5.3	2.85	7.51	.970
									26	CHILI2	10.5	-4.00	-5.58	1.065
									27	CHILI1	5.3	1.15	-1.93	1.037
									25	CHILI 50	33	4.00	6.00	
									25	CHILI 50	33	-1.15	1.97	

CA123	33	1.028	-10.7	00.0	00.0	00.0	00.0
CA12	5.3	1.020	-9.5	1.7	1.4R	00.0	00.0
CA3	5.3	1.000	-8.2	3.6	-.2R	00.0	00.0
CA4	5.3	1.000	-8.4	9.3	-1.5R	00.0	00.0
CO	33	1.038	-12.1	00.0	00.0F	13.2	4.3
CO	00	1.036	-12.2	00.0	00.0	00.0	00.0
CO	138	.965	-9.0	00.0	00.0	00.0	00.0
CO	10	1.032	-12.9	00.0	00.0	10.8	3.5
VERDE	10	.957	-11.5	00.0	00.0	12.0	3.9

12 CHILI	60	33	6.06	-.61
29 CHARCA123	33	3.25	-1.17	
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.59	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.59	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.59	1.025
12 CHILI	60	33	8.53	-.17
28 CHARCA4	33	-3.23	1.17	
30 CHARCA12	5.3	-1.70	-1.31	1.025
31 CHARCA3	5.3	-3.60	.31	1.025
29 CHARCA123	33	1.70	1.37	
29 CHARCA123	33	3.60	-.15	
28 CHARCA4	33	3.10	-.49	
28 CHARCA4	33	3.10	-.49	
28 CHARCA4	33	3.10	-.49	
12 CHILI	60	33	1.74	3.80
12 CHILI	60	33	1.74	3.80
34 R.SECCO	00	-16.68	-11.94	
33 R.SECCO	33	16.68	11.87	
35 R.SECCO	138	-27.46	-15.56	
36 R.SECCO	10	10.78	3.69	
5 SOCABAY	138	-27.46	-17.67	
34 R.SECCO	00	27.46	17.67	.900
34 R.SECCO	00	-10.78	-3.54	
6 C.VERDE	138	-12.00	-3.94	

ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000' DATE 03/01/93 TIME 00.00.04 PAGE  
POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A ----- X ----- L I N E - F L O W -----

NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
			MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS					
LAZARO	33	1.006	-12.2	00.0	00.0	00.0	00.0						
								12 CHILI	60	33	-10.94	-5.83	
								12 CHILI	60	33	-10.94	-5.83	
								39 SUCRE	33	5.63	2.85		
								40 S.LAZARO	10	5.42	2.94	.958	
								40 S.LAZARO	10	5.42	2.94	.958	
								40 S.LAZARO	10	5.42	2.94	.958	
RE	33	1.003	-12.2	00.0	00.0	00.0	00.0						
								38 S.LAZARO	33	-5.61	-2.92		
								41 SUCRE	10	5.61	2.92	.975	
LAZARO	10	1.026	-14.8	00.0	00.0	16.3	7.9						
								38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
								38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
								38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
RE	10	1.014	-13.8	00.0	00.0	5.6	2.7						
								39 SUCRE	33	-5.61	-2.72		
CARPAT	33	.944	-13.8	00.0	00.0	00.0	00.0						
								14 JESUS	33	-6.66	-3.53		
								14 JESUS	33	-6.66	-3.53		
								43 PAUCARPAT	10	6.66	3.53	.950	
								43 PAUCARPAT	10	6.66	3.53	.950	
CARPAT	10	.976	-15.8	00.0	00.0	13.3	6.4						
								42 PAUCARPAT	33	-6.66	-3.22		
								42 PAUCARPAT	33	-6.66	-3.22		
AREA TOTALS				194.6	105.0	189.7	69.8	00.0					

SOLUTION TIME 1.15 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.45 CPU SECONDS.

TITLE ----- 'SISTEMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

'CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20C' COMMENT 1 ADDED

'ALTERNATIVA C: L.T. P.INDUST.-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20C' COMMENT 2 ADDED

'CONTINGENCIA : L.T. SOCABAYA -P.INDUSTRIAL 33KV - SEAL 20C' COMMENT 3 ADDED

LISTING OF REMARKS APPLICABLE TO THIS CASE.

\*\*\*\*\*
CASO DE MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA - OPERACION NORMAL - SEAL 20C \* 1
ALTERNATIVA C: L.T. P.INDUST.-PAUCARPATA 33KV, OPER.NORMAL - SEAL 20C \* 2
CONTINGENCIA : L.T. SOCABAYA -P.INDUSTRIAL 33KV - SEAL 20C \* 3
\*\*\*\*\*

SEE CASE LINE AND TRANSFORMER DATA

ACTION FROM BUS TO BUS CKT/A R X MVAC TAP TMIN THAX SHIFT C-BUS RATINGS BSMVA

CONVERGENCE RECORD

Table with columns: MODES, P OK, ABS MM P, Q OK, ABS MM Q, ROLL SZ, REGULATED, BUSSES WITH LIMIT CHECKS, \*---INDICATES MORE BUSSES THAN SHOWN. Rows show convergence data for different bus configurations.

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

Table with columns: AREA IDENTIFICATION, NAME, BUS LINE GEN LTC PS, MW, MVAR, MVAR, MW, MVAR, MVAR, MVAR, STATIC, CHARGING. Shows system summary for SISO area.

LIMITS 1500 2500 500 500 25

X-----TOLERANCES-----X

Table with columns: ITERATIONS, MAXIMUM, ACTUAL, BUS ABS MM (PU), TOT ABS MM (PU), LTC, X-SYSTEM LOSSES-X. Shows tolerance and iteration data.

CONVERGENCE CRITERION -- TOTAL ABSOLUTE MISMATCH

Table with columns: ABSOLUTE MISMATCH, AVERAGE BUS MISMATCH. Shows convergence criteria values.

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW .950

Table with columns: NAME, VOLTS, NO. Shows low voltage summary for PAUCARPAT 33.

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

Table with columns: NAME, VOLTS, NO. Shows high voltage summary.

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

Table with columns: FROM BUS, TO BUS, FLOW, RATINGS, FROM BUS, TO BUS, FLOW, RATINGS. Shows monitored lines not within ratings.



B U S - D A T A										L I N E - F L O W					
BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH	
				MW	MVAR	MW	MVAR								
1	CHARCAS	13.8	1.030	.0	43.4	24.1	00.0	00.0	4	CHARCAS	138	43.36	24.07		
2	CHARCAS	13.8	1.030	.2	45.0	24.2R	00.0	00.0	4	CHARCAS	138	45.00	24.23		
3	CHARCAS	13.8	1.030	.2	45.0	24.2R	00.0	00.0	4	CHARCAS	138	45.00	24.23		
4	CHARCAS	138	1.010	-5.6	00.0	00.0	00.0	00.0	1	CHARCAS	13.8	-43.36	-18.76	1.029	
									2	CHARCAS	13.8	-45.00	-18.59	1.029	
									3	CHARCAS	13.8	-45.00	-18.59	1.029	
									5	SOCABAY	138	66.68	27.97		
									5	SOCABAY	138	66.68	27.97		
5	SOCABAY	138	.976	-8.3	00.0	00.0	33.7	4.8	4	CHARCAS	138	-65.70	-25.53		
									4	CHARCAS	138	-65.70	-25.53		
									6	C.VERDE	138	13.61	3.42		
									6	C.VERDE	138	13.61	3.42		
									9	SOCABAY	33	21.22	11.37	.913	
									9	SOCABAY	33	21.22	11.37	.913	
									35	R.SECO	138	28.02	16.69		
6	C.VERDE	138	.974	-8.5	00.0	00.0	00.0	00.0	5	SOCABAY	138	-13.60	-3.95		
									5	SOCABAY	138	-13.60	-3.95		
									7	S.JOSE	138	15.19	3.23		
									37	C.VERDE	10	12.00	4.67	1.000	
7	S.JOSE	138	.969	-9.3	00.0	00.0	3.0	1.5	6	C.VERDE	138	-15.16	-4.72		
									8	MOLLENDO	138	12.16	3.27		
8	MOLLENDO	138	.958	-10.3	00.0	00.0	12.1	5.9	7	S.JOSE	138	-12.10	-5.86		
9	SOCABAY	33	1.047	-10.7	00.0	00.0	00.0	00.0	5	SOCABAY	138	-21.22	-10.27		
									5	SOCABAY	138	-21.22	-10.27		
									10	SOCABAY	10	5.20	2.81	.982	
									11	P.INDUST	33	21.16	10.45		
									14	JESUS	33	8.04	3.64		
									14	JESUS	33	8.04	3.64		
10	SOCABAY	10	1.043	-13.2	00.0	00.0	5.2	2.5	9	SOCABAY	33	-5.20	-2.52		
11	P.INDUST	33	.966	-13.9	00.0	00.0	1.2	.4	9	SOCABAY	33	-20.05	-8.55		
									12	CHILI	60	33	-12.36	-5.83	
									12	CHILI	60	33	-12.36	-5.83	
									17	P.INDUST	10	7.72	3.22	.954	
									17	P.INDUST	10	7.72	3.22	.954	
									17	P.INDUST	10	14.58	6.08	.954	
									42	PAUCARPAT	33	6.75	3.64		
									42	PAUCARPAT	33	6.75	3.64		

B U S - D A T A										L I N E - F L O W						
BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SH		
				MW	MVAR	MW	MVAR									
12	CHILI	60	33	1.043	-12.2	00.0	00.0	00.0	00.0	11	P.INDUST	33	12.76	6.47		
										11	P.INDUST	33	12.76	6.47		
										13	CHILI	60	10	7.60	3.99	.950
										13	CHILI	60	10	7.60	3.99	.950
										14	JESUS	33	-.40	.79		
										14	JESUS	33	-.40	.79		

ILI 60	10	1.047	-14.3	00.0	00.0	15.2	7.3
SUS	33	1.011	-12.0	00.0	00.0	00.0	00.0
SUS_1	10	1.019	-15.7	00.0	00.0	7.4	3.6
SUS_2	10	1.022	-15.4	00.0	00.0	7.4	3.6
INDUST	10	.984	-18.4	00.0	00.0	30.0	9.9
IL15	13.8	.996	-9.2	10.0	7.5H	00.0	00.0
IL14	13.8	1.030	-8.5	16.0	4.7R	00.0	00.0
IL13	10.5	1.042	-8.6	10.0	7.2	00.0	00.0
ARCA6	10.5	.990	-9.9	5.0	5.1R	00.0	00.0
ARCA6	33	1.033	-11.9	00.0	00.0	00.0	00.0

18 CHIL15	13.8	-4.99	-3.44	1.057
18 CHIL15	13.8	-4.99	-3.44	1.057
19 CHIL14	13.8	-16.00	-3.55	1.000
20 CHIL13	10.5	-10.00	-6.28	1.015
22 CHARCA6	33	-2.47	-2.37	
22 CHARCA6	33	-2.47	-2.37	
23 CHICON60	5.3	-2.85	-7.00	1.019
28 CHARCA4	33	-5.93	.77	
29 CHARCA123	33	-8.40	.37	
33 R.SECO	33	-1.90	-3.50	
33 R.SECO	33	-1.90	-3.50	
38 S.LAZARO	33	10.99	5.91	
38 S.LAZARO	33	10.99	5.91	

12 CHILI 60	33	-7.60	-3.65	
12 CHILI 60	33	-7.60	-3.65	
9 SOCABAY	33	-7.84	-3.37	
9 SOCABAY	33	-7.84	-3.37	
12 CHILI 60	33	.40	-.82	
12 CHILI 60	33	.40	-.82	
15 JESUS_1	10	7.44	4.22	.958
16 JESUS_2	10	7.44	4.17	.958
14 JESUS	33	-7.44	-3.60	
14 JESUS	33	-7.44	-3.60	
11 P.INDUST	33	-7.72	-2.54	
11 P.INDUST	33	-7.72	-2.54	
11 P.INDUST	33	-14.58	-4.79	
12 CHILI 60	33	4.99	3.85	
12 CHILI 60	33	4.99	3.85	
12 CHILI 60	33	16.00	4.66	
12 CHILI 60	33	10.00	7.20	
22 CHARCA6	33	5.00	5.10	
12 CHILI 60	33	2.50	2.38	

A ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000' DATE 03/01/93 TIME 00.00.03 PAGE  
 OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SISO 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A										L I N E - F L O W				
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD----X		CAP/REAC	TO	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF	
ICON60	5.3	1.025	-11.5	00.0	00.0	00.0	00.0	12 CHILI 60	33	2.50	2.38			
								21 CHARCA6	10.5	-5.00	-4.77	1.079		
ICON50	5.3	1.025	-11.5	00.0	00.0	00.0	00.0	12 CHILI 60	33	2.85	7.26			
								24 CHICON50	5.3	-2.85	-7.26			
ILI 50	33	1.024	-10.8	00.0	00.0	00.0	00.0	23 CHICON60	5.3	2.85	7.26			
								25 CHILI 50	33	-2.85	-7.26			
IL12	10.5	1.010	-8.9	4.0	6.0	00.0	00.0	24 CHICON50	5.3	2.85	7.51	.970		
								26 CHIL12	10.5	-4.00	-5.58	1.065		
								27 CHIL11	5.3	1.15	-1.93	1.037		
IL11	5.3	1.004	-11.4	2.0	3.5	3.2	1.5	25 CHILI 50	33	4.00	6.00			
								25 CHILI 50	33	-1.15	1.97			
ARCA4	33	1.031	-10.5	00.0	00.0	00.0	00.0	12 CHILI 60	33	6.06	-.64			

CHARCA123	33	1.028	-11.0	00.0	00.0	00.0	00.0
CHARCA12	5.3	1.020	-9.8	1.7	1.4R	00.0	00.0
CHARCA3	5.3	1.000	-8.5	3.6	-.2R	00.0	00.0
CHARCA4	5.3	1.000	-8.7	9.3	-1.5R	00.0	00.0
R.SECCO	33	1.037	-12.2	00.0	00.0F	13.2	4.3
R.SECCO	00	1.036	-12.3	00.0	00.0	00.0	00.0
R.SECCO	138	.963	-9.1	00.0	00.0	00.0	00.0
R.SECCO	10	1.031	-13.1	00.0	00.0	10.8	3.5

29 CHARCA123	33	3.25	-1.18	
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.61	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.61	1.025
32 CHARCA4	5.3	-3.10	.61	1.025
12 CHILI	60 33	8.53	-.22	
28 CHARCA4	33	-3.23	1.18	
30 CHARCA12	5.3	-1.70	-1.30	1.025
31 CHARCA3	5.3	-3.60	.33	1.025
29 CHARCA123	33	1.70	1.36	
29 CHARCA123	33	3.60	-.17	
28 CHARCA4	33	3.10	-.51	
28 CHARCA4	33	3.10	-.51	
28 CHARCA4	33	3.10	-.51	
12 CHILI	60 33	1.95	3.54	
12 CHILI	60 33	1.95	3.54	
34 R.SECCO	00	-17.10	-11.41	
33 R.SECCO	33	17.10	11.35	
35 R.SECCO	138	-27.87	-15.04	
36 R.SECCO	10	10.78	3.69	
5 SOCABAY	138	-27.88	-17.16	
34 R.SECCO	00	27.87	17.16	.900
34 R.SECCO	00	-10.78	-3.54	

EMA ELECTRICO SUR OESTE - ANNO 2000'

DATE 03/01/93 TIME 00.00.04 PAGE

OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, SIS0 4 ITERATIONS, SWING BUS IS 1.

B U S - D A T A								L I N E - F L O W					
NAME	VOLTS	ANGLE	X--GENERATION--X		X----LOAD---- <th rowspan="2">CAP/REAC</th> <th rowspan="2">TO BUS</th> <th rowspan="2">NAME</th> <th rowspan="2">MW</th> <th rowspan="2">MVAR</th> <th rowspan="2">TAP</th> <th rowspan="2">SHIF</th>		CAP/REAC	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIF
			MW	MVAR	MW	MVAR							
C.VERDE	10	.955	-11.6	00.0	00.0	12.0	3.9	6 C.VERDE	138	-12.00	-3.94		
S.LAZARO	33	1.006	-12.4	00.0	00.0	00.0	00.0	12 CHILI	60 33	-10.94	-5.83		
								12 CHILI	60 33	-10.94	-5.83		
								39 SUCRE	33	5.63	2.85		
								40 S.LAZARO	10	5.42	2.94	.958	
								40 S.LAZARO	10	5.42	2.94	.958	
								40 S.LAZARO	10	5.42	2.94	.958	
SUCRE	33	1.004	-12.4	00.0	00.0	00.0	00.0	38 S.LAZARO	33	-5.61	-2.92		
								41 SUCRE	10	5.61	2.92	.975	
S.LAZARO	10	1.026	-15.0	00.0	00.0	16.3	7.9	38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
								38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
								38 S.LAZARO	33	-5.42	-2.63		
SUCRE	10	1.015	-14.1	00.0	00.0	5.6	2.7	39 SUCRE	33	-5.61	-2.72		
PAUCARPAT	33	.948	-14.5	00.0	00.0	00.0	00.0	11 P.INDUST	33	-6.66	-3.53		
								11 P.INDUST	33	-6.66	-3.53		
								43 PAUCARPAT	10	6.66	3.53	.950	
								43 PAUCARPAT	10	6.66	3.53	.950	
PAUCARPAT	10	.979	-16.6	00.0	00.0	13.3	6.4	42 PAUCARPAT	33	-6.66	-3.22		
								42 PAUCARPAT	33	-6.66	-3.22		
AREA TOTALS				195.0	106.2	189.7	69.8	00.0					

SOLUTION TIME 1.10 CPU SECONDS.  
TOTAL TIME 4.23 CPU SECONDS.

# ANALISIS DE CORTO CIRCUITO EN 33 kV S E A L

.....

ANNO                      REGIMEN                      ALTERNATIVA                      PAG.

.....

NOOO= 9 SOCAB33 TENSION= 33 KV ZD= .24451 J 1.58292 ZH= 1.77316 J 9.46875 ZH/ZD= 6.01448 RA= 0 OHMS

				13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
				11.8	-81.2	674.3	81.2	4.4	-79.8	4.4	-79.8		
HOMBRE	HR	HOMBRE	H										
INDUS33	9	SOCAB33	0	1.28	-68.77	73.26	68.77	.8	75.3	1.5	-80.3		
INDUS33	9	SOCAB33	1	1.28	-68.77	73.26	68.77	.8	-75.3	1.5	-80.3		
JESUS33	9	SOCAB33	0	1.03	-65.40	58.85	65.40	.5	-71.0	.7	-78.9		
JESUS33	9	SOCAB33	1	1.03	-65.40	58.85	65.40	.5	-71.0	.7	-78.9		
PAUCA33	9	SOCAB33	0	.00	42.54	.00	-42.54	.0	43.9	.0	.0		
PAUCA33	9	SOCAB33	1	.00	42.54	.00	-42.54	.0	43.9	.0	.0		
SOCA138	9	SOCAB33	0	3.70	-89.88	211.39	89.88	.9	-88.5	.0	.0		
SOCA138	9	SOCAB33	1	3.70	-89.88	211.39	89.88	.9	-88.5	.0	.0		
SOCAB10	9	SOCAB33	0	.00	.00	.00	.00	.0	.0	.0	.0		

.....

NOOO= 10 SOCAB10 TENSION= 10 KV ZD= .24451 J 10.90292 ZH=\*\*\*\*\* J\*\*\*\*\* ZH/ZD=\*\*\*\*\* RA= 0 OHMS

				13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)

5.7 -88.7 99.0 88.7

.0 -45.0 .0 -45.0

NOMBRE NR NOMBRE M  
SOCAB33 10 SOCAB10 0

5.72 -88.72 99.03 88.72

.0 -45.0 .0 .0

DO= 11 INDUS33 TENSION= 33 KV ZD= .63494 J 1.94646 ZH= .06024 J 1.91598 ZH/ZD= .93627 RA= 0 OHMS

13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
9.2	-71.9	527.5	71.9	9.5	-77.1	9.5	-77.1	9.73	-82.55

NOMBRE NR NOMBRE M  
SOCAB33 11 INDUS33 0

2.05 -75.11 117.18 75.11

1.5 -79.7 .2 -68.0

.20 -73.45

SOCAB33 11 INDUS33 1

2.05 -75.11 117.18 75.11

1.5 -79.7 .2 -68.0

.20 -73.45

CHI6033 11 INDUS33 0

2.57 -69.40 146.90 69.40

2.0 -74.0 .7 -69.7

.72 -75.17

CHI6033 11 INDUS33 1

2.57 -69.40 146.90 69.40

2.0 -74.0 .7 -69.7

.72 -75.17

INDUS10 11 INDUS33 0

.00 .00 .00 .00

.0 .0 .0 .0

.00 .00

11 INDUS33 0

.00 .00 .00 .00

.7 -78.9 2.1 -78.9

2.19 -84.35

INDUS10 11 INDUS33 1

.00 .00 .00 .00

.0 .0 .0 .0

.00 .00

11 INDUS33 1

.00 .00 .00 .00

.7 -78.9 2.1 -78.9

2.19 -84.35

INDUS10 11 INDUS33 2

.00 .00 .00 .00

.0 .0 .0 .0

.00 .00

11 INDUS33 2

.00 .00 .00 .00

1.1 -78.9 3.4 -78.9

3.52 -84.35

\*\*\*\*\*

DO= 17 INDUS10 TENSION= 10 KV ZD= .63494 J 4.51927 ZH=\*\*\*\*\* J\*\*\*\*\* ZH/ZD=\*\*\*\*\* RA= 0 OHMS

13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
13.7	-82.0	236.7	82.0	.0	-45.0	.0	-45.0		

\*\*\*\*\*

NNO REGIMEN ALTERNATIVA PAG.

NOMBRE NR NOMBRE M

INDUS33 17 INDUS10 0 3.52 -82.00 60.89 82.00

1 INDUS33 17 INDUS10 1 3.52 -82.00 60.89 82.00 .0 -45.0 .0 .0  
 1 INDUS33 17 INDUS10 2 6.63 -82.00 114.88 82.00 .0 -45.0 .0 .0  
 .0 -45.0 .0 .0

\*\*\*\*\*

MOOD= 12 CHI6033 TENSION= 33 KV ZO= .24406 J 1.21957 ZH= .04292 J 1.13217 ZH/ZO= .91094 RA= 0 OHMS

		13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		15.2	-78.7	868.3	78.7						
						15.7	-81.5	15.7	-81.5		
										16.20	-84.59
NOMBRE	NR NOMBRE M										
INDUS33	12 CHI6033 0	1.04	-77.57	59.52	77.57						
						.9	-79.4	.6	-75.6		
										.64	-78.68
INDUS33	12 CHI6033 1	1.04	-77.57	59.52	77.57						
						.9	-79.4	.6	-75.6		
										.64	-78.68
JESUS33	12 CHI6033 0	.84	-74.20	47.81	74.20						
						.6	-76.8	.2	-73.9		
										.18	-76.95
JESUS33	12 CHI6033 1	.84	-74.20	47.81	74.20						
						.6	-76.8	.2	-73.9		
										.18	-76.95
CHAR633	12 CHI6033 0	.32	-87.05	18.25	87.05						
						.2	-89.9	.0	-159.5		
										.00	-162.54
CHAR633	12 CHI6033 1	.32	-87.05	18.25	87.05						
						.2	-89.9	.0	-159.5		
										.00	-162.54
SECO_33	12 CHI6033 0	2.41	-66.60	137.50	66.60						
						2.0	-70.0	.9	-72.6		
										.97	-75.64
SECO_33	12 CHI6033 1	2.41	-66.60	137.50	66.60						
						2.0	-70.0	.9	-72.6		
										.97	-75.64
LAZAR33	12 CHI6033 0	.00	.00	.00	.00						
						.0	20.0	.0	20.0		
										.00	16.94
LAZAR33	12 CHI6033 1	.00	.00	.00	.00						
						.0	20.0	.0	20.0		
										.00	16.94
CHAR433	12 CHI6033 0	.55	-84.24	31.53	84.24						
						.4	-87.1	.0	-159.3		
										.00	-162.32
CHAR123	12 CHI6033 0	.83	-84.59	47.66	84.59						
						.6	-87.4	.0	-159.3		
										.00	-162.35
CHI6010	12 CHI6033 0	.00	.00	.00	.00						
						.0	.0	.0	.0		
										.00	.00
CHIL513	12 CHI6033 0	.59	-90.00	33.89	90.00						
						.4	-92.9	.0	.0		
										.00	.00
	12 CHI6033 0	.00	.00	.00	.00						
						.7	-83.7	2.1	-83.7		
										2.16	-86.76
CHIL513	12 CHI6033 1	.59	-90.00	33.89	90.00						
						.4	-92.9	.0	.0		
										.00	.00
	12 CHI6033 1	.00	.00	.00	.00						





