

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“PLANEAMIENTO Y ESTUDIO DEL PEQUEÑO SISTEMA
ELÉCTRICO TARAPOTO”**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ADRIÁN ZENÓN JIMÉNEZ VILLEGAS

PROMOCIÓN

1979-II

LIMA-PERÚ

2002

A mi esposa Carmen

A mis hermanos, en especial a Aurelio

**PLANEAMIENTO Y ESTUDIO DEL PEQUEÑO SISTEMA
ELÉCTRICO TARAPOTO**

SUMARIO

La electrificación rural en el Perú se está desarrollando bajo la concepción de la formación de Pequeños Sistemas Eléctricos, que consiste en la agrupación de un conjunto de localidades que serán unidas físicamente por electroductos o líneas primarias para ser suministradas con energía eléctrica desde un punto de alimentación, que puede ser una central de generación térmica o hidráulica, o desde un sistema mayor que cuenta con disponibilidad de potencia.

El proyecto de electrificación del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, se ha elaborado bajo esta premisa, habiéndose realizado los estudios de ingeniería definitiva de la primera etapa del proyecto para su implementación. Este sistema será inicialmente alimentado con energía desde la Central Térmica Tarapoto, donde existe suficiente potencia efectiva instalada ociosa, posteriormente recibirá energía de la Subestación Tarapoto perteneciente al Sistema Interconectado Centro Norte.

El análisis económico muestra que el proyecto desde el punto de vista puramente económico no es rentable, pero desde el punto de vista social tiene como objetivo mejorar el nivel de vida de los pobladores ubicados en los centros poblados menores y zonas rurales, donde el estado deberá aplicar políticas energéticas para un desarrollo sostenido en el futuro. La ejecución del proyecto dará la posibilidad a los pobladores ubicados en estas zonas, hacer uso de la energía eléctrica, que, es bien de uso final, lo cual permite un desarrollo socio económico y reducir apreciablemente la descapitalización de las familias que utilizan sus escasos recursos para alumbrarse.

TABLA DE CONTENIDO

PROLOGO

CAPITULO I GENERALIDADES

1.1	Introducción	3
1.2	Objetivo	4
1.3	Antecedentes	4
1.4	Área y ámbito del proyecto	5
1.4.1	Ubicación geográfica	5
1.4.2	Topografía del terreno	5
1.4.3	Clima en la zona del proyecto	5
1.4.4	Vías de acceso	5
1.4.5	Actividad económica de la población	7
1.4.6	Área de influencia del proyecto	7
1.5	Alcances del estudio	8
1.5.1	Ingeniería básica	8
1.5.2	Ingeniería del proyecto	9

CAPITULO II DIAGNOSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS

2.1	Introducción	19
-----	--------------	----

VI

2.2	Instalaciones existentes	20
2.2.1	Generación	20
2.2.2	Subestaciones elevadoras y subestación reductora	20
2.2.3	Líneas primarias	21
2.2.4	Redes de distribución primaria	22
2.3	Características de operación de los servicios	25
2.3.1	Tipo de carga	25
2.3.2	Diagrama de carga	26
2.3.3	Coefficiente de electrificación	26
2.3.4	Población beneficiada	26
2.3.5	Consumo de energía por sectores	26
2.4	Evaluación técnica de los sistemas eléctricos	26
2.4.1	Tensiones de servicio	27
2.4.2	Generación	27
2.4.3	Subestaciones elevadoras y subestación reductora	27
2.4.4	Líneas primarias	27
2.4.5	Red de distribución primaria	29

CAPITULO III MERCADO ELECTRICO

3.1	Objetivo	39
3.2	Proyección de la demanda máxima	39
3.2.1	Proyección de la demanda máxima	40
3.2.2	Densidad familiar	41
3.2.3	Proyección de habitantes en cada localidad	41
3.2.4	Proyección de abonados domésticos	41
3.2.5	Coefficiente eléctrico (Ce)	41
3.2.6	Proyección de energía en el sector doméstico	42
3.2.7	Consumo de energía en el sector comercial	43
3.2.8	Consumo de energía en el sector industrial	43
3.2.9	Consumo de energía en el sector uso general	43

VII

3.2.10	Consumo de energía en el sector uso general	43
3.2.11	Consumo de energía en el sector alumbrado público	43
3.2.12	Energía facturada o consumo neto de energía	44
3.2.13	Energía distribuida o consumo bruto de energía	44
3.2.14	Demanda máxima de potencia por localidad	45
3.2.15	Demanda máxima bruta	45
3.2.16	Demanda máxima del sistema (DMSi)	46
3.3	Necesidades de potencia y energía	47
3.4	Balance de oferta y demanda	47

CAPITULO IV

PLANEAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1	Objetivo	61
4.2	Consideraciones generales para el planeamiento	61
4.2.1	Determinación de sistemas de tensiones	62
4.2.2	Criterios generales de diseño en el planeamiento del sistema	62
4.2.3	Configuración de las redes	63
4.2.4	Criterios eléctricos	63
4.2.5	Criterios mecánicos	66
4.3	Armados a utilizar en el sistema	67
4.3.1	Líneas primarias	67
4.3.2	Redes primarias	67
4.4	Principales materiales a utilizar	68
4.4.1	Material de los postes	68
4.4.2	Conductores	69
4.5	Etapas del proyecto	69
4.5.1	Primera etapa del proyecto	69
4.5.2	Segunda etapa del proyecto	70
4.6	Alternativas de electrificación	70
4.6.1	Alternativa I	70
4.6.2	Alternativa II	72

VIII

4.6.3	Alternativa	73
4.6.4	Flujo de carga por alternativa	74
4.7	Costos de inversión por alternativa	75
4.7.1	Costo por alternativa	75
4.7.2	Costo actualizado por alternativa	75
4.8	Selección de la alternativa	76
4.8.1	Descripción de la alternativa seleccionada	76
4.9	Balance de carga en el sistema	76

CAPITULO V

MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INGENIERIA DE DETALLE

5.1	Objetivo	117
5.2	Premisas de evaluación	117
5.3	Demanda de energía y potencia	117
5.4	Inversiones requeridas	118
5.4.1	Costos directos	118
5.4.2	Costos indirectos	118
5.5	Depreciación de las instalaciones	118
5.6	Costos de explotación	118
5.6.1	Compra de energía y potencia	119
5.6.2	Costo de operación y mantenimiento	119
5.6.3	Venta de energía	119
5.7	Valor residual de las instalaciones	119
5.8	Indicadores económicos	119
5.8.1	Tasa interna de retorno (TIR)	119
5.8.2	Valor presente neto (VPN)	120
5.8.3	Relación beneficio costo (B/C)	120
5.8.4	Costo de la energía (S/. / kWh)	120

CAPITULO VI
MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INGENIERIA DE DETALLE

6.1	Introducción	125
6.2	Objetivo	125
6.3	Antecedentes	126
6.4	Instalaciones existentes	126
6.5	Alcances del proyecto	127
6.5.1	Líneas primarias	127
6.5.2	Redes primarias	129
6.6	Configuración del sistema	130
6.6.1	Punto de alimentación y distribución	130
6.6.2	Rutas de las líneas 22.9/13.2 kV	131
6.7	Descripción del proyecto	131
6.7.1	Tipo de sistemas	131
6.7.2	Trazo de líneas primarias	132
6.7.3	Principales materiales a utilizar	132
6.8	Demanda máxima del sistema	133
6.9	Criterios y bases para la ingeniería de detalle	133
6.9.1	Criterios eléctricos	133
6.9.2	Criterios mecánicos	137
6.10	Costo del proyecto I etapa	138
6.11	Plazo de ejecución	138
6.12	Diagrama unifilar de la I etapa del proyecto	138

CAPITULO VII
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES

7.1	Alcances	140
7.2	Condiciones ambientales	140
7.3	Condiciones de operación	140
7.4	Normas aplicables	141

7.5	Pruebas	141
7.6	Embalaje	141
7.7	Información técnica requerida	142
7.8	Postes de concreto armado ETS-LP-01	142
7.9	Cruceta de concreto armado y de madera ETS-LP-02	143
7.10	Aisladores tipo PIN ETS-LP-03	144
7.11	Aisladores tipo Suspensión ETS-LP-04	145
7.12	Conductor de aleación de aluminio ETS-LP-06	146
7.13	Espigas para aisladores tipo PIN ETS-LP-07	147
7.14	Accesorios del conductor ETS-LP-09	148
7.15	Accesorios del conductor ETS-LP-10	150
7.16	Cable de acero grado siemens martin para retenidas ETS-LP-10	150
7.17	Accesorios metálicos para postes y crucetas ETS-LP-12	151
7.18	Accesorios metálicos para las retenidas ETS-LP-13	152
7.19	Materiales para puesta a tierra ETS-LP-14	153
7.20	Transformadores de distribución ETS-LP-15	154
7.21	Seccionadores fusibles tipo expulsión ETS-LP-16	156
7.22	Pararrayos ETS-LP-17	157
7.23	Interruptores de cierre automático-Recloser ETS-LP-18	158
7.24	Cajas de distribución, equipos de protección y control ETS-LP-19	162

CAPITULO VIII

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL MONTAJE

8.1	Especificaciones técnicas generales	165
8.1.1	Del contrato	165
8.1.2	De la programación	166
8.1.3	Del personal	167
8.1.4	De la ejecución	167
8.1.5	De la supervisión	169
8.1.6	De la aceptación	169
8.2	Especificaciones particulares	171

XI

8.2.1	Replanteo de obra	171
8.2.2	Gestión de servidumbre	172
8.2.3	Campamentos	173
8.2.4	Excavaciones	173
8.2.5	Izado de postes	174
8.2.6	Armado de estructuras	174
8.2.7	Montaje de retenidas y anclajes	176
8.2.8	Puesta a tierra	176
8.2.9	Tendido y puesta en flecha de los conductores	176
8.2.10	Montaje de subestaciones de distribución	179
8.2.11	Inspección y pruebas	180

CAPITULO IX CALCULOS JUSTIFICATIVOS

9.1	Objetivo	181
9.2	Normas y reglamentos vigentes empleados en el diseño	181
9.3	Cálculos eléctricos	182
9.3.1	Características eléctricas del sistema	182
9.3.2	Características de los conductores a utilizar	182
9.3.4	Regulación o caída de tensión ($\Delta V\%$)	184
9.3.5	Perdidas de potencia y energía por efecto joule	185
9.3.6	Balance de corrientes	186
9.3.7	Flujo de carga	186
9.3.8	Nivel de aislamiento	187
9.3.9	Dimensión mínima de conductores aéreos por capacidad térmica	189
9.4	Selección de equipos y materiales por nivel de aislamiento	191
9.4.1	Selección de aisladores	192
9.4.2	Selección de materiales y equipos para subestaciones de distribución	192
9.4.3	Selección de pararrayos	193
9.4.4	Selección de seccionadores fusibles	194
9.5	Coordinación de aislamiento	194

XII

9.6	Cálculo de cortocircuito en la red	195
9.6.1	Consideraciones para el cálculo del cortocircuito en la red	196
9.6.2	Cálculo de la impedancia de los conductores	197
9.6.3	Corriente de cortocircuito	197
9.7	Resistividad y cálculo de puesta a tierra	198
9.7.1	Introducción	198
9.7.2	Tipo de terreno en el área del proyecto	198
9.7.3	Resistividad del terreno y resistividad de diseño	199
9.7.4	Resistencia de puesta a tierra	199
9.8	Cálculos mecánicos	202
9.8.1	Objetivo	202
9.8.2	Cálculo mecánico del conductor	202
9.8.3	Cálculo mecánico de estructuras	206
9.8.4	Cálculo de crucetas	217
9.8.5	Cálculo de retenidas	223
9.8.6	Cálculo del bloque de anclaje	224
9.8.7	Anclaje de retenida	225
9.8.8	Cimentación de estructuras	227

CAPITULO X

METRADO Y PRESUPUESTO

10.1	Metrado	250
10.1.1	Materiales y equipos	250
10.2	Presupuesto	250
10.2.1	Costo de los materiales	250
10.2.2	Costo del montaje electromecánico	250
10.2.3	Análisis de los costos unitarios	250
10.2.4	Costo del proyecto	251
10.3	Cronograma de ejecución de obra	251

CAPITULO XI
EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROYECTO I ETAPA

11.1	Costo del proyecto	294
11.2	Factores de evaluación	294
11.2.1	Costo de producción de la energía	294
11.2.2	Costo de operación y mantenimiento	294
11.2.3	Venta de energía	294
11.2.4	Depreciación de instalaciones	295
11.2.5	Pérdida de energía	295
11.2.6	Ahorro de energía por usuarios de la zona de influencia del proyecto	295
11.3	Parámetros económicos	295
11.3.1	Tasa interna de retorno (TIR)	295
11.3.2	Valor presente neto (VPN)	295
11.3.3	Relación beneficio costo (B/C)	296
11.3.4	Costo de energía (S/. /kWH)	296
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	298
	BIBLIOGRAFÍA	301
	ANEXO "A"	302
	DETALLE DE ARMADOS UTILIZADOS EN EL PROYECTO	
	ANEXO "B"	312
	RELACION DE PLANOS LINEA PRIMARIA	313
	PLANOS DE LA LINEA PRIMARIA	
	RELACION DE PLANOS RED PRIMARIA	334
	PLANOS DE LA RED PRIMARIA	

PROLOGO

El presente estudio tiene como propósito mostrar el desarrollo de los Pequeños Sistemas Eléctricos en el país, como alternativa de solución para electrificar los centros poblados o localidades aisladas ubicados en el área rural de la costa, sierra y selva, que no cuentan con servicios eléctricos y en el caso que tengan servicio mejorar el suministro de energía durante las 24 horas del día.

El principio fundamental en el cual se basa la implementación de los Pequeños Sistemas Eléctricos es de “sistema económicamente adaptado”, el cual consiste en implementar instalaciones eléctricas que, técnicamente cumplan con los requisitos mínimos exigidos por las normas vigentes y desde el punto de vista económico tenga un mínimo costo de inversión, garantizando la confiabilidad y una óptima operación del sistema, para un suministro continuo de energía a los usuarios.

El estudio se a desarrollado en dos partes bien definidas, la primera comprende el desarrollo de la ingeniería básica, donde se planifica el sistema, determinando las necesidades de potencia y energía e identificando las cargas importantes que se integrarán al sistema, se evalúa las instalaciones existentes, se define el alcance y tipo de sistema a implementar, las etapas de ejecución y, se determina los principales materiales a utilizar en las instalaciones. Esta parte comprende los capítulos I al V

En la segunda parte, se desarrolla los estudios definitivos del sistema, es decir la Ingeniería de Detalle de la alternativa definida en la Ingeniería Básica, ello comprende cálculos del nivel de aislamiento para el sistema, especificaciones técnicas de cada uno de los materiales y equipos a utilizar, cálculo de la caída de tensión, flujo de carga, metrado y presupuesto de la I etapa del proyecto, evaluación económica, elaboración de planos de la línea y red primaria y planos de detalles que sean necesarios para la ejecución de la obra. Esta parte comprende los capítulos VI al X.

En la evaluación económica del sistema se analiza los costos de energía para el Pequeño Sistema Eléctrico, la compra de energía, la operación y mantenimiento, la

perdida de energía por transmisión y el costo de energía no consumida por los habitantes de la zona de influencia del proyecto.

La actual coyuntura económica y financiera hace que la designación de recursos para proyectos de energía (electrificación) sea muy limitado y los pocos recursos que se asigna están sujetos a evaluaciones técnicas y económicas rigurosas por los entes del estado peruano y los organismos de crédito internacional, porque buscan el uso óptimo de los recursos y, un uso racional de la energía y las instalaciones existentes, haciendo difícil la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico en sus dos etapas.

Los análisis económicos demuestran que el proyecto no es rentable, pero hay una necesidad imperiosa de abastecer con energía eléctrica a los centros poblados de la región donde se ubica el Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, por tanto la inversión que se realiza es una inversión social por parte del estado. Esta decisión de poner la energía eléctrica, un bien de consumo final, al alcance de los habitantes de menores recursos económicos del país, posibilita mejorar el nivel de los peruanos y potenciar el área rural con energía para su uso productivo en un corto tiempo.

Se utilizará el sistema de retorno por tierra para atender las necesidades de energía de los centros poblados menores cuya demanda de potencia es menor o igual a 32 kW, porque el costo por kilómetro de línea es bajo del orden de 4000 a 4500 Dólar/km. En la distribución de la red primaria en localidades de gran demanda también se puede utilizar el sistema de retorno por tierra, teniendo en cuenta un adecuado balanceo de cargas en las fases del sistema.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Introducción

El Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.) Tarapoto se forma por la agrupación de las localidades ubicadas en las Provincias de San Martín, Lamas, Picota y El Dorado, en el Departamento de San Martín, a las cuales se los unirá físicamente mediante redes eléctricas para el suministro de energía, teniendo como punto de alimentación inicial a la Central Térmica Tarapoto, donde se tiene suficiente potencia efectiva instalada, para atender la demanda del sistema en los primeros años de operación, posteriormente se alimentará desde la Subestación Tarapoto 138/22.9/10 kV, 25/7/25 MVA, la cual recibirá energía de la Central Hidroeléctrica del Mantaro.

La potencia nominal instalada en la Central Térmica Tarapoto, es 24.83 MW, con potencia efectiva 18.38 MW, con la cual se atiende la demanda de las localidades de Tarapoto, Morales, La Banda de Shilcayo, Lamas, Cacatachi, Rumizapa, Las Palmas, Tres de Octubre y Juan Guerra, que están integradas al sistema. La demanda máxima de las localidades de Tarapoto, Morales y La Banda de Shilcayo es de 7.64 MW, quedando disponible una potencia instalada ociosa de 10.74 MW, para atender las necesidades del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto.

El Pequeño Sistema Eléctrico, se implementará en dos etapas, en la primera etapa se construirán 120.07 kms de líneas primarias y redes primarias en 23 localidades, se reforzará 13.344 kms y adecuará 20.62 kms de líneas primarias, además de adecuar la red primaria en 6 localidades; en la segunda etapa se construirán 241 kms de líneas primarias y redes de distribución primaria en 69 localidades.

Con la construcción del P.S.E, se estima incrementar en 16489 nuevos usuarios al sistema eléctrico, a los 14967 ya existentes, haciendo un total de 31456 usuarios con servicio eléctrico al final del periodo. En la cantidad 14967 usuarios, están incluidos 11093 que, pertenecen a las localidades de Tarapoto, Morales y La Banda de Shilcayo.

El estudio, no incluye a Tarapoto, Morales y Banda de Shilcayo, cuyos servicios están administrados por la empresa concesionaria ELECTRORIENTE S,A, y sus instalaciones, requieren una atención especial por su importancia. Los servicios eléctricos de las localidades de Lamas, Cacatachi, Rumizapa, Tabalosos, Las Palmas, Tres de Octubre y Juan Guerra, también están a cargo de la empresa concesionaria, pero están incluidas en el estudio.

En el área de influencia del proyecto, como en todo el Departamento de San Martín durante las décadas del 70, 80 y 90 ha ocurrido el fenómeno social muy importante como es la afluencia intensa de habitantes a ésta zona, originando la formación de nuevos centros poblados, los que se observan en los reportes de los censos. Así tenemos que en 1972, existían 66 centros poblados reconocidos, en 1981 aumentaron a 81, en 1993 son 98 y en 1997, las localidades son 102 con categorías de centros poblados urbanos, centros poblados menores, anexos, caseríos.

1.2 Objetivo

El objeto del estudio de la Ingeniería Básica, es establecer el marco Técnico-Económico del sistema eléctrico, para elaborar los estudios definitivos de Ingeniería, para la ejecución de las Obras de las Líneas Primarias y Redes Primarias en su primera etapa.

1.3 Antecedentes

El Ministerio de Energía y Minas por intermedio de la Dirección Ejecutiva de Proyectos, en cumplimiento de D.S. N° 021/93/EM del 14.05.93 y R.S. N° 283/94/EM/SG del 08.06.94, viene ejecutando proyectos de electrificación en lo referente a Generación, Transmisión y Distribución, teniendo como fuentes de financiamiento los Recursos Públicos, los convenios con diferentes países amigos y los provenientes de Organismos Internacionales.

La Ley de Concesiones Eléctricas, es la norma legal que conjuntamente con otras normas promocionan la participación de las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, en las áreas de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, para garantizar la prestación del servicio público de electricidad, con una rentabilidad que depende de la gestión en la etapa de inversión como en la operación.

La Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, ha elaborado la Norma MEM/DEP-001 (Rev. 2) "Normalización para Sistemas de Distribución Eléctrica de Localidades Aisladas y Rurales en la que participa el sector

público” y en el marco del financiamiento con el Banco Interamericano de Desarrollo-BID, se ha elaborado la “Guía para la Evaluación Económica de Proyectos de Electrificación de Localidades Aisladas y Áreas Rurales”

1.4 Área y ámbito del proyecto

1.4.1 Ubicación geográfica

El proyecto, se encuentra ubicado en el Departamento de San Martín entre las coordenadas norte 6°23.00', 7°33.50' y 7°49.22' y este 77°39.26', 76°08.83' y 76°14.67', integrando a localidades de los Distritos de: Tarapoto, Cabo Alberto Leveau, Cacatachi, Chazuta, Juan Guerra, Banda de Shilcayo, San Antonio de Cumbaza, Sauce y Shapaja, en la Provincia de San Martín; Lamas, Cuñumbuqui, Pinto Recodo, Rumizapa, San Roque, Shanao, Tabalosos y Zapatero en la Provincia de Lamas; Pilluana y Tres Unidos en la Provincia de Picota y el Distrito de San José de Sisa en la Provincia El Dorado.

1.4.2 Topografía del terreno

La topografía del terreno donde se ubica el proyecto es accidentada, con características de zona de selva alta, a una altitud que varía entre 200 y 950 metros sobre el nivel del mar y está cubierta por una densa vegetación.

En la zona se tiene la presencia de los ríos Huallaga, Mayo y Cumbaza, además de quebradas y pequeños riachuelos; el relieve es bastante quebrado y muy hondonado en gran parte del área del proyecto, siendo más accidentada hacia la localidad de Chazuta, en los sitios denominados Chumia y Vaquería, por donde pasa el río Huallaga.

1.4.3 Clima en la zona del proyecto

El clima en la zona del proyecto se caracteriza por su alta temperatura con una media anual de 25 °C, alta humedad que, varía de 75% a 95%, la cual se manifiesta por la excesiva cantidad de vapor de agua en la atmósfera, la misma que con pequeños descensos de la temperatura se condensa formando copiosas masas de nubes que hacen de la Selva Alta, la región más nubosa del Perú. Las precipitaciones se dan con fuertes lluvias en los meses de enero a marzo y de octubre a diciembre de cada año.

1.4.4 Vías de acceso

El acceso al Pequeño Sistema Eléctrico es por vía aérea, teniendo su principal base aérea en el aeropuerto de Tarapoto ubicado en la localidad del mismo nombre, y por vía terrestre, con la carretera de penetración Chiclayo–Olmos–Bagua Grande–Rioja, empalmándose con la carretera Marginal de la Selva, que es la principal vía de comunicación que cruza el área del proyecto de norte a sur

El acceso a las diferentes localidades es por carretera afirmada y trochas carrozables las que se derivan de la carretera Marginal de la Selva; por caminos de herradura en la zona norte de Lamas para acceder a localidades alejadas y por vía fluvial principalmente en la zona de Chazuta, así como a Sauce, Pilluana y Tres Unidos.

a) Carreteras asfaltadas

- Tarapoto–Morales-Cacatachi–Tabalosos–San Juan
- Cacatachi–Lamas

b) Carreteras afirmadas

- Lamas–Pamashto
- La Marginal–Cuñumbuque–Zapatero–Poloponta–Nuevo Celendín–San José de Talliquihui–Santa Martha
- Morales-San Pedro de Cumbaza–San Antonio de Cumbaza-La Banda Cumbaza
- Tarapoto–Juan Guerra–Yacucatina–Puerto López–Puerto Sangama
- Puente Colombia–Shapaja–Chazuta

c) Trochas carrozables

- Tabalosos–Bambas
- Puente Bolivia–Shanao–Pinto Recodo–Churuzapa–Mishquillaquillo
- Pinto Recodo–Mishquiyacu–Chumbaquihui
- Puente Bolivia–San Miguel
- Zapatero–Caranayacu–Bagazan–Nuevo Mundo
- Cuñumbuqui–Huimba Moyuma–Pucacaca
- La Marginal–Churuzapa (Rumizapa)–Shamboloa
- Rumizapa–Shapumba
- San Antonio de Cumbaza–San Roque de Cumbaza
- Derivación San Antonio de Cumbaza–Aucaloma
- Pamashto–Huapo
- Lamas–Urcopata
- Banda de Shilcayo–La Unión–Bello Horizonte
- Tres de Octubre–Las Flores de Pucayacu
- Tarapoto-Santa Rosa-San Juan de Cumbaza-San Francisco–San Fernando
- Uchumullaca–Nuevo Progreso
- Kilómetro 24 (Carretera Marginal)-Mamonaquihua-Las Flores de Mamonaquihua
- Puerto López–Machungo–Utcurarca
- Puerto López–Sauce–Dos de Mayo

- Picota–Pilluana–Mishquiyacu–Tres Unidos

d) Caminos de herradura

Pamashto–Alto Shambuyacu–Vista Alegre–Bellavista

Rumizapa–Pacchilla–Chirapa

Utcurarca–Cerro San Pablo

- Chazuta–Tunum Tunumbe–Llucanayacu–Curiyacu–Shilcayo
- Aguano Moyuna–Mariscal Castilla–Santa Rosa

e) Vías fluviales

- Cruce a San Miguel en el río Mayo
Cruce del río Huallaga para acceder a Utcurarca, Sauce y Dos de Mayo
- Cruce del río Huallaga en Puerto Sangama–Pilluana
Chazuta–Ramón Castilla–Aguano Moyuna
- Chazuta–Tunum Tunumbe–Llucanayacu–Curiyacu–Shilcayo–Santa Rosa

La carretera de acceso a la localidad de Chazuta, pasa por una zona muy accidentada en un tramo de 3.2 kms, donde las pendientes de los taludes están entre 40° y 70° de inclinación, el terreno es deleznable y rocoso, el cual se mantiene por la espesa y abundante vegetación, donde existen árboles de 35 a 50 m de alto.

1.4.5 Actividad económica de la población

La principal actividad económica de la población en la zona del proyecto es la agricultura, seguida por la ganadería, el comercio, la avicultura y servicios de transporte. La actividad industrial, es muy incipiente para ser considerada como tal, se lo identifica más con la actividad artesanal, a excepción de la ubicada en la localidad de Tarapoto que a su vez es pequeña. El poco desarrollo del sector industrial se debe entre otros factores a la falta de infraestructura eléctrica.

Los productos que se cultivan de acuerdo al volumen de producción son: maíz, plátano, arroz, yuca, algodón, frijol, caña de azúcar, limones, frutas como papaya, uvas, coco, naranjas y otras, también se cultiva, en menor grado el café, palmera aceitera, cacao, coca, etc., que abastecen la demanda de los mercados locales y de los mercados de Tarapoto, Morales y Banda de Shilcayo, además suministran algunos productos al mercado de Iquitos como arroz, café y coco

1.4.6 Área de influencia del proyecto

El área de influencia del proyecto, alcanza a 102 localidades, las que están ubicadas en 19 distritos de las provincias San Martín, Lamas, Picota y El Dorado del Departamento

de San Martín. El área del proyecto es una de las más importantes de la zona por su ubicación, grado de producción y concentración poblacional en la región.

En el cuadro N° 1.1 se tiene las localidades que conforman el P.S.E Tarapoto y el gráfico N° 1.1, muestra el área de influencia y estructura del Pequeño Sistema Eléctrico, al nivel de planeamiento, el que, servirá como base para la Ingeniería básica y desarrollar los estudios de Ingeniería de detalle de la primera etapa del sistema.

En el cuadro N° 1.2, de los censos de población y vivienda, se tiene las tasas de crecimiento poblacional real y la asumida, la densidad familiar y la información de campo en 1997, también muestra el aumento de centros poblados con el transcurso del tiempo, en 1972 existía 66 localidades, en 1981 son 81, en 1993 estas aumentan a 88 y en 1997 se registraron 102 centros poblados.

1.5 Alcances del estudio

El estudio del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto comprende de dos partes, la primera corresponde a la ingeniería básica o planeamiento integral del sistema y la segunda parte a los estudios definitivos de ingeniería de detalle de la primera etapa del proyecto.

En la primera parte, se desarrolla el planeamiento del proyecto, definiendo la extensión física del sistema, se evalúa en detalle las instalaciones existentes, se determina las necesidades de la demanda máxima para cada localidad, se analiza y define el tipo de sistema a utilizar, se evalúa el tipo postes a utilizar en la construcción del sistema y se evalúa las alternativas planteadas, seleccionando la más conveniente para la implementación del proyecto.

En la segunda parte del estudio se diseñan las líneas y redes primarias, para lo cual se hace el levantamiento topográfico de las rutas seleccionadas de las líneas y redes primarias, se determina la adecuación y refuerzo de las instalaciones existentes y se elabora el metrado y presupuesto del sistema en su primera etapa a ejecutar.

En resumen el alcance de cada parte del estudio es:

1.5.1 Ingeniería básica o planeamiento

- Determinación del área de influencia del Proyecto
- Diagnostico de la situación actual
- Evaluación de las instalaciones existentes: generación, líneas y redes primarias
- Estudio del mercado eléctrico para definir la demanda máxima de cada localidad y del sistema.

- Planeamiento del sistema eléctrico: definición del tipo de sistema a utilizar.
- Selección de la alternativa de configuración del sistema
- Evaluación económica del planeamiento.

1.5.2 Ingeniería de detalle-de la primera etapa

- Selección de la Ruta de las líneas primarias y el levantamiento topográfico
- Selección de la ruta de las redes primarias y levantamiento topográfico.
- Estudios Geotécnicos del terreno
- Diseño de 120.07 kms de Líneas Primarias en 22.9 kV.
- Diseño de Redes Primarias en 25 localidades
- Adecuar 20.62 kms de línea primaria para operar a la tensión de 22.9 kV
- Reforzar 13.344 kms de líneas primarias
- Adecuar redes primarias de las localidades de Lamas y Juan Guerra.
- Metrado y presupuesto para las líneas y redes primarias
- Metrado y presupuesto estimado para la línea primaria C.T. Tarapoto-Cacatachi

El expediente técnico se elabora al nivel de licitación pública nacional, de acuerdo a las directivas y normas vigentes.

CUADRO N° 1.1

RELACION DE LOCALIDADES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
PRIMERA ETAPA

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Calif.	Población		Situación de los servicios	Estudios a realizar	
			1997	2017		L.P	Redes
A	PROVINCIA SAN MARTIN						
1.0	DIST. CABO ALBERTO LEVEAU						
1.1	Urcuraca 1/	C.P.U	800	1295	Paralizado	LP	RP
2.0	DISTRITO CACATACHI						
2.1	Cacatachi 2/	C.P.U	1961	3135	24 horas del día		A/RP,RS
3.0	DISTRITO CHAZUTA						
3.1	Chazuta 3/	C.P.U	4200	6714	Construcción RP,RS	LP	
3.2	La Banda de Chazuta 3/	C.P.U	594	898	Construcción RP,RS	LP	
4.0	DISTRITO JUAN GUERRA						
4.1	Juna Guerra 4/	C.P.U	3150	4825	24 horas del día	R/LP	A/RP
5.0	DIST. BANDA DE SHILCAYO						
5.1	Tres de Octubre 2/	C.P.M	279	422	24 horas del día		A/RP,RS
5.2	Las Palmas 2/	C.P.M	825	1055	24 horas del día		A/RP,RS
6.0	DISTRITO SAN ANTONIO						
6.1	La Banda de Cumbaza 5/	Caserio	195	296	En construcción RP	L.P	RS
6.2	San Antonio de Cumbaza 5/	C.P.U	1130	1806	En construcción RP	L.P	RS
6.3	San Pedro de Cumbaza 5/	C.P.M	390	471	En construcción RP	L.P	RS
7.0	DISTRITO SAUCE						
7.1	Sauce 6/	C.P.U	4607	7365	Paralizado	L.P	RP
7.2	Dos de Mayo	Caserio	400	618	Paralizado	L.P	RP, RS
8.0	DISTRITO SHAPAJA						
8.1	Shapaja 7/	C.P.U	2090	2816	Paralizado	L.P	RP, RS
B	PROVINCIA LAMAS						
1.0	DISTRITO LAMAS						
1.1	Lamas 4/	C.P.U	9398	13438	24 horas del día	A/L.P	A/RP
1.2	Churuyacu	Caserio	167	253	Sin servicio	L.P	RP, RS
1.3	Las Flores del Río Mayo	Caserio	272	435	Sin servicio	L.P	RP, RS
1.4	Pamashto	C.P.M	1356	1835	Sin servicio	L.P	RP, RS
1.5	San Antonio del Río Mayo	C.P.M	420	641	Sin servicio	L.P	RP, RS
2.0	DISTRITO CUÑUMBUQUE						
2.1	Cuñumbuque 8/	C.P.U	1392	2241	04 horas/día	L.P	RP, RS
3.0	DISTRITO PINTO RECODO						
3.1	Pinto Recodo	C.P.U	970	1557	paralizado	L.P	RP, RS
4.0	DISTRITO RUMIZAPA						
4.1	Maceda	C.P.U	394	696	Sin servicio	L.P	RP, RS
4.2	Rumizapa 2/	C.P.U	568	904	24 horas del día	A/L.P	A/RP,RS
5.0	DISTRITO SAN ROQUE						
5.1	San Roque de Cumbaza	C.P.U	590	750	Sin servicio	L.P	RP, RS
6.0	DISTRITO SHANAO						
6.1	Shanao	C.P.U	1231	1802	Paralizado	L.P	RP, RS
6.2	Solo	Caserio	155	228	Sin servicio	L.P	RP, RS

CUADRO N° 1.1

**RELACION DE LOCALIDADES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
PRIMERA ETAPA**

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Calif.	Población		Situación de los servicios	Estudios a realizar	
			1997	2017		L.P	Redes
6.3	Puente Bolivia	Anexo	244	256	Sin servicio	L.P	RP, RS
7.0	DISTRITO TABALOSOS						
7.1	Tabalosos	C.P.U	8640	13835	Malo, restringido	L.P	RP, RS
7.2	San Miguel del Río Mayo	C.P.M	1784	2687	Sin servicio	L.P	RP, RS
8.0	DISTRITO ZAPATERO						
8.1	Zapatero	C.P.M	1251	1813	Malo, 4 horas/día	L.P	RP, RS
8.2	Pampa Hermosa 6/	C.P.U	306	559	4 horas/día	L.P	RP, RS
8.3	Santa del Río Mayo	Caserio	280	435	Sin servicio	L.P	RP, RS
C	PROVINCIA PICOTA						
1.0	DISTRITO PILLUANA						
1.1	Pilluana	C.P.U	663	869	Paralizado	L.P	RP, RS
1.2	Mishquiyacu	C.P.M	496	744	Paralizado	L.P	RP, RS
2.0	DISTRITO TRES UNIDOS						
2.1	Tres Unidos	C.P.U	2600	3265	4 horas sab. y dom.	L.P	RP, RS

RESUMEN DE LAS LOCALIDADES DONDE SE ELABORARA ESTUDIOS

Red Primaria	23		Consideradas en el Estudio
Adecuar Red Primaria	6	2	Consideradas en el Estudio
		4	A cargo de ELECTRORIENTE S.A
	<u>29</u>		
	5		Localidades con R.P en construcción
Total localidades I Etapa	34		
Red Secundaria	28	24	Consideradas en el Estudio
		4	A Cargo de ELECTRORIENTE S.A.
Reforzar Red Secundaria	<u>2</u>		Consideradas en el Estudio
	30		
	2		Localidades con R.S. Nuevas
	2		Localidades con R.S en Construcción
Total localidades I Etapa	34		

Nota: C.P.U. : Centro Poblado Urbano
C.P.M. : Centro Poblado Menor

A/ L.P : Adecuar Linea Primaria
R/ R.P : Reforzar Red Primaria

- 1/ : Considerada en el estudio, falta R.P y la R.S se encuentra inconclusa falta parte de las conexiones domiciliarias y medidores
2/ : No considerada en el estudio, pero la R.P. será adecuada por ELECTRORIENTE S.A. para operar a la tensión de 22.9 kV
3/ : No considerada en el estudio, R.P y R.S en construcción, con financiamiento del Proyecto Bajo Huallaga-Bajo Río Mayo
4/ : Con Redes Secundarias nuevas, considerada en el estudio para adecuar la R.P
5/ : Considerada en el estudio, por la R.S., la R.P. en Construcción por la ONG ITDG
6/ : Considerada en el estudio, por la R.P. y por el reforzamiento de la Red Secundaria
7/ : Considerada en el estudio, por nuevo diseño de la R.P y R.S (uniformizar el sistema)
8/ : Considerada en el estudio, por adecuación y ampliación de Redes Primarias

CUADRO N° 1.1

RELACION DE LOCALIDADES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
SEGUNDA ETAPA

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Calif.	Población		Situación de los servicios	Estudios a realizar	
			1997	2017		L.P	Redes
A	PROVINCIA SAN MARTIN						
1.0	DISTRITO TARAPOTO						
1.1	San Juan de Cumbaza	Caserio	230	307	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.2	San Martin de Cumbaza	Caserio	180	243	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.3	Santa Rosa de Cumbaza	Caserio	482	575	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.0	DIST. CABO ALBERTO LEVEAU						
2.1	Cerro San Pablo	Caserio	217	278	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.2	Machungo	Caserio	216	385	Sin Servicio	LP	RP, RS
3.0	DISTRITO CACATACHI						
3.1	La Unión (Carret. Marginal)	Caserio	260	264	Sin Servicio		RP, RS
4.0	DISTRITO CHAZUTA						
4.1	Aguano Mayuna	C.P.U.	620	891	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.2	Curiyacu	Caserio	466	496	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.3	Llucanayacu	Caserio	205	222	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.4	Ramón Castilla	Caserio	315	478	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.5	Shilcayo	Caserio	388	567	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.6	Tunum Tunumbe	Caserio	540	843	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.7	Santa Rosa	Caserio	395	457	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.8	Canayo	Caserio	145	221	Sin Servicio	LP	RP, RS
5.0	DISTRITO JUAN GUERRA						
5.1	Yacucatina	Caserio	240	374	Sin Servicio		RP, RS
6.0	DIST. BANDA DE SHILCAYO						
6.1	Bello Horizonte	Caserio	535	571	Sin Servicio	LP	RP, RS
6.2	La Unión	Caserio	479	629	Sin Servicio	LP	RP, RS
6.3	Las Flores de Pucayacu	Caserio	133	145	Sin Servicio	LP	RP, RS
6.4	San Francisco de Pucayacu	Caserio	122	125	Sin Servicio	LP	RP, RS
6.5	San José	Caserio	251	274	Sin Servicio	LP	RP, RS
6.6	Chonta Muyo	Caserio	298	317	Sin Servicio	LP	RP, RS
6.7	Nueva Venecia	Caserio	347	395	Sin Servicio	LP	RP, RS
B	PROVINCIA DE LAMAS						
1.0	DISTRITO LAMAS						
1.1	Alto Shumbuyacu	Caserio	432	473	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.2	Urcopata	Caserio	88	123	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.3	Chirapata (La Libertad)	Caserio	312	407	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.4	Vista Alegre	Caserio	110	122	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.5	Chumbaquihui	Caserio	252	293	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.6	Bellavista	Caserio	195	245	Sin Servicio	LP	RP, RS
1.7	Huapo	Caserio	140	198	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.0	DISTRITO CUÑUMBUQUE						
2.1	La Marginal	Caserio	270	300	Sin Servicio		RP, RS
2.2	Pucacaca del Río Mayo	Caserio	388	537	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.3	San Cristobal de Opaquihui	Caserio	267	283	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.4	San Fernando	Caserio	320	353	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.5	San Francisco	Caserio	250	269	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.6	Unión de Mamonaquihui	Caserio	299	371	Sin Servicio	LP	RP, RS
2.7	Las Flores de Mamonaquihui	C.P.M	619	940	Sin Servicio	LP	RP, RS

CUADRO N° 1.1

RELACION DE LOCALIDADES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
SEGUNDA ETAPA

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Calif.	Población		Situación de los servicios	Estudios a realizar	
			1997	2017		L.P	Redes
2.8	Mamonaquihui	C.P.M	600	816	Sin Servicio	LP	RP, RS
3.0	DISTRITO PINTO RECODO						
3.1	Mishquiyacu	Caserio	310	360	Sin Servicio	LP	RP, RS
3.2	Churuzapa	Caserio	254	262	Sin Servicio	LP	RP, RS
3.3	Misquiyaquillo	Caserio	325	450	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.0	DISTRITO RUMIZAPA						
4.1	Churuzapa	Caserio	689	861	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.2	Pacchilla	Caserio	434	600	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.3	Shapumba	Caserio	162	195	Sin Servicio	LP	RP, RS
4.4	Shamboloa	Caserio	142	265	Sin Servicio	LP	RP, RS
5.0	DISTRITO SAN ROQUE						
5.1	Aucaloma	Caserio	490	584	Sin Servicio	LP	RP, RS
5.2	Mishquiyacu	Caserio	149	229	Sin Servicio	LP	RP, RS
6.0	DISTRITO SHANAO						
6.1	Murillo	Caserio	120	168	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.0	DISTRITO TABALOSOS						
7.1	Estancia	Caserio	367	513	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.2	Manchingao	Caserio	181	193	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.3	Ponazapa	Caserio	216	317	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.4	Bambas	Caserio	235	306	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.5	Nazareth	Caserio	183	184	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.6	Pueblo Nuevo	Caserio	206	211	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.7	Somos Libres	Caserio	190	192	Sin Servicio	LP	RP, RS
7.8	San Juan	Caserio	314	319	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.0	DISTRITO ZAPATERO						
8.1	Huimba Mayuna	Caserio	120	168	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.2	Poloponta	Caserio	160	279	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.3	Nuevo Progreso	Caserio	140	231	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.4	San Juan de Talliquihui	Caserio	540	890	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.5	Bagazan	Caserio	298	388	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.6	Caranayacu	Caserio	329	474	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.7	Nuevo Celendín	C.P.M.	442	499	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.8	Nuevo Mundo	Caserio	379	477	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.9	Santa Cruz	Caserio	259	342	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.10	Estero del Río Mayo	Caserio	120	193	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.11	Uchumuyaca	Caserio	120	196	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.12	Vista Alegre	Caserio	105	122	Sin Servicio	LP	RP, RS
8.13	Pancuy	Caserio	142	168	Sin Servicio	LP	RP, RS
C	PROVINCIA EL DORADO						
1.0	DISTRITO SAN JOSE DE SISA						
1.1	Santa Martha	C.P.M.	1250	1450	Sin Servicio	LP	RP, RS

Nota :

C.P.U. : Centro Poblado Urbano
C.P.M. : Centro Poblado Menor

CUADRO N° 1.2

CENSO DE POBLACION Y VIVIENDA DE CADA LOCALIDAD

Número de localidades : 102

PEQUEÑO SISTEMA ELECTICO TARAPOTO

DPTO : SAN MARTIN

PROV. : VARIAS

Fecha : Sep-97

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Categorización	Censo 1972			Censo 1981			Censo 1993			Proyección 1997			Información de campo			Tasa de crecimiento		C.E. (%)
			Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Real (%)	Asum. (%)	
A	PROVINCIA SAN MARTIN		13570	2337	5.81	15832	2792	5.67	24180	4871	4.96	28316.8	5395	5.25	28676	5395	5.32			
1.0	TARAPOTO		481	80	6.01	720	125	5.76	739	167	4.43	669	181	3.70	857	181	4.73	3.77		
1.1	San Juan de Cumbaza	Caserío	192	34	5.65	165	30	5.50	191	45	4.24	215	45	4.79	230	45	5.11	4.75	2.00	
1.2	San Martín de Cumbaza	Caserío	0	0	0.00	177	29	6.10	191	44	4.34	139	36	3.87	195	36	5.42	0.52	1.00	
1.3	Santa Rosa de Cumbaza	Caserío	289	46	6.28	378	66	5.73	357	78	4.58	315	100	3.15	432	100	4.32	4.88	1.00	
2.0	CABO ALBERTO LEVEAU		876	141	6.21	1021	159	6.42	1109	233	4.76	1112	280	3.97	1407	280	5.03			
2.1	Urcurarca	C.P.U	563	93	6.05	683	106	6.44	716	149	4.81	695	191	3.64	874	191	4.58	5.11	2.50	0.65
2.2	Cerro San Pablo	C.P.M	80	14	5.71	94	16	5.88	154	31	4.97	184	31	5.95	217	31	7.00	8.95	2.50	
2.3	Machungo	Caserío	233	34	6.85	244	37	6.59	239	53	4.51	232	58	4.01	316	58	5.45	7.23	2.00	
3.0	CACATACHI		922	189	4.88	1135	220	5.16	1897	433	4.38	2272	535	4.25	2439	535	4.56	6.48		
3.1	Cacatachi	C.P.U	922	189	4.88	1135	220	5.16	1733	402	4.31	2012	500	4.02	2250	500	4.50	6.74	2.50	0.64
3.2	La Unión (Cruce Carr. Marginal)	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	164	31	5.29	260	35	7.44	189	35	5.40	3.61	2.00	
4.0	CHAZUTA		3092	514	6.02	3955	697	5.67	6757	1151	5.87	8110	1214	6.68	7575	1214	6.24	2.90		
4.1	Chazuta	C.P.U	2279	376	6.06	2329	399	5.84	3712	613	6.06	4507	600	7.51	4100	600	6.83	2.52	2.50	0.66
4.2	Aguano Moyuna	C.P.U	288	48	6.00	469	88	5.33	529	103	5.14	503	108	4.66	620	108	5.74	4.05	2.20	
4.3	La Banda de Chazuta	C.P.U	229	35	6.54	208	39	5.33	533	97	5.49	731	100	7.31	612	100	6.12	3.52	2.20	
4.4	Canayo	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	25	0.00	145	25	5.80		2.00	
4.5	Curiyacu	Caserío	0	0	0.00	133	23	5.78	390	75	5.20	496	80	6.20	401	80	5.01	0.70	1.00	
4.6	Llucanayacu	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	167	26	6.42	265	31	8.55	170	31	5.48	0.45	1.00	
4.7	Ramón Castilla	Caserío	0	0	0.00	169	37	4.57	297	47	6.32	315	50	6.30	275	50	5.50	-1.91	2.00	
4.8	Santa Rosa	Caserío	0	0	0.00	134	26	5.15	327	61	5.36	395	69	5.72	346	69	5.01	1.42	1.40	
4.9	Shilcayo	Caserío	89	15	5.93	190	32	5.94	336	55	6.11	388	61	6.35	366	61	6.00	2.16	2.16	
4.10	Tunun Tunumbe	Caserío	207	40	5.18	323	53	6.09	466	74	6.30	511	90	5.67	540	90	6.00	3.75	2.50	
5.0	JUAN GUERRA		2449	394	6.22	2603	440	5.92	3095	722	4.29	3332	742	4.49	3608	742	4.86	3.91		
5.1	Juan Guerra	C.P.U	2449	394	6.22	2420	395	6.13	2862	589	4.86	3131	682	4.59	3348	682	4.91	4.00	2.20	0.81
5.2	Yacucatina	Caserío	0	0	0.00	183	45	4.07	233	133	1.75	200	60	3.34	260	60	4.33	2.78	2.00	
6.0	BANDA DE SHILCAYO		643	103	6.24	874	153	5.71	2674	690	3.88	3653	772	4.73	3168	772	4.10	4.33		
6.1	Bello Horizonte	Caserío	198	32	6.19	266	42	6.33	450	95	4.74	535	96	5.57	451	96	4.70	0.06	1.00	
6.2	Chonta Muyo	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	188	47	4.00	298	51	5.85	214	51	4.20	3.29	2.20	
6.3	La Unión	Caserío	201	29	6.93	196	37	5.30	373	78	4.78	479	85	5.63	382	85	4.49	0.60	1.00	
6.4	Las Flores de Pucayacu	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	68	35	1.94	108	38	2.84	133	38	3.50	18.26	2.20	
6.5	Las Palmas	C.P.M	244	42	5.81	271	52	5.21	626	161	3.89	825	183	4.51	768	183	4.20	5.24	2.20	0.80
6.6	Nueva Venecia	Caserío	0	0	0.00	26	5	5.20	234	46	5.09	347	54	6.43	270	54	5.00	3.64	2.20	
6.7	Progreso	Caserío	0	0	0.00	91	13	7.00	260	77	3.38	328	86	3.82	315	86	3.66	4.91	2.20	
6.8	San Fernando de Pucayacu	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	74	35	2.11	117	37	3.17	122	37	3.30	13.31	2.20	
6.9	San José	Caserío	0	0	0.00	24	4	6.00	151	54	2.80	217	68	3.20	217	68	3.19	9.49	2.50	
6.10	Tres de Octubre	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	250	62	4.03	397	74	5.36	296	74	4.00	4.31	2.20	0.61

CUADRO N° 1.2

CENSO DE POBLACION Y VIVIENDA DE CADA LOCALIDAD

Número de localidades : 102

PEQUEÑO SISTEMA ELECTICO TARAPOTO

DPTO : SAN MARTIN

PROV. : VARIAS

Fecha : Sep-97

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Categorización	Censo 1972			Censo 1981			Censo 1993			Proyección 1997			Información de campo			Tasa de crecimiento		C.E. (%)
			Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Real (%)	Asum. (%)	
7.0	SAN ANTONIO DE CUMBAZA		1750	342	5.12	1466	293	5.00	1546	362	4.27	1689	368	4.59	1635	368	4.44	1.41		
7.1	San Antonio de Cumbaza	C.P.U	1203	238	5.05	986	206	4.79	999	260	3.84	1080	250	4.32	1025	250	4.10	0.64	1.00	0.60
7.2	La Banda de Cumbaza	Caserío	170	27	6.30	153	26	5.88	176	27	6.52	195	40	4.88	224	40	5.60	6.21	2.20	0.50
7.3	San Pedro de Cumbaza	C.P.M	377	77	4.90	327	61	5.36	371	75	4.95	414	78	5.30	386	78	4.95	1.00	1.06	0.60
8.0	SAUCE		1824	294	6.20	2461	420	5.86	4439	752	5.90	5385	934	5.77	6020	934	6.45	7.91		
8.1	Sauce	C.P.U	1728	279	6.19	2254	381	5.92	4072	693	5.88	4962	850	5.84	5600	850	6.59	8.29	2.50	0.65
8.2	Dos de Mayo	Caserío	96	15	6.40	207	39	5.31	367	59	6.22	423	84	5.04	420	84	5.00	3.43	2.20	
9.0	SHAPAJA		1533	280	5.48	1597	285	5.60	1924	361	5.33	2094	369	5.68	1967	369	5.33	0.55		
9.1	Shapaja	C.P.U	1533	280	5.48	1597	285	5.60	1924	361	5.33	2094	369	5.68	1967	369	5.33	0.55	1.60	0.60
B	PROVINCIA LAMAS		23894	4873	4.90	25141	5274	4.77	36085	8078	4.47	42090	9035	4.66	41644	9040	4.61	3.65		
1.0	LAMAS		8806	1974	4.46	8764	1999	4.38	11558	2984	3.87	13213	3222	4.10	12597	3222	3.91	2.18		
1.1	Lamas	C.P.U	6547	1469	4.46	7581	1766	4.29	8584	2388	3.59	8823	2571	3.43	9244	2571	3.60	1.87	1.90	0.81
1.2	Bellavista	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	150	31	4.84	238	39	6.11	195	39	5.00	6.78	2.20	
1.3	Alto Shambuyacu (Ntra. Sra. Selva)	Caserío	259	69	3.75	0	0	0.00	280	52	5.38	532	60	8.87	312	60	5.20	2.74	2.50	
1.4	Chirapata (La Libertad)	Caserío	359	136	2.64	246	51	4.82	242	52	4.65	278	60	4.63	307	60	5.12	6.13	2.20	
1.5	Chumbaquihui	Caserío	0	0	0.00	19	4	4.75	195	28	6.96	292	30	9.73	180	30	6.00	-1.98	2.00	
1.6	Churuyacu del Río Mayo	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	150	31	4.84	238	39	6.11	195	39	5.00	6.78	2.20	
1.7	Huapo	Caserío																		
1.8	Las Flores del Río Mayo	Caserío	176	35	5.03	138	23	6.00	240	40	6.00	313	44	7.11	286	44	6.50	4.48	2.50	
1.9	Pamashto	C.P.M	793	148	5.36	0	0	0.00	1168	233	5.01	2122	225	9.43	1170	225	5.20	0.04	1.90	
1.10	San Antonio del Río Mayo	Caserío	506	76	6.66	511	82	6.23	380	77	4.94	301	102	2.95	510	102	5.00	7.63	2.20	
1.11	Urcopata	Caserío	130	31	4.19	145	29	5.00	97	27	3.59	64	22	2.90	88	22	4.00	-2.40	1.00	
1.12	Vista Alegre	Caserío	36	10	3.60	124	44	2.82	72	25	2.88	12	30	0.39	110	30	3.67	11.18	2.20	
2.0	CUÑUMBUQUE		1776	362	4.91	2233	459	4.86	3528	773	4.56	4134	851	4.86	4334	851	5.09	5.28		
2.1	Cuñumbuque	C.P.U	1081	228	4.74	1170	233	5.02	1329	303	4.39	1392	337	4.13	1516	337	4.50	3.35	2.20	0.63
2.2	La Marginal	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	166	31	5.35	263	45	5.86	270	45	6.00	12.93	2.20	
2.3	Las Flores de Mamonaquihua	C.P.M	154	41	3.76	279	59	4.73	520	100	5.20	619	109	5.68	545	109	5.00	1.18	1.18	
2.4	Mamonaquihua	Caserío	271	44	6.16	382	78	4.90	484	101	4.79	506	100	5.06	600	100	6.00	5.52	2.20	
2.5	Pucacaca del Río Mayo	Caserío	0	0	0.00	90	16	5.63	297	61	4.87	388	52	7.46	317	52	6.10	1.64	2.50	
2.6	San Cristobal de Upaquihua	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	168	29	5.79	267	38	7.02	216	38	5.68	6.48	2.20	
2.7	San Fernando	Caserío	171	27	6.33	187	37	5.05	210	61	3.44	218	80	2.73	380	80	4.75	15.98	2.20	
2.8	San Francisco	Caserío	99	22	4.50	97	29	3.34	149	44	3.39	180	50	3.60	250	50	5.00	13.81	2.20	
2.9	Union de Mamonaquihua	Caserío	0	0	0.00	28	7	4.00	205	43	4.77	299	40	7.49	240	40	6.00	4.02	2.20	
3.0	PINTO RECODO		666	136	4.90	867	196	4.42	1559	277	5.63	1897	360	5.27	1998	360	5.55	6.40		
3.1	Pinto Recodo	C.P.U	457	101	4.52	527	111	4.75	861	157	5.48	1033	240	4.31	1180	240	4.92	8.20	2.20	
3.2	Churuzapa	Caserío	0	0	0.00	80	19	4.21	207	35	5.91	254	30	8.48	213	30	7.10	0.72	1.00	

CUADRO N° 1.2

CENSO DE POBLACION Y VIVIENDA DE CADA LOCALIDAD

Número de localidades : 102

PEQUEÑO SISTEMA ELECTICO TARAPOTO

DPTO : SAN MARTIN

PROV. : VARIAS

Fecha : Sep-97

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Caificación	Censo 1972			Censo 1981			Censo 1993			Proyección 1997			Información de campo			Tasa de crecimiento		C.E. (%)
			Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Real (%)	Asum. (%)	
3.3	Mishquiyacu	Caserío	104	19	5.47	87	32	2.72	224	43	5.21	310	40	7.76	280	40	7.00	5.74	2.20	
3.4	Mishquiyaquiyo	Caserío	105	16	6.56	173	34	5.09	267	42	6.36	299	50	5.98	325	50	6.50	5.04	2.20	
4.0	RUMIZAPA		1545	290	5.33	1584	312	5.08	2164	498	4.35	2491	534	4.67	2711	534	5.08	5.80		0.60
4.1	Rumizapa	C.P.U	510	128	3.98	503	96	5.24	536	141	3.80	558	200	2.79	720	200	3.60	7.66	2.00	
4.2	Maceda	C.P.U	438	56	7.82	443	81	5.47	413	80	5.16	394	105	3.75	525	105	5.00	6.18	2.00	
4.3	Churuzapa	Caserío	215	38	5.66	241	44	5.48	529	123	4.30	689	100	6.89	620	100	6.20	4.05	2.20	
4.4	Pacchilla	Caserío	312	52	6.00	256	50	5.12	356	87	4.09	434	60	7.23	366	60	6.10	0.69	2.00	
4.5	Shamboloa	Caserío	0	0	0.00	85	30	2.83	214	41	5.22	261	38	6.87	278	38	7.32	6.76	2.10	
4.6	Shapumba	Caserío	70	16	4.38	56	11	5.09	116	26	4.46	156	31	5.03	202	31	6.52	14.87	2.20	
5.0	SAN ROQUE DE CUMBAZA		541	118	4.58	503	112	4.49	1032	225	4.59	1356	240	5.65	1168	240	4.87	3.14		
5.1	San Roque de Cumbaza	C.P.U	541	118	4.58	503	112	4.49	550	133	4.14	590	140	4.22	579	140	4.14	1.29	1.30	
5.2	Aucoloma	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	346	62	5.58	549	60	9.15	408	60	6.80	4.21	2.20	
5.3	Mishquiyaco	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	136	30	4.53	216	40	5.40	181	40	4.53	7.41	2.20	
6.0	SHANAO		1198	226	5.30	1093	239	4.57	1409	347	4.06	1630	376	4.34	1671	376	4.44	4.36		0.30
6.1	Shanao	C.P.U.	1037	201	5.16	970	222	4.37	1120	273	4.10	1231	296	4.16	1241	296	4.19	2.60	2.00	
6.2	Solo	Caserío	161	25	6.44	123	17	7.24	135	30	4.50	155	34	4.56	210	34	6.18	11.68	2.20	
6.3	Puente Bolivia	Anexo	0	0	0.00	0	0	0.00	154	44	3.50	244	46	5.31	220	46	4.78	9.33	2.20	
6.4	Murillo	Caserío	60	15	4.00	80	19	4.21	207	35	5.91	275	30	9.16	213	30	7.10	0.72	1.00	
7.0	TABALOSOS		6790	1269	5.35	6820	1339	5.09	10603	2097	5.06	12815	2344	5.47	11827	2344	5.05	2.77		0.65
7.1	Tabalosos	C.P.U.	4976	957	5.20	5165	982	5.26	7649	1562	4.90	9044	1704	5.31	8384	1704	4.92	2.32	2.32	
7.2	Bambas	Caserío	66	15	4.40	96	25	3.84	190	37	5.14	235	40	5.88	206	40	5.15	2.04	2.04	
7.3	Estancia	Caserío	105	18	5.83	163	35	4.66	304	56	5.43	367	61	6.02	335	61	5.49	2.46	2.20	
7.4	Machingo	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	114	26	4.38	181	36	5.03	162	36	4.50	9.18	2.50	
7.5	Nazareth	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	115	18	6.39	183	20	9.13	124	20	6.20	1.90	1.90	
7.6	Ponazapa	Caserío	0	0	0.00	97	19	5.11	188	36	5.22	209	40	5.21	216	40	5.40	3.53	2.50	
7.7	Pueblo Nuevo	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	131	18	7.28	208	20	10.40	142	20	7.10	2.04	2.04	
7.8	San Juan	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	198	30	6.60	314	32	9.82	220	32	6.88	2.67	2.50	
7.9	San Miguel del Río Mayo	C.P.M.	1643	279	5.89	1299	278	4.67	1594	292	5.46	1884	367	5.13	1908	367	5.20	4.60	2.00	
7.10	Somos Libres	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	120	22	5.45	190	24	7.94	130	24	5.42	2.02	2.02	
8.0	ZAPATERO		2572	498	5.16	3277	618	5.30	4232	877	4.83	4554	1108	4.11	5338	1113	4.80	5.98		0.58
8.1	Zapatero	C.P.U.	1225	243	5.04	1015	209	4.86	1182	249	4.75	1351	264	5.12	1267	264	4.80	1.75	1.75	
8.2	Pampa Hermoza	C.P.U.	272	41	6.63	338	55	6.15	332	59	5.63	306	115	2.66	460	115	4.00	8.49	1.50	
8.3	Bagazan	Caserío	0	0	0.00	101	16	6.31	230	43	5.35	272	48	5.66	298	48	6.21	6.69	2.20	
8.4	Caranayacu	Caserío	176	29	6.07	252	36	7.00	281	47	5.98	272	53	5.14	329	53	6.21	4.02	1.00	
8.5	Estero del Río Mayo	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	25	0.00	120	25	4.80	2.20	2.20	
8.6	Huimba Moyuna	Caserío	161	32	5.03	183	34	5.38	133	33	4.03	96	35	2.75	140	35	4.00	1.29	1.29	

CUADRO N° 1.2

CENSO DE POBLACION Y VIVIENDA DE CADA LOCALIDAD

Número de localidades : 102

PEQUEÑO SISTEMA ELECTICO TARAPOTO

DPTO : SAN MARTIN

PROV. : VARIAS

Fecha : Sep-97

Item	Provincia/Distrito/Localidad	Caificación	Censo 1972			Censo 1981			Censo 1993			Proyección 1997			Información de campo			Tasa de crecimiento		C.E. (%)
			Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Pob.	Viv.	D.F. 1/	Real (%)	Asum. (%)	
8.7	Nuevo Celendin	Caserío	199	48	4.15	246	51	4.82	296	73	4.05	309	110	2.81	602	110	5.47	19.42	2.20	
8.8	Nuevo Mundo	Caserío	167	23	7.26	212	28	7.57	283	46	6.15	309	79	3.92	339	79	4.29	4.62	2.20	
8.9	Nuevo Progreso	Caserío	0	0	0.00	91	13	7.00	260	77	3.38	328	86	3.82	300	86	3.49	3.64	2.20	
8.10	Pancuy	Caserío	0	0	0.00	130	46	2.83	92	28	3.29	26	30	0.86	118	35	3.37	6.42	2.20	
8.11	Poloponta	Caserío	68	18	3.78	97	19	5.11	180	36	5.00	219	42	5.21	210	42	5.00	3.93	2.50	
8.12	Santa Ana del Río Mayo	Caserío	106	25	4.24	176	38	4.63	268	46	5.83	298	52	5.74	325	52	6.25	4.94	2.20	
8.13	Santa Cruz	Caserío	0	0	0.00	170	31	5.48	245	45	5.44	231	48	4.82	259	48	5.40	1.40	1.40	
8.14	San Juan de Talliquihui	Caserío	198	39	5.08	266	42	6.33	450	95	4.74	535	96	5.57	451	96	4.70	0.06	1.50	
8.15	Uchumuyaca	Caserío	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	25	0.00	120	25	4.80		2.20	
C	PROVINCIA PICOTA		0	0		0	0		3158	615	5.13	5013	654	7.66	3759	654	5.75	4.45		
1.0	PILLUANA		0	0		0	0		1128	252	4.48	1790	254	7.05	1159	254	4.56	0.68		
1.1	Pilluana	C.P.U.	0	0	0.00	0	0	0.00	608	134	4.54	965	132	7.31	663	132	5.02	2.19	1.50	
1.2	Mishquiyacu	Anexo	0	0	0.00	0	0	0.00	520	118	4.41	825	122	6.77	496	122	4.07	-1.17	1.50	
2.0	TRES UNIDOS		0	0		0	0		2030	363	5.59	3222	400	8.06	2600	400	6.50	6.38		
2.1	Tres Unidos	C.P.U.	0	0	0.00	0	0	0.00	2030	363	5.59	3222	400	8.06	2600	400	6.50	6.38	2.20	
D	PROVINCIA EL DORADO		0	0		0	0		896	180	4.98	1422	250	5.69	1250	250	5.00	8.68		
1.0	SAN JOSE DE SISA		0	0		0	0		896	180	4.98	1422	250	5.69	1250	250	5.00	8.68		
1.1	Santa Martha	C.P.M.	0	0	0.00	0	0	0.00	896	180	4.98	1422	250	5.69	1250	250	5.00	8.68	2.20	
	TOTAL		37464	7210	5.20	40973	8066	5.08	64319	13744	4.68	76841.9	15334	5.01	75329	15339	4.91	4.03		

Nota : C.P.U. = Centro Poblado Urbano
C.P.M. = Centro Poblado Menor
1/ : Densidad Familiar

CAPITULO II

DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ACTUAL Y EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS

2.1 Introducción

El Diagnóstico de la situación actual muestra el estado en el cual se encuentran los servicios eléctricos existentes, su desarrollo histórico y el grado de electrificación alcanzado por las localidades en el área del proyecto. También indica las localidades sin servicio eléctrico, su población y vivienda según el censo nacional.

El Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto se extiende a las Provincias de San Martín, Lamas, Picota y El Dorado, integra a 19 distritos y agrupa a 102 localidades, cuya población al año de 1993 de acuerdo al censo nacional, fue de 64,402 habitantes, estimándose para 1997, una población de 75,390 habitantes.

Del total de centros poblados que conforman el Pequeño Sistema Eléctrico, solo 20 de ellos cuentan con servicio eléctrico o en alguna oportunidad han tenido experiencia en el uso de la energía eléctrica. En los últimos años se ha agrupado a 6 localidades, que son alimentadas desde la C.T. Tarapoto, habiéndose construido líneas primarias a Lamas y Juan Guerra, que operan a la tensión de 20 y 10 kV respectivamente y, en las otras 14 localidades, el servicio eléctrico es restringido, por falta de generación y/o mal estado de las redes

Hasta 1980 en el Perú, por falta de planificación, la atención de las necesidades de energía de los centros poblados rurales, era en forma puntual, instalando la generación, redes de media y baja tensión en cada localidad. Esta forma de electrificación, se implemento en el Departamento de San Martín, las instalaciones existentes confirman lo indicado. A partir de 1980 ELECTROPERU S.A. establece la nueva concepción de atender las necesidades de energía, agrupando las localidades para formar los Pequeños Sistemas Eléctricos, y en 1982 se da la norma legal que establece el Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica, bajo esta concepción.

En el área del proyecto la Empresa Concesionaria es ELECTRORIENTE S.A., y tiene la administración de los servicios eléctricos de Lamas, Tabalosos, Cacatachi, Rumizapa, Las Palmas, Tres de Octubre y Juan Guerra. En las otras localidades los servicios están a cargo de las Municipalidades, recibiendo el apoyo técnico de la empresa concesionaria y, en algunos casos aporte de combustible para los grupos térmicos, como se da en la localidad de Cufimbuque.

2.2 Instalaciones existentes

2.2.1 Generación

En el área del proyecto, se han instalado 24 unidades de generación, que dan una potencia nominal de 26.465 MW, siendo de origen térmico 23 unidades que tienen 26.185 MW de potencia, es decir el 98.94% y una unidad de origen hidráulico, cuya potencia es 0.280 MW que equivale al 1.06% del total de potencia instalada.

En la C.T Tarapoto se han instalado 9 grupos térmicos con potencia nominal de 24.828 MW, que representa el 93.81% de la potencia instalada, los otros 14 grupos térmicos cuya potencia total es 1.637 MW que representa el 6.19% de la potencia instalada, operan en 12 localidades y el grupo hidráulico de 0.280 MW, se encuentra instalado en la C.H Tabalosos.

La potencia efectiva instalada, es de 19.410 MW, habiéndose concentrado en la C.T Tarapoto 18.38 MW que corresponde al 94.69%, y la diferencia, es decir 1.03 MW que corresponde al 5.31%, están distribuidas en 8 centrales térmicas en igual número de localidades.

En el cuadro N° 2.1 se tiene los grupos de generación, marca, potencia, tensión de generación, estado de conservación y año de instalación en la localidad.

2.2.2 Subestaciones elevadoras y subestación reductora

En el área del proyecto se ha instalado 9 subestaciones elevadoras y una subestación reductora, en total 14 transformadores los que dan una potencia de 14418 kVA. En la C.T Tarapoto se tiene 6 transformadores con relación de transformación 4.16/10 kV, tres unidades, 1.60/10 kV dos unidades y uno con relación 10/20 kV, este último abastece de energía a la localidad de Lamas donde se tiene la subestación reductora de 1600 kVA, 20/10 kV; las siete subestaciones elevadoras restantes cuya potencia total es 1125 kVA, se han instalado en seis localidades.

En el cuadro N° 2.1, se tiene las localidades donde se han instalado las subestaciones elevadoras y reductora, la potencia por transformador su relación de transformación y año de instalación.

2.2.3 Líneas primarias

Se ha instalado un total de 38.764 kms de líneas primarias, las que operan a las tensiones de 20 y 10 kV, estas no tienen más de 12 años de haberse construido y entrado en operación, suministran energía a ocho localidades y son las siguientes:

- C.T. Tarapoto – Juan Guerra	13.34 km
- C.T. Tarapoto – Lamas	20.62 km
- Línea Primaria C.H. Tabalosos – Tabalosos	3.50 km
- Línea C.T. Zapatero – Pampa Hermosa	1.30 km

a) Línea primaria C.T. Tarapoto-Juan Guerra

Esta línea, es trifásica de tres conductores, opera a la tensión de 10 kV, tiene una longitud de 13.344 km y se construyo para suministrar energía principalmente a la localidad de Juan Guerra, pero en su recorrido, entrega energía a los centros poblados de Las Palmas y Tres de Octubre.

En su construcción se ha utilizado postes de concreto armado de 12 m de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 13.3 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-2 y tipo Suspensión clase ANSI 53-2 y, ferretería de acero galvanizado.

b) Línea primaria C.T. Tarapoto-Lamas

La línea es trifásica de 3 conductores, opera a la tensión de 20 kV y tiene una longitud de 20.62 kms; se construyo para suministrar energía a la localidad de Lamas y en su recorrido abastece de energía a Cacatachi y Rumizapa.

Los principales materiales utilizados en su construcción, son postes de concreto armado centrifugado de 13 m de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, 7 hilos y 50 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN, clase ANSI 56-2 y Suspensión clase ANSI 52-3 y, ferretería de acero galvanizado.

c) Línea primaria C.H. Tabalosos-localidad Tabalosos

Esta línea construida en 1986 para suministrar energía a Tabalosos, es trifásica de 3 conductores, tiene una longitud de 3.5 kms y opera a la tensión de 10 kV.

Los materiales utilizados en su construcción son postes de madera eucalipto de 11 m de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 16 mm² de

sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5 y Suspensión clase ANSI 52-2 y, ferretería de acero galvanizado.

d) Línea primaria C.T. Zapatero-Pampa Hermosa

La línea es trifásica de 3 conductores, opera a la tensión de 10 kV, tiene una longitud de 1.3 kms y fue construida el año de 1995, con financiamiento de FONCODES, para suministrar energía a la localidad de Pampa Hermosa.

Para su construcción se ha utilizado postes de madera de 11 metros de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 16 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5, tipo Suspensión clase ANSI 52-3 y ferretería de acero galvanizado.

En el cuadro N° 2.2, se muestra la relación de líneas primarias construidas, la longitud, tipo de material y estado de conservación.

2.2.4 Redes de distribución primaria

Las redes primarias instaladas en el área del proyecto son relativamente nuevas, éstas se han construido a partir del año 1984, habiéndose utilizado en su construcción postes de madera y de concreto armado y, conductor de cobre entre los principales materiales.

La potencia instalada en subestaciones de distribución es de 4192.5 kVA, que corresponde a 48 transformadores, distribuidos en las localidades de Juan Guerra, Las Palmas, Sauce, Shapaja y Tres de Octubre en la zona sur del proyecto; Cacatachi, Cuñumbuque, Lamas, Pampa Hermosa, Rumizapa, San Antonio de Cumbaza, San Pedro, Tabalosos y Zapatero en la zona norte del proyecto.

En el cuadro N° 2.2 se tiene la relación de las localidades donde se han instalado redes primarias, la longitud de la red, potencia de los transformadores de distribución, tipo de material utilizado, tensión de operación y otras características de la red.

a) Zona sur del proyecto

a.1) Localidad Juan Guerra

En esta localidad se ha instalado 2.213 kms de red primaria, con 10 transformadores de distribución, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV, los dan una potencia total de 935 kVA y operan a la tensión de 10 kV.

Los materiales utilizados en su construcción son postes de concreto de 12 m, con 200 y 300 kg de fuerza de trabajo en la punta; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 13.3 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-2 y tipo Suspensión clase ANSI 52-3, y ferretería de acero galvanizado en caliente.

a.2) Localidad Las Palmas

En esta localidad se ha instalado 0.300 kilómetros de redes primarias, con dos (2) subestaciones de distribución de 37.5 kVA cada una, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV, una de las subestaciones esta adherida a la Línea Primaria C.T. Tabalosos-Juan Guerra, utilizando la estructura de la línea.

Los materiales utilizados son de concreto armado, de 12 metros de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 10 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5 y ferretería de acero.

a.3) Localidad Tres de Octubre

En esta localidad se ha instalado 0.170 kms de red primaria, con una subestación de distribución de 37.5 kVA, 10/0.380-0.220 kV. Los materiales utilizados en la construcción, son similares a los empleados en la localidad de Las Palmas.

a.4) Localidad Shapaja

En la localidad de Shapaja, se tiene instalada 0.660 kilómetros de red primaria, con una subestación de distribución de 100 kVA de potencia, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV. Esta red se ha construido el año de 1995.

En la construcción de la red, se ha utilizado postes de concreto armado de 13 metros de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 10 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5 y tipo Suspensión clase ANSI 52-2, y ferretería de acero galvanizado.

a.5) Localidad Sauce

En la localidad de Sauce, se tiene instalada 1.78 kilómetros de redes primarias, con cinco (5) subestaciones de distribución de 75 kVA cada una, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV, los que dan una potencia total de 375 kVA. Esta red, fue construida el año de 1996.

En la construcción de la red, se ha utilizado postes de madera sin tratar de 11 metros de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 10 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5 y tipo Suspensión clase ANSI 52-2 y, ferretería galvanizado en caliente.

a.6) Localidades Chazuta y Banda de Chazuta

En estas localidades, se están construyendo redes primarias con financiamiento del Proyecto Especial Bajo Huallaga y Bajo Río Mayo, previéndose su conclusión en el año 1999. Se instalarán cuatro subestaciones en Chazuta cuyas potencias son 1x100, 1x80 y

2x50 kVA y, una en la Banda de Chazuta de 50 kVA, con relación de transformación 22.9/0.38-0.23 kV.

En la construcción se están utilizando postes de concreto armado centrifugado de 13 m, de 300 y 400 kilogramos de fuerza en la punta; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos y 16 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-2 y tipo Suspensión clase ANSI 52-3 y, ferretería de acero galvanizado en caliente.

b) Zona norte del proyecto

b.1) Localidad Lamas

En esta localidad se ha instalado 4.802 kms de red primaria, con 13 subestaciones de distribución cuyas potencias son 2x100, 3x125, 2x160, 3x200 y 3x250 kVA, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV, los que dan una potencia instalada de 2245 kVA, y cubren la totalidad del área urbana.

Los materiales utilizados en la red, son postes de concreto armado de 13 m de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro cableado de 7 hilos, sección de 10 y 25 mm²; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5 y tipo Suspensión clase ANSI 52-3 y, ferretería de acero galvanizado.

b.2) Localidad Cacatachi y Rumizapa

En estas localidades se tienen redes primarias nuevas, las que están adheridas (colgadas) a la línea, habiéndose instalado la subestación en la ruta de la línea que pasa por el centro de ambos centros poblados. La potencia de las subestaciones es 1x100 kVA en cada localidad, con relación de transformación 20/0.380-0.220 kV y tableros de distribución provisionales. Estas redes se instalaron el año de 1990.

b.3) Localidad Cuñumbuqui

En Cuñumbuqui se ha instalado 0.514 kilómetros de red primaria nueva, con dos subestaciones de distribución de 80 kVA cada una, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV. Esta red se instaló el año 1995 y solo cubre el 70% del área urbana de la población.

Los materiales utilizados en la construcción de la red, son postes de concreto armado centrifugado de 13 m de longitud; conductor de cobre desnudo, cableado 7 hilos y 16 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase 55-5 y tipo Suspensión clase 52-2 y, ferretería de acero galvanizado.

b.4) Localidad Tabalosos

Las redes primarias de Tabalosos tienen una longitud de 2.873 kilómetros, con seis subestaciones de distribución cuyas potencias son 1x100, 2x75 y 3x37.5 kVA, relación de

transformación 10/0.380-0.220 kV y, cubren el 50% del área urbana de la localidad. Estas redes se instalaron entre los años 1986 a 1995.

En la construcción de la red, se han utilizado postes de madera sin tratar de 11 metros de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos, de 10 y 16 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase 55-5 y tipo Suspensión clase ANSI 52-2 y ferretería de acero galvanizado.

b.5) Localidad Pampa Hermosa

En esta localidad se ha instalado 0.30 kms de redes primarias, con una subestación de distribución de 50 kVA, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV y cubre el 100% del área urbana, la red se construyó en 1994.

En la construcción de la red, se han utilizado materiales como postes de madera sin tratar de 11 metros de longitud; conductor de cobre desnudo, cableado 7 hilos, temple duro, 16 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase 55-5 y tipo Suspensión clase ANSI 52-2 y, ferretería de acero galvanizado.

b.6) Localidad Zapatero

En Zapatero se ha instalado 0.60 kms de red primaria, con una subestación de distribución de 50 kVA, relación de transformación 10/0.380-0.220 kV y cubre el 40% de la población. Estas redes se instalaron el año 1986.

Los materiales utilizados son postes de madera sin tratar de 11 metros de longitud; conductor de cobre desnudo, temple duro, cableado 7 hilos, de 16 mm² de sección; aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5 y ferretería de acero.

b.7) Localidades San Antonio, San Pedro y Banda de Cumbaza

En estas localidades se están ejecutando las obras de la red primaria con financiamiento del Organismo No Gubernamental Intermediate Technology Development Group-ITDG, para operar a la tensión de servicio de 22.9 kV.

En la construcción, se están utilizando postes de concreto armado de 13 metros de longitud; conductor de aleación de aluminio de 25 mm² de sección; aisladores de porcelana y ferretería de acero galvanizado.

2.3 Características de operación de los servicios

2.3.1 Tipo de carga

Las cargas que se van alimentar en las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, es de tipo resistivo, en razón de que no existen cargas de carácter inductivo o

capacitivo, por tanto el consumo de energía es solo energía activa, que se da en los sectores de alumbrado público, comercial y residencial.

2.3.2 Diagrama de carga

Los diagramas de carga, en las localidades que tienen servicio eléctrico las 24 horas del día y 6 horas diarias, se muestran en el gráfico N° 2.1, donde se puede observar que el uso de energía en las localidades con servicio eléctrico con menos de 18 horas diarias es muy restringido.

2.3.3 Coeficiente de electrificación

El coeficiente eléctrico en los centros poblados que conforman el Pequeño Sistema Eléctrico es muy bajo a excepción de las localidades de Lamas y Juan Guerra. En el área del proyecto coeficiente eléctrico es 23.43% para el mes de agosto de 1997, a esta fecha, solo 3659 viviendas, cuentan con servicio eléctrico, de un universo de viviendas igual a 15617, tienen servicio eléctrico las 24 horas del día 2185 usuarios, el resto 1474 cuentan con servicio eléctrico parcial, entre 6 a 18 horas diarias.

2.3.4 Población beneficiada

La población beneficiada en el ámbito del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, para el final del periodo de estudio año 2017, se estima en 106716 habitantes, con 19695 usuarios domésticos. Esta población no considera a los habitantes de Tarapoto, Morales y La Banda de Shilcayo, porque estas localidades no forman parte del estudio.

2.3.5 Consumo de energía por sectores

El consumo de energía por sectores en las localidades de la zona, con servicio eléctrico las 24 horas del día es variable, así tenemos que para las localidades de Tarapoto, Morales y Banda de Shilcayo el consumo fluctúa entre 420 a 1152 kWh/abonado al año, y para Lamas y Juan Guerra el consumo esta entre 286 a 732 kWh/abonado al año.

En las localidades con servicio menor a las 24 horas, el consumo es bajo, debido a las restricciones de generación, porque los costos de operación, mantenimiento y combustibles son altos y la venta de energía no cubre estos costos.

En el cuadro N° 2.3, se tiene el consumo de energía por sectores de las localidades, con servicios administrados por Electroriente, no hay registro en los centros poblados con servicio a cargo de las municipalidades.

2.4 Evaluación técnica de los sistemas eléctricos

La implementación de los sistemas eléctricos en el área del proyecto, se han ejecutado sin planeamiento y estudios técnicos adecuados, para determinar las necesidades

de demanda en los centros poblados, teniendo como resultado la instalación de menor potencia a la requerida en algunas sitios o mayor en otros; Como ejemplo tenemos a la localidad de Sauce, donde se ha instalado un grupo térmico de 152 kW para una demanda de 200 kW al año 1998, a localidad de Lamas donde se ha instalado 2245 kVA en subestaciones de distribución para una demanda al final del periodo de 1500 kVA.

2.4.1 Tensiones de servicio

Las tensiones de servicio, en la zona del proyecto son 10 y 20 kV para las líneas y redes primarias.

2.4.2 Generación

La potencia instalada en el área de influencia del Pequeño Sistema Eléctrico es prácticamente de tipo térmico, concentrándose los grupos electrógenos de mayor potencia, en la localidad de Tarapoto cuya demanda es mayor que las otras.

La información de campo a 1997, indica que en la C.T Tarapoto se han instalado los grupos de mayor potencia en total 9 unidades, 1x440, 2x1104, 2x2350, 2x500 y 2x6240 kW, los otros 15 grupos con potencia que varían de 15 a 280 kW, se han instalado en 8 localidades.

El estado de conservación de las unidades de generación es como sigue: bueno 7 unidades, regular 14 unidades y malo 3 unidades, 7 están paralizados. El grupo hidráulico, se encuentra en buen estado de conservación, teniendo problemas de operación en épocas de estiaje por falta de agua. Para el estudio, se tiene en cuenta los grupos electrógenos instalados en la C.T Tarapoto, con estado de conservación bueno y regular, y el grupo hidráulico de la C.H. Tabalosos.

2.4.3 Subestaciones elevadoras y subestación reductora

Las subestaciones elevadoras, instaladas están en buen estado de conservación y han sido diseñadas para operar a las tensiones de 10 y 20 kV, estas subestaciones serán remplazadas porque el nuevo sistema operará a la tensión de 22.9 kV

La Subestación reductora de 1600 kVA, 20/10 kV, instalada en la localidad de Lamas se encuentra en buen estado de conservación y alimenta a la red primaria de la localidad, que operan a 10 kV. Esta subestación será retirada, debido al cambio de tensión del sistema.

2.4.4 Líneas primarias

Las líneas primarias existentes en el área del proyecto se encuentran en buen y regular estado de conservación, las que han sido construidas con postes de concreto armado y en mal estado, las líneas construidas con postes de madera. Estas líneas serán

adecuadas, reforzadas y rediseñadas para ser utilizadas en el sistema, a implementarse con el Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto.

a) Línea primaria C.T. Tarapoto–Juan Guerra

Esta línea, construida para operar a 20 kV pero opera a 10 kV, se encuentra en regular estado de conservación, será reforzada y adecuada, para operar a 22.9 kV. El recorrido de la línea es por la margen izquierda de la carretera Tarapoto-Juan Guerra, ubicándose a una distancia promedio de 20 metros del eje, con vano promedio de 180 m.

El refuerzo consiste cambiar el conductor de cobre, por conductor de aleación de aluminio de 70 mm²; reemplazo de 30 postes que se encuentran instalados en los vértices o eje de la línea, que están en mal estado de conservación o no son los adecuados para soportar el peso y los esfuerzos del nuevo conductor, además del cambio de los seccionadores y pararrayos de la línea.

El cambio de los postes y retenidas de estas estructuras será realizado por la Empresa concesionaria ELECTRORIENTE S.A., el conductor y los demás elementos a cargo del Ministerio de Energía y Minas.

b) Línea primaria C.T. Tarapoto–Lamas

Esta línea que ha sido diseñada y construida para operar a la tensión de 20 kV, se encuentra en un buen estado de conservación, será utilizada en el sistema del PSE Tarapoto, adecuándola para operar a la tensión de 22.9 kV. La adecuación consiste en cambiar los seccionadores fusibles Cut Out y los pararrayos.

El recorrido de la línea es por calles de la localidad de Tarapoto y por la margen izquierda de la carretera Morales-Moyobamba a 15 metros promedio del eje, con vanos cortos para seguir el curso de la carretera. La capacidad de la línea, permite alimentar a las localidades ubicadas en los circuitos a San Roque de Cumbaza y Pamashto.

c) Línea primaria C.H. Tabalosos–Tabalosos

La línea cruza zonas de densa vegetación y se encuentra en mal estado de conservación porque se ha utilizado estructuras de madera en zona de alto grado de humedad, y la existencia de hongos y, por la falta de mantenimiento de las instalaciones que, por su ubicación se hace necesario y en forma permanente dicha actividad.

La línea deberá ser cambiada totalmente, utilizando en su construcción postes de concreto armado, demás materiales y equipos para operar a la tensión de 22.9 kV. La remodelación y mejoramiento de esta línea estará a cargo de la Empresa Concesionaria ELECTRORIENTE S.A.

d) Línea primaria C.T. Zapatero-Pampa Hermosa

El estado de conservación de la línea es malo, porque los postes de madera están seriamente afectadas por los hongos y la humedad de la zona.

Esta línea no será utilizada en el nuevo sistema, porque la localidad de Pampa Hermosa será alimentada de la línea La Marginal-Cuñumbuque-Zapatero, con una acometida de 0.20 kms, por tanto será desmontada.

2.4.5 Red de distribución primaria

Las redes de distribución primaria existentes en la zona del proyecto, se han construido con postes de concreto y postes de madera, siendo su estado de conservación bueno para las redes con postes de cemento y malas para las redes con postes de madera.

En las nuevas redes a construirse se utilizarán postes de concreto de 13 m de longitud, con 300 y 400 kg de fuerza de trabajo en la punta. En las redes existentes se cambiarán los transformadores, seccionadores y pararrayos para operar a la tensión de 22.9 kV y las redes con postes de madera serán rediseñadas.

a) Zona sur del proyecto**a.1) Localidad Juan Guerra**

La red primaria de Juan Guerra que cubre el 100% del área urbana del centro poblado y se encuentra en buen estado de conservación, será utilizada con el nuevo sistema eléctrico, adecuando sus instalaciones, para operar a la nueva tensión de servicio. La adecuación consiste, cambiar los diez transformadores de distribución, con relación de transformación 22.9/0.38-0.22 kV, los seccionadores fusibles Cut Out y los pararrayos existentes.

a.2) Localidades Las Palmas y Tres de Octubre

Las redes primarias de estas localidades se encuentran en regular estado de conservación y no cubren la totalidad del área urbana de los centros poblados.

Estas redes no serán utilizadas en el nuevo sistema a implementarse, deberá diseñarse una nueva red, reubicando su instalación para cubrir el área urbana de ambos centros poblados, los trabajos estarán a cargo de la empresa Electroriente S.A.

a.3) Localidad Shapaja

La red primaria de esta localidad, implementada con una sola Subestación y que opera a la tensión de 10 kV, se encuentra en buen estado de conservación.

Las estructuras de éstas redes, se utilizarán en el nuevo sistema a diseñar, donde se instalará una subestación más para cubrir el 100% del área urbana, se cambiará el transformador y reubicara la subestación existente para operar a 22.9 kV

a.4) Localidad Sauce

La red primaria de Sauce se encuentra en mal estado de conservación, porque se ha utilizado postes de madera, los que están siendo atacados por los hongos y la humedad de la zona. Las redes cubren el 90% del área urbana de la localidad y no alimentan las instalaciones del campamento del ejército cuya demanda es 200 kW y se ubica a 0.75 kms del centro poblado.

Serán rediseñadas y ampliadas para cubrir el 100% de la población, la ubicación de las subestaciones serán en lo posible en el mismo sitio donde se encuentran instaladas, para no modificar la distribución de las redes secundarias, que se están instaladas, y con caída de tensión ya definidos.

b) Zona norte del sistema**b.1) Localidades Cacatachi y Rumizapa**

Las redes primarias de estas localidades que se encuentran adheridas (colgadas) a la línea primaria C.T. Tarapoto-Lamas se encuentran en buen estado de conservación, a excepción de los tableros de distribución que son provisionales y no están equipados adecuadamente.

Estas redes serán adecuadas para operar a la tensión de 22.9 kV y ampliadas para cubrir el 100% del área urbana de las localidades. La adecuación consiste, cambiar los transformadores, los seccionadores fusibles Cut Out, los pararrayos y los tableros de distribución, esta estará a cargo de la Empresa Electroriente S.A.

b.2) Localidad Cuñumbuque

La red primaria de esta localidad que cubre el 70% del área urbana de la localidad, se encuentra en buen estado de conservación.

Esta red será adecuada para operar a la tensión de 22.9 kV y ampliada para cubrir el 100% de la población, la adecuación consiste en cambiar los dos transformadores de distribución, los seccionadores fusibles Cut Out, los pararrayos y la totalidad de los aisladores.

b.3) Localidad Lamas

Las redes primarias de Lamas, que cubren el 100% de la población, construidas con postes de concreto, conductor de cobre y aisladores de porcelana y, que operan a la tensión de 10 kV, se encuentran en buen estado de conservación.

Estas redes serán utilizadas en el nuevo sistema a implementarse, adecuando el aislamiento del sistema y las subestaciones de distribución. La adecuación consiste en

cambiar los aisladores, los transformadores, los seccionadores fusibles Cut Out y los pararrayos de distribución para operar a 22.9 kV.

Además de adecuar la red, se reforzara el tramo entre la estructura N° 46 de la red primaria y la S.E. N° 10, para alimentar a Pamashto y en el futuro a los otros centros poblados de la zona. El refuerzo consiste en cambiar el conductor de cobre de 10 mm² por un conductor de cobre 25 mm².

b.4) Localidades Pampa Hermosa y Zapatero

La red primaria de estas localidades, que operan a la tensión de 10 kV, se encuentran en mal estado de conservación, debido a que, en su construcción se ha utilizado postes de madera sin tratar, no adecuados para la zona, los que están siendo atacadas por los hongos y la humedad existente en la zona

Estas redes serán cambiadas totalmente por redes nuevas, las cuales se diseñarán con postes de concreto, conductor de aleación de aluminio y aisladores de porcelana, para operar a la tensión de 22.9 kV.

En la localidad de Pampa Hermosa la nueva subestación se ubicará en el mismo sitio donde se ha instalado la actual subestación, para no alterar la red secundaria

b.5) Localidad Tabalosos

La red primaria cubre solo el 50% del área urbana del centro poblado, que opera a la tensión de 10 kV, se encuentra en mal estado de conservación.

Esta red será cambiada totalmente por una nueva red a diseñarse, con postes de concreto y conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, para operar a la tensión de servicio de 22.9 kV, cubriendo el 100% de la población.

b.6) Localidades San Antonio, San Pedro y Banda de Cumbaza

Las redes primarias de estas localidades están en proceso de construcción, a cargo de la ONG Intermédiate Technologi Development Group–ITGD, y operarán a la tensión de 22.9 kV.

La red primaria cubrirá el 100% de las tres localidades y se utilizarán en el sistema a implementarse, empalmándose con la nueva red en la localidad de San Pedro de Cumbaza por donde pasa la línea hacia San Roque de Cumbaza.

CUADRO Nº 2.1

ESTADO DE LA GENERACION Y SUBESTACION ELEVADORA EN EL AREA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Localidad	Generación								Subestación Elevadora o Reductora		Horas de Serv. por día	
		Motor		Generador			Año de Inst.	Estado de Conserv.	Situación Actual	Pot. (kVA)	Relación de Transform.		
		Marca	RPM	Marca	Pot. Nom. (kW)	Pot. Efec. (kW)							Ten. Gen. (Vol.)
7	Shanao	LISTER	1800	SIN PLACA	34		230-133		Regular	Operativo			6
8	Tababosos 7/	VOLVO PENTA	1800	MARKON	100	80	230	1976	Regular	Operativo	350	0.230/10	18
		CKD PRAHA	900	ZSE PRAHA	144	130	231	1995	Regular	Operativo			
		ORLINKON	1200	ORLINKON	280	260	400-230	1985	Bueno	Operativo	350	0.231/10.5	
					524	470							
9	Zapatero	PERKINS	1800	SOMER LEROY	96	80	220	1996	Bueno	Operativo	80	0.230/10	6
C PROVINCIA PICOTA													
1	Pilluana	CATERPILLAR		SIN PLACA	50	0	230	1980	Malo	Paralizado	0		0
2	Mishquiyacu	CATERPILLAR		SIN PLACA	50	0	230	1981	Malo	Paralizado	0		0
3	Tres Unidos 8/	CATERPILLAR	1800	SIN PLACA	120	75	230	1980	Regular	Operativo	0		4
Total Potencia Instalada en el Area del Proyecto					52171	38360					14418		

1/ : Grupo térmico que utiliza petróleo residual como combustible

2/ : Subestación elevadora que alimenta a Lamas, Cacatachi y Rumizapa

3/ : Localidad que recibe energía de la C.T. Tarapoto

4/ : Subestación reductora instalada en la localidad de Lamas para el suministro de la red primaria en 10 kV

5/ : Localidad que recibe energía de la C.T. Zapatero

6/ : Unidad de Generación encajonada en el local de la Municipalidad

7/ : Unidad de Generación Hidráulica

8/ : El grupo térmico funciona solo los sábados y domingo 4 horas por día

CUADRO N° 2.2

ESTADO DE LINEAS PRIMARIAS Y RED PRIMARIA EN EL AREA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Provincia / Localidad	Linea Primaria						Red Primaria						Año de Inst.	Observaciones	
		Poste	Conductor		Tens. (kV)	Long. (km)	Estado Actual	Poste	Conductor		Tens. (kV)	Long. (km)	Pot. Tran. (kVA)			Estado Actual
			Mat.	mm ²					Mat.	mm ²						
A	PROV. SAN MARTIN															
1	Juan Guerra	c.a.c.	Cu	16	10	13.0	Reg.	c.a.c.	Cu	10	10	2.213	1x50 3x75 5x100 1x160	Bueno	1990	L.P, R.P pueden operar a tensión de 22.9 kV
													935			
2	Las Palmas	c.a.c.	Cu	16	10		Reg.	c.a.	Cu	10	10	0.300	2x37.5	Reg.		R.P provisional
													75			
3	Tres de Octubre	c.a.c.	Cu	16	10		Reg.	c.a.	Cu	13.3	10	0.170	37.5	Reg.		R.P provisional
4	San Antonio Cumbaza							Mad.	Cu	10	2.3		1x15 1x25	Malo		R.P no operativa
													40			
5	San Pedro Cumbaza							Mad.	Cu	10	2.3		25	Malo		R.P no operativa
6	Shapaja							c.a.c.	Cu	10	10	0.640	100	Bueno	1995	
7	Sauce							Mad.	Cu	10	10	1.780	5x75	Malo	1996	Red ejecutada por FONCODES
													375			
B	PROV. LAMAS															
1	Cacatachi	c.a.c.	Cu	50	20		Bueno		Cu	50	20		100	Bueno	1990	
2	Cuñumbuque							c.a.c.	Cu	10	10	0.514	2x80	Bueno	1995	R.P cobre 70% del área urbana
													160			

CUADRO N° 2.2

ESTADO DE LINEAS PRIMARIAS Y RED PRIMARIA EN EL AREA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Provincia / Localidad	Linea Primaria						Red Primaria						Año de Inst.	Observaciones	
		Poste	Conductor		Tens. (kV)	Long. (km)	Estado Actual	Poste	Conductor		Tens. (kV)	Long. (km)	Pot. Tran. (KVA)			Estado Actual
			Mat.	mm ²					Mat.	mm ²						
3	Lamas	c.a.c.	Cu	50	20	22.0	Bueno	c.a.c.	Cu	10 25	10	3.628 1.174	2x100 3x125 2x160 3x200 3x250 1745	Bueno	1990	Potencia Transformadores sobre dimensionado
4	Pampa Hermosa	Mad.	Cu	16	10	1.3	Malo	Mad.	Cu	16	10	0.300	50	Malo	1994	Red ejecutada por FONCODES
5	Rumizapa	c.a.c.	Cu	50	20		Bueno		Cu	50	20		100	Bueno	1993	
6	Tabalosos	Mad.	Cu	16	10	3.5	Malo	Mad.	Cu	16	10	2.873	1x100 2x75 4x37.5 400	Malo	1986	R.P cobre 50% del área urbana
7	Zapatero							Mad.	Cu	16	10	0.500	50	Malo	1986	
Total						39.8						14.09	4192.5			

Nota :
 c.a.c. Concreto armado centrifugado
 Mad. Madera
 Reg. Regular

CUADRO N° 2.3

INFORMACION DE COMERCIALIZACION POR SECTORES DE ENERGIA ELECTRICA EN EL AREA DE INFLUENCIA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO
Mes de Junio 1997

Item	Provincia/Localidad	Pob. en 1997	Viv. en 1997	Usuarios				Coef. Eléct. (%)	Consumo Unitario kWh/Abo	Consumo por Sectores MWH					Total MWH			Dem. Máx. (kW)	Factor de Carga
				Dom.	Com.	Ind.	Uso Gen.			Alum. Pub.	Dom.	Com.	Ind.	Uso Gen.	Neta	Perd.	Bruta		
A PROV. SAN MARTIN																			
1.0	Tarapoto	1/,2/		12399	1200	60	30		96	136	1188	153	87	18	1583	190	1773	7462	0.32
2.0	Juan Guerra	2/	3348	682	443	40	9	0.65	52	12.9	22.9	2.5		2.7	41.0	4.9	45.9	208	0.3
3.0	Las Palmas	2/	628	96	83	4	3	0.86	36	0.9	3.0	1.0		0.2	4.9	0.6	5.5	44	0.17
4.0	Tres de Octubre	2/	296	74	27	3	1	0.36	35	0.5	1.0	0.1		0.1	1.6	0.2	1.8	18	0.14
5.0	Sn Antonio de Cumbaza	3/	1025	250	77	6	4	0.31	0						0.0				
6.0	Sn Pedro de Cumbaza	3/	385	78	15	1	1	0.19	0						0.0				
7.0	Sauce	3/	5600	850	420	30	14	0.49	0						0.0				
8.0	Shapaja	3/	1967	406	160	8	5	0.39	0						0.0				
9.0	Utcuraca	3/	874	182	147	5	4	0.81	0						0.0				
B PROVINCIA LAMAS																			
1.0	Lamas	2/	9244	2371	1345	119	20	0.57	61	38.1	81.4	8.1		6.4	134.0	10.7	144.7	620	0.32
2.0	Cacatachi	2/			229	18	9		44	4.2	10.0	1.1		0.7	16.0	1.9	18.0	78	0.31
3.0	Cuñumbuque	3/	1516	337	177	16	5	0.53	0						0.0				
4.0	Pinto Recodo	3/,4/	927	240		8	4								0.0				

CUADRO N° 2.3

**INFORMACION DE COMERCIALIZACION POR SECTORES DE ENERGIA ELECTRICA EN EL AREA DE INFLUENCIA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO
Mes de Junio 1997**

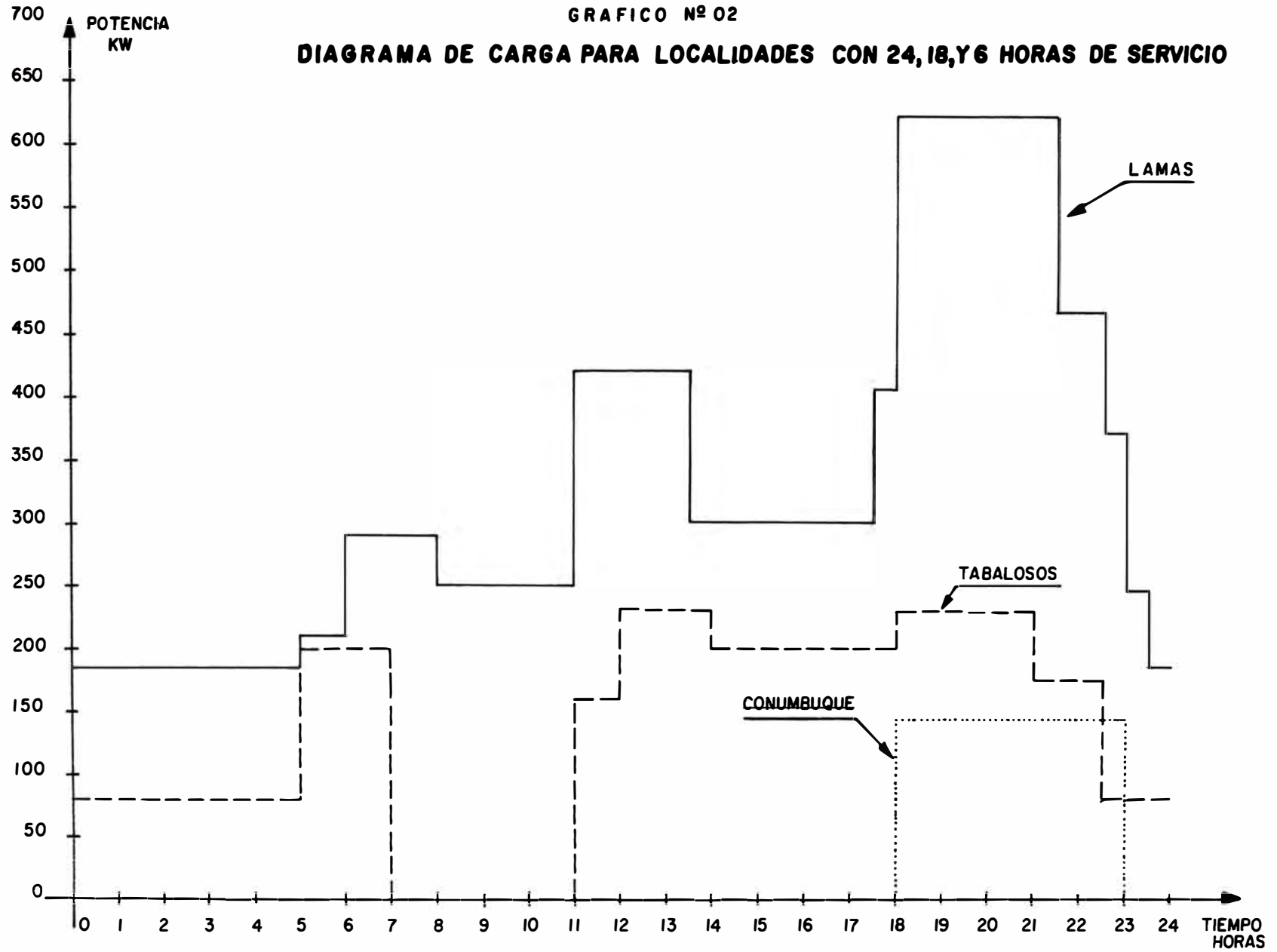
Item	Provincia/Localidad	Pob. en 1997	Viv. en 1997	Usuarios				Coef. Eléct. (%)	Consumo Unitario kWh/Abo	Consumo por Sectores MWH					Total MWH			Dem. Máx. (kW)	Factor de Carga	
				Dom.	Com.	Ind.	Uso Gen.			Alum. Pub.	Dom.	Com.	Ind.	Uso Gen.	Neta	Perd.	Bruta			
5.0	Rumizapa	2/	920	200	77	4	4	0.39	37	2.6	2.8	0.3		0.3	6.1	0.9	7.0	37	0.25	
6.0	Shanao	3/,4/	1206	296		9	4								0.0					
7.0	Tabalosos	2/	8384	1952	372	32	11	0.19	43	8.9	15.9	2.2		0.7	27.7	5.5	33.2	228	0.2	
8.0	Zapatero	3/	1267	264	119		4	0.45	0						0.0					
9.0	Pampa Hermosa	3/	529	115	60			0.52	0						0.0					
C	PROVINCIA PICOTA																			
1.0	Pilluana	5/	663	132											0.0					
2.0	Mishquiyacu	5/	489	122											0.0					
3.0	Tres Unidos	3/	2400	400	148			0.37							0.0					
Total			41668	9047	16298	1503	60	132		81	204	1325	168	86.9	29.1	1814	215	2029	8695	

Nota:

- 1/ : Incluye los usuarios y consumo de energía de las localidades de Morales y Banda Shilcayo
- 2/ : Servicio a cargo de la Empresa Concesionaria ELECTRORIENTE S.A.
- 3/ : Servicio a cargo de la Municipalidad y esta entidad no registra consumo de energía
- 4/ : Servicio solo de Alumbrado Público en la plaza principal de la localidad
- 5/ : Servicio paralizado por destrucción de las instalaciones de redes

GRAFICO Nº 02

DIAGRAMA DE CARGA PARA LOCALIDADES CON 24,18,Y6 HORAS DE SERVICIO



CAPITULO III

MERCADO ELECTRICO

3.1 Objetivo

El objeto del mercado eléctrico es estimar la demanda de energía y potencia de cada localidad, a fin de definir el sistema eléctrico a utilizar, su configuración, y los principales materiales a emplearse en la construcción del sistema.

3.2 Proyección de la demanda máxima

Para la proyección de la demanda de energía y potencia en las localidades medianas y pequeñas hay una serie de metodología, unas parten de premisas de consumo de energía por usuarios kWh/usuario, y otras parten de consumo de calorías por habitante o vivienda, las cuales son cuantificadas en kWh. Estos consumos están en función directa del ingreso económico de los pobladores.

De acuerdo a las características existentes de la estructura socio-económica en el ámbito del PSE Tarapoto, se llega a la conclusión que el mayor consumo de la energía en éste sistema será del tipo residencial, por tanto, para la estimación de la demanda máxima, se utiliza la metodología que tiene como principio una relación funcional creciente entre el consumo de energía por abonado doméstico (kWh/abonado) y el número de abonado estimados en cada año. Esta relación considera que la expansión urbana a consecuencia del crecimiento poblacional esta vinculada al desarrollo de actividades productivas que conducen a mejorar los niveles de ingreso y por ende el crecimiento per capita de consumo de energía.

Esta metodología es la recomendada por la ex-oficina de la Cooperación Energética Peruano Alemana (COEPA), que en el periodo 1970-1975, analizó diversos métodos de proyección para obtener las necesidades de demanda eléctrica de los medianos y pequeños centros poblados aislados, determinando que la metodología indicada es más adecuada para nuestra realidad.

A la metodología se le han introducido algunas variantes concordantes con la realidad nacional, como es el crecimiento del coeficiente eléctrico, la relación del consumo de energía doméstica con los demás sectores, el cálculo del consumo de energía en las cargas especiales, sector industrial, el consumo de energía en el sector alumbrado público, etc

En la aplicación de la metodología para determinar las necesidades de energía y potencia en cada centro poblado y por tanto en el Pequeño Sistema Eléctrico, se ha tomado en cuenta las siguientes premisas de trabajo:

- Consumo de energía para el sector doméstico en cada localidad
- Sobre la base de la demanda de este sector, se determina el consumo de energía de los sectores comercial, uso general e industrial, las cuales son un porcentaje del consumo doméstico.
- La demanda de las cargas especiales se define en forma independiente
- La demanda del sector Alumbrado Público se determina asumiendo un valor de kWh/vivienda, el cual es constante durante el periodo de estudio.

Se hace esto, en razón de que la información de consumo en estos sectores no siempre se conoce, si no que es insuficiente y para superar dicha dificultad, se establece que el consumo en estos sectores es un porcentaje del consumo doméstico. Los porcentajes asumidos varían entre 3% al 15%, de acuerdo a la importancia de la localidad.

Estimadas las demandas de energía en cada sector, se establece el grado de incidencia de cada uno de ellos, a la hora punta, a fin de encontrar la potencia requerida por el centro poblado, demanda que se agrupa con las demandas de las otras localidades teniendo en cuenta el factor simultaneidad establecido para cierto número de centros poblados, de acuerdo a su ingreso al sistema. La secuencia para determinar la demanda de energía y potencia del Pequeño Sistema Eléctrico es la siguiente:

3.2.1 Proyección de habitantes en cada localidad

La proyección de habitantes en cada localidad se hace sobre la base de la información obtenida de los censos nacionales de los años 1972, 1981, 1993 y de la información de campo, obtenidas en las visitas al área del proyecto. El algoritmo utilizado para los cálculos es:

$$P_n = P_u \times (1 + \alpha)^t$$

Donde:

P_n = Población en año enésimo

P_u = Población del último censo

α = Porcentaje de crecimiento poblacional = $(P_u/P_o)^{(1/t)}$

P_o = Población del penúltimo censo

n = Periodo de proyección

t = Diferencia de años entre los dos censos

Se asume el porcentaje de 2.5% como límite superior de la tasa de crecimiento poblacional y 1% como límite inferior, estos valores están en concordancia con los porcentajes establecidos por el Instituto Nacional de Estadística Oficina del Departamento de San Martín, que edita los boletines de proyección poblacional.

En el cuadro N° 1.2, se tiene las tasas de crecimiento de los censos nacionales, los estimados en la visita de campo y valores asumidos para proyección.

3.2.2 Densidad familiar

El parámetro de densidad familiar en cada localidad se define como la relación del número de habitantes y la cantidad de viviendas, su valor se encuentra sobre la base de la información de los censos nacionales y la información de campo, se mantiene constante en el periodo de estudio.

3.2.3 Proyección número de familias o viviendas

La proyección del número de familias o viviendas en cada localidad, se encuentra por la relación entre la población proyectada en cada año y la densidad familiar asumida para el periodo de estudio, en cada localidad.

3.2.4 Proyección de abonados domésticos

Los abonados domésticos en la localidad, se obtienen multiplicando en el año iésimo, el número de familias o viviendas proyectadas por el coeficiente de electrificación correspondiente a ese año.

$$\text{Num Abon} = \text{Viv.proy.} \times C_e$$

3.2.5 Coeficiente eléctrico (C_e)

El coeficiente eléctrico, se define como la relación de abonados domésticos o viviendas con servicio eléctrico y el número total de viviendas de la localidad. En el estudio se han asumido los siguientes valores:

a) Localidades con servicio eléctrico

El coeficiente eléctrico en localidades con servicio eléctrico aceptable, se obtiene de los datos históricos y será un valor real, se usa este valor cuando la información es confiable, caso contrario se asume un valor concordante con las características

socioeconómicas de la población. Para el estudio se asume como valor inicial mínimo 0.63 y como valor final máximo 0.90

b) Localidades sin servicio eléctrico

En las localidades que no tienen servicio eléctrico, se asume un coeficiente eléctrico inicial de 0.80, el cual crecerá a 0.90 durante el periodo de estudio.

El valor inicial, es el porcentaje mínimo recomendado porque justifica la inversión social en el centro poblado o la zona, para construir redes eléctricas que, posibilite el desarrollo socio-económico de la región y los pobladores.

3.2.6 Proyección de energía en el sector doméstico

El consumo de energía del sector doméstico se determina, haciendo uso de curvas del tipo exponencial, que relaciona el consumo unitario de energía anual, con el correspondiente número de abonados, las que se definen mediante el análisis de regresión histórica y cuyo algoritmo es:

$$Y_n = A \times (X_n)^B$$

Donde:

Y_n = Consumo unitario de energía por abonado/año

X_n = Números de abonados del sector residencial en cada año

A y B = Constantes que dependen del consumo promedio inicial y final de energía de los usuarios en cada localidad

A = $Y_i / (X_i)^B$

B = $\text{Log}(Y_i / Y_f) / \text{Log}(X_i / X_f)$

Y_i y Y_f = Consumo unitario de energía inicial y final por abonado

X_i y X_f = Número de abonados inicial y final en cada localidad

Los consumos por abonado, utilizados para la proyección de energía y potencia se ha establecido sobre la base de los consumos existentes en localidades de la región, con suministro durante las 24 horas del día. Los valores de consumo son:

Población	Consumo de energía				Constantes	
	Mensual		Anual		A	B
$500 \geq P$	25	42	300	504	1.075168	0.878019
$501 < P \leq 1000$	28	46	336	553	0.528751	0.931208
$1001 < P \leq 2000$	30	48	360	576	1.847428	0.593004
$2001 < P \leq 3000$	32	50	384	600	1.003412	0.634174
$3001 < P \leq 4000$	34	52	408	624	0.224812	0.801055
$4001 < P$	38	54	420	648	1.680696	0.442534

3.2.7 Consumo de energía en el sector comercial

El consumo de energía en este sector, se determina por datos históricos si existen registros consistentes, caso contrario, se determina a partir del consumo de energía doméstica, asumiendo que el consumo del sector comercial es un porcentaje que varía de 10% a 15% del consumo doméstico, de acuerdo al movimiento económico en la localidad.

El comercio en la zona del proyecto es bajo, se prevé que con el suministro de energía durante las 24 horas del día, el consumo en este sector se incrementa en concordancia al comportamiento socio-económico de la población.

3.2.8 Consumo de energía en el sector industrial

En localidades que tienen registros de consumo industrial, se toma en cuenta los registros existentes y se analiza su crecimiento futuro, la cual demandará mayor potencia y energía. Cuando no existen registros de consumo industrial, la proyección de la energía se asume como un porcentaje del consumo doméstico, el rango es entre 3% y 10% de acuerdo al tamaño y comportamiento socio-económico de la localidad.

Para el estudio se considera el segundo caso, debido a que no hay registro industrial en los centros poblados considerados en el estudio. En el futuro se prevé la instalación de pequeñas industrias en algunas localidades, como son imprentas, plantas de conservas, hidratadoras de alcohol y aserraderos de madera o industrias estacional como las desmotadoras de arroz, secadoras de café, molinos de maíz o chancadoras de piedra, etc. En la hora punta del sistema, se considera que la demanda del sector industrial es el 20% de la potencia instalada

3.2.9 Consumo de energía en el sector uso general

Al igual que en los otros sectores, el consumo de energía se determina por datos históricos, cuando existen registros confiables, caso contrario se asume un porcentaje del consumo en el sector doméstico, siendo su rango entre 3 y 5%

3.2.10 Consumo de energía en las cargas especiales

El consumo de energía de las cargas especiales, se obtiene sumando la energía de cada una de ellas o sumando el producto de la máxima demanda por las horas de utilización definidas para cada carga, a este resultado, se aplica un factor de 0.2 por el grado de incidencia en las horas punta del sistema.

3.2.11 Consumo de energía en el sector alumbrado público

El consumo de energía en el sector alumbrado público, está en relación directa con el número de viviendas de cada localidad, por lo que en el estudio se asume un consumo

anual por vivienda de 40 kWh/Vivienda, valor que es constante en el periodo de proyección.

3.2.12 Energía facturada o consumo neto de energía

La energía facturada o consumo neto de energía es la suma de las energías de cada uno de los sectores existentes en la localidad, en otras palabras es la energía que se registra en los medidores de energía de los usuarios.

3.2.13 Energía distribuida o consumo bruto de energía

La energía distribuida o la energía bruta del sistema es la energía facturada más las pérdidas de energía en las redes de distribución secundaria, redes primarias y líneas primarias, esta pérdida no debe ser mayor al 6% de la energía facturada.

$$\text{Energía Distribuida} = \text{Energía Facturada} + \text{Pérdidas}$$

a) Factores de pérdidas de energía

Las pérdidas de energía se producen en las líneas primarias y las redes de distribución primaria y secundaria instaladas en el sistema, esta pérdida es energía activa, que se produce por el flujo de corriente desde el punto de alimentación del sistema, hasta las viviendas de los usuarios en cada localidad.

a.1) Factor de pérdidas de energía en líneas primarias (f_{peti})

El factor de pérdidas de energía en las líneas primarias, es el porcentaje de pérdida de energía y se determina por el siguiente algoritmo:

$$f_{peti} = P_{peti} = P_{ppti} \times (0.7 f_{ci} + 0.3)$$

Donde:

f_{peti} = Factor de pérdida de energía por transmisión en las líneas primarias al año i-ésimo

P_{peti} = Porcentaje de pérdida de energía por transmisión en las líneas primarias al año i-ésimo, valor máximo 2%.

P_{ppti} = Porcentaje de pérdida de potencia por transmisión en las líneas primarias al año i-ésimo, valor máximo 7%

f_{ci} = Factor de carga al año i-ésimo

El porcentaje de pérdidas de potencia por transmisión (P_{ppti}), depende de la longitud de las líneas, asumiéndose como máximo 7% de la potencia transmitida y el factor de carga (f_{ci}), se determina por los diagramas de carga de las localidades o se asume valores

concordantes su nivel socioeconómico. Para el proyecto se asume factores de carga que varían de 0.16 a 0.30

a.2) Factor de pérdida de energía en el sistema de distribución (f_{pedi})

El factor de pérdida de energía en el sistema de distribución se determina por:

$$f_{pedi} = P_{pedi} = P_{ppdi} \times (0.7 f_{ci} + 0.3)$$

Donde:

f_{pedi} = Factor de pérdida de energía por distribución en la red primaria y secundaria al año i -ésimo

P_{pedi} = Porcentaje de pérdida de energía por distribución en la red primaria y secundaria al año i -ésimo, valor máximo 7%.

P_{ppdi} = Porcentaje de pérdida potencia por distribución en la red primaria y secundaria al año i -ésimo

f_{ci} = Factor de carga al año i -ésimo

3.2.14 Demanda máxima de potencia por localidad

La demanda máxima por localidad, se obtiene a partir de los consumos de energía de los diversos sectores, a los cuales se les aplica sus respectivas horas de utilización, para determinar la demanda de potencia del sector y luego hacer la sumatoria para encontrar la demanda neta de potencia del centro poblado.

Las horas de utilización de cada localidad, se determina por los datos estadísticos cuando estos son confiables, caso contrario se asumen valores que estarán en función del número de habitantes y la situación socio-económica.

3.2.15 Demanda máxima bruta

La demanda máxima bruta se encuentra sumando a la máxima demanda neta, las pérdidas de potencia en la línea primaria y redes de distribución en la localidad.

$$\text{Demanda Máxima Bruta} = \text{Demanda Máxima Neta} + \text{Pérdidas}$$

a) Factores de pérdida de potencia

La pérdida de potencia, se produce en las líneas primarias y las redes de distribución primaria y secundaria del sistema por el efecto Joule, debido al paso de corriente desde el centro de generación o punto de alimentación, hasta las viviendas de los usuarios.

a.1) Factor de pérdida de potencia en las líneas primarias (f_{ppti})

El factor de pérdidas de potencia en las líneas primarias es el porcentaje de pérdida de potencia y se determina por el siguiente algoritmo:

$$f_{ppti} = P_{ppti} = P_{pedi}^t \times (0.7 f_{ci} + 0.3)$$

Donde:

f_{ppti} = Factor de pérdida de potencia por transmisión en las líneas primarias al año i-ésimo

P_{ppti} = Porcentaje de pérdida de potencia por transmisión en las líneas primarias al año i-ésimo

P_{pedi}^t = Porcentaje de pérdida de energía por transmisión en las líneas primarias al año i-ésimo

f_{ci} = Factor de carga al año i-ésimo

a.2) Factor de pérdida de potencia en el sistema de distribución (f_{ppdi})

El factor de pérdida de potencia en las líneas primarias es el porcentaje de pérdida de potencia y se determina por el siguiente algoritmo:

$$f_{ppdi} = P_{ppdi} = P_{pedi} \times (0.7 f_{ci} + 0.3)$$

Donde:

f_{ppdi} = Factor de pérdida de potencia por distribución en la red primaria y secundaria al año i-ésimo

P_{ppdi} = Porcentaje pérdida de potencia por distribución en la red primaria y secundaria al año i-ésimo

P_{pedi} = Porcentaje de energía por distribución en la red primaria y secundaria al año i-ésimo

f_{ci} = Factor de carga al año i-ésimo

3.2.16 Demanda máxima del sistema (DMSi)

La máxima demanda de potencia en el sistema, es la suma de todas las demandas de los diferentes sectores y se determina por la siguiente expresión:

$$DMS_i = [\sum(DML_i)_t \times f_{sni} + \sum(DMCE_i + DMAP)] \times (1 + f_{ppti}) (1 + f_{ppdi})$$

Donde:

DMS_i = Demanda máxima del sistema al año i-ésimo

$(DML_i)_t$ = Demanda máxima por localidad al año i-ésimo, de la localidad t

$DMCE_i$ = Demanda máxima de las cargas especiales en la hora punta, al año i-ésimo

$DMAPI$ = Demanda máxima por el alumbrado público al año i-ésimo

f_{sni} = Factor de Simultaneidad entre n localidades del sistema al año i-ésimo, valor entre 0.70 y 1.00

f_{ppti} = Factor de pérdida de potencia por transmisión para el año i-ésimo, este valor se asume entre 1% al 7%

f_{ppdi} = Factor de pérdida de potencia en distribución, se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$f_{ppdi} = f_{pedi} / (0.70 \times f_{ci} + 0.30)$$

f_{pedi} = Factor de pérdida de potencia por distribución al año i-ésimo

f_{ci} = Factor de carga al año i-ésimo

En los cuadros 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5 se tiene la proyección de energía, potencia, la población y abonados domésticos

3.3 Necesidades de potencia y energía

Las Necesidades de potencia y energía es:

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
MW	2.21	2.36	2.51	2.65	3.76	3.97	4.16	4.37	4.57	4.77
	4.97	5.19	5.40	5.61	5.83	6.10	6.29	6.53	6.77	7.02
GWh	5.711	6.12	6.53	6.94	9.33	9.90	10.5	11.0	11.6	12.2
	2.8	13.5	14.1	14.8	15.5	16.2	17.0	17.7	18.5	19.4

3.4 Balance de oferta y demanda

El balance de la oferta y la demanda, se determina relacionando la potencia efectiva instalada disponible, con la demanda de potencia que requiere el sistema.

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oferta (MW)	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74
	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74	10.74
MD (MW)	2.21	2.36	2.51	2.65	3.76	3.97	4.16	4.37	4.57	4.77
	4.97	5.19	5.40	5.61	5.83	6.10	6.29	6.53	6.77	7.02
Balance (MW)	8.53	8.38	8.23	8.09	6.98	6.77	6.58	6.37	6.17	5.97
	5.77	5.55	5.34	5.13	4.91	4.64	4.45	4.21	5.51	3.72

CUADRO N° 3.1

CONSUMO DE ENERGIA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO EN MWH

Número de localidades :	PSE : TARAPOTO		Depto. : SAN MARTIN		Prov. : Varias			Fecha :		Set.-97
AÑOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
POBLACION	49009	50094	51208	52346	77335	79008	80713	82464	84249	86072
	87942	89848	91794	93791	95832	97916	100042	102219	104452	106716
NUMERO DE FAMILIAS	10272	10497	10729	10964	15966	16316	16663	17027	17388	17765
	18149	18538	18937	19343	19769	20194	20622	21071	21529	21995
NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	7288	7664	8030	8381	12459	12949	13417	13887	14353	14823
	15289	15762	16235	16710	17196	17685	18174	18679	19188	19707
HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIO	2312	2322	2332	2342	2352	2378		2431	2458	2484
	2511	2538	2564	2591	2617	2644	2670	2697	2723	2749
HORAS DE UTILIZACION CARGAS ESPEC.	1265	1282	1299	1316	1311	1329	1347	1364	1382	1400
	1418	1435	1453	1471	1488	1506	1524	1542	1559	1577
CONSUMO SERVICIOS										
RESIDENCIAL	2887	3144	3403	3660	5121	5482	5836	6203	6576	6961
	7353	7760	8176	8605	9051	9511	9981	10476	10985	11515
COMERCIAL	506	551	596	641	820	877	934	992	1052	1113
	1176	1241	1307	1376	1447	1521	1596	1675	1756	1841
USO GENERAL	144	157	170	183	256	274	292	310	329	348
	368	388	409	430	453	476	499	524	549	576
INDUSTRIAL MENOR	289	314	340	366	512	548	584	620	658	696
	735	776	818	860	905	951	998	1048	1098	1151
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	383	391	400	408	535	547	558	571	583	595
	608	621	634	648	662	676	690	705	720	735
CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES	1050	1074	1097	1122	1330	1361	1392	1423	1455	1486
	1519	1551	1584	1618	1651	1685	1719	1754	1789	1824
ENERGIA VENDIDA	5259	5631	6007	6381	8575	9090	9596	10119	10652	11201
	11759	12337	12928	13536	14168	14819	15483	16181	16897	17642
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	368	394	420	447	600	636	672	708	746	784
	823	864	905	948	992	1037	1084	1133	1183	1235
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	5627	6025	6428	6827	9175	9726	10267	10828	11398	11985
	12582	13201	13833	14484	15160	15856	16567	17313	18080	18877
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	86	96	106	116	157	172	188	205	222	241
	260	281	303	326	351	377	404	433	464	496
TOTAL ENERGIA REQUERIDA	5713	6121	6533	6943	9333	9898	10455	11032	11620	12225
	12842	13482	14136	14810	15511	16233	16970	17746	18544	19373

CUADRO N° 3.2

DEMANDA MAXIMA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO EN kW

Número de localidades :	102	PSE : TARAPOTO		Depto. : SAN MARTIN		Prov. : Varias		Fecha		Set.-97
A Ñ O S	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CARGA ESPECIAL COINCIDENTE	830.0	837.4	844.7	852.1	1014.5	1023.9	1033.4	10442.9	1052.4	1061.8
	1071.3	1080.8	1090.3	1099.7	1109.2	1118.7	1128.2	1137.6	1147.1	1156.6
DEMANDA POR SERVICIOS										
RESIDENCIAL	1251.7	1357.0	1461.4	1565.0	2186.8	2315.1	2437.7	2562.6	2687.4	2814.4
	2940.9	3071.6	3202.6	3335.6	3473.5	3613.4	3754.2	3902.2	4052.0	4206.8
COMERCIAL	210.1	226.0	241.7	256.9	337.6	357.1	376.0	395.2	414.3	433.8
	453.3	473.3	493.5	514.0	535.1	556.6	578.4	601.1	624.2	647.9
USO GENERAL	61.3	65.9	70.5	74.9	109.3	115.8	121.9	128.1	134.4	140.7
	147.0	153.6	160.1	166.8	173.7	180.7	187.7	195.1	202.6	210.3
INDUSTRIA MENOR	122.5	131.8	141.0	149.8	218.7	231.5	243.8	256.3	268.7	281.4
	294.1	307.2	320.3	333.6	347.4	361.3	375.4	390.2	405.2	420.7
DEMANDA MAXIMA DE SERVICIOS	1645.6	1780.7	1914.6	2046.6	2852.4	3019.5	3179.4	3342.2	3504.8	3670.3
	3835.3	4005.7	4176.5	4350.0	4529.7	4712.0	4895.7	5088.6	5284.0	5485.7
DEMANDA MAXIMA ALUMBRADO PUBLICO	104.9	107.2	109.6	111.9	146.7	149.9	153.0	156.3	159.6	163.0
	166.5	170.1	173.7	177.4	181.3	185.2	189.1	193.1	197.2	201.5
CARGA ESPECIAL COINCIDENTE-SERVICIO	166.0	167.5	168.9	170.4	202.9	204.8	206.7	208.6	210.5	212.4
	214.3	216.2	218.1	219.9	221.8	223.7	225.6	227.5	229.4	231.3
DEMANDA MAXIMA NETA	1916.5	2055.4	2193.1	2328.9	3202.0	3374.2	3539.1	3707.1	3874.9	4045.7
	4216.1	4392.0	4568.3	4747.3	4932.8	5120.9	5310.4	5509.2	5710.6	5918.5
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	253.3	269.8	286.0	301.3	436.1	458.4	479.5	500.8	521.9	543.4
	564.4	586.2	607.8	629.6	652.1	674.7	697.4	721.2	745.2	769.8
DEMANDA MAXIMA DISTRIBUIDA	2169.8	2325.2	2479.1	2630.2	3638.1	3832.6	4018.6	4207.9	4396.8	4589.1
	4780.5	4978.2	5176.1	5376.9	5584.9	5795.6	6007.8	6230.4	6455.8	6688.3
PERDIDAS EN TRANSMISION	64.3	71.0	77.9	85.0	124.5	135.1	145.9	157.2	168.9	181.2
	193.7	207.0	220.7	234.9	249.9	265.4	281.4	298.4	316.0	334.4
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	2234.1	2396.2	2557.0	2715.2	3762.6	3967.7	4164.5	4365.1	4565.7	4770.3
	4974.2	5185.2	5396.8	5611.8	5834.8	6061.0	6289.2	6528.8	6771.8	7022.7

CUADRO N° 3.3

RESUMEN DE POBLACION Y ABONADOS DOMESTICOS

P.S.E. TARAPOTO

CODIGO 21

DPTO : SAN MARTIN

ABONADOS DOMESTICOS

Item	Localidades	Distrito	POBLACION							ABONADOS DOMESTICOS						
			1998	1999	2000	2001	2002	2003	2017	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2017
1	San Juan de Cumbaza	Tarapoto	0	0	0	0	228	233	307	0	0	0	0	43	44	63
2	Sn Martín de Cumbaza	Tarapoto	0	0	0	0	209	211	243	0	0	0	0	38	39	47
3	Sta Rosa de Cumbaza	Tarapoto	0	0	0	0	427	436	575	0	0	0	0	74	77	111
4	Urcurarca	Cabo A. Leveau	810	830	851	872	894	916	1295	110	115	120	125	131	137	243
5	Cerro San Pablo	Cabo A. Leveau	0	0	0	0	192	197	278	0	0	0	0	31	32	47
6	Machungo	Cabo A. Leveau	0	0	0	0	286	292	385	0	0	0	0	50	53	76
7	Cacatachi	Cacatachi	1961	2010	2060	2112	2165	2219	3135	241	267	292	315	338	360	654
8	La Unión (carret. Marg)	Cacatachi	0	0	0	0	196	200	264	0	0	0	0	30	31	44
9	Chazuta	Chazuta	4200	4305	4413	4523	4636	4752	6714	458	478	500	521	544	568	998
10	Aguano Moyuma	Chazuta	0	0	0	0	643	657	891	0	0	0	0	100	104	155
11	Banda de Chazuta	Chazuta	594	607	620	634	648	662	898	86	90	93	96	99	102	148
12	Canayo	Chazuta	0	0	0	0	164	167	221	0	0	0	0	22	23	33
13	Curiyacu	Chazuta	0	0	0	0	427	431	496	0	0	0	0	66	67	85
14	Llucanayacu	Chazuta	0	0	0	0	183	185	212	0	0	0	0	22	24	29
15	Ramón Castilla	Chazuta	0	0	0	0	355	362	478	0	0	0	0	45	46	67
16	Santa Rosa	Chazuta	0	0	0	0	371	376	457	0	0	0	0	55	56	75
17	Shilcayo	Chazuta	0	0	0	0	409	418	567	0	0	0	0	54	55	82
18	Tunun Tunumbe	Chazuta	0	0	0	0	582	597	843	0	0	0	0	74	77	118
19	Juan Guerra	Juan Guerra	3191	3261	3333	3406	3481	3558	4825	526	545	564	582	600	619	894
20	Yacucatina	Juan Guerra	0	0	0	0	278	284	374	0	0	0	0	55	58	83
21	Bello Horizonte	Banda Shilcayo	0	0	0	0	492	497	571	0	0	0	0	62	67	105
22	Chonta Muyo	Banda Shilcayo	0	0	0	0	229	234	317	0	0	0	0	34	37	69
23	La Union	Banda Shilcayo	0	0	0	0	454	464	629	0	0	0	0	57	62	114
24	Flores de Pucayacu	Banda Shilcayo	0	0	0	0	83	85	115	0	0	0	0	13	13	25
25	Las Palmas	Banda Shilcayo	398	713	729	745	761	778	1055	140	145	150	155	160	165	238
26	Nueva Venecia	Banda Shilcayo	0	0	0	0	285	291	395	0	0	0	0	34	36	68
27	Sn Fernando Pucayacu	Banda Shilcayo	0	0	0	0	90	92	125	0	0	0	0	14	15	28
28	San José	Banda Shilcayo	0	0	0	0	189	194	274	0	0	0	0	28	31	60
29	Tres de Octubre	Banda Shilcayo	279	285	291	298	304	311	422	42	46	48	52	54	57	94
30	Sn Antonio Cumbaza	San Antonio	1130	1158	1187	1217	1247	1278	1806	170	184	198	211	223	236	407
31	Banda de Cumbaza	San Antonio	196	200	205	209	214	219	296	16	20	21	22	24	25	41
32	Sn Pedro de Cumbaza	San Antonio	390	394	398	402	406	410	471	47	51	53	56	59	61	85
33	Sauce	Sauce	4607	4722	4840	4961	5085	5212	7365	470	510	548	584	619	654	1128
34	Dos de Mayo	Sauce	409	418	427	437	446	456	618	40	43	46	48	52	54	89
35	Shapaja	Shapaja	2083	2116	2150	2185	2220	2255	2816	235	252	268	284	298	312	475

CUADRO N° 3.3

RESUMEN DE POBLACION Y ABONADOS DOMESTICOS

P.S.E. TARAPOTO			CODIGO 21							DPTO : SAN MARTIN						
Item	Localidades	Distrito	POBLACION							ABONADOS DOMESTICOS						
			1998	1999	2000	2001	2002	2003	2017	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2017
36	Lamas	Lamas	9398	9577	9759	9944	10133	10325	13438	1904	1965	2024	2083	2141	2198	3024
37	Bellavista	Lamas														
38	Alto Shambuyacu	Lamas	0	0	0	0	341	349	473	0	0	0	0	50	53	78
39	Chirapata (La Libertad)	Lamas	0	0	0	0	294	300	407	0	0	0	0	50	53	78
40	Chumbaquihui	Lamas	0	0	0	0	244	250	353	0	0	0	0	30	31	48
41	Churuyacu-Río Mayo	Lamas	167	171	174	178	182	186	253	28	28	30	31	32	33	47
42	Huapo	Lamas														
43	Las Flores-Río Mayo	Lamas	272	279	286	293	300	308	435	36	37	39	41	42	43	65
44	Pamashto	Lamas	0	0	0	0	1384	1410	1835	0	0	0	0	221	228	326
45	San Antonio-Río Mayo	Lamas	424	433	443	453	463	473	641	69	71	74	76	79	81	117
46	Urcopata	Lamas	0	0	0	0	106	107	123	0	0	0	0	21	22	27
47	Vista Alegre	Lamas	0	0	0	0	88	90	122	0	0	0	0	18	18	27
48	Cufumbuque	Cufumbuque	1482	1515	1548	1582	1617	1652	2241	213	228	243	257	271	284	460
49	La Marginal	Cufumbuque	0	0	0	0	207	212	300	0	0	0	0	31	32	50
50	Flores Mamonaquiha	Cufumbuque	0	0	0	0	649	665	940	0	0	0	0	100	104	161
51	Mamonaquiha	Cufumbuque	0	0	0	0	589	602	816	0	0	0	0	98	102	151
52	Pucacaca-Río Mayo	Cufumbuque	0	0	0	0	371	380	537	0	0	0	0	61	63	98
53	S Cristobal Upaquiha	Cufumbuque	0	0	0	0	204	208	283	0	0	0	0	28	29	44
54	San Fernando	Cufumbuque	0	0	0	0	255	261	353	0	0	0	0	51	54	79
55	San Francisco	Cufumbuque	0	0	0	0	186	191	269	0	0	0	0	37	38	60
56	Unión Mamonaquiha	Cufumbuque	0	0	0	0	256	262	371	0	0	0	0	43	45	69
57	Pinto Recodo	Pinto Recodo	974	998	1023	1049	1075	1102	1557	142	148	154	159	164	170	256
58	Churuzapa	Pinto Recodo	0	0	0	0	226	228	262	0	0	0	0	30	32	39
59	Mishquiyacu	Pinto Recodo	0	0	0	0	260	266	360	0	0	0	0	42	43	64
60	Mishquillaquiyo	Pinto Recodo	0	0	0	0	325	332	450	0	0	0	0	46	47	70
61	Rumizapa	Rumizapa	598	611	625	638	652	667	904	119	124	128	132	137	141	203
62	Maceda	Rumizapa	460	470	480	491	502	513	696	71	74	76	79	81	84	121
63	Churuzapa	Rumizapa	0	0	0	0	643	657	891	0	0	0	0	120	124	184
64	Pacchilla	Rumizapa	0	0	0	0	433	443	600	0	0	0	0	85	88	131
65	Shamboloa	Rumizapa														
66	Shapumba	Rumizapa	0	0	0	0	141	144	195	0	0	0	0	26	26	39
67	Sn Roque-Cumbaza	San Roque	587	595	602	610	618	626	750	114	117	120	122	125	128	163
68	Aucaloma	San Roque	0	0	0	0	421	430	584	0	0	0	0	60	62	93
69	Mishquiyaco	San Roque	0	0	0	0	165	169	229	0	0	0	0	29	30	45
70	Shanao	Shanao	1237	1262	1287	1313	1339	1366	1802	241	249	258	266	273	282	395

CUADRO N° 3.3

RESUMEN DE POBLACION Y ABONADOS DOMESTICOS

P.S.E. TARAPOTO			CODIGO 21							DPTO : SAN MARTIN						
Item	Localidades	Distrito	POBLACION							ABONADOS DOMESTICOS						
			1998	1999	2000	2001	2002	2003	2017	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2017
71	Solo	Shanao	151	154	158	161	165	168	228	26	28	29	30	30	31	46
72	Puente Bolivia	Shanao	0	0	0	0	187	191	259	0	0	0	0	38	39	59
73	Murillo	Shanao														
74	Tabalosos	Tabalosos	8654	8870	9092	9319	9552	9791	13835	1149	1230	1308	1383	1456	1528	2542
75	Bambas	Tabalosos	0	0	0	0	227	232	306	0	0	0	0	35	37	53
76	Estancia	Tabalosos	0	0	0	0	370	378	513	0	0	0	0	54	57	84
77	Machingao	Tabalosos	0	0	0	0	139	142	193	0	0	0	0	26	26	39
78	Nazareth	Tabalosos	0	0	0	0	137	140	184	0	0	0	0	18	18	26
79	Ponazapa	Tabalosos	0	0	0	0	229	234	317	0	0	0	0	35	37	54
80	Pueblo Nuevo	Tabalosos	0	0	0	0	157	160	211	0	0	0	0	19	19	28
81	San Juan	Tabalosos	0	0	0	0	237	242	319	0	0	0	0	29	30	31
82	Sn Miguel-Río Mayo	Tabalosos	1777	1816	1856	1897	1939	1981	2687	261	270	279	289	298	307	443
83	Somos Libres	Tabalosos	0	0	0	0	143	146	192	0	0	0	0	21	22	31
84	Zapatero	Zapatero	1292	1315	1339	1363	1389	1413	1813	171	183	194	205	214	225	344
85	Pampa Hermosa	Zapatero	370	378	386	395	404	413	559	53	54	57	58	60	62	89
86	Bagazan	Zapatero	0	0	0	0	280	286	388	0	0	0	0	42	43	64
87	Caranayacu	Zapatero	0	0	0	0	342	350	474	0	0	0	0	46	47	70
88	Estero del Río Mayo	Zapatero	0	0	0	0	139	142	193	0	0	0	0	18	18	27
89	Huimba Moyuma	Zapatero	0	0	0	0	145	146	168	0	0	0	0	29	29	37
90	Nuevo Celendin	Zapatero	330	337	345	352	360	368	499	65	67	70	72	75	77	111
91	Nuevo Mundo	Zapatero	0	0	0	0	344	352	477	0	0	0	0	45	46	69
92	Nuevo Progreso	Zapatero	0	0	0	0	167	171	231	0	0	0	0	31	32	48
93	Pancuy	Zapatero														
94	Poloponta	Zapatero	0	0	0	0	201	205	279	0	0	0	0	34	36	53
95	Santa Ana-Río Mayo	Zapatero	288	294	301	307	314	321	435	43	45	46	47	49	51	73
96	Santa Cruz	Zapatero	0	0	0	0	278	282	342	0	0	0	0	41	42	56
97	San Juan Talliquihui	Zapatero	0	0	0	0	642	656	890	0	0	0	0	106	110	164
98	Uchumuyaca	Zapatero	0	0	0	0	139	142	193	0	0	0	0	22	24	35
99	Pilluana	Pilluana	0	0	0	0	695	705	869	0	0	0	0	122	127	171
100	Mishquiyacu	Pilluana	0	0	0	0	595	604	744	0	0	0	0	108	111	150
101	Tres Unidos	Tres Unidos	0	0	0	0	2426	2475	3265	0	0	0	0	347	359	520
102	Santa Martha	San Jose Sisa	0	0	0	0	1046	1069	1450	0	0	0	0	187	194	288
	Total		48709	50094	51208	52346	77336	79008	106716	7286	7664	8030	8381	12459	12949	19695

CUADRO N° 3.4

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGIA -MWH- EN LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102		Dpto: San Martín		Fecha : Set.-1997					
Item	Localidad	1998 2008	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017
1	S Juan Cumbaza	0.0	0.0	0.0	0.0	19.0	19.8	20.7	21.6	23.4	24.4
		26.4	27.4	28.4	29.5	31.7	32.8	35.0	37.4	38.6	39.8
2	S Martín Cumbaza	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	17.7	19.0	20.3	20.3	21.7
		21.7	23.2	23.2	24.7	24.7	26.3	26.3	28.0	28.0	29.7
3	Sta Rosa Cumbaz	0.0	0.0	0.0	0.0	32.7	35.2	37.9	39.8	42.6	44.6
		46.6	49.7	51.8	54.0	57.4	60.8	63.2	66.8	69.3	71.8
4	Urcurarca	58.4	62.4	66.5	70.7	75.9	81.2	86.7	91.3	97.9	104.8
		111.8	118.9	126.3	133.7	143.6	152.6	161.7	173.5	183.1	195.4
5	Cerro Sn Pablo	0.0	0.0	0.0	0.0	28.9	30.3	31.8	33.3	34.9	36.5
		38.1	39.7	41.5	43.2	46.0	47.8	49.7	51.6	53.5	55.5
6	Machungo	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	24.0	24.9	26.7	28.6	29.5
		30.5	33.6	34.6	36.8	37.9	40.2	41.4	43.7	46.2	48.6
7	Cacatachi	156.6	179.3	202.1	223.8	246.1	268.2	289.7	312.9	334.4	357.5
		379.9	403.9	428.4	452.1	477.3	503.0	529.1	556.9	583.8	612.4
8	La Unión (carr. Ma	0.0	0.0	0.0	0.0	39.2	40.7	42.2	42.8	45.3	46.9
		48.6	50.3	50.9	52.7	54.4	56.2	58.1	59.9	61.8	63.7
9	Chazuta	464.3	487.2	512.6	537.7	565.3	594.5	624.4	656.0	689.6	724.9
		762.2	801.5	843.0	886.6	932.3	980.3	1032.2	1085.1	1141.9	1201.3
10	Aguano Moyuma	0.0	0.0	0.0	0.0	48.3	51.9	55.6	58.5	62.5	65.6
		69.7	73.0	77.4	80.8	85.4	89.0	93.8	98.8	103.9	109.1
11	Banda Chazuta	44.9	48.7	51.6	54.6	57.7	60.9	64.2	67.5	71.0	75.7
		78.1	81.8	85.5	90.7	94.6	98.7	104.1	109.8	114.1	120.0
12	Canayo	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	10.3	11.2	11.2	12.1	12.1
		13.1	14.1	14.1	15.2	16.3	16.3	17.4	18.6	18.6	21.1
13	Curiyacu	0.0	0.0	0.0	0.0	28.2	29.3	31.6	34.0	34.0	36.5
		37.8	39.2	41.9	43.3	44.8	47.7	47.7	49.3	50.9	54.1
14	Llucanayacu	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	11.6	11.6	11.6	12.8	12.8
		14.1	14.1	15.4	15.4	15.4	16.9	16.9	16.9	18.4	18.4
15	Ramón Castilla	0.0	0.0	0.0	0.0	19.3	20.1	21.0	22.8	23.7	24.6
		25.6	27.6	29.6	30.7	31.8	34.0	35.1	37.5	39.9	42.3
16	Santa Rosa	0.0	0.0	0.0	0.0	23.5	24.5	26.5	27.6	28.6	29.7
		30.8	33.1	34.3	35.5	36.7	39.3	41.9	43.2	44.6	47.4
17	Shilcayo	0.0	0.0	0.0	0.0	23.1	23.9	25.6	26.5	28.2	30.1
		31.0	32.9	34.9	36.9	39.0	41.1	43.3	45.6	49.0	51.4
18	Tunun Tunumbe	0.0	0.0	0.0	0.0	35.7	38.3	40.1	42.9	44.8	47.6
		49.6	52.7	55.8	57.9	62.2	65.6	69.0	72.5	77.4	82.3
19	Juan Guerra	456.1	479.5	503.4	526.9	550.8	576.6	601.6	628.6	656.1	684.1
		711.4	740.6	771.9	802.3	834.7	867.7	901.4	937.3	975.4	1012.7
20	Yacucatina	0.0	0.0	0.0	0.0	23.9	26.5	27.4	29.2	31.1	33.0
		34.0	37.1	38.2	40.4	41.5	43.7	46.1	49.6	50.9	53.4
21	Bello Horizonte	0.0	0.0	0.0	0.0	74.0	79.7	84.9	89.4	94.0	98.7
		103.6	108.6	113.7	118.9	123.2	127.6	131.9	136.4	141.0	146.8
22	Chonta Muyo	0.0	0.0	0.0	0.0	14.6	16.6	18.7	20.2	21.7	24.1
		25.7	28.3	30.0	31.8	33.6	36.4	37.4	40.3	42.3	44.4
23	La Union	0.0	0.0	0.0	0.0	24.9	28.3	31.2	34.1	37.2	40.4
		43.7	46.2	49.7	52.4	56.0	59.7	62.6	66.5	70.5	73.6
24	Flores Pucayacu	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	5.7	7.1	7.1	7.8	8.6
		9.4	10.3	11.1	11.1	12.0	13.0	13.9	13.9	14.9	15.9
25	Las Palmas	145.9	151.9	158.0	164.3	170.8	177.4	184.1	191.0	198.1	205.3
		212.7	220.1	227.8	235.6	243.6	253.0	261.3	269.7	281.1	289.9
26	Nueva Venecia	0.0	0.0	0.0	0.0	14.5	15.9	18.0	20.2	21.8	23.4
		25.0	26.7	29.3	31.0	32.9	34.7	36.6	38.6	40.6	43.6
27	S Fernando Puca	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.7	7.4	8.1	8.9	9.7
		10.5	11.3	12.2	13.1	14.0	14.0	14.9	15.9	16.9	17.9

CUADRO N° 3.4

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGIA -MWH- EN LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102		Dpto: San Martín		Fecha : Set.-1997					
Item	Localidad	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
28	San José	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	14.0	15.4	16.8	18.3	20.6
		22.2	23.1	25.6	26.5	29.1	30.1	32.8	33.8	36.7	38.7
29	Tres de Octubre	146.7	152.2	156.2	162.0	166.1	171.2	176.4	181.7	186.2	191.5
		197.1	201.7	207.4	212.1	217.9	223.8	228.6	234.7	239.6	245.8
30	S Antonio Cumbaz	190.1	204.8	220.0	234.6	248.9	264.4	279.4	294.6	310.1	326.0
		342.1	358.6	374.2	392.3	409.6	427.2	446.1	464.1	483.3	503.4
31	Banda Cumbaza	7.9	9.2	9.9	10.7	12.3	13.1	13.9	14.7	15.6	17.4
		17.4	19.3	20.2	21.2	22.2	24.3	25.3	26.4	27.5	28.6
32	S Pedro Cumbaza	24.3	27.7	29.5	32.3	35.1	37.1	40.1	42.2	43.3	45.4
		47.6	49.9	52.2	54.5	55.7	58.1	59.3	60.5	63.0	64.3
33	Sauce	460.3	501.6	542.6	582.9	623.3	664.9	705.3	747.8	790.2	833.5
		877.6	922.6	968.6	1016.6	1064.2	1115.4	1166.0	1219.0	1272.8	1328.9
34	Dos de Mayo	17.5	19.5	21.7	23.1	26.2	27.8	30.3	32.9	34.6	36.4
		39.1	42.0	42.9	45.9	48.9	50.9	54.1	56.2	59.5	61.7
35	Shapaja	193.3	210.3	226.9	244.3	260.2	276.6	292.4	308.5	325.1	340.9
		355.8	372.2	389.0	403.6	420.9	437.3	453.9	470.8	487.9	505.3
36	Lamas	1386.8	1466.4	1545.9	1627.7	1710.3	1793.9	1878.1	1966.0	2056.0	2148.1
		2244.1	2342.2	2442.5	2547.0	2653.6	2764.5	2877.7	2997.0	3119.0	3245.4
37	Bellavista	0.0	0.0	0.0	0.0	15.4	16.3	16.3	17.3	18.3	19.3
		21.4	22.5	23.6	24.7	25.9	27.1	28.3	29.6	30.9	32.2
38	Alto Shambuyacu	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	23.9	24.7	26.5	28.3	30.2
		31.1	33.1	35.1	37.2	39.4	40.5	42.7	45.0	47.4	49.8
39	Chirapata (La Libre)	0.0	0.0	0.0	0.0	21.7	24.2	25.1	26.9	28.7	30.6
		31.5	33.5	35.5	37.6	39.8	40.9	43.1	45.5	47.8	50.2
40	Chumbaquihui	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	13.6	14.4	15.3	16.1	17.9
		18.8	20.7	21.7	22.7	23.7	24.8	25.8	28.0	29.2	30.3
41	Churuyacu Río Ma	12.0	12.0	13.6	14.5	15.4	16.3	16.3	17.3	18.3	19.3
		21.4	22.5	23.6	24.7	25.9	27.1	28.3	29.6	30.9	32.2
42	Huapo	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	11.0	11.0	11.9	12.8	12.8
		13.7	14.7	14.7	16.7	17.7	18.8	18.8	19.9	21.1	22.2
43	Las Flores Río Ma	15.6	16.4	18.1	19.8	20.6	21.5	22.4	24.3	25.3	27.3
		29.3	30.4	32.6	33.7	36.0	38.3	39.5	41.9	44.5	45.7
44	Pamashto	0.0	0.0	0.0	0.0	115.3	122.2	130.4	137.9	145.5	152.2
		160.3	168.5	176.9	185.6	193.2	203.6	212.9	222.4	230.7	242.0
45	San Antonio Río Ma	33.3	35.1	37.9	39.9	42.8	44.9	48.0	50.2	52.4	54.7
		58.2	61.8	64.2	68.0	70.6	74.5	78.6	81.3	85.5	89.9
46	Urcopata	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	10.1	10.1	10.1	11.3	12.5
		12.5	12.5	12.5	13.9	13.9	13.9	15.3	16.9	16.9	16.9
47	Vista Alegre	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	7.7	8.5	8.5	9.4	9.4
		10.4	10.4	11.4	12.4	13.5	14.6	14.6	15.8	17.0	17.0
48	Cufumbuque	113.4	125.5	138.1	150.4	163.0	175.1	187.5	199.3	212.4	224.8
		238.5	251.5	265.8	278.2	293.1	307.2	323.8	338.4	354.4	370.8
49	La Marginal	0.0	0.0	0.0	0.0	63.3	65.8	69.1	71.8	74.5	77.2
		80.0	82.8	86.6	89.5	93.5	96.6	99.7	102.8	107.2	110.4
50	Firs Mamonaquiha	0.0	0.0	0.0	0.0	106.9	112.0	117.2	121.7	128.1	132.8
		139.5	144.4	150.5	156.6	164.0	170.4	177.0	183.7	190.5	198.7
51	Mamonaquiha	0.0	0.0	0.0	0.0	47.3	50.9	53.7	57.5	60.5	64.6
		67.7	72.0	75.3	78.7	83.3	88.0	92.9	96.6	101.7	105.6
52	Pucacaca Río Ma	0.0	0.0	0.0	0.0	26.1	27.7	30.1	31.8	33.5	36.1
		38.0	40.8	42.7	44.7	47.8	50.9	53.0	56.3	59.7	62.0
53	S.Cristobal Upaqu	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	12.8	13.7	15.4	15.4	16.3
		17.3	18.3	19.3	20.3	21.4	22.5	23.6	25.9	27.1	28.3