\*\*\*\*\*  
 000= 39 SUCRE33 TENSION= 33 KV ZD= .81806 J 1.65357 ZH= 1.42042 J 3.94217 ZH/ZD= 2.27132 RA= 0 OHMS

		I3		PSC		I1		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		10.2	-63.7	585.4	63.7						
						7.2	-67.1	7.2	-67.1		
NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
LAZAR33	39	SUCRE33	0	10.24	-63.68	585.41	63.68				
						7.2	-67.1	7.2	-67.1		
SUCRE10	39	SUCRE33	0	.00	.00	.00	.00				
						.0	.0	.0	.0		

\*\*\*\*\*  
 000= 41 SUCRE10 TENSION= 10 KV ZD= .81806 J 6.95357 ZH=\*\*\*\*\* J\*\*\*\*\* ZH/ZD=\*\*\*\*\* RA= 0 OHMS

		I3		PSC		I1		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		8.9	-83.3	154.3	83.3						
						.0	-45.0	.0	-45.0		
NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
SUCRE33	41	SUCRE10	0	8.91	-83.29	154.25	83.29				
						.0	-45.0	.0	.0		

\*\*\*\*\*  
 000= 14 JESUS33 TENSION= 33 KV ZD= .82896 J 2.13987 ZH= 2.06390 J10.59881 ZH/ZD= 4.70532 RA= 0 OHMS

		I3		PSC		I1		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		8.2	-68.8	470.6	68.8						
						3.7	-76.0	3.7	-76.0		
NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
SOCAB33	14	JESUS33	0	1.95	-71.63	111.61	71.63				
						.8	-77.8	.7	-75.5		
SOCAB33	14	JESUS33	1	1.95	-71.63	111.61	71.63				
						.8	-77.8	.7	-75.5		
CH16033	14	JESUS33	0	2.17	-66.30	123.95	66.30				
						1.0	-74.4	1.1	-76.2		
CH16033	14	JESUS33	1	2.17	-66.30	123.95	66.30				
						1.0	-74.4	1.1	-76.2		
JESU110	14	JESUS33	0	.00	.00	.00	.00				
						.0	.0	.0	.0		
JESU210	14	JESUS33	0	.00	.00	.00	.00				
						.0	.0	.0	.0		

\*\*\*\*\*  
 000= 15 JESU110 TENSION= 10 KV ZD= .82896 J11.57987 ZH=\*\*\*\*\* J\*\*\*\*\* ZH/ZD=\*\*\*\*\* RA= 0 OHMS

		I3		PSC		I1		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		5.4	-85.9	93.0	85.9						
						.0	-45.0	.0	-45.0		
NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
JESUS33	15	JESU110	0	5.37	-85.91	93.03	85.91				

DOO= 16 JESU210 TENSION= 10 KV ZD= .82896 J11.57987 ZH=\*\*\*\*\* J\*\*\*\*\* ZH/ZD=\*\*\*\*\* RA= 0 OHMS

ANHO REGIMEN ALTERNATIVA PAG.

		13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		5.4	-85.9	93.0	85.9	.0	-45.0	.0	-45.0		
NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
JESUS33	16	JESU210	0	5.37	-85.91	93.03	85.91	.0	-45.0	.0	.0

DOO= 42 PAUCA33 TENSION= 33 KV ZD= 1.26701 J 3.11242 ZH= 3.35116 J14.90175 ZH/ZD= 4.54523 RA= 0 OHMS

		13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		5.6	-67.8	321.4	67.8	2.6	-74.4	2.6	-74.4		
NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
SOCAB33	42	PAUCA33	0	2.81	-67.85	160.69	67.85	1.3	-74.4	1.3	-74.4
SOCAB33	42	PAUCA33	1	2.81	-67.85	160.69	67.85	1.3	-74.4	1.3	-74.4
PAUCA10	42	PAUCA33	0	.00	.00	.00	.00	.0	.0	.0	.0
PAUCA10	42	PAUCA33	1	.00	.00	.00	.00	.0	.0	.0	.0

DOO= 43 PAUCA10 TENSION= 10 KV ZD= 1.26701 J 6.45083 ZH=\*\*\*\*\* J\*\*\*\*\* ZH/ZD=\*\*\*\*\* RA= 0 OHMS

		13		PSC		11		3*1H1		3*1H2P	
		(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
		9.5	-78.9	164.3	78.9	.0	-45.0	.0	-45.0		
NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
PAUCA33	43	PAUCA10	0	5.97	-78.89	103.48	78.89	.0	-45.0	.0	.0
PAUCA33	43	PAUCA10	1	3.51	-78.89	60.80	78.89	.0	-45.0	.0	.0



	DIST.MINIMA AL TERRENO	1126.00	2680.44	TERRENO	10.21	7.00	3.21	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	1127.66	2679.98	TERRENO	10.46	7.00	3.46	
	PUNTO CRITICO	1126.00	2680.44	TERRENO	10.21	7.00	3.21	
1	10.80 (ANGULO DE LINEA= 2.07 G.SEXAG)	1156.37	2676.20	.....				10

ICACION DE ALTURA LIBRE

CTD:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

CTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 337.87 DESNIVEL EQUIVALENTE= 8.75 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 337.87

ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1641.86 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 2001.92

TESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

HORIZONTAL KG:	713.9	:	573.0	:	1213.1	:
TANGENCIAL KG:	718.1	:	577.8	:	1220.5	:

RUCTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.	NUMERO	ANGULO				
RO:ALTA:	VEL	-----	ACUMULADO	COTA	-----	BAJO LINEA	PROGRESIVO	LINEA				
: M	: M	: M	EDS MAXIMA	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	DIF.	M	ESTRUCTURA	SEXAG.

1	10.80 (ANGULO DE LINEA= 2.07 G.SEXAG)	1156.37	2676.20	.....				10
)	337.87 -8.75 6.98 8.70							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	1160.48	2676.30	TERRENO	10.17	7.00	3.17	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	1325.30	2631.88	TERRENO	42.04	7.00	35.04	
	PUNTO CRITICO	1160.48	2676.30	TERRENO	10.17	7.00	3.17	
1	10.80 (ANGULO DE LINEA= 6.42 G.SEXAG)	1494.24	2667.45	.....				11

ICACION DE ALTURA LIBRE

CTD:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

CTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 81.76 DESNIVEL EQUIVALENTE= 11.16 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 81.76

ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 877.41 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1939.75

TESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

HORIZONTAL KG:	713.9	:	306.2	:	1175.4	:
TANGENCIAL KG:	722.6	:	311.3	:	1190.0	:

RUCTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.	NUMERO	ANGULO				
RO:ALTA:	VEL	-----	ACUMULADO	COTA	-----	BAJO LINEA	PROGRESIVO	LINEA				
: M	: M	: M	EDS MAXIMA	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	DIF.	M	ESTRUCTURA	SEXAG.

1	10.80 (ANGULO DE LINEA= 6.42 G.SEXAG)	1494.24	2667.45	.....				11
)	81.76 11.16 .41 .96							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	1549.00	2675.11	TERRENO	9.76	7.00	2.76	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	1535.12	2671.57	TERRENO	11.30	7.00	4.30	
	PUNTO CRITICO	1549.00	2675.11	TERRENO	9.76	7.00	2.76	
1	10.80 (ANGULO DE LINEA= 11.07 G.SEXAG)	1576.00	2678.61	.....				12

ICACION DE ALTURA LIBRE

CTD:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

CTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 143.14 DESNIVEL EQUIVALENTE= 7.38 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 143.14

ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1168.06 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1960.01

TESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

HORIZONTAL KG:	713.9	:	407.7	:	1187.7	:
TANGENCIAL KG:	716.6	:	410.2	:	1192.3	:

STRUCTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.	NUMERO	ANGULO	
PERO:ALTIMETRO	ALTIMETRO	VEL	EDS MAXIMA	ACUMULADO	COTA	BAJO LINEA	PROGRESIVO	LINEA	
M	M	M	M	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	
						DIF.	M	ESTRUCTURA	
								SEXAG.	
- 1	10.80	(ANGULO DE LINEA= 11.07	6.SEXAG)	1576.00	2678.61			12	
2 )	143.14	7.38	1.25	2.20					
		DIST.MINIMA AL TERRENO		1643.13	2681.89	TERRENO	8.79	7.00	1.79
		PUNTO A MITAD DEL VANO		1647.57	2682.11	TERRENO	8.79	7.00	1.79
				1630.00	2681.26	CAMINO	8.87	7.50	1.37
				1660.00	2682.71	CAMINO	8.90	7.50	1.40
				1690.00	2684.14	CAMINO	9.72	7.50	2.22
		PUNTO CRITICO		1630.00	2681.26	CAMINO	8.87	7.50	1.37
- 1	10.80	(ANGULO DE LINEA= 44.07	6.SEXAG)	1719.14	2685.99			13	

IFICACION DE ALTURA LIBRE

ECTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

UCTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 143.87 DESNIVEL EQUIVALENTE= 2.13 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 143.87

METRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1171.09 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1960.99

OTESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

DO HORIZONTAL KG;	713.9	;	408.7	;	1188.3	;
DO TANGENCIAL KG;	714.8	;	409.9	;	1189.9	;

STRUCTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.	NUMERO	ANGULO	
PERO:ALTIMETRO	ALTIMETRO	VEL	EDS MAXIMA	ACUMULADO	COTA	BAJO LINEA	PROGRESIVO	LINEA	
M	M	M	M	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	
						DIF.	M	ESTRUCTURA	
								SEXAG.	
- 1	10.80	(ANGULO DE LINEA= 44.07	6.SEXAG)	1719.14	2685.99			13	
3 )	143.87	2.13	1.27	2.21					
		DIST.MINIMA AL TERRENO		1760.96	2687.11	TERRENO	8.48	7.00	1.48
		PUNTO A MITAD DEL VANO		1791.07	2686.12	TERRENO	9.52	7.00	2.52
				1850.96	2687.70	CARRET.	10.36	9.00	1.36
		PUNTO CRITICO		1850.96	2687.70	CARRET.	10.36	9.00	1.36
- 1	10.80	(ANGULO DE LINEA= 11.24	6.SEXAG)	1863.01	2688.12			14	

IFICACION DE ALTURA LIBRE

ECTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

UCTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 242.17 DESNIVEL EQUIVALENTE= 10.44 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 436.80

METRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1466.70 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1984.32

OTESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

DO HORIZONTAL KG;	713.9	;	511.9	;	1202.4	;
DO TANGENCIAL KG;	717.6	;	515.9	;	1209.0	;

STRUCTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.	NUMERO	ANGULO	
PERO:ALTIMETRO	ALTIMETRO	VEL	EDS MAXIMA	ACUMULADO	COTA	BAJO LINEA	PROGRESIVO	LINEA	
M	M	M	M	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	
						DIF.	M	ESTRUCTURA	
								SEXAG.	
- 1	10.80	(ANGULO DE LINEA= 11.24	6.SEXAG)	1863.01	2688.12			14	
4 )	157.89	.58	1.52	2.13					
		DIST.MINIMA AL TERRENO		1956.58	2689.55	TERRENO	7.66	7.00	.66
		PUNTO A MITAD DEL VANO		1941.96	2689.23	TERRENO	7.86	7.00	.86
		PUNTO CRITICO		1956.58	2689.55	TERRENO	7.66	7.00	.66
- 2	10.20	(ANGULO DE LINEA= .00	6.SEXAG)	2020.90	2689.30			15	
5 )	278.91	15.03	4.76	6.64					

	DIST.MINIMA AL TERRENO	2054.08	2688.62	TERRENO	9.89	7.00	2.89
	PUNTO A MITAD DEL VANO	2160.35	2686.32	TERRENO	14.05	7.00	7.05
	PUNTO CRITICO	2054.08	2688.62	TERRENO	9.89	7.00	2.89
1	10.80 (ANGULO DE LINEA= .00 6.SEXAG)	2299.81	2703.73	.....			16