CUADRO N° 3.4

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGIA -MWH- EN LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102		Dpto: San Martín		Fecha : Set.-1997					
Item	Localidad	1998 2008	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017
54	San Fernando	0.0	0.0	0.0	0.0	22.2	24.6	25.5	27.3	29.1	30.9
		31.9	33.9	35.9	38.0	40.1	42.3	44.6	47.0	48.0	50.4
55	San Francisco	0.0	0.0	0.0	0.0	15.8	16.6	18.2	19.9	20.8	21.7
		23.5	24.4	25.4	27.3	28.4	30.4	32.5	34.7	35.9	38.2
56	U Mamonaquihua	0.0	0.0	0.0	0.0	18.4	20.0	20.8	22.4	23.3	25.9
		26.8	28.7	29.7	31.6	33.7	34.7	36.8	39.0	41.2	43.5
57	Pinto Recodo	74.1	79.5	85.1	89.9	94.8	100.9	107.1	112.4	117.8	125.6
		131.4	138.4	145.5	152.9	161.6	169.3	178.4	186.4	196.0	205.7
58	Churuzapa	0.0	0.0	0.0	0.0	12.9	15.0	15.0	15.0	17.4	17.4
		18.7	18.7	18.7	20.0	21.4	22.9	22.9	24.4	24.4	24.4
59	Mishquiyacu	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	18.8	20.5	22.3	23.2	24.1
		26.1	27.1	29.1	31.2	32.3	33.4	35.7	36.9	39.3	40.5
60	Mishquillaquiyo	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	20.8	22.5	24.3	25.2	27.1
		28.0	30.0	32.1	34.2	35.3	37.5	38.6	40.9	43.3	44.5
61	Rumizapa	105.1	110.8	115.7	120.7	126.9	132.2	137.6	143.1	149.9	155.7
		161.7	168.9	175.1	181.4	189.1	195.7	203.7	210.6	218.9	227.4
62	Maceda	97.3	101.6	105.1	109.7	113.4	118.2	123.1	127.1	131.1	136.3
		141.6	145.8	151.4	155.8	161.6	167.4	172.0	178.2	184.3	190.6
63	Churuzapa	0.0	0.0	0.0	0.0	58.7	62.4	66.1	70.9	74.8	78.9
		83.1	97.4	92.9	97.5	102.1	108.1	112.9	119.2	124.3	129.5
64	Pacchilla	0.0	0.0	0.0	0.0	36.9	39.4	42.0	44.6	46.4	50.1
		53.0	56.0	59.1	62.2	65.4	67.6	72.1	75.5	80.3	83.9
65	Shamboloa	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	13.2	14.1	15.0	16.8	17.8
		18.8	18.8	19.8	20.9	21.9	23.0	24.2	25.3	26.5	29.0
66	Shapumba	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	11.3	12.1	13.0	13.9	14.8
		15.8	16.7	17.8	17.8	18.8	19.9	21.0	22.1	23.3	24.5
67	S Roque Cumbaz	55.8	59.1	62.6	65.0	68.7	72.5	75.1	79.1	83.2	86.1
		89.0	94.9	98.0	101.1	105.9	109.2	112.5	117.6	122.8	126.4
68	Aucaloma	0.0	0.0	0.0	0.0	26.1	27.7	30.3	32.1	33.9	35.7
		37.7	39.6	42.7	44.8	46.9	49.1	51.4	53.7	56.0	59.6
69	Mishquiyacu	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	13.2	14.1	15.0	16.8	17.8
		18.8	18.8	19.8	20.9	21.9	23.0	24.2	25.3	26.5	29.0
70	Shanao	212.7	222.2	233.3	243.4	252.6	264.6	274.2	285.5	297.0	307.6
		319.6	333.4	344.6	358.9	372.1	385.6	400.8	414.7	429.0	445.2
71	Solo	11.1	12.8	13.7	14.6	14.6	15.5	16.4	17.4	19.5	20.5
		21.6	21.6	22.8	23.9	25.1	26.3	27.5	28.8	30.1	32.8
72	Puente Bolivia	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	17.3	19.1	20.0	21.8	22.8
		23.8	24.8	25.8	27.9	29.0	31.2	33.5	34.7	36.0	38.4
73	Murillo	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	13.7	13.7	15.4	16.4	17.4
		17.4	18.4	19.4	20.5	21.6	22.7	23.8	25.0	26.2	27.4
74	Tabalosos	828.8	911.1	993.6	1075.5	1157.8	1241.4	1326.0	1412.8	1499.2	1590.0
		1681.7	1775.3	1872.1	1972.2	2074.2	2181.1	2289.9	2402.1	2519.3	2638.6
75	Bambas	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	17.2	18.1	19.0	19.9	20.9
		22.9	24.0	25.0	26.1	27.3	28.4	29.6	30.8	32.0	34.5
76	Estancia	0.0	0.0	0.0	0.0	23.1	25.6	26.4	29.1	30.0	31.8
		33.7	35.7	37.7	39.8	41.9	44.1	45.2	48.6	51.0	53.4
77	Machingao	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	11.5	12.3	13.2	14.1	15.0
		15.9	16.9	18.0	18.0	19.0	20.1	21.2	22.4	23.5	24.8
78	Nazareth	0.0	0.0	0.0	0.0	7.9	7.9	7.9	8.8	8.8	9.8
		9.8	10.8	11.8	12.9	12.9	14.0	14.0	15.2	15.2	16.5
79	Ponazapa	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	17.1	18.0	18.9	19.8	20.7
		22.6	23.6	24.7	25.7	26.8	29.0	30.1	31.3	32.4	34.8

CUADRO N° 3.4

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGIA -MWH- EN LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102		Dpto: San Martín		Fecha : Set.-1997					
Item	Localidad	1998 2008	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017
80	Pueblo Nuevo	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	8.4	10.1	10.1	11.1	11.1
		12.0	12.0	13.1	14.1	14.1	15.2	15.2	16.4	17.6	17.6
81	San Juan	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	13.7	13.7	15.4	16.4	17.4
		17.4	18.4	19.4	20.5	21.6	22.7	23.8	25.0	26.2	27.4
82	S Miguel Río May	146.2	155.4	164.8	175.6	185.6	196.0	206.5	217.4	228.5	241.1
		252.8	266.0	278.3	292.1	306.3	319.4	335.6	350.8	367.8	383.7
83	Somos Libres	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	10.1	10.1	11.0	11.0	12.9
		13.9	13.9	15.0	15.0	16.1	17.2	17.2	18.4	19.6	19.6
84	Zapatero	91.1	101.1	110.7	120.7	129.2	139.9	148.9	157.1	166.5	176.2
		185.0	195.1	204.3	214.8	224.4	235.3	245.2	255.3	265.6	277.3
85	Pampa Hermosa	27.6	28.6	31.5	32.5	34.6	36.7	38.8	41.1	42.2	44.6
		48.1	50.6	51.9	54.4	57.1	59.8	62.5	65.3	68.2	71.1
86	Bagazan	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	18.8	20.5	22.3	23.2	24.1
		26.1	27.1	29.1	31.2	32.3	33.4	35.7	36.9	39.3	40.5
87	Caranayacu	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	20.8	22.5	24.3	25.2	27.1
		28.0	30.0	32.1	34.2	35.3	37.5	38.6	40.9	43.3	44.5
88	Estero Río Mayo	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	7.7	8.5	8.5	9.4	9.4
		10.4	10.4	11.4	12.4	13.5	14.6	14.6	15.8	17.0	17.0
89	Huimba Moyuma	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	12.4	13.5	14.6	15.9	15.9
		15.9	17.1	18.5	18.5	19.9	19.9	21.4	21.4	21.4	22.9
90	Nuevo Celendin	31.4	33.2	36.0	37.9	40.9	42.9	45.0	47.2	50.5	52.8
		55.1	57.5	61.1	63.6	67.4	71.3	74.0	78.1	80.9	85.2
91	Nuevo Mundo	0.0	0.0	0.0	0.0	19.6	20.4	22.1	23.8	24.7	25.7
		28.5	29.5	31.5	32.6	34.7	35.8	38.0	39.2	41.5	43.9
92	Nuevo Progreso	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3	14.1	15.8	16.6	16.6	17.5
		18.5	20.4	21.4	22.4	23.4	24.5	26.7	27.8	29.0	30.1
93	Pancuy	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	13.7	13.7	15.4	16.4	17.4
		17.4	18.4	19.4	20.5	21.6	22.7	23.8	25.0	26.2	27.4
94	Poloponta	0.0	0.0	0.0	0.0	14.6	16.2	16.2	17.0	18.8	19.7
		21.6	22.6	23.6	24.6	25.7	26.7	27.8	28.9	31.2	33.6
95	Sta Ana Río Mayc	0.0	0.0	20.9	21.8	23.5	25.4	26.3	27.3	29.3	30.3
		32.4	34.6	35.7	37.9	40.3	41.5	43.9	45.2	47.7	50.3
96	Santa Cruz	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	18.5	19.5	20.6	21.7	23.9
		23.9	25.1	26.3	27.5	28.8	30.1	31.5	32.8	34.3	35.7
97	S Juan Talliquihui	0.0	0.0	0.0	0.0	51.2	54.8	57.6	62.4	66.3	69.4
		73.6	76.8	81.2	85.8	90.4	94.0	98.8	105.0	110.2	115.4
98	Uchumuyaca	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	11.0	11.0	11.9	12.8	12.8
		13.7	14.7	14.7	16.7	17.7	18.8	18.8	19.9	21.1	22.2
99	Pilluana	0.0	0.0	0.0	0.0	59.7	65.0	68.2	71.6	76.2	79.8
		83.5	87.2	91.1	95.0	99.1	103.2	107.5	111.8	117.8	122.4
100	Mishquiyacu	0.0	0.0	0.0	0.0	47.7	50.5	53.5	56.5	59.7	62.9
		66.3	69.8	72.2	75.8	79.6	82.1	86.0	90.1	92.8	97.1
101	Tres Unidos	0.0	0.0	0.0	0.0	206.4	219.5	233.1	245.9	260.2	273.6
		288.7	301.6	316.1	332.2	347.4	362.9	380.2	397.8	414.3	434.3
102	Santa Martha	0.0	0.0	0.0	0.0	97.6	104.2	110.0	117.0	124.2	130.6
		138.2	144.9	152.9	161.0	168.3	176.8	185.6	194.6	203.8	213.2
	Total	5713	6121	6533	6943	9333	9898	10455	11032	11620	12225
		12842	13482	14136	14810	15511	16233	16970	17746	18544	19373

CUADRO N° 3.5

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -kW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102 Dep. San Martín									
		Fecha : Set.-1997									
Item	Localidad	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	San Juan de Cumbaza	0	0	0	0	12	12	12	13	14	14
		15	16	16	17	18	18	19	21	21	22
2	San Martín de Cumbaza	0	0	0	0	10	11	11	12	12	13
		13	13	13	14	14	15	15	15	15	16
3	Santa Rosa de Cumbaza	0	0	0	0	20	21	23	24	25	26
		27	29	30	31	32	34	35	37	38	39
4	Utcumarca	33	35	37	39	42	44	47	49	52	55
		58	61	64	68	72	76	80	85	88	94
5	Cerro San Pablo	0	0	0	0	14	14	15	15	16	16
		16	17	17	18	18	19	19	20	20	21
6	Machungo	0	0	0	0	13	15	15	16	17	18
		18	20	20	21	22	23	23	24	25	27
7	Cacatachi	87	99	110	120	131	141	150	160	169	178
		187	196	205	214	223	232	241	250	259	269
8	La Unión (carret. Marg)	0	0	0	0	20	20	20	21	21	22
		22	23	23	23	24	24	25	25	26	26
9	Chazuta	166	175	184	193	203	213	224	235	247	259
		272	286	300	315	331	347	365	382	401	421
10	Aguano Moyuma	0	0	0	0	28	30	31	33	34	36
		37	39	40	42	44	45	47	49	51	52
11	Banda de Chazuta	26	28	29	30	32	33	34	36	37	39
			41	42	44	46	47	49	51	53	55
12	Canayo	0	0	0	0	6	6	7	7	7	7
		8	8	8	9	9	9	10	10	10	12
13	Curiyacu	0	0	0	0	17	18	19	21	20	22
		22	23	24	25	26	27	27	27	28	30
14	Llucanayacu	0	0	0	0	6	7	7	7	8	8
		8	8	9	9	9	10	9	9	10	10
15	Ramón Castilla	0	0	0	0	12	12	13	14	14	15
		15	16	17	18	18	19	20	21	22	23
16	Santa Rosa	0	0	0	0	15	15	16	17	17	18
		18	19	20	20	21	22	23	24	25	26
17	Shilcayo	0	0	0	0	14	15	16	16	17	18
		18	19	20	21	22	23	24	25	27	28
18	Tunun Tunumbe	0	0	0	0	21	22	23	24	25	26
		27	28	30	31	33	34	35	37	39	41
19	Juan Guerra	181	189	198	205	213	221	229	238	246	254
		262	271	280	288	298	307	316	326	336	346
20	Yacucatina	0	0	0	0	15	16	17	17	18	19
		20	22	22	23	23	25	26	27	28	29
21	Bello Horizonte	0	0	0	0	51	52	54	54	55	56
		57	58	59	60	61	62	62	63	64	65
22	Chonta Muyo	0	0	0	0	9	10	11	12	13	14
		15	17	17	18	19	21	21	23	23	24
23	La Unión	0	0	0	0	14	16	18	19	21	23
		24	25	27	28	30	32	33	35	37	38
24	Las Flores de Pucayacu	0	0	0	0	4	3	4	4	5	5
		6	6	6	6	7	7	8	8	8	9
25	Las Palmas	75	76	77	78	80	81	82	83	84	85
		87	88	89	90	91	93	94	95	97	98
26	Nueva Venecia	0	0	0	0	9	10	11	12	13	14
		15	16	17	18	19	20	21	22	22	24

CUADRO N° 3.5

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -kW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102 Dep. San Martín Fecha : Set.-1997									
Ítem	Localidad	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
27	S.Fernando de Pucayacu	0	0	0	0	4	4	5	5	5	6
		6	7	7	8	8	8	8	9	9	10
28	San José	0	0	0	0	7	9	9	10	11	12
		13	14	15	15	17	17	19	19	20	21
29	Tres de Octubre	97	98	100	102	103	105	106	108	109	111
		112	114	115	117	118	120	121	123	124	126
30	San Antonio de Cumbaza	109	111	114	116	119	121	124	126	129	131
		134	136	139	141	144	149	154	159	165	170
31	La Banda de Cumbaza	5	6	6	6	7	8	8	9	9	10
		10	11	11	12	12	13	14	14	15	15
32	San Pedro de Cumbaza	14	16	17	18	20	21	22	23	23	24
		25	26	27	28	28	29	29	30	31	31
33	Sauce	178	183	197	212	226	241	254	269	283	297
		311	325	339	354	368	384	399	414	429	445
34	Dos de Mayo	11	12	13	14	16	16	18	19	20	21
		22	24	24	26	27	28	29	30	32	33
35	Shapaja	86	93	100	107	113	119	125	131	136	141
		145	150	155	159	164	168	173	177	181	186
36	Lamas	585	613	640	667	694	720	746	772	799	827
		855	883	911	940	970	1000	1031	1063	1095	1128
37	Bellavista	0	0	0	0	10	11	11	12	12	13
		14	14	15	15	16	16	17	17	18	19
38	Alto Shambuyacu	0	0	0	0	13	15	15	16	17	18
		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
39	Chirapata (La Libertad)	0	0	0	0	13	15	15	16	17	18
		18	19	20	22	23	23	24	25	26	27
40	Chumbaquihui	0	0	0	0	8	8	9	9	10	11
		11	12	13	13	14	14	15	16	16	17
41	Churuyacu del Río Mayo	7	7	8	9	9	10	10	10	11	11
		12	13	13	14	14	15	15	16	17	17
42	Huapo	0	0	0	0	6	6	6	7	7	7
		8	8	9	9	10	10	11	11	12	12
43	Las Flores del Río Mayo	10	10	11	12	12	13	13	14	15	16
		17	17	18	19	20	21	21	23	24	24
44	Pamashto	0	0	0	0	65	68	71	74	77	80
		83	86	89	92	95	98	102	105	107	111
45	San Antonio del Río Mayo	19	20	21	22	24	24	26	27	27	28
		30	31	32	33	34	36	37	38	40	41
46	Urcopata	0	0	0	0	6	6	6	6	7	8
		8	8	7	8	8	8	9	10	10	10
47	Vista Alegre	0	0	0	0	5	5	6	6	6	6
		7	6	7	8	8	9	9	9	10	10
48	Cuñumbuque	63	69	75	81	86	91	97	101	107	111
		117	122	127	131	136	141	147	152	157	162
49	La Marginal	0	0	0	0	49	50	51	52	52	53
		54	54	55	56	57	58	58	59	60	60
50	Flores de Mamonaquiha	0	0	0	0	66	67	69	69	71	72
		73	74	75	76	77	78	79	80	81	83
51	Mamonaquiha	0	0	0	0	27	29	31	33	34	37
		38	40	42	44	46	48	51	53	55	57

CUADRO N° 3.5

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -kW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102 Dep. San Martín Fecha : Set.-1997									
Item	Localidad	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
52	Pucacaca del Río Mayo	0	0	0	0	16	17	18	19	20	21
		22	24	25	26	27	29	30	31	33	34
53	S.Cristobal de Upaquiuhua	0	0	0	0	8	8	9	10	10	10
		11	11	12	12	13	13	14	15	16	16
54	San Fernando	0	0	0	0	14	15	15	16	17	18
		19	20	21	22	23	24	25	26	26	27
55	San Francisco	0	0	0	0	10	10	11	12	12	13
		14	14	15	16	16	17	18	19	20	21
56	Unión de Mamonaquiuhua	0	0	0	0	12	13	13	14	15	16
		17	18	18	19	20	21	22	23	24	25
57	Pinto Recodo	41	43	45	47	49	51	54	55	57	60
		62	65	67	69	72	75	78	80	83	86
58	Churuzapa	0	0	0	0	8	10	10	10	11	11
		12	12	11	12	13	14	14	14	14	14
59	Mishquiyacu	0	0	0	0	12	12	13	14	15	15
		16	16	17	19	19	19	20	21	22	22
60	Mishquillaquiyo	0	0	0	0	12	13	14	15	15	16
		16	17	18	20	20	21	22	23	24	24
61	Rumizapa	56	57	58	58	59	60	61	62	62	63
		64	65	66	67	70	72	74	76	79	81
62	Maceda	52	53	54	55	56	57	58	58	59	60
		61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
63	Churuzapa	0	0	0	0	34	35	37	39	41	43
		44	46	48	50	52	54	56	58	60	62
64	Pacchilla	0	0	0	0	21	23	24	25	26	28
		29	30	32	33	34	35	37	38	40	42
65	Shamboloa	0	0	0	0	8	8	9	9	10	10
		11	11	12	12	13	13	14	14	15	15
66	Shapumba	0	0	0	0	7	7	7	8	8	9
		9	10	10	10	11	11	12	12	13	13
67	San Roque de Cumbaza	32	34	35	36	38	39	40	42	43	44
		45	48	49	50	51	52	53	55	57	58
68	Aucaloma	0	0	0	0	16	17	18	19	20	21
		22	23	25	26	27	28	29	30	31	32
69	Mishquiyaco	0	0	0	0	8	8	9	9	10	11
		11	11	11	12	13	13	14	14	15	16
70	Shanao	90	94	98	102	105	110	113	117	121	125
		129	134	138	142	147	151	156	160	165	170
71	Solo	7	8	8	9	9	9	10	10	11	12
		12	12	13	13	14	14	15	16	16	17
72	Puente Bolivia	0	0	0	0	10	11	12	12	13	13
		14	14	15	16	16	18	19	19	20	21
73	Murillo	0	0	0	0	7	8	9	10	10	11
		11	12	12	13	13	14	14	14	15	15
74	Tabalosos	339	372	403	435	465	496	526	557	588	619
		650	682	714	747	780	815	850	885	922	959
75	Bambas	0	0	0	0	9	10	11	11	12	12
		13	14	14	15	15	16	16	17	17	19
76	Estancia	0	0	0	0	14	16	16	18	18	19
		20	21	22	23	24	25	25	27	28	29
77	Machingao	0	0	0	0	7	7	7	8	8	9
		9	10	10	10	11	11	12	12	13	13

CUADRO N° 3.5

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -kW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

Número de localidades		102 Dep. San Martín									
		Fecha : Set.-1997									
Item	Localidad	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
78	Nazareth	0	0	0	0	5	5	5	5	5	6
		6	6	7	7	7	8	8	8	8	9
79	Ponazapa	0	0	0	0	10	11	11	12	12	13
		14	14	15	15	16	17	18	18	19	20
80	Pueblo Nuevo	0	0	0	0	5	5	6	6	7	7
		7	7	8	9	8	9	9	10	10	10
81	San Juan	0	0	0	0	8	8	8	9	10	10
		10	11	11	12	12	13	13	14	14	15
82	San Miguel del Río Mayo	76	80	84	89	93	97	102	106	110	116
		120	125	130	135	140	145	151	156	163	168
83	Somos Libres	0	0	0	0	6	7	6	7	7	8
		9	9	9	9	10	10	10	11	11	11
84	Zapatero	49	54	59	63	67	72	76	79	83	86
		90	93	97	101	104	108	111	114	118	121
85	Pampa Hermosa	16	16	18	18	19	20	21	22	22	23
		25	25	26	27	28	29	30	31	32	33
86	Bagazan	0	0	0	0	11	12	12	13	14	14
		15	16	17	18	18	19	20	21	22	22
87	Caranayacu	0	0	0	0	12	12	13	14	14	15
		15	16	17	18	18	19	19	20	21	21
88	Estero del Río Mayo	0	0	0	0	5	5	5	5	6	6
		6	6	7	7	8	8	8	9	9	9
89	Huimba Moyuma	0	0	0	0	8	8	8	9	9	9
		10	10	11	11	11	11	12	12	12	13
90	Nuevo Celendin	18	19	20	21	23	24	25	25	27	28
		29	30	31	32	34	36	37	38	39	41
91	Nuevo Mundo	0	0	0	0	12	12	13	14	15	15
		17	17	18	19	20	20	21	22	23	24
92	Nuevo Progreso	0	0	0	0	8	9	10	10	10	11
		11	12	13	13	14	14	16	16	17	17
93	Pancuy	0	0	0	0	5	5	6	6	7	7
		7	7	8	9	8	9	9	10	10	10
94	Poloponta	0	0	0	0	9	10	10	10	11	12
		13	13	14	14	15	15	16	16	17	18
95	Santa Ana del Río Mayo	11	12	13	13	14	15	16	16	17	17
		18	20	20	21	22	23	24	24	26	27
96	Santa Cruz	0	0	0	0	11	11	12	12	13	14
		14	15	15	16	16	17	18	18	19	20
97	San Juan de Talliquihui	0	0	0	0	31	33	35	37	40	41
		43	45	47	49	51	53	55	58	61	63
98	Uchumuyaca	0	0	0	0	6	7	7	7	8	8
		8	9	9	10	10	11	11	11	12	12
99	Pilluana	0	0	0	0	34	37	38	40	42	43
		45	46	47	49	50	52	53	55	57	59
100	Mishquiyacu	0	0	0	0	27	29	30	32	34	35
		37	39	40	42	44	45	47	49	50	52
101	Tres Unidos	0	0	0	0	98	103	109	114	119	124
		130	135	140	146	151	157	163	169	174	181
102	Santa Martha	0	0	0	0	46	49	51	54	57	59
		62	65	68	71	73	76	79	82	86	89
	Total	2208	2357	2505	2648	3763	3968	4164	4365	4566	4770
		4974	5185	5397	5612	5835	6061	6289	6529	6772	7023

CAPITULO IV

PLANEAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 Objetivo

El objetivo de la configuración del sistema eléctrico, es definir la topología de las líneas primarias, que comprende a los circuitos principales y las derivaciones para alimentar las diferentes cargas del sistema, con una operación continua, confiable y garantizada, bajo la concepción sistema eléctrico económicamente adaptado.

4.2 Consideraciones generales para el planeamiento

Para definir la configuración de las líneas primarias del PSE Tarapoto, se tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Determinación de los sistemas de tensión
- Criterios generales de diseño en la configuración del sistema
- Configuración de las redes
- Criterios eléctricos
- Criterios mecánicos

Estos criterios, están orientados a obtener un sistema optimo desde el punto de vista técnico, que cumpla con los requisitos mínimos exigidos por las normas vigentes y desde el punto de vista económico un sistema de mínimo costo.

Las normas técnicas a considerar son:

- Código Nacional de Electricidad, Tomo IV, Sistema de Distribución, 1978
- DGE-009-T-4 : Tensiones normalizadas en sistemas eléctricos
- MEM/DEP-001 (Rev. 2) : Norma para Distribución Eléctrica de localidades aisladas y rurales.
- IEC Publicación 71-1 : Coordinación de aislamiento partes 1, 2 y 3
- American National Standard Institution-ANSI C29.2 : Aisladores de Suspension
- American National Standard Institution-ANSI C29.5 : Aisladores Tipo Espiga

4.2.1 Determinación de sistemas de tensiones

En los términos de referencia del Ministerio de Energía y Minas, se indica que la fuente de suministro de energía eléctrica para el Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, será de la Subestación Tarapoto 138/22.9/10 kV-25/9/25 MVA, a la tensión a de 22.9 kV

a) Tensiones nominales trifásicas y monofásicas

La tensión nominal normalizada a utilizar en el diseño de las líneas y redes primarias trifásicas es 22.9 kV con tensión máxima del sistema 24 kV, y en las líneas monofásicas de un solo conductor MRT, la tensión a utilizar es 13.2 kV.

b) Sistemas de tensiones

El sistema de tensión trifásica a utilizar en el diseño de las líneas y redes primarias, es del tipo SDP-40, que tiene por denominación 22.9-3F-3H, tensión nominal 22.9 kV, tres fases, 3 hilos (tres conductores), conexión estrella con neutro conectado rígidamente a tierra.

Para los sistemas monofásicos de distribución rural, se utilizará el sistema tipo SDP-32, que tiene por denominación 13.2-1F-1H, tensión nominal 13.2 kV, una fase, 1 hilo (un conductor), conexión fase-neutro conectado rígidamente a tierra. Estas líneas, podrán transmitir corrientes no mayores a 5 A

4.2.2 Criterios generales de diseño en el planeamiento del sistema

Calidad de servicio eléctrico

- Mínimo costo de las instalaciones.

a) Calidad del servicio eléctrico

La configuración del sistema, garantizará la calidad de energía a suministrar a cada centro poblado y cargas especiales, basado en instalaciones de líneas, red primaria y transformadores con sistemas de protección adecuada y caída de tensión en los puntos de suministro, menores al 6% que determina las normas.

b) Mínimo costo de inversión de las instalaciones

La configuración de las redes, se ha definido bajo el concepto de menor costo de inversión en sus instalaciones, la operación y el mantenimiento del sistema. Estos costos serán actualizados con la tasa de descuento de 12%, definida por la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, artículo 79 del título IV, capítulo sobre definiciones diversas tarifas.

La configuración integral del sistema, contempla el uso del radio económico de cobertura que establece el criterio de mínimo costo, en las subestaciones de distribución. El radio económico minimiza los costos totales anualizados.

4.2.3 Configuración de las redes

Las redes del P.S.E. Tarapoto tienen una configuración radial, de circuitos simples en las líneas primarias, redes primarias y redes secundarias, y equipamiento mínimo de seccionamiento y maniobra que asegure una alta confiabilidad del servicio. Se instalarán recloser con función de al menos triple recierre en la salida de las líneas troncales y seccionadores-fusible en todas las derivaciones de los ramales principales.

Las líneas primarias están conformadas por tres circuitos principales que parten de la S.E Tarapoto, un sale hacia la zona sur del proyecto y dos hacia la zona norte, con ramales que se derivan para alimentar las cargas de las localidades, que por sus características de densidad de demanda y porcentaje de carga industrial-comercial en el año inicial y sus futuras proyecciones se ubican en el tipo I, caso 2 del cuadro N° 3.2, capítulo 3 “Dimensionamiento de Sistemas de Distribución Rural”, norma MEM/DEP-001 (Rev.2)

Las cargas a alimentar en los extremos de los circuitos principales y sus ramales son tipo resistivo, con magnitudes que obligan a instalar sistemas trifásicos.

Los circuitos principales son trifásicos en gran parte de su longitud y monofásicos en porcentaje menor, así se tiene que en la troncal 1, 36.2 kms es trifásico; En la troncal 2, 56.9 kms de circuito es trifásico y 15 kms es monofásico; en la troncal 3, se tendrá circuito trifásico en los 30.4 kms y circuito monofásico 3.5 kms.

En el cuadro N° 4.1 se tiene los circuitos principales del sistema, los diferentes ramales que se derivan, con sus respectivas longitudes así como el circuito sean estos trifásicos, bifásicos o monofásicos a implementarse.

En el cuadro N° 4.2 se muestra el costo de inversión para instalar el conductor neutro para un sistema SDP-30, por cada sección de conductor a utilizarse en las líneas del Pequeño Sistema Eléctrico, el costo por circuito, el costo actualizado y el costo total actualizado. Este sistema demanda una mayor inversión inicial que el sistema SDP-40

La ubicación física de las localidades mayores en la estructura del PSE Tarapoto, su demanda máxima e importancia de las mismas y el menor costo de inversión, determinan que el sistema a utilizar en el diseño de las líneas y redes primarias sea el SDP-40, trifásico de tres hilos o tres conductores, por ser el sistema de menor costo de inversión.

4.2.4 Criterios eléctricos

- Potencia a transmitir
- Nivel de aislamiento
- Regulación de tensión
- Pérdida de potencia

a) Potencia a transmitir

La potencia a transmitir es el factor principal que define el calibre de los conductores a utilizar en cada uno de los tramos de las líneas primarias. La potencia se determina en el estudio del mercado para un horizonte de 20 años.

b) Nivel de aislamiento

Para determinar el nivel de aislamiento en las instalaciones y equipos de las líneas y redes primarias se tiene en cuenta los siguientes factores:

- Altitud sobre el nivel del mar
- Sobre tensiones a frecuencia industrial
- Contaminación ambiental
- Sobre tensiones atmosféricas

Las normas técnicas consideradas son:

- Código Nacional de Electricidad, Tomo IV, “Sistema de Distribución”
- IEC Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Comisión), Publicación 71-1 “Coordinación de Aislamiento” partes 1,2 y 3
- IEC Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Comisión), Publicación 383 “Aisladores de Suspensión”
- American National Standard Institution–ANSI C29.2 Aisladores de Suspensión y ANSI C29.5 Aisladores de tipo espiga.

b.1) Altitud sobre el nivel del mar

El Código Nacional de Electricidad y las normas IEEE e IEC, establecen que, las líneas ubicadas a más de 1000 m.s.n.m., y para temperaturas mayores a 40° C, el aislamiento incrementará de acuerdo con los factores de corrección, por altitud y temperatura. El proyecto, se ubica entre 200 a 1000 m.s.n.m., por tanto el nivel de aislamiento por altitud será el normado a nivel del mar, y para la temperatura de 50° C, se aplicará el factor de corrección.

Factor de corrección por temperatura (Fct)

El factor de corrección, para la temperatura de operación de 50° C es:

$$F_{ct} = (T + 273)/313 = 1.032$$

b.2) Sobre tensiones a frecuencia industrial

Para la selección del nivel de aislamiento, por sobre tensiones a frecuencia industrial, se debe tener en cuenta que la tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio que, debe soportar un aislador, no debe ser menor a:

$$U_c = 2.1 \times (U \times f_c + 5) = 60.13 \text{ kV}$$

Donde:

U = Tensión Nominal de Servicio = 22.9 kV.

f_c = Factor de corrección

U_c = Tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio en kV.

Cumplen con esta condición los aisladores tipo PIN, clase ANSI 56-2 y la cadena de aisladores tipo Suspensión (2 unidades)

b.3) Contaminación ambiental

La zona donde se ubica el proyecto, es la vertiente oriental de los andes, cuya características de la región son, ser la más nubosa del Perú y al mismo tiempo la más lluviosa, se encuentra lejos del mar, no existen grandes industrias que contaminen el ambiente, es frecuente la presencia los vientos y lluvias. La poca contaminación es producida por los humos de quemar los residuos de las plantas de cultivo o por el polvo que se genera al paso de los remolinos de aire y de los vehículos en las carreteras, los que desaparecen con las lluvias

Para este nivel de contaminación se requiere tener en los aisladores una distancia mínimas fuga igual a 330 mm para la tensión 22.9 kV y 200 mm para la tensión 13,2 kV, estos valores son recomendados en la Norma MEM/DEP-001 (Rev.2), en el capítulo 5, acápite 5, cuadro N° 5.2

En la guía técnica de NGK, se tiene que para un grado de contaminación equivalente a un deposito salino de 0.063 gr/cm² se recomienda una línea de fuga máxima igual a 20 mm/kV.

La línea de fuga requerida, con un factor de seguridad igual a 1.2 será:

$$L_f = 22.9 \times 1.032 \times 1.2 \times 20/\sqrt{3} = 327.47 \text{ mm.}$$

Los aisladores que cumplen con esta exigencia son el tipo PIN clase ANSI 56-2 y la cadena de aisladores tipo Suspensión clase ANSI 52-3 (2 unid.)

Tensión a la frecuencia nominal (kVrms)

- En seco (kVrms)	20
- Bajo lluvia	
. Horizontal kVrms	8
. Vertical kVrms	10

b.4) Sobre tensiones atmosféricas

Las descargas atmosféricas en la zona son moderadas, pero con frecuencia por tanto de acuerdo al Código Nacional de Electricidad, la Norma MEN/DEP-001 (rev.2) y la

Norma IEC-71, el Nivel Básico de Aislamiento (NAB) requerido para las líneas del PSE Tarapoto, es 125 kV.

c) Regulación de tensión

La regulación de tensión en el sistema, esta dentro de los límites permisibles de acuerdo con el Código Nacional de Electricidad y la Norma MEM/DEP-00.1 (Rev.2) que establece para los sistemas rurales un valor máximo de 6% (caída de tensión desde el punto de alimentación S.E. Tarapoto, hasta borne del primario del transformador de distribución.

d) Perdida de potencia

La perdida de potencia, en el sistema se ha establecido que será 7%, como máximo para determinar la demanda máxima de cada localidad, este porcentaje se utiliza en el estudio de mercado eléctrico.

4.2.5 Criterios mecánicos

Los criterios mecánicos a considerar en el planeamiento de las redes son:

- Hipótesis de estado
- Esfuerzos máximos en los conductores
- Esfuerzo para las condiciones de carga diaria

a) Hipótesis de cambio de estado

Para el cambio de estado se combina los factores que actúan en las diferentes condiciones de operación del sistema, como es la velocidad del viento y la temperatura ambiente.

El Código Nacional de Electricidad y la Norma del MEM/DEP-001 (rev. 2), establecen que el proyecto, se ubica en la Zona II, donde la velocidad del viento es 75 km/hora y la temperatura ambiente promedio 25°C. Las hipótesis de cambio de estado son

Hipótesis I	:	Temperatura media (EDS)
Temperatura	:	25 °C
Velocidad del Viento	:	Nula
EDS	:	18 %
Hipótesis II	:	Temperatura mínima
Temperatura	:	15 °C
Velocidad del Viento	:	Nula
Hipótesis III	:	Máximo Viento
Temperatura	:	20 °C
Velocidad del Viento	:	75 km/hora

Hipótesis IV	:	Máxima Temperatura
Temperatura	:	50 °C
Velocidad del Viento	:	Nula

b) Esfuerzo máximo en los conductores

Los esfuerzos máximos admisibles en los conductores de aleación de aluminio no deben superar al 40% del esfuerzo de rotura del conductor y es igual a 11.2 kg/mm²

c) Esfuerzo para condiciones de carga diaria (EDS)

La norma MEM/DEP-001 (Rev. 2), establece que el esfuerzo máximo del conductor para la hipótesis de temperatura media anual, sin viento “Condición de Carga Diaria” (Every Day Stress) no supere a 5.6 kg/mm², es decir no debe superar el 18% del esfuerzo de rotura.

Con el esfuerzo en condición de carga diaria, se efectúan los cálculos de cambio de estado, en las hipótesis establecidas, encontrándose que en la hipótesis 3 de máximo viento, se tiene los mayores esfuerzos en el conductor y en la hipótesis 4 de máxima temperatura se tiene la máxima flecha de los conductores. Los resultados se encuentran en el cuadro N° 4.3

4.3 Armados a utilizar en el sistema

4.3.1 Líneas primarias

- CC1 : Alineamiento (0° a 5°)
- CC3 : Angulo (5° a 30°)
- CC4 : Anclaje, en alineamiento o ángulo
- CC20 : Derivación de línea
- CHC2 : Alineamiento, configuración en H, vanos hasta 500 m
- CHC4 : Anclaje, vanos hasta 500 m
- CTA4 : Un poste por fase, doble cadena, vanos superiores a 500 m

4.3.2 Redes primarias

- A1 : Alineamiento de 0° a 5°, con cruceta de 1.50 m de longitud
- A1-1 : Alineamiento de 0° a 5°, sin cruceta sistema MRT
- A4 : Anclaje para cambio de dirección, con conductores en posición vertical, dos ménsulas y tres cadenas de aisladores
- A6 : Anclaje con ángulo mayor de 30°, con conductor en posición vertical, sin cruceta ni ménsula, seis cadenas de aisladores.

4.4 Principales materiales a utilizar

4.4.1 Material de los postes

La selección de materiales para estructuras se hace con las siguientes premisas:

- Vida útil y resistencia a los efectos corrosivos, debido a la humedad y a los hongos existentes en la zona
- Menor costo de inversión, mantenimiento garantizando y grado de seguridad de acuerdo con las exigencias de las normas que son aplicadas.

a) Postes de concreto

Los postes de concreto armado son los más adecuados para ser utilizados en el proyecto, por su constitución física, sus cualidades mecánicas, la disponibilidad en el mercado nacional, su costo competitivo, su vida útil que fluctúa entre los 30 a 40 años y la resistencia a los efectos de la humedad.

b) Postes de madera importado

Los postes de madera que se están utilizando en los proyectos de electrificación son de procedencia de los países de Canadá (Pino amarillo del sur y Abeto Douglas) y Chile (Pino radiata). Según la referencia de los fabricantes se tiene que la vida útil promedio de este tipo de postes esta entre los 25 a 30 años.

c) Postes de madera de procedencia nacional

Los postes de fabricación nacional son de madera, en las especies capirona, moena almendro, chimiua, etc. ó de eucalipto, cuyo cultivo, se da entre los 1500 y 3500 m.s.n.m.

El tratamiento de los postes de origen selvático, se hace en la fabrica instalada en la ciudad de Pucallpa única en el país, por el método vacío-presión (célula-llena), siendo el poste de mayor longitud tratado de 11 m. Estos postes elevan su costo, por el transporte del bosque hasta la fabrica para su tratamiento y desde la fabrica al lugar de la obra.

Los postes de eucalipto que son tratados por el método BOUCHERIE o de gravedad, reemplazando la savia por preservantes que contiene óxido de cobre, cromo y arsénico, no son recomendados para la zona por el alto grado de humedad y hongos que fácilmente atacan a la madera. El uso de este tipo de postes es regulado por la norma nacional N° 251.024 publicado por ITINTEC.

d) Evaluación de los postes

En el cuadro comparativo de costos N° 4.4, se tiene los costos de los postes de concreto y de madera (importados y nacional) puestos en obra, estos costos incluyen todos los gastos a realizar de acuerdo a su procedencia.

Del análisis se concluye que por tiempo de vida útil y costo del material puesto en obra es más conveniente utilizar postes de concreto armado de 12 metros de longitud en las líneas, 13 m en la red primaria y de 8 m en la red secundaria.

4.4.2 Conductores

Los conductores serán de aleación de aluminio, por disposición expresa de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, los calibres recomendados son de 25 a 95 mm² para las líneas, 25 y 35 mm² para la red primaria.

4.5 Etapas del proyecto

El proyecto, se ha definido implementar en dos etapas, en la primera etapa se construirá 120.07 kms de líneas primarias, reforzara 13.3 kms y adecuara 20.62 kms, además construir la red primaria de 23 localidades y adecuar la red en 6 localidades.

La segunda etapa se prevé ejecutar el año 2002, donde se construirá 241 kms de líneas primarias trifásicas, bifásicas y monofásicas y, redes primarias en 68 localidades, integrando a un total de 102 centros poblados.

4.5.1 Primera etapa del proyecto

a) Sector sur del proyecto

a.1) Líneas primarias	kms.
- INIPA-Utcurarca-Sauce-Dos de mayo	36.20
- DV05-Shapaja-Chazuta	25.50
- DV07-Pilluana-Tres Unidos	24.00
Total	85.70
- Reforzar línea primaria C.T. Tarapoto-Juan Guerra	13.34

a.2) Redes primarias

Las redes primarias a diseñar son de las localidades de Shapaja, Utcurarca, Sauce, Dos de Mayo, Pilluana, Mishquiyacu y Tres Unidos, y la red que será adecuada es de la localidad de Juan Guerra.

b) Sector norte del proyecto

b.1) Líneas primarias	kms.
- Derivación Lamas – Tabalosos	40.64
- Derivación 2-Shanao-Pinto Recodo	5.35
- C.P. La Marginal-Cuñumbuqui-Zapatero	5.50
- Poste 91 (Linda Loma)-San Roque de Cumbaza	11.30
- Lamas-Pamashto	7.00

	Total	69.79
- Adecuar L.P. C.T. Tarapoto–Cacatachi–Rumizapa–Lamas		20.62

b.2) Redes primarias

Las redes primarias a diseñar pertenecen a las localidades de Pamashto, Maceda, Santa Ana, Las Flores, San Antonio del Río Mayo, Churuyacu, Solo, San Miguel, Tabalosos, Shanao, Puente Bolivia, Pinto Recodo, Cuñumbuqui (30%), Zapatero, Pampa Hermosa, y San Roque de Cumbaza, en total son 16.

Las Redes Primarias que se adecuarán son de Cacatachi, Rumizapa y Lamas, estando a cargo de Electroriente S.A., las redes de las dos primeras localidades.

4.5.2 Segunda etapa del proyecto

En esta etapa se construirán 241 kilómetros de líneas primarias, para suministrar energía a 68 localidades, donde se instalarán redes primarias y secundarias. Los tramos de líneas primarias a diseñar están en el cuadro N° 4.5

4.6 Alternativas de electrificación

Para determinar la alternativa de electrificación del P.S.E Tarapoto, se plantean tres alternativas de solución, diferenciándose una de otra por la utilización de las instalaciones existentes y las secciones de los conductores a emplear. El análisis tendrá en cuenta las siguientes premisas:

- Implementación del Pequeño Sistema Eléctrico en dos etapas, las que han sido definidas previamente, teniendo en cuenta que las localidades a considerar en la primera etapa son las mismas en las tres alternativas. La segunda etapa es igual en las 3 alternativas.
- Punto de alimentación para las tres alternativas, es la futura Subestación. Tarapoto 138/22.9/10 kV, 25/7/25 MVA de potencia.
- El costo por kilómetro de línea a utilizar en el estudio, son los proporcionados por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas.
- No se considera los costos de inversión en redes primarias y secundarias, porque estas son iguales en cada alternativa.
- La tasa de actualización a utilizar es 12%

4.6.1 Alternativa I

a) Primera etapa Circuito 1 : Ramal sur

- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 36.2 kms, INIPA-Utcurarca-Sauce–Dos de Mayo, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, tramo

INIPA-Utcurarca de 11.7 kms, con conductor de 70 mm² de sección, y tramo Utcurarca-Sauce-Dos de Mayo de 10.9 kms, con conductor de 35 mm² de sección.

- Construir línea primaria, trifásica, simple terna de 24.0 kms, Derivación 7–Pilluana–Tres Unidos, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, de 35 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 25.5 kms, Derivación 05–Shapaja–Chazuta, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, de 35 mm² de sección
- Reforzar la línea primaria C.T Tarapoto–Juan Guerra–INIPA, trifásica, simple terna de 13.34 kms, que opera a la tensión de 10 kV y construida con conductor de cobre de 13.3 mm² de sección, postes de concreto y aisladores para la tensión de 22.9 kV.

El refuerzo de la línea C.T. Tarapoto-Juan Guerra, consiste cambiar los seccionadores fusible, los pararrayos y el conductor de cobre por conductor de aleación de aluminio de 70 mm² de sección, este cambio estará a cargo del Ministerio de Energía y Minas, y remplazar 30 postes ubicados en vértices o alineamiento que están en mal estado de conservación, el cambio estará a cargo de la empresa ELECTRORIENTE S.A

b) Circuito 2 : Ramal norte

- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 40.4 kms, C.T Tarapoto–Tabalosos, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, tramo C.T Tarapoto–Vértice 9 (Las Flores) de 20.3 kms, con conductor de 95 mm² de sección y en el tramo Vértice 9 (Las Flores)–Tabalosos de 20.1 kms con conductor de 70 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 5.5 kms, Vértice 5 (localidad La Marginal)-Cuñumbuque-Zapatero, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, de 35 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 4.9 kms, Derivación 2-Derivación 8-Pinto Recodo, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 0.45 kms, Deriv.8-Shanao, con conductor de aleación de aluminio 25 mm² de sección
- Construir línea primaria, doble terna, 0.40 kms, en el tramo poste 1 a poste 8 de la línea C.T Tarapoto–Lamas, manteniendo el conductor de Cu de 50 mm² de

sección y utilizando conductor de aluminio de 95 mm² en la terna a implementar. La línea se construirá con postes de concreto de 15 m.

c) Circuito 3 : Ramal norte

- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 11.3 kms, poste 91-San Roque, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, de 35 mm².
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 7 kms de longitud S.E. N° 10 (Lamas)–Pamashto, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, de 35 mm² de sección.
- Adecuar la Línea Primaria C.T Tarapoto-Lamas, 20.62 kms. de longitud, que opera a la tensión de 20 kV, para operar a 22.9 kV. La adecuación consiste en cambiar los pararrayos y seccionadores fusible tipo Cut Out, para la nueva tensión de servicio 22.9 kV

4.6.2 Alternativa II

a) Primera etapa Circuito 1 : Ramal sur

- Adecuar la línea primaria, trifásica, existente C.T Tarapoto–Juan Guerra–INIPA que opera en 10 kV con conductor de cobre de 13.3 mm² de sección, para operar a la tensión de 22.9 kV. La adecuación consistirá en cambiar algunos postes, pararrayos y seccionadores fusible tipo Cut Out para operar a la tensión 22.9 kV.
- Construir líneas primarias para alimentar a las localidades que se derivan de esta línea, de acuerdo al grafico.

b) Circuito 2 : Ramal sur

- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 49.544 kms, C.T. Tarapoto-Utcurarca-Sauce-Dos de Mayo con conductor de aleación de aluminio, tipo AAAC, de 50 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, de 24.0 kms, Derivación 5-Pilluana-Tres Unidos, con conductor de aleación de aluminio, tipo AAAC de 35 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna INIPA–Shapaja–Chazuta de 25.5 kms, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm².

c) Circuito 3 : Ramal norte

- Construir la línea primaria, trifásica, simple terna C.T Tarapoto–Solo, de 28.8 kms, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 120 mm² de sección.

- Construir línea primaria, trifásica, simple terna de 12.8 kms, Derivación Lamas–Tabalosos, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 70 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna poste N° 91–San Roque, 11.2 kms, con conductor de aleación de aluminio de 35 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna S.E. N° 10 (Lamas)–Pamashto, de 7.0 kms con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna de 5.5 kms, Vértice 5 (La Marginal)–Zapatero, con conductor de aleación de aluminio AAAC de 35 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 4.9 kms, Derivación 2–Derivación 8–Pinto Recodo, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm².
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 0.45 kms, Derivación 8–Shanao, con conductor de aluminio AAAC 25 mm² de sección
- Adecuar el tramo de la línea primaria existente Derivación Lamas–Lamas, 8.82 kms, construido con postes de concreto, conductor de cobre de 50 mm², para operar a la tensión de 22.9 kV.

4.6.3 Alternativa III

a) Primera etapa Circuito 1 : Ramal sur

- Adecuar línea primaria C.T. Tarapoto–INIPA, de 13.344 kms, construida con postes de concreto, conductor de cobre de 13.3 mm² de sección y aisladores de porcelana para tensiones de 22.9 kV,. La adecuación consistirá en cambiar los pararrayos y seccionadores fusibles Cut Out, para operar a la tensión de 22.9 kV

b) Circuito 2 : Ramal norte SUR

- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 36.2 kms, C.T Tarapoto–INIPA–Sauce–Dos de Mayo, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, de 50 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 24.0 kms, Dv5–Pilluana–Tres Unidos, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm²
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna INIPA–Shapaja–Chazuta, 25.5 kms, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm².

c) Circuito 3 : Ramal norte

- Construir línea primaria, trifásico, simple terna, 7.0 kms, Lamas–Pamashto, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásico, simple terna, de 11.2 kms, poste N° 91 (Loma Linda)–San Roque de Cumbaza, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm² de sección.
- Adecuar la línea primaria, trifásica, simple terna, de 9.02 kms, Cacatachi-Lamas, construida con postes de concreto, conductor de cobre, aisladores para la nueva tensión de 22.9 kV. La adecuación consiste en cambiar los seccionadores fusibles y los pararrayos.

d) Circuito 4 : Ramal norte

- Construir línea primaria doble terna, S.E Tarapoto–Dv. Lamas, 11.6 kms, con conductor de aleación de aluminio de 95 mm² de sección.
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 28.8 kms, Dv. Lamas–Tabalosos, conductor de aleación de aluminio tipo AAAC:
 - Tramo Dv. Lamas–Santa Ana, 8.9 kms, con conductor de 95 mm².
 - Tramo Santa Ana–Tabalosos, 21.3 kms, con conductor de 70 mm².
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 5.5 kms, La Marginal–Zapatero, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm².
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 4.9 kms, Dv 2-Dv 8-Pinto Recodo, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm².
- Construir línea primaria, trifásica, simple terna, 0.45 kms, Dv.8-Shanao, conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm².

4.6.4 Flujo de carga por alternativa

Para el flujo de carga del sistema se utiliza el método Newton-Raphson, el cual determina la regulación de la tensión en cada nodo del sistema y la pérdida de potencia y energía por transmisión. El programa requiere los datos de longitud de línea, tensión en barra de alimentación, cargas activas y reactivas en cada barra y los parámetros de resistencia y reactancia inductiva en Ohm/km.

El flujo de carga se aplica en cada alternativa, para cada circuito principal del sistema eléctrico y los resultados del nivel de tensión en cada punto, la pérdida de potencia y energía por transmisión se tienen en los cuadros N° 4.6, 4.7 y 4.8, los que se han realizado sobre la base de las configuraciones de las alternativas indicadas en los gráficos 4.1, 4.2 y 4.3

4.7 Costos de inversión por alternativa

Los costos de inversión, se determinan utilizando el costo de línea por kilómetro con conductor de aluminio tipo AAAC, cuyos valores en US\$/km definido por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas son:

Tipo de Línea	Conductores (mm ²)					
	25	35	50	70	95	120
Trifásica doble terna				16000	18000	22000
Trifásica simple terna	8500	9500	10200	11500	12500	15500
Bifásica	8000	8500				
MRT	4000	4500				

En los cuadros N° 4.9, 4.10 y 4.11 se tienen los costos de inversión de cada alternativa planteada para implementar el sistema, corresponden a la inversión en líneas primarias, así como al refuerzo y adecuación de las líneas existentes. En el cuadro N° 4.12 se tiene los montos de inversión para adecuar y reforzar las líneas primarias existentes en cada alternativa.

4.7.1 Costo por alternativa

El costo por alternativa, se define sobre la base de la configuración eléctrica del sistema, y la regulación de tensión, en los extremos de los circuitos.

Alternativa	I Etapa	II Etapa
I	1636.0	1580.0
II	1858.0	1570.0
III	1907.0	1573.0

4.7.2 Costo actualizado por alternativa

El costo actualizado por alternativa, consiste en referir el costo de inversión de cada etapa, al año cero (1997), a fin de establecer la comparación de costos y determinar la alternativa más conveniente, la tasa de descuento utilizada es 12%. Los costos actualizados por alternativa en Miles de US\$, es la siguiente:

Alternativa	I Etapa	II Etapa	Total Costos
I	1460.0	1004.0	2464.0
II	1659.0	998.0	2657.0
III	1702.0	999.0	2701.0

4.8 Selección de la alternativa

Para seleccionar la alternativa más conveniente, se analiza la utilización racional de las instalaciones existentes en el área del proyecto y el menor costo de inversión en la implementación del sistema. Comparando los costos de inversión, se determina que la alternativa I es la más conveniente.

4.8.1 Descripción de la alternativa seleccionada

La alternativa seleccionada es la que menos costo demanda para implementar el sistema, además se reforzará la línea primaria C.T Tarapoto-INIPA, 13.34 kms de longitud, cambiando el conductor de cobre de 13.3 mm² por conductor de aleación de aluminio de 70 mm²; adecuar la línea primaria C.T. Tarapoto-Lamas y construirá un pequeño tramo de 0.40 kms en la salida de la Subestación para instalar el conductor de la terna que alimentará la troncal o circuito a Tabalosos, utilizando el conductor de cobre existente.

4.9 Balance de carga en el sistema

Definida la configuración del sistema con las cargas trifásicas y monofásicas, se determina el balance de cargas en las fases a fin de que el sistema opere en condiciones óptimas, es decir en forma continua, confiable y garantizada.

El balance de cargas presentado es por cada circuito, obteniéndose un desbalance máximo entre las fases S y T de 1.51%, en el circuito N° 1, de 2.26% entre las fases S y T del circuito 2 y 1.77% entre las fases R y S del circuito 3. En el cuadro N° 4.13 se tiene la relación de localidades con sus respectivas demandas y las fases que se ha definido para su alimentación.

CUADRO N° 4.1

PUNTOS DE ALIMENTACION TRIFASICO, BIFASICO Y MONOFASICO EN LAS TRONCALES Y RAMALES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Localidades a alimentar	Tipo Sist.	Sistema y Sección de Conductores (mm ²)								
			Trifásico					Bifásico		Monofásico	
			95	70	50	35	25	35	25	35	25
A TRONCAL C.T. Tarapoto-Sauce-Dos de mayo											
1.0	Dv. Nueva Venecia	3		2.1							
1.1	Nueva Venecia	1									2.3
2.0	Dv. Bello Horizonte	3		0.8							
2.1	Dv. La Union	3					1.0				
2.2	Bello Horizonte	3					5.3				
2.2	San Fernando de Pucayacu	1									1.5
3.0	Dv. Sta. Rosa-Sn Fernando	3		1.5							
3.1	Dv. Chonta Muvo	3									
	Chonta Muvo	1									0.8
3.2	Dv. San Juan	3									
	San Juan	1									0.8
3.3	Santa Rosa	3					4.1				
3.4	San Francisco	2						7.4			
3.5	San Fernando	1									4.7
4.0	Las Palmas	3		1.1							
5.0	Dv. San Martín	3		0.9							
	San Martín	1									1.9
6.0	Tres de Octubre	3		0.5							
6.1	Las Flores de Pucayacu	1									2.2
6.2	San José	1									1.5
7.0	Juan Guerra	3		5.4							
8.0	Dv. Chazuta	3		1.0							
8.1	Shapaja	3				6.5					
8.2	Dv. Aguano Moyuna	3				14.4					
	Aguano Moyuna	3					0.8				
	Ramon Castilla	1									3.6
8.3	Banda de Chazuta	3				4.0					
8.4	Chazuta	3				0.6					
8.5	Tunun Tunumbe	3				4.8					
	Santa Rosa	1									0.7
	Canayo	1									0.7
8.6	Llucanavacu	3				2.8					
8.7	Shilcayo	2						3.8			
8.8	Curiyacu	1									13
9.0	INIPA	3		0.3							
10.0	Dv. Mamonaquihua	3		5.2							
10.1	Mamonaquihua	3				14.4					
10.2	Flores de Mamonaquihua	3				5.4					
10.3	Unión de Mamonaquihua	2						2.9			
10.4	San Cristobal Opaquihua	1									4.5
11.0	Dv. Tres Unidos	3		2.5							
11.1	Yacucatina	3				2.5					
11.2	Pilluana	3				14.0					
11.3	Mishquiyacu	3				3.5					
11.4	Tres Unidos	3				4.0					
12.0	Urcuraca	3		4.0							

CUADRO N° 4.1

PUNTOS DE ALIMENTACION TRIFASICO, BIFASICO Y MONOFASICO EN LAS TRONCALES Y RAMALES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Localidades a alimentar	Tipo Sist.	Sistema y Sección de Conductores (mm ²)								
			Trifásico					Bifásico		Monofásico	
			95	70	50	35	25	35	25	35	25
13.3	Pinto Recodo	3				1.6					
13.4	Dv. Mishquiyaquillo	2						4.4			
	Misquiyaquillo	1								1.7	
13.5	Churuzapa	1								1.8	
14.0	Tabalosos	3		6.1							
15.0	Dv. Bambas	3				1.0					
	Bambas	1								2.6	
16.0	Nazareth	3				6.5					
17.0	Machingao	3				1.0					
18.0	Estancia	3				3.0					
19.0	Dv. Ponzopapa	1							5.0		
	Ponzopapa	1								2.6	
20.0	Pueblo Nuevo	1							5.0		
21.0	Somos Libres	1							3.0		
22.0	San Juan								7.0		
	Sub Total kilómetros circuito III		21	20	0	32	32	0	8	20	34
C TRONCAL C.T. Tarapoto-Lamas-Pamashto											
1.0	Carga especial 1	3			7.0						
2.0	Dv. Sn Roque de Cumbaza	3			0.8						
2.1	Dv. Sn Antonio de Cumbaza	3				7.0					
	San Pedro de Cumbaza	3					0.7				
	San Antonio de Cumbaza	3					1.0				
	La Banda de Cumbaza	1								0.7	
2.2	Dv. Aucaloma	3					0.7				
	Aucaloma	1								3.2	
2.3	San Roque de Cumbaza	3				3.0					
2.4	Mishquiayacu	1								3.8	
3.0	Cacatachi	3			5.0						
4.0	Rumizapa	3			2.5						
4.1	Shapumba	1								4.0	
4.2	Pacchilla	3					2.5				
	Chirapa (La Libertad)	1								2.0	
	Urcopata	1								2.4	
5.0	Lamas	3			5.3						
6.0	Pamashto	3				7.0					
6.1	Vista Alegre	1								2.6	
6.2	Bellavista	1								2.0	
6.3	Huapo	1								2.0	
	Murillo	1								2.0	
7.0	Alto Shambuyacu	1								3.5	
	Sub Total kilómetros circuito II		0	0	21	17	5	0	0	0	28
	Total kilómetros conductor		21	45	21	137	48	7	16	33	94

CUADRO N° 4.2

INVERSION PARA INSTALAR CONDUCTOR NEUTRO QUE DIFERENCIA SISTEMA SDP-30 DE SDP-40

Item	Descripción	Sección conductor en Troncales (mm²)						Secc. cond. en Ramales (mm²)			
		I Etapa				II Etapa		I Etapa		II Etapa	
		95	70	50 1/	35	35	25	35	25	35	25
A TRONCAL 1 : C.T. TARAPOTO-SAUCE											
1	Longitud de línea		25		24			34		51.6	39.3
2	Sección conductor neutro		25		25			25		25	25
3	Costo conductor neutro		6072		5760			8160		12384	9432
4	Costo varios adicionales		12657		12006			17009		25813	19660
5	Transporte material		1686		1599			2265		3438	2618
6	Montaje elementos varios		7117		6751			9564		14515	11055
			27531		26116			36998		56150	42766
B TRONCAL 2 : C.T. TARAPOTO-TABALOSOS											
1	Longitud de línea	21.0	20.1			31.5		5.5	5.4		78.7
2	Sección conductor neutro	35	25			25		25	25		25
3	Costo conductor neutro	6930	4824			7560		1320	1296		18888
4	Costo varios adicionales	10505	10055			15758		2751	2701		39370
5	Transporte material	1569	1339			2099		366	360		5243
6	Montaje elementos varios	6625	5654			8861		1547	1519		22138
		25630	21872			34278		5985	5876		85640
C TRONCAL 3 : C.T. TARAPOTO-LAMAS											
1	Longitud de línea			22	8.5		3.5	13.6			2.8
2	Sección conductor neutro			25	25		25	25			25
3	Costo conductor neutro			46904	2040		840	3264			672
4	Costo varios adicionales			11006	4252		1751	6804			1401
5	Transporte material			5212	566		233	906			187
6	Montaje elementos varios			22006	2391		985	3826			788
				85127	9250		3809	14799			3047
Resumen											
	Costo Conductor Neutro	25630	49403	85127	35366	34278	3809	57782	5876	56150	131452
	Costo Actualizado	22884	44110	76007	31577	30605	3401	51591	5247	50134	117368
	Costo Total Actualizado	432924									

**CUADRO N° 4.3
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TATAPOTO**

HIPOTESIS I (TEMPLADO)	: T = 25°C S/V	EDS= 0.18*T	
HIPOTESIS II (MINIMA TEMPERATURA)	: T = 15°C S/V	TMT = 0.35*T	
HIPOTESIS III (MAXIMO VIENTO)	: T = 20°C V = 75 km/h		
HIPOTESIS IV (MAXIMA TEMPERATURA)	: T = 50°C S/V	Relación desnivel/Vano: 0.2	
25 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	95 mm ²
PESO = 0.069 kg/m	PESO = 0.096 kg/m	PESO = 0.190 kg/m	PESO = 0.256 kg/m
EDT (MAX)= 135.7 kg	EDT (MAX)= 190.1 kg	EDT (MAX)= 380.2 kg	EDT (MAX)= 590.0 kg
RUPTURA= 754.6 kg	RUPTURA= 1056 kg	RUPTURA= 2113 kg	RUPTURA= 2867 kg

Vano Equi (m)	COMPONENTE HORIZONTAL DE TIRO Y FLECHA FINAL																
	HIP I				HIP II				HIP III				HIP IV				
	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	
50	H	133	164	160	65	186	229	220	90	372	459	428	180	505	623	577	244
	T	136	167	164	66	190	234	225	93	380	468	438	185	516	636	590	250
	F	0.2	0.1	0.3	0.3	0.2	0.1	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.3	0.2	0.1	0.2	0.3
60	H	133	163	164	68	186	228	224	95	372	457	432	189	505	620	581	256
	T	136	167	168	70	190	233	230	97	380	467	443	194	516	634	594	263
	F	0.2	0.2	0.5	0.5	0.2	0.2	0.4	0.5	0.2	0.2	0.3	0.5	0.2	0.2	0.3	0.5
70	H	133	162	168	71	186	227	228	99	372	455	437	198	505	618	585	268
	T	136	166	173	73	190	232	234	102	380	465	448	203	516	631	599	275
	F	0.3	0.3	0.6	0.6	0.3	0.3	0.6	0.6	0.3	0.3	0.5	0.6	0.3	0.3	0.4	0.6
80	H	133	162	173	74	186	226	233	103	371	453	442	206	504	615	590	279
	T	136	165	177	76	190	231	239	106	380	463	453	211	516	629	605	286
	F	0.4	0.4	0.8	0.8	0.4	0.4	0.7	0.8	0.4	0.3	0.6	0.8	0.4	0.3	0.5	0.8
90	H	133	161	177	77	186	225	237	107	371	451	447	214	504	612	595	289
	T	136	164	182	79	190	230	244	110	380	461	458	219	516	626	610	297
	F	0.5	0.4	1.0	0.9	0.5	0.4	0.9	0.9	0.5	0.4	0.7	0.9	0.5	0.4	0.7	0.9
100	H	132	160	181	79	186	224	242	111	371	448	452	221	504	609	600	299
	T	136	164	186	82	190	229	249	114	380	459	464	227	516	623	616	308
	F	0.7	0.6	1.2	1.1	0.7	0.6	1.1	1.1	0.7	0.5	0.9	1.1	0.7	0.5	0.8	1.1
110	H	132	159	185	82	185	223	247	114	371	446	457	228	503	605	605	309
	T	136	163	191	84	190	228	254	118	380	456	469	235	516	620	621	318
	F	0.8	0.7	1.4	1.3	0.8	0.7	1.3	1.3	0.8	0.7	1.1	1.3	0.8	0.7	1.0	1.3
120	H	132	158	189	84	185	221	251	118	371	443	462	235	503	601	610	318
	T	136	162	195	87	190	227	259	121	380	454	475	242	516	616	627	327
	F	1.0	0.8	1.6	1.5	1.0	0.8	1.5	1.5	0.9	0.8	1.3	1.5	0.9	0.8	1.2	1.5
130	H	132	157	193	86	185	220	256	121	370	440	467	241	503	598	616	326
	T	136	161	200	89	190	225	263	124	380	451	481	248	516	613	633	336
	F	1.1	1.0	1.9	1.7	1.1	0.9	1.7	1.7	1.1	0.9	1.5	1.7	1.1	0.9	1.4	1.7
140	H	132	156	197	89	185	218	260	124	370	437	472	247	503	594	621	334
	T	136	160	204	91	190	224	268	128	380	448	486	254	516	609	639	344
	F	1.3	1.1	2.1	2.0	1.3	1.1	2.0	1.9	1.3	1.1	1.7	1.9	1.3	1.1	1.6	1.9
150	H	132	155	201	91	185	217	264	127	370	434	477	252	502	590	626	342
	T	136	159	208	93	190	223	272	131	380	446	491	260	516	606	644	352
	F	1.5	1.3	2.4	2.2	1.5	1.3	2.2	2.2	1.5	1.3	1.9	2.2	1.5	1.2	1.8	2.2
160	H	132	154	205	92	185	216	268	129	370	432	482	257	502	586	631	349
	T	136	158	212	95	190	221	277	133	380	443	497	266	516	602	650	360
	F	1.7	1.5	2.7	2.4	1.7	1.5	2.5	2.4	1.7	1.4	2.1	2.4	1.7	1.4	2.0	2.4
170	H	132	153	208	94	185	214	272	132	370	429	486	262	502	582	635	355
	T	136	157	215	97	190	220	281	136	380	440	502	271	516	598	655	367
	F	1.9	1.7	3.0	2.7	1.9	1.7	2.8	2.7	1.9	1.6	2.4	2.7	1.9	1.6	2.3	2.7
180	H	132	152	212	96	185	213	276	134	369	426	491	267	501	579	640	362
	T	136	156	219	99	190	219	285	138	380	438	507	276	516	595	660	374
	F	2.2	1.9	3.3	3.0	2.2	1.9	3.0	3.0	2.1	1.8	2.7	2.9	2.1	1.8	2.5	2.9
190	H	132	151	215	97	185	211	279	136	369	423	495	271	501	575	644	368
	T	136	155	223	101	190	217	289	141	380	435	511	281	516	591	665	380
	F	2.4	2.1	3.6	3.3	2.4	2.1	3.3	3.3	2.4	2.1	2.9	3.2	2.4	2.1	2.8	3.2
200	H	132	150	218	99	184	210	283	138	369	421	499	276	501	571	649	373
	T	136	154	226	102	190	216	293	143	380	433	516	285	516	588	670	386
	F	2.7	2.4	3.9	3.6	2.7	2.3	3.7	3.5	2.6	2.3	3.2	3.5	2.6	2.3	3.1	3.5
210	H	132	149	221	100	184	209	286	140	369	418	503	279	500	568	653	379
	T	136	153	229	104	190	215	297	145	380	430	520	289	516	585	674	392
	F	3.0	2.6	4.3	3.9	2.9	2.6	4.0	3.9	2.9	2.6	3.5	3.8	2.9	2.5	3.4	3.8

**CUADRO N° 4.3
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TATAPOTO**

HIPOTESIS I (TEMPLADO)	: T = 25°C S/V	EDS= 0.18°T	
HIPOTESIS II (MINIMA TEMPERATURA)	: T = 15°C S/V	TMT = 0.35°T	
HIPOTESIS III (MAXIMO VIENTO)	: T = 20°C V = 75 km/h		
HIPOTESIS IV (MAXIMA TEMPERATURA)	: T = 50°C S/V	Relación desnivel/Vano: 0.2	
25 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	95 mm ²
PESO = 0.069 kg/m	PESO = 0.096 kg/m	PESO = 0.190 kg/m	PESO = 0.256 kg/m
EDT (MAX)= 135.7 kg	EDT (MAX)= 190.1 kg	EDT (MAX)= 380.2 kg	EDT (MAX)= 590.0 kg
RUPTURA= 754.6 kg	RUPTURA= 1056 kg	RUPTURA= 2113 kg	RUPTURA= 2867 kg

Vano Equil (m)	COMPONENTE HORIZONTAL DE TIRO Y FLECHA FINAL																
	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	
220	H	131	148	224	102	184	207	290	142	368	415	507	283	500	564	656	384
	T	136	152	233	105	190	214	300	147	380	428	525	293	516	581	679	398
	F	3.2	2.9	4.6	4.2	3.2	2.9	4.3	4.2	3.2	2.8	3.9	4.1	3.2	2.8	3.7	4.1
230	H	131	147	227	103	184	206	293	144	368	413	510	287	500	561	660	388
	T	136	152	236	107	190	213	304	149	380	426	529	297	516	578	683	403
	F	3.5	3.2	5.0	4.5	3.5	3.1	4.7	4.5	3.5	3.1	4.2	4.5	3.5	3.1	4.0	4.5
240	H	131	146	230	104	184	205	296	145	368	411	514	290	500	558	664	393
	T	136	151	239	108	190	211	307	151	380	424	533	301	516	575	687	408
	F	3.9	3.5	5.4	4.9	3.8	3.4	5.0	4.9	3.8	3.4	4.5	4.8	3.8	3.4	4.3	4.8
250	H	131	145	232	105	184	204	299	147	368	408	517	293	499	555	667	397
	T	136	150	242	109	190	210	310	153	380	421	536	304	516	573	691	412
	F	4.2	3.8	5.7	5.2	4.2	3.8	5.4	5.2	4.1	3.7	4.9	5.2	4.1	3.7	4.7	5.1
260	H	131	145	235	106	184	203	301	148	367	406	520	296	499	552	670	401
	T	136	149	244	110	190	209	313	154	380	419	540	307	516	570	695	417
	F	4.5	4.1	6.2	5.6	4.5	4.1	5.8	5.6	4.5	4.0	5.2	5.5	4.4	4.0	5.0	5.5
270	H	131	144	237	107	184	202	304	150	367	404	523	299	499	549	673	405
	T	136	149	247	111	190	209	316	156	380	418	544	311	516	567	699	421
	F	4.9	4.5	6.6	6.0	4.9	4.4	6.2	6.0	4.8	4.4	5.6	5.9	4.8	4.3	5.4	5.9
280	H	131	143	239	108	183	201	307	151	367	402	526	301	498	546	676	408
	T	136	148	250	112	190	208	319	157	380	416	547	313	516	565	702	425
	F	5.3	4.8	7.0	6.4	5.2	4.8	6.6	6.4	5.2	4.7	6.0	6.3	5.1	4.7	5.8	6.3
290	H	131	143	242	109	183	200	309	152	367	400	529	304	498	544	679	412
	T	136	148	252	113	190	207	322	159	380	414	550	316	516	563	705	428
	F	5.7	5.2	7.4	6.8	5.6	5.2	7.0	6.8	5.6	5.1	6.4	6.7	5.5	5.1	6.2	6.7
300	H	131	142	244	110	183	199	311	153	366	398	532	306	498	541	681	415
	T	136	147	255	114	190	206	325	160	380	413	553	319	516	560	709	432
	F	6.1	5.6	7.9	7.2	6.0	5.5	7.5	7.2	6.0	5.5	6.8	7.1	5.9	5.4	6.6	7.1
310	H	131	141	246	110	183	198	313	154	366	397	534	308	497	539	684	418
	T	136	146	257	115	190	205	327	161	380	411	556	321	516	558	712	435
	F	6.5	6.0	8.3	7.7	6.4	5.9	7.9	7.6	6.4	5.9	7.3	7.6	6.3	5.8	7.0	7.5
320	H	131	141	248	111	183	197	316	155	366	395	536	310	497	537	686	421
	T	136	146	259	116	190	205	330	162	380	410	559	324	516	556	714	439
	F	6.9	6.4	8.8	8.1	6.9	6.4	8.4	8.1	6.8	6.3	7.7	8.0	6.7	6.2	7.4	8.0
330	H	130	140	250	112	183	196	318	156	366	393	538	312	496	534	688	423
	T	136	145	261	117	190	204	332	163	380	408	562	326	516	555	717	442
	F	7.4	6.8	9.3	8.6	7.3	6.8	8.9	8.5	7.2	6.7	8.2	8.5	7.2	6.7	7.9	8.4
340	H	130	140	252	112	183	196	320	157	365	392	541	314	496	532	690	426
	T	136	145	264	118	190	203	334	164	380	407	564	328	516	553	720	445
	F	7.8	7.3	9.8	9.1	7.8	7.2	9.4	9.0	7.7	7.2	8.6	8.9	7.6	7.1	8.4	8.9
350	H	130	139	253	113	183	195	321	158	365	390	543	316	496	530	692	428
	T	136	145	266	118	190	203	337	165	380	406	567	330	516	551	722	447
	F	8.3	7.8	10.3	9.5	8.2	7.7	9.9	9.5	8.1	7.6	9.1	9.4	8.1	7.5	8.8	9.4
360	H	130	139	255	114	182	194	323	159	365	389	544	317	495	528	694	430
	T	136	144	267	119	190	202	339	166	380	405	569	332	516	550	725	450
	F	8.8	8.2	10.9	10.0	8.7	8.2	10.4	10.0	8.6	8.1	9.6	9.9	8.5	8.0	9.3	9.8
370	H	130	138	257	114	182	194	325	160	365	388	546	319	495	527	696	432
	T	136	144	269	120	190	202	341	167	380	403	571	334	516	548	727	452
	F	9.3	8.7	11.4	10.6	9.2	8.7	10.9	10.5	9.1	8.6	10.1	10.4	9.0	8.5	9.8	10.4
380	H	130	138	258	115	182	193	327	160	364	386	548	320	495	525	697	434
	T	136	143	271	120	190	201	343	168	380	402	573	336	516	547	729	455
	F	9.8	9.2	12.0	11.1	9.7	9.2	11.4	11.0	9.6	9.1	10.6	10.9	9.5	9.0	10.3	10.9

CUADRO N° 4.3
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TATAPOTO

HIPOTESIS I (TEMPLADO)	: T = 25°C	S/V	EDS= 0.18*T
HIPOTESIS II (MINIMA TEMPERATURA)	: T = 15°C	S/V	TMT = 0.35*T
HIPOTESIS III (MAXIMO VIENTO)	: T = 20°C	V = 75 km/h	
HIPOTESIS IV (MAXIMA TEMPERATURA)	: T = 50°C	S/V	Relación desnivel/Vano: 0.2
25 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	95 mm ²
PESO = 0.069 kg/m	PESO = 0.096 kg/m	PESO = 0.190 kg/m	PESO = 0.256 kg/m
EDT (MAX)= 135.7 kg	EDT (MAX)= 190.1 kg	EDT (MAX)= 380.2 kg	EDT (MAX)= 590.0 kg
RUPTURA= 754.6 kg	RUPTURA= 1056 kg	RUPTURA= 2113 kg	RUPTURA= 2867 kg

Vano Equi (m)	COMPONENTE HORIZONTAL DE TIRO Y FLECHA FINAL																
	HIP I				HIP II				HIP III				HIP IV				
	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	
390	H	130	137	260	115	182	192	328	161	364	385	549	322	494	523	699	436
	T	136	143	273	121	190	201	344	169	380	401	575	337	516	545	731	457
	F	10.3	9.8	12.5	11.6	10.2	9.7	12.0	11.6	10.1	9.6	11.2	11.5	10.1	9.5	10.9	11.4
400	H	130	137	261	116	182	192	330	162	364	384	551	323	494	522	700	438
	T	136	143	275	121	190	200	346	170	380	401	577	339	516	544	733	459
	F	10.9	10.3	13.1	12.2	10.8	10.2	12.6	12.1	10.7	10.1	11.7	12.0	10.6	10.0	11.4	11.9
410	H	130	136	262	116	182	191	331	162	363	383	552	324	494	520	702	439
	T	136	142	276	122	190	200	348	170	380	400	579	340	516	543	735	461
	F	11.4	10.9	13.7	12.8	11.3	10.8	13.2	12.7	11.2	10.7	12.3	12.6	11.1	10.6	12.0	12.5
420	H	130	136	264	116	182	191	332	163	363	382	554	325	493	519	703	441
	T	136	142	278	122	190	199	350	171	380	399	581	342	516	542	737	463
	F	12.0	11.4	14.3	13.4	11.9	11.3	13.7	13.3	11.8	11.2	12.9	13.2	11.7	11.1	12.5	13.1
430	H	129	136	265	117	181	190	334	163	363	381	555	326	493	517	704	442
	T	136	142	279	123	190	199	351	172	380	398	583	343	516	541	739	465
	F	12.6	12.0	14.9	14.0	12.5	11.9	14.4	13.9	12.4	11.8	13.5	13.7	12.3	11.7	13.1	13.7
440	H	129	135	266	117	181	190	335	164	363	380	556	327	492	516	705	444
	T	136	142	281	123	190	199	353	172	380	397	585	344	516	540	741	467
	F	13.2	12.6	15.6	14.6	13.1	12.5	15.0	14.5	13.0	12.4	14.1	14.4	12.9	12.3	13.7	14.3
450	H	129	135	267	117	181	189	336	164	362	379	557	328	492	514	706	445
	T	136	141	282	124	190	198	354	173	380	397	586	346	516	539	742	469
	F	13.8	13.2	16.2	15.2	13.7	13.1	15.6	15.1	13.6	13.0	14.7	15.0	13.5	12.9	14.3	14.9
460	H	129	135	268	118	181	189	337	165	362	378	558	329	492	513	707	446
	T	136	141	284	124	190	198	356	174	380	396	588	347	516	538	744	470
	F	14.4	13.8	16.9	15.8	14.3	13.7	16.3	15.7	14.2	13.6	15.3	15.6	14.1	13.5	14.9	15.5
470	H	129	134	269	118	181	188	338	165	362	377	559	330	491	512	708	447
	T	136	141	285	125	190	198	357	174	380	395	589	348	516	537	745	472
	F	15.1	14.5	17.5	16.5	15.0	14.4	16.9	16.4	14.8	14.2	16.0	16.2	14.7	14.1	15.6	16.1
480	H	129	134	270	118	181	188	339	166	361	376	560	331	491	511	709	449
	T	136	141	286	125	190	197	359	175	380	395	591	349	516	536	747	473
	F	15.7	15.2	18.2	17.2	15.6	15.0	17.6	17.1	15.5	14.9	16.6	16.9	15.3	14.7	16.2	16.8
490	H	129	134	271	119	180	187	340	166	361	375	561	331	490	510	709	450
	T	136	141	287	125	190	197	360	175	380	394	592	350	516	535	748	475
	F	16.4	15.8	18.9	17.9	16.3	15.7	18.3	17.7	16.1	15.5	17.3	17.6	16.0	15.4	16.9	17.5
500	H	129	133	272	119	180	187	341	166	361	374	562	332	490	508	710	450
	T	136	140	289	126	190	197	361	176	380	394	593	351	516	535	750	476
	F	17.1	16.5	19.6	18.6	17.0	16.4	19.0	18.4	16.8	16.2	18.0	18.3	16.7	16.1	17.6	18.1
510	H	129	133	273	119	180	187	342	167	361	373	562	333	490	507	711	451
	T	136	140	290	126	190	196	362	176	380	393	595	352	516	534	751	477
	F	17.8	17.2	20.4	19.3	17.7	17.1	19.7	19.2	17.5	16.9	18.7	19.0	17.4	16.8	18.3	18.8
520	H	129	133	274	119	180	186	343	167	360	373	563	333	489	506	711	452
	T	136	140	291	126	190	196	363	177	380	393	596	353	516	533	752	479
	F	18.5	17.9	21.1	20.0	18.4	17.8	20.5	19.9	18.2	17.6	19.4	19.7	18.1	17.5	19.0	19.6
530	H	128	133	274	119	180	186	343	167	360	372	564	334	489	505	712	453
	T	136	140	292	127	190	196	365	177	380	392	597	354	516	533	753	480
	F	19.3	18.7	21.9	20.7	19.1	18.5	21.2	20.6	18.9	18.3	20.1	20.4	18.8	18.2	19.7	20.3
540	H	128	132	275	120	180	185	344	167	360	371	564	334	488	504	712	454
	T	136	140	293	127	190	196	366	178	380	392	598	355	516	532	754	481
	F	20.0	19.4	22.7	21.5	19.9	19.3	22.0	21.4	19.7	19.1	20.9	21.2	19.5	18.9	20.4	21.0
550	H	128	132	276	120	180	185	345	168	359	370	565	335	488	503	713	454
	T	136	140	294	127	190	196	367	178	380	391	599	356	516	532	755	482
	F	20.8	20.2	23.4	22.3	20.7	20.0	22.7	22.1	20.4	19.8	21.6	21.9	20.3	19.7	21.2	21.8

CUADRO N° 4.3
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TATAPOTO

HIPOTESIS I (TEMPLADO)	: T = 25°C	SN	EDS= 0.18*T
HIPOTESIS II (MINIMA TEMPERATURA)	: T = 15°C	SN	TMT = 0.35*T
HIPOTESIS III (MAXIMO VIENTO)	: T = 20°C	V = 75 km/h	
HIPOTESIS IV (MAXIMA TEMPERATURA)	: T = 50°C	SN	Relación desnivel/Vano: 0.2
25 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	95 mm ²
PESO = 0.069 kg/m	PESO = 0.096 kg/m	PESO = 0.190 kg/m	PESO = 0.256 kg/m
EDT (MAX)= 135.7 kg	EDT (MAX)= 190.1 kg	EDT (MAX)= 380.2 kg	EDT (MAX)= 590.0 kg
RUPTURA= 754.6 kg	RUPTURA= 1056 kg	RUPTURA= 2113 kg	RUPTURA= 2867 kg

Vano Equi (m)	COMPONENTE HORIZONTAL DE TIRO Y FLECHA FINAL																
	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	HIP I 25°C	HIP II 15°C	HIP III 20°C	HIP IV 50°C	
560	H	128	132	277	120	179	185	345	168	359	370	565	335	487	502	713	455
	T	136	139	295	127	190	195	368	178	380	391	600	356	516	531	756	483
	F	21.6	21.0	24.2	23.1	21.4	20.8	23.5	22.9	21.2	20.6	22.4	22.7	21.0	20.4	22.0	22.5
570	H	128	132	277	120	179	184	346	168	359	369	566	336	487	501	713	455
	T	136	139	296	128	190	195	369	179	380	391	601	357	516	531	757	484
	F	22.4	21.8	25.1	23.9	22.2	21.6	24.3	23.7	22.0	21.4	23.2	23.5	21.8	21.2	22.7	23.3
580	H	128	131	278	120	179	184	347	168	358	368	566	336	487	500	714	456
	T	136	139	297	128	190	195	370	179	380	390	602	358	516	530	758	485
	F	23.2	22.6	25.9	24.7	23.0	22.4	25.2	24.5	22.8	22.2	24.0	24.3	22.6	22.0	23.5	24.1
590	H	128	131	278	120	179	184	347	168	358	368	566	336	486	500	714	456
	T	136	139	298	128	190	195	370	179	380	390	603	358	516	530	759	486
	F	24.0	23.4	26.7	25.5	23.9	23.2	26.0	25.4	23.6	23.0	24.8	25.1	23.4	22.8	24.4	24.9
600	H	128	131	279	120	179	183	348	168	358	367	567	337	486	499	714	457
	T	136	139	299	128	190	195	371	180	380	390	604	359	516	529	760	487
	F	24.9	24.3	27.6	26.4	24.7	24.1	26.8	26.2	24.4	23.8	25.7	26.0	24.2	23.6	25.2	25.8
610	H	127	131	279	120	179	183	348	169	357	366	567	337	485	498	714	457
	T	136	139	299	129	190	195	372	180	380	389	605	360	516	529	761	488
	F	25.7	25.1	28.5	27.3	25.6	24.9	27.7	27.1	25.3	24.7	26.5	26.8	25.1	24.4	26.0	26.6
620	H	127	130	280	121	178	183	348	169	357	366	567	337	485	497	714	458
	T	136	139	300	129	190	194	373	180	380	389	606	360	516	528	762	489
	F	26.6	26.0	29.4	28.1	26.4	25.8	28.6	28.0	26.1	25.5	27.4	27.7	25.9	25.3	26.9	27.5
630	H	127	130	280	121	178	182	349	169	357	365	568	338	484	496	714	458
	T	136	139	301	129	190	194	374	181	380	389	607	361	516	528	763	449
	F	27.5	26.9	30.3	29.0	27.3	26.7	29.5	28.9	27.0	26.4	28.3	28.6	26.8	26.2	27.8	28.4
640*	H	127	130	281	121	178	182	349	169	356	365	568	338	484	495	714	458
	T	136	139	302	129	190	194	375	181	380	388	607	361	516	527	763	490
	F	28.4	27.8	31.2	30.0	28.2	27.6	30.4	29.8	27.9	27.3	29.2	29.5	27.7	27.1	28.6	29.2
650*	H	126	129	280	120	178	182	350	169	356	364	568	338	483	494	714	459
	T	135	138	302	129	190	194	375	181	380	388	608	362	516	527	764	491
	F	29.5	28.8	32.2	31.0	29.1	28.5	31.3	30.7	28.8	28.2	30.1	30.4	28.6	28.0	29.5	30.2
660*	H	126	129	280	120	178	181	350	169	356	363	568	338	483	494	714	459
	T	135	137	302	129	190	194	376	181	380	388	609	363	516	527	765	492
	F	30.5	29.9	33.3	32.0	30.1	29.5	32.3	31.6	29.7	29.1	31.0	31.3	29.5	28.9	30.5	31.1
670*	H	125	128	280	120	178	181	350	169	355	363	568	338	483	493	714	459
	T	134	137	302	129	190	194	377	182	380	388	609	363	516	526	765	493
	F	31.6	30.9	34.3	33.1	31.0	30.4	33.2	32.6	30.7	30.1	32.0	32.2	30.4	29.8	31.4	32.0
680*	H	125	127	279	119	177	181	351	169	355	362	568	338	482	492	714	459
	T	134	137	302	129	190	194	377	182	380	387	610	364	516	526	766	493
	F	32.7	32.0	35.4	34.2	32.0	31.4	34.2	33.6	31.6	31.0	32.9	33.2	31.4	30.8	32.4	33.0
690*	H	124	127	279	119	177	181	351	169	355	362	568	338	482	491	714	459
	T	134	136	302	128	190	194	378	182	380	387	611	364	516	526	767	494
	F	33.7	33.1	36.5	35.3	33.0	32.4	35.2	34.5	32.6	32.0	33.9	34.2	32.4	31.7	33.3	33.9
700*	H	124	126	279	119	177	180	351	169	354	361	568	339	481	491	714	460
	T	133	136	302	128	190	193	379	182	380	387	611	364	516	526	767	494
	F	34.9	34.2	37.6	36.4	34.0	33.4	36.2	35.5	33.6	33.0	34.9	35.2	33.3	32.7	34.3	34.9
710*	H	124	126	278	119	177	180	351	169	354	360	568	339	481	490	714	460
	T	133	135	302	128	190	193	379	183	380	387	612	365	516	525	768	495
	F	36.0	35.4	38.8	37.5	35.0	34.4	37.2	36.6	34.6	34.0	35.9	36.2	34.3	33.7	35.3	35.9
720*	H	123	125	278	118	177	180	351	169	353	360	568	339	480	489	714	460
	T	133	135	302	128	190	193	380	183	380	387	613	365	516	525	768	496
	F	37.2	36.5	39.9	38.7	36.0	35.4	38.3	37.6	35.6	35.0	36.9	37.2	35.4	34.7	36.3	36.9

**CUADRO N° 4.3
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TATAPOTO**

HIPOTESIS I (TEMPLADO)	: T = 25°C	SN	EDS= 0.18*T
HIPOTESIS II (MINIMA TEMPERATURA)	: T = 15°C	SN	TMT : 0.35*T
HIPOTESIS III (MAXIMO VIENTO)	: T = 20°C	V = 75 km/h	
HIPOTESIS IV (MAXIMA TEMPERATURA)	: T = 50°C	SN	Relación desnivel/Vano: 0.2
25 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	95 mm ²
PESO = 0.069 kg/m	PESO = 0.096 kg/m	PESO = 0.190 kg/m	PESO = 0.256 kg/m
EDT (MAX)= 135.7 kg	EDT (MAX)= 190.1 kg	EDT (MAX)= 380.2 kg	EDT (MAX)= 590.0 kg
RUPTURA= 754.6 kg	RUPTURA= 1056 kg	RUPTURA= 2113 kg	RUPTURA= 2867 kg

Vano Equil (m)	COMPONENTE HORIZONTAL DE TIRO Y FLECHA FINAL																
	HIP I	HIP II	HIP III	HIP IV	HIP I	HIP II	HIP III	HIP IV	HIP I	HIP II	HIP III	HIP IV	HIP I	HIP II	HIP III	HIP IV	
	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	25°C	15°C	20°C	50°C	
730*	H	123	125	278	118	176	179	352	169	353	359	568	339	480	488	713	460
	T	133	135	302	128	190	193	380	183	380	386	613	366	516	525	769	496
	F	38.3	37.7	41.1	39.9	37.1	36.5	39.3	38.7	36.7	36.0	38.0	38.2	36.4	35.7	37.3	38.0
740*	H	122	124	277	118	176	179	352	169	353	359	568	339	479	488	713	460
	T	132	134	302	128	190	193	381	183	380	386	614	366	516	524	769	497
	F	39.5	38.9	42.3	41.1	38.2	37.5	40.4	39.7	37.7	37.1	39.0	39.3	37.4	36.8	38.4	39.0
750*	H	122	124	277	118	176	179	352	169	352	358	568	339	479	487	713	460
	T	132	134	302	128	190	193	382	183	380	386	614	366	516	524	770	497
	F	40.7	40.1	43.5	42.3	39.2	38.6	41.5	40.8	38.8	38.2	40.1	40.4	38.5	37.8	39.5	40.1
760*	H	122	123	277	117	176	179	352	169	352	358	568	339	478	486	713	460
	T	132	134	302	128	190	193	382	184	380	386	615	367	516	524	770	498
	F	42.0	41.4	44.7	43.5	40.3	39.7	42.6	41.9	39.9	39.2	41.2	41.5	39.6	38.9	40.5	41.2
770*	H	121	123	276	117	176	178	352	169	352	357	568	339	478	485	712	460
	T	132	133	302	127	190	193	383	184	380	386	615	367	516	524	771	498
	F	43.2	42.6	46.0	44.8	41.5	40.8	43.7	43.0	41.0	40.3	42.3	42.6	40.7	40.0	41.6	42.3
780*	H	121	122	276	117	175	178	352	169	351	357	567	339	477	485	712	460
	T	131	133	302	127	190	193	383	184	380	386	616	368	516	524	771	499
	F	44.5	43.9	47.2	46.0	42.6	42.0	44.9	44.2	42.1	41.5	43.4	43.7	41.8	41.1	42.7	43.4
790*	H	120	122	276	117	175	178	352	169	351	356	567	339	477	484	712	460
	T	131	133	302	127	190	193	383	184	380	385	616	368	516	523	772	499
	F	45.8	45.2	48.5	47.3	43.8	43.1	46.0	45.3	43.3	42.6	44.5	44.8	42.9	42.2	43.9	44.5
800*	H	120	122	275	116	175	178	352	169	350	356	567	338	476	483	711	460
	T	131	132	302	127	190	193	384	184	380	385	616	368	516	523	772	500
	F	47.1	46.5	49.8	48.6	44.9	44.3	47.2	46.5	44.4	43.8	45.7	46.0	44.0	43.4	45.0	45.6
810*	H	120	121	275	116	175	177	352	169	350	355	567	338	476	482	711	459
	T	131	132	302	127	190	193	384	184	380	385	617	368	516	523	773	500
	F	48.4	47.8	51.2	50.0	46.1	45.5	48.4	47.7	45.6	44.9	46.9	47.2	45.2	44.6	46.2	46.8
820*	H	119	121	275	116	175	177	352	169	350	355	567	338	475	482	710	459
	T	130	132	302	127	190	192	385	185	380	385	617	369	516	523	773	500
	F	49.8	49.2	52.5	51.3	47.3	46.7	49.6	48.9	46.8	46.1	48.1	48.4	46.4	45.7	47.4	48.0
830*	H	119	120	274	116	174	177	352	169	349	354	566	338	474	481	710	459
	T	130	132	302	127	190	192	385	185	380	385	618	369	516	523	773	501
	F	51.2	50.6	53.9	52.7	48.5	47.9	50.8	50.1	48.0	47.3	49.3	49.6	47.6	46.9	48.6	49.2
840*	H	119	120	274	115	174	177	352	169	349	354	566	338	474	480	710	459
	T	130	131	302	127	190	192	386	185	380	385	618	369	516	522	774	501
	F	52.6	52.0	55.3	54.1	49.8	49.1	52.1	51.4	49.2	48.6	50.5	50.8	48.8	48.1	49.8	50.4
850*	H	118	120	273	115	174	176	352	169	348	353	566	338	473	480	709	459
	T	130	131	302	127	190	192	386	185	380	385	618	370	516	522	774	502
	F	54.0	53.4	56.7	55.5	51.0	50.4	53.3	52.6	50.4	49.8	51.7	52.0	50.0	49.4	51.0	51.6
860*	H	118	119	273	115	174	176	352	169	348	352	565	338	473	479	709	459
	T	130	131	302	127	190	192	386	185	380	384	619	370	516	522	775	502
	F	55.4	54.8	58.1	56.9	52.3	51.7	54.6	53.9	51.7	51.1	53.0	53.3	51.3	50.6	52.2	52.9
870*	H	118	119	273	115	174	176	352	169	348	352	565	338	472	478	708	458
	T	130	131	302	127	190	192	387	185	380	384	619	370	516	522	775	502
	F	56.9	56.3	59.6	58.4	53.6	53.0	55.9	55.2	53.0	52.3	54.3	54.6	52.5	51.9	53.5	54.2
880*	H	117	119	272	114	173	175	352	169	347	351	565	337	472	478	708	458
	T	129	131	302	127	190	192	387	185	380	384	620	370	516	522	775	503
	F	58.4	57.7	61.0	59.9	54.9	54.3	57.2	56.5	54.3	53.6	55.6	55.9	53.8	53.2	54.8	55.4

Nota: El (*) es valido solo para el conductor de 25 mm², indica que a partir del vano de 640 m se supera el esfuerzo máximo admisible igual a 11.2 kg-f/mm², por tanto este conductor, será utilizado hasta el vano máximo de 630 metros

CUADRO N° 4.4
COSTOS COMPARATIVOS DE POSTES

Item	Descripción	Costo (USA \$)
1.0	Poste de Madera Importada de 12 m, Clase 5, Grupo D	
1.1	Costo FOB	170.00
1.2	Transporte Marítimo y Flete	27.20
1.3	Aranceles	31.45
1.4	Gasto de Desaduanaje	16.15
1.5	Transporte Almacenes Aduana-Tarapoto	50.00
	Costo Total por Poste	294.80
2.0	Poste de Madera Nacional Eucalipto de 12 m, Clase 5, Grupo D	
2.1	Costo de Poste cortado sin tratamiento	24.00
2.2	Transporte Bosque-Planta de Tratamiento	25.00
2.3	Costo Tratamiento de Poste	110.00
2.4	Transporte Planta de Tratamiento-Tarapoto	75.00
	Costo Total por Poste	234.00
3.0	Poste de Concreto Armado Centrifugado 12/300/150/330	
3.1	Costo de Poste en Fabrica	150.00
3.2	Trasnporte Almacen de Fabrica-Tarapoto	62.50
	Costo Total por Poste	212.50

Nota : El tratamiento de postes de eucalipto por el método PRESION VACIO, se hace en la Ciudad de Pucallpa, donde se tiene instalada la infraestructura adecuada para tratar estos postes

CUADRO N° 4.5

LÍNEAS PRIMARIAS A CONSTRUIRSE EN LA SEGUNDA ETAPA DEL PROYECTO

Item	Descripción	Sistema					
		Trifásico		Bifásico		Monofásico	
		35	25	35	25	35	25
A	Circuito I : Ramal sur						
1	Nueva Venecia						2.3
2	Dv.02-Dv.08-Bello Horizonte		5.3				
3	Dv.08-La Unión		1.0				
4	Bello Horizonte-San Fernando de Pucavacu						1.5
5	Dv.03-Dv.09-Dv.10-Santa Rosa de Cumbaza		4.1				
6	Santa Rosa de Cumbaza-San Francisco				7.4		
7	San Francisco-San Fernando						4.7
8	Dv.09-Chonta Muyo						0.8
9	Dv.10-San Juan						0.8
10	Dv.04-San Martín						1.9
11	Tres de Octubre-Flores de Pucavacu-San José						3.7
12	Dv.11-Aquano Mouna		0.8				
13	Aquano Mouna-Ramón Castilla						3.6
14	Chazuta-Tunun Tunumbe-Llucanavacu	7.6					
15	Llucanavacu-Shilcayo			3.8			
16	Shilcayo-Curivacu					13.0	
17	Tunun Tunumbe-Santa Rosa-Canayo						1.4
18	Dv.06-Las Flores de Mamonaquihua	19.8					
19	Flores de Mamonaquihua-Union Mamonaquihua			2.9			
20	Union Mamonaquihua-S Cristobal de Opaquihua					4.5	
21	Urcurarca-Machungo						2.5
22	Urcurarca-Cerro San Pablo						4.3
	Kms de líneas por calibre de conductor en C-I	27.4	11.2	6.7	7.4	17.5	27.5
	Kilómetros de líneas por tipo de circuito		38.6		14.1		45.0
	Subtotal kms de líneas en el circuito I						97.7
B	Circuito II : Ramal norte						
1	Tabalosos-Estancia	11.5					
2	Estancia-Dv.04			5.0			
3	Dv.04-Pueblo Nuevo-Somos Libres-San Juan					15.0	
4	Zapatero-Poloonta-Nuevo Celendin	9.8					
5	Nvo Celendin-S Juan de Talliquihui-Sta Martha		21.6				
6	Cuñumbuque-Pucacaca		4.0				
7	Pucacaca-Huimba Moyuma						1.5
8	Pampa Hermosa-Dv.06		4.0				
9	Dv.06-Dv.07				0.7		
10	Dv.07-Nuevo Mundo						2.4
11	Dv.06-Caranayacu						1.0
12	Dv.07-Bagazan						2.0

CUADRO N° 4.5

LINEAS PRIMARIAS A CONSTRUIRSE EN LA SEGUNDA ETAPA DEL PROYECTO

Item	Descripción	Sistema						
		Trifásico		Bifásico		Monofásico		
		35	25	35	25	35	25	
13	Zapatero-Estero-Pancuy						5.6	
14	Dv.05-Uchumuyaca-Nuevo Progreso						4.8	
15	Nuevo Celendin-Santa Cruz						3.8	
16	Dv.01-Churuzapa		2.2					
17	Churuzapa-Shamboloa						2.0	
18	Dv.09-Mishquiyacu				3.2			
19	Mishquiyacu-Chumbaquihui						2.0	
20	Pinto Recodo-Dv.10				4.4			
21	Dv.10-Mishquiyauillo						1.7	
22	Dv.10-Churuzapa						1.8	
23	Dv.03-Bambas						2.6	
24	Dv.04-Ponosapa						0.7	
C	Kms de líneas por calibre de conductor en C-II	21.3	31.8	5.0	8.3	15.0	31.9	
	Kilómetros de líneas por tipo de circuito	53.1		13.3		46.9		
	Subtotal kms de líneas en el Circuito II							113
	Circuito III : Ramal norte							
1	Pamashto-Alto Shambuyacu						3.5	
2	San Roque de Cumbaza-Mishquiyacu						3.8	
3	Dv.02-Aucaloma		3.2					
4	Rumizapa-Shapumba						4.0	
5	Rumizapa-Pacchilla		2.5					
6	Pacchilla-Chirapa (La Libertad)-Urcopata						4.4	
7	Pamashto-Vista Alegre						2.6	
8	Pamashto-Bellavista						2.0	
9	Pamashto-Huapo-Murillo						4.0	
C	Kms de líneas por calibre de conductor en C-III	0.0	5.7	0.0	0.0	0.0	24.3	
	Kilómetros de líneas por tipo de circuito	5.7		0.0		24.3		
	Subtotal kms de líneas en el Circuito III							30.0
C	Kilómetros de líneas por calibre de conductor en el P.S.E Tarapoto II etapa	48.7	48.7	11.7	15.7	32.5	83.7	
	Kilómetros de líneas por tipo de circuito	97		27		116		
	Total kms de líneas en el PSE Tarapoto II Etapa							241

CUADRO N° 4.6

FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA EEELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALTERNATIVA I

Item	Barra	Tipo	Tensión	Potencia		Tensión Base kV	Distancia		Parametros	
				Activa kW	React. kVAR		Tramo	km	R Ohm/km	XL Ohm/km

CIRCUITO I

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045				
2	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		01-02	2.1	0.554	0.4452
3	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		02-03	0.8	0.554	0.4452
4	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		03-04	1.5	0.554	0.4452
5	LAS PALMAS	2	22.9	97.8	47.4		04-05	1.1	0.554	0.4452
6	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		05-06	0.9	0.554	0.4452
7	TRES DE OCTUBRE	2	22.9	125.6	60.8		06-07	0.5	0.554	0.4452
8	JUAN GUERRA	2	22.9	346.1	167.6		07-08	5.4	0.554	0.4452
9	DV-05	2	22.9	0.0	0.0		08-09	1.0	0.554	0.4452
10	INIPA	2	22.9	50.0	24.2		09-10	0.3	0.554	0.4452
11	DV-06	2	22.9	0.0	0.0		10-11	5.2	0.554	0.4452
12	DV-07	2	22.9	0.0	0.0		11-12	2.5	0.554	0.4452
13	UTCURARCA	2	22.9	93.5	45.3		12-13	4.0	0.554	0.4452
14	SAUCE	2	22.9	445.4	215.7		13-14	8.6	1.094	0.4748
15	DOS DE MAYO	2	22.9	32.7	15.8		14-15	2.3	1.094	0.4748
16	NUEVA VENECIA	2	22.9	23.9	11.6		02-16	2.3	1.567	2.2205
17	DV-08	2	22.9	0.0	0.0		03-17	2.5	1.507	0.4868
18	BELLO HORIZONTE	2	22.9	64.9	31.4		17-18	2.8	1.507	0.4868
19	SN FERNANDO DE PUCAYAC	2	22.9	9.8	4.8		18-19	1.5	1.567	2.2205
20	LA UNION	2	22.9	38.2	18.5		17-20	1.0	1.507	0.4868
21	DV-09	2	22.9	0.0	0.0		04-21	1.4	1.507	0.4868
22	DV-10	2	22.9	0.0	0.0		21-22	1.1	1.507	0.4868
23	SANTA ROSA	2	22.9	38.9	18.8		22-23	1.6	1.507	0.4868
24	SN FERNANDO DE CUMBAZ/	2	22.9	20.9	10.1		23-24	7.4	1.567	2.2205
25	SAN FRANCISCO	2	22.9	27.4	13.3		24-25	4.7	1.567	2.2205
26	CHONTA MUJO	2	22.9	24.3	11.8		21-26	0.8	1.567	2.2205
27	SAN JUAN	2	22.9	21.5	10.4		22-27	0.8	1.567	2.2205
28	SAN MARTIN	2	22.9	16.1	7.8		06-28	1.9	1.567	2.2205
29	LAS FLORES DE PUCAYACU	2	22.9	8.7	4.2		07-29	2.2	1.567	2.2205
30	SAN JOSE	2	22.9	21.2	10.3		29-30	1.5	1.567	2.2205
31	SHAPAJA	2	22.9	185.1	89.7		09-31	6.5	1.094	0.4748
32	DV-11	2	22.9	0.0	0.0		31-32	14.4	1.094	0.4748
33	BANDA DE CHAZUTA	2	22.9	54.9	26.6		23-33	4.0	1.094	0.4748
34	CHAZUTA	2	22.9	421.2	204.0		33-34	0.6	1.094	0.4748
35	TUNUN TUNUMBE	2	22.9	41.0	19.9		34-35	4.8	1.094	0.4748
36	LLUCANAYACU	2	22.9	10.0	4.8		35-36	2.8	1.094	0.4748
37	SHILCAYO	2	22.9	28.1	13.6		36-37	3.8	1.094	0.4972
38	CURIYACU	2	22.9	29.6	14.3		37-38	13.0	1.154	2.1930
39	AGUANO MOYUNA	2	22.9	52.4	25.4		32-39	0.8	1.507	0.4868
40	RAMON CASTILLA	2	22.9	23.1	11.2		39-40	3.6	1.567	2.2205
41	SANTA ROSA	2	22.9	25.9	12.6		35-41	0.7	1.507	0.5092
42	CANAYO	2	22.9	11.5	5.6		41-42	0.7	1.567	2.2205
43	MAMONAQUIHUA	2	22.9	56.9	27.6		11-43	14.4	1.094	0.4748
44	LAS FLORES MAMONAQUIHI	2	22.9	82.7	40.1		43-44	5.4	1.094	0.4748
45	LA UNION DE MAMONAQUIHI	2	22.9	25.1	12.2		44-45	2.9	1.094	0.4972
46	SAN CRISTOBAL DE OPAQU	2	22.9	16.3	7.9		45-46	4.5	1.567	2.2205
47	YACUCATINA	2	22.9	29.0	14.1		12-47	2.5	1.094	0.4748
48	PILLUANA	2	22.9	58.5	28.3		47-48	14.0	1.094	0.4748

CUADRO N° 4.6

**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA EEELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALTERNATIVA I**

Item	Barra	Tipo	Tensión	Potencia		Tensión Base kV	Distancia		Parametros	
				Activa kW	React. kVAR		Tramo	km	R Ohm/km	X _L Ohm/km
49	MISHQUIYACU	2	22.9	52.0	25.2		48-49	3.5	1.094	0.4748
50	TRES UNIDOS	2	22.9	181.3	87.8		49-50	4.0	1.094	0.4748
51	MACHUNGO	2	22.9	26.5	12.8		50-51	2.5	1.567	2.2205
52	CERRO SAN PABLO	2	22.9	20.5	9.9		51-52	4.3	1.567	2.2205

CIRCUITO II

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045		0		
2	LA UNION	2	22.9	26.0	12.6		01-02	12.7	0.399	0.4334
3	LA MARGINAL	2	22.9	60.4	29.3		02-03	4.0	0.399	0.4334
4	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		03-04	0.8	0.399	0.4334
5	MACEDA	2	22.9	69.8	33.8		04-05	2.1	0.399	0.4334
6	SANTA ANA	2	22.9	26.6	12.9		05-06	0.9	0.399	0.4334
7	LAS FLORES DEL RIO MAYC	2	22.9	24.1	11.7		06-07	2.5	0.554	0.4452
8	SAN ANTONIO DEL RIO MAYC	2	22.9	41.2	20.0		07-08	1.0	0.554	0.4452
9	CHURUYACO	2	22.9	17.0	8.2		08-09	2.0	0.554	0.4452
10	SOLO	2	22.9	17.4	8.4		09-10	2.8	0.554	0.4452
11	SAN MIGUEL	2	22.9	168.1	81.4		10-11	1.6	0.554	0.4452
12	PUENTE BOLIVIA	2	22.9	20.9	10.1		11-12	3.4	0.554	0.4452
13	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		12-13	0.8	0.554	0.4452
14	TABALOSOS	2	22.9	959.4	464.7		13-14	6.0	0.554	0.4452
15	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		14-15	1.0	1.094	0.4748
16	NAZARETH	2	22.9	8.9	4.3		15-16	6.5	1.094	0.4748
17	MACHINGAO	2	22.9	13.4	6.5		16-17	1.0	1.094	0.4748
18	ESTANCIA	2	22.9	29.2	14.1		17-18	3.0	1.094	0.4748
19	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		18-19	5.0	1.094	0.4748
20	PUEBLO NUEVO	2	22.9	10.0	4.8		19-20	5.0	1.094	0.4972
21	SOMOS LIBRES	2	22.9	11.2	5.4		20-21	3.0	1.154	2.1930
22	SAN JUAN	2	22.9	14.8	7.2		21-22	7.0	1.154	2.1930
23	CUÑUMBUQUE	2	22.9	162.9	78.9		03-23	3.2	1.094	0.4748
24	PAMPA HERMOSA	2	22.9	32.5	15.7		23-24	1.0	1.094	0.4748
25	ZAPATERO	2	22.9	121.4	58.8		24-25	1.3	1.094	0.4748
26	POLOPONTA	2	22.9	18.3	8.9		25-26	2.8	1.094	0.4748
27	DV-05	2	22.9	0.0	0.0		26-27	3.5	1.094	0.4748
28	NUEVO CELENDIN	2	22.9	40.9	19.8		27-28	3.5	1.094	0.4748
29	SAN JUAN DE TALLIQUIHUI	2	22.9	62.9	30.5		28-29	3.5	1.507	0.4868
30	SANTA MARTHA	2	22.9	88.8	43.0		29-30	13.0	1.507	0.4868
31	PUCACACA	2	22.9	33.9	16.4		23-31	4.0	1.507	0.4868
32	HUIMBA MOYUNA	2	22.9	12.5	6.1		31-32	1.5	1.567	2.2205
33	DV-06	2	22.9	0.0	0.0		24-33	4.0	1.507	0.4868
34	DV-07	2	22.9	0.0	0.0		33-34	0.7	1.507	0.5092
35	NUEVO MUNDO	2	22.9	23.9	11.6		34-35	2.4	1.567	2.2205
36	CARANAYACU	2	22.9	21.3	10.3		33-36	1.0	1.567	2.2205
37	BAGAZAN	2	22.9	22.1	10.7		34-37	2.0	1.567	2.2205
38	ESTERO	2	22.9	9.3	4.5		25-38	3.2	1.567	2.2205
39	PANCUY	2	22.9	10.2	4.9		38-39	2.4	1.567	2.2205
40	UCHUMUYA	2	22.9	12.1	5.9		27-40	1.5	1.567	2.2205
41	NUEVO PROGRESO	2	22.9	17.2	8.3		40-41	3.3	1.567	2.2205
42	SANTA CRUZ	2	22.9	19.5	9.4		28-42	3.8	1.567	2.2205
43	CHURUZAPA	2	22.9	61.9	30.0		04-43	2.2	1.507	0.4868

CUADRO N° 4.6

**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA EEELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALTERNATIVA I**

Item	B a r r a	Tipo	Tensión	Potencia		Tensión Base kV	Distancia		Parametros	
				Activa kW	React. kVAR		Tramo	km	R Ohm/km	X _L Ohm/km
44	SHAMBOLOA	2	22.9	15.2	7.4		43-44	2.0	1.567	2.2205
45	DV-08	2	22.9	0.0	0.0		13-45	0.9	1.507	0.4868
46	DV-09	2	22.9	0.0	0.0		45-46	2.4	1.507	0.4868
47	PINTO RECODO	2	22.9	86.4	41.9		46-47	1.6	1.507	0.4868
48	DV-10	2	22.9	0.0	0.0		47-48	4.4	1.507	0.5092
49	CHURUZAPA	2	22.9	14.1	6.8		48-49	1.8	1.567	2.2205
50	SHANAO	2	22.9	169.9	82.3		45-50	0.5	1.507	0.4868
51	MISHQUIYACU	2	22.9	22.4	10.9		46-51	3.2	1.507	0.5092
52	CHUMBAQUIHUI	2	22.9	16.6	8.0		51-52	2.0	1.567	2.2205
53	MISHQUILLAQUIO	2	22.9	24.2	11.7		48-53	1.7	1.567	2.2205
54	BAMBAS	2	22.9	18.7	9.1		15-54	2.6	1.567	2.2205
55	PONOSAPA	2	22.9	19.9	9.6		19-55	0.7	1.567	2.2205

CIRCUITO III

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0	24.045				
2	CARGA ESPECIALES	2	22.9	100.0	48.4		01-02	7.8	0.431	0.4612
3	CACATACHI	2	22.9	268.7	130.1		02-03	5.0	0.431	0.4612
4	RUMIZAPA	2	22.9	81.1	39.3		03-04	2.5	0.431	0.4612
5	LAMAS	2	22.9	1128.2	546.4		04-05	6.8	0.431	0.4612
6	PAMASHTO	2	22.9	111.2	53.9		05-06	7.0	1.094	0.4680
7	ALTO SHA	2	22.9	27.2	13.2		06-07	3.5	1.567	2.2205
8	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		02-08	7.0	1.094	0.4748
9	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		08-09	0.6	1.094	0.4748
10	SAN ROQUE DE CUMBAZA	2	22.9	57.8	28.0		09-10	3.0	1.094	0.4748
11	MISHQUIYACU	2	22.9	15.8	7.7		10-11	3.8	1.567	2.2205
12	SAN PEDRO DE CUMBAZA	2	22.9	30.9	16.0		08-12	0.7	1.507	0.4868
13	SAN ANTONIO DE CUMBAZA	2	22.9	170.2	82.4		12-13	1.0	1.507	0.4868
14	LA BANDA DE CUMBAZA	2	22.9	15.8	7.7		13-14	0.7	1.567	2.2205
15	AUCALOMA	2	22.9	32.4	15.7		09-15	3.2	1.507	0.4868
16	SHAPUMBA	2	22.9	13.3	6.4		04-16	4.0	1.567	2.2205
17	PACCHILLA	2	22.9	41.7	20.2		04-17	2.5	1.507	0.4868
18	CHIRAPA	2	22.9	27.3	13.2		17-18	2.0	1.507	0.5092
19	URCOPATA	2	22.9	9.6	4.7		18-19	2.4	1.567	2.2205
20	VISTA ALEGRE	2	22.9	9.8	4.8		06-20	2.6	1.567	2.2205
21	BELLAVISTA	2	22.9	18.7	9.1		06-21	2.0	1.567	2.2205
22	HUAPO	2	22.9	12.0	5.8		06-22	2.0	1.567	2.2205
23	MURILLO	2	22.9	14.8	7.2		22-23	2.0	1.567	2.2205

Coefficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión mínima	0.94
Coefficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión máxima	1.06
Factor de Carga Activa (p.u.)	0.55
Factor de Carga Reactiva (p.u.)	0.70
Período de evaluación de la energía (horas)	8760

CUADRO N° 4.6

FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
ALTERNATIVA I - CIRCUITO I

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS
1 SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	3053	1538	0	0
2 DV-01	2	23.83	-0.1	-1	0	0	0	0	0
3 DV-02	2	23.75	-0.1	-1	-1	0	0	0	0
4 DV-03	2	23.61	-0.2	-2	-2	0	0	0	0
5 LAS PALMAS	2	23.51	-0.3	96	47	0	0	0	0
6 DV-04	2	23.44	-0.3	-4	-1	0	0	0	0
7 TRES DE OCTUBRE	2	23.39	-0.3	125	61	0	0	0	0
8 JUAN GUERRA	2	22.95	-0.6	343	167	0	0	0	0
9 DV-05	2	22.88	-0.6	-10	-3	0	0	0	0
10 INIPA	2	22.87	-0.6	50	24	0	0	0	0
11 DV-06	2	22.67	-0.7	-2	0	0	0	0	0
12 DV-07	2	22.59	-0.8	-1	0	0	0	0	0
13 UTCURARCA	2	22.51	-0.8	93	45	0	0	0	0
14 SAUCE	2	22.26	-0.8	445	216	0	0	0	0
15 DOS DE MAYO	2	22.26	-0.8	33	16	0	0	0	0
16 NUEVA VENECIA	2	23.83	-0.1	24	12	0	0	0	0
17 DV-08	2	23.73	-0.1	0	1	0	0	0	0
18 BELLO HORIZONTE	2	23.72	-0.1	65	32	0	0	0	0
19 S FERNANDO DE PUCAYACU	2	23.72	-0.1	10	5	0	0	0	0
20 LA UNION	2	23.73	-0.1	38	19	0	0	0	0
21 DV-09	2	23.60	-0.2	-1	1	0	0	0	0
22 DV-10	2	23.59	-0.2	-1	0	0	0	0	0
23 SANTA ROSA DE CUMBAZA	2	23.58	-0.2	39	19	0	0	0	0
24 SAN FERNANDO	2	23.54	-0.3	21	10	0	0	0	0
25 SAN FRANCISCO	2	23.53	-0.3	27	13	0	0	0	0
26 CHONTA MUYO	2	23.60	-0.2	24	12	0	0	0	0
27 SAN JUAN	2	23.59	-0.2	21	10	0	0	0	0
28 SAN MARTIN	2	23.43	-0.3	16	8	0	0	0	0
29 LAS FLORES PUCAYACU	2	23.38	-0.3	8	4	0	0	0	0
30 SAN JOSE	2	23.38	-0.4	21	10	0	0	0	0
31 SHAPAJA	2	22.55	-0.6	185	90	0	0	0	0
32 DV-11	2	22.37	-0.6	-3	0	0	0	0	0
33 BANDA DE CHAZUTA	2	22.22	-0.5	50	27	0	0	0	0
34 CHAZUTA	2	22.20	-0.5	421	204	0	0	0	0
35 TUNUN TUNUMBE	2	22.16	-0.5	37	20	0	0	0	0
36 LLUCANAYACU	2	22.15	-0.5	9	5	0	0	0	0
37 SHILCAYO	2	22.14	-0.5	28	13	0	0	0	0
38 CURIYACU	2	22.13	-0.5	30	14	0	0	0	0
39 AGUANO MOYUNA	2	22.36	-0.6	52	25	0	0	0	0
40 RAMON CASTILLA	2	22.35	-0.6	23	11	0	0	0	0
41 SANTA ROSA	2	22.16	-0.5	24	12	0	0	0	0
42 CANAYO	2	22.16	-0.5	11	6	0	0	0	0
43 MAMONAQUIHUA	2	22.62	-0.7	57	28	0	0	0	0
44 LAS FLORES MAMONAQUIHUA	2	22.59	-0.7	82	40	0	0	0	0
45 LA UNION MAMONAQUIHUA	2	22.58	-0.7	25	12	0	0	0	0
46 S CRISTOBAL OPAQUIHUA	2	22.57	-0.7	16	8	0	0	0	0
47 YACUCATINA	2	22.54	-0.8	29	14	0	0	0	0
48 PILLUANA	2	22.47	-0.8	58	28	0	0	0	0
49 MISHQUIYACU	2	22.43	-0.8	52	25	0	0	0	0
50 TRES UNIDOS	2	22.38	-0.8	181	88	0	0	0	0
51 MACHUNGO	2	22.50	-0.8	27	13	0	0	0	0
52 CERRO SAN PABLO	2	22.49	-0.8	20	10	0	0	0	0

- Todas las tensiones en las barras estan dentro de los límites
- Las corrientes en las líneas cuyos máximos valores han sido fijados estan dentro de los límites

CUADRO N° 4.6

FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
ALTERNATIVA I - CIRCUITO II

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS
1 SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	2754	1464	0	0
2 LA UNION	2	23.84	-0.2	26	13	0	0	0	0
3 LA MARGINAL	2	23.56	-0.4	58	32	0	0	0	0
4 DV-01	2	23.52	-0.4	-1	1	0	0	0	0
5 MACEDA	2	23.41	-0.5	67	37	0	0	0	0
6 SANTA ANA	2	23.37	-0.6	26	14	0	0	0	0
7 LAS FLORES	2	23.22	-0.6	22	14	0	0	0	0
8 SAN ANTONIO DEL RIO MAYO	2	23.17	-0.7	40	22	0	0	0	0
9 CHURUYACU	2	23.05	-0.7	16	9	0	0	0	0
10 SOLO	2	22.90	-0.8	15	11	0	0	0	0
11 SAN MIGUEL DEL RIO MAYO	2	22.81	-0.9	167	83	0	0	0	0
12 PUENTE BOLIVIA	2	22.64	-0.9	16	15	0	0	0	0
13 DV-02	2	22.60	-1.0	-2	4	0	0	0	0
14 TABALOSO	2	22.38	-1.1	958	468	0	0	0	0
15 DV-03	2	22.37	-1.1	-1	1	0	0	0	0
16 NAZARETH	2	22.33	-1.1	7	8	0	0	0	0
17 MACHINGAO	2	22.32	-1.1	13	8	0	0	0	0
18 ESTANCIA	2	22.31	-1.1	29	15	0	0	0	0
19 DV-04	2	22.29	-1.1	-3	2	0	0	0	0
20 PUEBLO NUEVO	2	22.28	-1.1	9	5	0	0	0	0
21 SOMOS LIBRES	2	22.28	-1.1	11	6	0	0	0	0
22 SAN JUAN	2	22.27	-1.1	15	7	0	0	0	0
23 CUÑUMBUQUE	2	23.43	-0.4	162	80	0	0	0	0
24 PAMPA HERMOSA	2	23.40	-0.4	32	17	0	0	0	0
25 ZAPATERO	2	23.37	-0.4	121	59	0	0	0	0
26 POLOPONTA	2	23.33	-0.4	18	9	0	0	0	0
27 DV-05	2	23.28	-0.4	-1	1	0	0	0	0
28 NUEVO CELENDIN	2	23.24	-0.4	41	20	0	0	0	0
29 SAN JUAN DE TALLIQUIHUI	2	23.20	-0.4	63	31	0	0	0	0
30 SANTA MARTHA	2	23.18	-0.4	89	43	0	0	0	0
31 PUCACACA	2	23.41	-0.4	34	17	0	0	0	0
32 HUIMBA MOYUMA	2	23.41	-0.4	12	6	0	0	0	0
33 DV-06	2	23.38	-0.4	-1	2	0	0	0	0
34 DV-07	2	23.38	-0.4	-1	0	0	0	0	0
35 NUEVO MUNDO	2	23.37	-0.4	24	12	0	0	0	0
36 CARANAYACU	2	23.38	-0.4	21	10	0	0	0	0
37 BAGAZAN	2	23.37	-0.4	22	11	0	0	0	0
38 ESTERO	2	23.36	-0.4	9	5	0	0	0	0
39 PANCUY	2	23.36	-0.4	10	5	0	0	0	0
40 UCHUMUYACA	2	23.28	-0.4	12	6	0	0	0	0
41 NUEVO PROGRESO	2	23.27	-0.4	17	8	0	0	0	0
42 SANTA CRUZ	2	23.23	-0.4	19	9	0	0	0	0
43 CHURUZAPA	2	23.50	-0.4	62	30	0	0	0	0
44 SHAMBOLOA	2	23.50	-0.4	15	7	0	0	0	0
45 DV-08	2	22.58	-0.9	-3	7	0	0	0	0
46 DV-09	2	22.55	-0.9	-1	2	0	0	0	0
47 PINTO RECODO	2	22.53	-0.9	86	42	0	0	0	0
48 DV-10	2	22.52	-0.9	-2	1	0	0	0	0
49 CHURUZAPA	2	22.52	-0.9	14	7	0	0	0	0
50 SHANAO	2	22.57	-0.9	170	82	0	0	0	0
51 MISHQUIYACU	2	22.54	-0.9	22	11	0	0	0	0
52 CHUMBAQUIHUI	2	22.54	-0.9	17	8	0	0	0	0
53 MISHQUILLAQUIO	2	22.52	-0.9	24	12	0	0	0	0
54 BAMBAS	2	22.36	-1.1	19	9	0	0	0	0
55 PONOSAPA	2	22.29	-1.1	20	10	0	0	0	0

- Todas las tensiones en las barras estan dentro de los limites
- Las corrientes en las líneas cuyos máximos valores han sido fijados estan dentro de los limites

CUADRO N° 4.6

**FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
ALTERNATIVA I - CIRCUITO III**

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS	
1	SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	2262	1139	0	0
2	CARGA ESPECIAL	2	23.55	-0.4	100	49	0	0	0	0
3	CACATACHI	2	23.30	-0.7	269	130	0	0	0	0
4	RUMIZAPA	2	23.20	-0.8	81	39	0	0	0	0
5	LAMAS	2	22.94	-1.0	1128	547	0	0	0	0
6	PAMASHTO	2	22.86	-1.0	111	54	0	0	0	0
7	ALTO SHAMBUYACU	2	22.85	-1.0	27	13	0	0	0	0
8	DV-01	2	23.43	-0.4	1	1	0	0	0	0
9	DV-02	2	23.42	-0.4	0	0	0	0	0	0
10	SAN ROQUE DE CUMBAZA	2	23.41	-0.4	58	28	0	0	0	0
11	MISHQUIYACU	2	23.40	-0.4	16	8	0	0	0	0
12	SAN PEDRO DE CUMBAZA	2	23.41	-0.4	31	16	0	0	0	0
13	SAN ANTONIO DE CUMBAZA	2	23.40	-0.4	170	82	0	0	0	0
14	LA BANDA DE CUMBAZA	2	23.40	-0.4	16	8	0	0	0	0
15	AUCALOMA	2	23.41	-0.4	32	16	0	0	0	0
16	SHAPUMBA	2	23.19	-0.8	13	6	0	0	0	0
17	PACCHILLA	2	23.18	-0.8	42	20	0	0	0	0
18	CHIRAPA	2	23.18	-0.8	27	13	0	0	0	0
19	URCOPATA	2	23.17	-0.8	10	5	0	0	0	0
20	VISTA ALEGRE	2	22.86	-1.0	10	5	0	0	0	0
21	BELLAVISTA	2	22.86	-1.0	19	9	0	0	0	0
22	HUAPO	2	22.85	-1.0	12	6	0	0	0	0
23	MURILLO	2	22.85	-1.0	15	7	0	0	0	0

- Todas las tensiones en las barras estan dentro de los limites
- Las corrientes en las líneas cuyos máximos valores han sido fijados estan dentro de los limites

DESCRIPCION DE SIMBOLOS

- V** = Módulo de la Tensión
- DEL** = Angulo de fase de la Tensión
- PC** = Potencia Activa
- QC** = Potencia Reactiva
- PG** = Generación de Potencia Activa
- QG** = Generación de Potencia Reactiva
- PS** = Potencia Activa-Elemento Paralelo
- QS** = Potencia Reactiva-Elemento Paralelo

BARRAS DEL SISTEMA

- BARRA TIPO 1 = V, FI
- BARRA TIPO 2 = P, Q
- BARRA TIPO 3 = P, V
- BARRA TIPO 4 = Q, FI

CUADRO N° 4.7

FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALETERNATIVA II

Item	Barra	Tipo	Tension Nomin. kV	Potencia		Tension Base kV	Distancia		Parametros	
				Activa kW	Reac. kVAR		Tramo	Long. km	R Ohm/km	X _L Ohm/km

CIRCUITO I

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045		0.0	0.0	0.0
2	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		01-02	4.4	1.560	0.511
3	LAS PALMAS	2	22.9	97.8	47.4		02-03	1.1	1.560	0.511
4	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		03-04	0.9	1.560	0.511
5	TRES DE OCTUBRE	2	22.9	155.5	75.4		04-05	0.5	1.560	0.511
6	JUAN GUERRA	2	22.9	346.1	167.6		05-06	5.4	1.560	0.511
7	INIPA	2	22.9	50.0	24.2		06-07	1.3	1.560	0.511
8	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		02-08	1.4	1.507	0.486
9	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		08-09	1.1	1.507	0.486
10	SANTA ROSA	2	22.9	38.9	18.8		09-10	1.6	1.507	0.486
11	SAN FRANCISCO	2	22.9	20.9	10.1		10-11	7.4	1.507	0.509
12	SN FERNANDO DE CUMBAZA	2	22.9	27.4	13.3		11-12	4.7	1.567	2.219
13	CHONTA MUYO	2	22.9	24.3	11.8		08-13	0.8	1.567	2.219
14	SAN JUAN	2	22.9	21.5	10.4		09-14	0.8	1.567	2.219
15	SAN MARTIN	2	22.9	16.1	7.8		04-15	1.9	1.567	2.219

CIRCUITO II

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045		0.0		
2	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		01-02	2.1	0.755	0.461
3	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		02-03	0.8	0.755	0.461
4	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		03-04	4.0	0.755	0.461
5	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		04-05	6.4	0.755	0.461
6	DV-05	2	22.9	0.0	0.0		05-06	5.2	0.755	0.461
7	DV-06	2	22.9	0.0	0.0		06-07	2.5	0.755	0.461
8	UTCURARCA	2	22.9	93.5	45.3		07-08	4.0	0.755	0.461
9	SAUCE	2	22.9	445.4	215.7		08-09	8.6	0.755	0.461
10	DOS DE MAYO	2	22.9	32.7	15.8		09-10	2.3	1.094	0.474
11	NUEVA VENECIA	2	22.9	23.9	11.6		02-11	2.3	1.567	2.219
12	DV-07	2	22.9	0.0	0.0		03-12	2.5	1.507	0.486
13	BELLO HORIZONTE	2	22.9	64.9	31.4		12-13	2.8	1.507	0.486
14	S FERNANDO DE PUCAYACU	2	22.9	9.8	4.8		13-14	1.5	1.567	2.219
15	LA UNION	2	22.9	38.2	18.5		12-15	1.0	1.507	0.486
16	LAS FLORES DE PUCAYACU	2	22.9	8.7	4.3		04-16	2.2	1.567	2.219
17	SAN JOSE	2	22.9	21.2	10.3		16-17	1.5	1.567	2.219
18	SHAPAJA	2	22.9	185.1	89.7		05-18	6.5	1.094	0.474
19	DV-08	2	22.9	0.0	0.0		18-19	14.4	1.094	0.474
20	BANDA DE CHAZUTA	2	22.9	54.9	26.6		19-20	4.0	1.094	0.474
21	CHAZUTA	2	22.9	421.2	204.0		20-21	0.6	1.094	0.474
22	TUNUN TUNUMBE	2	22.9	41.0	19.9		21-22	4.8	1.094	0.474
23	LLUCANAYACU	2	22.9	10.0	4.8		22-23	2.8	1.094	0.474
24	SHILCAYO	2	22.9	24.1	11.7		23-24	3.8	1.094	0.497
25	CURIYACU	2	22.9	29.6	14.3		24-25	13.0	1.094	2.192
26	AGUANO MOYUNA	2	22.9	52.4	25.4		19-26	0.8	1.507	0.486
27	RAMON CASTILLA	2	22.9	23.1	11.2		26-27	3.6	1.567	2.219
28	SANTA ROSA	2	22.9	25.9	12.5		22-28	0.7	1.567	2.219
29	CANAYO	2	22.9	11.5	5.6		28-29	0.7	1.567	2.219
30	MAMONAQUIHUA	2	22.9	58.9	28.5		06-30	14.4	1.094	0.474
31	FLORES DE MAMONAQUIHUA	2	22.9	82.7	40.1		30-31	5.4	1.094	0.474
32	UNION DE MAMONAQUIHUA	2	22.9	25.1	12.2		31-32	2.9	1.507	0.486

CUADRO N° 4.7

**FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALETERNATIVA II**

Item	Barra	Tipo	Tension Nomin. kV	Potencia		Tension Base kV	Distancia		Parametros	
				Activa kW	Reac. kVAR		Tramo	Long. km	R Ohm/km	X _L Ohm/km
33	SAN CRISTOBAL DE OPAQUII	2	22.9	16.3	7.9		32-33	4.5	1.567	2.219
34	YACUCATINA	2	22.9	29.0	14.0		07-34	2.5	1.094	0.474
35	PILLUANA	2	22.9	58.5	28.3		34-35	14.0	1.094	0.474
36	MISHQUIYACU	2	22.9	52.0	25.2		35-36	3.5	1.094	0.474
37	TRES UNIDOS	2	22.9	181.3	87.8		36-37	4.0	1.094	0.474
38	MACHUNGO	2	22.9	26.6	12.9		08-38	2.5	1.567	2.219
39	CERRO SAN PABLO	2	22.9	20.5	9.9		08-39	4.3	1.567	2.219

CIRCUITO III

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045		0.00	0	0
2	CARGA ESPECIALES	2	22.9	100.0	48.4		01-02	7.80	0.252	0.423
3	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		02-03	4.04	0.252	0.423
4	LA UNION	2	22.9	26.0	12.6		03-04	0.90	0.252	0.423
5	LA MARGINAL	2	22.9	60.4	29.3		04-05	4.00	0.252	0.423
6	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		05-06	0.80	0.252	0.423
7	MACEDA	2	22.9	69.8	33.8		06-07	2.10	0.252	0.423
8	SANTA ANA	2	22.9	26.6	12.9		07-08	0.90	0.252	0.423
9	LAS FLORES	2	22.9	24.1	11.7		08-09	2.50	0.252	0.423
10	SAN ANTONIO DEL RIO MAYC	2	22.9	41.2	20.0		09-10	1.00	0.252	0.423
11	CHURUYACU	2	22.9	17.0	8.2		10-11	2.00	0.252	0.423
12	SOLO	2	22.9	17.4	8.4		11-12	2.80	0.252	0.423
13	SAN MIGUEL	2	22.9	168.1	81.4		12-13	1.60	0.554	0.445
14	PUENTE BOLIVIA	2	22.9	20.9	10.1		13-14	3.40	0.554	0.445
15	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		14-15	0.60	0.554	0.445
16	TABALOSOS	2	22.9	959.4	464.6		15-16	6.20	0.554	0.445
17	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		16-17	1.00	0.554	0.445
18	NAZARETH	2	22.9	8.9	4.3		17-18	6.50	1.094	0.474
19	MACHINGAO	2	22.9	13.4	6.5		18-19	1.00	1.094	0.474
20	ESTANCIA	2	22.9	29.2	14.1		19-20	3.00	1.094	0.474
21	DV-05	2	22.9	0.0	0.0		20-21	5.00	1.094	0.497
22	PUEBLO NUEVO	2	22.9	10.0	4.8		21-22	5.00	1.154	0.192
23	SOMOS LIBRES	2	22.9	11.2	5.4		22-23	3.00	1.154	0.192
24	SAN JUAN	2	22.9	14.8	7.2		23-24	7.00	1.154	0.192
25	DV-06	2	22.9	0.0	0.0		02-25	7.00	1.094	0.474
26	DV-07	2	22.9	0.0	0.0		25-26	0.30	1.094	0.474
27	SAN ROQUE DE CUMBAZA	2	22.9	57.8	28.0		26-27	3.00	1.094	0.474
28	MISHQUIYACU	2	22.9	15.8	7.7		27-28	3.80	1.567	0.219
29	SAN PEDRO DE CUMBAZA	2	22.9	30.9	15.0		25-29	0.70	1.507	0.486
30	SAN ANTONIO DE CUMBAZA	2	22.9	170.2	82.4		29-30	1.00	1.507	0.486
31	LA BANDA DE CUMBAZA	2	22.9	15.8	7.7		30-31	0.70	1.567	0.219
32	AUCALOMA	2	22.9	32.4	15.7		26-32	3.20	1.507	0.486
33	CACATACHI	2	22.9	268.7	130.1		03-33	1.00	0.431	0.461
34	RUMIZAPA	2	22.9	81.1	39.3		33-34	2.50	0.431	0.511
35	LAMAS	2	22.9	1128.2	546.4		34-35	5.32	0.431	0.511
36	PAMASHTO	2	22.9	111.2	53.9		35-36	7.00	1.094	0.474
37	ALTO SHAMBUYACU	2	22.9	27.2	13.2		36-37	3.50	1.507	0.486
38	SHAPUMBA	2	22.9	13.3	6.4		34-38	4.00	1.567	0.217
39	PACCHILLA	2	22.9	41.7	20.2		34-39	2.50	1.507	0.486
40	CHIRAPA	2	22.9	27.3	13.2		39-40	2.00	1.567	0.217
41	URCOPATA	2	22.9	9.6	4.7		40-41	2.40	1.567	0.217
42	VISTA ALEGRE	2	22.9	9.8	4.8		36-42	2.60	1.567	0.217

CUADRO N° 4.7

FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALETERNATIVA II

Item	Barra	Tipo	Tension Nomin. kV	Potencia		Tension Base kV	Distancia		Parametros	
				Activa kW	Reac. kVAR		Tramo	Long. km	R Ohm/km	X _L Ohm/km
43	BELLAVISTA	2	22.9	18.7	9.1	36-43	2.00	1.567	0.217	
44	HUAPO	2	22.9	12.0	5.8	36-44	2.00	1.567	0.217	
45	MURILLO	2	22.9	14.8	7.2	44-45	2.00	1.567	0.217	
46	CUÑUMBUQUE	2	22.9	162.9	78.9	03-46	3.20	1.094	0.474	
47	PAMPA HERMOZA	2	22.9	32.5	15.7	46-47	1.00	1.094	0.474	
48	ZAPATERO	2	22.9	121.4	58.8	47-48	1.30	1.094	0.474	
49	POLOPONTA	2	22.9	18.3	8.9	48-49	2.80	1.094	0.474	
50	DV-08	2	22.9	0.0	0.0	49-50	3.50	1.094	0.474	
51	NUEVO CELENDIN	2	22.9	40.9	19.8	50-51	3.50	1.094	0.474	
52	SAN JUAN DE TALLIQUIHUI	2	22.9	62.9	30.5	51-52	8.60	1.507	0.486	
53	SANTA MARTHA	2	22.9	86.8	42.0	52-53	13.0	1.507	0.486	
54	PUCACACA	2	22.9	33.9	16.4	46-54	4.00	1.507	0.486	
55	HUIMBA MOYUMA	2	22.9	12.5	6.1	54-55	1.50	1.567	0.219	
56	DV-09	2	22.9	0.0	0.0	47-56	4.00	1.507	0.486	
57	DV-10	2	22.9	0.0	0.0	56-57	0.70	1.507	0.509	
58	NUEVO MUNDO	2	22.9	23.9	11.6	57-58	2.40	1.567	0.219	
59	CARANAYACU	2	22.9	21.3	10.3	58-59	1.00	1.567	0.219	
60	BAGAZAN	2	22.9	22.1	10.7	57-60	2.00	1.567	0.219	
61	ESTERO	2	22.9	9.3	4.5	48-61	3.20	1.567	0.219	
62	PANCUY	2	22.9	10.2	4.9	61-62	2.40	1.567	0.219	
63	UCHUMUYACA	2	22.9	12.1	5.9	50-63	1.50	1.567	0.219	
64	NUEVO PROGRESO	2	22.9	17.2	8.3	63-64	3.30	1.567	0.219	
65	SANTA CRUZ	2	22.9	19.5	9.4	51-65	3.80	1.567	0.219	
66	CHURUZAPA	2	22.9	61.9	30.0	06-66	2.20	1.507	0.486	
67	SHAMBOLOA	2	22.9	15.2	7.4	66-67	2.00	1.567	0.219	
68	DV-11	2	22.9	0.0	0.0	15-68	0.90	1.507	0.486	
69	DV-12	2	22.9	0.0	0.0	68-69	2.40	1.507	0.486	
70	PINTO RECODO	2	22.9	86.4	41.8	69-70	1.60	1.507	0.486	
71	DV-13	2	22.9	0.0	0.0	70-71	4.40	1.507	0.509	
72	CHURUZAPA	2	22.9	14.1	6.8	71-72	1.80	1.567	0.219	
73	SHANAO	2	22.9	169.9	82.3	68-73	0.45	1.507	0.486	
74	MISHQUIYACU	2	22.9	22.4	10.9	69-74	3.20	1.507	0.509	
75	CHUMBAQUIHUI	2	22.9	16.6	8.0	74-75	2.00	1.567	0.219	
76	MISHQUILLAQUIO	2	22.9	24.2	11.7	71-76	1.70	1.567	0.219	
77	BAMBAS	2	22.9	18.7	9.1	17-77	2.60	1.567	0.219	
78	PONUZAPA	2	22.9	19.9	9.6	21-78	0.70	1.567	0.219	

Coeficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión mínima	0.94
Coeficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión máxima	1.06
Factor de Carga Activa (p.u)	0.55
Factor de Carga Reactiva (p.u)	0.70
Periodo de evaluación de la energía (horas)	8760

CUADRO N° 4.7**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
ALTERNATIVA II - CIRCUITO I**

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS
1 SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	819	393	0	0
2 DV-01	2	23.77	0.1	1	0	0	0	0	0
3 LAS PALMAS	2	23.71	0.1	98	48	0	0	0	0
4 DV-02	2	23.67	0.1	1	0	0	0	0	0
5 TRES DE OCTUBRE	2	23.65	0.1	156	75	0	0	0	0
6 JUAN GUERRA	2	23.49	0.2	347	168	0	0	0	0
7 INIPA	2	23.48	0.2	50	24	0	0	0	0
8 DV-03	2	23.76	0.1	1	0	0	0	0	0
9 DV-04	2	23.75	0.1	0	0	0	0	0	0
10 SANTA ROSA	2	23.74	0.1	39	19	0	0	0	0
11 SAN FRANCISCO	2	23.71	0.1	21	10	0	0	0	0
12 SAN FERNANDO	2	23.70	0.1	27	13	0	0	0	0
13 CHONTA MUYO	2	23.75	0.1	24	12	0	0	0	0
14 SAN JUAN	2	23.74	0.1	21	10	0	0	0	0
15 SAN MARTIN	2	23.67	0.1	16	8	0	0	0	0

- Todas las tensiones en las barras estan dentro de los limites
- Todas las corrientes en las lineas cuyos máximos valores han sido fijados estan dentro de los lmites

CUADRO N° 4.7

**FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
ALTERNATIVA II - CIRCUITO II**

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS
1 SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	2283	1166	0	0
2 DV-01	2	23.84	0.0	1	2	0	0	0	0
3 DV-02	2	23.77	0.0	1	1	0	0	0	0
4 DV-03	2	23.52	-0.1	0	1	0	0	0	0
5 DV-04	2	23.13	-0.2	0	1	0	0	0	0
6 DV-05	2	22.88	-0.2	1	2	0	0	0	0
7 DV-06	2	22.77	-0.2	1	2	0	0	0	0
8 UTCURARCA	2	22.66	-0.3	94	69	0	0	0	0
9 SAUCE	2	22.49	-0.3	446	217	0	0	0	0
10 DOS DE MAYO	2	22.48	-0.3	33	16	0	0	0	0
11 NUEVA VENECIA	2	23.84	0.0	24	12	0	0	0	0
12 DV-07	2	23.63	0.0	2	3	0	0	0	0
13 BELLO HORIZONTE	2	23.61	0.0	65	32	0	0	0	0
14 SAN FERNANDO PUCAYACU	2	23.61	0.0	10	5	0	0	0	0
15 LA UNION	2	23.63	0.0	38	19	0	0	0	0
16 LAS FLORES PUCAYACU	2	23.51	-0.1	9	5	0	0	0	0
17 SAN JOSE	2	23.51	-0.1	21	10	0	0	0	0
18 SHAPAJA	2	23.04	-0.2	185	90	0	0	0	0
19 DV-08	2	23.02	-0.2	1	2	0	0	0	0
20 BANDA DE CHAZUTA	2	23.49	0.0	58	32	0	0	0	0
21 CHAZUTA	2	23.47	0.0	422	205	0	0	0	0
22 TUNUN TUNUMBE	2	23.43	0.0	41	24	0	0	0	0
23 LLUCANAYACU	2	23.42	0.0	11	6	0	0	0	0
24 SHILCAYO	2	23.41	0.0	28	14	0	0	0	0
25 CURIYACU	2	23.40	0.0	30	14	0	0	0	0
26 AGUANO MOYUNA	2	23.01	-0.2	52	26	0	0	0	0
27 RAMON CASTILLA	2	23.00	-0.2	23	12	0	0	0	0
28 SANTA ROSA	2	23.42	0.0	26	15	0	0	0	0
29 CANAYO	2	23.42	0.0	11	6	0	0	0	0
30 MAMONAQUIHUA	2	22.83	-0.2	57	28	0	0	0	0
31 FLORES DE MAMONAQUIHUA	2	22.79	-0.2	83	41	0	0	0	0
32 UNION DE MAMONAQUIHUA	2	22.78	-0.2	25	12	0	0	0	0
33 CRISTOBAL DE OPAQUIHUA	2	22.77	-0.2	16	8	0	0	0	0
34 YACUCATINA	2	22.73	-0.2	29	15	0	0	0	0
35 PILLUANA	2	22.66	-0.2	59	29	0	0	0	0
36 MISHQUIYACU	2	22.61	-0.2	52	26	0	0	0	0
37 TRES UNIDOS	2	22.57	-0.2	181	88	0	0	0	0
38 MACHUNGO	2	22.66	-0.3	27	13	0	0	0	0
39 CERRO SAN PABLO	2	22.65	-0.3	20	10	0	0	0	0

Todas las tensiones en las barras estan dentro de los limites

- Todas las corrientes en las líneas cuyos máximos valores han sido fijados estan dentro de los límites

CUADRO N° 4.7

**FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
ALTERNATIVA II - CIRCUITO III**

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS	
1	S.E. TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	5020	2814	0	0
2	CARGA ESPECIAL	2	23.25	-1.1	99	49	0	0	0	0
3	DV-01	2	22.88	-1.7	-9	4	0	0	0	0
4	LA UNION	2	22.84	-1.8	25	13	0	0	0	0
5	LA MARGI	2	22.67	-2.0	54	33	0	0	0	0
6	DV-02	2	22.64	-2.0	-3	2	0	0	0	0
7	MACEDA	2	22.56	-2.2	63	37	0	0	0	0
8	SANTA ANA	2	22.53	-2.2	24	14	0	0	0	0
9	LAS FLORES	2	22.44	-2.4	17	15	0	0	0	0
10	SAN ANTONIO	2	22.40	-2.4	38	22	0	0	0	0
11	CHURUYACU	2	22.33	-2.5	14	9	0	0	0	0
12	SOLO	2	22.24	-2.7	15	11	0	0	0	0
13	SAN MIGUEL	2	22.14	-2.7	167	83	0	0	0	0
14	PUENTE BOLIVIA	2	21.97	-2.8	14	18	0	0	0	0
15	DV-03	2	21.94	-2.8	-2	4	0	0	0	0
16	TABALOSOS	2	21.70	-3.0	955	469	0	0	0	0
17	DV-04	2	21.70	-3.0	-1	1	0	0	0	0
18	NAZARETH	2	21.66	-2.9	7	8	0	0	0	0
19	MACHINGAO	2	21.65	-2.9	13	8	0	0	0	0
20	ESTANCIA	2	21.64	-2.9	29	15	0	0	0	0
21	DV-05	2	21.62	-2.9	-3	1	0	0	0	0
22	PUEBLO NUEVO	2	21.60	-3.0	9	5	0	0	0	0
23	SOMOS LIBRES	2	21.59	-3.0	11	6	0	0	0	0
24	SAN JUAN	2	21.58	-3.0	15	7	0	0	0	0
25	DV-06	2	23.12	-1.1	-3	6	0	0	0	0
26	DV-07	2	23.12	-1.1	0	1	0	0	0	0
27	SAN ROQUE DE CUMBAZA	2	23.11	-1.1	58	28	0	0	0	0
28	MISHQUIYACU	2	23.10	-1.1	16	8	0	0	0	0
29	SAN PEDRO DE CUMBAZA	2	23.11	-1.1	30	16	0	0	0	0
30	SAN ANTONIO DE CUMBAZA	2	23.09	-1.1	169	83	0	0	0	0
31	LA BANDA DE CUMBAZA	2	23.09	-1.1	16	8	0	0	0	0
32	AUCALOMA	2	23.11	-1.1	32	16	0	0	0	0
33	CACATACHI	2	22.84	-1.8	268	131	0	0	0	0
34	RUMIZAPA	2	22.73	-1.9	80	40	0	0	0	0
35	LAMAS	2	22.51	-2.1	1128	547	0	0	0	0
36	PAMASHTO	2	22.44	-2.1	110	55	0	0	0	0
37	ALTO SHAMBUYACU	2	22.43	-2.1	27	13	0	0	0	0
38	SHAPUMBA	2	22.72	-1.9	13	6	0	0	0	0
39	PACCHILLA	2	22.71	-1.9	41	20	0	0	0	0
40	CHIRAPATA	2	22.70	-1.9	27	13	0	0	0	0
41	URCOPATA	2	22.70	-1.9	10	5	0	0	0	0
42	VISTA ALEGRE	2	22.43	-2.1	10	5	0	0	0	0
43	BELLAVISTA	2	22.43	-2.1	19	9	0	0	0	0
44	HUAPO	2	22.43	-2.1	12	6	0	0	0	0
45	MURILLO	2	22.43	-2.1	15	7	0	0	0	0
46	CUÑUMBUQUI	2	22.74	-1.7	162	81	0	0	0	0
47	PAMPA HERMOZA	2	22.72	-1.7	32	17	0	0	0	0
48	ZAPATERO	2	22.68	-1.7	121	60	0	0	0	0
49	POLOPONTA	2	22.64	-1.7	18	9	0	0	0	0
50	DV-08	2	22.59	-1.7	-1	1	0	0	0	0
51	NUEVO CELENDIN	2	22.55	-1.7	41	20	0	0	0	0

CUADRO N° 4.7

**FLUJO DE CARGA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
ALTERNATIVA II - CIRCUITO III**

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS
52	SAN JUAN DE TALLIQUIHUI	2	22.45	-1.6	63	31	0	0	0
53	SANTA MARTHA	2	22.43	-1.6	87	42	0	0	0
54	PUCACACA	2	22.73	-1.7	33	17	0	0	0
55	HUIMBA MOYUMA	2	22.73	-1.7	13	6	0	0	0
56	DV-09	2	22.69	-1.7	-2	2	0	0	0
57	DV-10	2	22.69	-1.7	-1	0	0	0	0
58	NUEVO MUNDO	2	22.69	-1.7	24	12	0	0	0
59	CARANAYACU	2	22.69	-1.7	21	10	0	0	0
60	BAGAZAN	2	22.69	-1.7	22	11	0	0	0
61	ESTERO	2	22.68	-1.7	9	5	0	0	0
62	PANCUY	2	22.67	-1.7	10	5	0	0	0
63	UCHUMUYACA	2	22.59	-1.7	12	6	0	0	0
64	NUEVO PROGRESO	2	22.58	-1.7	17	8	0	0	0
65	SANTA CRUZ	2	22.54	-1.7	19	9	0	0	0
66	CHURUZAPA	2	22.63	-2.0	61	30	0	0	0
67	SHAMBOLOA	2	22.63	-2.0	15	7	0	0	0
68	DV-11	2	21.92	-2.8	-3	7	0	0	0
69	DV-12	2	21.89	-2.8	-1	2	0	0	0
70	PINTO RECODO	2	21.87	-2.8	86	42	0	0	0
71	DV-13	2	21.86	-2.8	-2	1	0	0	0
72	CHURUZAPA	2	21.85	-2.8	14	7	0	0	0
73	SHANAO	2	21.91	-2.8	170	82	0	0	0
74	MISHQUIYACU	2	21.88	-2.8	22	11	0	0	0
75	CHUMBAQUIHUI	2	21.87	-2.8	17	8	0	0	0
76	MISHQUILLAQUIO	2	21.85	-2.8	24	12	0	0	0
77	BAMBAS	2	21.69	-3.0	19	9	0	0	0
78	PONUZAPA	2	21.62	-2.9	20	10	0	0	0

- Todas las tensiones en las barras estan dentro de los limites
- Todas las corrientes en las líneas cuyos máximos valores han sido fijados estan dentro de los límites

CUADRO N° 4.8

**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALTERNATIVA III**

Item	Barra	Tipo	Tensión	Potencia		Tensión	Distancia		Parametros	
			Nomin. kV	Activa kW	Reac. kVAR	Base kV	Tramo	Long. km	R Ohm/km	X _L Ohm/km

CIRCUITO I

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045			0.0	0.0
2	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		01-02	4.4	1.6	0.5
3	LAS PALMAS	2	22.9	97.8	47.4		02-03	1.1	1.6	0.5
4	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		03-04	0.9	1.6	0.5
5	TRES OCTUBRE	2	22.9	125.6	60.8		04-05	0.5	1.6	0.5
6	JUAN GUERRA	2	22.9	346.1	167.6		05-06	5.4	1.6	0.5
7	INIPA	2	22.9	50.0	24.2		06-07	1.3	1.6	0.5
8	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		02-08	1.4	1.5	0.5
9	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		08-09	1.1	1.5	0.5
10	SANTA ROSA	2	22.9	38.9	18.8		09-10	1.6	1.5	0.5
11	SAN FRANCISCO	2	22.9	20.9	10.1		10-11	7.4	1.5	0.5
12	SAN FERNANDO	2	22.9	27.4	13.3		11-12	4.7	1.6	2.2
13	CHONTA MUYO	2	22.9	24.3	12.0		08-13	0.8	1.6	2.2
14	SAN JUAN	2	22.9	21.5	10.4		09-14	0.8	1.6	2.2
15	SAN MARTIN	2	22.9	16.1	7.8		04-15	1.9	1.6	2.2