IFICACION DE ALTURA LIBRE

ECTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA  
 CTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM  
 EQUIVALENTE= 115.81 DESNIVEL EQUIVALENTE= 4.11 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 231.07  
 ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1052.36 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1953.55

TESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

HORIZONTAL KG:	713.9	:	367.3	:	1183.8	:
TANGENCIAL KG:	715.3	:	368.8	:	1186.3	:

RUCTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.:	NUMERO	ANGULO:
RO:ALTIMA:		VEL	-----	ACUMULADO	COTA	BAJO LINEA:	PROGRESIVO	LINEA
	M	M	EDS MAXIMA	M	M	SOBRE	REAL	REQUER

1	10.80 (ANGULO DE LINEA= .00 6.SEXAG)	2299.81	2703.73	.....				16
)	120.19 -5.83 .88 1.72							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	2334.96	2702.64	TERRENO	8.76	7.00	1.76	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	2359.91	2700.21	TERRENO	9.69	7.00	2.69	
	PUNTO CRITICO	2334.96	2702.64	TERRENO	8.76	7.00	1.76	
2	10.20 (ANGULO DE LINEA= .00 6.SEXAG)	2420.00	2698.50	.....				17
)	110.88 -.99 .75 1.46							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	2460.96	2699.47	TERRENO	7.50	7.00	.50	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	2475.44	2698.76	TERRENO	7.98	7.00	.98	
	PUNTO CRITICO	2460.96	2699.47	TERRENO	7.50	7.00	.50	
1	10.80 (ANGULO DE LINEA= 10.01 6.SEXAG)	2530.88	2696.91	.....				18

ICACION DE ALTURA LIBRE

CTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA  
 CTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM  
 EQUIVALENTE= 315.26 DESNIVEL EQUIVALENTE= 8.72 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 315.26  
 ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1607.19 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1998.48

TESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

HORIZONTAL KG:	713.9	:	560.9	:	1211.0	:
TANGENCIAL KG:	717.8	:	565.3	:	1217.9	:

RUCTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.:	NUMERO	ANGULO:
RO:ALTIMA:		VEL	-----	ACUMULADO	COTA	BAJO LINEA:	PROGRESIVO	LINEA
	M	M	EDS MAXIMA	M	M	SOBRE	REAL	REQUER

1	10.80 (ANGULO DE LINEA= 10.01 6.SEXAG)	2530.88	2696.91	.....				18
)	315.26 -8.72 6.08 7.74							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	2585.43	2691.20	TERRENO	10.57	7.00	3.57	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	2688.51	2682.76	TERRENO	12.85	7.00	5.85	
	PUNTO CRITICO	2585.43	2691.20	TERRENO	10.57	7.00	3.57	
1	10.80 (ANGULO DE LINEA= .00 6.SEXAG)	2846.14	2688.19	.....				19

ICACION DE ALTURA LIBRE

CTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA  
 CTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM  
 EQUIVALENTE= 184.38 DESNIVEL EQUIVALENTE= 8.74 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 728.67  
 ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1311.17 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1970.30

POTESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

RO HORIZONTAL KG: 713.9 ; 457.6 ; 1193.9 ;  
 RO TANGENCIAL KG: 716.9 ; 460.8 ; 1199.2 ;

STRUCTURA MERO	VANO ALTURA	DESNI- VEL	FLECHA EN M		PUNTO DEL PERFIL		ALTURA LIBRE (M)				CONSTRUCC. BAJO LINEA	NUMERO PROGRESIVO	ANGULO LINEA
			EDS	MAXIMA	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	DIF.			
- 19 )	10.80 204.90	(ANGULO DE LINEA= 9.21	.00 2.57	G.SEXAG) 4.01	2846.14	2688.19	.....					19	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			2930.70	2690.96	TERRENO	7.94	7.00	.94			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			2948.59	2691.53	TERRENO	8.06	7.00	1.06			
		PUNTO CRITICO			2930.70	2690.96	TERRENO	7.94	7.00	.94			
- 20 )	10.20 158.55	(ANGULO DE LINEA= 3.16	.00 1.54	G.SEXAG) 2.40	3051.04	2698.00	.....					20	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			3128.06	2699.53	TERRENO	7.81	7.00	.81			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			3130.31	2699.57	TERRENO	7.81	7.00	.81			
		PUNTO CRITICO			3130.31	2699.57	TERRENO	7.81	7.00	.81			
- 21 )	10.20 179.93	(ANGULO DE LINEA= 7.00	.00 1.98	G.SEXAG) 3.09	3209.59	2701.16	.....					21	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			3294.47	2704.06	TERRENO	7.53	7.00	.53			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			3299.56	2704.23	TERRENO	7.54	7.00	.54			
		PUNTO CRITICO			3294.47	2704.06	TERRENO	7.53	7.00	.53			
- 22 )	10.20 185.29	(ANGULO DE LINEA= 12.82	.00 2.10	G.SEXAG) 3.28	3389.52	2708.16	.....					22	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			3517.39	2716.50	TERRENO	7.89	7.00	.89			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			3482.17	2712.89	TERRENO	8.60	7.00	1.60			
		PUNTO CRITICO			3517.39	2716.50	TERRENO	7.89	7.00	.89			
- 23 )	10.80 95.00	(ANGULO DE LINEA= -0.95	26.74 0.55	G.SEXAG) 1.13	3574.81	2720.38	.....					23	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			3590.50	2721.30	TERRENO	9.10	7.00	2.10			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			3622.31	2720.03	TERRENO	9.55	7.00	2.55			
					3581.50	2721.32	CARRET.	9.50	9.00	.50	.00		
					3590.50	2721.30	CARRET.	9.10	9.00	.10	.00		
		PUNTO CRITICO			3590.50	2721.30	CARRET.	9.10	9.00	.10			
- 24 )	10.20 110.19	(ANGULO DE LINEA= -3.43	.00 0.74	G.SEXAG) 1.52	3669.81	2720.03	.....					24	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			3749.30	2719.06	TERRENO	7.47	7.00	.47			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			3724.91	2718.77	TERRENO	8.22	7.00	1.22			
					3673.29	2719.83	CAMINO	10.11	7.50	2.61	.00		
					3674.00	2721.00	CAMINO	8.88	7.50	1.38	.00		
		PUNTO CRITICO			3749.30	2719.06	TERRENO	7.47	7.00	.47			
- 25 )	10.20 95.00	(ANGULO DE LINEA= -0.95	.00 0.55	G.SEXAG) 1.13	3780.00	2716.60	.....					25	

IFICACION DE ALTURA LIBRE

ECTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

UCTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 104.71 DESNIVEL EQUIVALENTE= 2.12 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 312.31

METRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 999.83 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1951.40

POTESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

O HORIZONTAL KG: 713.9 ; 348.9 ; 1182.5 ;  
 O TANGENCIAL KG: 714.6 ; 349.9 ; 1183.8 ;

STRUCTURA MERO	VANO ALTURA	DESNI- VEL	FLECHA EN M		PUNTO DEL PERFIL		ALTURA LIBRE (M)				CONSTRUCC. BAJO LINEA	NUMERO PROGRESIVO	ANGULO LINEA
			EDS	MAXIMA	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	DIF.			
- 23 )	10.80 95.00	(ANGULO DE LINEA= -0.95	26.74 0.55	G.SEXAG) 1.13	3574.81	2720.38	.....					23	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			3590.50	2721.30	TERRENO	9.10	7.00	2.10			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			3622.31	2720.03	TERRENO	9.55	7.00	2.55			
					3581.50	2721.32	CARRET.	9.50	9.00	.50	.00		
					3590.50	2721.30	CARRET.	9.10	9.00	.10	.00		
		PUNTO CRITICO			3590.50	2721.30	CARRET.	9.10	9.00	.10			
- 24 )	10.20 110.19	(ANGULO DE LINEA= -3.43	.00 0.74	G.SEXAG) 1.52	3669.81	2720.03	.....					24	
		DIST.MINIMA AL TERRENO			3749.30	2719.06	TERRENO	7.47	7.00	.47			
		PUNTO A MITAD DEL VANO			3724.91	2718.77	TERRENO	8.22	7.00	1.22			
					3673.29	2719.83	CAMINO	10.11	7.50	2.61	.00		
					3674.00	2721.00	CAMINO	8.88	7.50	1.38	.00		
		PUNTO CRITICO			3749.30	2719.06	TERRENO	7.47	7.00	.47			
- 25 )	10.20 95.00	(ANGULO DE LINEA= -0.95	.00 0.55	G.SEXAG) 1.13	3780.00	2716.60	.....					25	

107.12	-1.11	.70	1.44							
	DIST.MINIMA AL TERRENO			3834.86	2715.71	TERRENO	9.08	7.00	2.08	
	PUNTO A MITAD DEL VANO			3833.56	2715.73	TERRENO	9.08	7.00	2.08	
	PUNTO CRITICO			3834.86	2715.71	TERRENO	9.08	7.00	2.08	
10.80	(ANGULO DE LINEA= 74.78 G.SEXAG)			3887.12	2714.89	.....				26

ACION DE ALTURA LIBRE

O:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

OR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

UIVALENTE= 136.22 DESNIVEL EQUIVALENTE= 4.87 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 1463.58

RO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1140.02 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1958.79

SIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

DRIZONTAL KG:	713.9	;	397.9	;	1187.0	;
ANGENCIAL KG:	715.6	;	399.7	;	1189.9	;

CTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.	NUMERO	ANGULO				
ALTIMETRIA	VELOCIDAD	VELOCIDAD	ACUMULADO	COTA	BAJO LINEA	PROGRESIVO	LINEA	ANGULO				
M	M	M	EDS MAXIMA	M	M	SOBRE	REAL	REQUER	DIF.	M	ESTRUCTURA	SEXAG.
10.80	(ANGULO DE LINEA= 74.78 G.SEXAG)	3887.12	2714.89	.....								26
	163.45 -3.39 1.63 2.93											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			3981.55	2713.51	TERRENO	7.36	7.00	.36			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			3968.85	2713.63	TERRENO	7.43	7.00	.43			
	PUNTO CRITICO			3981.55	2713.51	TERRENO	7.36	7.00	.36			
10.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	4050.57	2712.10	.....								27
	136.43 -2.30 1.14 2.04											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			4092.48	2712.39	TERRENO	7.47	7.00	.47			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			4118.79	2711.32	TERRENO	7.79	7.00	.79			
	PUNTO CRITICO			4092.48	2712.39	TERRENO	7.47	7.00	.47			
10.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	4187.00	2709.80	.....								28
	151.55 -2.70 1.40 2.52											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			4269.39	2708.62	TERRENO	7.41	7.00	.41			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			4262.77	2708.66	TERRENO	7.47	7.00	.47			
	PUNTO CRITICO			4269.39	2708.62	TERRENO	7.41	7.00	.41			
10.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	4338.55	2707.10	.....								29
	146.93 -1.90 1.32 2.37											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			4419.34	2706.50	TERRENO	7.41	7.00	.41			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			4412.01	2706.55	TERRENO	7.43	7.00	.43			
	PUNTO CRITICO			4466.50	2706.20	CAMINO	8.38	7.50	.88	.00		
	PUNTO CRITICO			4467.00	2707.05	CAMINO	7.55	7.50	.05	.00		
	PUNTO CRITICO			4467.00	2707.05	CAMINO	7.55	7.50	.05			
10.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	4485.48	2705.20	.....								30
	111.90 -4.20 .77 1.37											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			4544.69	2704.52	TERRENO	7.29	7.00	.29			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			4541.43	2704.63	TERRENO	7.30	7.00	.30			
	PUNTO CRITICO			4544.69	2704.52	TERRENO	7.29	7.00	.29			
10.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	4597.38	2701.00	.....								31
	149.25 -7.59 1.36 2.45											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			4695.07	2696.59	TERRENO	7.43	7.00	.43			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			4672.00	2696.87	TERRENO	8.09	7.00	1.09			
	PUNTO CRITICO			4695.07	2696.59	TERRENO	7.43	7.00	.43			
10.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	4746.63	2693.41	.....								32
	126.23 -9.51 .98 1.75											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			4788.15	2691.51	TERRENO	7.42	7.00	.42			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			4809.75	2687.65	TERRENO	9.45	7.00	2.45			
	PUNTO CRITICO			4788.15	2691.51	TERRENO	7.42	7.00	.42			
10.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	4872.86	2683.90	.....								33
	125.12 -4.14 .96 1.72											
	DIST.MINIMA AL TERRENO			4910.09	2683.07	TERRENO	8.36	7.00	1.36			
	PUNTO A MITAD DEL VANO			4935.42	2681.42	TERRENO	8.89	7.00	1.89			



		PUNTO CRITICO	4910.09	2683.07	TERRENO	8.36	7.00	1.36		
9	10.20 (ANGULO DE LINEA=	.00 6.SEXAG)	4977.98	2679.76	.....					34
4 )	119.87	-3.19 .88 1.58								
		DIST.MINIMA AL TERRENO	5051.73	2678.67	TERRENO	8.30	7.00	1.30		
		PUNTO A MITAD DEL VANO	5057.92	2678.47	TERRENO	8.32	7.00	1.32		
		PUNTO CRITICO	5051.73	2678.67	TERRENO	8.30	7.00	1.30		
10	10.20 (ANGULO DE LINEA=	.00 6.SEXAG)	5117.85	2676.57	.....					35
5 )	110.93	-4.29 .75 1.35								
		DIST.MINIMA AL TERRENO	5155.10	2675.04	TERRENO	9.09	7.00	2.09		
		PUNTO A MITAD DEL VANO	5173.31	2673.74	TERRENO	9.53	7.00	2.53		
		PUNTO CRITICO	5155.10	2675.04	TERRENO	9.09	7.00	2.09		
1	10.20 (ANGULO DE LINEA=	.00 6.SEXAG)	5228.78	2672.28	.....					36
)	121.92	-2.18 .91 1.63								
		DIST.MINIMA AL TERRENO	5263.01	2673.42	TERRENO	7.13	7.00	.13		
		PUNTO A MITAD DEL VANO	5289.74	2669.91	TERRENO	9.85	7.00	2.85		
			5237.31	2671.60	CARRET.	10.30	9.00	1.30	.00	
		PUNTO CRITICO	5263.01	2673.42	TERRENO	7.13	7.00	.13		
1	10.80 (ANGULO DE LINEA=	34.67 6.SEXAG)	5350.70	2669.50	.....					37

ICACION DE ALTURA LIBRE

CTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

CTDR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 133.48 DESNIVEL EQUIVALENTE= 1.38 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 133.48

ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1129.49 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1958.42

TESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

HORIZONTAL KG: 713.9 ; 394.2 ; 1186.8 ;  
TANGENCIAL KG: 714.5 ; 395.1 ; 1187.9 ;

RUCTURA ; VANO ; DESNI-; FLECHA EN M ; PUNTO DEL PERFIL ; ALTURA LIBRE (M) ;CONSTRUCC.; NUMERO ; ANGULO;  
RO;ALTURA; ; VEL ; ACUMULADO ; COTA ;BAJO LINEA;PROGRESIVO; LINEA ;  
; M ; M ; M ; EDS MAXIMA; M ; M ; SOBRE ; REAL ;REQUER; DIF. ; M ;ESTRUCTURA; SEXAG.;

1	10.80 (ANGULO DE LINEA=	34.67 6.SEXAG)	5350.70	2669.50	.....					37
)	133.48	-1.38 1.09 1.97								
		DIST.MINIMA AL TERRENO	5427.97	2668.92	TERRENO	8.66	7.00	1.66		
		PUNTO A MITAD DEL VANO	5417.44	2668.92	TERRENO	8.71	7.00	1.71		
		PUNTO CRITICO	5427.97	2668.92	TERRENO	8.66	7.00	1.66		
1	10.60 (ANGULO DE LINEA=	19.67 6.SEXAG)	5484.18	2668.32	.....					38

ICACION DE ALTURA LIBRE

CTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

CTDR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 50.98 DESNIVEL EQUIVALENTE= .70 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 50.98

ETRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 679.64 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1940.71

TESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

HORIZONTAL KG: 713.9 ; 237.2 ; 1176.0 ;  
TANGENCIAL KG: 714.1 ; 237.5 ; 1176.4 ;

RUCTURA ; VANO ; DESNI-; FLECHA EN M ; PUNTO DEL PERFIL ; ALTURA LIBRE (M) ;CONSTRUCC.; NUMERO ; ANGULO;  
RO;ALTURA; ; VEL ; ACUMULADO ; COTA ;BAJO LINEA;PROGRESIVO; LINEA ;  
; M ; M ; M ; EDS MAXIMA; M ; M ; SOBRE ; REAL ;REQUER; DIF. ; M ;ESTRUCTURA; SEXAG.;

1	10.60 (ANGULO DE LINEA=	19.67 6.SEXAG)	5484.18	2668.32	.....					38
)	50.98	-.70 .16 .48								
		DIST.MINIMA AL TERRENO	5526.97	2667.97	TERRENO	10.10	7.00	3.10		
		PUNTO A MITAD DEL VANO	5509.67	2666.47	TERRENO	11.62	7.00	4.62		



	DIST.MINIMA AL TERRENO	6046.70	2658.73	TERRENO	9.98	7.00	2.98	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6049.25	2658.72	TERRENO	9.98	7.00	2.98	
		6077.37	2658.69	POSTE.AP	10.41	9.00	1.41	.00
	PUNTO CRITICO	6077.37	2658.69	POSTE.AP	10.41	9.00	1.41	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	6094.25	2658.52	.....				44
)	90.00 -1.12 .49 1.04							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6129.58	2657.96	TERRENO	10.33	7.00	3.33	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6139.25	2657.74	TERRENO	10.38	7.00	3.38	
		6127.67	2658.00	POSTE.AP	10.34	9.00	1.34	.00
	PUNTO CRITICO	6127.67	2658.00	POSTE.AP	10.34	9.00	1.34	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	6184.25	2657.40	.....				45
)	102.58 -1.11 .64 1.35							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6245.71	2656.75	TERRENO	9.89	7.00	2.89	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6235.54	2656.78	TERRENO	9.92	7.00	2.92	
		6189.67	2657.15	POSTE.AP	11.12	9.00	2.12	.00
		6273.77	2656.51	POSTE.AP	10.52	9.00	1.52	.00
	PUNTO CRITICO	6273.77	2656.51	POSTE.AP	10.52	9.00	1.52	
11.20	(ANGULO DE LINEA= 4.07 G.SEXAG)	6286.83	2656.29	.....				46
)	70.77 .21 .31 .64							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6317.60	2656.67	TERRENO	10.28	7.00	3.28	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6322.21	2656.64	TERRENO	10.31	7.00	3.31	
		6303.50	2656.58	POSTE.AP	10.50	9.00	1.50	.00
		6333.40	2656.58	POSTE.AP	10.47	9.00	1.47	.00
	PUNTO CRITICO	6333.40	2656.58	POSTE.AP	10.47	9.00	1.47	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	6357.60	2656.50	.....				47
)	68.97 .40 .29 .61							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6391.91	2656.65	TERRENO	10.64	7.00	3.64	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6392.08	2656.65	TERRENO	10.64	7.00	3.64	
		6363.72	2656.60	POSTE.AP	10.94	9.00	1.94	.00
		6393.70	2656.66	POSTE.AP	10.64	9.00	1.64	.00
		6423.60	2656.89	POSTE.AP	11.09	9.00	2.09	.00
	PUNTO CRITICO	6393.70	2656.66	POSTE.AP	10.64	9.00	1.64	
11.20	(ANGULO DE LINEA= 3.41 G.SEXAG)	6426.57	2656.90	.....				48
)	100.00 -.57 .61 1.28							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6475.82	2656.50	TERRENO	10.03	7.00	3.03	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6476.57	2656.50	TERRENO	10.03	7.00	3.03	
		6453.57	2656.65	POSTE.AP	10.28	9.00	1.28	.00
		6483.47	2656.44	POSTE.AP	10.08	9.00	1.08	.00
		6513.47	2656.32	POSTE.AP	10.70	9.00	1.70	.00
	PUNTO CRITICO	6483.47	2656.44	POSTE.AP	10.08	9.00	1.08	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	6526.57	2656.33	.....				49
)	94.99 -.54 .55 1.16							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6579.57	2656.24	TERRENO	9.85	7.00	2.85	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6574.06	2656.23	TERRENO	9.87	7.00	2.87	
	PUNTO CRITICO	6579.57	2656.24	TERRENO	9.85	7.00	2.85	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .75 G.SEXAG)	6621.56	2655.79	.....				50
)	100.00 .42 .61 1.28							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6670.83	2655.83	TERRENO	10.09	7.00	3.09	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6671.56	2655.83	TERRENO	10.08	7.00	3.08	
	PUNTO CRITICO	6671.56	2655.83	TERRENO	10.08	7.00	3.08	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	6721.56	2656.21	.....				51
)	100.00 -.71 .61 1.28							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6772.36	2655.88	TERRENO	9.89	7.00	2.89	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6771.56	2655.89	TERRENO	9.89	7.00	2.89	
	PUNTO CRITICO	6771.56	2655.89	TERRENO	9.89	7.00	2.89	

IA

CTURA	VANO	DESNI-	FLECHA EN M	PUNTO DEL PERFIL	ALTURA LIBRE (M)	CONSTRUCC.	NUMERO	ANGULO:
:ALTIMA:		VEL	-----	ACUMULADO	COTA	BAJO LINEA	PROGRESIVO	LINEA :
: M :	M :	M :	EDS MAXIMA:	M :	M :	SOBRE :	REAL :	REQUER: DIF. :
						M :	ESTRUCTURA:	SEXAG.:
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	6821.56	2655.50	.....				52
)	94.89 -.34 .55 1.16							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6870.20	2655.50	TERRENO	9.87	7.00	2.87	

	PUNTO A MITAD DEL VANO	6869.00	2655.50	TERRENO	9.88	7.00	2.88	
	PUNTO CRITICO	6870.20	2655.50	TERRENO	9.87	7.00	2.87	
11.20	(ANGULO DE LINEA= 5.14 G.SEXAG)	6916.45	2655.16	.....				53
)	111.16 - .46 .76 1.59							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	6945.70	2656.05	TERRENO	8.96	7.00	1.96	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	6972.03	2655.08	TERRENO	9.46	7.00	2.46	
	PUNTO CRITICO	6945.70	2656.05	TERRENO	8.96	7.00	1.96	
11.20	(ANGULO DE LINEA= 4.26 G.SEXAG)	7027.61	2654.70	.....				54
)	120.00 - .70 .88 1.85							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	7087.69	2654.54	TERRENO	9.16	7.00	2.16	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	7087.61	2654.54	TERRENO	9.16	7.00	2.16	
	PUNTO CRITICO	7087.69	2654.54	TERRENO	9.16	7.00	2.16	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	7147.61	2654.00	.....				55
)	132.75 - .84 1.08 2.26							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	7214.56	2653.75	TERRENO	8.77	7.00	1.77	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	7213.98	2653.75	TERRENO	8.77	7.00	1.77	
	PUNTO CRITICO	7214.56	2653.75	TERRENO	8.77	7.00	1.77	
11.20	(ANGULO DE LINEA= 5.25 G.SEXAG)	7280.36	2653.16	.....				56
)	97.14 - .39 .58 1.21							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	7327.06	2653.03	TERRENO	9.93	7.00	2.93	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	7328.93	2653.02	TERRENO	9.93	7.00	2.93	
	PUNTO CRITICO	7327.06	2653.03	TERRENO	9.93	7.00	2.93	
11.20	(ANGULO DE LINEA= 4.54 G.SEXAG)	7377.50	2652.77	.....				57
)	71.64 - .36 .31 .66							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	7416.44	2652.47	TERRENO	10.65	7.00	3.65	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	7413.32	2652.47	TERRENO	10.66	7.00	3.66	
	PUNTO CRITICO	7416.44	2652.47	TERRENO	10.65	7.00	3.65	
11.20	(ANGULO DE LINEA= 2.67 G.SEXAG)	7449.14	2652.41	.....				58
)	95.00 .09 .55 1.16							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	7492.55	2652.26	TERRENO	10.25	7.00	3.25	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	7496.64	2652.24	TERRENO	10.25	7.00	3.25	
	PUNTO CRITICO	7492.55	2652.26	TERRENO	10.25	7.00	3.25	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	7544.14	2652.50	.....				59
)	94.36 - .49 .54 1.14							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	7597.55	2652.75	TERRENO	9.55	7.00	2.55	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	7591.32	2652.72	TERRENO	9.59	7.00	2.59	
	PUNTO CRITICO	7597.55	2652.75	TERRENO	9.55	7.00	2.55	
10.60	(ANGULO DE LINEA= 76.40 G.SEXAG)	7638.50	2652.61	.....				60