CIRCUITO II

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045			0.0	0.0
2	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		01-02	2.1	0.8	0.5
3	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		02-03	4.0	0.8	0.5
4	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		03-04	0.9	0.8	0.5
5	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		04-05	6.4	0.8	0.5
6	DV-05	2	22.9	0.0	0.0		05-06	5.2	0.8	0.5
7	DV-06	2	22.9	0.0	0.0		06-07	2.5	0.8	0.5
8	UTCURARCA	2	22.9	93.5	45.3		07-08	4.0	0.8	0.5
9	SAUCE	2	22.9	445.4	215.7		08-09	8.6	0.8	0.5
10	DOS DE MAYO	2	22.9	32.7	15.8		09-10	2.3	1.1	0.5
11	NUEVA VENECIA	2	22.9	23.9	11.6		02-11	2.3	1.6	2.2
12	DV-07	2	22.9	0.0	0.0		03-12	2.5	1.5	0.5
13	BELLO HORIZONTE	2	22.9	64.9	31.4		12-13	2.8	1.5	0.5
14	SN FERNANDO DE PUCAYACU	2	22.9	9.5	4.6		13-14	1.5	1.6	2.2
15	LA UNION	2	22.9	38.2	18.5		12-15	1.0	1.5	0.5
16	LAS FLORES DE PUCAYACU	2	22.9	8.7	4.2		04-16	2.2	1.6	2.2
17	SAN JOSE	2	22.9	16.1	7.8		16-17	1.5	1.6	2.2
18	SHAPAJA	2	22.9	185.1	89.6		05-18	6.5	1.1	0.5
19	DV-08	2	22.9	0.0	0.0		18-19	14.4	1.1	0.5
20	LA BANDA DE CHAZUTA	2	22.9	54.9	26.6		19-20	4.0	1.1	0.5
21	CHAZUTA	2	22.9	421.2	204.0		20-21	0.8	1.1	0.5
22	TUNUN TUNUMBE	2	22.9	41.0	19.9		21-22	4.8	1.1	0.5
23	LLUCANAYACU	2	22.9	10.0	4.8		22-23	2.8	1.1	0.5
24	SHILCAYO	2	22.9	24.1	11.7		23-24	0.7	1.1	0.5
25	CURIYACU	2	22.9	29.6	14.3		24-25	13.0	1.6	2.2
26	AGUANO MOYUNA	2	22.9	52.4	25.4		19-26	0.8	1.5	0.5
27	RAMON CASTILLA	2	22.9	23.1	11.2		26-27	3.8	1.6	2.2
28	SANTA ROSA	2	22.9	25.9	12.5		27-28	0.7	1.6	2.2
29	CANAYO	2	22.9	11.5	5.6		28-29	0.7	1.6	2.2
30	MAMONAQUIHUA	2	22.9	56.9	27.6		06-30	14.4	1.1	0.5
31	FLORES DE MAMONAQUIHUA	2	22.9	82.7	40.1		30-31	5.4	1.1	0.5
32	UNION DE MAMONAQUIHUA	2	22.9	25.1	12.2		31-32	2.9	1.5	0.5

CUADRO N° 4.8

**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALTERNATIVA III**

Item	Barra	Tipo	Tensión	Potencia		Tensión	Distancia		Parametros	
			Nomin. kV	Activa kW	Reac. kVAR	Base kV	Tramo	Long. km	R Ohm/km	XL Ohm/km
33	SN CRISTOBAL DE OPAQUIHU	2	22.9	16.3	7.9		32-33	4.5	1.6	2.2
34	YACUCATINA	2	22.9	29.0	14.0		07-34	2.5	1.1	0.5
35	PILLUANA	2	22.9	58.5	28.3		34-35	14.0	1.1	0.5
36	MISHQUIYACU	2	22.9	52.0	25.2		35-36	3.5	1.1	0.5
37	TRES UNIDOS	2	22.9	181.3	87.8		36-37	4.0	1.1	0.5
38	MACHUNGO	2	22.9	26.6	12.9		07-38	2.5	1.6	2.2
39	CERRO SAN PABLO	2	22.9	20.5	9.9		07-39	4.3	1.6	2.2

CIRCUITO III

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045			0.0	0.0
2	CARGA ESPECIALES	2	22.9	100.0	48.4		01-02	7.8	0.4	0.5
3	CACATACHI	2	22.9	268.7	130.1		02-03	5.0	0.4	0.5
4	RUMIZAPA	2	22.9	81.1	37.3		03-04	2.5	0.4	0.5
5	LAMAS	2	22.9	1128.2	546.4		04-05	5.3	0.4	0.5
6	PAMASHTO	2	22.9	111.2	53.9		05-06	7.0	1.1	0.5
7	ALTO SHAMBUYACU	2	22.9	27.2	13.2		06-07	3.5	1.6	2.2
8	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		02-08	7.0	1.1	0.5
9	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		08-09	0.3	1.1	0.5
10	SAN ROQUE DE CUMBAZA	2	22.9	57.8	28.0		09-10	3.0	1.1	0.5
11	MISHQUIYACU	2	22.9	15.8	7.7		10-11	3.8	1.6	2.2
12	SAN PEDRO DE CUMBAZA	2	22.9	30.9	15.0		08-12	0.7	1.1	0.5
13	SAN ANTONIO DE CUMBAZA	2	22.9	170.2	82.4		12-13	1.0	1.1	0.5
14	LA BANDA DE CUMBAZA	2	22.9	13.8	6.7		13-14	0.7	1.6	2.2
15	AUCALOMA	2	22.9	32.4	15.7		09-15	3.2	1.1	0.5
16	SHAPUMBA	2	22.9	13.3	6.4		04-16	4.0	1.6	2.2
17	PACCHILLA	2	22.9	41.7	20.2		04-17	2.5	1.1	0.5
18	CHIRAPATA	2	22.9	27.3	13.2		17-18	2.0	1.6	2.2
19	URCOPATA	2	22.9	9.6	4.6		18-19	2.4	1.6	2.2
20	VISTA ALEGRE	2	22.9	9.8	4.7		06-20	2.6	1.6	2.2
21	BELLAVISTA	2	22.9	18.7	9.1		06-21	2.0	1.6	2.2
22	HUAPO	2	22.9	12.0	5.8		06-22	2.0	1.6	2.2
23	MURILLO	2	22.9	14.8	7.2		22-23	2.0	1.6	2.2

CIRCUITO IV

1	SE TARAPOTO	1	22.9	0.0	0.0	24.045		0.0	0.0	
2	LA UNION	2	22.9	26.0	12.6		01-02	12.7	0.4	0.4
3	LA MARGINAL	2	22.9	60.4	29.3		02-03	4.0	0.4	0.4
4	DV-01	2	22.9	0.0	0.0		03-04	0.8	0.4	0.4
5	MACEDA	2	22.9	69.8	33.8		04-05	2.1	0.4	0.4
6	SANTA ANA	2	22.9	26.6	12.9		05-06	0.9	0.4	0.4
7	LAS FLORES	2	22.9	24.1	11.7		06-07	2.5	0.6	0.4
8	SAN ANTONIO	2	22.9	41.2	20.0		07-08	1.0	0.6	0.4
9	CHURUYACU	2	22.9	17.0	8.2		08-09	2.0	0.6	0.4
10	SOLO	2	22.9	17.4	8.4		09-10	2.8	0.6	0.4
11	SAN MIGUEL	2	22.9	168.1	81.4		10-11	1.8	0.6	0.4
12	PUENTE BOLIVIA	2	22.9	20.9	10.1		11-12	3.4	0.6	0.4
13	DV-02	2	22.9	0.0	0.0		12-13	0.7	0.6	0.4
14	TABALOSOS	2	22.9	959.4	464.6		13-14	6.1	0.6	0.4
15	DV-03	2	22.9	0.0	0.0		14-15	1.0	0.6	0.4
16	NAZARETH	2	22.9	8.9	4.3		15-16	6.5	1.1	0.5

CUADRO N° 4.8

FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
DATOS DE ENTRADA ALTERNATIVA III

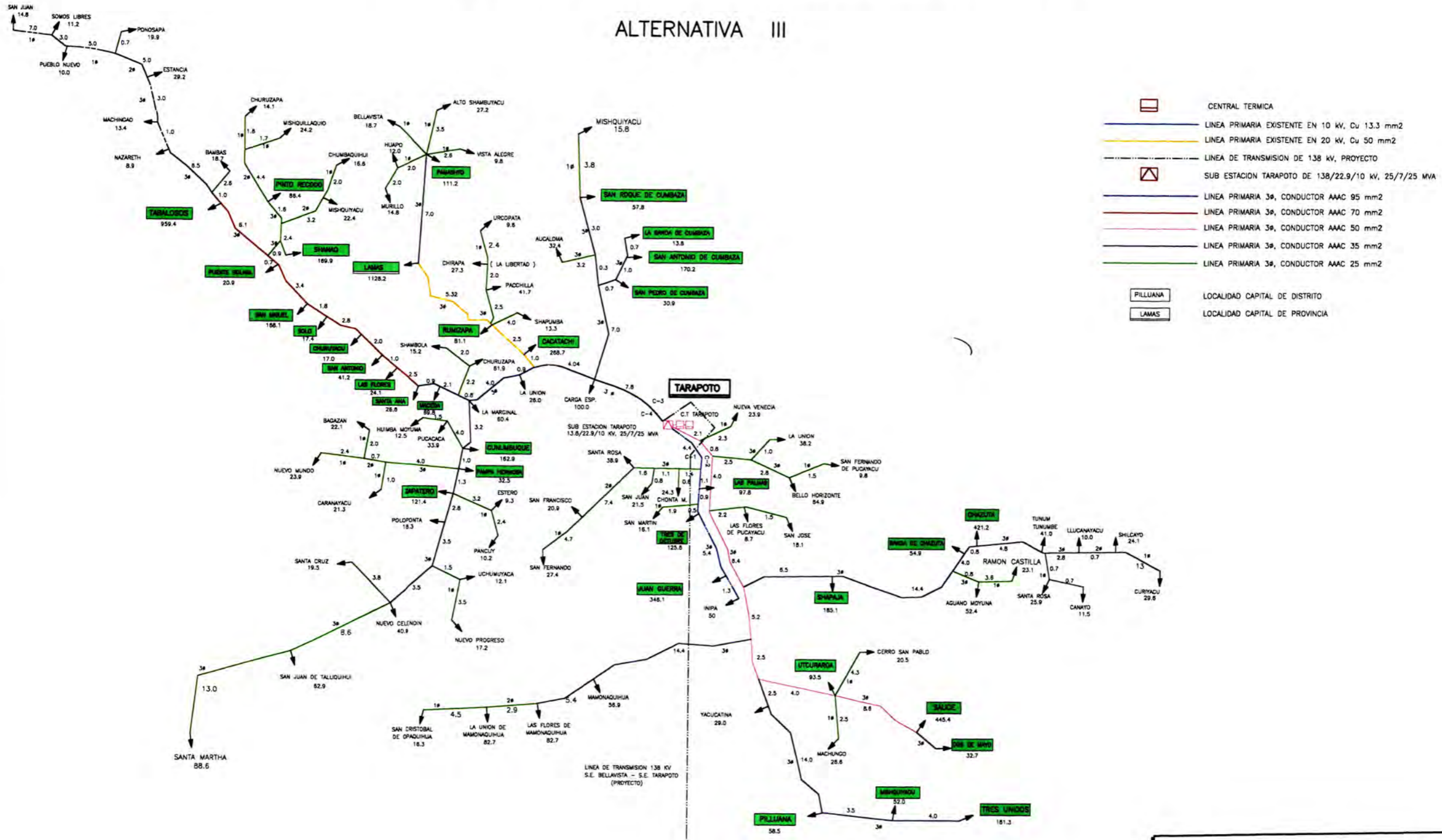
Item	Barra	Tipo	Tensión	Potencia		Tensión	Distancia		Parametros	
			Nomin. kV	Activa kW	Reac. kVAR	Base kV	Tramo	Long. km	R Ohm/km	X _L Ohm/km
17	MACHINGAO	2	22.9	13.4	6.5		16-17	1.0	1.1	0.5
18	ESTANCIA	2	22.9	29.2	14.1		17-18	3.0	1.1	0.5
19	DV-04	2	22.9	0.0	0.0		18-19	5.0	1.1	0.5
20	PUEBLO NUEVO	2	22.9	10.0	4.8		19-20	5.0	1.2	2.2
21	SOMOS LIBRES	2	22.9	11.2	5.4		20-21	3.0	1.2	2.2
22	SAN JUAN	2	22.9	14.8	7.2		21-22	7.0	1.2	2.2
23	CUÑUMBUQUE	2	22.9	162.9	78.9		03-23	3.2	1.1	0.5
24	PAMPA HERMOSA	2	22.9	32.5	15.7		23-24	1.0	1.1	0.5
25	ZAPATERO	2	22.9	121.4	58.8		24-25	1.3	1.1	0.5
26	POLOPONTA	2	22.9	18.3	8.9		25-26	2.8	1.1	0.5
27	DV-05	2	22.9	0.0	0.0		26-27	3.5	1.1	0.5
28	NUEVO CELENDIN	2	22.9	40.9	19.8		27-28	3.5	1.1	0.5
29	SAN JUAN DE TALLAQUIHUI	2	22.9	62.9	30.5		28-29	8.6	1.5	0.5
30	SANTA MARTHA	2	22.9	88.6	42.9		29-30	13.0	1.5	0.5
31	PUCACACA	2	22.9	33.9	16.4		23-31	4.0	1.5	0.5
32	HUIMBA MOYUNA	2	22.9	12.5	6.1		31-32	1.5	1.6	2.2
33	DV-06	2	22.9	0.0	0.0		24-33	4.0	1.5	0.5
34	DV-07	2	22.9	0.0	0.0		33-34	0.7	1.5	0.5
35	NUEVO MUNDO	2	22.9	23.9	11.6		34-35	2.4	1.6	2.2
36	CARANAYACU	2	22.9	21.3	10.3		33-36	1.0	1.6	2.2
37	BAGAZAN	2	22.9	22.1	10.7		34-37	2.0	1.6	2.2
38	ESTERO	2	22.9	9.3	4.5		25-38	3.2	1.6	2.2
39	PANCUY	2	22.9	10.2	4.9		38-39	2.4	1.6	2.2
40	UCHUMUYACA	2	22.9	12.1	5.9		27-40	1.5	1.6	2.2
41	NUEVO PROGRESO	2	22.9	17.2	8.3		40-41	3.5	1.6	2.2
42	SANTA CRUZ	2	22.9	19.5	9.4		28-42	3.8	1.6	2.2
43	CHURUZAPA	2	22.9	61.9	30.0		04-43	2.2	1.5	0.5
44	SHAMBOLOA	2	22.9	15.2	7.4		43-44	2.0	1.6	2.2
45	DV-08	2	22.9	0.0	0.0		13-45	0.9	1.5	0.5
46	DV-09	2	22.9	0.0	0.0		45-46	2.4	1.5	0.5
47	PINTO RECODO	2	22.9	86.4	41.8		46-47	1.6	1.5	0.5
48	DV-10	2	22.9	0.0	0.0		47-48	4.4	1.5	0.5
49	CHURUZAPA	2	22.9	14.1	6.8		48-49	1.8	1.6	2.2
50	SHANAO	2	22.9	169.9	82.3		45-50	0.5	1.5	0.5
51	MISHQUIYACU	2	22.9	22.4	10.8		46-51	3.2	1.5	0.5
52	CHUMBAQUIHUI	2	22.9	16.6	8.0		51-52	2.0	1.6	2.2
53	MISHQUILLAQUIO	2	22.9	24.2	11.7		48-53	1.7	1.6	2.2
54	BAMBAS	2	22.9	18.7	9.1		15-54	2.6	1.6	2.2
55	PONOSAPA	2	22.9	19.9	9.6		19-55	0.7	1.6	2.2

Coefficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión mínima	0.94
Coefficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión máxima	1.06
Factor de Carga Activa (p.u.)	0.55
Factor de Carga Reactiva (p.u.)	0.70
Periodo de evaluación de la energía (horas)	8760

Gráfico 4.3

ESQUEMA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

ALTERNATIVA III



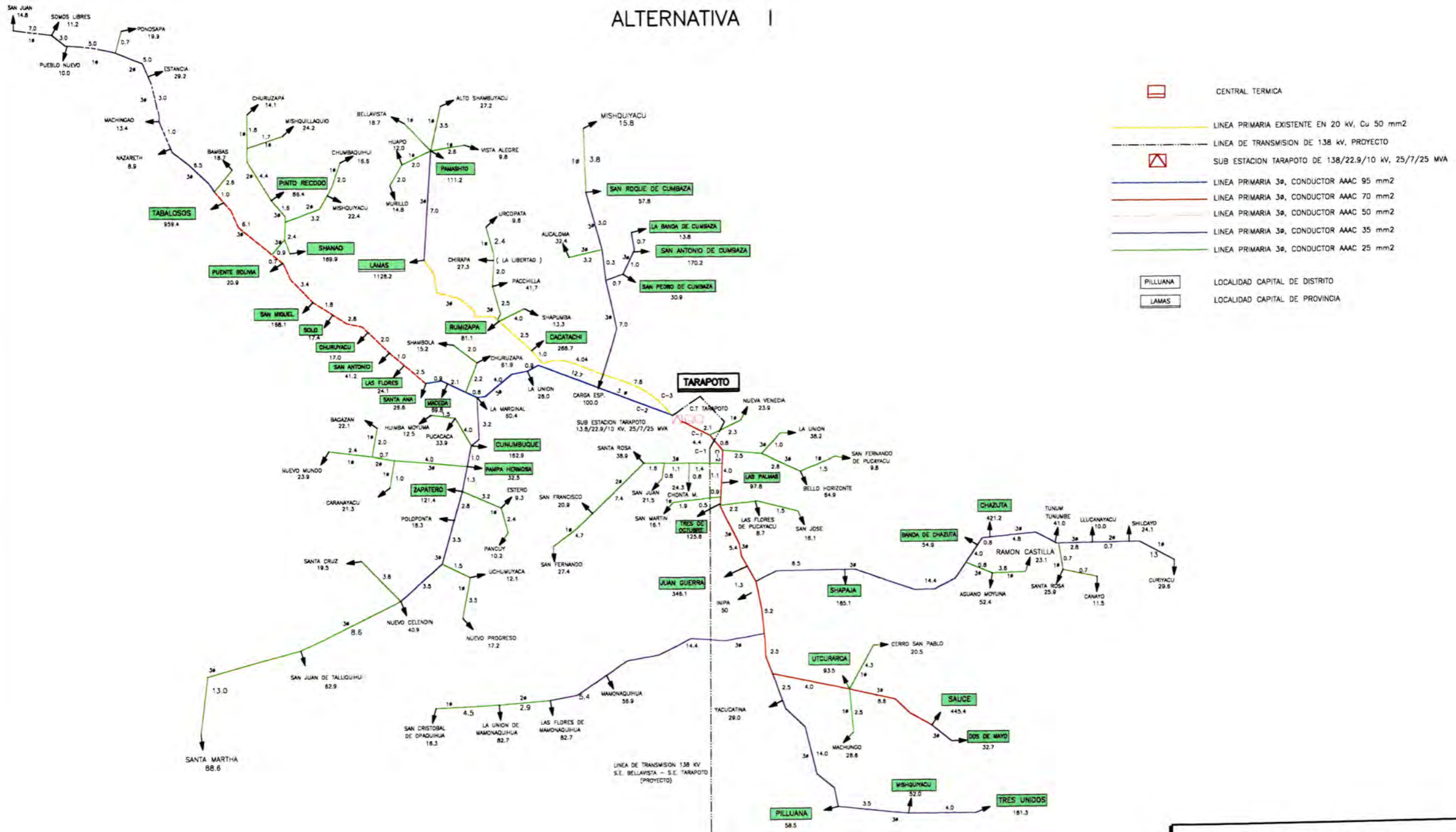
- CENTRAL TERMICA
- LINEA PRIMARIA EXISTENTE EN 10 kV, Cu 13.3 mm²
- LINEA PRIMARIA EXISTENTE EN 20 kV, Cu 50 mm²
- LINEA DE TRANSMISION DE 138 kV, PROYECTO
- SUB ESTACION TARAPOTO DE 138/22.9/10 KV, 25/7/25 MVA
- LINEA PRIMARIA 38, CONDUCTOR AAAC 95 mm²
- LINEA PRIMARIA 38, CONDUCTOR AAAC 70 mm²
- LINEA PRIMARIA 38, CONDUCTOR AAAC 50 mm²
- LINEA PRIMARIA 38, CONDUCTOR AAAC 35 mm²
- LINEA PRIMARIA 38, CONDUCTOR AAAC 25 mm²
- LOCALIDAD CAPITAL DE DISTRITO
- LOCALIDAD CAPITAL DE PROVINCIA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DESIGNACION PLANEAMIENTO Y ESTUDIO DEFINITIVO DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA				
DISEÑO	REVISO	FECHA:	ESCALA:	PLANO:
A.J.V.	L.J.O.	ENERO- 99	1/1000	

Gráfico 4.1

ESQUEMA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

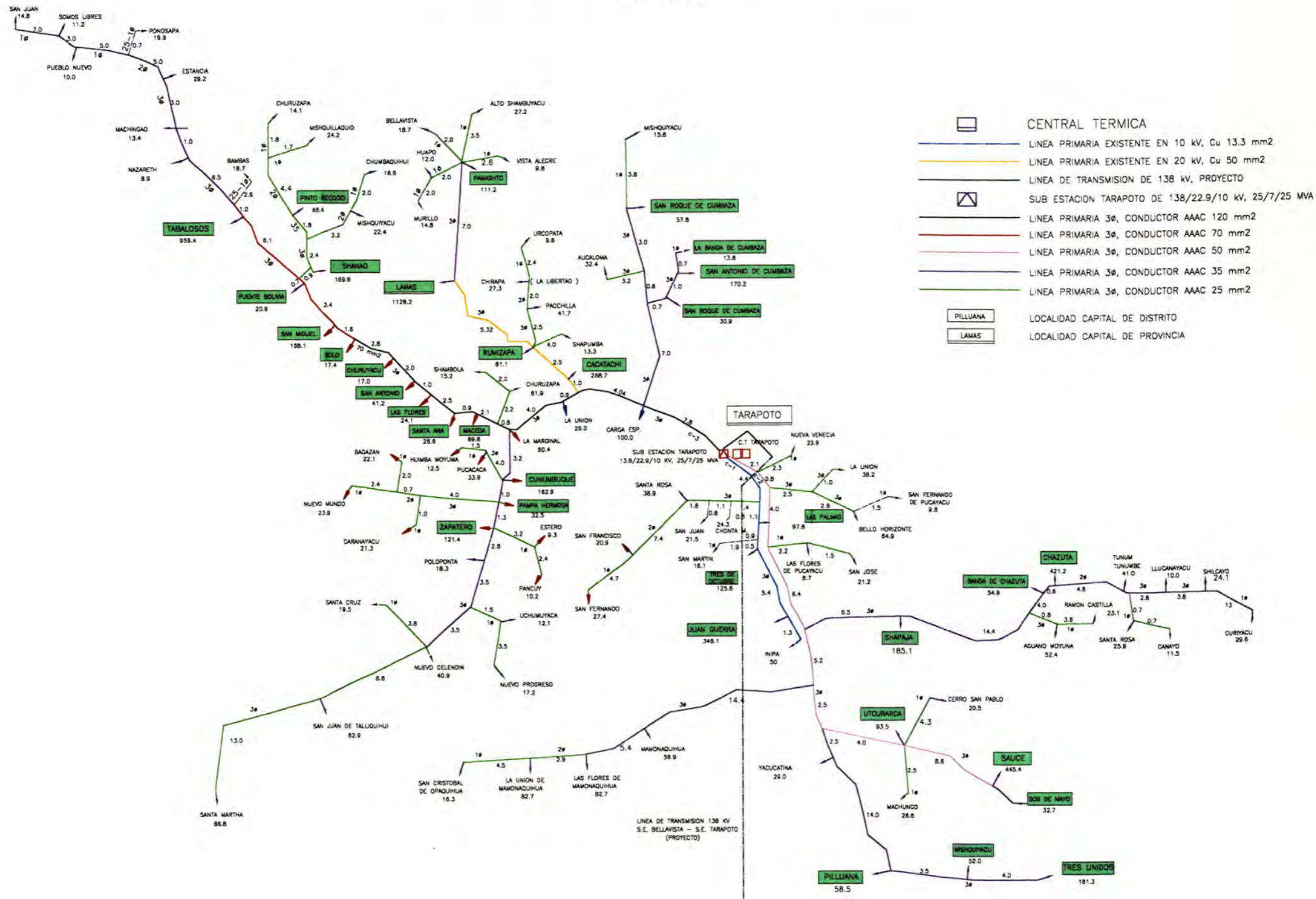
ALTERNATIVA I



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DESIGNACION				
PLANEAMIENTO Y ESTUDIO DEFINITIVO DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO				
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA				
DISEÑO	REVISÓ	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-99	1/1000	

Gráfico 4.2

ESQUEMA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO ALTERNATIVA II



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
PROYECTO: FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DESIGNACION PLANEAMIENTO Y ESTUDIO DEFINITIVO DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA				
DISEÑO	REVISO	FECHA:	ESCALA:	PLANO:
A.J.V.	L.J.O.	ENERO- 99	1/1000	

CUADRO N° 4.12

INVERSION REQUERIDA PARA REFORZAR Y/O ADECUAR LINEAS PRIMARIAS EXISTENTES

Item	Descripción	Metrado		Presupuesto en USA \$		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Costo Parcial	Total
A ALTERNATIVA I						
A-1 REFORZAR LINEA PRIMARIA C.T. TARAPOTO-JUAN GUERRA-INIPA DE 13.3 kMS						
1.0	DESMONTAJE					11036.6
1.1	Conductor de Cu. 13.3 mm ² de sección	km	41.23	212.2	8748.0	
1.2	De cadenas de aisladores	u	126	7.1	899.6	
1.3	Crucetas de concreto armado	u	30	6.9	207.0	
1.4	Postes de c.a.c. de 12 metros	u	30	39.4	1182.0	
2.0	SUMINISTRO DE MATERIALES					41782.1
2.1	Postes de c.a.c. de 12/300	u	30	200.3	6009.6	
2.2	Crucetas de concreto armado	u	30	53.2	1594.8	
2.3	Conductor aleación de aluminio 70 mm ²	km	41.23	733.6	30247.7	
2.4	Grapas de anclaje de aluminio	u	120	12.6	1510.8	
2.5	Varillas de armar para conductor 70 mm ²	u	315	7.7	2419.2	
3.0	MONTAJE ELECTROMECHANICO					21535.6
3.1	Postes de c.a.c. de 12/300	u	30	176.5	5296.2	
3.2	Armados tipo CC4	u	21	48.9	1026.3	
3.3	Armados tipo CC1	u	9	45.1	406.0	
3.4	Conductor aleación de aluminio 70 mm ²	km	41.23	359.1	14807.2	
4.0	TRANSPORTE DE MATERIALES					4178.2
	Total Costos Directos					78532.5
A-2 ADECUAR LINEA PRIMARIA C.T. TARAPOTO-LAMAS						
1.0	DESMONTAJE					183.6
1.1	Seccionadores fusibles	u	6	15.3	91.8	
1.2	Pararrayos	u	6	15.3	91.8	
2.0	SUMINISTRO DE MATERIALES					1359.7
2.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	113.3	679.9	
2.2	Pararrayos	u	6	113.3	679.9	
3.0	MONTAJE ELECTROMECHANICO					166.9
3.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	13.9	83.5	
3.2	Pararrayos	u	6	13.9	83.5	
4.0	TRANSPORTE DE MATERIALES					136.0
	Total Costos Directos					1846.2
A-3 CONSTRUCCION LINEA PRIMARIA DOBLE TERNA 0.40 KM DE LONGITUD						
1.0	Costo Línea Primaria de doble terna					8800.0
	Total Costos Directos Alternativa I					89178.8
	Gastos Generales y Utilidades					22294.7
	Impuesto General a las Ventas					20065.2
	Total costos adicionales para reforzar, adecuar y construir L.P en la Alternativa I					131538.7

CUADRO N° 4.12

INVERSION REQUERIDA PARA REFORZAR Y/O ADECUAR LINEAS PRIMARIAS EXISTENTES

Item	Descripción	Metrado		Presupuesto en USA \$		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Costo Parcial	Total
B ALTERNATIVA II						
B-1 ADECUAR LINEA PRIMARIA C.T. TARAPOTO-JUAN GUERRA						
1.0	DESMONTAJE					183.6
1.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	15.3	91.8	
1.2	Pararrayos	u	6	15.3	91.8	
2.0	SUMINISTRO DE MATERIALES					1359.7
2.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	113.3	679.9	
2.2	Pararrayos	u	6	113.3	679.9	
3.0	MONTAJE ELECTROMECHANICO					166.9
3.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	13.9	83.5	
3.2	Pararrayos	u	6	13.9	83.5	
4.0	TRANSPORTE DE MATERIALES					136.0
	Total Costos Directos					1846.2
B-2 ADECUAR LINEA PRIMARIA CACATACHI-LAMAS						
1.0	DESMONTAJE					183.6
1.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	15.3	91.8	
1.2	Pararrayos	u	6	15.3	91.8	
2.0	SUMINISTRO DE MATERIALES					1359.7
2.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	113.3	679.9	
2.2	Pararrayos	u	6	113.3	679.9	
3.0	MONTAJE ELECTROMECHANICO					166.9
3.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	13.9	83.5	
3.2	Pararrayos	u	6	13.9	83.5	
4.0	TRANSPORTE DE MATERIALES					136.0
	Total Costo Directo					1846.2
	Total Costo Directo Alternativa II					3692.4
	Gastos Generales y Utilidades					923.1
	Impuesto General a las Ventas					830.8
	Total Costo para adecuar lineas primarias en la II Alternativa					5446.4

CUADRO N° 4.12

INVERSION REQUERIDA PARA REFORZAR Y/O ADECUAR LINEAS PRIMARIAS EXISTENTES

Item	Descripción	Medrado		Presupuesto en USA \$		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Costo Parcial	Total
C ALTERNATIVA III						
C-1 ADECUAR LINEA PRIMARIA C.T. TARAPOTO-JUAN GUERRA						
1.0	DESMONTAJE					183.6
1.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	15.3	91.8	
1.2	Pararrayos	u	6	15.3	91.8	
2.0	SUMINISTRO DE MATERIALES					1359.7
2.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	113.3	679.9	
2.2	Pararrayos	u	6	113.3	679.9	
3.0	MONTAJE ELECTROMECHANICO					166.9
3.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	13.9	83.5	
3.2	Pararrayos	u	6	13.9	83.5	
4.0	TRANSPORTE DE MATERIALES					136.0
	Total Costos Directos					1846.2
C-2 ADECUAR LINEA PRIMARIA CACATACHI-LAMAS						
1.0	DESMONTAJE					183.6
1.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	15.3	91.8	
1.2	Pararrayos	u	6	15.3	91.8	
2.0	SUMINISTRO DE MATERIALES					1359.7
2.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	113.3	679.9	
2.2	Pararrayos	u	6	113.3	679.9	
3.0	MONTAJE ELECTROMECHANICO					166.9
3.1	Seccionadores fusibles tipo Cut Out	u	6	13.9	83.5	
3.2	Pararrayos	u	6	13.9	83.5	
4.0	TRANSPORTE DE MATERIALES					136.0
	Total Costos Directos					1846.2
	Total Costo Directo Alternativa III					3692.4
	Gastos Generales y Utilidades					923.1
	Impuesto General a las Ventas					830.8
	Total costos para adecuar líneas primarias en la Alternativa III					5446.4

CUADRO N° 4.13

BALANCE DE CARGA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Descripción	Tipos de Cargas			
		Carga 3Ø (kW)	Carga 1Ø (kW)		
			R	S	T
A	CIRCUITO 1 : RAMAL SUR				
1	Nueva Venecia				23.9
2	Bello Horizonte	64.9			
3	La Unión	38.2			
4	San Fernando de Pucayacu		9.8		
5	Santa Rosa	38.9			
6	San Francisco				20.9
7	San Fernando		27.4		
8	Chonta Muyo			24.3	
9	San Juan		21.5		
10	Las Palmas	97.8			
11	San Martín			16.1	
12	Las Flores de Pucayacu + San José			29.9	
13	Tres de Octubre	125.6			
14	Juan Guerra	346.1			
15	Shapaja	185.5			
16	Aguano Moyuna	52.4			
17	Ramón Castilla			23.1	
18	Banda de Chazuta	54.9			
19	Chazuta	421.2			
20	Tunun Tunumbe	41.0			
21	Llucanayacu				10.0
22	Shilcayo				28.1
23	Curiyacu		29.6		
24	Santa Rosa + Canayo				37.4
25	Mamonaquihua	56.9			
26	Las Flores de Mamonaquihua	82.7			
27	La Unión de Mamonaquihua		25.1		
28	San Cristobal de Opaquihua			16.3	
29	Utcurarca	93.5			
30	Sauce	445.4			
31	Dos de Mayo	32.7			
32	Cerro San Pablo				20.5
33	Machungo		26.5		
34	Yacucatina			29.0	
35	Pilluana	58.5			
36	Mishquiyacu	52.0			
37	Tres Unidos	181.3			
	Sub Total en el Circuito	2469.5	139.9	138.7	140.8
	Balance a Nivel del Circuito		0.87%		1.51%

CUADRO N° 4.13

BALANCE DE CARGA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Descripción	Tipos de Cargas			
		Carga 3Ø (kW)	Carga 1Ø (kW)		
			R	S	T
B	CIRCUITO 2 : RAMAL NORTE				
1	La Unión		26.0		
2	La Marginal	60.4			
3	Cuñumbuque	162.3			
4	Pucacaca	33.9			
5	Huimba Moyuma				12.5
6	Pampa Hermosa	32.5			
7	Caranayacu			21.3	
8	Bagazan				
9	Nuevo Mundo		23.9		
10	Zapatero	121.4			
11	Estero + Pancuy		19.5		
12	Poloponta			18.3	
13	Uchumuyaca + Nuevo Progreso				29.3
14	Nuevo Celendin	40.9			
15	Santa Cruz		19.5		
16	San Juan de Talliquihui	62.9			
17	Santa Martha	88.8			
18	Churuzapa	61.9			
19	Shamboloa			15.2	
20	Maceda	69.8			
21	Santa Ana del Río Mayo	26.6			
22	Las Flores del Río Mayo				24.1
23	San Antonio del Río Mayo	41.2			
24	Churuyacu		17.0		
25	Solo			17.4	
26	San Miguel del Río Mayo	168.1			
27	Puente Bolivia			20.9	
28	Shanao	169.9			
29	Mishquiyacu			22.4	
30	Chumbaquihui		16.6		
31	Pinto Recodo	86.4			
32	Mishquillaquiyo		24.2		
33	Churuzapa				14.1
34	Tabalosos	959.4			
35	Bambas				18.7
36	Nazareth		8.9		
37	Machingao			13.4	
38	Estancia			29.2	
39	Ponozapa				19.9
40	Pueblo Nuevo				10.0
41	Somos Libres				11.2
42	San Juan				14.8
	Sub Total en el Circuito 2	2186.4	155.6	158.1	154.6
	Balance a Nivel Circuito		1.61%		2.26%

CUADRO N° 4.13

BALANCE DE CARGA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Descripción	Tipos de Cargas			
		Carga 3Ø (kW)	Carga 1Ø (kW)		
			R	S	T
C	CIRCUITO 3 : RAMAL NORTE				
1	San Pedro de Cumbaza	30.9			
2	San Antonio de Cumbaza	170.2			
3	La Banda de Cumbaza		15.2		
4	Aucaloma	32.4			
5	San Roque de Cumbaza	57.8			
6	Mishquiyacu			15.8	
7	Cacatachi	268.7			
8	Rumizapa	81.1			
9	Shapumba			13.3	
10	Pacchilla	41.7			
11	Chirapa (La Libertad)				9.6
12	Urcopata				27.3
13	Lamas	1128.2			
14	Pamashto	111.2			
15	Vista Alegre			9.8	
16	Alto Shambuyacu		17.9		
17	Bellavista		18.7		
18	Huapo			12.0	
19	Murillo				14.8
	Sub Total en el Circuito 3	1922.2	51.8	50.9	51.7
	Balance a Nivel de Circuito		1.77%		1.57%
	Total en el Sistema	6578.1	347.3	347.7	347.1
	Balance a Nivel del Sistema		0.12%		0.17%

CAPITULO V

EVALUACION ECONOMICA DEL PLANEAMIENTO

5.1 Objetivo

El objetivo de la evaluación económica es determinar la rentabilidad económica del proyecto al nivel de planeamiento en cada una de las alternativas, a fin de escoger la que, tenga mayor beneficio es decir menores pérdidas, por ser un proyecto de inversión social.

5.2 Premisas de evaluación

Las premisas de evaluación son parámetros o criterios económicos que, establecen el marco del análisis o escenario para evaluar las bondades del proyecto, estas son:

- Año de inversión del proyecto 1998 y puesta en operación 1999
- Tasa de descuento base utilizada 12%
- Costo de operación y mantenimiento del sistema igual al 1.5% anual del costo de inversión.
- Venta de energía, considerando el pliego tarifario de ELECTRORIENTE S.A.
- Costo de generación de la energía
- Depreciación lineal de las instalaciones
- Para la evaluación económica de las alternativas planteadas en la electrificación del Pequeño Sistema Eléctrico, se considera solo los costos de inversión en las líneas primarias, toda vez que las inversiones en las redes de distribución primaria y secundaria es la misma para las tres alternativas.

5.3 Demanda de energía y potencia

La demanda de energía y potencia requerida por el sistema, a utilizarse en la evaluación económica del planeamiento, es la que se ha determinado en el Capítulo III referente al mercado eléctrico, para un horizonte de 20 años.

5.4 Inversiones requeridas

La inversión requerida se determina sobre la base de la configuración del sistema, la definición de las troncales y las premisas establecidas para cada alternativa. En los cuadros Nros. 4.9, 4.10, y 4.11 se tienen los costos por etapas del Pequeño Sistema Eléctrico, en resumen los costos de inversión por alternativa son:

Alternativa	Etapas I	Etapas II
I	1636.0	1580.0
II	1858.0	1570.0
III	1907.0	1573.0

5.4.1 Costos directos

Los costos directos están compuestos por el suministro de materiales, transporte, montaje electromecánico y supervisión de obra.

Alternativa	Etapas I	Etapas II
I	1108.6	1070.7
II	1259.1	1064.0
III	1292.2	1066.0

5.4.2 Costos indirectos

Los costos indirectos están conformados por los gastos generales, las utilidades y el impuesto general a las ventas (IGV), que en global por alternativa y por etapa son los siguientes:

Alternativa	Etapas I	Etapas II
I	527.4	509.3
II	598.9	506.0
III	614.8	507.0

5.5 Depreciación de las instalaciones

La depreciación de las instalaciones se determina por el método de depreciación lineal, considerando como vida útil de las instalaciones 40 años, a partir de la conclusión de la obra y puesta en operación del sistema

5.6 Costos de explotación

Los costos de explotación esta compuesto por los gastos realizados en la compra de energía en barras de 22.9 kV, por la operación y mantenimiento del sistema y, venta de energía a los usuarios.

5.6.1 Compra de energía y potencia

La energía a ser distribuida en el sistema, se compra en barras de la Subestación Tarapoto y este costo para el análisis de las alternativas es equivalente al costo de generación de la energía 12 Cts \$/kWH. Este costo de energía es el costo de generación definido por la empresa concesionaria ELECTRORIENTE S.A.

5.6.2 Costos de operación y mantenimiento

Para el análisis de las alternativas se ha considerado que el costo de operación y mantenimiento es igual al 1.5% del costo de inversión y, es constante durante el periodo del estudio.

5.6.3 Venta de energía

La energía vendida se da en los sectores doméstico, comercial e industrial, para el análisis se considera cargas de tipo resistivo aún el en sector industrial, que es bajo en el sistema. El valor considerado es 16 Cts \$ / kWH

5.7 Valor residual de las instalaciones

El valor residual se calcula tanto para las instalaciones existentes como para las que se van instalar, bajo la premisa establecida de vida útil de las instalaciones de 40 años, determinándose el valor residual en el ultimo año del periodo de estudio, en el cual se considera como valor positivo o ingreso para el proyecto.

En las instalaciones existentes la depreciación se calcula al año 1997 y para los años siguientes se continua con dicha depreciación. En las instalaciones nuevas, incluyendo en ellas las adecuaciones y refuerzos a realizar, la depreciación se realiza bajo los mismos principios, con la misma vida útil de las instalaciones. En el cuadro N° 5.1 se tiene el valor de depreciación y el valor residual de las instalaciones del sistema a considerar en el análisis económico.

5.8 Indicadores económicos

Los indicadores económicos son valores que expresan las ventajas o desventajas del proyecto, es decir sus bondades desde el punto de vista económico y se obtienen de la relación de los costos de inversión, con los beneficios del proyecto.

5.8.1 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno, es la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (VPN) sea igual a cero, es decir que el valor actual de los beneficios es igual al valor

actual de los costos, para un determinado tiempo. El cálculo se hace por medio del siguiente algoritmo

$$\sum[(B_i - C_i) / (1 + Td)] = 0$$

Donde:

- B = Beneficio del Proyecto
 C = Costo del Proyecto
 Td = Tasa de descuento

5.8.2 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto o beneficio neto, es el valor actual de todos los flujos incluyendo la inversión total del proyecto y el valor residual a la tasa de descuento del 12%, considerada por el MEM/DEP. Este valor se determina por:

$$VPN = \sum[(B_i - C_i) / (1 + Td)^i]$$

Donde:

- $B_i - C_i$ = Representa el flujo económico
 Td = Tasa de descuento
 i = Periodo de evaluación

5.8.3 Relación beneficio costo (B/C)

La relación B/C es el cociente de dividir la sumatoria de los beneficios entre la sumatoria de los costos ambos actualizados, a tasa de descuento 12%

$$B/C = [\sum B_i / (1 + Td)^t] / [\sum C_i / (1 + Td)^t]$$

Donde:

- B_i = Beneficio del proyecto
 C_i = Costo del Proyecto
 t = Número de años

5.8.4 Costo de la energía (S./kWII)

El costo de energía es el producto final que se entregará a los usuarios y es el resultado de dividir el valor presente neto por la energía vendida, la cual fue estimada en el mercado eléctrico.

En los cuadros Nros. 5.2, 5.3 y 5.4 se tienen los costos por alternativa planteada en Dólares Americanos.

CUADRO N° 5.1

DEPRECIACION Y VALOR RESIDUAL DE LINEAS PRIMARIAS

Item	Descripción	Long. (km)	Costo Unitario US \$/km	Costo Total US \$	Depreciación		Valor Residual US \$
					Anual US \$	Total US \$	
A ALTERNATIVA I							
1.0 CIRCUITO I							
1.1	L.P C.T. Tarapoto-Juan Guerra con 7 años de operación	13.34	10000	133440	3336	23352	110088
1.2	Conductor de Cobre 13.3 mm ² con 7 años de operación	41.23	749	30883	772	5405	25479
1.3	Valor residual a 1997 de la L.P.						84609
2.0 CIRCUITO III							
2.1	L.P C.T. Tarapoto-Lamas	20.62	14500	298990	7475	52323	246667
	Valor residual en la Alternativa						331276
	Valor a considerar como inversión						25479
B ALTERNATIVA II							
1.0 CIRCUITO I							
1.1	L.P C.T. Tarapoto-Juan Guerra	13.34	11000	146784	3670	25687	121097
2.0 CIRCUITO III							
2.1	L.P C.T. Tarapoto-Lamas	20.62	14500	298990			
2.2	Tramo C.T. Tarapoto-Cacatachi	11.84	14500	171666	4292	30041	141624
2.3	Tramo Cacachati-Lamas	8.78	14500	127325	3183	22282	105043
	Valor residual en la Alternativa						226140
	Valor a considerar como inversión						141624
C ALTERNATIVA III							
1.0 CIRCUITO I							
1.1	L.P C.T. Tarapoto-Juan Guerra	13.34	11000	146784	3670	25687	121097
2.0 CIRCUITO III							
2.1	L.P C.T. Tarapoto-Lamas	20.62	14500	298990			
2.2	Tramo C.T. Tarapoto-Cacatachi	11.84	14500	171666	4292	30041	141624
2.2.1	Postes c.a.c 13 m y crucetas	113.00	750	84750	2119	14831	69919
2.2.2	Otros elementos de la línea	11.84	7341	86916	2173	15210	71705
2.3	Tramo Cacachati-Lamas	8.78	14500	127325	3183	22282	105043
	Valor residual en la Alternativa						226140
	Valor a considerar como Inversión						69919

CUADRO N° 5.2

EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA I

Años	Demanda		Costos en Miles US \$						Ingresos por Venta de Energía (6)	Beneficio Neto (Miles US \$) (7)=(6)-(5)	
	Potencia kW (1a)	Energía MWH (1b)	Inversión en PSE (2)	Costo Instalac. Existentes	Depreciación		Operación y Mantenimiento (3)	Compra Energía (4)			Costo Total (2)+(3)+(4)= (5)
					Inst. Existentes	Inst. Nuevas					
1997				331.28							
1998	2207.9		1636		10.811				1636.00	-1636.00	
1999	2357.4	6121.0			10.811	40.90	24.54	734.52	759.06	220.30	
2000	2505.3	6533.2			10.811	40.90	24.54	783.98	808.52	236.79	
2001	2649.1	6943.5			10.811	40.90	24.54	833.22	857.76	253.20	
2002	3762.5	9332.6	1598		10.811	40.90	40.52	1119.91	2758.43	-1265.22	
2003	3967.7	9898.4			10.811	80.85	40.52	1187.81	1228.33	355.42	
2004	4164.4	10455.5			10.811	80.85	40.52	1254.66	1295.18	377.70	
2005	4365.1	11032.1			10.811	80.85	40.52	1323.85	1364.37	400.76	
2006	4565.8	11620.0			10.811	80.85	40.52	1394.40	1434.92	424.28	
2007	4770.4	12225.4			10.811	80.85	40.52	1467.05	1507.57	448.50	
2008	4974.3	12841.8			10.811	80.85	40.52	1541.02	1581.54	473.15	
2009	5185.1	13481.9			10.811	80.85	40.52	1617.83	1658.35	498.76	
2010	5396.7	14136.0			10.811	80.85	40.52	1696.32	1736.84	524.92	
2011	5611.8	14810.0			10.811	80.85	40.52	1777.20	1817.72	551.88	
2012	5834.7	15510.5			10.811	80.85	40.52	1861.26	1901.78	579.90	
2013	6061.0	16233.0			10.811	80.85	40.52	1947.96	1988.48	608.80	
2014	6289.2	16970.5			10.811	80.85	40.52	2036.46	2076.98	638.30	
2015	6528.9	17746.3			10.811	80.85	40.52	2129.56	2170.08	669.33	
2016	6771.7	18543.6			10.811	80.85	40.52	2225.23	2265.75	701.22	
2017	7022.7	19372.9	-1972.71		10.811	80.85	40.52	2324.75	392.56	2707.10	
Tasa de Descuento (%)						8	10	12	14	16	
Relación Beneficio/Costo (B/C)						0.6418	0.6335	0.6278	0.6238	0.6207	
Ingreso vs Costos (VPI - VPC)						-68.93	-57.07	-48.66	-42.40	-37.57	
Tasa Interna de Retorno (%)						14.24%	14.24%	14.24%	14.24%	14.24%	
Costo de la Energía en \$/kWh						0.2493	0.2526	0.2549	0.2565	0.2578	
Beneficio Neto (Miles US \$)						-178.72	-146.72	-124.43	-108.01	-95.42	
Total Costos (Miles US \$)						192.44	155.68	130.74	112.70	99.04	
Total Ingresos-Beneficios (Miles US \$)						123.50	98.62	82.08	70.30	61.47	
Energía Proyectada (MWH)						771.90	616.37	513.02	439.36	384.20	

CUADRO N° 5.3

EVALUACION ECONOMICA ALTERNATIVA II

Años	Demanda		Costos en Miles US \$							Ingresos por Venta de Energía (6)	Beneficio Neto (Miles US \$) (7)=(6)-(5)
	Potencia kW (1a)	Energía MWH (1b)	Inversión en PSE (2)	Costo Instalac. Existentes	Depreciación		Operación y Mantenimiento (3)	Compra Energía (4)	Costo Total (2)+(3)+(4)= (5)		
					Instalac. Existentes	Instalac. Nuevas					
1997				226.14							
1998	2207.9		1858		6.853				1858.00		-1858.00
1999	2357.4	6121.0			6.853	46.45	27.87	734.52	762.39	979.36	216.97
2000	2505.3	6533.2			6.853	46.45	27.87	783.98	811.85	1045.31	233.46
2001	2649.1	6943.5			6.853	46.45	27.87	833.22	861.09	1110.96	249.87
2002	3762.5	9332.6	1570		6.853	46.45	43.57	1119.91	2733.48	1493.22	-1240.27
2003	3967.7	9898.4			6.853	85.70	43.57	1187.81	1231.38	1583.74	352.37
2004	4164.4	10455.5			6.853	85.70	43.57	1254.66	1298.23	1672.88	374.65
2005	4365.1	11032.1			6.853	85.70	43.57	1323.85	1367.42	1765.14	397.71
2006	4565.8	11620.0			6.853	85.70	43.57	1394.40	1437.97	1859.20	421.23
2007	4770.4	12225.4			6.853	85.70	43.57	1467.05	1510.62	1956.06	445.45
2008	4974.3	12841.8			6.853	85.70	43.57	1541.02	1584.59	2054.69	470.10
2009	5185.1	13481.9			6.853	85.70	43.57	1617.83	1661.40	2157.10	495.71
2010	5396.7	14136.0			6.853	85.70	43.57	1696.32	1739.89	2261.76	521.87
2011	5611.8	14810.0			6.853	85.70	43.57	1777.20	1820.77	2369.60	548.83
2012	5834.7	15510.5			6.853	85.70	43.57	1861.26	1904.83	2481.68	576.85
2013	6061.0	16233.0			6.853	85.70	43.57	1947.96	1991.53	2597.28	605.75
2014	6289.2	16970.5			6.853	85.70	43.57	2036.46	2080.03	2715.28	635.25
2015	6528.9	17746.3			6.853	85.70	43.57	2129.56	2173.13	2839.41	666.28
2016	6771.7	18543.6			6.853	85.70	43.57	2225.23	2268.80	2966.98	698.17
2017	7022.7	19372.9	-2045.78		6.853	85.70	43.57	2324.75	322.54	3099.66	2777.13
Tasa de Descuento (%)						8	10	12	14	16	
Relación Beneficio/Costo (B/C)						0.5688	0.5607	0.5552	0.5513	0.5483	
Ingreso vs Costos (VPI - VPC)						-93.65	-77.28	-65.76	-57.22	-50.64	
Tasa Interna de Retorno (%)						13.00%	13.00%	13.00%	13.00%	13.00%	
Costo de la Energía en \$/kWH						0.2813	0.2854	0.2882	0.2902	0.2918	
Beneficio Neto (Miles US \$)						-203.43	-166.93	-141.53	-122.83	-108.49	
Total Costos (Miles US \$)						217.15	175.90	147.84	127.52	112.11	
Total Ingresos-Beneficios (Miles US \$)						123.50	98.62	82.08	70.30	61.47	
Energía Proyectada (MWH)						771.90	616.37	513.02	439.36	384.20	

CUADRO N° 5.4

EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA III

Años	Demanda		Costos en Miles US \$						Ingresos por Venta de Energía (6)	Beneficio Neto (Miles US \$) (7)=(6)-(5)	
	Potencia kW (1a)	Energía MWH (1b)	Inversión en PSE (2)	Costo Instalac. Existentes	Depreciación		Operación y Mantenimiento (3)	Compra Energía (4)			Costo Total (2)+(3)+(4)= (5)
					Instalac. Existentes	Instalac. Nuevas					
1997				226.14							
1998	2207.9		1907		9.026				1907.00	-1907.00	
1999	2357.4	6121.0			9.026	47.68	28.61	734.52	763.13	979.36	
2000	2505.3	6533.2			9.026	47.68	28.61	783.98	812.59	1045.31	
2001	2649.1	6943.5			9.026	47.68	28.61	833.22	861.83	1110.96	
2002	3762.5	9332.6	1573		9.026	47.68	44.34	1119.91	2737.25	1493.22	
2003	3967.7	9898.4			9.026	87.00	44.34	1187.81	1232.14	1583.74	
2004	4164.4	10455.5			9.026	87.00	44.34	1254.66	1299.00	1672.88	
2005	4365.1	11032.1			9.026	87.00	44.34	1323.85	1368.19	1765.14	
2006	4565.8	11620.0			9.026	87.00	44.34	1394.40	1438.74	1859.20	
2007	4770.4	12225.4			9.026	87.00	44.34	1467.05	1511.38	1956.06	
2008	4974.3	12841.8			9.026	87.00	44.34	1541.02	1585.35	2054.69	
2009	5185.1	13481.9			9.026	87.00	44.34	1617.83	1662.16	2157.10	
2010	5396.7	14136.0			9.026	87.00	44.34	1696.32	1740.66	2261.76	
2011	5611.8	14810.0			9.026	87.00	44.34	1777.20	1821.54	2369.60	
2012	5834.7	15510.5			9.026	87.00	44.34	1861.26	1905.60	2481.68	
2013	6061.0	16233.0			9.026	87.00	44.34	1947.96	1992.30	2597.28	
2014	6289.2	16970.5			9.026	87.00	44.34	2036.46	2080.80	2715.28	
2015	6528.9	17746.3			9.026	87.00	44.34	2129.56	2173.89	2839.41	
2016	6771.7	18543.6			9.026	87.00	44.34	2225.23	2269.57	2966.98	
2017	7022.7	19372.9	-2029.92		9.026	87.00	44.34	2324.75	339.16	3099.66	
Tasa de Descuento (%)						8	10	12	14	16	
Relación Beneficio/Costo (B/C)						0.5548	0.5468	0.5414	0.5375	0.5346	
Ingreso vs Costos (VPI - VPC)						-99.10	-81.74	-69.53	-60.49	-53.52	
Tasa Interna de Retorno (%)						12.71%	12.71%	12.71%	12.71%	12.71%	
Costo de la Energía en \$/kWh						0.2884	0.2926	0.2955	0.2977	0.2993	
Beneficio Neto (Miles US \$)						-208.88	-171.39	-145.30	-126.10	-111.38	
Total Costos (Miles US \$)						222.61	180.36	151.62	130.79	114.99	
Total Ingresos-Beneficios (Miles US \$)						123.50	98.62	82.08	70.30	61.47	
Energía Proyectada (MWH)						771.90	616.37	513.02	439.36	384.20	

CAPITULO VI

MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INGENIERIA DE DETALLE

6.1 Introducción

La electrificación de los centros poblados aislados, pasa necesariamente por el principio básico del uso racional de los recursos disponibles del estado, a fin de atender las necesidades energéticas de un mayor número de localidades, dando oportunidad a más habitantes, utilizar la energía eléctrica, para mejorar su nivel de vida, factor principal para el desarrollo de las zonas rural.

El diseño de las líneas y redes primarias del PSE Tarapoto I etapa, se hace bajo estas premisas, y estarán en capacidad de transmitir la potencia definida al final del periodo de estudio cuya demanda máxima es 7.02 MW, integrando al sistema en esta etapa a 10000 nuevos usuarios, para el año 2002 a los 14970 existentes.

El Pequeño Sistema Eléctrico I etapa, suministrará energía a 34 localidades ubicadas en 17 distritos de las provincias de San Martín, Lamas y Picota, para lo cual se construirán líneas primarias y adecuarán líneas existentes que operan a las tensiones de 20 y 10 kV; se diseñarán (23) y adecuarán (6) redes primarias en igual número de localidades, las que se complementarán con las otras cinco localidades cuyas redes son nuevas y que se han construido para operar a la tensión de 22.9 kV.

El estudio, no incluye a las localidades de Tarapoto, Morales y La Banda de Shilcayo, por estar integradas al sistema Tarapoto, las que están siendo atendidas por la empresa concesionaria ELECTRORIENTE S.A., que administra dichos servicios.

6.2 Objetivo

El objetivo de la Ingeniería de Detalle es establecer las exigencias técnicas mínimas que debe tener el sistema para suministrar energía a las localidades que conforman el PSE Tarapoto, suministrando energía en la primera etapa a 34 centros poblados, en forma continua, eficiente y confiable en concordancia al Código Nacional de Electricidad y

normas técnicas vigentes, para los materiales y operación de los sistemas eléctricos, teniendo en cuenta la premisa de un sistema económicamente adaptado.

6.3 Antecedentes

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos ha priorizado para 1997 la elaboración de los estudios definitivos del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, convocando a concurso por Adjudicación Directa CAD N° 046-97-EM/DEP, para la elaboración de los estudios de ingeniería, acto que se llevo a cabo en el mes de junio de 1997, siendo favorecida en dicho concurso la Empresa Consultora P&P Ingeniería S.A.

En la C.T Tarapoto, se tiene disponibilidad de 10.74 MW efectivos, potencia suficiente para suministrar energía eléctrica en forma permanente, a las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto.

En el año 1990 se han construido las Líneas Primarias C.T. Tarapoto-Juan Guerra y C.T. Tarapoto-Lamas para suministrar energía a las localidades de Juan Guerra y lamas y actualmente están operando a las tensiones de 10 y 20 kV respectivamente. La construcción de estas líneas responde a la concepción de utilizar los recursos existentes en forma razonable y optima para electrificar los centros poblados rurales.

Existe servicio eléctrico en 19 localidades de la 34 que conforman la primera etapa del Pequeño Sistema Eléctrico, siendo estos servicios deficientes en 13 de ellas, sea por mal estado de conservación de las instalaciones o falta de potencia, como es el caso de Tabalosos, Shanao, San Antonio de Cumbaza, San Pedro de Cumbaza, Zapatero, Pilluana, Mishquiyacu y Tres Unidos, que, tienen redes en mal estado de conservación; en Sauce, Cofumbuque y Pampa Hermosa donde la generación es insuficiente para atender la demanda, a pesar de contar con redes nuevas y, en Utcurarca donde se tiene generación suficiente pero no tiene red primaria.

6.4 Instalaciones existentes

En la zona del proyecto existen instalaciones de generación, subestaciones elevadoras, líneas primarias y redes primarias, las que han sido detalladas con amplitud en el Capítulo II del diagnóstico de la situación actual y evaluación de los sistemas que en resumen es:

Se han instalado 24 unidades de generación que una potencia total de 26.465 MW, de las cuales 23 son de origen térmico con potencia 26.185 MW y 1 de origen hidráulico de 0.28 MW

Se han instalado 14 subestaciones elevadoras cuya potencia suman 12465 kVA y 1 subestación reductora de 1600 kVA – 20/10 kV.

Se ha construido 38.764 kms de líneas primarias, de las cuales 20.6 opera a la tensión de 20 kV, 18.164 kms operan a la tensión de 10 kV.

Se ha construido 14.09 kms de red primaria, en 14 localidades, habiéndose instalado 48 subestaciones de distribución, cuya potencia es 4192.5 kVA.

En los cuadros 2.1 y 2.2 del Capítulo II de la situación actual y evaluación de los sistemas, se tiene la relación de localidades con instalaciones de generación, sub estaciones, líneas y redes primarias.

6.5 Alcances del proyecto

El alcance del proyecto Pequeño Sistema Eléctrico I Etapa es el diseño de líneas y redes de distribución primaria, reforzar líneas primarias existentes y, adecuación de líneas y redes primarias, que en resumen es:

Diseño de 120.42 kms de Líneas Primarias trifásicas de tres conductores

Diseño de 21.694 kms de Redes Primarias trifásicas para 21 localidades y 1.889 kms de redes monofásicas para 4 centros poblados

Reforzar, 13.344 kms de la línea primaria C.T. Tarapoto–Juan Guerra

Adecuar, 20.62 kms de la Línea Primaria C.T. Tarapoto-Lamas

Adecuar las Redes Primarias de las localidades de Lamas y Juan Guerra

Adecuar y Ampliar las Redes Primarias de Cuñumbuque

Metrado y Presupuesto Estimado C.T. Tarapoto-Derivación Lamas

6.5.1 Líneas primarias

a) Circuito 1 zona sur del proyecto

Diseño línea primaria trifásica, simple terna de 22.21 kms de longitud INIPA-Utcurarca-Sauce-Dos de Mayo, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, itado de la siguiente forma:

Tramo INIPA-Utcurarca de 11.472 kms con conductor de 70 mm² de sección

Tramo Utcurarca-Sauce-Dos de Mayo de 10.739 kms con conductor de 35 mm² de sección

Diseño línea primaria, trifásica, simple terna, 22.112 kms, derivación 07-Pilluana-Tres Unidos, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm² de sección.

Diseño línea primaria, trifásica, simple terna, 24.341 kms, derivación 05-Shapaja-La Banda de Chazuta-Chazuta, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, de 35 mm² de sección.

Reforzar la línea primaria C.T. Tarapoto-Juan Guerra-INIPA, trifásica, simple terna, de 13.344 kms, que opera a la tensión de 10 kV, construida con postes de concreto, conductor de cobre de 13.3 mm² de sección y aisladores para la tensión de 22.9 kV. El refuerzo consiste cambiar el conductor de cobre por conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 70 mm², cambiar 30 postes, pararrayos y seccionadores fusible tipo cut out, para operar a la tensión de 22.9 kV.

b) Crucito 2 zona norte del proyecto

Diseño línea primaria, trifásica, simple terna, 37 kms, C.T. Tarapoto-Maceda-Tabalosos, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC, en el tramo C.T. Tarapoto-Dv. Santa Ana de 20.43 kms se utilizará conductor de 95 mm² de sección y en el tramo Dv. Santa Ana-Tabalosos de 16.577 kms, se utilizará conductor de 70 mm² de sección.

Diseño línea primaria, trifásica, simple terna, 5.624 kms, Vértice 5 (La Marginal)-Cuñumbuque-Zapatero, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm² de sección.

Diseño línea primaria, trifásica, simple terna, 4.634 kms, Vértice 13-Shanao-Pinto Recodo, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm² de sección.

Diseño línea primaria, trifásica, doble terna, 0.40 kms, en el tramo S.E. Tarapoto-Poste 08 de la línea C.T. Tarapoto-Lamas, manteniendo el conductor de cobre de 50 mm² de sección y utilizando conductor de aleación de aluminio de 95 mm² para la nueva terna a implementar. La línea se diseñará en el mismo eje de la línea existente, utilizando postes de concreto armado de 15 metros de longitud.

c) Circuito 3 Zona norte del proyecto

Diseño línea primaria, trifásica, simple terna, 10.657 kms, Poste 91 (Linda Loma)-San Pedro de Cumbaza-San Roque de Cumbaza, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm² de sección.

Diseño línea primaria, trifásica, simple tema, 6.621 kms, S.E. N° 10 (Lamas)-Pamashto, con conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 35 mm² de sección.

Adecuar línea primaria, trifásica, C.T. Tarapoto-Lamas, de 20.62 kms de longitud, que opera a la tensión de 20 kV, para operar a la nueva tensión de servicio 22.9 kV. La adecuación consiste en cambiar solo los pararrayos y seccionadores fusible Cut Out.

6.5.2 Redes primarias

Se diseñaran redes primarias nuevas en todos los centros poblados del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto a implementarse en la primera etapa a excepción de las localidades de Lamas y Juan Guerra que tienen redes nuevas, las cuales serán adecuadas para operar a la tensión de 22.9 kV.

a) Zona sur del proyecto

a.1) Localidad de Juan Guerra

Adecuar la red primaria de la localidad, cambiando los seccionadores fusibles cut-out, los pararrayos y los nueve (9) transformadores de distribución, para operar a la tensión de servicio 22.9 kV.

a.2) Localidad de Sauce

Diseñar las redes primarias de la localidad, conservando en la ubicación de las subestaciones existentes para no alterar la distribución de los conductores en la red secundaria.

a.3) Localidad de Shapaja

Diseñar nueva red primaria, trifásica, para cubrir el 100% de la localidad, utilizando las estructuras existentes, reubicando la subestación que esta instalada y, cambiar los materiales y equipos para trabajar a la tensión de 22.9 kV.

a.4) Otras localidades

Diseñar las redes primarias, trifásicas, para las localidades de Utcucarca, Dos de Mayo, Pilluana, Mishquiyacu y Tres Unidos, utilizando conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm² de sección.

b) Zona norte del sistema

b.1) Localidad de Lamas

Adecuar la red primaria, cambiando los 13 transformadores de distribución, aisladores, seccionadores fusibles y pararrayos, para operar a tensión de 22.9 kV y cambiar el conductor cobre de 10 mm² de sección por conductor de cobre de 25 mm² de

sección, desde la estructura 46, S.E N° 06 hasta la S.E. N° 10 cuya longitud es 765 metros de red primaria trifásica.

b.2) Localidad de Cuñumbuque

Adecuar la red primaria existente, cambiando los transformadores de distribución, aisladores, seccionadores fusibles cut out y pararrayos, para operar a la tensión de 22.9 kV, y ampliar la red, con el diseño de una tercera subestación, para cubrir el 100% del área urbana del centro poblado, utilizando conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm² de sección.

b.3) Localidad de Pampa Hermosa

Diseñar red primaria, trifásica, para reemplazar a la existente que esta construida con postes de madera para operar a la tensión de 22.9 kV. Los principales materiales a utilizar serán conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm² de sección y postes de concreto armado de 13 metros.

b.4) Localidades Puente Bolivia, Solo, Churuyacu y las Flores

Diseñar la red primaria monofásica con un solo conductor en cada localidad, retorno por tierra-MRT, la cual tendrá una longitud total de 1.889 kms.

b.5) Otras localidades

Diseñar las redes primarias trifásicas en: las localidades de Tabalosos, Pinto Recodo, Shanao, San Miguel del Río Mayo, San Antonio del Río Mayo, Santa Ana, Maceda, Zapatero, Pamashto, y San Roque de Cumbaza, utilizando conductor de aleación de aluminio tipo AAAC de 25 mm² de sección y postes de concreto armado centrifugado de 13 metros de longitud.

6.6 Configuración del proyecto

6.6.1 Punto de alimentación y distribución de circuitos

El Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, se alimentará inicialmente de la C.T: Tarapoto y posteriormente del Sistema Interconectado Centro Norte, a través de la S.E. Tarapoto 138/22.9/10 kV – 25/7/25 MVA

Los circuitos principales que conforman el sistema son tres: uno va a la zona sur del proyecto y dos hacia la zona norte, estos dos últimos circuitos en la parte inicial de su recorrido forman parte de una línea de doble terna, en un tramo de 400 metros, entre las estructuras 01 a 08 de la línea existente C.T. Tarapoto-Lamas, para continuar por diferentes rutas.

6.6.2 Ruta de las líneas 22.9/13.2 kV

a) Circuito I C.T. Tarapoto-Sauce-Dos de Mayo

La ruta de la línea utilizará el eje de la línea C.T. Tarapoto-Juan Guerra que se ubica en el lado izquierdo de la carretera Marginal de la Selva a unos 20 metros promedio del eje, a la altura de Juan Guerra cruza la carretera para continuar por la margen derecha y cruzar el río Mayo por terrenos de abundante vegetación, para continuar por la margen izquierda de la hincada carretera hasta la derivación 07, estructura 55, altura del kilómetro 24.82 a una distancia promedio de 50 metros del eje de la carretera, dirigirse hacia Sauce por terrenos de espesa vegetación va paralelo al camino de herradura.

b) Circuito II C.T. Tarapoto-Tabalosos

Este circuito sale de la subestación en una línea de doble tema con el circuito III, en un tramo de 400 m, estructuras 01 a 08 de la línea a Lamas, continua por la margen izquierda del río Shilcayo, lado izquierdo de la avenida circunvalación hasta la Universidad San Martín, continua por calles y avenidas hasta cruzar el río Cumbaza, sigue por terrenos de cultivo hasta la localidad La Unión, para continuar paralela a la carretera Marginal de la Selva hasta Tabalosos a una distancia promedio de 150 m del eje, cruzando el centro poblado Maceda.

c) Circuito III C.T. Tarapoto-Pamashto

Esta línea esta construida hasta Lamas, en su inicio forma parte de la línea de doble tema con el circuito II, en un tramo de 400 m, cruza el río Shilcayo, para continuar por calles y avenidas de Tarapoto y morales hasta el puente del río Cumbaza en Morales para continuar en el lado izquierdo de la carretera Marginal de la Selva hasta la derivación Cacatachi, cruza los pueblos Cacatachi y Rumizapa para seguir hasta Lamas.

El tramo a Pamashto se deriva de la S.E. N° 10 de la localidad de Lamas, sale por un costado del estadio municipal y se dirige a la localidad de Pamashto paralela a la carretera, a una distancia promedio de 80 metros del eje, cruzándola en varios puntos de su recorrido

6.7 Descripción del proyecto

6.7.1 Tipo de Sistema

El sistema a utilizar es trifásico, de tres (3) conductores, para operar a al tensión de 22.9 kV, conexión estrella, con neutro conectado rígidamente a tierra, el cual según la norma MEM/DEP-001, se denomina 22.9-3F-3H, y se lo identifica como sistema SDP-40.

Se utilizará el sistema monofásico de un (1) hilo, conexión fase-neutro conectado rígidamente a tierra, retorno por tierra MRT, para diseñarán redes primarias monofásicas

que alimentarán cargas pequeñas. Este sistema se deriva del sistema SDP-40 y se identifica como sistema SDP-32.

6.7.2 Trazo de líneas primarias

Para el trazo de las líneas primarias se ha tenido en cuenta una serie de factores que inciden en la buena ubicación del eje de la línea y los más principales son:

Acceso para el montaje de la línea.

Proximidad a las carreteras para el mantenimiento de las instalaciones.

Tipo del terreno, a fin de tener una cimentación adecuada de las estructuras.

Evitar paso de la línea, por zona rocosa.

La ruta de la línea, en lo posible no debe pasar por el área urbana de las localidades.

Evitar el paso de la línea por huertas.

Evitar el paso del eje por abundante vegetación.

6.7.3 Principales materiales a utilizar

a) Postes

Serán de concreto armado centrifugado de 12 m, con 300 kg-f de fuerza de trabajo en la punta para las líneas primarias y de 13 m con fuerza de trabajo de 300 y 400 kg-f para las redes primarias.

b) Conductores

Serán de aleación de aluminio tipo AAAC de 95, 70, 35 y 25 mm² de sección, para las líneas primarias y para las redes primarias el conductor será de las mismas características que de la línea, pero de 25 mm² de sección.

c) Aisladores

Serán de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-2 y Suspensión clase ANSI 52-3, con tensión disruptiva a baja frecuencia bajo lluvia 70 y 50 kV respectivamente.

d) Seccionadores

Los seccionadores fusibles tipo Cut Out, serán con aislamiento de porcelana, para trabajar a la tensión de 27 kV y 1000 m.s.n.m.

e) Pararrayos

Los pararrayos a utilizar en el sistema, serán del tipo auto válvula para ser instalados en la intemperie a prueba de explosiones, vendrá equipado con terminal de puesta a tierra, elemento de fijación y placa de características. La tensión nominal del pararrayo será de 27 kV, el Nivel de Aislamiento Básico (NAB) 150 kV y corriente de descarga 10 kA.

6.8 Demanda máxima del sistema

La demanda máxima del sistema se determinó en el Capítulo III mercado eléctrico del Pequeño Sistema Eléctrico para un horizonte de 20 años y el resumen de la demanda de potencia y energía es:

Años	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
MW	2.21	2.36	2.51	2.65	3.76	3.97	4.16	4.37	4.57	4.77
	4.97	5.19	5.40	5.61	5.83	6.10	6.29	6.53	6.77	7.02
GWH	5.71	6.12	6.53	6.94	9.33	9.90	10.5	11.0	11.6	12.2
	12.8	13.5	14.1	14.8	15.5	16.2	17.0	17.7	18.5	19.4

6.9 Criterios y bases para la ingeniería de detalle

Los criterios considerados en el diseño de las líneas y redes primarias del proyecto son de orden técnico y económico, orientado a cumplir con el objetivo de obtener un sistema económicamente adaptado, para atender la demanda de potencia y energía de los centros poblados. Los criterios técnicos son eléctricos y mecánicos y, definen los equipos y materiales a utilizar.

Se ha tomado en cuenta los conceptos y prescripciones definidas en El Código Nacional de Electricidad Tomos I y IV, la Norma MEM/DEP-001 (REV. 2), Indecopi e ININTEC en el ámbito nacional y en normas internacionales como la NESC, REA, VDE 210, VDE 103, IEEE, CIGRE, Normas Brasileñas de Líneas de Transmisión, ANSI, etc.

6.9.1 Criterios eléctricos

- Regulación de Tensión
- Nivel de aislamiento
- Perdida de Potencia
- Distancias mínimas de seguridad

a) Regulación de tensión

La regulación de tensión en el sistema está dentro de los límites permisibles indicados en el Código Nacional de Electricidad y la Norma MEM/DEP 001 (Rev. 2) que establecen para el sector rural una caída de tensión máxima del 6% de la tensión nominal. Esta caída de tensión se debe registrar entre los terminales de salida del sistema alimentador (S.E. Tarapoto), hasta el primario de la subestación de distribución más lejana, en cada localidad.

b) Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento externo en las líneas y equipos de subestaciones de las redes primarias, esta en función de siguientes factores:

- Altitud sobre el nivel del mar a la cual operará el sistema
- Sobré tensiones por descargas atmosféricas
- Sobré tensiones a la frecuencia nominal
- Contaminación ambiental

b.1) Altitud sobre el nivel del mar

El Código Nacional de Electricidad y las normas IEEE e IEC, establecen que las líneas o equipos ubicados a más de 1000 m.s.n.m. y, que puedan operar a temperaturas mayores a 40° C, el aislamiento externo de materiales y equipos se incrementará por los factores de corrección, de altitud y temperatura.

Factor de corrección por altura (Fch)

La altura máxima de operación de las líneas en el proyecto es 1000 m.s.n.m., por tanto su factor de corrección por altura es 1.0, como se puede deducir del algoritmo utilizado para determinar el factor de corrección.

$$F_{ch} = [1 + 1.25(h - 1000)/10000]$$

Donde h es la altura máxima a la cual operarán las instalaciones del sistema.

Factor de corrección por temperatura (Fct)

$$F_{ct} = (T + 273)/313$$

Previéndose una temperatura ambiente de 50° C, el factor de corrección es:

$$F_{ct} = 1.032$$

Luego el factor de corrección por altitud y temperatura es:

$$F_c = F_{ch} \times F_{ct} = 1.032$$

b.2) Sobré tensión por descargas atmosférica

La sobré tensión atmosférica en la zona es moderada, por tanto, de acuerdo al Código Nacional de Electricidad, la Norma MEM/DEP-001 (Rev. 2) y la Norma IEC publicación 71-1, el Nivel Básico de Aislamiento (NAB) al impulso requerido para las líneas que operarán a la altitud máxima de 1000 m.s.n.m es 125 kVpico.

Las características de la sobre tensión moderada (descargas atmosféricas) que se da en la zona donde se ubica el proyecto definido como selva alta con una altitud máxima de 1000 metros sobre el nivel del mar, determina que el nivel isocerámico para estas condiciones sea 60

b.3) Sobré tensión a la frecuencia nominal

El nivel de tensión a la frecuencia nominal o de servicio de acuerdo al Código Nacional de Electricidad, la Norma MEM/DEP-001 (Rev. 2) y la Norma IEC publicación 71-1, el Nivel Básico de Aislamiento (NAB) a la frecuencia nominal es 50 kV r.m.s

b.4) Contaminación ambiental

El grado de contaminación ambiental en la zona del proyecto es muy bajo, por estar distante del mar y no tener en el área del proyecto industrias que contaminen al ambiente.

La mayor contaminación del ambiente se debe a los humos que se originan por la quema de maleza u otros elementos vegetales y el polvo que se levanta al paso de vehículos en las trochas carrozables próximos a las líneas. La suciedad de los aisladores y conductores desaparece por acción de las lluvias que, lavan las superficies.

c) Pérdida de potencia

La pérdida de potencia en el sistema se ha establecido que debe ser del orden de 7% como máximo, porcentaje con el se hace los cálculos de la demanda del sistema

d) Distancias mínimas de seguridad

Las distancias de seguridad son valores mínimos que se deben dar en el sistema con la finalidad de proteger la integridad físicas de las personas y del sistema para tener una buena operación del mismo, es decir sin perturbaciones por efecto de ionización del aire y flujo de corriente haciendo cortocircuitos. Estas son:

- | | |
|---|--|
| d.1) Separación mínima horizontal o vertical de conductores de un mismo circuito en los apoyos | 0.70 m |
| d.2) Distancia horizontal mínima entre conductor y accesorios bajo tensión y elementos puestos a tierra | 0.20 m |
| d.3) Distancia horizontal mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano. | |
| Para vanos hasta 180 m | $D = 0.0076 \times U \times F_c + 0.37 \sqrt{f}$ |
| Para vanos mayores de 180m | $D = 0.0076 \times U \times F_c + 0.65 \sqrt{f} - 0.6$ |

Donde:

U = Tensión nominal entre fases en kV

F_c = Factor de corrección

f = Flecha de conductor a la temperatura máxima prevista en m

- | | |
|---|--------|
| d.4) Distancia vertical mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano | |
| Para vanos hasta 100 m | 0.70 m |

Para vanos entre 101 y 300 m	1.00 m
Para vanos entre 301 y 600 m	1.20 m
Para vanos mayores a 600 m	2.00 m
d.5) Distancia mínima del conductor a la superficie del terreno	
En lugares accesibles solo a peatones	5.00 m
En laderas no accesibles a vehículos y personas	3.00 m
En lugares con circulación de maquinas agrícolas	6.00 m
A lo largo de calles y caminos en zonas urbanas	6.00 m
En cruce de calles, avenidas, carreteras y vías férreas	7.00 m
d.6) Distancia horizontal mínima entre conductores de diferentes circuitos	
- La distancia horizontal mínima entre conductores de diferentes circuitos se determina aplicando la misma fórmula consignada en el punto “(d.3)”	
- Para la verificar la distancia de seguridad entre dos conductores de diferentes circuitos, se aplicará la siguiente fórmula:	
$D = 0.00746 \times U \times F_c$ Con valor mínimo de 0.20 m.	
Donde:	
U = Tensión nominal entre fases del circuito de mayor tensión, en kV	
F _c = Factor de corrección	
d.7) Distancias mínimas a terrenos con bosques o a árboles aislados	
- Distancia vertical del conductor inferior y los árboles	2.50 m
- Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales	0.50 m
d.8) Distancias mínimas a edificaciones y otras construcciones	
- Distancia vertical entre el conductor y cualquier parte de techo o estructura similar, no accesible, pero sobre la cual pueda pararse una persona	4.00 m
- Distancia vertical entre el conductor y cualquier techo o similar sobre la que no se pueda parar una persona	3.50 m
- Distancia radial entre el conductor y paredes y otras estructuras no accesibles	2.00 m
- Distancia radial entre el conductor y parte de una edificación normalmente accesible a personas incluye abertura de ventanas, balcones y lugares similares	2.50 m
- Distancia radial entre el conductor y antenas o distintos tipos de pararrayos	3.00 m

La distancia vertical entre conductores y a otras instalaciones, se determinará con la máxima temperatura, la distancia prevista para la temperatura en condición EDS y con carga máxima de viento.