ACION DE ALTURA LIBRE

D:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

OR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

UIVALENTE= 125.31 DESNIVEL EQUIVALENTE= 4.11 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 614.84

RO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 1094.40 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1955.94

SIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

ORIZONTAL KG:	713.9	;	381.9	;	1185.2	;
ANGENCIAL KG:	715.3	;	383.5	;	1187.7	;

CTURA	: VANO	: DESNI-	: FLECHA EN M	: PUNTO DEL PERFIL	: ALTURA LIBRE (M)	:CONSTRUCC.:	NUMERO	: ANGULO:				
:ALTIMA:	: VEL	:-----	: ACUMULADO	: COTA	:-----	:BAJO LINEA:	PROGRESIVO	: LINEA :				
: M	: M	: M	: EDS MAXIMA:	: M	: M	: SOBRE	: REAL	:REQUER:	DIF. :	M	: ESTRUCTURA:	SEXAG.:

10.60	(ANGULO DE LINEA= 76.40 G.SEXAG)	7638.50	2652.61	.....				60
	138.16 3.59 1.17 2.18							
	DIST.MINIMA AL TERRENO	7691.00	2654.80	TERRENO	7.72	7.00	.72	
	PUNTO A MITAD DEL VANO	7707.58	2654.95	TERRENO	7.87	7.00	.87	
	PUNTO CRITICO	7647.90	2652.68	CARRET.	10.22	9.00	1.22	.00
	PUNTO CRITICO	7691.00	2654.80	TERRENO	7.72	7.00	.72	
11.20	(ANGULO DE LINEA= .00 G.SEXAG)	7776.66	2655.60	.....				61
	121.00 3.60 .90 1.67							

		DIST.MINIMA AL TERRENO	7847.03	2658.81	TERRENO	8.46	7.00	1.46	
		PUNTO A MITAD DEL VANO	7837.16	2658.42	TERRENO	8.51	7.00	1.51	
		PUNTO CRITICO	7847.03	2658.81	TERRENO	8.46	7.00	1.46	
3	11.20 (ANGULO DE LINEA=	.00 G.SEXAG)	7897.66	2659.20	.....				62
2	)	139.61 5.00 1.19 2.23							
		DIST.MINIMA AL TERRENO	7958.00	2662.00	TERRENO	8.37	7.00	1.37	
		PUNTO A MITAD DEL VANO	7967.46	2662.08	TERRENO	8.59	7.00	1.59	
		PUNTO CRITICO	7958.00	2662.00	TERRENO	8.37	7.00	1.37	
4	11.20 (ANGULO DE LINEA=	.00 G.SEXAG)	8037.27	2664.20	.....				63
3	)	110.00 4.40 .74 1.38							
		DIST.MINIMA AL TERRENO	8066.28	2666.82	TERRENO	8.67	7.00	1.67	
		PUNTO A MITAD DEL VANO	8092.27	2666.67	TERRENO	9.54	7.00	2.54	
		PUNTO CRITICO	8066.28	2666.82	TERRENO	8.67	7.00	1.67	
5	11.20 (ANGULO DE LINEA=	.00 G.SEXAG)	8147.27	2668.60	.....				64
4	)	106.07 3.36 .69 1.29							
		DIST.MINIMA AL TERRENO	8178.00	2670.80	TERRENO	8.92	7.00	1.92	
		PUNTO A MITAD DEL VANO	8200.30	2669.67	TERRENO	10.52	7.00	3.52	
		PUNTO CRITICO	8178.00	2670.80	TERRENO	8.92	7.00	1.92	
1	10.80 (ANGULO DE LINEA=	19.24 G.SEXAG)	8253.34	2672.36	.....				65

IFICACION DE ALTURA LIBRE

ECTO:LT.33 KV SOCABAYA-PAUCARPATA

UCTOR COND. AL - AL CALIBRE:250 MCM

EQUIVALENTE= 93.43 DESNIVEL EQUIVALENTE= 3.59 LONGITUD DEL TRAMO (M)= 186.52

METRO EDS(M)= 2045.50 PARAME.FLECHA MAX(M)= 942.18 PARAMETRO DE TIRO MAXIMO(M)= 1948.31

OTESIS= ;DIARIO DE TRABAJO(EDS); FLECHA MAXIMA ; TIRO MAXIMO ;

3	HORIZONTAL KG:	713.9	:	328.8	:	1180.6	:
3	TANGENCIAL KG:	715.2	:	330.1	:	1182.9	:

TRUCTURA ; VANO ; DESNI-; FLECHA EN M ; PUNTO DEL PERFIL ; ALTURA LIBRE (M) ;CONSTRUCC.; NUMERO ; ANGULO;  
 ERO;ALTURA; ; VEL ;-----; ACUMULADO ; COTA ;-----;BAJO LINEA;PROGRESIVO; LINEA ;  
 ; M ; M ; M ; EDS MAXIMA; M ; M ; SOBRE ; REAL ;REQUER; DIF. ; M ;ESTRUCTURA; SEXAG.;

1	10.80 (ANGULO DE LINEA=	19.24 G.SEXAG)	8253.34	2672.36	.....				65
5	)	90.00 3.54 .50 1.08							
		DIST.MINIMA AL TERRENO	8291.20	2674.93	TERRENO	8.67	7.00	1.67	
		PUNTO A MITAD DEL VANO	8298.34	2675.01	TERRENO	8.85	7.00	1.85	
		PUNTO CRITICO	8291.20	2674.93	TERRENO	8.67	7.00	1.67	
2	11.20 (ANGULO DE LINEA=	.00 G.SEXAG)	8343.34	2675.50	.....				66
5	)	96.52 3.62 .57 1.24							
		DIST.MINIMA AL TERRENO	8379.96	2676.31	TERRENO	10.60	7.00	3.60	
		PUNTO A MITAD DEL VANO	8391.60	2676.56	TERRENO	10.71	7.00	3.71	
		PUNTO CRITICO	8379.96	2676.31	TERRENO	10.60	7.00	3.60	
1	10.80 (ANGULO DE LINEA=	.00 G.SEXAG)	8439.86	2679.52	.....				67

SALIDA PROGRAMA : PCMEC

TABLA DE ESTRUCTURAS

MAX. DE INCLIN. DE CADENA(SG)= 55.00  
 EN UNA CADENA DE AISLADORES(KG)= 40.

MAX. NUMERO DE PESOS ADICIO.= 4

PESO DE UNA PESA ADICIONAL(KG)= 25.

FUERZA DE VIENTO SOBRE CADENA (VERIF. DE INCLI.) (KG)= 0.

ESTRUCTURA	ANGULO		VANO	DESNIVEL	FLECHAS EN M			VANO	VANO	VERIFICACION DE ANGULO DE GRAPA					OSCILACION DE CADENA	
	A	A			TE= 15.0	TE= 50.0	TE= 50.0			TEMP.C	VIENTO KG/M2	HIELO MM	TEMPER	VIENTO	HIELO	ANGULO
T	L	M	DE	ADELANTE	PV= .00	PV= .00			50.0	.00	.00	-10.0	17.00	.00		
I	T	D	A	ENTRE	HI= .00	HI= .00	VIENTO	PESO								
P	U	E	R	LINEA												
O	R	R		AMARRES	EDS	MAXIMA										
A	E	SG	M	M			M	M	KG	SG	KG	SG	SG	CANT.	PESO KG	SEXAG
BA1	10.80	.0000	154.0	4.47	2.31	3.07	77	-13	0	.00	400	2.19	2.19	0	.0	.0
S	10.20	.0000	140.0	4.50	2.25	2.73	147	137	402	5.50	400	1.66	3.58	0	.0	27.6
S	10.20	.0000	140.3	5.40	2.72	3.00	140	120	402	5.33	400	1.30	3.32	0	.0	29.1
S	10.20	.0000	119.7	-13.07	13.15	8.38	130	596	402	5.70	405	9.19	7.45	0	.0	9.0
S	10.20	.0000	138.0	-7.52	4.22	3.78	129	-42	401	-3.25	403	6.56	1.65	1	25.0	38.0
S	10.20	.0000	131.0	-3.31	1.70	2.24	135	43	400	.33	401	4.72	2.52	0	.0	39.5
S	10.20	.0000	147.0	-3.55	1.91	2.69	139	136	400	1.83	401	5.05	3.44	0	.0	26.9
S	10.20	.0000	128.9	-1.05	1.07	1.85	138	88	400	2.29	401	3.69	2.99	0	.0	32.2
S	10.20	.0000	57.4	-7.60	18.21	10.35	93	485	400	2.76	405	8.96	5.86	0	.0	7.8
BA1	10.80	2.0714	337.9	-8.75	7.60	9.20	198	-152	402	-6.11	582	7.32	.60	0	.0	.0
BA1	10.80	6.4233	81.8	11.16	19.56	9.16	209	-303	579	4.37	310	-5.14	-3.39	0	.0	.0
	10.80	11.0653	143.1	7.38	3.99	3.74	112	400	314	10.38	411	.53	5.46	0	.0	.0
A2	10.80	44.0653	143.9	2.13	1.48	2.32	133	259	413	6.42	412	2.64	4.53	0	.0	.0
	10.80	11.2358	157.9	.58	1.52	2.12	150	187	413	4.34	516	2.85	3.59	0	.0	.0
	10.20	.0000	278.9	15.03	7.71	8.74	218	78	516	3.27	516	2.33	2.80	0	.0	45.5
A1	10.80	.0000	120.2	-5.83	3.31	2.95	200	506	521	8.47	372	6.01	7.24	0	.0	.0
	10.20	.0000	110.9	-.99	.83	1.49	116	-10	370	.47	371	3.50	1.99	0	.0	51.6
	10.80	10.0094	315.3	-8.72	6.81	8.30	212	256	371	2.48	569	7.14	4.81	0	.0	.0
A1	10.80	.0000	204.9	9.21	4.63	5.31	260	54	566	3.99	461	1.87	2.93	0	.0	.0
	10.20	.0000	158.6	3.16	1.93	2.64	182	257	464	7.00	461	2.30	4.65	0	.0	23.0
	10.20	.0000	179.9	7.00	3.52	4.07	169	113	462	4.58	461	1.68	3.13	0	.0	34.1
	10.20	.0000	185.3	12.82	7.02	6.41	183	92	463	6.12	461	.06	3.09	0	.0	38.3
	10.80	26.7361	95.0	-.95	.65	1.17	136	380	465	7.96	352	3.27	5.61	0	.0	.0
	10.20	.0000	110.2	-3.43	1.74	1.99	103	171	352	2.13	353	4.91	3.52	0	.0	19.1
	10.20	.0000	107.1	-1.11	.81	1.48	109	41	352	1.35	353	3.63	2.49	0	.0	35.4

6 BA1	10.80	74.7833	163.4	-3.39	2.06	3.16	107	167	352	2.45	403	5.26	3.85	0	.0	.0
-------	-------	---------	-------	-------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	----

-----  
 TABLA DE ESTRUCTURAS  
 -----

ESTRUCTURA	ANGULO		VANO	DESNIVEL	FLECHAS EN M			VANO	VANO	VERIFICACION DE ANGULO DE GRAPA					OSCILACION DE CADENA		
	A	A			TE= 15.0	TE= 50.0	TEMP.C			VIENTO KG/M2	HIELO MM	TEMPER	VIENTO	HIELO	CONTRAPESOS	ANGULO	
U	T	L	M	DE	ADELANTE	PV=	PV=			50.0	.00	.00	-10.0	17.00	.00		
4	I	T	D	A	ENTRE	HI=	HI=	VIENTO	PESO								
E	P	U	E	R	LINEA					ANTERIOR	POSTERIOR	ANGULO					
R	O	R	R		AMARRES	EDS	MAXIMA			TIRO	ANGULO	TIRO	ANGULO	PROMEDI			
D	A	E	SG	M	M			M	M	KG	SG	KG	SG	SG	CANT.	PESO KG	SEXAG