6.9.2 Criterios mecánicos

Los criterios mecánicos a considerar en el diseño de las líneas y redes primarias son:

Esfuerzo en los conductores para las diferentes condiciones de operación.

Cargas mecánicas en las estructuras en las condiciones más críticas de operación.

Para determinar los esfuerzos en los conductores y en las estructuras, en las condiciones más desfavorables de operación del sistema, se definen los estados de operación del mismo, para diferentes temperaturas y condiciones atmosféricas, para lo cual se formula las hipótesis de cambio de estado, en concordancia a los establecidos por la norma MEM/DEP-001 (Rev. 2).

a) Hipótesis de cambio de estado

Las hipótesis de cambio de estado que determinan los esfuerzos de los conductores para cada condición de trabajo, se han definido en el capítulo IV, ítem 4.2.5, inciso (a), teniendo en cuenta la temperatura ambiente, la velocidad del viento 75 km/h y, la condición de esfuerzo en la hipótesis de templado.

b) Esfuerzos Máximos en los Conductores

Los esfuerzos máximos admisibles en los conductores, no superarán al 40% del esfuerzo o tiro mínimo de rotura del conductor (Q_r), en las condiciones más desfavorables de operación del sistema y para la hipótesis de templado condición de carga diaria (Every day stress-EDS) no superará el 45% del tiro máximo.

Esfuerzo mínimo de rotura conductor aleación de aluminio	28.00 kg/mm ²
Tiro máximo admisible en los conductores (0.40 Q_r)	11.20 kg/mm ²
Tiro máximo en la condición de temperatura media anual	5.04 kg/mm ²

c) Vano básico o vano ideal de regulación

La línea, esta compuesta por un conjunto de apoyos o estructuras de alineamiento, limitado por estructuras de anclaje con vanos normalmente desiguales, los que tienen tensiones diferentes debido a longitudes diferentes del vano, variación de temperatura o las condiciones meteorológicas, pero en los cálculos se admite que las tensiones en los conductores serán iguales en todos los vanos y varia como lo haría el vano teórico o vano ideal de regulación.

La regulación se hace para el rango de temperatura 15°C a 50°C y longitudes de vanos de 50 m a 900 m y el algoritmo utilizado para calcular el vano básico es:

$$V_b = \sqrt{\sum[(L_i)^3] / \sum(L_i)}$$

d) Tipo de Estructuras

Las estructuras a utilizar en el P.S.E. Tarapoto se encuentran en el anexo N° A.

6.10 Costo del proyecto I etapa

El valor referencial del proyecto es de tres millones ciento cuarenta y cuatro mil ciento ochenta y uno Dólares Americanos, desagregado de la siguiente forma:

Item	Componente	Materiales y Equipos	Montaje y/o Desmontaje	Transporte	Total
1	Línea primaria	790,532.0	466,329.0	79,053.0	1'335,915.0
2	Red primaria	626,849.0	106,200.0	62,685.0	795,733.0
3	Costo directo				2'131,648.0
4	Gastos Gener				319,747.0
5	Utilidades				213,165.0
6	Costo obra				2'664,560.0
7	IGV				479,621.0
8	Valor Referen				3'144,181.0

6.11 Plazo de ejecución

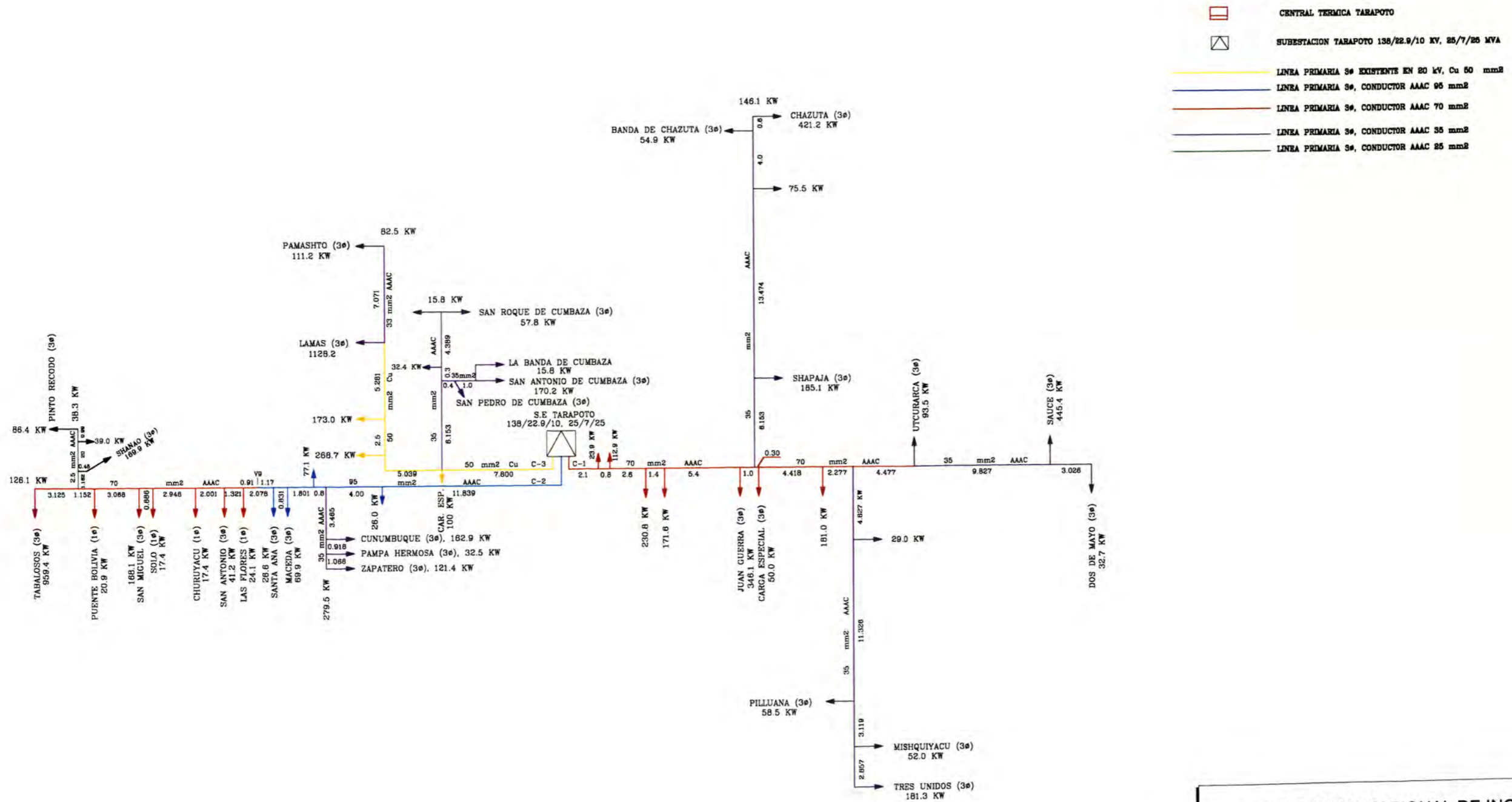
El plazo de ejecución de la obra es trescientos diez (310) días calendarios








6.12 Diagrama unifilar de la I etapa del proyecto

El diagrama unifilar de la I etapa del proyecto se muestra en el gráfico N° 6.1

Gráfico 6.1

DIAGRAMA UNIFILAR DEL P.S.E. TARAPOTO I ETEPA



-  CENTRAL TERMICA TARAPOTO
-  SUBESTACION TARAPOTO 138/22.9/10 KV, 25/7/25 MVA
-  LINEA PRIMARIA 3φ EXISTENTE EN 20 KV, Cu 60 mm²
-  LINEA PRIMARIA 3φ, CONDUCTOR AAAC 95 mm²
-  LINEA PRIMARIA 3φ, CONDUCTOR AAAC 70 mm²
-  LINEA PRIMARIA 3φ, CONDUCTOR AAAC 35 mm²
-  LINEA PRIMARIA 3φ, CONDUCTOR AAAC 25 mm²

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
DESIGNACION PLANEAMIENTO Y ESTUDIO DEFINITIVO DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA				
DISEÑO A.J.V.	REVISÓ L.J.O.	FECHA ENERO-99	ESCALA S/E	PLANO

CAPITULO VII

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES

7.1 Alcance

Las especificaciones técnicas de los materiales, contemplan las condiciones mínimas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de los equipos y materiales a ser utilizados en las instalaciones de las líneas y redes primarias del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto.

7.2 Condiciones ambientales

Las condiciones ambientales en el área del proyecto, a las cuales se instalarán los materiales de la línea y red primaria son:

Altitud	1000 metros
Humedad relativa	70 al 90%
Temperatura ambiente	16 a 50 °C
Velocidad del viento	75 km/hora
Precipitación pluvial	De moderada a intensa
Contaminación ambiental	Muy baja

7.3 Condiciones de operación

Las condiciones de operación del sistema son:

Tensión de servicio	22.9/13.2 kV
Tensión máxima de servicio	25/14.5 kV
Frecuencia de la red	60 Hz
Naturaleza del neutro	Solidamente puesto a tierra
Potencia de cortocircuito	250 MVA
Tiempo máx. de eliminación de la falla	0.5 segundos

7.4 Normas aplicables

Las normas que se aplicarán para cada uno de los materiales a utilizar en las instalaciones, serán las que están vigentes a la fecha de la licitación de la obra.

7.5 Pruebas

El proveedor presentará al propietario seis (6) copias certificadas de los documentos, que demuestren que, todas las pruebas indicadas en las normas consignadas para cada tipo de material, han sido realizadas y que los resultados obtenidos están de acuerdo con la presente especificación y la oferta del postor. El costo de las pruebas, estará incluido en el precio cotizado por el postor

7.6 Embalaje

Los materiales, deberán ser embalados en cajas de madera de dimensiones adecuadas para el transporte marítimo o terrestre. Las características del embalaje deberán presentarse en la oferta técnica del postor y cada caja deberá tener:

- Nombre del propietario
- Tipo de material y cantidad
- Nombre del fabricante
- Masa neta y total

Los conductores serán entregados en carretes de madera con suficiente robustez para soportar todo tipo de transporte, serán cerrado con listones de madera, para proteger el conductor de cualquier daño y la superficie interna del carrete se protegerá con pintura basada en aluminio o bituminosa.

El conductor, luego de enrollarse en el carrete, será envuelto en todo el ancho del carrete con una capa protectora de papel impermeable. Cada carrete será marcado con la siguiente información:

- Nombre del propietario
- Nombre o marca del fabricante
- Número de identificación del carrete
- Tipo y formación del conductor
- Sección nominal, en mm²
- Longitud del conductor en el carrete en metros
- Masa neta y total, en kilogramos
- Fecha de fabricación

7.7 Información técnica requerida

El postor presentará con su oferta, las hojas de características técnicas, firmadas y selladas. También deberá incluir los catálogos del fabricante que indiquen dimensiones, características de operación y la masa del material ofertado y copia de la norma.

7.8 Postes de concreto armado ETS-LP-01

a) Normas aplicables

ITINTEC 339-027	Poste de concreto armado para líneas aéreas
DGE 015-PD-1	Normas de postes, crucetas, ménsulas de madera y concreto para redes de distribución

b) Características técnicas de los postes

Serán de concreto armado centrifugado, acabado exterior homogéneo, libre de excoriaciones, cangrejeras y fisuras, con agujeros según los planos de detalle, y tendrán las siguientes características:

Longitud (m)	12	13
Carga de trabajo a 0.10 m de la cabeza (N)	3000	4000
Diámetro en la cabeza (mm)	160	160
Diámetro en la base (mm)	340	370
Relación de carga de rotura y carga de trabajo	2	2

Los postes tendrán impreso a 3.50 m de la base y con caracteres en bajorrelieve, la siguiente información:

Marca o nombre del fabricante

Designación del poste: L/c/d/D

L = Longitud del poste en m

c = Carga de trabajo en Newton, con coeficiente de seguridad 2

d = Diámetro en la cabeza o vértice del poste en mm

D = Diámetro en la base del poste en mm

Fecha de fabricación

c) Barbotantes

Los barbotantes a utilizar en las subestaciones de distribución de la red primaria, serán de postes de concreto armado centrifugado.

c.1) Subestación aérea biposte - SAB

Dos postes de concreto armado centrifugado de 13/400

Dos crucetas de concreto armado vibrado de 1.50 m de longitud

- Una palomilla de concreto armado vibrado de 2.20 m de longitud
- Dos medias lozas de concreto armado vibrado de 1.10 m de longitud
- Un juego de platinas (4 unidades), con pernos y tuercas
- Un pastoral de concreto armado vibrado, simple recortado P/0.50/0.25/200

c.2) Subestación aérea mono poste - SAM

- Un poste de concreto armado centrifugado de 13/400
- Una cruceta de concreto armado vibrado de 1.50 m de longitud
- Una cruceta asimétrica de concreto armado vibrado de 1.60 m de longitud
- Una media loza de concreto armado vibrado de 1.10 m de longitud
- Un pastoral de concreto armado vibrado, simple recortado P/0.50/0.25/200

7.9 Crucetas de concreto armado y de madera ETS-LP-02

a) Normas aplicables

ANSI 05.1-1992	American national standard for wood poles
AWPA C4	American wood preservers association standard-poles preservative treatment by pressure processes.
AWPA C1	American wood preserver's association standard-all timber products preservative treatment by pressure processes
IIINTEC 251.034	Preservación de madera-métodos de presión
IIINTEC 339.07	Crucetas y Ménsulas de Concreto

b) Características técnicas

b.1) Crucetas de madera

Las crucetas, provendrán de troncos rectos y en forma tal que las fibras sean sensiblemente paralelas al eje longitudinal de la pieza, serán fabricadas a partir del duramen de la madera del árbol de Pino Amarillo del Sur (Southern yellow pine) o Abeto Douglas (Douglas Fir).

Las crucetas serán sometidas a tratamiento preservante aplicado por el método de Vacío-Presión, método que garantiza que la retención y penetración mínima de la sustancia estará de acuerdo a lo establecido en la norma.

Sustancias hidrosolubles, sobre la base de cromo, cobre, arsénico y solución amoniacal.

Pentaclorofenol

Las crucetas serán rectas de 5400 mm de longitud, sección rectangular de 127 x 152 mm², admitiéndose una flecha máxima o deformación por alabeo, igual a la centésima

parte de su longitud, cuando la pieza esté curvada sin esfuerzo de trabajo y, tendrán las siguientes dimensiones y características:

Esfuerzo mínimo de flexión	1.91 kN/cm ²
Módulo de elasticidad	1216.00 kN/cm ²
Esfuerzo de aplastamiento paralelo de la fibra	4.91 kN/cm ²

b.2) Cruceta de concreto

Se utilizarán crucetas simétricas de c.a.v de 2.20 m en las líneas primarias y de 1.60 m en las redes primarias, además de ménsulas de 0.60 m, los que estarán provistos de agujeros que, permitan colocar de espigas y varillas roscadas, para los aisladores PIN y la cadena de aisladores Suspensión. Tendrán las siguientes características:

Crucetas simétricas	Z/2.20/500/200/150	Para líneas primarias
Crucetas simétricas	Z/1.50/500/200/150	Para redes primarias
Ménsulas	M/0.60/250/150	Para red primaria

7.10 Aisladores tipo PIN

ETS-LP-03

a) Normas aplicables

ANSI C.29.1	American National Standard Test Methods for Electrical Power Insulators.
ANSI C.29.6	American National Standard for Wet Process Porcelain Insulators (High Voltage PIN Type)

b) Características técnicas

Clase ANSI	56-2	56-3
Material dieléctrico	Porcelana	
Diámetro (mm)	229	266
Altura (mm)	165	190
Diámetro de agujero para acoplamiento (mm)	35	35
Longitud de línea de fuga (mm)	432	533
Características mecánicas:		
Resistencia en voladizo (kN)	13	13
Características eléctricas:		
Tensión disruptiva a baja frecuencia		
* En seco (kV)	110	125
* Baja lluvia (kV)	70	80
Tensión disruptiva crítica al impulso		

* Positiva (kVp)	175	200
* Negativa (kVp)	225	265
Tensión de perforación (kV)	145	165
Características de radio interferencia		
Prueba de tensión eficaz (rms) a tierra (kV)	22	30
Tensión máxima de radio interferencia a 100 kHz en aislador tratado con barniz semiconductor (μ V)	100	200

7.11 Aisladores tipo Suspensión ETS-LP-04

a) Normas aceptables

ANSI C29.1	American National Standard Test Methods for Electrical Power Insulators
ANSI C29.2	American National Standard for Insulators Wet-Process Procelain and Toughened Glass-Suspension Type
ASTM A 153	Zinc Coating (Hot Dip) on Iron and Steel Hardware

b) Características técnicas

Clase ANSI	52-3
Material dieléctrico	Porcelana
Material metálico	Hierro maleable o acero forjado
Material del pasador	Bronce fosforoso o acero inoxi.
Conexión	Bola-casquillo (ball-scket)
Diámetro máximo	273 mm
Espaciamento (altura)	146 mm
Longitud de línea de fuga	292 mm
Tipo de acoplamiento	ANSI tipo B
Resistencia electromecánica combinada	67 kN
Resistencia mecánica al impulso	55 N-m
Resistencia a una carga continua	44 kN
Características eléctricas	
Tensión disruptiva a baja frecuencia	
* En seco	80 kV
* Bajo lluvia	50 kVp
Tensión disruptiva al impulso	
* Positiva	125 kVp

* Negativa	:	130 kVp
Tensión de perforación	:	110 kV
Características de radio interferencia		
. Tensión eficaz (rms) de prueba a tierra en baja frecuencia	:	10 kV
. Máxima tensión de radio interferencia	:	50 μ V

7.12 Conductor de aleación de aluminio ETS-LP-06

a) Normas aplicables

- ASTM B398 Aluminium alloy 6201-T81 wire for electrical purpose
- ASTM B399 Concentric lay stranded aluminium alloy 6201-T81 conductors
- IEC 1089 Round wire concentric lay overhead electrical stranded conductors
- IEC 208 Aluminium alloy stranded conductors

b) Descripción y características del material

El conductor de aleación de aluminio será fabricado con alambre de aleación de aluminio-magnesio-silicio, estará compuesto de un alambre central y alambres cableados concéntricamente. Los alambres de la exterior serán cableados a la mano derecha y las capas interiores se cablearán en sentido contrario entre sí.

En la fabricación y almacenaje, deberá evitarse la contaminación del aluminio con el cobre u otro material que dañe a los conductores. Tendrán las siguientes características:

Sección nominal (mm ²)	25	35	70	95
Sección real (mm ²)	24.2	34.4	65.8	93.3
Nº de alambres	7	7	19	19
Diámetro de los alambres (mm)	2.15	2.52	2.15	2.50
Masa de conductores (kg/m)	0.069	0.096	0.190	0.256
Carga mínima de rotura (kN)	6.96	9.74	19.50	26.05
Módulo de elasticidad final (kN/mm ²)	60.82	60.82	60.82	60.82
Coefficiente dilatación térmica (1/°C)	0.000023	=	=	=
Resist. eléct. máx. c.c a 20°C (Ohm/km)	1.36	0.987	0.50	0.36

c) Información técnica requerida

La oferta incluirá la curva esfuerzo-deformación (stress-strain) del conductor licitado, proporcionando cuando menos, la curva inicial y final de una hora, 24 horas, un año y 10 años de envejecimiento, con indicación de las condiciones en las que han sido determinadas.

La oferta también incluirá información sobre el comportamiento de los conductores a la vibración, recomendando esfuerzos de trabajo adecuado, así como datos sobre los accesorios que los protejan del deterioro por vibración.

7.13 Espiga para aisladores tipo PIN ETS-LP-07

a) Normas aplicables

- ANSI C 135.17 American National Standard for galvanized ferrous bolt-type insulator pins with lead threads for overhead line construction
- ANSI C 135.22 American National Standard for galvanized ferrous pole-top insulator pins with leads threads for overhead line construction
- ASTM A 153 Zinc Coating (hot dip) on iron and steel hardware

b) Características generales del material

El material utilizado para la fabricación de las espigas será de hierro maleable o acero forjado de una sola pieza y, tendrá el grado y calidad que garantiza las características mecánicas establecidas en las normas. El roscado en la cabeza de las espigas se hará utilizando una aleación de plomo de probada calidad.

Las espigas serán galvanizadas en caliente, después de su fabricación y antes del vaciado de la rosca de plomo. El acabado de la superficie será liso, libre de rebabas u otras irregularidades.

c) Característica de la espiga recta para cruceta

- Tipo de aislador ANSI	:	56-2	56-3
- Longitud total (mm)	:	356	381
- Longitud sobre la cruceta (mm)	:	178	203
- Longitud de empotramiento (mm)	:	178	178
- Diámetro de la espiga sobre la cruceta (mm)	:	25	28.6
- Diámetro de la espiga debajo de la cruceta (mm)	:	19	19
- Diámetro de la cabeza de plomo (mm)	:	35	35
- Accesorios de arandela y dos (2) tuercas	:		
- Carga de prueba a 10° de deflexión (kN)	:	9.81	12.04

d) Característica de la espiga para cabeza de poste

- Tipo de aislador ANSI	:	56-2	56-3
- Longitud total (mm)	:	508	609
- N° de pernos de fijación	:	2	2
- Diámetro de la cabeza de plomo (mm)	:	35	35

- Carga de prueba a 10° de deflexión			
* Transversal (kN)	:	6.67	6.67
* Longitudinal (kN)	:	5.40	5.40

7.14 Accesorios de cadena de aisladores ETS-LP-08

a) Normas aplicables

- UNE 21-158-90 Herrajes para líneas eléctricas aéreas de alta tensión
- ASTM A 153ZINC Cating (hot dip) on iron ad steel hardware

b) Descripción de los accesorios

Los adaptadores anillo-bola o horquilla bola, casquillo-ojo largo y grilletes, serán fabricados de acero forjado o hierro maleable de buena calidad, sin porosidades y galvanizados en caliente, tendrán una resistencia mínima de rotura de 70 kN. La configuración geométrica y dimensiones de cada uno de ellos, se muestran en láminas de detalle. Las dimensiones de acoplamiento corresponden al ANSI tipo B o su equivalente IEC 120 (16 mmA).

7.15 Accesorios del conductor ETS-LP-09

a) Normas de Fabricación

- UNE 21-159 Elementos de fijación y empalme para conductores y cables de tierra de líneas eléctricas aéreas de alta tensión.
- ASTM 153 Standard specification for zinc-coating (hot-dip) on iron and steel hardware

b) Característiaas generales

b.1) Materiales

Los materiales para la fabricación de los accesorios del conductor serán de aleación de aluminio procedentes de lingotes de primera fusión.

El fabricante tendrá a disposición del propietario la documentación que garantice la correspondencia de los materiales utilizados con los ofertados.

b.2) Fabricación aspecto y acabado

La fabricación de los accesorios del conductor, se realizará mediante un proceso adecuado, con los controles necesarios que, garanticen el producto final. Las piezas presentarán una superficie uniforme, libre de porosidades, fisuras, discontinuidades, rebabas y cualquier otra alteración del material.

b.3) Protección anticorrosiva

Todos los componentes de los accesorios deberán ser resistentes a la corrosión, del medio ambiente, sea por naturaleza del material o por la aplicación de una protección adecuada. Los materiales féreos, salvo el acero inoxidable, deberán protegerse en general mediante galvanizado en caliente, de acuerdo con la Norma ASTM 153.

La elección de los materiales para cada uno de los elementos, deberá realizarse teniendo en cuenta que, no puede permitirse la puesta en contacto de materiales cuya diferencia de potencial pueda originar corrosiones de naturaleza electrolítica.

b.4) Características eléctricas

Los accesorios presentarán unas características de diseño y fabricación que eviten la emisión de efluvios y las perturbaciones radioeléctricas por encima de los límites fijados. La resistencia eléctrica de los accesorios será limitada por lo señalado en esta especificación técnicas, para cada caso.

c) Características específicas

c.1) Grapa de ángulo

La grapa de ángulo será de aleación de aluminio, procedente de lingotes de primera fusión, resistente a la corrosión comprobada, tales como aluminio-magnesio, aluminio-silicio, aluminio-magnesio-silicio.

La carga de deslizamiento no será inferior al 20% de la carga de rotura del conductor para el que está destinada la grapa y, presión de ajuste sobre el conductor deberá ser uniforme en toda la superficie, evitando los esfuerzos concentrados sobre determinados puntos del mismo.

El rango de utilización de la grapa de ángulo estará comprendido entre 30° y 90°, y su carga de rotura mínima será de 30 kN. Las dimensiones de la grapa serán adecuadas para instalarse con conductores de aleación de aluminio de 25, 35, 50, 70 y 95 mm² provistos de varilla preformada.

c.2) Grapa de anclaje

Será del tipo conductor pasante, fabricado con aleación de aluminio de primera fusión, resistente a corrosión comprobada, tales como Al-Mg, Al-Si, Al-Mg-Si.

La carga de rotura mínima de la grapa de anclaje será de 70 kN, las dimensiones serán adecuadas para instalarse con conductores de aleación de aluminio de 25, 35, 70 y 90 mm² y, estarán provistas de dos (02) pernos de ajuste. El fabricante deberá señalar los torques de ajuste que deberá aplicarse en su instalación

c.3) Grapa de doble vía

Serán de aluminio y estarán provistos de dos (02) pernos de ajuste, se utilizarán en los empalmes de los cuellos muertos. No deberá emitir efluvios y perturbaciones radioeléctricas por encima de valores fijados.

La grapa deberá garantizar que la resistencia eléctrica del conjunto grapa-conductor no sea superior al 75% de la correspondiente a una longitud igual de conductor, y no producirá calentamientos superiores a los del conductor.

c.4) Varilla de armar

La varilla de armar será de aleación de aluminio o acero recubierto de aluminio, del tipo premoldeado, adecuada para conductor de aleación de aluminio de 25, 35, 70 y 95 mm² de sección. Serán simples o dobles, de longitudes adecuadas para cada sección.

Tendrán por objeto proteger el punto de sujeción del conductor con el aislador tipo PIN o grapa angular de los efectos abrasivos, así como las descargas entre conductor y tierra que se podrían producir.

c.5) Manguitos de empalme y de reparación

Los manguitos de empalme y de reparación serán de aleación de aluminio, del tipo compresión. Tendrá una resistencia a la tracción no menor que el 95% a la existente en los conductores.

Todos los manguitos de empalme presentarán una resistencia eléctrica no mayor que la de los respectivos conductores. Estarán libres de todo defecto y no dañarán los hilos del conductor luego de efectuada la compresión pertinente.

c.6) Pasta para aplicación de empalmes

El suministro de manguitos de empalme y reparación incluirá la pasta especial que se utilizará como relleno de estos accesorios. La pasta será una sustancia químicamente inerte (que no ataque a los conductores), de alta eficiencia eléctrica e inhibidor contra la oxidación, de preferencia deberá suministrarse en cartuchos incluyendo todos los accesorios necesarios para realizar un correcto uso de ellas en los empalmes.

7.16 Cable de acero grado siemens martin para retenidas ETS-LP-10**a) Normas aplicables**

ASTM A 475	Standard specification for zinc-coated steel wire strand
ASTM A 90	Standard test method for weight of coating on zinc-coated (galvanized) iron or steel article.

b) Características técnicas

El cable para retenida será de acero galvanizado grado SIEMENS-MARTIN, de 7 hilos o alambres y tendrá las siguientes características:

Diámetro nominal	10 mm
Diámetro de cada alambre	3.05 mm
Carga rotura mínima	30.92 kN
Masa	0.40 kg/m

El galvanizado que se aplique a cada alambre corresponderá a la clase B según la Norma ASTM A 90, es decir a un recubrimiento de 520 gr/m².

7.17 Accesorios metálicos para postes y crucetas ETS-LP-12**a) Normas aplicables**

ASTM A 7	Forged steel
ANSI A 153	Zinc coating (hot dip) on iron and steel hardware
ANSI C 135.1	American National Standard for galvanized steel bolts and nuts for overhead line construction
ANSI C 135.4	American National Standard for galvanized ferrous eyebolts and nuts for overhead line construction
ANSI C 135.5	American National Standard for galvanized ferrous eyenuts and eyelets for overhead line construction
ANSI C 135.20	American National Standard for line construction zinc coated ferrous insulator clevises

b) Pernos maquinados

Serán de acero forjado, galvanizado en caliente y estarán de acuerdo con la norma ANSI C 135.1, el suministro incluirá tuerca y contratuerca. Los diámetros y longitudes de los pernos se muestran en las láminas del proyecto y las cargas de rotura mínima serán 55.29 kN para perno de 16 mm de diámetro y 34.78 kN para perno de 13 mm de diámetro.

c) Tuerca ojo

Será de acero forjado o hierro maleable galvanizado en caliente, para perno de 16 mm de diámetro y, tendrá una carga mínima de rotura igual a 55.29 kN.

d) Perno tipo doble armado

Será de acero galvanizado en caliente, totalmente roscado y provisto de cuatro (04) tuercas, tendrán una longitud de 457 mm de longitud y 16 mm de diámetro y su carga de rotura mínima será 55.29 kN.

e) Perno con horquilla

El perno con horquilla será de acero galvanizado en caliente, fabricado por el proceso de forjado y tendrá una carga mínima de rotura de 55.9 kN.

f) Arandelas

Las arandelas serán fabricadas de acero y tendrán las dimensiones siguientes:

Arandela cuadrada curva: 76 mm de lado, 5 mm de espesor, agujero central de 17.5 mm de diámetro. Carga mínima de rotura al esfuerzo cortante 55.29 kN.

Arandela cuadrada plana: 57 mm de lado, 5 mm de espesor y agujero central de 17.5 mm de diámetro. Carga mínima de rotura al esfuerzo cortante 55.29 kN.

Arandela cuadrada plana: 51 mm de lado, 3.2 mm de espesor y agujero central de 14 mm de diámetro. Carga mínima de rotura al esfuerzo cortante 55.29 kN.

7.18 Accesorios metálicos para retenidas ETS-LP-13**a) Normas aplicables**

ASTM A7	Forged steel
ANSI A 153	Zinc coating (hot dip) on iron and steel hardware
ANSI C 135.2	American National Standard for threaded zinc-coated ferrous strand-eye anchor and nuts for overhead line construction
ANS C 135.3	American National Standard for zinc coated ferrous lag screws for pole and transmission line construction
ANSI C 135.4	American National Standard for zinc coated ferrous lag screws for pole and transmission line construction
ANSI C 135.5	American National Standard for zinc-coated ferrous eyenuts and eyebolts for overhead line construction

b) Varilla de anclaje

Será de acero forjado, galvanizado en caliente, provisto de ojal-guardacabo de una vía en un extremo y roscada en el otro, el suministro incluirá tuerca y contratuerca. Sus características son: Longitud 2.40 m, diámetro 16 mm y carga de rotura mínima 71 kN.

c) Arandela cuadrada para anclaje

Será de acero galvanizado de 100 mm de lado, 6.35 mm de espesor, estará provista de un agujero central de 18 mm de diámetro y un esfuerzo de corte por presión de 71 kN

d) Mordaza preformada

La mordaza preformada será de acero galvanizado y adecuado para el cable de acero grado Siemens-Martín de 10 mm de diámetro

e) Perno angular con ojal guardacabo

Será de acero forjado galvanizado en caliente de 254 mm de longitud y 16 mm de diámetro, tendrá una carga mínima de rotura de 60 kN y estará previsto para recibir al cable de acero de 10 mm de diámetro, tendrá tuerca y contratuerca.

f) Bloque de anclaje

Será de concreto armado de 0.50x0.50x0.20 m fabricado con fierro corrugado de 13 mm de diámetro. Tendrá agujero central de 21 mm de diámetro.

g) Arandela curvada

Será de acero galvanizado en caliente y tendrá 57 mm de lado, 5 mm de espesor, estará provista de un agujero central de 18 mm de diámetro. La carga mínima de rotura al esfuerzo cortante de la tuerca será de 55.29 kN.

h) Contrapunta

Será fabricado de acero galvanizado de 50 mm de diámetro y 6 mm de espesor. En un extremo estará soldada a una abrazadera para fijación a poste y en otro extremo estará provisto de una grapa de ajuste en "U", adecuada para fijar el cable de acero de la retenida. La abrazadera será de platina de 102 x 6 mm y tendrá 4 pernos de 13 mm de diámetro y 50 mm de longitud.

7.19 Material para puesta a tierra**ETS-LP-14****a) Normas aplicables**

ITINTEC 370.042 Conductores de cobre recocido para el uso eléctrico

ANSI C135.14 Staples uit rolled of slash points for overhead line construction

b) Conductor

El conductor para unir las partes sin tensión de las estructuras con tierra, será de cobre desnudo, cableado y recocido, de las siguientes características:

Sección nominal	25 mm ²
N° de alambres	7
Diámetro exterior del conductor	5.50 mm
Masa del conductor	0.188 kg/m
Resistencia eléctrica máxima en cc a 20 °C	0.8431 ohm/km

c) Electrodo de copperweld

Será una varilla de acero recubierta con una capa de cobre mediante un proceso de soldadura atómica, tendrá una longitud de 2.40 metros y 19 mm de diámetro

d) Plancha doblada tipo “J”

Serán fabricadas con planchas de cobre de 3 mm de espesor, 30 mm de ancho y agujero de 20 mm de diámetro, se utilizará para conectar el conductor de puesta a tierra con los accesorios metálicos de fijación de los aisladores.

e) Conector tipo perno partido (split-bolt)

Será de cobre y servirá para conectar conductores de cobre de sección 16 mm².

f) Grapas de vías paralelas

Será bimetálico, para conductores de cobre y aleación de aluminio. Se utilizará en la conexión entre el neutro de las líneas con el conductor de bajada. Tendrá las dimensiones que se indican en el metrado.

7.20 Transformadores de distribución ETS-LP-15**a) Normas aplicables**

IEC 76-1 Power Transformers

b) Características de los transformadores trifásicos de distribución

Los transformadores trifásicos, serán del tipo de inmersión en aceite y refrigeración natural, con arrollamiento de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, para montaje exterior. Tendrán las siguientes características:

Potencia nominal continua (kVA)	40, 50, 75,100, 160	
Frecuencia	60 Hz	
Altitud de trabajo	1000 m.s.n.m.	
Tensión nominal primaria en vacío	23 ± 2 x 2.5% kV	
Tensión nominal secundaria en vacío	460 – 230 V	
Conexión en el lado de alta tensión	Triángulo	
Conexión en el lado de baja tensión	Estrella, rígidamente neutro puesto a tierra	
Grupo de conexión	Dyn5	
Tensión de cortocircuito	4%	
Nivel de aislamiento del primario	Externo	Interno
Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50	150 kV	125 kV
Tensión de sometimiento a la frecuencia industrial:	50 kV	40 kV
Nivel de aislamiento del secundario y neutro		
Tensión de sometimiento a la frecuencia industrial:	2.5 kV	

Los transformadores trifásicos tendrán los siguientes accesorios:

Tanque conservador con indicador visual del nivel de aceite
 Gancho de suspensión para levantar al transformador completo
 Conmutador de tomas en vacío
 Termómetro con indicador de máxima temperatura
 Grifo de vaciado y toma de muestras en aceite
 Ruedas orientadas en planos perpendiculares
 Borne de conexión a tierra
 Placa de características

c) Características de transformadores monofásicos de distribución

Los transformadores monofásicos serán del tipo de inmersión en aceite y refrigeración natural, con arrollamientos de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, para montaje exterior en poste.

Los transformadores para conectarse entre fase y neutro, tendrán las siguientes características:

Potencia nominal continua (kVA)	5, 10, 15, 25 y 40	
Frecuencia	60 Hz	
Altitud de trabajo	1000 m.s.n.m.	
Tensión nominal primaria en vacío (fase - neutro)	13.2±2x2.5% kV	
Tensión nominal secundaria en vacío	460 – 230 V	
Tensión de cortocircuito	4%	
Nivel de aislamiento del primario	Externo	Interno
Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50	150 kV	125 kV
Tensión de sometimiento a la frecuencia industrial	50 kV	50 kV
Nivel de aislamiento del secundario y neutro		
Tensión de sometimiento a la frecuencia industrial:	2.5 kV	

Los transformadores monofásicos tendrán los siguientes accesorios:

Tanque conservador con indicador visual del nivel de aceite
 Conmutador de tomas en vacío
 Ganchos de suspensión para levantar el transformador completo
 Grifo de vaciado y toma de muestras de aceite
 Borne de conexión a tierra
 Accesorios para fijar el transformador a poste de madera
 Placa de características

d) Pruebas

Los transformadores serán armados en fábrica donde se realizarán las pruebas, contempladas en las normas consignadas en el acápite 21.1

d.1) Pruebas de rutina

Aislamiento con tensión aplicada
 Aislamiento con tensión inducida
 Relación de transformación
 Polaridad
 Medición de pérdidas en vacío
 Medición de pérdidas en cortocircuito
 Medición de la tensión de cortocircuito
 Rigidez dieléctrica del aceite
 Corriente de excitación

d.2) Pruebas de tipo

Prueba de calentamiento efectuado a una (01) unidad por lote por cada tipo de transformador
 Prueba de impulso atmosférico efectuada a una (01) unidad por lote, por cada tipo de transformador

7.21 Seccionadores fusibles tipo expulsión ETS-LP-16**a) Normas aplicables**

ANSI C-37.42 American National Standard for switchgear–distribution Cut Outs and fuse links specifications

b) Características eléctricas principales

El seccionador fusible tipo expulsión será unipolares de instalación exterior en crucetas de madera, montaje vertical y accionamiento mediante uso de pértigas.

c) Características eléctricas principales

Las características principales de los seccionadores fusibles tipo expulsión son:

Tensión de servicio de la red	22.9/13.2 kV
Tensión máxima de servicio	25/14.5 kV
Tensión nominal del equipo	38 kV
Nivel de aislamiento	
Tensión de sostenimiento a la onda de impulso (BIL)	150 kV pico
Tensión de sometimiento a la frecuencia industrial	70 kV

Corriente nominal

100 A

d) Requerimientos de diseño

Los aisladores-soporte serán de porcelana y deberán ser diseñados para un ambiente medianamente contaminado. Tendrán suficiente resistencia mecánica para soportar los esfuerzos por apertura y cierre manualmente, así como los debidos a sismos.

Los seccionadores-fusibles estarán provistos de abrazaderas ajustables para fijarse en crucetas de concreto o de madera. El porta fusible se rebatirá automáticamente con la actuación del elemento fusible y deberá ser separable de la base, la bisagra de articulación tendrá doble guía. Los bornes aceptarán conductores de aleación de aluminio y cobre de 25 a 95 mm², y serán del tipo de vías paralelas.

Los fusibles serán de los tipos T y K de las capacidades que se muestran en los planos y metrado.

e) Accesorios

Los seccionadores-fusibles deberán incluir los siguientes accesorios:

Terminal de tierra

Placa de características

Accesorios para fijación a cruceta

Otros accesorios necesarios para un correcto transporte, montaje, operación y mantenimiento de los seccionadores

7.22 Pararrayos**ETS-LP-17****a) Normas Aplicables**

IEC 99-1 Surge Arrester Part 1: Non linear resistor type gapped arresters for A.C. Systems

IEC 99-4 Metal oxide surge arresters without gaps for A.C. Systems

b) Características generales

Los pararrayos serán del tipo de resistencias no lineales fabricadas basado en óxidos metálicos, sin explosores, para uso exterior, a prueba de explosión y para ser conectado entre fase y tierra.

La columna soporte será de porcelana y estará diseñada para un ambiente medianamente contaminado y las partes selladas estarán diseñadas para prevenir penetración de agua. El pararrayos contará con un elemento para liberar los gases creados por el arco que se origine en el interior, cuando la presión de los mismos llegue a valores que podrían hacer peligrar la estructura del pararrayos.

c) Características eléctricas

Tensión normal del pararrayos	
Con Neutro sólidamente puesto a tierra	21 kV
Con Neutro corrido multiaterrado	18 kV
Máxima Tensión de Operación Continua (MCOV)	
Con neutro sólidamente puesto a tierra	17 kV
Con neutro corrido multiaterrado	1 kV
Corriente nominal de descarga con onda 8/20 μ s	10 kA
Tensión residual máx. a la I nominal de descarga (10kA-8/20 μ s)	52.3 kVp

d) Accesorios

Los pararrayos deberán incluir entre otros, los siguientes accesorios: Terminal de tierra, placa de características, accesorios para fijación a cruceta y otros necesarios para el transporte, montaje, operación y mantenimiento.

7.23 Interruptor de recierre automático–Recloser ETS-LP-18**a) Normas Aplicables**

ANSI / IEEE C 37.60

ANSI / IEEE C 37.61

ANSI / IEEE C 37.90

b) Características de los interruptores de recierre**b.1) Aspectos generales**

Los interruptores de recierre automático serán trifásicos, para servicio exterior, con cámara de extinción en vacío o gas hexafluoruro de azufre (SF₆) y control automático de operación electrónico. Además deberá contar con un control manual para operación de emergencia o mantenimiento.

b.2) Características principales

Tensión de servicio	22.9 kV
Tensión máxima de servicio	25.0 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 (BIL)	150 kVp
Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial	50 kV
Corriente nominal	400 A
Corriente de ruptura simétrica	8 kA
Máxima. diferencia de tiempo de apertura entre dos	

diferentes polos	5 ms
Altitud de operación, sobre el nivel del mar	hasta 1000 m

b.3) Requerimientos de diseño y construcción

1) Elementos de conducción de la corriente

Los elementos conductores deberán ser capaces de soportar la corriente nominal continuamente a la frecuencia de operación, sin necesidad de mantenimiento excesivo, las terminales y conexiones entre los diferentes elementos deberán diseñarse para asegurar, permanentemente, una resistencia de contacto baja.

2) Mecanismo de interrupción del arco

El interruptor automático de recierre será capaz de romper la continuidad de cualquier corriente alterna automáticamente, con función de recierre, basada en secuencias (seleccionables) predeterminadas por intervalos temporizados, seguidos por una apertura de cero a su Capacidad Interruptiva Nominal, cuando se use en circuito predominantemente resistivos e inductivos.

El mecanismo de interrupción del arco deberá diseñarse con suficiente factor de seguridad, tanto mecánica como eléctrica, en todas sus partes para resistir hasta cuatro (04) ciclos continuos de recierre.

3) Aislamiento

Los aisladores del interruptor automático de recierre serán de porcelana u otro material equivalente, diseñados de tal forma que, si ocurre una descarga a tierra por Tensión del Impulso con el interruptor en las posiciones de abierto o cerrado, deberá efectuarse por la parte externa, sin que se presente flameo en la parte interna o perforación del aislamiento. Deberá tener resistencia mecánica y física para soportar los esfuerzos debido a las operaciones de apertura y cierre, los esfuerzos razonables en los conectores y conductores, variaciones bruscas de temperatura y los producidos por sismos.

El diseño será hecho para instalación al exterior y ambiente contaminado, teniendo en cuenta una línea de fuga mínima de 25 mm/kV. El aislamiento deberá ser capaz de soportar continuamente la tensión máxima de operación.

4) Mecanismos

4.1) Mecanismo general

El interruptor automático de cierre deberá estar diseñado para operación automática y manual, por medio de un mecanismo por acumulación de energía por muelle o resorte. Este mecanismo contará con un dispositivo de accionamiento manual lento para propósito de inspección y prueba.

4.2) Mecanismo de apertura

Los interruptores automáticos de recierre serán del tipo disparo libre, el mecanismo de apertura deberá diseñarse en forma tal que asegure la apertura en el tiempo especificado si el impulso de disparo es recibido en las posiciones de totalmente o parcialmente cerrado. La bobina de disparo deberá ser capaz de abrir el interruptor en los límites de rango de tensión auxiliar especificado. Se deberá proporcionar un dispositivo para efectuar la apertura manual local en caso de emergencia y protegido contra operaciones accidental

4.3) Mecanismo de cierre

El mecanismo de cierre, se diseñará, de tal forma que no interfiera con el mecanismo de disparo y deberá desenergizarse automáticamente, cuando se complete la operación. A este mecanismo se lo conoce como dispositivo de antibombeo (anti-pumping-device)

b.4) Requerimiento de control

El sistema de mando será previsto para ser accionado:

Localmente, seleccionable mediante un conmutador ubicado en la caja de control del interruptor de recierre.

Automáticamente por las órdenes emitidas desde las protecciones y automatismos.

Dispositivos de disparo de emergencia.

b.5) Caja de control

Deberán ser a prueba de intemperie y dispondrán de un control y calefactor eléctrico para reducir la humedad relativa al nivel tolerado por los equipos.

Los solenoides de control, sistema de mando, automatismos, interruptores auxiliares, bloqueos terminales, etc., deberán estar alojados en una caja, centralizada de mando para los 3 polos o independiente por polo, según se trate de mandos tripolares o unipolares.

b.6) Contador de operaciones

Los interruptores de recierre deberán poseer un contador mecánico de operaciones, ubicado en la caja de control.

b.7) Resistencia mecánica

Los interruptores de recierre automático, deberán estar diseñados mecánicamente para soportar entre otros, esfuerzos debidos a:

Cargas del viento

Fuerzas electrodinámicas producidas por cortocircuitos

Fuerzas de tracción en las conexiones horizontales y verticales en la dirección más desfavorable

Fuerzas de origen sísmico o fuerzas por la caída de una estructura

b.8) Inspección

Los interruptores de recierre deberán ser diseñados teniendo en cuenta la facilidad de inspección en aquellas partes que necesitan mantenimiento rutinario. La relación de estas partes será indicada por el fabricante

b.9) Transformadores de corriente

Todos los interruptores de recierre deberán suministrarse con transformadores de corriente tipo BUSHING de las características que le permitan el control de operación electrónica.

b.10) Contactos auxiliares

El interruptor de recierre estará provisto de cinco (5) contactos auxiliares normalmente abiertos y 5 contactos normalmente cerrados

b.11) Autonomía de maniobras

Los interruptores de recierre automático, deberán operar automáticamente hasta cuatro (04) ciclos continuos con auto reposición. Deberán poder cargarse manualmente, en caso de falla del sistema de carga (motor).

b.12) Soporte

Los interruptores de recierre serán para instalación en una base en postes de madera o concreto

b.13) Conectores terminales

Los conectores terminales deberán ser a prueba de efecto corona y con capacidad de cierre mayor que la nominal del bushing al que estén acoplados. La superficie de contacto deberá ser capaz de evitar calentamiento y el incremento de temperatura no debe ser mayor de 30 °C.

b.14) Herramientas especiales

Por cada interruptor de recierre se suministra 01 juego de herramientas y equipos especiales, para los trabajos de mantenimiento y reparación de los interruptores.

b.15) Accesorios

Placa de identificación

Indicadores de posición mecánicos o eléctricos (lámparas roja o verde)

Pernos u orejas de izaje

Contadores de operación

Terminales bimetálicos tipo bandera para la conexión del interruptor de recierre.

Terminal de puesta a tierra con conector para conductor de cobre cableado del N°. 16 mm² al 35 mm² de sección.

Dispositivo de operación manual

Contactos auxiliares

Gabinete de control

Herramientas y equipos para el montaje, mantenimiento y operación

Contactos adicionales previstos para control, supervisión e indicación de posesión del propietario

Otros accesorios

7.24 Cajas de distribución, equipos de protección y control ETS-LP-19

a) Normas aplicables

IEC 157-1	Para interruptores termo magnéticos
IEC 144	Para grados de protección
IEC 408	Para bases portafusibles
IEC 269	Para fusibles NH
IEC 158-1 y 158-1A	Para conectores electromagnéticos
ASTM B-3 y B-8	Para los conductores
IEC 20-14	Para el aislamiento

b) Caja de distribución

Será fabricada íntegramente con planchas de acero laminado en frío, de 2 mm de espesor de acuerdo con las dimensiones de los planos de detalle, donde se indican la ubicación de cada uno de los equipos. El techo del tablero tendrá una pendiente de 5° y terminará con un volado de 10 cm.

La caja tendrá una puerta frontal de 2 hojas, una chapa de montaje a ras, una empaquetadura de neoprene en todo el perímetro de la puerta para obtener un alto grado de hermeticidad.

Las caras laterales e inferior, tendrán agujeros semitaladrados para la entrada y salida de los conductores, estos serán cerrados herméticamente una vez colocados los conductores, para evitar el ingreso de humedad, polvo e insectos al tablero

La caja metálica, recibirá un tratamiento de arenado y luego se protegerá con dos capas de pintura anti corrosiva, basado en cromato de zinc de la mejor calidad, seguido de dos capas de acabado con esmalte de color gris. El espesor de las capas de recubrimiento será de 2 a 3 milésimas de pulgada con película seca.

c) Interruptor termo magnético

Los interruptores electromagnéticos serán tripolares, bipolares o unipolares del tipo caja moldeada, para instalarse en el interior de cajas de distribución, su diseño será simple, de fácil instalación y mantenimiento.

Los interruptores vendrán provistos de terminales de tornillos con contactos de presión para conectarse a los conductores. El mecanismo de desconexión será del tipo común, de manera que la apertura de los polos sea simultánea y evite la apertura individual.

Los interruptores tripolares operarán a 380 V, los bipolares a 440 V, los unipolares a 220 V. La capacidad de interrupción mínima será de 10 kA.

d) Contactor electromagnético

Los contactores electromagnéticos serán bipolares del tipo electromecánico, para uso en interiores, su montaje se hará con otros equipos en cajas de distribución normalmente cerradas. El conjunto será provisto de un sistema de mando que acciona mediante el control fotoeléctrico, el interruptor horario o interruptor manual, los cuales pueden actuar directamente sobre la bobina de excitación.

La articulación y el entrehierro del núcleo magnético serán resistentes al polvo y a la humedad y las bobinas de control deberán ser de ejecución tropicalizada.

Los bornes de conexión deberán ser perfectamente accesibles y acondicionados de manera que permitan una perfecta conexión y ajustes de los terminales de los conductores.

Los contactores tendrán las siguientes características eléctricas:

Número de polos	2
Tensión nominal	230 V
Corriente nominal	según metrado
Límite de tensión de alimentación	80 – 110%

e) Interruptor horario

Será del tipo impulsado por motor síncrono, bipolar, para operar a 220 V, vendrá en caja tipo NEMA1. Accionará el contactor del circuito de alumbrado público.

f) Transformador de corriente

Será del tipo núcleo toroidal, adecuado para instalarse sobre los conductores o barras del tablero de distribución y, sus características son:

Tensión nominal	1 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente secundaria	5 A

Relación de transformación

Según metrado

g) Medidor totalizador de energía activa trifásico

El medidor de energía activa trifásico será de tipo inducción, de 4 hilos para el sistema 380/220 V, medirá el consumo de energía en la subestación y tendrá las siguientes características:

Tensión nominal	380 V
Frecuencia	60 Hz
Capacidad nominal	5 A
Clase	2
Rango de variación de tensión	± 10%

h) Medidor totalizador de energía activa monofásicos

Los medidores de energía monofásicos serán tipo inducción, de 2 hilos para el sistema 220 V, medirá el consumo de energía por alumbrado público en la subestación. La medición será directa y cumplirán con las recomendaciones de la Norma IEC-521. Tendrán las siguientes características:

Tensión nominal	220 V
Frecuencia	60 Hz
Capacidad nominal	5 A
Sobre carga admisible sin variar la clase de presión	40 A
Clase	2
Rango de la variación de tensión	± 10%

i) Cable tipo NYY para 1 kV

El cable NYY, será de cobre con aislamiento de cloruro de polivinilo (PVC) y cubierta exterior con una chaqueta de PVC, color negro en conformación paralelo para operara a la temperatura de 80 °C

CAPITULO VIII

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL MONTAJE

8.1 Especificaciones técnicas generales

8.1.1 Del contrato

a) Alcance

El Contratista, de acuerdo con los documentos contractuales, deberá ejecutar la totalidad de los trabajos, realizar los servicios requeridos para la ejecución y terminación de la obra, las pruebas y puesta en operación de las instalaciones

b) Condiciones de contratación

Las únicas condiciones válidas para normar la ejecución de la obra serán las contenidas en el Contrato y en los documentos contractuales.

c) Condiciones que afectan a la obra

El Contratista deberá estar informado de todo cuanto se relacione con la naturaleza, localización, finalidad de la obra, condiciones generales y locales, ejecución, conservación y mantenimiento conforme a lo prescrito en los documentos contractuales. Cualquier falta, error u omisión en obtener la información, no le releva la responsabilidad de apreciar las dificultades, los costos de obra y el cumplimiento de las obligaciones contractuales.

d) Observación de las leyes

El Contratista, es responsable de estar plenamente informado de las leyes que puedan afectar de alguna manera a las personas empleadas en el trabajo, el equipo o material que utilice, la forma de llevar a cabo la obra y, se obliga a ceñirse a tales leyes, ordenanzas y reglamentos.

e) Cesión del contrato y sub-contratos

No se permitirá la cesión total o parcial del Contrato, sin la autorización escrita de la Supervisión, y previo conocimiento del Cesionario, así como los términos y condiciones de la cesión.

8.1.2 De la programación

a) Cronograma de ejecución

El Contratista entregará a la Supervisión, antes de dar inicio a las obras, un diagrama PERT-CPM y un diagrama de barras GANTT de todas las actividades que desarrollará, indicando el tiempo del personal que intervendrá. El diagrama será lo más detallado posible, indicando las actividades que tienen relación directa con las partidas del presupuesto y el cronograma valorizado.

b) Plazos contractuales

El cronograma de ejecución debe definir con carácter contractual las fechas de: Inicio y fin de montaje, inicio y fin de prueba, inicio de operación experimental, aceptación provisional y aceptación definitiva.

Estas fechas definen los períodos de duración de las siguientes actividades: Montaje, prueba en vacío, prueba en servicio, operación experimental y periodo de garantía.

c) Modificación del cronograma de ejecución

La Supervisión, aprobará la alteración del cronograma de obra a solicitud de El Contratista cuando los trabajos se retrasan por alguna de las siguientes razones:

Aumento de trabajo u obra, que a juicio de la Supervisión impidan cumplir con el plazo estipulado en los documentos contractuales.

Modificaciones en los documentos contractuales que originen aumento de trabajo y obra con efecto igual al indicado en (a)

Suspensión temporal de la Obra ordenada por la Supervisión, por causa no imputable al Contratista.

Causas de fuerza mayor o fortuita

Atraso en la ejecución de la obra que no estuviera a cargo del Contratista

Cualquier otra causa que, a juicio de la Supervisión, sea justificada.

d) Cuaderno de obras

El Contratista llevará un cuaderno de obra, donde anotará las ocurrencias importantes que se presenten durante el desarrollo de los trabajos, las consultas técnicas, las modificaciones, trazos de ruta, y solicitud de ampliación de plazo, así como los acuerdos de reuniones efectuadas en obra entre el Contratista y la Supervisión. El Cuaderno de Obra será foliado y legalizado todas las hoja, cada original tendrá tres copias, y se distribuirán de la siguiente forma:

Original

Cuaderno de Obra

Primera copia

El Propietario

Segunda copia

La Supervisión

Tercera copia

El Contratista

Las anotaciones serán hechas en Castellano y con letras claras, debiendo ser firmadas por representantes autorizados del Contratista y la Supervisión. La comunicación entre ambas partes será por escrito, además se podrá utilizar el cuaderno de obra cuando las circunstancias así lo exijan.

8.1.3 Del personal

a) Organigrama del contratista

El Contratista presentará un organigrama administrativo para la ejecución de la obra, indicando el nombre y calificación del o de los representantes calificados y habilitados para resolver cuestiones técnicas y administrativas relativas a la obra. Si se producen cambios en el personal comunicara a la supervisión:

b) Desempeño del personal

El trabajo debe ser ejecutado por personal especializado y debidamente calificado, de acuerdo con los documentos contractuales. A solicitud de la Supervisión, El Contratista despedirá a la persona desordenada, e incompetente. Tales destituciones no podrán servir de base a reclamos o indemnizaciones.

c) Leyes sociales

El Contratista se obliga a cumplir las disposiciones de la Legislación del Trabajo y de la Seguridad Social.

d) Seguridad e higiene

El Contratista deberá conocer las leyes, reglamentos, medidas y precauciones que sean necesarias para evitar que se produzcan condiciones insalubres en la zona de trabajo y en sus alrededores. En todo instante, tomará las medidas necesarias para la seguridad, prevenir y evitar accidentes, y prestar asistencia a su personal, respetando los reglamentos de seguridad vigente

8.1.4 De la ejecución

a) Ejecución de los trabajos

La Obra, será ejecutada de acuerdo a los documentos contractuales y en donde no se ha prescrito, se hará acuerdo a la directiva del Supervisor. El Contratista no podrá efectuar cambio, modificación o reducción en la extensión de la obra, sin autorización escrita.

b) Montaje de partes importantes

El Contratista y la Supervisión acordarán antes del inicio del montaje, las partes o piezas importantes cuyo montaje requiere su autorización.

c) Herramientas y equipos de construcción

El Contratista, tendrá en de la obra, los equipos y herramientas de construcción y montaje de acuerdo a los requerimientos, en condiciones operativas.

d) Cambios y modificaciones

La Supervisión, tiene el derecho de ordenar, por escrito al Contratista, mediante una orden de cambio la alteración, modificación, cambio, adición, deducción o cualquier otra forma de variación de una o más partes de la obra.

e) Rechazos

Si, la Supervisión encontrase que, a su juicio, parte de la obra, suministro o material empleado son defectuosos o están en desacuerdo con los documentos contractuales, comunicará al Contratista para que, éste disponga su reemplazo inmediato y a su costo, cumpliendo con las prescripciones de garantía del contrato. Si, no cumpliera con lo mencionado anteriormente, El Propietario, podrá efectuar dicha labor, cargando los costos correspondientes al Contratista.

f) Daños de obra

El Contratista, será único responsable de los daños o pérdidas de cualquier naturaleza que pueda experimentar la obra hasta su aceptación provisional, extendiéndose tal responsabilidad a los casos no imputables.

g) Daños y perjuicios a terceros

El Contratista, será responsable de los reclamos, por los daños causados a las personas o propiedades particulares, por negligencia en el trabajo o causa que le sea imputable, deberá, en consecuencia, reparar a su costo dicho daño.

h) Protección del medio ambiente

El Contratista preservará y protegerá la vegetación de árboles, arbustos y plantas frutales que exista en el sitio de la obra o adyacentes que no obstaculice la ejecución de los trabajos. Tomará las medidas necesarias para la poda de árboles que estorben la obra, todo exceso será de su entera responsabilidad.

i) Vigilancia y protección de la obra

El Contratista, debe proteger y conservar los equipos, maquinarias, instrumentos, provisiones, materiales y las instalaciones de la obra ejecutada, hasta su aceptación provisional, la Supervisión podrá solicitar protección especial a determinados equipos o materiales. Si, las instalaciones de la obra, no son protegidas el Propietario podrá hacerlo, cargando el gasto al Contratista.

j) Limpieza

El Contratista deberá mantener el área donde se ejecutan las obras incluyendo los almacenes, libres de toda acumulación de desperdicios o basura. Antes de la aceptación provisional de la obra deberá retirar las herramientas, equipos, provisiones y materiales de su propiedad, de modo que deje la obra y el área de construcción en condiciones satisfactorias. Si no cumple lo antes indicado, el Propietario podrá efectuar dicho trabajo y los gastos ocasionados deducirá del saldo que le adeude.

8.1.5 De la Supervisión**a) Supervisión de la obra**

La supervisión será realizada por El Propietario a través de un ingeniero o por una empresa consultora, cualquiera sea el caso, comunicará al Contratista el nombre del ingeniero responsable de la Supervisión, quien estará habilitado resolver las cuestiones técnicas y administrativas relativas a la obra.

b) Responsabilidad de la obra

La presencia de la Supervisión en la obra, no releva al Contratista de su responsabilidad en la ejecución de las obras

c) Obligaciones del contratista

El Contratista esta obligado a informar a la Supervisión, sobre el programa de trabajo en los términos y plazos prescritos en los documentos contractuales.

d) Facilidades de inspección

La Supervisión tendrá acceso a la obra, cualquiera sea el estado en que se encuentre y El Contratista prestará las facilidades del caso, para este fin, deberá

Autorizar el uso de equipo y material necesario para la inspección y vigilancia de la obra y designar personal para apoyar a la supervisión.

Proveer y mantener en perfectas condiciones todas las marcas, señales y referencias necesarias para la ejecución e inspección de la obra.

Disponer de elementos necesarios para que la inspección se efectúe en forma satisfactoria, oportuna y eficaz.

8.1.6 De la aceptación**a) Procedimiento general**

Para la aceptación de la obra, los equipos e instalaciones serán objeto de pruebas al término del montaje; en primer lugar, se harán las pruebas sin tensión del sistema (pruebas en blanco), después las pruebas en servicio.

Efectuadas las pruebas a satisfacción de la Supervisión, la obra será puesta en servicio, en forma comercial, con carácter experimental durante un mes, al cabo del cual se producirá la aceptación provisional, dando inicio al período de garantía por un año a cuya conclusión se producirá la aceptación definitiva

b) Pruebas en blanco

Para realizar estas pruebas, se dispondrán de los siguientes documentos:

Un programa detallado de las pruebas a efectuarse

El procedimiento de pruebas

Las Planillas de los protocolos de pruebas

Relación de los equipos de prueba a utilizarse.

Tres copias de los planos de la obra y sección de obra en su última revisión

La Supervisión verificará la suficiencia de la documentación y el estado de la obra y, emitirá un informe autorizando realizar las pruebas de puesta en servicio con sus equipos y personal calificado. Si alguna prueba no resultase conforme con las prescripciones de los documentos contractuales, será repetida y los gastos estarán a cargo del Contratista. El Propietario se reserva el derecho de renunciar provisional o definitivamente a algunas de las pruebas.

c) Prueba de puesta en servicio

La Supervisión y El Contratista acordarán el procedimiento de las pruebas de puesta en servicio, que consiste en energizar el sistema y la toma de carga. Si, en las pruebas se obtienen resultados distintos a los prescritos en los documentos contractuales, El Contratista realizará los cambios o ajustes necesarios para que se obtenga resultados satisfactorios.

d) Operación experimental y aceptación provisional

La fecha de término satisfactorio de las pruebas de puesta en servicio será la fecha de inicio de la operación experimental por un mes y estará bajo la responsabilidad del Contratista. En este periodo la operación del sistema será sin necesidad de arreglos o revisiones a la carga solicitada por el Propietario. La aceptación provisional, será emitida después de este período de operación satisfactoria, para lo cual El Contratista entregará los siguientes documentos:

Inventario físico de los equipos y materiales instalados.

Planos de obra.

La aceptación provisional será objeto de la firma de un acta por El Propietario, la Supervisión y El Contratista. Si por razones imputables al Contratista, el acta no se firma,

El Propietario, estará en libertad de hacer uso de la obra, siempre que, a su juicio esta, esté en condiciones de ser usada, tal uso no significa aceptación de la obra y, su mantenimiento y conservación será por cuenta del Contratista con excepción del deterioro que provenga del uso por El Propietario

e) Período de garantía y aceptación definitiva

El periodo de garantía se inicia con la firma del acta de aceptación provisional, en esta etapa los riesgos y responsabilidades de la obra están a cargo de El Propietario, salvo las garantías que correspondan al Contratista.

A solicitud del Propietario, El Contratista deberá realizar los trabajos de reparación, modificación o reemplazo de cualquier defecto de la obra o equipo, que, tenga un funcionamiento incorrecto o que no cumpla con las características técnicas indicadas en el expediente técnico. Estos trabajos serán efectuados a su costo, si los defectos de la obra estuvieran en desacuerdo con el expediente técnico o por su negligencia en no observar cualquier obligación expresa o implícita en el contrato. Si los defectos se debieran a causas ajenas al contrato, el trabajo será pagado como adicional.

Si transcurrido siete días que El Propietario solicito al Contratista, algún trabajo de reparación y, éste no toma las medidas necesarias para su ejecución, El Propietario podrá hacer dicho trabajo, sin relevarle de su responsabilidad, y si la reparación fuese por causa imputable al Contratista, el costo de la reparación se deducirá de cualquier saldo pendiente de pago.

Concluido el período de garantía, se procederá a la inspección final de la obra, para su aceptación definitiva, verificando la obra a satisfacción del Propietario y de no existir reclamo de terceros, se celebrará el acta de aceptación definitiva, firmando el Propietario, la Supervisión y el Contratista. Firmada el acta de aceptación definitiva, el Propietario y la Supervisión no podrán hacer reclamos con relación a la obra, ejecutada. De lo actuado se dejará constancia en el acta respectiva, procediéndose a la liberación de los pagos correspondientes.

8.2 Especificaciones particulares

8.2.1 Replanteo de obra

a) Planos y replanteo de obra

El trazo de la línea, la ubicación de estructuras, los detalles de armados y retenidas a emplearse en el proyecto, serán entregado al Contratista en planos y láminas que forman parte del expediente técnico. Los trabajos de replanteo son:

Identificación de los ejes y vértices del trazo

Ubicación del (los) poste (s) de la (s) estructura (s)

Ubicación de las retenidas

Los trabajos de replanteo serán realizados por personal experimentado, utilizando teodolitos, distanciómetros, y otros instrumentos de medición de probada calidad y precisión, para determinar distancias y ángulos. El replanteo se materializará en el terreno mediante:

Hitos de concreto en los vértices, extremos de líneas y puntos de control importantes a lo largo del trazo.

Ubicación de estacas para poste, retenida y en la bisectriz del ángulo.

El Contratista someterá a la aprobación de la Supervisión la planilla de replanteo de cada tramo de línea, de acuerdo con el cronograma de obra, la Supervisión aprobará u ordenará las modificaciones pertinentes. En los tramos donde, es necesario introducir variantes en el trazo debido a fenómenos geológicos o errores en el levantamiento topográfico para el proyecto, efectuará los trabajos de topografía, dibujo de planos y distribución de estructuras. El costo de estos trabajos estará en de la partida de replanteo de obra.

Los hitos de concreto y estacas serán protegidos durante el período de ejecución de las obras. Si son destruidos, desplazados o dañados por personal de obra o por terceros, serán por cuenta del Contratista el costo de reemplazo.

8.2.2 Gestión de servidumbre

El Contratista, efectuará la gestión para la obtención de los derechos de servidumbre permanente y servidumbre de paso; preparará la documentación a fin de que El Propietario, previa aprobación de la Supervisión, proceda al pago de los derechos e indemnizaciones correspondientes.

a) Derecho de servidumbre permanente y de paso

El Propietario adquirirá los derechos de servidumbre permanente para una franja de 11 metros de ancho, 5.5 m a cada lado del eje de la línea y, servidumbre de paso en forma progresiva, de acuerdo con el cronograma de obra y en función de la gestión que realice El Contratista.

Si, existiesen dificultades no imputables al Propietario, que produjeran retrasos en la obtención del derecho de servidumbre, el Contratista deberá continuar la ejecución de la obra, en tramos de línea donde los derechos se han adquirido, sin requerir pagos adicionales ni ampliaciones de plazo para terminar la obra.

b) Cruce con instalaciones de servicio público

En las proximidades o cruce de líneas de energía o comunicaciones, carreteras El Contratista notificará a las autoridades competentes, la fecha y duración de los trabajos previstos, instalando en lugares visibles avisos de peligro y advertencia, para garantizar la seguridad de las personas y vehículos.

c) Limpieza de la franja de servidumbre

El Contratista talará o cortará los árboles y arbustos que se encuentren dentro de la faja de servidumbre, luego de obtener el permiso de los propietarios. Los árboles y arbustos talados serán retirados y depositados en lugares aprobados por los propietarios y/o las autoridades locales.

d) Daños a propietarios de predios

El Contratista tomará las precauciones pertinentes a fin de evitar el paso a través de propiedades públicas o privadas de uso de vivienda y comercio.

El Propietario se hará cargo de los daños y perjuicios en propiedades ubicadas dentro de la franja de servidumbre, siempre que no se deriven de la negligencia del Contratista. El Contratista será responsable de los daños a las propiedades que se encuentran fuera de la faja de servidumbre, en el caso de árboles frutales, estos serán retirados en común acuerdo con los propietarios.

8.2.3 Campamentos

El Contratista construirá o alquilará los campamentos necesarios que permitan, el normal desarrollo de sus actividades, en la ejecución de la obra, estos incluirán:

Alojamiento para el personal del Contratista y de la Supervisión

Oficinas administrativas del Contratista y de la Supervisión

Almacenes

Servicios higiénicos y energía eléctrica

Los campamentos no son instalaciones del proyecto, de ser construidos, se utilizarán elementos portátiles, con la aprobación de la Supervisión, el precio de la oferta incluirá:

Movimiento de tierras

Excavaciones y rellenos

Desbroce y limpieza

Piso de cemento en áreas de alojamiento colectivo y oficinas.

8.2.4 Excavación

El Contratista determinará los taludes de excavación mínimos necesarios que se darán en la apertura del hoyo, a fin de no alterar la estabilidad de las paredes laterales y

ejecutará las excavaciones, utilizando métodos y equipos apropiados para cada tipo de terreno con la aprobación de la Supervisión, cualquier exceso realizado, será rellenado y compactado a su costo. Las dimensiones de la excavación serán las que se muestran en las láminas del proyecto para cada tipo de terreno., el fondo será plano y firmemente compactado, para obtener una distribución uniforme de la fuerza.

Se considera terreno rocoso cuando es necesario el uso de explosivos, en todos los otros casos es terreno normal. El Contratista tomará las precauciones para proteger al personal de obra, equipo y propiedades privadas durante el almacenamiento, transporte y utilización de explosivos.

8.2.5 Izado de postes

El Contratista someterá a la aprobación de la Supervisión el procedimiento a utilizar en el izado de postes, los que no serán daños ni forzados a esfuerzos excesivos. El izado de postes en lugares con carreteras de acceso, será con grúa de 8 toneladas y en sitios donde no hay acceso para la grúa, los postes serán izados utilizando tripodes y/o thirfos.

El responsable del izado de postes, revisará antes de las maniobras los equipos, herramientas tales estrobos, cables de acero, thirfos, sogas, etc. y puntos de fijación ha utilizar, a fin de que no presenten defectos al momento del izado. No permitirá que persona alguna se situé debajo del poste, soga tensionada, o en el hoyo, ni el escalamiento al poste antes de ser cimentado completamente a fin de evitar accidentes.

La Supervisión se reserva el derecho de prohibir la aplicación del método de izado propuesto por El Contratista, si no presentara una completa garantía a la integridad física de las personas y daños a las estructuras.

a) Cimentación y relleno

La cimentación del poste se hará con concreto ciclope, sin uso de varillas de fierro y tendrá una calidad de $f.c = 210 \text{ kg/cm}^2$, se tendrá en cuenta el tipo de terreno de la zona (terreno vegetal). La profundidad del macizo será de 1.70 m, que corresponde al $0.10L + 0.30 \text{ m}$ más 0.20 m de solado, siendo L la longitud total del poste. En zonas cercanas o dentro de taludes, cuevas o zonas de inundaciones, se harán obras para reforzar la cimentación.

8.2.6 Armado de estructuras

El armado de estructuras se hará de acuerdo con el método propuesto por El Contratista y aprobado por la Supervisión, cualquiera sea el método, es imprescindible evitar esfuerzos excesivos en los elementos de la estructura.

El Contratista tomará las precauciones para asegurar que ninguna parte de los armados sea forzado o dañado, durante el transporte, almacenamiento y montaje. Las piezas con daños mayores, ocasionados al galvanizado será causa suficiente para ser rechazada y las piezas con daños menores serán reparadas con pintura especial, el procedimiento a seguir es:

Limpiar con escobilla removiendo las partículas del zinc sueltas y los indicios de óxido y, desgrasar si fuera necesario.

El punto dañado, será cubierto con dos capas sucesivas de una pintura rica en zinc (95% de zinc en película seca) con un portador fenólico basado en estireno.

La pintura se aplicará con las instrucciones del fabricante

Cubrir con una capa de resina-laca.

Las piezas reparadas por daños del galvanizado, serán sometidas a la aprobación de la Supervisión. Si en opinión de ella, la reparación no fuese aceptable, la pieza o piezas serán reemplazadas y los gastos que ello origine serán por cuenta del Contratista.

a) Tolerancias

Los postes deben quedar verticales y las crucetas horizontales, perpendiculares al eje de la línea o en la bisectriz del ángulo de desvío, en estructuras de ángulo. Cuando se superan las tolerancias el Contratista desmontará y corregirá el montaje, sin costo adicional. Las tolerancias máximas son:

Verticalidad del poste	0.5 cm/m
Alineamiento	± 5 cm.
Orientación	0.5°
Desviación de crucetas	(1/400)*Longitud de cruceta

b) Ajuste final de pernos

El ajuste de los pernos y tuercas se efectuará con cuidado y sistemáticamente, utilizando llaves adecuadas, para no dañar la superficie galvanizada. El ajuste será verificado mediante torquímetros de calidad comprobada y las magnitudes obtenidas deben ser aprobadas por la Supervisión.

c) Instalación de aisladores y accesorios

Los aisladores serán manipulados cuidadosamente durante el transporte y montaje. Antes de su instalación se inspeccionará que estén limpios y no dañados o tengan defectos, rechazando los que estén agrietados, astillados o presenten daños en la superficie metálica. El montaje de los aisladores se hará de acuerdo con los planos del proyecto y en las estructuras que se indiquen en la planilla de estructuras.

8.2.7 Montaje de retenidas y anclajes

Las retenidas se instalarán antes del tendido del conductor y estarán alineadas con la fuerza aplicada al poste o la fuerza resultante a la cual va contrarrestar. La disposición del cable acerado y los amarres preformados se muestran en los planos de detalle.

La excavación del hoyo para la retenida y el relleno correspondiente se ejecutarán, de acuerdo con la especificación consignada en los numerales 2.4 y 2.5, la compactación se hará con capas de 0.40 m, después de orientar la varilla

La varilla de anclaje, se fijará con el bloque de concreto, tendrá una inclinación con respecto al eje del poste de 36°, sobresaliendo del suelo 0.20 m, y en el empalme con el cable acerado no formará ángulo. El cable de acero será tensado de tal manera que los postes se mantengan en posición vertical, después del flechado y amarre de los conductores.

8.2.8 Puesta a tierra

Las puestas a tierra se harán con conductores de cobre y electrodos, como se muestra en los planos de detalle del proyecto. Se pondrán a tierra, la espiga de los aisladores PIN, el perno de sujeción de la cadena de aisladores, el conductor neutro en el caso que existiera, los bornes del pararrayos y los soportes de los Cut Out. Los valores máximos en las puestas a tierra son:

25 Ohms	Estructuras de seccionamiento con pararrayos en líneas.
15 Ohms	Subestación de distribución con sistema neutro corrido
10 Ohms	Subestación de distribución con sistema retorno total por tierra

8.2.9 Tendido y puesta en flecha de los conductores

a) Prescripciones generales

a.1) Método de montaje

El tendido y flechado del conductor será ejecutado de acuerdo al método propuesto por El Contratista, y aprobado por la Supervisión. Cualquiera que sea el método la premisa básica, es que el conductor no roce el suelo para evitar daños en los hilos; ni deben producir fuerzas excesivas, en los conductores y demás componentes de la línea. La Supervisión se reserva el derecho de rechazar el método propuesto, si no da garantía para el montaje.

a.2) Equipos

Los equipos propuestos para el tendido del conductor, serán sometidos por El Contratista a la inspección de la Supervisión, demostrando en sitio, la correcta operación en el procedimiento secuencial del montaje.

a.3) Suspensión del montaje

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

b) Manipulación de los conductores**b.1) Criterios generales**

Los conductores serán manipulados con cuidado para evitar daños en la superficie o disminución de adherencia entre los hilos de las distintas capas. El tendido de los conductores se hará utilizando winche y freno mecánico, además de poleas de aleación de aluminio con radios de curvatura adecuados para cada sección de conductor.

b.2) Grapas y mordazas

Las grapas y mordazas empleadas en el montaje no deberán producir movimiento relativo de los alambres o capas de los conductores y, serán del tipo de mandíbulas paralelas con superficie de contacto aisladas y rectas, su largo será tal que permita el tendido del conductor sin doblarlo ni dañarlo.

b.3) Poleas

Las poleas a utilizar estarán provistas de cojinetes, las que tendrán un ancho de ranura igual, por lo menos a 20 veces el diámetro del conductor y la profundidad suficiente, que permita el paso del conductor y los empalmes sin riesgo de descarrilamiento.