7 S	10.20	.0000	136.4	-2.30	1.42	2.19	150	138	401	2.89	402	4.36	3.63	0	.0	28.2
3 S	10.20	.0000	151.6	-2.70	1.72	2.68	144	147	401	2.44	402	4.79	3.62	0	.0	26.9
9 S	10.20	.0000	146.9	-1.90	1.48	2.45	149	134	401	2.76	402	4.40	3.58	0	.0	28.9
0 S	10.20	.0000	111.9	-4.20	2.21	2.17	129	207	401	2.92	402	4.93	3.93	0	.0	20.0
1 S	10.20	.0000	149.3	-7.59	4.02	3.91	131	173	401	.64	404	6.62	3.63	0	.0	22.3
2 S	10.20	.0000	126.2	-9.51	6.82	5.00	138	215	401	.81	404	7.44	4.13	0	.0	20.7
3 S	10.20	.0000	125.1	-4.14	2.08	2.33	126	-6	401	-1.17	402	5.01	1.92	0	.0	51.1
4 S	10.20	.0000	119.9	-3.19	1.60	1.97	122	102	401	1.23	402	4.51	2.87	0	.0	27.8
5 S	10.20	.0000	110.9	-4.29	2.29	2.20	115	153	401	1.47	402	4.98	3.22	0	.0	21.5
6 S	10.20	.0000	121.9	-2.18	1.23	1.80	116	51	401	.55	402	4.06	2.31	0	.0	34.6

7 BA1	10.80	34.6706	133.5	-1.38	1.19	2.02	122	104	401	2.02	398	3.95	2.98	0	.0	.0
-------	-------	---------	-------	-------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	----

3 BA2	10.60	19.6728	51.0	-.70	.35	.54	91	106	398	2.77	240	2.91	2.84	0	.0	.0
-------	-------	---------	------	------	-----	-----	----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	----

7 BA2	10.60	65.0586	134.2	-3.31	1.72	2.29	78	124	240	1.34	406	4.72	3.03	0	.0	.0
-------	-------	---------	-------	-------	------	------	----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	----

0 CS	11.20	.0000	143.1	-4.18	2.12	2.70	139	153	405	1.90	406	5.20	3.55	0	.0	25.0
------	-------	-------	-------	-------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

. BA2	10.60	89.8508	100.0	.53	.63	1.29	86	13	405	1.86	343	2.61	2.24	0	.0	.0
-------	-------	---------	-------	-----	-----	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	----

2 CS	11.20	.0000	91.8	-1.49	.78	1.20	96	166	343	3.22	343	3.61	3.41	0	.0	18.0
------	-------	-------	------	-------	-----	------	----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

3 CS	11.20	9.5322	90.0	-.05	.49	1.03	91	40	343	1.75	343	2.66	2.20	0	.0	31.9
------	-------	--------	------	------	-----	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

4 CS	11.20	.0000	90.0	-1.12	.65	1.11	90	129	343	2.59	343	3.34	2.96	0	.0	19.2
------	-------	-------	------	-------	-----	------	----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

5 CS	11.20	.0000	102.6	-1.11	.76	1.40	96	91	343	1.91	343	3.61	2.76	0	.0	24.8
------	-------	-------	-------	-------	-----	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

6 CS	11.20	4.0714	70.8	.21	.31	.64	87	42	343	2.37	343	1.89	2.13	0	.0	30.7
------	-------	--------	------	-----	-----	-----	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

7 CS	11.20	.0000	69.0	.40	.32	.62	70	61	343	2.23	343	1.68	1.96	0	.0	22.0
------	-------	-------	------	-----	-----	-----	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

8 CS	11.20	3.4147	100.0	-.57	.64	1.29	84	122	343	2.34	343	3.24	2.79	0	.0	19.3
------	-------	--------	-------	------	-----	------	----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

9 CS	11.20	.0000	95.0	-.54	.58	1.16	97	97	343	2.59	343	3.09	2.84	0	.0	24.0
------	-------	-------	------	------	-----	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

0 CS	11.20	.7550	100.0	.42	.62	1.28	97	65	343	2.44	343	2.67	2.56	0	.0	28.1
------	-------	-------	-------	-----	-----	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

1 CS	11.20	.0000	100.0	-.71	.66	1.30	100	137	343	3.16	343	3.32	3.24	0	.0	21.0
------	-------	-------	-------	------	-----	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

2 CS	11.20	.0000	94.9	-.34	.56	1.15	97	86	343	2.51	343	2.97	2.74	0	.0	25.2
------	-------	-------	------	------	-----	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

3 CS	11.20	5.1436	111.2	-.46	.77	1.58	103	105	343	2.56	343	3.48	3.02	0	.0	24.5
------	-------	--------	-------	------	-----	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

4 CS	11.20	4.2617	120.0	-.70	.91	1.85	116	121	343	3.00	344	3.83	3.42	0	.0	25.1
------	-------	--------	-------	------	-----	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

5 CS	11.20	.0000	132.8	-.84	1.11	2.26	126	128	343	3.16	344	4.23	3.70	0	.0	25.5
------	-------	-------	-------	------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

6 CS	11.20	5.2514	97.1	-.39	.59	1.21	115	107	343	3.51	343	3.06	3.28	0	.0	25.8
------	-------	--------	------	------	-----	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

7 CS	11.20	4.5383	71.6	-.36	.34	.67	84	88	343	2.60	343	2.38	2.49	0	.0	22.8
------	-------	--------	------	------	-----	-----	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

8 CS	11.20	2.6686	95.0	.09	.55	1.15	83	64	343	1.80	343	2.72	2.26	0	.0	26.0
------	-------	--------	------	-----	-----	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

9 CS	11.20	.0000	94.4	-.49	.57	1.15	95	115	343	2.82	343	3.05	2.94	0	.0	22.1
------	-------	-------	------	------	-----	------	----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

0 BA2	10.60	76.4044	138.2	3.59	1.85	2.54	91	17	343	2.45	385	2.10	2.28	0	.0	.0
-------	-------	---------	-------	------	------	------	----	----	-----	------	-----	------	------	---	----	----

1 CS	11.20	.0000	121.0	3.60	1.80	2.15	130	118	387	5.07	385	1.44	3.25	0	.0	27.3
------	-------	-------	-------	------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

2 CS	11.20	.0000	139.6	5.00	2.50	2.92	130	111	386	4.84	385	1.57	3.21	0	.0	28.1
------	-------	-------	-------	------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	---	----	------

3 CS	11.20	.0000	110.0	4.40	2.38	2.25	125	112	387	5.67	385	.57	3.12	0	.0	27.3
------	-------	-------	-------	------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	-----	------	---	----	------

4 CS	11.20	.0000	106.1	3.36	1.72	1.83	108	135	387	5.14	385	.94	3.04	0	.0	22.6
------	-------	-------	-------	------	------	------	-----	-----	-----	------	-----	-----	------	---	----	------

5 A	10.80	19.2417	90.0	3.54	2.09	1.80	97	70	386	4.56	332	.46	2.51	0	.0	.0
-----	-------	---------	------	------	------	------	----	----	-----	------	-----	-----	------	---	----	----

TABLA DE ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA	ANGULO		VANO		DESNIVEL			FLECHAS EN M		VANO		VANO		VERIFICACION DE ANGULO DE GRAPA			OSCILACION DE CADENA	
	N	A	A	A	TE= 15.0	TE= 50.0	TE= 15.0	TE= 50.0	TEMP.C	VIENTO KG/M2	HIELO MM	TEMPER	VIENTO	HIELO	TEMPER	VIENTO	HIELO	
U	T	L	M	DE	PV=	PV=	HI=	HI=	50.0	.00	.00	-10.0	17.00	.00				
M	I	T	D	A	ENTRE	HI=	HI=	VIENTO										
E	P	U	E	R	LINEA			PESO										
R	O	R	R		AMARRES	EDS	MAXIMA		TIRO	ANGULO	TIRO	ANGULO	PROMEDI		CONTRAPESOS	ANGULO		
O	A	E	SG	M	M			M	M	KG	SG	KG	SG	SG	CANT.	PESO KG	SEXAG	
6	CS	11.20	.0000	96.5	3.62	2.02	1.89	93	99	333	4.96	332	.76	2.86	0	.0	23.1	
7	BA1	10.80	.0000	.0	.00	.00	.00	48	171	333	5.05	0	.00	5.05	0	.0	.0	

ULTIMA ESTRUCTURA NUMERO= 67 : TIRO ANTERIOR Y SU ANGULO

ULTIMA ESTRUCTURA NUMERO= 67 : TIRO ANTERIOR Y SU ANGULO

BRE DE LA HIPOTESIS	TEMPER.	PRESION	ESPESDR	VIENTO	TIRO ANTERIOR
	C	KG/M2	MM	KG	KG
DIARIO	15.	.00	.00	0.	723.
MAXIMO	-10.	34.00	.00	0.	1191.
TEMPERATURA MAXIMA	50.	.00	.00	0.	334.
OSCILACION CADENA	-10.	17.00	.00	0.	1155.
MINIMA TEMPERATURA	-10.	.00	.00	0.	1142.

NUMERO DEL NUMERO DE ESTRUCTURAS POR TIPOS Y ALTURA  
L.T. 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA

TIPOS DE ESTRUCTURAS	10.20	10.60	10.80	11.20
S	25	0	0	0
CS	0	0	0	24
A	0	0	5	0
BA1	0	0	8	0
BA2	0	4	1	0
TOTALES	25	4	14	24



SALIDA PROGRAMA : PCMEC

CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

L.T. 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA

SECCION ALUMINIO 250  
 LÍMITE FINAL DE ELASTICIDAD (KG/MM2)= 6300.00 COEFICIENTE DE DILATACION LINEAL (1/C)= .0000230  
 PESO PROPIO (KG/M)= .349 DIAMETRO (MM)=14.57 SECCION (MM2)=127.00 TIRO DE ROTURA (KG)= 3966.  
 NUMERO = 1 LONGITUD (KM)= 1.156 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.156  
 COSENO EQUIVALENTE (M) 135.65 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 7.47 COSENO EQUIVALENTE= .998

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESSOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	°C	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	57	9	729	18.38
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1194.4	30.12	1971.	57	9	1207	30.43
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	399.9	10.08	1146.	57	9	405	10.21
DILATACION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1125.6	28.38	2630.	57	9	1137	28.67
MAXIMA TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1099.0	27.71	3149.	57	9	1110	27.99

NUMERO = 2 LONGITUD (KM)= .338 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.494  
 COSENO EQUIVALENTE (M) 337.87 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 8.75 COSENO EQUIVALENTE=1.000

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESSOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	°C	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	338	10	725	18.28
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1223.0	30.84	2018.	338	10	1230	31.01
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	576.9	14.55	1653.	338	10	582	14.67
DILATACION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	994.1	25.07	2323.	338	10	999	25.19
MAXIMA TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	883.5	22.28	2531.	338	10	887	22.37

NUMERO = 3 LONGITUD (KM)= .082 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.576  
 COSENO EQUIVALENTE (M) 81.76 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 11.16 COSENO EQUIVALENTE= .991

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESSOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	°C	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	82	11	730	18.41
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1183.0	29.83	1952.	82	11	1198	30.21
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	309.2	7.80	886.	82	11	314	7.92
DILATACION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1155.8	29.14	2701.	82	11	1169	29.48
MAXIMA TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1146.3	28.90	3285.	82	11	1159	29.22

NUMERO= 4 LONGITUD (KM)= .143 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.719  
 COSENO EQUIVALENTE (M) 143.14 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 7.38 COSENO EQUIVALENTE= .999

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESSOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	°C	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	143	12	724	18.26
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1195.7	30.15	1973.	143	12	1200	30.26
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	410.6	10.35	1177.	143	12	413	10.41

SALIDA PROGRAMA : PCMEC

CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

L.T. 33 KV SOCABAYA - PAUCARPATA

CONDUCTOR ALUMINIO 250  
 COEFICIENTE DE DILATACION LINEAL (1/C)= .0000230  
 LONGITUD (KM)= 1.156 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.156 TIRO DE ROTURA (KG)= 3966.  
 PROPIO (KG/M)= .349 DIAMETRO (MM)=14.57 SECCION (MM2)=127.00  
 EQUIVALENTE (M) 135.65 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 7.47 COSENO EQUIVALENTE= .998

TIPO DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	GRADES	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	57	9	729	18.38
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1194.4	30.12	1971.	57	9	1207	30.43
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	399.9	10.08	1146.	57	9	405	10.21
DILATACION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1125.6	28.38	2630.	57	9	1137	28.67
MAXIMA TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1099.0	27.71	3149.	57	9	1110	27.99

NUMERO = 2 LONGITUD (KM)= .338 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.494  
 EQUIVALENTE (M) 337.87 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 8.75 COSENO EQUIVALENTE=1.000

TIPO DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	GRADES	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	338	10	725	18.28
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1223.0	30.84	2018.	338	10	1230	31.01
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	576.9	14.55	1653.	338	10	582	14.67
DILATACION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	994.1	25.07	2323.	338	10	999	25.19
MAXIMA TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	883.5	22.28	2531.	338	10	887	22.37

NUMERO = 3 LONGITUD (KM)= .082 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.576  
 EQUIVALENTE (M) 81.76 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 11.16 COSENO EQUIVALENTE= .991

TIPO DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	GRADES	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	82	11	730	18.41
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1183.0	29.83	1952.	82	11	1198	30.21
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	309.2	7.80	886.	82	11	314	7.92
DILATACION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1155.8	29.14	2701.	82	11	1169	29.48
MAXIMA TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1146.3	28.90	3285.	82	11	1159	29.22

NUMERO= 4 LONGITUD (KM)= .143 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.719  
 EQUIVALENTE (M) 143.14 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 7.38 COSENO EQUIVALENTE= .999

TIPO DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPESOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	GRADES	KG/M2	MM	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCENTAJE
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	143	12	724	18.26
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1195.7	30.15	1973.	143	12	1200	30.26
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	410.6	10.35	1177.	143	12	413	10.41

ION CADENA : -10.0 : 17.00 : .00 : .3490 : .2477 : .4280 : 1120.2 : 28.25 : 2618. : 143: 12 : 1124:28.34;  
 TEMPERATURA : -10.0 : .00 : .00 : .3490 : .0000 : .3490 : 1090.7 : 27.50 : 3125. : 143: 12 : 1094:27.58;

UMERO = 5 LONGITUD (KM)= .144 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 1.863  
 EQUIVALENTE (M) 143.87 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 2.13 COSENO EQUIVALENTE=1.000

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELD	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUME	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	144	13	722	18.20
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1196.4	30.17	1974.	144	13	1198	30.21
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	411.8	10.38	1180.	144	13	413	10.41
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1120.1	28.24	2617.	144	13	1121	28.27
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1090.3	27.49	3124.	144	13	1091	27.51

UMERO = 6 LONGITUD (KM)= .437 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 2.300  
 EQUIVALENTE (M) 242.17 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 10.44 COSENO EQUIVALENTE= .999

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELD	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUME	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	279	15	726	18.31
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1211.4	30.55	1999.	279	15	1221	30.79
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	515.1	12.99	1476.	279	15	521	13.14
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1048.6	26.44	2450.	279	15	1055	26.60
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	974.1	24.56	2791.	279	15	979	24.68

UMERO = 7 LONGITUD (KM)= .231 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 2.531  
 EQUIVALENTE (M) 115.81 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 4.11 COSENO EQUIVALENTE= .999

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELD	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUME	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	120	16	723	18.23
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1191.6	30.05	1966.	120	16	1195	30.13
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	370.3	9.34	1061.	120	16	372	9.38
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1139.2	28.73	2662.	120	16	1142	28.79
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1119.8	28.23	3209.	120	16	1122	28.29

UMERO= 8 LONGITUD (KM)= .315 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 2.846  
 EQUIVALENTE (M) 315.26 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 8.72 COSENO EQUIVALENTE=1.000

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELD	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUME	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	315	18	725	18.28
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1220.5	30.77	2014.	315	18	1227	30.94
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	564.9	14.24	1619.	315	18	569	14.35
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1004.9	25.34	2348.	315	18	1009	25.44
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	901.3	22.73	2583.	315	18	905	22.82

UMERO = 9 LONGITUD (KM)= .729 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 3.575  
 EQUIVALENTE (M) 184.38 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 8.74 COSENO EQUIVALENTE= .999

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPELOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELO	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	185	22	726	18.31
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1202.5	30.32	1984.	185	22	1211	30.53
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	460.8	11.62	1320.	185	22	465	11.72
CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1090.1	27.49	2547.	185	22	1096	27.63
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1042.7	26.29	2988.	185	22	1048	26.42

NUMERO = 10      LONGITUD (KM)= .312      DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 3.887  
EQUIVALENTE (M) 104.71      DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 2.12      COSENO EQUIVALENTE=1.000

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPELOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELO	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	110	24	722	18.20
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1190.2	30.01	1964.	110	24	1192	30.06
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	351.8	8.87	1008.	110	24	353	8.90
CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1146.5	28.91	2679.	110	24	1148	28.95
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1130.4	28.50	3239.	110	24	1132	28.54

NUMERO = 11      LONGITUD (KM)= 1.464      DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 5.351  
EQUIVALENTE (M) 136.22      DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 4.87      COSENO EQUIVALENTE= .999

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPELOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELO	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	126	32	725	18.28
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1194.9	30.13	1972.	126	32	1202	30.31
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	400.8	10.11	1149.	126	32	404	10.19
CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1125.5	28.38	2630.	126	32	1131	28.52
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1098.4	27.70	3147.	126	32	1103	27.81

NUMERO= 12      LONGITUD (KM)= .133      DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 5.484  
EQUIVALENTE (M) 133.48      DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 1.38      COSENO EQUIVALENTE=1.000

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPELOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELO	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	133	37	722	18.20
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1194.6	30.12	1971.	133	37	1196	30.16
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	397.1	10.01	1138.	133	37	398	10.04
CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1127.4	28.43	2634.	133	37	1128	28.44
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1101.5	27.77	3156.	133	37	1102	27.79

NUMERO = 13      LONGITUD (KM)= .051      DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 5.535  
EQUIVALENTE (M) 50.98      DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= .70      COSENO EQUIVALENTE=1.000

NOMBRE DE LA HIPOTESIS	TEMPERATURA	PRESION	ESPELOR	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL		PARAMETRO	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO	HIELO	VERTICAL	TRANSVERSAL	TOTAL	KG	PORCENTAJE	M	VANO	NUMERO	KG	PORCE
	C	KG/M2	MM										
DIARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	51	38	721	18.16
MAXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1183.5	29.84	1953.	51	38	1184	29.85
TEMPERATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	240.0	6.05	688.	51	38	240	6.05
CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1172.3	29.56	2739.	51	38	1173	29.58

TEMPERATURA : -10.0 : .00 : .00 : .3490 : .0000 : .3490 : 1168.5 : 29.46 : 3348. : 51: 38 : 1169;29.48;

NUMERO = 14 LONGITUD (KM)= .277 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 5.812  
 EQUIVALENTE (M) 138.84 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 3.76 COSENO EQUIVALENTE=1.000

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL:		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO:	HIELO	VERTICAL:	TRANSVERSAL:	TOTAL	KG	PORCENTAJE:	M	VANO:	NUME:	KG	PORCE:
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	143: 40	723;18.23;		
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1195.5	30.14	1973.	143: 40	1198;30.21;		
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	404.8	10.21	1160.	143: 40	406;10.24;		
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1123.8	28.34	2626.	143: 40	1126;28.39;		
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1095.9	27.63	3140.	143: 40	1097;27.66;		

NUMERO = 15 LONGITUD (KM)= 1.826 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 7.639  
 EQUIVALENTE (M) 99.64 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= .69 COSENO EQUIVALENTE=1.000

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL:		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO:	HIELO	VERTICAL:	TRANSVERSAL:	TOTAL	KG	PORCENTAJE:	M	VANO:	NUME:	KG	PORCE:
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	92: 42	722;18.20;		
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1189.4	29.99	1963.	92: 42	1190;30.01;		
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	342.8	8.64	982.	92: 42	343; 8.65;		
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1149.6	28.99	2686.	92: 42	1150;29.00;		
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1134.9	28.62	3252.	92: 42	1135;28.62;		


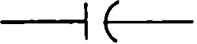


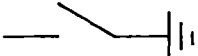
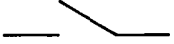

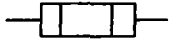




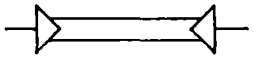


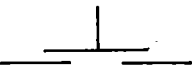
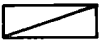
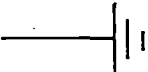
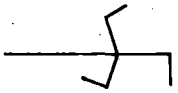
NUMERO = 16 LONGITUD (KM)= .615 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 8.253  
 EQUIVALENTE (M) 125.31 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 4.11 COSENO EQUIVALENTE= .999

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL:		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO:	HIELO	VERTICAL:	TRANSVERSAL:	TOTAL	KG	PORCENTAJE:	M	VANO:	NUME:	KG	PORCE:
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	140: 62	723;18.23;		
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1193.3	30.09	1969.	140: 62	1196;30.16;		
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	385.0	9.71	1103.	140: 62	387; 9.76;		
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1133.1	28.57	2648.	140: 62	1135;28.62;		
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1110.2	27.99	3181.	140: 62	1112;28.04;		







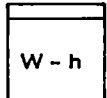


NUMERO = 17 LONGITUD (KM)= .187 DISTANCIA ACUMULADA (KM)= 8.440  
 EQUIVALENTE (M) 93.43 DESNIVEL EQUIVALENTE (M)= 3.59 COSENO EQUIVALENTE= .999

E DE LA HIPOTESIS	TEMPERA:	PRESION:	ESPEJOR:	CARGA KG/M			COMPONENTE HORIZONTAL:		PARAME:	TIRO MAXIMO			
	TURA	VIENTO:	HIELO	VERTICAL:	TRANSVERSAL:	TOTAL	KG	PORCENTAJE:	M	VANO:	NUME:	KG	PORCE:
	C	KG/M2	MM										
VARIO	15.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	721.1	18.18	2066.	90: 65	722;18.20;		
AXIMO	-10.0	34.00	.00	.3490	.4954	.6060	1188.4	29.96	1961.	90: 65	1191;30.03;		
ATURA MAXIMA	50.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	331.8	8.36	951.	90: 65	333; 8.40;		
ION CADENA	-10.0	17.00	.00	.3490	.2477	.4280	1153.0	29.07	2694.	90: 65	1155;29.12;		
TEMPERATURA	-10.0	.00	.00	.3490	.0000	.3490	1140.2	28.75	3267.	90: 65	1142;28.79;		

# NOMENCLATURA ELECTRICA

EQUIPOS :	DESCRIPCION
SIMBOLOS	
	PARARRAYOS .
	ACOPLAMIENTO CAPACITIVO .
	TRAMPA DE ONDA .
	AISLADOR PASAMUROS: INTERIOR/EXTERIOR .
	CUCHILLAS DE TIERRA (CODIGO ANSI = 57) .
	SECCIONADOR (CODIGO ANSI = 89) .
	SECCIONADOR DE POTENCIA (CORRIENTE NOMINAL) .
	FUSIBLE .
	SECCIONADOR FUSIBLE .
	INTERRUPTOR (CODIGO ANSI = 52) .
	INTERRUPTOR EXTENSIBLE (CODIGO ANSI = 52) .
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO .
	CABLE AISLADO DE POTENCIA .
	CONVERTIDOR ALTERNA/CONTINUA .
	INVERSOR CONTINUA/ALTERNA .
	CONTACTOR .
	BOBINA .
	CONEXION A TIERRA .
	TRANSFORMADOR ZIG - ZAG .

# NOMENCLATURA ELECTRICA

MEDICION :	DESCRIPCION
SIMBOLOS	
	CONVERTIDOR DE MEDIDA .
	AMPERIMETRO .
	VOLTIMETRO .
	CONMUTADOR .
	VATIMETRO .
	COSFIMETRO .
	CONTADOR DE ENERGIA ACTIVA (Wh) .
	CONTADOR DE ENERGIA REACTIVA (Varh:) .
	RELE DE PROTECCION , N = CODIGO DEL RELE .
<b>PROTECCION - CODIGOS DE RELES ANSI .</b>	
23	TERMOSTATO .
26	TERMOMETRO .
27	MINIMA TENSION .
32	POTENCIA - INVERSA .
49	IMAGEN TERMICA .
50	SOBRECORRIENTE A TIEMPO DEFINIDO .
51	SOBRECORRIENTE A TIEMPO INVERSO .
63	FLUJO DE GAS (BUCHHALZ) .
67	DIRECCIONAL DE POTENCIA - SOBRECORRIENTE .
79	RECIERRE .
86	BLOQUEO .
87	DIFERENCIAL DE CORRIENTE .