El tamaño y la forma de la ranura, la naturaleza del metal y las condiciones de la superficie serán tales que la fricción sea reducido al mínimo y los conductores estén completamente protegidos contra cualquier causa de daño. La ranura tendrá un recubrimiento con neoprene o uretano

c) Empalmes de los conductores**c.1) Criterios de empleo**

El Contratista buscará de reducir, al mínimo el número de empalmes de los conductores y será aprobado por la Supervisión antes de iniciar el tendido. Los empalmes se harán de preferencia en las estructuras de anclaje.

La regla básica es, que, en cada vano se instale un empalme por conductor a más de 10 m de la estructura, no se harán empalmes en vanos que crucen líneas primarias, telefónicas, carreteras importantes y ríos. La separación o distancia mínima entre dos empalmes aéreos contiguos con el uso de manguitos de empalme, en un mismo conductor serán tres vanos.

c.2) Preparación de los conductores

El Contratista verificará que los conductores y los tubos de empalme estén limpios y, el corte del conductor lo hará con cizalla para asegurar un corte transversal y perpendicular que, no dañe los hilos del mismo.

c.3) Ejecución de los empalmes

Los empalmes del tipo compresión, se harán con las indicaciones del fabricante de tal manera que, después de su instalación presente el valor más alto de sus características mecánicas y eléctricas.

c.4) Pruebas

El Contratista medirá la resistencia eléctrica de los empalmes, el valor no deberá superar al del conductor de igual longitud.

c.5) Registro

El Contratista llevará un registro de los empalmes, indicando su ubicación, fecha de ejecución y resistencia eléctrica. Este registro será entregado a la Supervisión al terminar del montaje.

d) Puesta en flecha**d.1) Criterios generales**

La puesta en flecha de los conductores se ejecutará de acuerdo a la tabla de tensado y se hará por conductor en cada tramo.

d.2) Procedimiento de puesta en flecha del conductor

El flechado de los conductores se hará después de 15 días de realizado el tendido, durante este tiempo, el conductor y los hilos que lo conforman se adecuarán a su nueva posición de trabajo; se utilizará teodolito, taquímetro y demás instrumentos necesarios para el flechado. La flecha en los conductores se controlará en dos vanos de cada tramo de flechado, estos vanos estarán alejados uno del otro para verificar la uniformidad de la fuerza de tracción. Se aceptará el uso de dinamómetro solo en el tramo de la Subestación y la primera estructura de la línea

d.3) Tolerancias

La tolerancia del tendido respecto a las flechas de la tabla de tensado es 1% para cada conductor y 0.5% para la suma de las flechas de los tres conductores en cada vano.

d.4) Registro del tendido

El Contratista llevará un registro, para cada tramo de línea indicando la fecha de tendido, flecha del conductor, temperatura ambiente y velocidad del viento, y serán entregados a la Supervisión.

d.5) Fijación del conductor a los aisladores tipo PIN y grapa de anclaje.

El conductor, será ubicado en los aisladores tipo PIN conjuntamente con la varilla de armar, para su amarre definitivo, y fijado a las grapas de anclaje o suspensión de la cadena de aisladores. Los amarres se ejecutarán de acuerdo con los detalles mostrados en los planos del proyecto y los torques de ajuste aplicados a las tuercas de las grapas de anclaje serán los indicados por los fabricantes, la verificación se hará con torquímetros de probada calidad y precisión.

d.6) Puesta a tierra

Los conductores estarán con puesta a tierra en forma permanente, durante el tendido para evitar accidentes al personal de montaje, debido a descargas atmosféricas, inducción electrostática o electromagnética. El Contratista, llevará un control de los puntos en los cuales se conecta las puestas a tierra, con la finalidad de desconectarlas, antes de la puesta en servicio de la línea.

8.2.10 Montaje de subestaciones de distribución

El Contratista verificará la ubicación, disposición y orientación de las subestaciones de distribución y podrá modificarlas con la aprobación de la Supervisión. El montaje y conexión del transformador y el tablero de distribución se hará de acuerdo con los planos del proyecto.

Los transformadores serán izados con grúa o thirfor, fijándose a las plataformas de las estructuras bipostes con platinas de acero y pernos los de 50 kVA o de mayor potencia y en los postes mediante abrazaderas, los de menor capacidad. El lado de alta tensión se ubicará hacia la calle y se cuidará que ningún elemento con tensión quede a menos de 2 m de las paredes de la construcción.

Los seccionadores fusibles y pararrayos se instalarán sobre las palomillas, utilizando para su fijación abrazaderas, se tendrá cuidado que las partes con tensión, no queden a distancia menor a la indicada en el Código Nacional de Electricidad. Los seccionadores, una vez instalados permanecerán en posición de abierto hasta que culminen las pruebas con tensión de la línea.

Los tableros de distribución con el equipo de medición completamente instalado, serán montados en los postes, utilizando abrazaderas y pernos, las puertas de los tableros estarán orientadas hacia la calle.

La conexión de los conductores en el transformador se hará mediante terminales de presión, fijándolos con tuercas y contratueras. El conductor para la conexión del transformador al tablero, será del tipo NYY.

8.2.11 Inspección y pruebas

a) Inspección de obra terminada

Concluida la Obra, la Supervisión efectuará una inspección general a fin de comprobar la correcta ejecución de los trabajos y autorizar las pruebas de puesta en servicio, verificará lo siguiente:

Distancias mínimas de seguridad.

Limpieza de los conductores y aisladores

Flecha de los conductores de acuerdo con la tabla de tensado

Limpieza de la faja de servidumbre, deberá estar de acuerdo con la norma.

b) Inspección de estructuras

En cada estructura se verificará:

Cimentación y limpieza del área

Correcto montaje de estructuras, de conformidad con los planos

Ajuste de pernos, tuercas, grapas de ángulo, anclaje y pasador de seguridad de los aisladores de suspensión.

Montaje, limpieza y estado físico de los aisladores PIN y Suspensión

Instalación de los accesorios del conductor

En el transformador de distribución: posición del cambio de tomas, el tanque de aceite, nivel del aceite, ajuste de barras y conexión de los cables

c) Pruebas y puesta en servicio

Secuencia de fase

Medición de la resistencia eléctrica de los conductores de fase

Medición de la resistencia a tierra de las subestaciones

Medida de aislamiento fase a tierra, y entre fases

Medida de la impedancia directa y homopolar

Prueba de la tensión brusca y de corto circuito

Medición de corriente, tensión y potencia, con carga y en vacío

En el transformador medir del aislamiento de los devanados, la tensión en vacío y con carga.

CAPITULO IX

CALCULOS JUSTIFICATIVOS

9.1 Objetivo

El objetivo de los cálculos justificativos es definir las condiciones técnicas mínimas para el diseño de las líneas y redes primarias aéreas, para la tensión de 22.9/13.2 kV, garantizando la seguridad de las personas y las propiedades y, cumplir con la premisa de tener un sistema económicamente adaptado.

9.2 Normas y reglamentos vigentes empleados en el diseño

Para el diseño de las líneas y redes primarias del P.S.E. Tarapoto, se ha tenido en cuenta las Normas y Reglamentos vigentes a la fecha:

- Código Nacional de Electricidad
- Norma MEM/DEP 01 (Rev 2)
- Normas y Criterios de Diseño de la D.G.E.
- Normas ITINTEC
- Reglamento Nacional de Construcciones

También, se han considerado normas internacionales que conjuntamente con las normas nacionales, determinan el marco técnico para el diseño: Estas son:

IEC	International Electrotechnical Commission
ANSI	American National Standard Institute
NESC	National Electrical Safety Code
REA	Rural Electrification Association
VDE 103	Verband Deutscher Elektrotechniker
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRE	Conference International Des Grands Resseaux Electriques
U.S.	Bureau of Reclamation – Standard Design
Norma Brasileña de Líneas de Transmisión	

9.3 Cálculos eléctricos

Los cálculos eléctricos se realizan para los requerimientos de potencia y energía al final del periodo de estudio, asegurando que el sistema cumpla con las exigencias técnicas mínimas establecidas por las normas.

9.3.1 Características eléctricas del sistema

Tensión nominal de la red	22.9/13.2 kV
Tensión máxima de servicio	25/14.50 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Factor de potencia Cos ϕ inductivo	0.9
Potencia de cortocircuito mínima	250 MVA
Conexión del Sistema	Estrella, neutro efectivamente puesto a tierra en la SE
Altitud	1000 m.s.n.m.
Nivel isocerámico en zona selva (1000 m)	60

9.3.2 Características de los conductores a utilizar

La Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas definió el uso de conductores de aleación de aluminio en las líneas y redes primarias.

Características	Unidad	Conductor de Aleación de Aluminio				
		25	35	50	70	95
Sección	mm ²	25	35	50	70	95
Tipo		AAAC	AAAC	AAAC	AAAC	AAAC
Número de hilos		7	7	7	19	19
Diámetro conductor	mm	6.50	7.60	9.10	10.80	12.60
Diámetro del hilo	mm	2.15	2.52	3.02	2.15	2.52
Resist. a 20°C en cc	Ohm/km	1.31	0.952	0.663	0.484	0.352
Coef. dilatación lineal	1/°C	0.000023	0.000023	0.000023	0.000023	0.000023

9.3.3 Parámetros de los conductores

a) Resistencia R_L

a.1) Sistemas trifásicos o bifásicos

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación, se determina por el siguiente algoritmo:

$$R_L = R_{20^\circ\text{C}}[1 + \alpha(t - 20^\circ\text{C})] \quad \text{Ohm/km}$$

Donde:

- $R_{20^{\circ}\text{C}}$: Resistencia del conductor en c.c a 20 °C en Ohm/km
 α : Coeficiente de variación térmica del conductor en 1/°C.
 $\alpha = 0.00360/^{\circ}\text{C}$, para conductor aleación de aluminio
 t : Temperatura de operación del conductor en °C, sea esta la mínima, media o máxima temperatura.

a.2) Sistemas monofásicos con retorno por tierra (MRT)

Para las líneas monofásicas con retorno por tierra (MRT), se considera la componente resistiva en función de la frecuencia, la que se determina por el siguiente algoritmo:

$$R_{\text{MRT}} = R_L + \pi^2 f (1/10^4) \text{ Ohm/km}$$

Para la frecuencia de 60 Hz, la resistencia del conductor en el sistema monofásico será:

$$R_{\text{MRT}} = R_L + 0.06 \text{ Ohm/km}$$

Donde:

R_L : Resistencia propia del conductor a la temperatura de operación en Ohm/km

b) Reactancia inductiva X_L

b.1) Líneas trifásicas equilibradas $X_{L3\phi}$

La reactancia inductiva para sistemas trifásicos equilibrados, con conductores distribuidos en forma triangular, se determina por:

$$X_{L3\phi} = 0.0754 \ln(DMG/D_s) \text{ Ohm/km}$$

Donde:

DMG : Radio equivalente de los conductores en metros, también se lo conoce como Distancia Media Geométrica de los conductores.

$$DMG = \sqrt[3]{(D_{12}D_{23}D_{31})} \text{ en m}$$

D_s : Radio medio geométrico del conductor en metros.

$$D_s = 0.362\phi_c \text{ en m} \text{ Para conductor de 7 hilos}$$

$$D_s = 0.379\phi_c \text{ en m} \text{ Para conductor de 19 hilos}$$

b.2) Líneas monofásicas con retorno por tierra X_{LMRT}

La reactancia inductiva para sistemas monofásicos con retorno por tierra, se determina utilizando el siguiente algoritmo:

$$X_{LMRT} = 0.1734 \log(D_e/D_s) \text{ Ohm/km}$$

Donde:

De : Diámetro eléctrico o Distancia equivalente entre el conductor y el camino de retorno a través de la tierra, en metros

Ds : Radio medio geométrico o radio equivalente del conductor en metros

El diámetro equivalente (De) entre el conductor y el camino de retorno a través de la tierra, es función de la resistividad del terreno e igual a:

$$De = 658.9\sqrt{(\rho/f)} = 85.0636\sqrt{\rho} \text{ en metros}$$

Donde:

f : Frecuencia del sistema 60 Hz.

ρ : resistividad eléctrica del terreno en Ohm-m

Con relación al radio medio geométrico o radio equivalente Ds del conductor de 7 hilos es igual a:

$$Ds = 2.117 r' \text{ en metros}$$

Donde:

r' : Radio de los hilos del conductor en milímetros

En el área del proyecto se tiene las siguientes resistividades de terreno:

$\rho = 95 \text{ Ohm-m}$ Tramos Derivación Cacatachi-Tabalosos y Poste 91-San-San Roque de Cumbaza.

$\rho = 100 \text{ Ohm-m}$ Tramos INIPA-Sauce-Tres Unidos y INIPA-Chazuta.

Los parámetros de los conductores se encuentran en el cuadro N° 9.1, completándose la información con la capacidad de corriente, peso por unidad de longitud, carga de ruptura, modulo de elasticidad, coeficiente de dilatación lineal y factor de caída de tensión.

9.3.4 Regulación o caída de la tensión ($\Delta V\%$)

La regulación de la tensión, en los puntos extremos de las líneas será menor o igual al 6% del valor inicial, éste porcentaje esta definido por El Código Nacional de Electricidad y la Norma MEM/DEP 01 (Rev. 2).

a) Sistemas trifásicos (3ϕ):

$$\Delta V\% = PL(R_L + X_{L3\phi} \text{ Tan } \phi)/(10(V_L)^2)$$

$$K_{3\phi} = R_L + X_{L3\phi} \text{ Tan } \phi \text{ en Ohm/km}$$

$$\Delta V\% = PL K_{3\phi}/(10(V_L)^2)$$

b) Sistemas monofásicos (1ϕ), retorno por tierra (MRT):

$$\Delta V\% = PL(R_{MRT} + X_{LMRT} \text{ Tan } \phi)/(10(V_f)^2)$$

$$K_{MRT} = R_{MRT} + X_{LMRT} \text{ Tan } \phi \text{ en Ohm/km}$$

$$\Delta V\% = PL K_{MRT}/(10(V_f)^2)$$

Donde:

- $\Delta V\%$: Caída porcentual de tensión
- P : Potencia a transmitir en kW
- L : Longitud del tramo de línea en km
- R_L : Resistencia unitaria a la temperatura de operación en Ohm/km
- R_{MRT} : Resistencia unitaria del conductor a la temperatura de operación para sistema MRT, en Ohm/km
- $X_{L3\phi}$: Reactancia inductiva unitaria para sistema trifásico en Ohm/km
- X_{LMRT} : Reactancia inductiva unitaria para sistema MRT, en Ohm/km
- V_L : Tensión de línea en kV
- V_f : Tensión fase-neutro, en kV
- φ : Angulo del factor de potencia
- $K_{3\phi}$: Constante del conductor para sistema trifásico, en Ohm/km
- K_{MRT} : Constante del conductor para sistema MRT, en Ohm/km

En el cuadro N°. 9.2 se tiene el resultado de la caída de tensión en las líneas primarias del sistema.

9.3.5 Perdida de potencia y energía por efecto Joule

Las pérdidas de potencia y energía en el sistema se calculan utilizando los siguientes algoritmos:

a) Perdida de potencia en circuitos trifásicos

$$P_{jt} = P^2 L (R_L) / (1000 (V_L \cos \varphi)^2) \quad \text{en kW}$$

b) Perdida de potencia en circuitos monofásicos, retorno por tierra (MRT)

$$P_{jm} = 2P^2 L (R_{MRT}) / (1000 (V_f \cos \varphi)^2) \quad \text{en kW}$$

c) Perdida anual de energía activa

La pérdida de energía para los sistemas se determina por:

$$E_{ja} = 8760 (P_j) (F_P) \quad \text{en kWh}$$

El factor de pérdida de potencia, esta en función del factor de carga del sistema y, se determina por el siguiente algoritmo:

$$f_p = 0.30(f_c) + 0.70 (f_c)^2$$

Donde:

P_j = Demanda de potencia, en kW

L = Longitud del circuito o tramo del circuito, en kW

R_L = Resistencia a la temperatura de operación, en Ohm/km

V_L = Tensión de línea en kV

V_f = Tensión fase-neutro, en kV

ϕ = Angulo de factor de potencia

E_j = Energía perdida por efecto Joule

f_p = Factor de perdida de potencia

f_c = Factor de carga del sistema

El factor de carga varia entre 0.20 y 0.30 de acuerdo a las características de la localidad tamaño y consumo de energía

En el cuadro N° 9.2 se tiene las perdidas de potencia y energía en el sistema

9.3.6 Balance de corrientes

El sistema del PSE Tarapoto I Etapa, esta conformado por circuitos trifásicos en todas sus troncales y derivaciones de líneas, solo en la alimentación de cuatro localidades en el circuito II, que viene a ser la red primaria, se tiene circuitos monofásicos con retorno total por tierra (MRT), por tanto el balance de carga del sistema, se determina para estas condiciones con la demanda máxima de cada localidad para el año final del periodo de estudio.

De acuerdo a la Norma MEM/DEP 501, el desbalance entre fases durante la operación, no debe ser mayor al 15% de su estado de equilibrio.

En el cuadro N° 9.3, se tiene el balance de carga del sistema, donde se ha considerado la demanda máxima de todas las cargas que operarán en el sistema.

9.3.7 Flujo de carga

Para el flujo de carga del sistema se utiliza el método Newton Raphson, el cual determina la caída de tensión en cada uno de los nodos o barras y las perdidas de potencia y energía en el sistema. El programa requiere del ingreso de datos de resistencias, reactancias, cargas, distancias y tensión de generación.

Los resultados del programa de flujo de potencia, pérdidas y nivel de tensión en cada nodo se muestran en el cuadro N° 9.2 y en el gráfico 9.1 se tiene el diagrama de carga del sistema.

La caída de tensión para los tramos monofásicos se calcula utilizando el algoritmo indicado en el acápite 3.5 y las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule se determinan por:

$$P_{jm} = 2P^2 R_{LMRT} L / (1000(V_f \cos \phi)^2) \text{ en kW}$$

$$E_{jm} = 8760(P_j)(f_p) \text{ kWh}$$

Donde:

- P_{jm} : Pérdida de potencia, en kW
- E_{jm} : Pérdida anual de energía activa, en kWh
- P : Demanda de potencia para el año final, en kW
- L : Longitud del tramo de línea, en km
- f_p : Factor de pérdidas
- R_L : Resistencia conductor a la temperatura de operación en Ohm/km
- R_{LMRT} : Resistencia del conductor a la temperatura de operación en Ohm/km, para el sistema MRT
- V_L, V_f : Tensión de línea y tensión de fase-neutro, en kV
- ϕ : Angulo de factor de potencia

9.3.8 Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento para los materiales y equipos, están normalizados para cada nivel de tensión, por tanto, para determinar el nivel de aislamiento se tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Sobre tensiones a frecuencia industrial
- Sobre tensiones atmosféricas
- Contaminación ambiental

El nivel de aislamiento será corregido por la altitud sobre el nivel del mar en el cual se ubican las instalaciones del sistema.

a) Factor de corrección por altitud (F_h)

El nivel de aislamiento de los materiales y equipos a utilizar en el proyecto, está referido a nivel del mar y a la temperatura ambiente de 4 °C, cuando se incrementa la altitud, el aislamiento del aire decrece, de tal manera que, un aislador a mayor altitud deberá flamear a una tensión mas baja, que a nivel del mar, luego al incremento de altitud, el aislamiento exterior de las instalaciones y equipos deberá aumentar en 1.25% por cada 100 metros a partir de los 1000 m.s.n.m.

El factor de corrección F_h , se deberá aplicar a los valores de flameo al impulso, frecuencia de servicio y a la longitud de fuga. La formula utilizada es la siguiente:

$$1 + 1.25(h-1000)/10000$$

Donde:

h = Altitud a la cual se instalarán los materiales y equipos del sistema.

El proyecto se ubica a una altitud máxima de 1000 m.s.n.m. por tanto el factor de corrección por altura es 1.0

b) Factor de corrección por temperatura (F_t)

El algoritmo utilizado para determinar el factor de corrección es:

$$F_t = (273 + t)/313 = 1.032$$

Donde:

t = Temperatura máxima de operación del sistema igual a 50°C

c) Factor de corrección total (F_c)

$$F_c = F_h \times F_t = 1.032$$

c.1) Niveles de aislamiento por sobre tensiones a la frecuencia industrial

El Código Nacional de Electricidad, establece que la tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio, que debe soportar un aislador, no será menor a:

$$U_c = 2.1(U_x F_c + 5) \text{ kV} = 60.13 \text{ kV}$$

Donde:

U : Tensión nominal de servicio en kV = 22.9 kV

F_c : Factor de corrección por temperatura y altura

c.2) Nivel de aislamiento por sobre tensiones atmosféricas

El Nivel Básico de Aislamiento (BIL) viene a ser la tensión no disruptiva al impulso con una onda plena de tensión al impulso normalizado de 1.2/50 μseg.

El Código Nacional de Electricidad, la Norma MEM/DEP 501 y la Norma IEC-71, establecen un Nivel Básico de Aislamiento mínimo para las instalaciones del proyecto de 95 kV, aplicando el factor de corrección se tiene un BIL igual a 98.04 kV, por tanto el nivel de aislamiento para el sistema será 125 kV a excepción de los transformadores que tendrán 150 kV. En la tabla I se tiene los niveles de aislamiento para el sistema.

TABLA I

Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión Máxima entre fases (kV)	Tensión de Sostenimiento a la Onda 1.2/50 entre fases y fase a tierra (kV)	Tensión de Sostenimiento a la frecuencia industrial entre fases y fase a tierra (kV)
22.9/13.2	25/14.5	125	70
22.9	25	125	70

c.3) Nivel de aislamiento por contaminación ambiental

El proyecto, se ubica en la región más nubosa del Perú y la más lluviosa, siendo su característica la existencia de fuertes vientos y lluvias frecuentes; esta región esta alejada del mar, no existe vientos salinos ni industrias que expulsen humos o gases con alta concentración química que contaminen el ambiente, por tanto la contaminación es muy baja, de calificación ligera

La norma IEC 815 “Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions”, establece los niveles de contaminación, ligero, medio, pesado y muy pesado, definiendo para cada nivel la distancia de fuga específica mínima en cm/kV. En la tabla II, se tiene los niveles de contaminación, los ambientes típicos y la longitud de la línea de fuga en cm por kV.

De la tabla se tiene la línea de fuga 366.4 mm para la tensión 22.9 kV y 211.2 mm para 13.2 kV que, al aplicar el factor de corrección, la línea de fuga mínima en los aisladores será 378.13 mm y 217.96 mm.

c.4) Tensiones de sostenimiento y líneas de fuga en los aisladores tipo PIN y tipo Suspensión, de uso normalizado en líneas y redes primarias

Las tensiones de sostenimiento a la frecuencia industrial y al impulso atmosférico, así como las líneas de fuga de los aisladores tipo PIN y tipo Suspensión cuyo uso está normalizado, se indican en la tabla III.

9.3.9 Dimensión mínima de conductores aéreos por capacidad térmica

El objetivo de estos cálculos es verificar la capacidad de los conductores aéreos de aleación de aluminio de soportar por tiempos muy cortos el calor generado por los corto circuitos.

El calentamiento por corriente de cortocircuito se considera de corta duración, debido a los cortos tiempos de operación de los dispositivos de protección, en estas condiciones se pueden aceptar que durante el tiempo de duración del cortocircuito, no existe disipación de calor, es decir, todo el calor producido se traduce en calentamiento.

a) Sección Mínima por capacidad de corriente

Para determinar la capacidad de corriente de los conductores desnudos bajo condiciones específicas de trabajo se utiliza el método del equilibrio térmico, es decir, el calor ganado debe ser igual al calor perdido. El calor ganado por el conductor se debe al paso de la corriente y a la irradiación solar, y el calor perdido se debe a la convección forzada y a la radiación.

La capacidad de corriente para distintas temperaturas en el conductor se ha efectuado empleando el gráfico N° 9.2 y los resultados del flujo de carga.

- Conductor (mm ²)	25	35	50	70	95
- Corriente a 40 °C	66.5	81.6	101.0	124.6	152.5

b) Sección mínima del conductor por capacidad térmica

El PSE Tarapoto, recibirá energía de la S.E Tarapoto 25/7/15 MVA, 138/10/22.9 kV, donde al ocurrir cortocircuitos en el sistema, se producirán corrientes mayores que para un sistema aislado. Para estas condiciones y tomando en cuenta la norma alemana VDE 103 se tiene.

- Tensión nominal de la red	:	22.9/13.2 kV
- Potencia de cortocircuito	:	250 MVA (año 2017)
- Tiempo total de eliminación de fallas	:	0.10 segundos
- Relación $I_{k,eficaz} / I_k$:	1.11

b.1) Metodología de cálculo

Para determinar los efectos térmicos producidos por los cortocircuitos, se parte del valor medio de la corriente de cortocircuito I_m . Esta corriente se define como el valor eficaz de una corriente ideal, que en el tiempo de un segundo genera la misma cantidad de calor que la corriente de cortocircuito, durante el tiempo total de iluminación de la falla. Según la norma VDE 103, el valor de I_m es igual a:

$$I_m = I_{k,eficaz} \sqrt{(m+n) \Delta t}$$

Donde:

$I_{k,eficaz}$ = Corriente eficaz inicial de cortocircuito

m = Influencia de la componente unidireccional a través del factor N

n = Influencia de la disminución de $I_{k,eficaz}$

t = Tiempo real de eliminación de falla

Para las premisas establecidas, con una potencia de cortocircuito de 250 MVA y empleando el gráfico N° 9.3 se tiene:

$$I_{k,eficaz} = 250 / (\sqrt{3} \times 22.9) = 6.31 \text{ kA}$$

$$\begin{aligned} m &= 0.0 \\ n &= 1.0 \\ I_m &= 1.995 \text{ kA} \end{aligned}$$

La temperatura final admisible en los conductores aéreos de aleación de aluminio, durante el cortocircuito y sometidos a esfuerzos de tracción superiores a 1 kg/mm^2 no debe ser superior a $160 \text{ }^\circ\text{C}$ (norma VDE 103)

Para determinar la densidad máxima de corriente en los conductores, se asume que la temperatura inicial es $40 \text{ }^\circ\text{C}$, con esta condición, la densidad máxima de corriente que se alcanzará en el conductor es 91 A/mm^2 . Para esta densidad de corriente, la sección mínima del conductor será igual a:

$$\text{Sección del conductor} = 1995.4 \text{ A} / (91 \text{ A/mm}^2) = 21.93 \text{ mm}^2$$

El conductor a utilizar en el sistema tendrá una sección mínima igual a 25 mm^2 y será de aleación de aluminio.

c) Sección mínima de conductores a utilizarse en el proyecto

La Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, determino utilizar conductores de aleación de aluminio, siendo la sección mínima 25 mm^2 , en razón que dicha entidad de gobierno, había adquirido los conductores en el marco de su política de inversión en el sector de energía, para electrificación rural. En la tabla IV se tiene los conductores a utilizar son:

Tabla IV

Circuito	Por Capacidad Térmica ante Cortocircuitos	Por Capacidad de Corriente	Por Caída de Tensión
Circuito Trifásico	25 mm^2	25 mm^2	25 mm^2
Circuito Monofásico	25 mm^2	25 mm^2	25 mm^2

9.4 Selección de equipos y materiales por nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento de los equipos y materiales, deben cumplir con los valores mínimos exigidos por el proyecto, los que se han definido de acuerdo a la altitud y las características de la zona, como es, sobre tensiones a la frecuencia industrial, sobre tensiones por descargas atmosféricas y la contaminación ambiental. Los niveles de aislamiento requeridos en condiciones extremas, son:

Nivel de aislamiento a la frecuencia industrial	60.13 kV
Nivel de aislamiento al impulso BIL (1.2/50 μ seg)	98.04 kV
Línea de fuga	378.13 mm

9.4.1 Selección de aisladores

Los aisladores a utilizar son tipo PIN y SUSPENSION, cuyas características son:

a) Aisladores tipo PIN o espiga clase ANSI

Características	56-1	56-2	56-3	56-4
Voltaje de Flameo Promedio				
A la frecuencia industrial kVrms				
En seco	95	110	125	140
En Húmedo	60	70	80	95
Al Impulso BIL (1.2/50 μ seg)				
Positivo	150	168	192	225
Negativo	190	225	265	310
Longitud línea de fuga en mm	330	432	533	685

El aislador tipo PIN seleccionado es el Clase ANSI 56-2.

b) Aisladores tipo Suspensión clase ANSI 52-3

Características	Nro. de Aisladores por Cadena		
	1	2	3
Voltaje de Flameo Promedio			
A la frecuencia industrial kVrms			
En seco	80	155	215
En Húmedo	50	90	130
Al Impulso BIL (1.2/50 μ seg)			
Positivo	125	245	341
Negativo	130	245	341
Línea de Fuga en mm	292	584	876

Se utilizarán dos aisladores por cadena, para cumplir con el nivel de aislamiento mínimo para el voltaje de flameo promedio, a la frecuencia industrial en húmedo.

9.4.2 Selección de materiales y equipos para subestaciones de distribución

En las subestaciones de distribución, el aislamiento eléctrico de los transformadores de distribución en aceite, y equipos de protección, debe ser mayor a los valores obtenidos para los materiales y equipos de las líneas primarias, a fin de tener un buen aislamiento en el sistema.

Las características de aislamiento de los transformadores de distribución en aceite de acuerdo a las normas ANSI y CEI para las pruebas dieléctricas son:

- Clase de tensión máxima : 25 kV
- Tensión no disruptiva a 60 Hz : 50 kV_{eficaz}
- Nivel de Aislamiento Básico NAB : 150 kV_{cresta}
- Tensión de Flameo a Onda Cortada : 175 kV_{cresta}
- Tiempo mínimo de Flameo : 3 μ seg

Los aisladores para tapas de los transformadores, según la norma ANSI, tendrán las siguientes características:

- Clase de tensión máxima : 25 kV
- Longitud de fuga mínima : 432 mm
- Nivel de Aislamiento Básico (NAB) : 150 kV
- Tensión no disruptiva a la frecuencia de 60 Hz.
 - En seco-1 minuto : 70 kV
 - En húmedo-10 segundos : 60 kV

9.4.3 Selección de pararrayos

El pararrayos se selecciona principalmente por:

- Tensión máxima del sistema : 25 kV
- Tipo de Sistema : Sistema Aislado, puesta a tierra en la subestación alimentadora o con neutro multiterrado
- Altitud de instalación : 1000 m.s.n.m
- Corriente de descarga : 10 kA
- Importancia del sistema : Suministro de energía a localidades

El pararrayos a utilizarse en el sistema, será tipo auto válvula para un sistema con neutro aterrado en la subestación principal, y sus características son:

- Tensión nominal del pararrayos : 21 kV
- Nivel de Aislamiento Básico (NAB) : 125 kV
- Tensión no disruptiva a la frecuencia de 60 Hz.
 - En seco-1 minuto : 42 kV
 - En húmedo-10 segundos : 36 kV
- Frente de Onda Arco de Impulso (FOA) : 175 kV/ μ seg
- Tensión de descarga para corriente de descarga 10 kA : 87 kV
- Corriente de descarga : 10 kA

- Altitud máxima a ser instalados materiales y equipos : 1000 m.s.n.m

9.4.4 Selección de seccionadores fusibles

Los seccionadores fusibles tipo Cut Out, serán con cubierta de porcelana por ser este material resistente para las condiciones de operación a la intemperie en el área rural; la selección se hará en función de la tensión nominal del seccionador, el nivel de aislamiento y la altitud máxima de instalación. Los valores mínimos requeridos son:

- Tensión nominal del seccionador fusible : 15/27 kV
- Nivel de aislamiento básico (NAB) : 150 kV
- Altitud máxima de instalación : 1000 m.s.n.m.

9.5 Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento de los equipos de distribución se efectúa por la comparación del nivel de aislamiento (NAB) del equipo, con la tensión de descarga (TD) del pararrayos a la corriente de descarga seleccionada.

La tensión de descarga depende de la corriente súbita que se espera descargará el pararrayos, para el proyecto consideramos que la corriente de descarga es de 10 kA, la cual da una tensión de descarga de 87 kV.

Deberá considerarse un incremento a la tensión de descarga del pararrayos, por el conductor de conexión del pararrayos al equipo, a razón de 5.2 a 6.5 kV/m

Para los transformadores y auto transformadores en aceite debe compararse adicionalmente la Onda Cortada (OC) no disruptiva del transformador ($OC \geq 1.15 \text{ NAB}$), con el frente de onda de arco (FOA) del pararrayos.

La medida de la coordinación se define por el margen de protección (MP), el cual para equipos de distribución aérea no debe ser inferior al 20% entre la comparación del voltaje de Onda Cortada (OC) con el Frente de Onda del Arco (FOA) y la comparación del Nivel Básico de Aislamiento (NAB) del equipo con la tensión de descarga (TD) del pararrayos. Para determinar el margen de protección (MP), se utilizan las siguientes fórmulas:

$$MP_1 = (OC/FOA) - 1 \geq 20\%$$

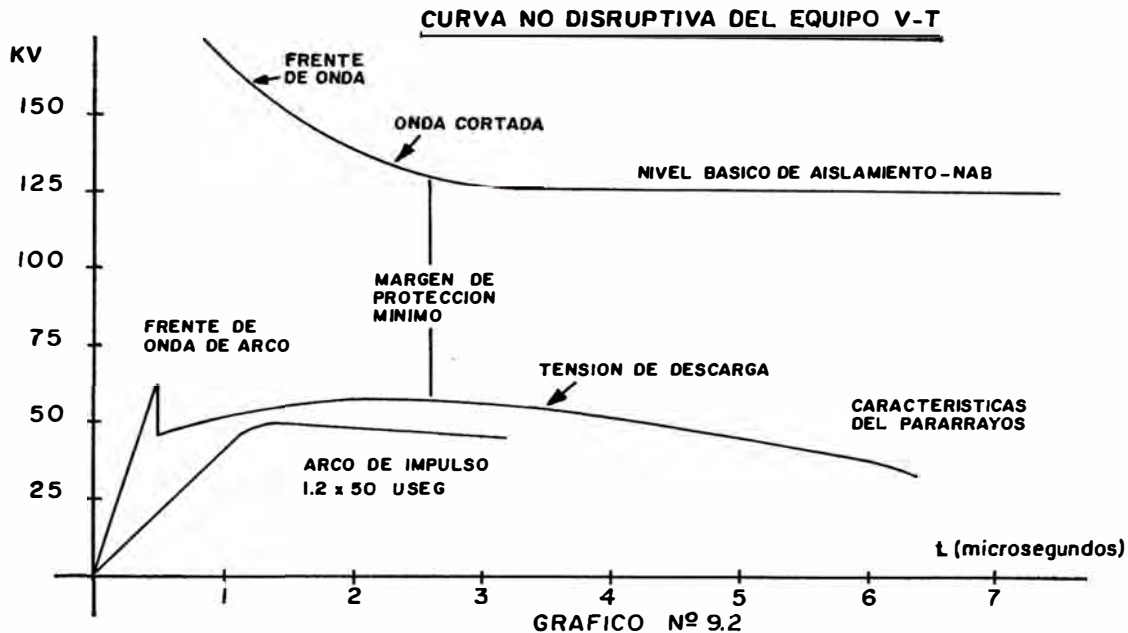
$$145/73 - 1 = 0.99 \quad 99\% > 20\%$$

$$MP_2 = NAB/(TD+V_L) - 1 \geq 20\%$$

$$125/(87+13) - 1 = 0.25 \quad 25\% > 20\%$$

$$150/(87+13) - 1 = 0.50 \quad 50\% > 20\%$$

En el gráfico 9.2 se tiene la curva no disruptiva de los equipos v-t, la curva de características del pararrayos y la curva de arco de impulso $1.2 \times 50 \mu\text{seg}$.



9.6 Cálculo de corto circuito en la red

El objetivo de los cálculos de corto circuito en la red, es determinar los valores de ruptura en cada una de las barras del sistema, ante posibles fallas que se prevé puedan ocurrir durante la operación, a fin de instalar los equipos de protección adecuados para el sistema.

Para calcular las potencias de corto circuito, se simulan fallas en el sistema, estas son, de tipo monofásico (fase a tierra), de tipo bifásico (dos fases a tierra o contacto entre fases) y de tipo trifásico (tres fases a tierra). Las estadísticas en los sistemas rurales, indican que las fallas en un mayor porcentaje es de tipo monofásico, las fallas bifásicas son mínimas y las fallas trifásicas no se tienen registro, el origen de las fallas es múltiple, entre las más comunes se tiene:

- Descargas atmosféricas sobre las líneas
- Contacto de árboles con las fases de las líneas energizadas
- Contacto de las fases por efecto del viento

Los elementos de protección que se utilizarán en las líneas y redes primarias son el seccionador fusible tipo Cut Out y los reconectadores automáticos (recloser), ambos dispositivos están dotados de cierto poder de ruptura, para eliminar o cortar automáticamente todo tipo de falla que se produce en la red, abriendo el circuito que protege y se encuentra adelante de él.

El seccionador fusible es un dispositivo de conexión y desconexión, abre el circuito por fusión del fusible que tiene un amperaje de resistencia, el cual es menor que la corriente de falla, la fusión se produce en un tiempo muy corto y es inversamente proporcional a la corriente de falla. El fusible tiene dos curvas características de operación:

a) Curva de tiempo mínimo de fusión.

La curva de tiempo mínimo de fusión, es el tiempo transcurrido entre el inicio de la corriente de falla y el inicio del arco.

b) Curva de mínimo tiempo de despeje (curva máxima de apertura)

Es el tiempo comprendido entre el inicio de la corriente de falla y la extinción total del arco. Es también el tiempo total requerido por el fusible para abrir y limpiar una falla de una determinada magnitud.

La regla básica de coordinación de la protección es: “El dispositivo protector debe interrumpir la falla antes de que el dispositivo protegido (de respaldo), desconecte permanentemente un circuito”

El tiempo máximo para liberar la falla en el circuito no debe exceder en 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible tipo chicote, es decir:

$$T_m \leq T_c$$

En el límite superior $0.75 \times T_m = T_c$

$$T_m = 1.33 T_c$$

Donde:

T_c : Tiempo dado por la curva máxima para liberar la falla del fusible protector.

T_m : Tiempo dado por la curva mínima de fusión del fusible protegido.

9.6.1 Consideraciones para el cálculo del cortocircuito en la red

Los cálculos de cortocircuito en la red se hará para fallas trifásicas, es decir tres líneas a tierra y fallas monofásicas, una línea a tierra, a fin de determinar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito.

Para determinar la corriente de cortocircuito en cada punto del sistema, se calcularán las impedancias de la línea en secuencia positiva, negativa y cero. Los cálculos se harán en valores por unidad, considerando como tensión base del sistema igual a 22.9 kV y la potencia base 250 MVA, este valor es igual a la potencia de cortocircuito en la barra de 22.9 kV de la Subestación Tarapoto, ver cuadro N° 9.4.

9.6.2 Cálculo de la impedancia de secuencia positiva, negativa y cero para los conductores 95, 70, 50, 35 y 25 mm² de sección.

Las impedancias de secuencia positiva y secuencia negativa de una línea trifásica con neutro efectivamente puesto a tierra, son iguales a la impedancia de línea Z_L .

$$Z_L = Z_{(+)} = Z_{(-)} = R_L + jX_L$$

La impedancia de secuencia cero para la línea trifásica con neutro aterrado es:

$$Z_{(0)} = 3Z_{011} \quad \text{Ohm/km}$$

Donde:

Z_{011} = Impedancia propia de secuencia cero del conductor de fase

$Z_{011} = r_1 + 3r_e + j0.008681 \times f \times \log(D_e/RMG_1) \quad \text{Ohm/km}$

r_1 = Resistencia del conductor a 50 °C

$r_e = 9.8798 \times f/10000$

f = Frecuencia 60 Hz

$D_e = 658\sqrt{(\rho/f)} \quad \text{m}$

ρ = Resistividad del terreno en Ohm/m

$RMG_1 = \sqrt{(RMG \times DMG^2)}$

9.6.5 Corriente de corto circuito

El método empleado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en las líneas de distribución primaria es el de componentes simétricas en el cual una red con tensiones y corrientes desbalanceadas puede ser representada por una interconexión de redes de secuencia positiva, negativa y cero, donde:

$$I_{cc3\phi} = V_f / Z_{(+)}$$

$$I_{cc \phi-\phi} = \sqrt{3} V_f / (Z_{(+)} + Z_{(-)})$$

$$I_{cc \phi-t} = 3V_f / (Z_{(+)} + Z_{(-)} + Z_{(0)} + Z_f)$$

El valor de Z_f (impedancia de falla, Ohm), es difícil determinar ya que interviene la impedancia de falla de arco y el circuito magnitudes que dependen a su vez de varios factores que hacen que la impedancia de falla pueda variar entre límites bastante amplio.

Para el presente caso se ha tomado el valor recomendado por la REA de $Z_f = 40 \text{ Ohm}$.

Si se considera que:

- En funcionamiento normal del sistema, la corriente de cortocircuito en vacío no se diferencia mucho a cuando el sistema esta con carga.
- El sistema tiene una sola fuente de suministro de energía
- La distribución del sistema es radial

La corriente de cortocircuito en el punto "i" de la red, para las fallas que se analiza estará dada por el siguiente algoritmo:

$$I_{ccp.u.i} = E_{p.u.} / \Sigma(Z_{p.u.})_i$$

Para falla trifásica

$E_{p.u.}$: Tensión por unidad en la barra de la subestación de salida, que por lo general es 1 p.u.

$\Sigma(Z_{p.u.})_i$: Sumatoria de todas las impedancias de secuencia positiva $Z(+)$ en p.u, desde la fuente de suministro al punto de falla i

Para falla monofásica a tierra

$E_{p.u.}$: Tensión por unidad en la barra de la subestación de salida, que por lo general es 1 p.u.

$\Sigma(Z_{p.u.})_i$: Sumatoria de todas las impedancias de secuencia positiva $Z(+)$ y secuencia cero $Z(0)$ en p.u, desde la fuente de suministro al punto de falla i

9.7 Resistividad y cálculo de puesta a tierra

9.7.1 Introducción

La tierra cuya composición molecular esta determinado por un alto contenido de oxido de silicio y oxido de aluminio, se comporta como un gran conductor eléctrico, donde se disipan las sobrecorrientes que se producen en los sistemas eléctricos, debido a las descargas atmosféricas o fallas de operación de los mismos. Los elementos minerales en la estructura molecular de la tierra, definen su resistividad especifica, que generalmente se conoce como resistividad aparente, porque la tierra no corresponde a un medio homogéneo isótopo, es decir de composición molecular uniforme en todas sus capas y extensión.

La puesta a tierra se hace con la finalidad de poner el neutro del sistema a la polaridad de la tierra y la conexión es a través de dispositivos de muy baja resistencia en cada subestación y puntos donde se instalan seccionadores con pararrayos.

9.7.2 Tipo de terreno en el área del proyecto

El terreno en la mayor parte del área del proyecto es arcilloso de color rojizo con un alto porcentaje de arena, es tierra vegetal cubierto por una densa vegetación que alimenta al suelo con contenidos orgánicos de residuos vegetales. En la ruta a la localidad de Chazuta se tiene un tramo de 3 a 4 kilómetros de suelo rocoso, cubierto con pastos, arbustos y árboles madereros. Así mismo en la ruta a la localidad de Tres Unidos se tiene

un tramo de 2 kilómetros de terrenos salitrosos, este tramo se ubica cruzando el río Huallaga en el punto Puerto López.

Los componentes de óxido de silicio y óxido de aluminio que son elementos altamente resistivos, más los residuos vegetales y el agua, determinan las características del terreno desde el punto de vista de resistividad, y la conductividad del terreno, que es un fenómeno esencialmente electroquímico, que depende del nivel de humedad o cantidad de agua contenida, así como de la porosidad del material, la granulometría que relaciona el contenido de sólidos y solubles de relleno y de la temperatura promedio del ambiente.

9.7.3 Resistividad del terreno y resistividad de diseño

La resistividad del terreno depende de la composición molecular y de los espesores de los estratos superiores próximos a la superficie, siendo este factor determinante para el diseño de la puesta a tierra.

Los valores de resistividad utilizados son los que se han medidos en las rutas de los circuitos 1, 2 y 3 y, en las localidades que forman parte del Pequeño Sistema Eléctrico, donde se instalarán las subestaciones de distribución, estos valores son:

Tipo de terreno	Rango de resistividad (Ohm-m)	Resistividad de Diseño (Ohm-m)
A	0 – 95	95
B	96 – 110	100

9.7.4 Resistencia de puesta a tierra

La puesta a tierra es la unión unilateral o casual, mediante el cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a tierra o a un cuerpo conductor de dimensiones relativamente grande que hace las veces de tierra.

La resistencia de puesta a tierra tendrá un valor muy bajo, a fin de tener un rápido camino para las descargas eléctricas y la corriente no tenga dificultad en disiparse en un corto tiempo para no comprometer la operación del sistema.

Los objetivos de una puesta a tierra son:

Evitar que se produzcan voltajes peligrosos entre estructuras, equipos (en general elementos expuestos) y el terreno, durante fallas o en condiciones normales de operación.

Establecer y mantener el potencial de tierra (o del cuerpo conductor) o aproximadamente ese potencial en los conductores conectados a ella, y conducir la corriente de tierra a la tierra (o cuerpo conductor)

Proporcionar una vía de baja impedancia de falla lo más económica posible al un sistema, para lograr la operación rápida de los elementos de protección (relees, fusibles, etc.)

Conducir a tierra las corrientes provenientes de descargas atmosféricas, limitando los voltajes producidos en instalaciones eléctricas (líneas de transmisión de potencia, de comunicaciones, subestaciones, etc.), y evitan la producción de efectos secundarios, tales como arcos que conduzcan a la desconexión de los circuitos.

Servir como conductor de retorno a ciertas instalaciones, equipos o consumos, así como los equipos de tracción eléctrica, sistemas eléctricos monofásicos retorno por tierra (MRT) y circuitos de telefonía por onda portadora.

La conexión del sistema a tierra en unos casos es directamente desde el neutro de los transformadores o de las líneas, en otros casos desde las partes metálicas de las estructuras, en ambos casos siempre para dar protección al sistema de las sobre tensiones o sobrecorrientes que se produzcan en las instalaciones.

El cálculo de la resistencia de puesta a tierra se hace para uno, dos y tres electrodos de cobre o similares, utilizando los siguientes algoritmos:

$$\text{Un electrodo} \quad : \quad R_1 = \rho / (2\pi L) \ln 2(L + h) / \sqrt{(h^2 + r^2 + hr)}$$

$$\text{Dos electrodos} \quad : \quad R_2 = R_1 (\alpha + 1) / 2$$

$$\text{Tres electrodos} \quad : \quad R_3 = R_1 (2\alpha + 1) / 3$$

Donde:

R_1 : Resistencia de puesta a tierra de un electrodo en Ohm

R_2 : Resistencia de puesta a tierra de dos electrodos

R_3 : Resistencia de puesta a tierra de tres electrodos

ρ : Resistividad del terreno en Ohm-m

L : Longitud del electrodo o la varilla de puesta a tierra en m

h : Profundidad de la superficie a la varilla enterrada en m

r : Radio del electrodo o varilla de puesta a tierra en m

d : Distancia entre electrodos en m

α : Coeficiente de reducción = a/d

$$a = L / \ln(4L/2r)$$

a) Resistencia de puesta a tierra para las líneas primarias

La puesta a tierra debe conducir a tierra las corrientes de falla y/o atmosféricas, sin provocar gradientes de potencial peligrosas sobre la superficie del terreno o entre un punto

del terreno y objetos conductores vecinos, ni producir sobrecalentamientos de sus elementos constituyentes.

En las líneas primarias se utilizan dos tipos de puesta a tierra, el primer tipo se lo identifica como PT1 y se instalará en todas las estructuras de la línea, conectando las partes metálicas a la tierra y estará compuesta por conductor y planchas de cobre, electrodos y conectores; el segundo tipo se identifica como PT2 la cual se instalará en las estructuras donde se instalan seccionadores fusible y pararrayos, estará compuesta por los elementos de PT1 más un pozo de tierra vegetal tratada.

En ambos casos la varilla o electrodo estará a 0.50 o 0.60 m por debajo de la superficie y a una separación del poste de 0.80 a 1.0 m para las puestas a tierra PT1 y 1.50 m para PT2.

Con el valor de la resistencia a tierra menor a 25 Ohms y la resistividad de diseño, se calcula la puesta a tierra para uno, dos o tres electrodos, los que tendrán 16 mm de diámetro por 2.40 metros de longitud. Los valores obtenidos son:

Nº Electrodos	Resistividad del terreno (Ohm-m)	Resistencia de puesta a tierra (Ohm)
1	95	R1 = 14.42
2	95	R2 = 8.08
3	95	R3 = 5.96
1	100	R1 = 15.18
2	100	R2 = 8.50
3	100	R3 = 6.28

b) Resistencia de puesta a tierra para subestaciones de distribución

La resistencia de puesta a tierra en las subestaciones de distribución debe ser menor a 10 Ohms, valor definido en el Código Nacional de Electricidad, por tanto las puestas a tierra con un electrodo de las líneas primarias serán mejoradas con sal y carbón vegetal para obtener valores de resistencia menores o igual a la indicada en la norma.

c) Sección mínima del conductor de puesta a tierra

El Código Nacional de Electricidad, tomo IV, establece que la sección mínima del conductor de cobre de puesta a tierra es de 16 mm².

9.8 Cálculos mecánicos

9.8.1 Objetivo

El objetivo de los cálculos mecánicos de los conductores es determinar los esfuerzos de trabajo en los conductores y en las estructuras, para las diferentes condiciones de trabajo, a la cual operara el sistema, por la variación de la temperatura.

9.8.2 Cálculo mecánico del conductor

Los cálculos mecánicos del conductor, permiten conocer:

- Esfuerzos máximos y mínimos en el conductor
- Fuerzas horizontales y tangenciales
- Flecha máxima y mínima del conductor
- Vano peso de los apoyos
- Vano medio de los apoyos

Con los esfuerzos máximos, se dimensionan los soportes y tipos de estructuras a utilizar, y con los esfuerzos mínimos, se calculan las flecha máxima en cada vano y las distancias mínimas de seguridad a la mitad de vano.

Para el diseño mecánico de líneas y redes primarias, se establecen cuatro condiciones de trabajo, para lo cual combinan los factores temperatura ambiente y velocidad del viento.

Temperatura ambiente mínima de 15 °C, sin hielo y sin viento

Temperatura ambiente de 20 °C para viento máximo

Temperatura ambiente media de 25 °C, sin viento

Temperatura ambiente máxima de 50 °C, sin viento

a) Características de los conductores

Las características de los conductores de aleación de aluminio tipo AAAC son:

Sección del conductor (mm ²)	25	35	50	70	95
Número de hilos	7	7	7	7	7
Diámetro del conductor (mm)	6.50	7.60	9.10	10.80	12.60
Diámetro del hilo (mm)	2.15	2.52	3.02	2.15	2.52
Masa en kg/m	0.070	0.096	0.137	0.190	0.260
Peso en kg-f/m	0.070	0.096	0.137	0.190	0.260
Mod elast final en kg-f/mm ²	5700	5700	5700	5700	5700
Esf min rotura en kg-f/mm ²	28	28	28	28	28
Carga min de rotura en kg-f	723.9	994.5	1428.0	1965.0	2649.0
Coef de dilatación (1/°C)	0.000023	=	=	=	=

c.2) Esfuerzos en las hipótesis II, III y IV

Los esfuerzos en los conductores, en las hipótesis II, III y IV se determinan por la ecuación de cambio de estado.

$$(\delta_i)^2 [\delta_i + E(d \times W_1)^2 / (24(\delta_1 \times S)^2) + \alpha E(t_i - t_1) - \delta_1] = E(d \times W_i)^2 / (24 \times S^2)$$

Donde:

- δ_i : Esfuerzo del conductor en estado II, III y IV en kg-f/mm² (N/mm²)
- δ_1 : Esfuerzo del conductor en los estados I en kg-f/mm² (N/mm²)
- W_1 : Carga o peso del conductor, estado I en kg-f/m (N/m)
- W_i : Carga o peso del conductor, estado II, III y IV en kg-f/m
- t_1 : Temperatura ambiente, estado I en °C
- t_i : Temperatura ambiente, estado II, III, IV en °C
- d : Longitud del vano en metros
- S : Sección del conductor en mm²
- E : Módulo de elasticidad para conductores aleación de aluminio = 5700 kg-f/mm² (55.92 kN/mm²)
- α : Coeficiente de dilatación o expansión lineal °C = 0.000023 /°C

En los cálculos, no se considera el desnivel entre estructuras, debido a que este valor entre cotas de estructuras contiguas es menor a 0.20

d) Carga unitaria resultante en el conductor

La carga o peso unitario en el conductor para cada hipótesis de trabajo es la resultante de su peso propio y la fuerza ejercida por el viento, no se considera la formación de costras de hielo en la superficie del conductor porque no ocurre tal fenómeno.

$$\begin{aligned} (W_i)^2 &= (W_c)^2 + (F_v)^2 && \text{kg-f/m} \\ F_v &= P_v \times \varnothing_c / 1000 && \text{kg-f/m} \\ P_v &= K \times v^2 \end{aligned}$$

Donde:

- P_v : Presión del viento en kg-f/m²
- K : Coeficiente igual a 0.0042 para superficies cilíndricas y 0.007 para superficies planas.
- v : Velocidad del viento = 75 km/h = 20.83 m/s
- F_v : Fuerza del viento sobre el conductor kg-f/m (N/m)
- P_v : Presión del viento = 23.625 kg-f/m² (231.76 N/m²)
- \varnothing_c : Diámetro del conductor en mm
- W_c : Peso del conductor en kg-f/m

W_r : Peso resultante en el conductor por acción de su peso propio y la presión del viento en kg-f/m

e) Cálculo de flecha máxima (f_{max})

Para el cálculo de la flecha máxima se utiliza el algoritmo de valor aproximado:

$$f_{max} = d^2 \times W / (8 \times \delta \times S) \quad \text{en metros}$$

Donde:

d : Longitud del vano en metros

W : Carga o peso del conductor en kg-f/m

δ : Esfuerzo en el conductor en kg-f/mm²

S : Sección del conductor en mm²

En el cuadro N° 9.5 se tiene la carga de los conductores utilizados, en cada hipótesis de trabajo y en el cuadro N° 4.3 del Capítulo IV, se tiene los resultados de los cálculos mecánicos de los conductores.

f) Separación de los conductores en el centro del vano (e_m)

El Código Nacional de Electricidad, establece que la separación mínima en los postes y en cualquier punto del vano, para tensiones superiores a 11 kV, es:

$$e_m = 0.40m + 0.01m/kV$$

Para la tensión de 22.9 kV:

$$e_m = 0.40m + (0.01m/kV) \times 22.9 \text{ kV} = 0.63 \text{ m}$$

El Código, establece que la separación en metros a mitad del vano debe ser:

- Para conductores menores a 35 mm² de sección:

$$e_m = 0.0076U + 0.65\sqrt{(f_{max} - 0.6)} \quad \text{en metros}$$

- Para conductores de 35 mm² y de mayor sección

$$e_m = 0.0076U + 0.37\sqrt{f_{max}} \quad \text{en metros}$$

Donde:

f_{max} : Flecha máxima, sin viento en metros

U : Tensión de la línea en kV

Si la separación en la mitad del vano, para los conductores es menor a 0.63 m, se asumirá este valor como mínimo.

g) Prestaciones de las estructuras a utilizar en el proyecto

Las prestaciones de cada una de las estructuras a utilizar en el proyecto, se hacen sobre la base del cálculo de la flecha máxima, la separación entre conductores en las estructuras y la longitud del vano.

En el cuadro N° 9.6 se tiene las prestaciones de cada tipo de armado y la longitud de los vanos cumpliendo con la separación mínima en el centro del vano.

h) Vano Básico

El vano básico es el vano de diseño, que sirve de base para efectuar los cálculos mecánicos de conductores, el cual garantiza que la variación de los tiros de vanos de diferentes longitudes, será de modo tal que siempre se mantendrá un tiro uniforme a lo largo de la línea entre dos estructuras de anclaje. El vano básico se determina mediante el siguiente algoritmo:

$$d_b = \sqrt{[(d_1)^2 + (d_2)^2 + \dots + (d_i)^2] / [d_1 + d_2 + \dots + d_i]}$$

Los vanos básicos considerados para la línea son: 180 m para un poste, 400 m para dos postes y 700 m para tres postes, y, 100 m para la red primaria.

i) Vano Peso

El vano peso es la longitud de vano que hay que considerar para determinar la acción del peso que los cables transmiten al apoyo o estructuras, esta longitud es la que existe entre los vértices de las catenarias contiguas a en cada apoyo o estructura de la línea.

El vano peso se calcula para la temperatura de 20°C y viento máximo en la línea, pero por razones practicas se determina para las condiciones de templado.

j) Vano Viento

El vano viento es la longitud de vano horizontal para determinar el esfuerzo que debido a la acción del viento sobre los cables, transmiten estos al apoyo y es igual a la semisuma de los vanos contiguos a los apoyos o estructuras. El valor de los vanos peso y vano viento se encuentran en las planillas de estructuras.

9.8.3 Cálculo mecánico de estructuras

El cálculo mecánico de estructuras tiene por objeto determinar las cargas o fuerzas que actúan en los postes y demás accesorios de la estructura, con la finalidad de elegir los diferentes elementos a utilizar en las instalaciones de las líneas y redes primarias, teniendo como parámetro principal, los esfuerzos mecánicos que se producirán en la línea, de tal manera que en las condiciones más críticas de trabajo, no superan a las fuerzas máximas indicadas en normas técnicas de suministro de materiales Norma MEM/DEP-501, así como las indicadas por los fabricantes.

a) Tipo de soportes

En el Capítulo IV número 4.4, se definió previa evaluación económica, el tipo de soportes a utilizar, siendo los más económicos los postes de concreto armado centrifugado de 12/300 para las líneas primarias y, 13/300 y 13/400 para las redes primarias, los postes

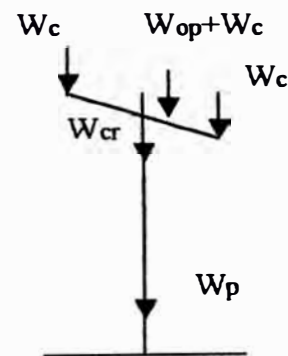
de 13/400 se emplearán en las subestaciones de distribución. Las características de los postes son:

Características	Postes a utilizar		
	c.a.c	c.a.c	c.a.c
- Material	12	13	13
- Longitud	300	300	400
- Esfuerzo en la punta en kg-f	160	160	160
- Diámetro en la punta (mm)	340	355	355
- Diámetro en la base (mm)	990	1180	1225
- Peso en kilogramo fuerza (kg-f)	2	2	2
- Coeficiente de seguridad			

b) Fuerzas que actúan en las estructuras

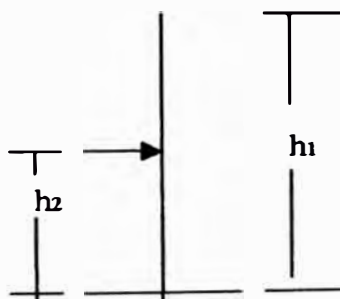
b.1) Fuerzas Verticales

- Peso del conductor (W_c)
- Peso de la cruzeta (W_{cr})
- Peso del operario (W_{op})
- Peso del poste (W_p)



b.2) Fuerzas horizontales

La fuerza horizontal en las estructuras es la acción del viento en los postes, en las cruzetas y en los aisladores, por su magnitud de estas fuerzas solo se considera la fuerza en la superficie de los postes.



Para los cálculos se utiliza los siguientes algoritmos:

$$F_{vp} = P_v \times A_p \quad \text{en kg-f (N)}$$

$$P_v = k \times v^2 \quad \text{en kg-f/m}^2$$

$$A_p = h_1 \times (d_e + d_p)/2 \quad \text{en m}^2$$

Donde:

P_v : Presión del viento sobre el poste = 23.625 kg-f/m²

A_p : Área del poste expuesta al viento en m²

k : Coeficiente igual a 0.0042 para superficies cilíndricas

v : Velocidad del viento en km/h, en zona del proyecto 75 km/h

h_1 : Altura libre del poste en metros

d_p : Diámetro en la punta del poste en metros

d_b : Diámetro en la base del poste en metros

d_e : Diámetro de empotramiento en metros

Los valores de P_v , A_p y F_{vp} para postes de 12 y 13 metros de longitud son:

$$P_v = 23.625 \text{ kg-f/m}^2$$

$$P_v = 23.625 \text{ kg-f/m}^2$$

$$A_{p12} = 2.507 \text{ m}^2$$

$$A_{p13} = 2.507 \text{ m}^2$$

$$F_{vp12} = 59.228 \text{ kg-f}$$

$$F_{vp13} = 66.906 \text{ kg-f}$$

El punto de aplicación de F_{vp} es a la altura h_2 del suelo y se determina por:

$$h_2 = h \times (d_e + 2d_p)/(3(d_e + d_p)) \quad \text{en metros}$$

$$h_{2,12} = 5.340 \text{ m}$$

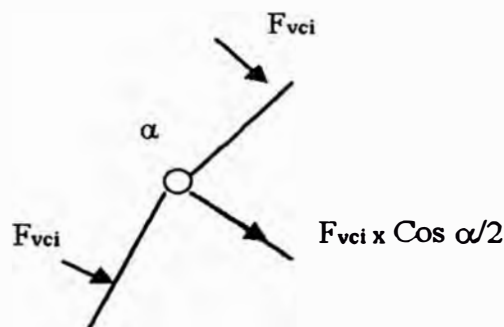
$$h_{2,13} = 5.741 \text{ m}$$

Donde h es la longitud del poste a utilizar en las líneas y redes primarias.

c) Fuerza en los conductores

c.1) Fuerza por acción del viento en los conductores (F_{vci})

La fuerza por acción del viento en los conductores se da a lo largo de la superficie del conductor, pero para los cálculos se asume que, la fuerza se concentra en el poste, cuyo valor corresponde al medio vano a ambos lados de cada estructura.



El algoritmo utilizado es:

$$F_{vci} = P_{vc} \times \varnothing_{ci} \times d \times \text{Cos } \alpha/2 \quad \text{en kg-f (N)}$$

Donde:

P_{vc} : Presión del viento en el conductor = 23.625 kg-f

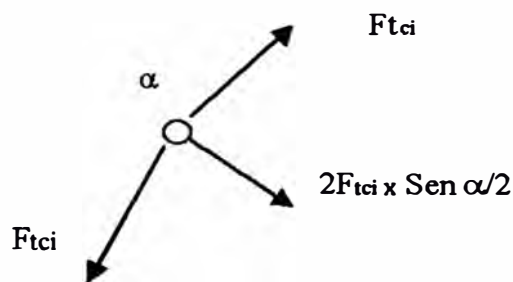
\varnothing_{ci} : Diámetro del conductor en metros

d : Vano básico en metros

α : Angulo de desvío del eje de la línea en grados

c.2) Fuerza de tracción en los conductores (F_{tci})

La fuerza de tracción en los conductores es tangencial y actúa en las estructuras en la forma que se indica en la figura, obteniéndose una resultante hacia el interior de la línea, la misma que debe ser neutralizada con fuerzas opuestas. La fuerza opuesta se obtiene con la instalación de retenidas, las que serán utilizadas cuando la fuerza resultante es igual o superior al 70% de la fuerza de trabajo del poste.



Para los cálculos se utiliza el siguiente algoritmo:

$$F_{tci} = 2\delta_i \times S \times \text{Sen } \alpha/2 \quad \text{kg-f (N)}$$

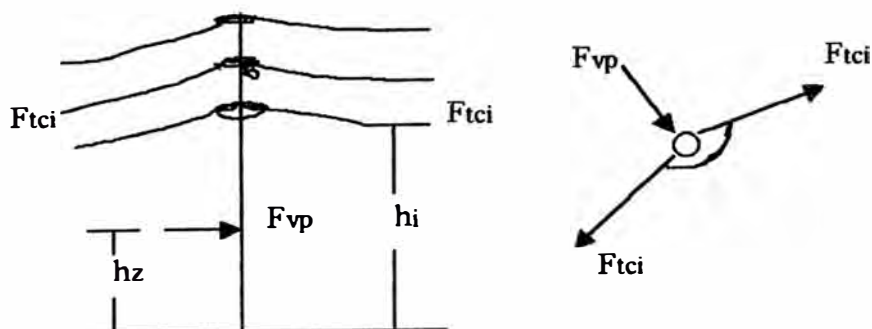
Donde:

δ_i : Esfuerzo en el conductor, en kg-f/mm²

S : Sección del conductor en mm²

α : Angulo de desvío del eje de la línea en grados

d) Momento de las fuerzas respecto al empotramiento



d.1) Momento de las fuerzas del viento en el poste y conductor (M_v)

$$M_v = M_{vp} + M_{vci} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_{vp} = F_{vp} \times h_2 \quad \text{kgf-m}$$

$$M_{vci} = F_{vci} \times h_i \quad \text{kgf-m}$$

$$M_v = F_{vp} \times h_2 + P_v \times \emptyset_{ci} \times d \times h_i \times \text{Cos } \alpha/2 \quad \text{kgf-m}$$

Donde:

M_{vp} : Momento de la fuerza del viento en el poste, en kgf-m

M_{vci} : Momento de la fuerza del viento en los conductores, en kgf-m

F_{vp} : Fuerza por acción del viento en el poste, en kgf-m

F_{vci} : Fuerza por acción del viento en los conductores, en kgf-m

h_2 : Altura de aplicación de la fuerza del viento en el poste, en m

h_i : Altura del conductor respecto al suelo, en m

d.2) Momento de la fuerza de tracción en los conductores (M_t)

$$M_t = F_{tci} \times h_i \quad \text{en kgf-m}$$

$$M_t = 2 \delta_i \times S_i \times h_i \times \text{Sen } \alpha/2 \quad \text{kgf-m}$$

Donde:

F_{tci} : Fuerza de tracción en los conductores en kg-f

h_i : Altura del conductor respecto al suelo, en m

δ_i : Esfuerzo en el conductor en kg-f/mm²

α : Angulo de desvío del eje de la línea

d.3) Momento resultante (M_r)

$$M_r = M_v + M_t \quad \text{en kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + P_v \times \emptyset_{ci} \times d \times h_i \times \text{Cos } \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \text{Sen } \alpha/2$$

e) Fuerza equivalente a 10 cms de la punta del poste (F_e)

La fuerza equivalente a 10 cms de la punta, es la fuerza resultante que deberá ser neutralizada con el uso de retenidas.

$$F_e = M_r / (h_L - 0.10)$$

$$F_e = (F_{vp} \times h_2 + P_v \times \emptyset_{ci} \times d \times h_i \times \text{Cos } \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \text{Sen } \alpha/2) / (h_L - 0.10)$$

Donde:

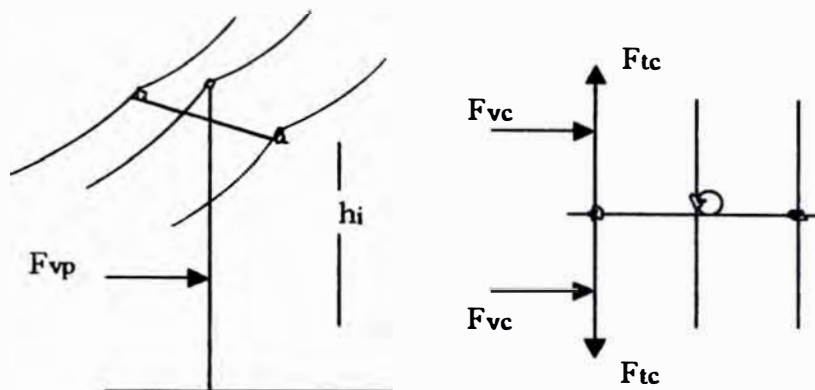
M_r : Momento de fuerzas actuantes en el poste y los conductores

h_L : Altura libre del poste

e.1) Fuerza equivalente en estructuras de alineamiento CC1: $0^\circ < \alpha \leq 5^\circ$

Trabajo en condiciones normales

En la figura se muestra la disposición de los conductores y las fuerzas por acción del viento en los conductores y la estructura.



El momento resultante en kg-f es:

$$M_r = M_{vp} + M_{vc} + M_{tc}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_i \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \sin \alpha/2$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la punta del poste es:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

$$F_e = (F_{vp} \times h_2 + h_i \times (P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2)) / (h_1 - 0.10)$$

Trabajo en condiciones anormales

La condición anormal se origina cuando se produce la rotura de un conductor, en este caso, asumimos que el conductor dañado sea el de la fase superior, y aportará al sistema con el 50 % de la fuerza, que en condición normal, por tanto el momento resultante será:

$$M_r = M_{vp} + M'_{vci} + M'_{tci} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_i + 0.5h_{i,S} + h_{i,T}) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 (h_{i,R} + 0.5h_{i,S} + h_{i,T}) \quad \text{kgf-m}$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la punta del poste es igual a:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

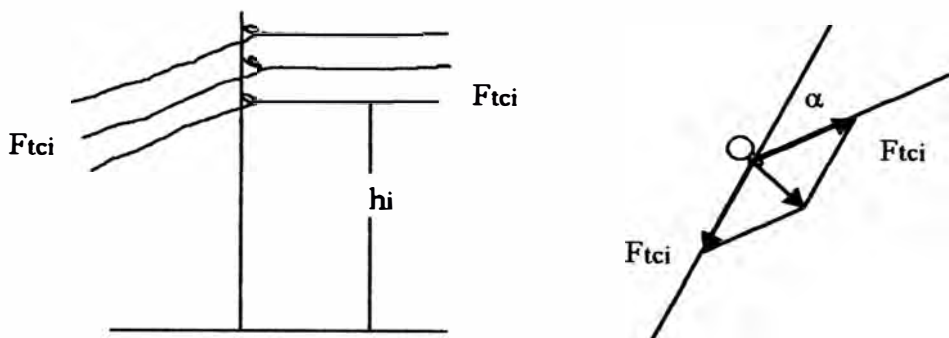
$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_i + 0.5h_{i,S} + h_{i,T}) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 (h_{i,R} + 0.5h_{i,S} + h_{i,T})] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

e.2) Fuerza en estructuras de ángulos CC3, ubicadas en $5^\circ < \alpha \leq 30^\circ$

Se define como estructura de ángulo a las estructuras que tiene como característica principal que la retenida y las cadenas de aisladores se ubican en la bisectriz del ángulo.

Trabajo en condiciones normales de operación

La disposición de los conductores y la acción de las fuerzas es:



El momento resultante es:

$$M_r = M_{vp} + M_{vc} + M_{tc} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_i \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \sin \alpha/2$$

La fuerza equivalente a 10 cms de la cabeza o punta del poste es:

$$F_e = [F_{vp} h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_i \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \sin \alpha/2] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

Trabajo en condiciones anormales de operación

Para estas condiciones se asume la rotura del conductor superior por lo tanto, en los cálculos se considera que la contribución de esfuerzo del conductor dañado en el poste es el 50% de su trabajo normal. En estas condiciones el momento resultante es:

$$M_r = M_{vp} + M'_{vci} + M'_{tci} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + T_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_{i,s}/2 + h_{i,R-T}) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 (h_{i,s} + 2h_{i,R-T}) \quad \text{kgf-m}$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la punta del poste es igual a:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_{i,s}/2 + h_{i,R-T}) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 (h_{i,s} + 2h_{i,R-T})] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

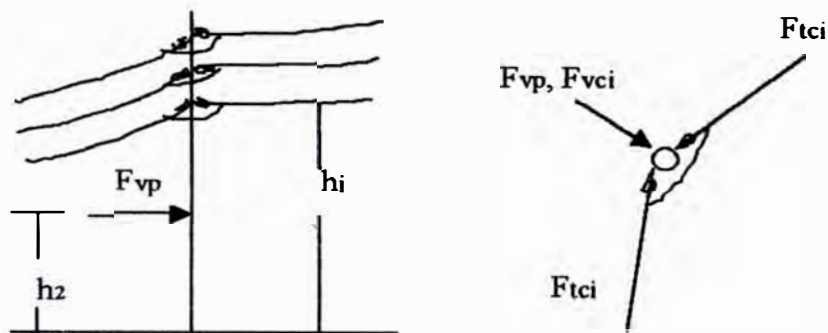
Por razones de seguridad, en el diseño, algunas de estas estructuras serán remplazadas por estructuras de anclaje CC4 o CHC4, para dar estabilidad mecánica al sistema.

e.3) Fuerzas en estructuras de anclaje CC4, ubicadas en $17^\circ \leq \alpha \leq 75^\circ$

Las estructuras de anclaje en ángulo, amortiguan los esfuerzos de la línea en el punto donde se instalan, además llevarán una, dos o tres retenidas en cada tangente de la línea.

Trabajo en condiciones normales de operación

En la figura se tiene la estructura de anclaje en ángulo, las que llevarán retenidas en ambas tangentes de la línea, para dar seguridad a las instalaciones.



El momento resultante para esta estructura en condiciones normales es:

$$M_r = M_{vp} + M_{vc} + M_{tc} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + F_{vci} \times h_i + F_{tci} \times h_i \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_i \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \sin \alpha/2$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la cabeza o punta del poste es:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_i \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \sin \alpha/2] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

Trabajo en condiciones anormales de operación

Para estos casos, consideramos que la rotura del conductor es el ubicado en la parte inferior del poste, asumiendo en los cálculos que el conductor dañado aporta solo el un 50% de fuerza.

El momento resultante en esta estructura para condiciones anormales es:

$$M_r = M_{vp} + M'_{vci} + M'_{tci}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + h_{i,R-S} \times F_{vci} + h_{i,T} \times F_{vci}/2 + h_{i,R-S} \times F_{tci} + h_{i,T} \times F_{tci}/2$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_{i,R-S} + h_{i,T}/2) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 (h_{i,R-S} + h_{i,T}/2)$$

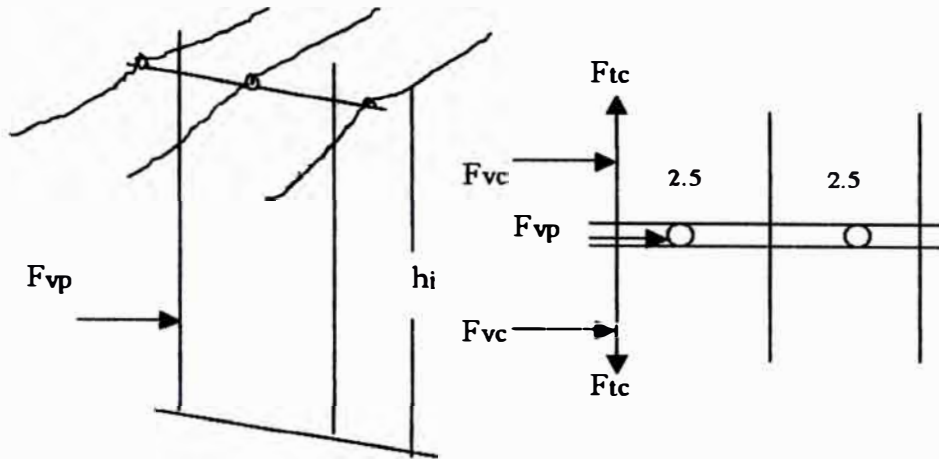
La fuerza equivalente a 10 cms de la punta o cabeza del poste es igual a:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10)$$

$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_{i,R-S} + h_{i,T}/2) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 \times (h_{i,R-S} + h_{i,T}/2)] / (h_1 - 0.10)$$

e.4) Estructuras de alineamiento en H, CHC2 $0^\circ < \alpha \leq 5^\circ$

Estas estructuras de alineamiento se utilizarán en vanos con longitud que varían entre 280 y 450 m, teniendo como separación máxima de conductores al centro del vano 2.34 m



Condiciones normales de operación

El momento resultante por la acción de las fuerzas en la estructura es:

$$M_r = M_{vp} + M_{vc} + M_{tc} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + F_{vci} \times h_i + F_{tci} \times h_i \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = 2F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_i \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \sin \alpha/2$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la cabeza o punta del poste es:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_i \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_i \times \sin \alpha/2] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

Trabajo en condiciones anormales de operación

Para estas condiciones se considera la rotura del conductor ubicado en el centro de la cruceta, y para los cálculos se asume que el aporte de fuerzas del conductor en el poste es solo con el 50% del trabajo normal.

El momento resultante para condiciones anormales de operación es:

$$M_r = M_{vp} + M'_{vci} + M'_{tci} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = 2F_{vp} \times h_2 + h_{i,R-T} \times F_{vci} + h_{i,S} \times F_{vci}/2 + h_{i,R-T} \times F_{tci} + h_{i,S} \times F_{tci}/2$$

$$M_r = 2F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_R + h_s/2 + h_T) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 (h_R + h_s/2 + h_T)$$

La fuerza equivalente a 10 cms de la punta o cabeza del poste es igual a:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10)$$

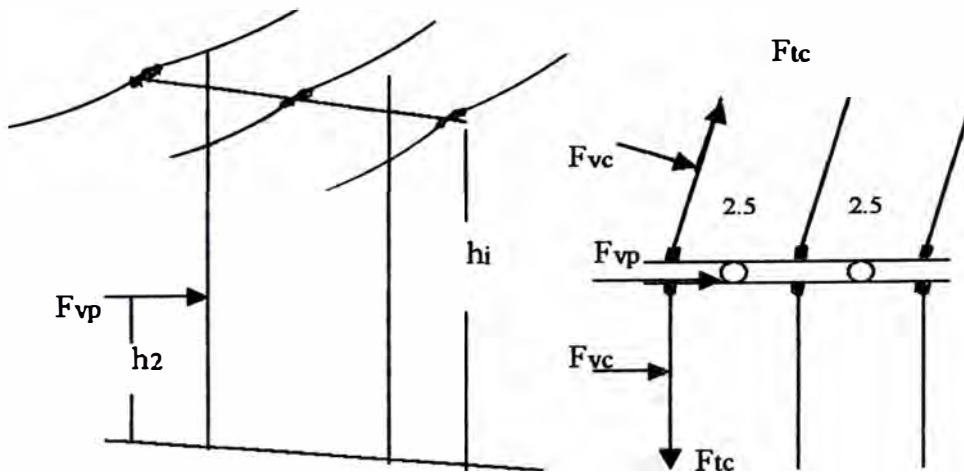
$$F_e = [2F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 (h_R + h_s/2 + h_T) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 (h_R + h_s/2 + h_T)] / (h_1 - 0.10)$$

e.5) Fuerzas en estructuras de anclaje CHC4, ubicadas en $0^\circ \leq \alpha \leq 75^\circ$

Estas estructuras de anclaje instalan, entre los ángulos 0° a 75° y llevan cuatro retenidas, dos en cada tangente.

Trabajo en condiciones normales de operación

En la figura se tiene la estructura de anclaje que a su vez se encuentra en ángulo, pero puede ser instalada en alineamiento de la tangente, es decir con ángulo de desvío 0° . Estas estructuras llevarán cuatro retenidas, dos en cada tangente de la línea, para dar seguridad mecánica a las instalaciones.



El momento resultante para esta estructura en condiciones normales es:

$$M_r = M_{vp} + M_{vc} + M_{tc} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = 2F_{vp} \times h_2 + F_{vci} \times h_i + F_{tci} \times h_i \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = 2F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times 3h_R \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times 3h_R \times \sin \alpha/2$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la cabeza o punta del poste es:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times 3h_R \times \cos \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times 3h_R \times \sin \alpha/2] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

Trabajo en condiciones anormales de operación

Para estos casos, consideramos la rotura del conductor que está ubicado en el centro, es decir la fase S, además asumimos para los cálculos que el conductor dañado aporta solo el un 50% de esfuerzo. El momento resultante en esta estructura para condiciones anormales es:

$$M_r = M_{vp} + M'_{vci} + M'_{tci}$$

$$M_r = 2F_{vp} \times h_2 + h_{i,R-T} \times F_{vci} + h_{i,S} \times F_{vci}/2 + h_{i,R-T} \times F_{tci} + h_{i,S} \times F_{tci}/2$$

$$M_r = 2F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 \times (h_R + h_{s/2} + h_T) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 \times (h_R + h_{s/2} + h_T)$$

La fuerza equivalente a 10 cms de la punta o cabeza del poste es igual a:

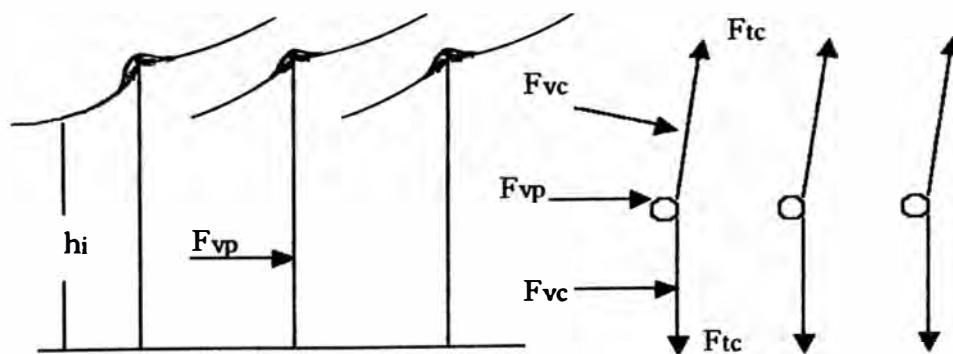
$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10)$$

$$F_e = [2F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times \cos \alpha/2 \times (h_R + h_{s/2} + h_T) + 2\delta_i \times S_i \times \sin \alpha/2 \times (h_R + h_{s/2} + h_T)] / (h_1 - 0.10)$$

e.6) Fuerza equivalente en estructuras 3 postes CTA4: $0^\circ < \alpha \leq 75^\circ$

Trabajo en condiciones normales

En la figura se muestra la disposición de los conductores en ángulo y la fuerza por acción del viento en los conductores y en los postes.



El momento resultante para esta estructura en condiciones normales es:

$$M_r = M_{vp} + M_{vc} + M_{tc} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + F_{vci} \times h_i + F_{tci} \times h_i \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_R \times \text{Cos } \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_R \times \text{Sen } \alpha/2$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la cabeza o punta del poste es:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_R \times \text{Cos } \alpha/2 + \delta_i \times S_i \times h_R \times \text{Sen } \alpha/2] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

f2) Trabajo en condiciones anormales

En estas estructuras que soportan un conductor por poste, al dañarse o romperse el conductor, la estructura soportará solo el 50% de las fuerzas del conductor cuando opera en condiciones normales.

El momento resultante para esta estructura en condiciones anormales es:

$$M_r = M_{vp} + M_{vc} + M_{tc} \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + F_{vci} \times h_i + F_{tci} \times h_i \quad \text{kgf-m}$$

$$M_r = F_{vp} \times h_2 + 0.5 \times P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_R \times \text{Cos } \alpha/2 + 2\delta_i \times S_i \times h_R \times \text{Sen } \alpha/2$$

La fuerza equivalente a 10 centímetros de la cabeza o punta del poste es:

$$F_e = M_r / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

$$F_e = [F_{vp} \times h_2 + P_v \times \varnothing_{ci} \times d \times h_R \times \text{Cos } \alpha/2 + \delta_i \times 2S_i \times h_R \times \text{Sen } \alpha/2] / (h_1 - 0.10) \quad \text{kg-f}$$

En el cuadro N° 9.7 se tiene las fuerzas equivalentes para cada tipo de estructuras, vano y ángulo de desviación de la línea

9.8.4 Cálculo de crucetas

Las crucetas a utilizar serán de concreto armado y de madera tornillo, las que serán construidas para soportar cargas que se darán en la línea, en condiciones extremas de operación que, corresponden a la hipótesis de máximo esfuerzo.

a) Crucetas de concreto armado

Las crucetas de concreto armado, serán de 1.5 y 2.0 metros de longitud nominal y, deberán soportar como máximo las fuerzas transversales, longitudinales y verticales que, a continuación se indican:

	Crucetas de:	
	2.0 m	1.5 m
- Transversal (T) en kg--f	500	300
- Longitudinal (F) en kg-f	200	300
- Vertical (V) en kg-f	160	160

a.1) Fuerza transversal (T)

La fuerza transversal es la fuerza máxima aplicada en cualquier sentido, pero perpendicular al eje longitudinal de la cruceta, viene a ser la resultante del peso de los conductores, la acción del viento sobre conductores y la componente perpendicular al conductor de la fuerza de tracción para ángulos de desviación del eje de la línea hasta 5°.

- Sección conductores (mm ²)	25	35	50	70	95
- Fuerza transversal en kg-f	151	180	222	275	340

a.2) Fuerza longitudinal (F)

La fuerza longitudinal es la máxima aplicada en dirección del eje de la cruceta y viene a ser la componente de la fuerza de tracción para los ángulos de 0° a 5° de desviación del eje de la línea.

- Sección conductores (mm ²)	25	35	50	70	95
- Fuerza transversal en kg-f	49	68	98	137	186

a.3) Fuerzas verticales (V)

Las fuerzas verticales que actúan en la cruceta de concreto, sin considerar su peso propio que, es 120 y 100 kg-f para las crucetas de 2.10 y 1.50 m respectivamente. Las fuerzas son las siguientes:

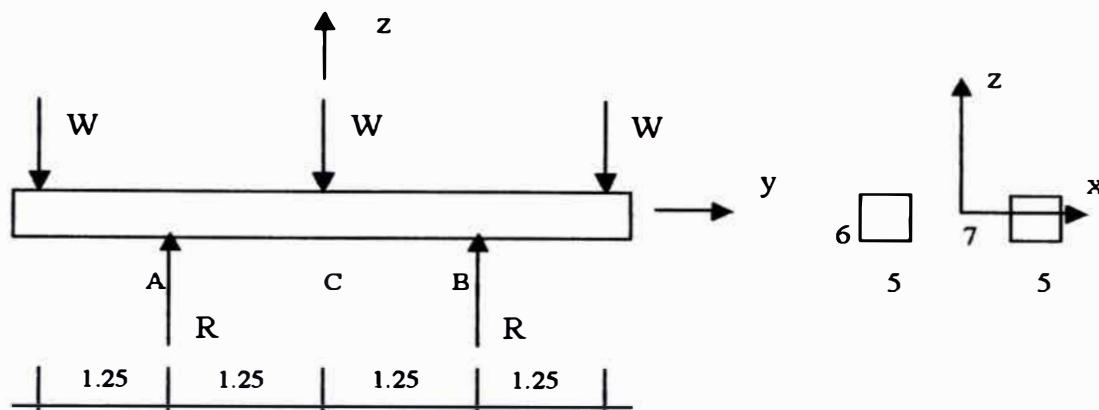
- Conductor sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Crucetas de 1.5 y 2.0 m	C-1.5	C-2	C-2	C-2	C-2
· Peso conductor W _{cd}	7.0	17.3	24.7	34.2	46.8
· Peso aislador + ferretería W _{af}	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
· Peso operario + herramientas W _{op}	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
Total peso en kg-f	117.0	127.3	134.7	144.2	156.8

Las fuerzas transversales, longitudinales y verticales que actuarán sobre las crucetas de concreto, son menores a las fuerzas de diseño. Las crucetas se utilizarán en la línea para vanos hasta 200 metros.

b) Crucetas de madera

Las crucetas de madera, serán de madera tornillo o madera de mayor dureza que ésta, con dimensiones 5"x6"x5.40 m de longitud y, seleccionadas considerando el diseño por esfuerzos admisibles recomendado en el manual de diseño para madera del Grupo Andino de Países. Sus características son:

- Esfuerzo máximo de flexión (e_f) : 380 kg-f/cm²
- Esfuerzo de flexión de trabajo (e_f) : 100 kg-f/cm²
- Esfuerzo de corte (e_c) : 8 kg-f/cm²



Peso en la cruceta

Sección conductores (mm ²)	25	35	50	70	90
Peso del conductor W_{cd}	28.0	38.4	54.8	76.0	104.0
Peso aislador + ferretería W_{af}	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Peso operario + herram. W_{op}	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
Total peso en kg-f	138.0	148.4	164.8	186.0	214.0

a) Crucetas de madera en estructura de alineamiento CHC2

Momento en el punto A y momento en punto B

$$1.25W - 1.25W + 2.5R - 3.75W = 0$$

$$R = 1.5W \text{ en kg-f}$$

- Conductores de sección (mm ²)	25	35	50	70	95
R =	207	223	247	279	321

Donde:

W : Peso del conductor, ferretería, operario y herramientas

R : Fuerza de reacción en el punto de apoyo del poste

Momento en el punto C

$$2.50W - 1.25R + 1.25R - 2.50W = 0$$

Remplazando el valor de $R = 1.5W$, se tiene que el momento en C.

$$0.625W = 0.625W$$

Las diferentes fuerzas que actúan en la cruceta para cada tipo de conductor son:

- Conductores de sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Peso en las crucetas W en kg-f	138	148	165	186	214
- Fuerza de tracción T en kg-f	396	538	750	1030	1377
- Fuerza en apoyos R ₁ = R ₂ kg-f	207	223	247	279	321

Momento en R₃ de las fuerzas horizontales

El momento en el punto R₃, debido a la acción de las fuerzas es igual a:

$$2.5R_4 - 1.25 \times 2T/3 - 3.75 \times 2T/3 + 1.25 \times 2T/3 = 0$$

Las fuerzas en los puntos R₃ y R₄ son iguales, para cada conductor, por tanto se tiene:

$$R_4 = R_3 = 1.5 \times 2T/3 = T$$

Donde:

W : Peso del conductor, ferretería, operario y herramientas

R₄ : Fuerza de reacción en el punto de apoyo

- Conductor de sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Fuerza en apoyos R ₄ = R ₃ kg-f	396	538	750	1030	1377

Momento en R₂ de las fuerzas verticales

El momento en el punto R₂, debido a la acción de las fuerzas es igual a:

$$3.75W + 1.25W - 2.5R_1 - 1.25W = 0$$

Las fuerzas en los puntos R₂ y R₁ son iguales para cada conductor, por tanto:

$$R_2 = R_1 = 1.5W$$

Donde:

W = Peso del conductor, ferretería, operario y herramientas

R₂ = Fuerza de reacción en el punto de apoyo

- Conductor de sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Fuerza en apoyos R ₂ = R ₁ kg-f	207	223	247	279	321

Momento de inercia de la cruceta en los ejes X y Z

$$I_x = 2 \times 250 \times 6^3 \times 2.54^3/12 = 147484 \text{ cm}^4$$

$$I_z = 2(6 \times 5^3 + 6 \times 5(2.5 + 7.3/2)) \times 2.54^3 = 77794 \text{ cm}^4$$

Momento máximo en el plano ZY

El momento máximo se tiene con la aplicación de la fuerza plena en un extremo de la cruceta y es igual a W, para cada conductor.

$$\text{Momento máximo } M_{\max} \text{ kgf-cm} = 1.25 \times W \times 100 \text{ kgf-cm}$$

- Conductor de sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Momento máx. M_{\max} kgf-cm	17250	18550	20600	23250	26750

Momento máximo en el plano XY

El momento máximo se obtendrá cuando se aplica en cada conductor dos tercios de la fuerza tangencial y es igual a 2T/3

$$\text{Momento máximo } M_{\max} \text{ kgf-cm} = 2 \times T/3 \times 1.25 \times 100 \text{ kgf-cm}$$

- Conductor sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Mom. máx. M_{\max} kgf-cm	33009	44828	62464	85796	114762

Esfuerzo por flexión (ef)

El esfuerzo por flexión en la cruceta, es el resultado de los esfuerzos obtenidos en los plano YZ y XY al relacionar los momentos de cada plano, con los momentos de inercia en el eje X, es decir I_x y momento de inercia en el plano Z, es decir I_z , respectivamente

$$ef = (M_{\max} \text{ en plano YZ por long. } z)/I_x + (M_{\max} \text{ en plano XY por longitud } x)/I_z$$

- Conductor de sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Momento máx. M_{\max} kgf-cm	7.5	10.0	13.6	18.4	24.4

Esfuerzo por corte (ec)

El esfuerzo por corte, es el que se produce en los puntos de apoyo A y B por la acción de las fuerzas verticales que actúan en la cruceta. En estos puntos se tiene dos fuerzas de reacción iguales R_1 y R_2 , pero de sentido contrario.

$$ec = R_1 / (2 \times S)$$

Donde:

$R_1 =$ Fuerza de reacción en el apoyo A = R_2 , que es la fuerza de reacción en el apoyo B

S = Sección total de la cruceta en cm²

- Conductor de sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- Esfuerzo por corte e_c kg-f/cm ²	0.53	0.58	0.64	0.72	0.83

Los esfuerzos por flexión y por corte calculados, son menores a los esfuerzos mínimos considerados para el tipo de madera a utilizar, y valores son:

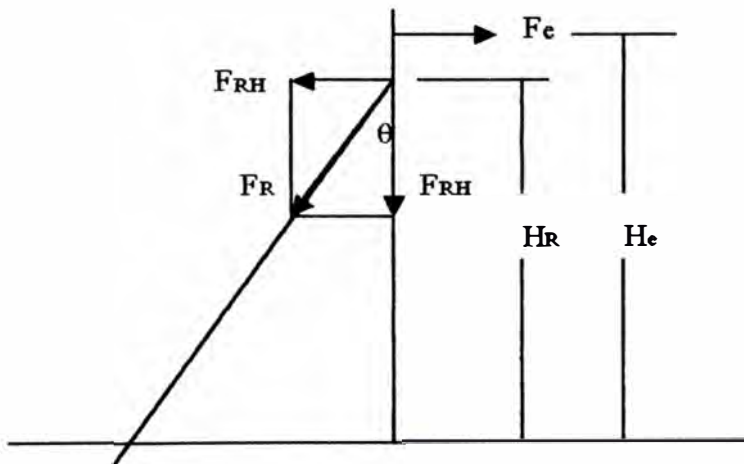
- Esfuerzo por flexión (e_f) = 100 kg-f/cm²
- Esfuerzo por corte (e_c) = 8 kg-f/cm²

9.8.5 Cálculo de retenidas

Las retenidas son elementos que dan estabilidad mecánica a las instalaciones de la línea y red primaria del sistema y tiene como componentes principales al cable acerado, la varilla de anclaje, el block de concreto armado y el preforme.

a) Fuerza aplicada en la retenida (F_R)

La fuerza en la retenida, es la que se aplica al cable y demás componentes, como se indica en la figura.



En la figura aplicando el momento de las fuerzas horizontales se tiene:

$$F_{RH} = F_e \times H_e / H_R$$

$$F_{RH} = F_R \times \text{Sen } \theta$$

$$F_R = F_e \times H_e / (H_R \times \text{Sen } \theta)$$

Donde:

- F_e : Fuerza equivalente a 0.10 m de la punta del poste
 F_R : Fuerza en la retenida, para cada conductor
 F_{RH} : Componente horizontal de la fuerza en la retenida
 F_{RV} : Componente vertical de la fuerza en la retenida
 H_e : Altura de aplicación de la fuerza equivalente en m = 10.4
 H_R : Altura de instalación de la retenida en metros = 9.2
 θ : Angulo de inclinación de la retenida

b) Cálculo de retenidas en estructuras de alineamiento CC1

Se instalarán retenidas en la bisectriz del ángulo, en casos muy especiales, teniendo en cuenta que la instalación de retenidas, no es recomendable en este tipo de estructuras. Los resultados de la fuerza equivalente que se tienen en el cuadro N° 9.8, indican que no se utilizará retenidas, donde el valor de la fuerza equivalente es menor al 70% de la fuerza de trabajo (210 kg-f), y se instalará una retenida cuando la fuerza es superior al 70% de la fuerza de trabajo.

c) Cálculo de retenidas en estructuras de ángulo CC3

Los cálculos demuestran que, para la estabilidad mecánica del sistema, se requiere una sola retenida, pero se recomienda instalar dos retenidas para conductores de 25 y 35 mm² de sección y tres retenidas para los conductores de 50, 70 y 95 mm² de sección. Ver cuadro 9.8

d) Cálculo de retenidas en estructuras de anclaje CC4

Los cálculos indican que se instalarán dos retenidas en cada tangente en los postes con conductores de 25 y 35 mm² de sección y postes con conductores de 50 y 70 mm² de sección hasta los ángulos de 50° y 36.05° respectivamente y, tres retenidas en el resto de estructuras. Ver cuadro 9.8

e) Cálculo de retenidas en estructuras de anclaje tipo H, CHC4

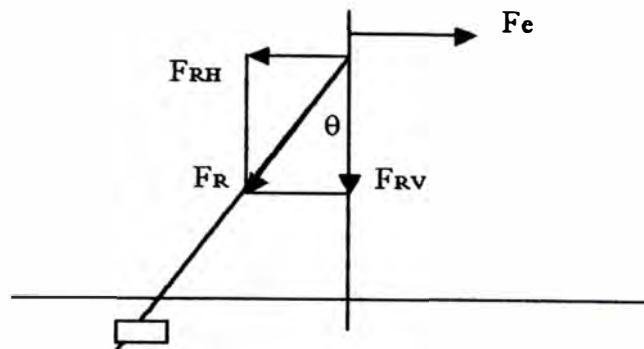
En este tipo de estructuras se instalarán siempre cuatro retenidas para darle seguridad y estabilidad mecánica al sistema, dos retenidas en cada tangente a fin de neutralizar las fuerzas tangenciales en ambas direcciones.

f) Cálculo de retenidas en estructuras de anclaje de tres postes CTA4

En estos casos se instalarán siempre dos retenidas en cada poste, es decir seis retenidas por estructura, para darle estabilidad mecánica al sistema.

9.8.6 Cálculo del bloque de anclaje

El bloque de anclaje es un elemento de seguridad y esta construido de concreto armado, su instalación es en hoyos de 2.20 m de profundidad.



Las dimensiones del bloque de concreto deben cumplir la siguiente relación:

$$a \geq FR/(1.5 \times L)$$

Donde:

F_{RH} : Componente horizontal de fuerza en la retenida = 1159.3 kg-f

F_{RV} : Componente vertical de la fuerza en la retenida = 1607.0 kg-f

F_R : Fuerza que actúa en el cable de la retenida = 1986.4 kg-f

θ : Angulo de inclinación del cable de la retenida = 36°

a : Ancho del bloque

L : Largo del bloque

Si el bloque es un cuadrado, entonces $a = L$

De la relación se obtiene que: $a \geq 36.4 \text{ cm}$

Las dimensiones del bloque son: largo 0.60 m, ancho 0.60 m y alto 0.20 m.

9.8.7 Anclaje de retenida

La retenida se instala en hoyos que tienen una profundidad de 2.20 metros y debe soportar la fuerza aplicada en el cable acerado, es decir que el peso de la tierra, donde se instalará el bloque y la varilla de anclaje, debe ser superior a la componente vertical de la fuerza aplicada en la retenida. El tipo de terreno donde se instalarán las retenidas es tierra vegetal, cuyo peso específico es 1500 kg-f/cm^3 y los elementos que participan son:

- Bloque de concreto armado, con dimensiones:

$$\text{Largo} = 0.60 \text{ m} \quad \text{Ancho} = 0.60 \text{ m} \quad \text{Alto} = 0.20 \text{ m}$$

- Varilla de anclaje de acero galvanizado de $5/8''$ de diámetro por 2.40 m de longitud y fuerza de rotura superior a 5700 kg-f
- Preformes de material alumoweld con fuerza de rotura 5700 kg-f
- Arandela cuadrada $4'' \times 4'' \times 1/4''$, tuerca, contratuerca y perno angular con fuerza de rotura mayor a 5700kg-f

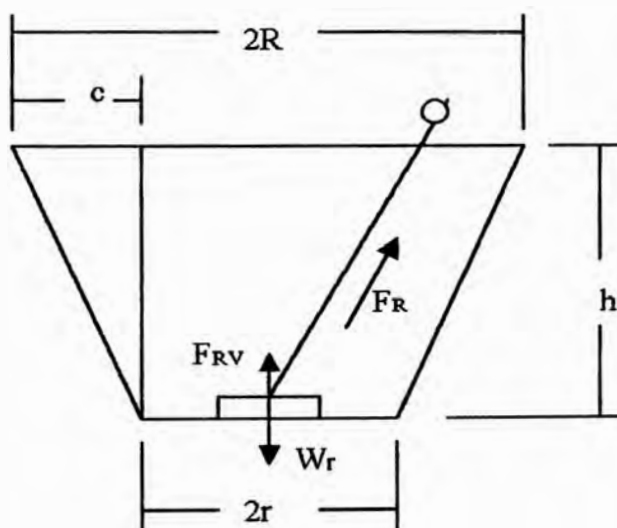
- Tipos de terrenos considerados en el Código Nacional de Electricidad

	Angulo talud (°)	Peso especifico kg-f/m ³
· Tierra vegetal	36	1500
· Tierra media	48	1600
· Tierra fuerte	55	1600

Factores considerados para los cálculos:

- Inclinação del cable de la retenida = 36°
- Tiro máximo o fuerza máxima en la retenida = 1986.4 kg-f
- Peso especifico del concreto armado = 2200 kg-f/m³

Esquema del anclaje



En el cálculo se considera un volumen de tierra, de un hoyo tronco cónico invertido con radio mayor 1.5 m, radio menor 0.45 m y una altura de 1.78 m.

$$W_r > F_{RV}$$

Donde:

F_{RV} : Componente vertical de la fuerza en la retenida = 1606.2 kg-f

W_r : Peso total en el hoyo = $W_t + W_{bc}$ en kg-f

W_t : Peso de la tierra en kg-f = Peso especifico de la tierra (kg-f/m³) x Volumen tierra (m³)

W_t : 1500 kg-f/m³ x Volumen tierra (m³)

W_{bc} : Peso del bloque de concreto

W_{bc} : Peso especifico del concreto (kg-f/m³) x Volumen del bloque (m³)

- W_{bc} : $2200 \text{ kg-f/m}^3 \times \text{Volumen bloque concreto (m}^3\text{)}$
 V_t : $\text{Volumen de tierra (m}^3\text{)} = 1/4 \times 3.1416 \times h [(R+r)^2 + (R+r)^2/3] \text{ m}^3$
 R : $\text{Radio de la base mayor del hoyo tronco cónico} = 1.5 \text{ m.}$
 r : $\text{Radio de la base menor el hoyo tronco cónico} = 0.45 \text{ m}$
 h : $\text{Altura del hoyo tronco cónico} = 1.78 \text{ m}$

Remplazando valores:

$$\begin{aligned}
 V_t &= 6.729 \text{ m}^3 & W_r &= 10094 \text{ kg-f} \\
 V_{bc} &= 0.072 \text{ m}^3 & W_r &= 10252 \text{ kg-f} \\
 W_{cb} &= 158.4 \text{ kg-f}
 \end{aligned}$$

Luego se tiene que: $W_r > F_{RV}$

9.8.8 Cimentación de estructuras

La cimentación de estructuras, determina la estabilidad mecánica de los soportes, los que están sometidos a fuerzas del viento y fuerzas de tracción en los conductores. Este cálculo se realiza para las condiciones más severas, es decir de la hipótesis de mínima temperatura

a) Criterios considerados

- Construcción de dados de concreto en la base del poste, con dimensiones de 1.0 m x 1.0 m x 1.5 m de alto.
- Instalación de solados nivelado a fin de que la distribución de fuerzas en el área sea uniforme.
- El factor de seguridad de los postes es 2, pudiendo en casos especiales cuando se cruzan ríos tener un mayor factor de seguridad.

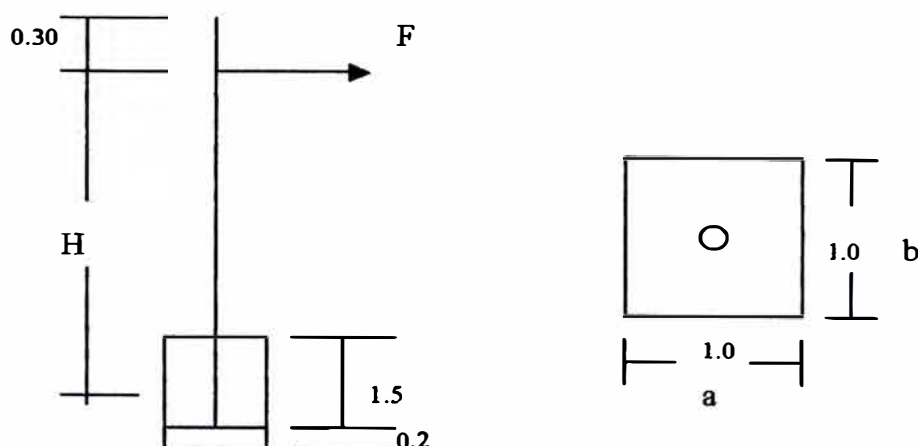
b) Postes de alineamiento y anclaje

Los cálculos se hacen utilizando el método de VALENCI, cuya premisa es que, la estabilidad del poste, se da cuando se cumple que el momento de volteo (M), resultante de la acción de la fuerza de trabajo en la punta del poste es menor que el momento resistente (M_R)

$$M \leq M_R$$

Donde:

- M : Momento de volteo
 M_R : Momento resistente debido a las fuerzas verticales y al momento propio del cubo donde se cimentará el poste



Momento de volteo M

$$M = F \times (H + h \times 2/3) \text{ kgf-m}$$

Donde:

F : Fuerza de trabajo del poste en la punta = 300 kg-f

H : Altura de aplicación de la fuerza de trabajo = 10.2 m

h : Profundidad del poste en la cimentación = 1.5 m

Luego: $M = 3360 \text{ kgf-m}$

Momento resistente M_R

$$M_R = M_1 + M_2$$

Donde:

M_1 : Momento de las fuerzas verticales kgf-m

$$M_1 = (P_t/2) \times (a - 4 \times P_t / (3 \times b \times \rho)) \text{ kgf-m}$$

M_2 : Momento del cubo donde se cimentará el poste kgf-m

$$M_2 = c \times b \times h^3 \text{ kgf-m}$$

P_t : Peso total (poste, cruceta, aisladores, conductor, operario) kg-f

$$P_t = 1277.8 \text{ kg-f}$$

- Peso del poste = 990 kg-f

- Peso de la cruceta = 120 kg-f

- Peso de aisladores + accesorios = 50 kg-f

- Peso del conductor = 38 kg-f

- Peso del operario = 80 kg-f

El peso del conductor de 25 mm², es el peso más desfavorable.

$$a = b = 1.0$$

ϵ = Coeficiente de compresibilidad de tierra vegetal = 960 kg-f/m³

ρ = Presión máxima admisible de tierra vegetal = 2.0 kg-f/cm³

$h =$ Profundidad de cimentación del poste $= 1.5 \text{ m}$

Remplazando valores, se tiene:

$$M_1 = 584.47 \text{ kgf-m}$$

$$M_2 = 3240.00 \text{ kgf-m}$$

$$M_R = 3824.3 \text{ kgf-m}$$

Luego se tiene: $M_R = 3824.3 > M = 3360 \text{ kgf-m}$

c) Cimentación de estructuras en ángulo CC3

En estas estructuras se tiene en cuenta todas las fuerzas verticales que actúan en los postes de alineamiento, más la fuerza vertical de la retenida (F_{RV}), por tanto se deberá cumplir la relación del momento

$$M_R' \geq M$$

Donde:

$M =$ Momento de volteo en kgf-m

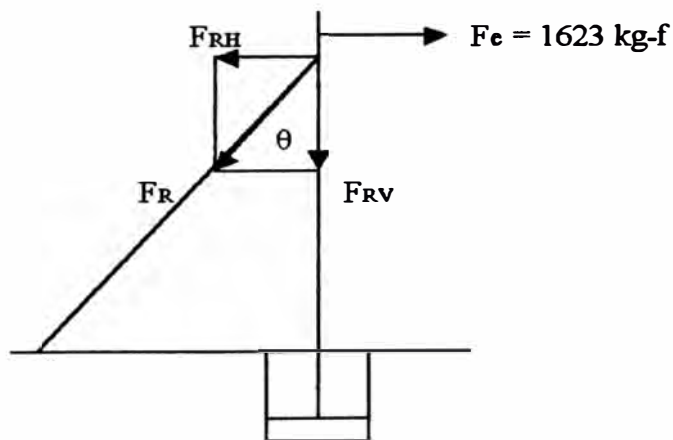
$M_R' =$ Momento resistente debido a las fuerzas verticales y al momento propio del cubo donde se cimentará el poste.

$$M_R' = M_1' + M_2$$

$M_1' =$ Momento de las fuerzas verticales en kgf-m

$$M_1' = (P_t'/2) \times (a-4 \times P_t/(3 \times b \times \rho))$$

El esquema de la estructura es:



La fuerza vertical en el poste es igual a:

$$P_t' = P_t + F_{RV}$$

Donde:

P_t' = Peso o fuerza total que actúa en el poste, incluye la componente vertical de la fuerza en la retenida

P_t = Peso en el poste (conductor, cruceta, aisladores y operario)

θ = Angulo de inclinación de la retenida = 36°

F_e = Fuerza equivalente a 0.10 m de la punta del poste = 1623 kg-f

F_{RH} = Componente horizontal de la fuerza en la retenida en kg-f

F_{RH} = $F_e \times H_e/H_r = 1672$ kg-f

F_R = Fuerza que actúa en la retenida en kg-f

F_R = $F_{RH} / \text{Sen } \theta = 2844.1$ kg-f

F_{RV} = Componente vertical de la fuerza en la retenida

F_{RV} = $F_R \times \text{Cos } \theta = 2300.9$ kg-f

Remplazando valores se tiene que:

$$P_t' = 3578.7 \text{ kg-f}$$

Al igual que en el caso anterior de las estructuras de alineamiento y anclaje, la relación de momentos en estructuras de ángulo es que, el momento de volteo (M) es menor o igual al momento resistente (M_R').

$$M \leq M_R' = M_1' + M_2'$$

Donde:

M_1' = Momento de las fuerzas verticales en el poste

M_1' = $P_t'/2 \times (a - 4 P_t'/(3 \times b \times \rho)) = 1362.5$ kgf-m

M = 3360 kgf-m

M_R' = 4602 kgf-m

Por tanto se cumple la relación que $M < M_R$

CUADRO N° 9.1

FACTOR DE CAIDA DE TENSION Y CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO TIPO AAAC

N°	CARACTERISTICAS	UNID.	SECCION NOMINAL DE CONDUCTORES (mm ²)					
			25	35	50	70	95	120
1	Sección real del conductor	mm ²	24.2	34.4	53.4	65.8	93.3	117.9
2	Diametro exterior del conductor	mm	6.50	7.60	9.10	10.80	12.60	14.30
3	Diametro de cada hilo	mm	2.15	2.52	3.02	2.15	2.52	2.85
4	Número de hilos		7	7	7	19	19	19
5	Resist. Eléct. máx. en c.c. 20°C	Ohm/km	1.3600	0.9870	0.6810	0.5000	0.3600	0.2270
6	Resist. Eléct. a 50 °C - RL	Ohm/km	1.5069	1.0936	0.7545	0.5540	0.3989	0.2515
7	Resist. Eléct. a 50 °C - RMRT	Ohm/km	1.5669	1.1536				
8	DMG, para 3 conductores	mm	1.4861	1.4861	1.4861	1.4861	1.4861	1.4861
9	DMG, para 2 conductores	mm	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
10	DMG, para 1 conductor	m	850.6	850.6				
11	Radio medio geométrico Ds	mm	2.3530	2.7512	3.2942	4.0932	4.7754	5.4197
12	Reactancia inductiva - XL3	Ohm/km	0.4862	0.4744	0.4608	0.4445	0.4328	0.4233
13	Reactancia inductiva - XL2	Ohm/km	0.5086	0.4968	0.4832	0.4668	0.4552	0.4457
14	Reactancia inductiva - XLMRT	Ohm/km	2.2192	2.1921				
15	Constante K3 a 50 °C	Ohm/km	1.6318	1.2155	0.8730	0.6682	0.5101	0.2515
16	Constante K2 a 50 °C	Ohm/km	1.6376	1.2213	0.8787	0.6740	0.5159	0.2515
17	Constante K _{1MRT} a 50 °C	Ohm/km	2.1371	1.7169				
18	Capacidad de correinete al aire	A	125	160	195	235	300	340
19	Peso del conductor	kg-f/m	0.069	0.096	0.145	0.190	0.256	0.335
20	Tensión mínima de rotura del cond.	kN	6.87	9.61	13.71	19.23	26.09	33.87
21	Módulo de elasticidad final	kN/mm ²	62.82	62.82	62.82	62.82	62.82	62.82
22	Coefic. de dilatación térmica lineal	1/ °C	2E-05	2E-05	2E-05	2E-05	2E-05	2E-05
23	Coefic. térmico de resist. a 20°C/°C	°C	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036

DMG: Distancia Media Geométrica

CUADRO N° 9.2

FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO I ETAPA CIRCUITO I

II DATOS DEL SISTEMA

1.1 TENSION, POTENCIA, LONGITUD Y PARAMETROS (R Y XL)

Nodo	Barra	Tipo	Tens. Nom. (kV)	Potencia		Tens. Base (kV)	Longitud		Parametro	
				Activa (kW)	React. (kVAR)		Tramo	km	R Ohm/km	XL Ohm/km
1	SE TARAPOTO	1	22.9	0	0	24.045			0.00	
2	DV-01	2	22.9	24	12		01-02	2.1	0.55	0.45
3	DV-02	2	22.9	113	55		02-03	0.8	0.55	0.45
4	DV-03	2	22.9	133	64		03-04	1.5	0.55	0.45
5	LAS PALMAS	2	22.9	98	47		04-05	1.1	0.55	0.45
6	DV-04	2	22.9	16	8		05-06	0.9	0.55	0.45
7	TRES DE OCTUBRE	2	22.9	156	75		06-07	0.5	0.55	0.45
8	JUAN GUERRA	2	22.9	346	168		07-08	5.4	0.55	0.45
9	DV-05	2	22.9	0	0		08-09	1.0	0.55	0.45
10	INIPA	2	22.9	50	24		09-10	0.3	0.55	0.45
11	DV-06	2	22.9	181	88		10-11	5.2	0.55	0.45
12	DV-07	2	22.9	0	0		11-12	2.5	0.55	0.45
13	UTCURARCA	2	22.9	141	68		12-13	4.0	0.55	0.45
14	SAUCE	2	22.9	445	216		13-14	8.6	1.09	0.47
15	DOS DE MAYO	2	22.9	33	16		14-15	2.3	1.09	0.47
16	SHAPAJA	2	22.9	185	90		09-16	6.2	1.09	0.47
17	DV-08	2	22.9	76	37		16-17	13.5	1.09	0.47
18	BANDA DE CHAZUTA	2	22.9	55	27		17-18	4.0	1.09	0.47
19	CHAZUTA	2	22.9	567	275		18-19	0.6	1.09	0.47
20	YACUCATINA	2	22.9	29	14		12-20	4.8	1.09	0.47
21	PILLUANA	2	22.9	59	28		20-21	11.3	1.09	0.47
22	MISHQUIYACU	2	22.9	52	25		21-22	3.1	1.09	0.47
23	TRES UNIDOS	2	22.9	181	88		22-23	2.9	1.09	0.47

Coefficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión mínima	0.94
Coefficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión máxima	1.06
Factor de carga activa (p.u.)	0.55
Factor de carga reactivo (p.u.)	0.70
Período o tiempo	8760

1.2 CARACTERISTICAS DE LA RED

NUMERO DE BARRAS	23	BARRA TIPO 1 = V, FI
NUMERO DE LINEAS	22	BARRA TIPO 2 = P, Q
NUMERO DE TRANSFORMADORES	0	BARRA TIPO 3 = P, V
NUMERO DE GENERADORES	0	BARRA TIPO 4 = Q, FI
NUMERO DE CARGA NO-LINEAL	0	

1.3 DESCRIPCION DE SIMBOLOS

V	=	MODULO DE LA TENSION
DEL	=	ANGULO DE FASE DE LA TENSION
PC	=	POTENCIA ACTIVA
QC	=	POTENCIA REACTIVA
PG	=	GENERACION DE POTENCIA ACTIVA
QG	=	GENERACION DE POTENCIA REACTIVA
PS	=	POTENCIA ACTIVA =- ELEMENTO PARALELO
QS	=	POTENCIA REACTIVA - ELEMENTO PARALELO

CUADRO N° 9.2

**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO I ETAPA
CIRCUITO I**

I RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

Nodo	BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS
1	SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	3103	1545	0	0
2	DV-01	2	23.83	-0.1	24	12	0	0	0	0
3	DV-02	2	23.75	-0.2	113	55	0	0	0	0
4	DV-03	2	23.61	-0.2	133	64	0	0	0	0
5	LAS PALMAS	2	23.51	-0.3	98	47	0	0	0	0
6	DV-04	2	23.43	-0.3	16	8	0	0	0	0
7	TRES DE OCTUBRE	2	23.38	-0.4	156	75	0	0	0	0
8	JUAN GUERRA	2	22.94	-0.6	346	168	0	0	0	0
9	DV-05	2	22.87	-0.6	0	0	0	0	0	0
10	INIPA	2	22.86	-0.6	50	24	0	0	0	0
11	DV-06	2	22.66	-0.8	181	88	0	0	0	0
12	DV-07	2	22.57	-0.8	0	0	0	0	0	0
13	UTCURARCA	2	22.49	-0.9	140	68	0	0	0	0
14	SAUCE	2	22.24	-0.8	445	216	0	0	0	0
15	DOS DE MAYO	2	22.24	-0.8	33	16	0	0	0	0
16	SHAPAJA	2	22.54	-0.6	185	90	0	0	0	0
17	DV-08	2	22.40	-0.6	75	37	0	0	0	0
18	BANDA CHAZUTA	2	22.25	-0.6	55	27	0	0	0	0
19	CHAZUTA	2	22.23	-0.6	567	275	0	0	0	0
20	YACUCATINA	2	22.48	-0.8	29	14	0	0	0	0
21	PILLUANA	2	22.46	-0.8	58	28	0	0	0	0
22	MISHQUIYACU	2	22.42	-0.8	52	25	0	0	0	0
23	TRES UNIDOS	2	22.39	-0.8	181	88	0	0	0	0

TODAS LAS TENSIONES EN LAS BARRAS ESTAN DENTRO DE LOS LIMITES

RESUMEN DE LA CARGA EN EL CIRCUITO I

GENERACION		CARGA		COMPENSACION	CARGA FICTICIA	
KW	KVAR	KW	KVAR	KVAR	KW	KVAR
3104	1545	2938	1424	0	7	-0.34

REPORTE DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL CIRCUITO I

Factor de carga activo (p.u.)	0.55
Factor de carga reactivo (p.u.)	0.70
Periodo o tiempo	8760 Hrs

LINEAS Y SS.EE.	POTENCIA				ENERGIA ANUAL			
	ACTIVA		REACTIVA		ACTIVA		REACTIVA	
	kW	%	KVAR	%	GWh	%	GVARh	%
SS. EE. 2 WIN	0	0	0	0	0	0	0	0
LINEAS 22.9 kV	165	5.31	121.3	7.85	544.3	3.64	587.5	6.2
TOTAL PERDIDA	165	5.31	121.3	8.52	544.3	3.64	587.5	6.2

CUADRO N° 9.2

FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO I ETAPA CIRCUITO II

II DATOS DEL SISTEMA

1.1 TENSION, POTENCIA, LONGOTUD Y PARAMETROS

Nodo	Barra	Tipo	Tens. Nom. (kV)	Potencia		Tens. Base (kV)	Longitud		Parametros	
				Activa (kW)	React. (kVA)		Tramo	km	Resis. Ohm/km	React. Ohm/km
1	SE TARAPOTO	1	22.9	0	0	24.045				
2	LA UNION	2	22.9	26	13		01-02	11.8	0.40	0.43
3	LA MARGINAL	2	22.9	60	29		02-03	4.0	0.40	0.43
4	DV-01	2	22.9	77	37		03-04	0.8	0.40	0.43
5	MACEDA	2	22.9	70	34		04-05	1.8	0.40	0.43
6	SANTA ANA	2	22.9	27	13		05-06	0.8	0.40	0.43
7	DV-05	2	22.9	0	0		06-07	1.2	0.40	0.43
8	LAS FLORES	2	22.9	24	12		07-08	0.9	0.55	0.45
9	S. ANTONIO RIO MAYC	2	22.9	41	20		08-09	1.3	0.55	0.45
10	CHURUYACU	2	22.9	17	8		09-10	2.0	0.55	0.45
11	SOLO	2	22.9	17	8		10-11	3.0	0.55	0.45
12	SN MIGUEL DEL RIO M	2	22.9	168	81		11-12	0.9	0.55	0.45
13	PUENTE BOLIVIA	2	22.9	21	10		12-13	3.1	0.55	0.45
14	DV-02	2	22.9	0	0		13-14	1.2	0.55	0.45
15	TABALOSOS	2	22.9	1086	526		14-15	3.1	0.55	0.45
16	CUÑUMBUQUE	2	22.9	209	101		03-16	3.5	1.09	0.47
17	PAMPA HERMOSA	2	22.9	100	48		16-17	0.9	1.09	0.47
18	ZAPATERO	2	22.9	382	185		17-18	1.1	1.09	0.47
19	DV-03	2	22.9	0	0		14-19	1.2	1.51	0.49
20	DV-04	2	22.9	39	19		19-20	2.0	1.51	0.49
21	PINTO RECODO	2	22.9	125	60		20-21	1.0	1.51	0.49
22	SHANAO	2	22.9	170	82		19-22	0.5	1.51	0.49

Coeficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión mínima	0.94
Coeficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión máxima	1.06
Factor de carga activo	0.55
Factor de carga reactivo	0.70
Periodo o tiempo	8760 Hrs

1.2 CARACTERISTICAS DE LA RED

NUMERO DE BARRAS	22	BARRA TIPO 1 = V, FI
NUMERO DE LINEAS	21	BARRA TIPO 2 = P, Q
NUMERO DE TRANSFORMADORES	0	BARRA TIPO 3 = P, V
NUMERO DE GENERADORES	0	BARRA TIPO 4 = Q, FI
NUMERO DE CARGAS NO-LINEALES	0	

1.3 DESCRIPCION DE SIMBOLOS

V	=	MODULO DE LA TENSION
DEL	=	ANGULO DE FASE DE LA TENSION
PC	=	POTENCIA ACTIVA
QC	=	POTENCIA REACTIVA
PG	=	GENERACION DE POTENCIA ACTIVA
QG	=	GENERACION DE POTENCIA REACTIVA
PS	=	POTENCIA ACTIVA = - ELEMENTO PARALELO
QS	=	POTENCIA REACTIVA = - ELEMENTO PARALELO

CUADRO N° 9.2

**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO I ETAPA
CIRCUITO II**

RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS	
1	SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	2766	1389	0	0
2	LA UNION	2	23.91	-0.1	26	13	0	0	0	0
3	LA MARGINAL	2	23.63	-0.4	61	30	0	0	0	0
4	DV-01	2	23.59	-0.4	77	37	0	0	0	0
5	MACEDA	2	23.50	-0.5	70	34	0	0	0	0
6	SANTA ANA	2	23.46	-0.5	27	13	0	0	0	0
7	DV-05	2	23.41	-0.6	0	1	0	0	0	0
8	LAS FLORES	2	23.35	-0.6	24	12	0	0	0	0
9	SAN ANTONIO	2	23.28	-0.7	41	20	0	0	0	0
10	CHURUYACU	2	23.17	-0.7	17	8	0	0	0	0
11	SOLO	2	23.00	-0.8	18	9	0	0	0	0
12	SAN MIGUEL	2	22.95	-0.8	168	82	0	0	0	0
13	PUENTE BOLIVIA	2	22.80	-0.9	21	10	0	0	0	0
14	DV-02	2	22.75	-1.0	0	1	0	0	0	0
15	TABALOSOS	2	22.63	-1.0	1086	526	0	0	0	0
16	CUÑUMBUQE	2	23.49	-0.4	209	101	0	0	0	0
17	PAMPA HERMOSA	2	23.47	-0.4	100	48	0	0	0	0
18	ZAPATERO	2	23.45	-0.4	382	185	0	0	0	0
19	DV-03	2	22.72	-0.9	1	0	0	0	0	0
20	DV-04	2	22.69	-0.9	39	19	0	0	0	0
21	PINTO RECODO	2	22.68	-0.9	125	60	0	0	0	0
22	SHANAO	2	22.71	-0.9	170	82	0	0	0	0

TODAS LAS TENSIONES EN LAS BARRAS ESTAN DENTRO DE LOS LIMITES

RESUMEN DE LA CARGA EN EL CIRCUITO II

GENERACION		CARGA		COMPENSACION	CARGA FICTICIA	
KW	KVAR	KW	KVAR	KVAR	KW	KVAR
2766	1389	2662	1293	0	0	0

REPORTE DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL CIRCUITO II

Factor de carga activo (p.u.) 0.55
 Factor de carga reactivo (p.u.) 0.7
 Periodo 8760 Horas

LINEAS Y SS.EE.	POTENCIA				ENERGIA ANUAL			
	ACTIVA		REACTIVA		ACTIVA		REACTIVA	
	KW	%	KVAR	%	GWh	%	GVARh	%
SS. EE. 2 WIN.	0	0	0	0	0	0	0	0
LINEAS 22.9 kV	104	3.75	95.86	6.9	342.2	2.57	464.4	5.45
TOTAL PERDIDA	104	3.75	95.86	7.41	342.2	2.57	464.4	5.45

CUADRO N° 9.2

FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO I ETAPA CIRCUITO III

II DATOS DEL SISTEMA

1.1 TENSION, POTENCIA, LONGITUD Y PARAMETROS

Nodo	Barra	Tipo	Tens. Nom. (kV)	Potencia		Tens. Base (kV)	Longitud		Paramtros	
				Activa (kW)	React. (kVAR)		Tramo	km	Resis. Ohm/km	React. Ohm/km
1	SE TARAPOTO	1	22.9	0	0	24.045				
2	CARGA ESPECIAL	2	22.9	100	48		01-02	7.8	0.43	0.46
3	CACATACHI	2	22.9	269	130		02-03	5.0	0.43	0.46
4	RUMIZAPA	2	22.9	173	84		03-04	2.5	0.43	0.46
5	LAMAS	2	22.9	1128	546		04-05	5.3	0.43	0.46
6	PAMASHTO	2	22.9	194	94		05-06	7.1	1.09	0.47
7	DV-O1	2	22.9	0	0		02-07	6.2	1.09	0.47
8	DV-O2	2	22.9	32	16		07-08	0.3	1.09	0.47
9	S. ROQUE DE CUMBAZ	2	22.9	74	36		08-09	4.4	1.09	0.47
10	S. PEDRO DE CUMBAZ	2	22.9	31	15		07-10	0.4	1.09	0.47
11	S. ANTONIO DE CUMB.	2	22.9	170	82		10-11	1.0	1.09	0.47
12	LA BANDA DE CUMBAZ	2	22.9	16	8		11-12	0.7	1.09	0.47

Coeficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión mínima
 Coeficiente fijado a la tensión para evaluar la tensión máxima
 Factor de carga activo
 Factor de carga reactivo
 Periodo

0.94
 1.06
 0.55
 0.70
 8760 Hrs

1.2 CARACTERISTICAS DE LA RED

NUMERO DE BARRAS	12	BARRA TIPO 1 = V,FI
NUMERO DE LINEAS	11	BARRA TIPO 2 = P,Q
NUMERO DE TRANSFORMADORES	0	BARRA TIPO 3 = P,V
NUMERO DE GENERADORES	0	BARRA TIPO 4 = Q,FI
NUMERO DE CARGA NO-LINEAL	0	

1.3 DESCRIPCION DE SIMBOLOS

V = MODULO DE LA TENSION
 DEL = ANGULO DE FASE DE LA TENSION
 PC = POTENCIA ACTIVA
 QC = POTENCIA REACTIVA
 PG = GENERACION DE POTENCIA ACTIVA
 QG = GENERACION DE POTENCIA REACTIVA
 PS = POTENCIA ACTIVA-ELEMENTO PARALELO
 QS = POTENCIA REACTIVA-ELEMENTO PARALELO

CUADRO N° 9.2

**FLUJO DE CARGA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO I ETAPA
CIRCUITO III**

I RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

Nodo	BARRA	TIPO	V	DEL	PC	QC	PG	QG	PS	QS
1	SE TARAPOTO	1	24.04	0.0	0	0	2258	1134	0	0
2	CARGA ESPECIAL	2	23.56	-0.4	100	49	0	0	0	0
3	CACATACHI	2	23.30	-0.7	269	130	0	0	0	0
4	RUMIZAPA	2	23.20	-0.8	173	84	0	0	0	0
5	LAMAS	2	23.00	-1.0	1128	546	0	0	0	0
6	PAMASHTO	2	22.92	-1.0	194	94	0	0	0	0
7	DV-O1	2	23.44	-0.4	0	0	0	0	0	0
8	DV-O2	2	23.44	-0.4	33	16	0	0	0	0
9	S. ROQUE DE CUMBAZ	2	23.42	-0.4	74	36	0	0	0	0
10	S. PEDRO DE CUMBAZ	2	23.44	-0.4	31	15	0	0	0	0
11	S. ANTONIO DE CUMB.	2	23.43	-0.4	170	83	0	0	0	0
12	LA BANDA DE CUMBAZ	2	23.43	-0.4	16	8	0	0	0	0

TODAS LAS TENSIONES EN LAS BARRAS ESTAN DENTRO DE LOS LIMITES

RESUMEN DE LA CARGA EN EL CIRCUITO III

GENERACION		CARGA		COMPENSACION		CARGA FICTICIA	
KW	KVAR	KW	KVAR	KVAR	KW	KVAR	
2258	1134	2187	1060	0	0	0	0

REPORTE DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL CIRCUITO III

Factor de carga activo (p.u.)	0.55
Factor de carga reactivo (p.u.)	0.7
Periodo	8760 Hrs

LINEAS Y SS. EE.	POTENCIA				ENERGIA ANUAL			
	ACTIVA		REACTIVA		ACTIVA		REACTIVA	
	KW	%	KVAR	%	GWh	%	GVARh	%
SS. EE. 2 WIN.	0	0	0	0	0	0	0	0
LINEAS 22.9 KV	70.2	3.11	73.6	6.49	231.7	2.13	356.4	5.13
TOTAL PERDIDA	70.2	3.11	73.6	6.94	231.7	2.13	356.4	5.13

CUADRO N° 9.3

BALANCE DE CARGA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Descripción	Tipos de Cargas			
		Carga 3Ø (kW)	Carga 1Ø (kW)		
			R	S	T
A	CIRCUITO 1 : RAMAL SUR				
1	S.E. Tarapoto				
2	DV-01 : Nueva Venecia				23.9
3	DV-02 : San Fernando de Pucayacu	103.1	34.4	34.4	34.4
			9.8		
4	DV-03 : Santa Rosa-San Fernando	38.9	13.0	13.0	13.0
			48.9	24.3	20.9
5	Las Palmas 1/	97.8			
6	DV-04 : San Martín			16.1	
7	Tres de Octubre 1/-San José	125.6	41.9	41.9	41.9
				29.9	
8	Juan Guerra 1/	346.1	115.4	115.4	115.4
9	DV-05				
10	Shapaja	185.5	61.8	61.8	61.8
11	DV-11 : Aguano Moyuna-Ramón Castilla	52.4	17.5	17.5	17.5
				23.1	
12	Banda de Chazuta 1/	54.9	18.3	18.3	18.3
13	Chazuta 1/-Curiyacu	462.2	154.1	154.1	154.1
			29.6		75.5
14	INIPA 1/	50.0	16.7	16.7	16.7
15	DV-06 : Mamonaquihua	139.6	46.5	46.5	46.5
			25.1	16.3	
16	Utcurarca 1/	93.5	31.2	31.1	31.2
			26.5		20.5
17	Sauce 1/	445.4	148.5	148.4	148.5
18	Dos de Mayo 1/	32.7	10.9	10.9	10.9
19	DV-07-Tres Unidos				
20	Yacucatina			29.0	
21	Pilluana 1/	58.5	19.5	19.5	19.5
22	Mishquiyacu 1/	52.0	17.3	17.4	17.3
23	Tres Unidos 1/	181.3	60.4	60.5	60.4
	Sub Total en el Circuito	2519.5	947.1	945.9	948.0
	Balance a Nivel del Circuito		0.13%		0.22%

CUADRO N° 9.3

BALANCE DE CARGA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Descripción	Tipos de Cargas			
		Carga 3Ø (kW)	Carga 1Ø (kW)		
			R	S	T
B	CIRCUITO 2 : RAMAL NORTE				
1	La Unlón+C.E.	50.0	16.7	16.6	16.7
2	La Marginal	60.4	26.0	20.2	20.1
3	La Marginal-Zapatero		20.1		
4	Cuñumbuque 1/	162.3	54.1	54.1	54.1
5	Cuñumbuque-Pucacaca	33.9	11.3	11.3	11.3
6	Pampa Hermosa 1/	32.5	10.9	10.8	10.8
6	Zapatero 1/	121.4	23.9	21.3	22.1
7	Zapatero-Santa Martha	192.6	40.5	40.4	40.5
8	DV-01 : Churuzapa	61.9	64.2	18.3	29.3
9	Maceda 1/	69.8	39.0	20.6	20.6
10	Santa Ana del Río Mayo 1/	26.6	20.7	15.2	
11	Las Flores del Río Mayo 1/		23.2	23.3	23.3
12	San Antonio del Río Mayo 1/	41.2	8.9	8.9	8.9
13	Churuyacu 1/		17.0		24.1
14	Solo 1/		13.7	13.7	13.7
15	San Miguel del Río Mayo 1/	168.1	17.0		
16	Puente Bolivia 1/			17.4	
17	DV-02-Pinto Recodo			20.9	
18	Shanao 1/	169.9	56.6	56.6	56.6
19	DV-09 : Mishquiyacu-Chumbaquihui			22.4	16.6
20	Pinto Recodo 1/	86.4	28.8	28.8	28.8
21	Pinto Recodo-Mishquillaquiyo		24.2		14.1
22	Tabalosos 1/	959.4	319.8	319.8	319.8
23	Tabalosos-Bambas-San Juan		33.3	47.9	44.9
	Sub Total en el Circuito 2	2236.4	909.0	908.8	909.1
	Balance a Nivel Circuito		0.02%		0.03%

CUADRO N° 9.3

BALANCE DE CARGA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO

Item	Descripción	Tipos de Cargas			
		Carga 3Ø (kW)	Carga 1Ø (kW)		
			R	S	T
C	CIRCUITO 3 : RAMAL NORTE				
1	San Pedro de Cumbaza 1/	30.9	10.3	10.3	10.3
2	San Antonio de Cumbaza 1/	170.2	56.7	56.7	56.7
3	La Banda de Cumbaza 1/			15.2	
4	DV-02 : Aucaloma	32.4	10.8	10.8	10.8
5	San Roque de Cumbaza 1/	57.8	19.3	19.3	19.3
					15.8
6	Cacatachi 1/	268.7	89.6	89.6	89.6
7	Rumizapa 1/	81.1	27.0	27.0	27.0
				13.3	
8	Rumizapa-Pacchilla-Urcopata	41.7	13.9	13.9	13.9
					36.9
9	Lamas 1/	1128.2	376.1	376.1	376.1
10	Pamashto 1/	111.2	37.1	37.1	37.1
			27.2		
11	Pamashto-Vista Alegre		28.5	26.8	
	Sub Total en el Circuito 3	1922.2	696.4	696.0	693.4
	Balance a Nivel de Circuito		0.43%	0.37%	
	Total en el Sistema	6678.1	2552.5	2550.7	2550.5
	Balance a Nivel del Sistema		0.07%	0.01%	

Nota : 1/ : Localidades Consideradas en la primera etapa del proyecto

TABLA II
NIVELES DE CONTAMINACION

Nivel de Contaminación	Ambiente Tipico	Distancia de Fuga Especifica Minima (cm/kV)
Ligera	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas sin Industria - Zonas con baja densidad de industrias, pero sujetas a frecuentes vientos y lluvias - Zonas agricolas 1/ - Zonas montañosas 2/ <p>Estas zonas se ubican a más de 20 kms del mar y no estan expuestas a vientos provenientes del mar</p>	1.6
Mediana	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con industrias que no producen humos contaminantes - Zonas con alta densidad de industrias, pero sujetas a frecuentes vientos y lluvias - Zonas expuestas a vientos provenientes del mar, ubicadas no muy cercanas al mar 2/ 	2.0
Fuerres	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con alta densidad de Industrias - Zonas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar 	2.5
Muy Fuertes	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas expuestas a depositos de particulas finas conductivas y humos industriales - Zonas muy cercanas al mar y expuestas al rocío del mar o a vientos muy fuertes proveñeientes del mar - Zonas deserticas, caracterizadas por falta de lluvia en periodos largos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal y, con alta humedad relativa 	3.1

1/ : El uso de fertilizantes por pulverización o la quema de residuos de plantaciones pueden conducir a mayor nivel de contaminación por su dispersión debido al viento

2/ : Las distancias del mar dependen de la topografía de la zona costera y de las condiciones extremas del viento

TABLA III**NIVEL DE AISLAMIENTO EN LOS AISLADORES**

Nivel de Aislamiento	Tension de sometimiento a la orden de impulso 1.2/50 kVp	Tensión de Sometimiento a la frecuencia industrial (kV)	Línea de Fuga Total (mm)
Aislador tipo PIN Clase ANSI 56-2	168	110	432
Aislador tipo PIN Clase ANSI 56-3	192	125	533
Cadeara de 2 Aisladores tipo Suspensión Clase ANSI 52-3	245	155	584
Cadeara de 3 Aisladores tipo Suspensión Clase ANSI 52-3	341	215	876

CUADRO N° 9.5

PESO EN LOS CONDUCTORES PARA LAS HIPOTESIS DE TRABAJO

Item	Descripción	Unidad	Hipotesis de cálculo			
			I Templado	II Min.Temp.	III Max.Esf.	IV Max.Temp.
1	Temperatura	°C	25	15	20	50
2	Velocidad del Viento	km/h	0	0	75	0
3	EDS	%	18			
4	Presión del viento (Pv)	kg-f/m ²	0	0	23.625	0
5	Conductor de 95 mm²					
	Diametro del conductor (dc)	mm	12.50	12.50	12.50	12.50
	Peso del Conductor (Wc)	kg-f/m	0.256	0.256	0.256	0.256
	Fuerza del viento (Fv)	kg-f/m	0	0	0.295	0
	Peso resultante (Wr)	kg-f/m	0.256	0.256	0.391	0.256
6	Conductor de 70 mm²					
	Diametro del conductor (dc)	mm	10.70	10.70	10.70	10.70
	Peso del Conductor (Wc)	kg-f/m	0.190	0.190	0.190	0.190
	Fuerza del viento (Fv)	kg-f/m	0	0	0.253	0
	Peso resultante (Wr)	kg-f/m	0.190	0.190	0.316	0.190
7	Conductor de 50 mm²					
	Diametro del conductor (dc)	mm	9.06	9.06	9.060	9.06
	Peso del Conductor (Wc)	kg-f/m	0.145	0.145	0.145	0.145
	Fuerza del viento (Fv)	kg-f/m	0	0	0.214	0
	Peso resultante (Wr)	kg-f/m	0.145	0.145	0.259	0.145
8	Conductor de 35 mm²					
	Diametro del conductor (dc)	mm	7.56	7.56	7.56	7.56
	Peso del Conductor (Wc)	kg-f/m	0.096	0.096	0.096	0.096
	Fuerza del viento (Fv)	kg-f/m	0	0	0.179	0
	Peso resultante (Wr)	kg-f/m	0.096	0.096	0.203	0.096
9	Conductor de 25 mm²					
	Diametro del conductor (dc)	mm	6.45	6.45	6.45	6.45
	Peso del Conductor (Wc)	kg-f/m	0.069	0.069	0.069	0.069
	Fuerza del viento (Fv)	kg-f/m	0	0	0.152	0
	Peso resultante (Wr)	kg-f/m	0.069	0.069	0.167	0.069

CUADRO N° 9.6

PRESTACIONES DE LOS ARMADOS UTILIZADOS EN EL PSE TARAPOTO

ARMADOS Tipo	CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO TIPO AAAC					
	Distancias	25 (mm ²)	35 (mm ²)	50 (mm ²)	70 (mm ²)	95 (mm ²)
CC1	Vertical conductores (m)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
	Dintancia inclinada (m)	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
	Flecha (m)	2.00	3.96	3.96	3.85	3.90
	Mitad de vano (m)	0.95	0.92	0.92	0.91	0.91
	Vano Máximo (m)		220		220	220
CC3	Vertical conductores (m)	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
	Flecha (m)	1.00	2.32	1.59	2.27	2.29
	Mitad de vano (m)	0.59	0.74	0.65	0.74	0.74
	Vano Máximo (m)		160		160	160
CC4	Vertical conductores (m)	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
	Flecha (m)	1.00	2.32	1.56	2.27	2.29
	Mitad de vano (m)	0.59	0.74	0.64	0.74	0.74
	Vano Máximo (m)		160		160	160
CC5	Vertical conductores (m)	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
	Dintancia incl. (m)	1.72	1.72	1.72	1.72	1.72
	Flecha (m)	1.00	3.09	2.30	3.01	3.05
	Mitad de vano (m)	0.59	0.83	0.74	0.82	0.83
	Vano Máximo (m)		190		190	190
CC7	Vertical conductores (m)	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
	Dintancia incl. (m)	1.72	1.72	1.72	1.72	1.72
	Flecha (m)	1.00	3.37		3.28	3.32
	Mitad de vano (m)	0.59	0.86		0.85	0.85
	Vano Máximo (m)		200		200	200
CC10	Vertical conductores (m)	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
	Dintancia inclinada (m)	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
	Flecha (m)	1.00	2.09		2.04	2.06
	Mitad de vano (m)	0.59	0.71	0.18	0.71	0.71
	Vano Máximo (m)		150		150	150
CHC2	Horizontal conductores (m)	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
	Flecha (m)	1.00	17.04	1.00	16.49	16.52
	Mitad de vano (m)	0.59	1.71	0.55	1.68	1.68
	Vano Máximo (m) 1/		260		260	260
	Vano Máximo (m) 2/		500		500	500
CHC4	Horizontal conductores (m)	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
	Flecha (m)	1.00	17.04		16.49	16.52
	Mitad de vano (m)	0.59	1.71	0.18	1.68	1.68
	Vano Máximo (m) 1/		250		250	250
	Vano Máximo (m) 2/		500		500	500
CTA4	Horizontal conductores (m)	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
	Flecha (m)	1.00	55.03	1.00	54.12	54.28
	Mitad de vano (m)	0.59	2.92	0.55	2.90	2.91
	Vano Máximo (m) 1/		250		250	250
	Vano Máximo (m) 2/		900		900	900

Nota: 1/ : Vano en terreno llano
2/ : Vano en terreno con pendientes

CUADRO N° 9.7

FUERZA EQUIVALENTE A 10 cm DE LA PUNTA DEL POSTE

Angulo (°)	CONDUCTORES SECCION (mm ²)					CONDUCTORES SECCION (mm ²)				
	25	35	50	70	95	25	35	50	70	95

Condiciones normales de operación

Condiciones anormales de operación

Estructuras de alineamiento CC1 ubicadas en ángulos de 0° a 5°

0	119	132	150	170	192	107	118	133	150	168
1	133	151	177	209	244	118	134	156	182	211
2	147	171	205	247	296	130	150	179	214	255
3	160	190	232	285	348	141	166	202	246	299
4	174	209	259	323	400	153	182	225	278	342
5	187	228	287	362	451	164	198	248	311	386

Estructuras de ángulo CC3 ubicadas en ángulos mayores a 5° y menores o iguales a 30°

5.95	191	233	296	376	472	169	206	259	328	410
8.96	229	287	373	484	619	202	252	325	420	535
11.72	264	336	443	582	752	232	294	385	504	650
12.43	273	349	461	607	786	240	304	400	525	679
12.90	279	357	473	624	809	245	312	411	540	698
13.61	288	370	484	649	843	252	322	426	561	727
14.06	294	378	502	665	865	257	329	436	575	746
14.69	302	389	519	688	896	264	339	450	594	772
18.39	348	455	612	819	1073	304	395	529	706	924
21.74	390	513	696	937	1233	340	445	601	807	1061
23.03	406	536	728	982	1295	354	464	629	846	1114
23.72	415	548	746	1006	1328	361	475	644	866	1142
25.00	431	570	777	1050	1388	375	494	671	905	1193
30.00	492	656	901	1224	1623	427	568	777	1053	1395

Estructuras de anclaje CC4 ubicadas en ángulos mayores a 17° y menores o iguales a 75°

17.00	331	430	577	769	1007	289	374	499	664	867
17.78	341	444	597	797	1044	298	386	516	688	899
22.50	400	527	715	963	1270	348	456	618	830	1092
22.65	402	529	719	968	1277	350	459	621	834	1098
23.48	412	544	740	997	1316	358	471	639	859	1132
25.18	433	573	782	1057	1397	377	496	675	910	1201
26.27	447	592	809	1095	1448	388	512	698	942	1245
26.42	448	595	813	1100	1455	390	515	701	947	1251
26.75	453	601	821	1111	1471	393	520	708	957	1264
27.11	457	607	830	1124	1488	397	525	716	967	1279
29.65	488	650	892	1211	1607	424	562	769	1042	1381
30.87	503	671	922	1254	1664	436	580	795	1078	1429
31.19	507	677	930	1264	1679	440	585	801	1087	1442
31.37	509	680	935	1271	1687	442	588	805	1093	1449
34.26	544	729	1005	1369	1822	472	630	866	1177	1564
36.05	566	759	1048	1430	1904	490	656	903	1229	1635
39.46	606	817	1130	1545	2060	525	704	973	1327	1768
44.50	666	900	1249	1712	2287	575	776	1074	1470	1962
48.57	713	966	1344	1844	2467	616	832	1155	1584	2116
50.00	729	989	1376	1891	2530	629	852	1183	1623	2170
60.00	840	1144	1600	2204	2957	724	985	1374	1891	2535
75.00	994	1362	1912	2643	3554	857	1171	1642	2267	3046

CUADRO N° 9.7

FUERZA EQUIVALENTE A 10 cm DE LA PUNTA DEL POSTE

Angulo (°)	CONDUCTORES SECCION (mm ²)					CONDUCTORES SECCION (mm ²)				
	25	35	50	70	95	25	35	50	70	95
Condiciones normales de operación										
Estructuras de anclaje tipo H, CHC2 ubicadas en ángulos de 0° a 5°										
0	223	253	295	342	392	192	218	253	292	334
1	237	273	324	382	447	204	235	277	326	379
2	251	293	352	423	501	216	251	301	359	425
3	266	314	381	463	556	228	268	325	393	470
4	280	334	410	503	611	240	285	348	426	516
5	294	354	438	543	665	252	302	372	460	561
Condiciones anormales de operación										
Estructuras de anclaje tipo H, CHC4 ubicadas en ángulos de 0° a 75°										
0.00	223	253	295	342	392	192	218	253	292	334
2.33	256	300	362	436	520	220	257	309	370	440
5.57	302	365	455	566	696	259	311	386	479	587
6.00	309	374	467	583	719	264	318	396	493	606
6.33	313	380	477	597	738	268	324	404	504	622
8.73	348	428	545	693	868	297	364	461	584	730
9.00	351	434	553	703	882	300	368	468	593	742
11.26	383	478	617	793	1005	326	406	521	668	844
11.48	387	483	623	802	1017	329	409	526	675	854
13.63	417	525	684	887	1133	354	445	577	747	951
13.67	417	526	685	889	1135	355	445	578	748	953
13.70	418	527	686	890	1137	355	446	579	749	954
14.41	428	541	706	918	1175	363	458	595	772	986
14.74	432	547	716	932	1193	367	463	603	783	1001
16.93	463	590	777	1018	1310	393	499	655	855	1099
17.50	471	602	793	1040	1341	400	508	668	874	1124
18.83	490	628	831	1093	1412	415	530	699	918	1184
18.95	491	630	834	1098	1418	416	532	702	922	1189
20.33	511	657	873	1152	1492	433	555	734	967	1250
24.26	565	733	982	1305	1700	478	618	825	1094	1424
28.42	622	813	1096	1465	1918	525	684	920	1228	1606
32.17	672	884	1198	1609	2113	567	744	1005	1347	1768
33.28	687	905	1228	1651	2171	579	761	1030	1383	1816
39.31	766	1017	1388	1876	2478	646	854	1164	1571	2072
43.00	814	1084	1485	2012	2663	685	910	1245	1684	2226
45.26	843	1124	1543	2094	2774	709	944	1293	1752	2319
55.89	974	1310	1810	2469	3285	818	1098	1515	2065	2745
64.26	1071	1448	2009	2750	3669	900	1213	1681	2298	3064
65.00	1080	1460	2026	2774	3702	907	1223	1695	2319	3092
75.00	1188	1614	2249	3089	4131	997	1352	1881	2581	3450
Estructuras de anclaje 3 postes, CTA4 ubicadas en ángulos de 0° a 75°										
0.00	147	165	189	217	246	95	104	116	129	144
3.65	165	190	224	266	313	103	116	133	154	177
15.41	220	267	335	422	524	131	154	189	232	283
16.89	227	277	349	441	551	134	159	196	241	296
23.04	255	316	406	521	659	148	179	224	281	350
27.05	273	342	442	572	729	157	192	242	307	385
34.66	306	389	510	667	859	174	215	276	354	450
54.27	386	502	674	899	1176	214	272	358	471	609
74.70	459	606	826	1114	1471	250	324	434	578	756
75.00	460	608	828	1117	1475	251	325	435	579	758

CUADRO N° 9.8

CALCULO DE RETENIDA EN LAS ESTRUCTURAS

Angulo (°)	CONDUCTORES SECCION (mm²)					CONDUCTORES SECCION (mm²)				
	25	35	50	70	95	25	35	50	70	95

Fuerza equivalente en el poste (kg-f)

Fuerza en la retenida en kg-f

Estructuras de alineamiento CC1 ubicadas en ángulos de 0° a 5°

0	119	132	150	170	192	229	254	289	328	369
1	133	151	177	209	244	256	291	341	401	469
2	147	171	205	247	296	282	328	394	475	569
3	160	190	232	285	348	308	365	446	548	669
4	174	209	259	323	400	334	402	499	622	768
5	187	228	287	362	451	361	438	551	696	868

Estructuras de angulo CC3 ubicadas en ángulos mayores a 5° y menores o iguales a 30°

5.95	191	233	296	376	472	367	449	569	723	908
8.96	229	287	373	484	619	441	552	717	930	1190
11.72	264	336	443	582	752	508	647	852	1120	1447
12.43	273	349	461	607	786	525	671	887	1168	1512
12.90	279	357	473	624	809	537	687	910	1200	1556
13.61	288	370	484	649	843	554	711	930	1249	1622
14.06	294	378	502	665	865	565	727	966	1279	1664
14.69	302	389	519	688	896	580	748	997	1323	1722
18.39	348	455	612	819	1073	670	874	1177	1574	2064
21.74	390	513	696	937	1233	751	987	1339	1801	2372
23.03	406	536	728	982	1295	782	1031	1401	1888	2491
23.72	415	548	746	1006	1328	798	1054	1434	1934	2553
25.00	431	570	777	1050	1388	829	1096	1495	2020	2670
30.00	492	656	901	1224	1623	947	1263	1733	2353	3122

Estructuras de anclaje CC4 ubicadas en ángulos mayores a 17° y menores o iguales a 75°

17.00	331	430	577	769	1007	636	827	1110	1480	1936
17.78	341	444	597	797	1044	655	854	1148	1533	2008
22.50	400	527	715	963	1270	769	1013	1375	1852	2442
22.65	402	529	719	968	1277	772	1018	1382	1862	2455
23.48	412	544	740	997	1316	792	1046	1422	1918	2531
25.18	433	573	782	1057	1397	833	1103	1504	2033	2687
26.27	447	592	809	1095	1448	859	1139	1556	2105	2785
26.42	448	595	813	1100	1455	862	1144	1563	2115	2799
26.75	453	601	821	1111	1471	870	1155	1579	2137	2829
27.11	457	607	830	1124	1488	879	1167	1596	2161	2862
29.65	488	650	892	1211	1607	939	1251	1716	2330	3091
30.87	503	671	922	1254	1664	967	1291	1774	2411	3201
31.19	507	677	930	1264	1679	975	1302	1789	2432	3229
31.37	509	680	935	1271	1687	979	1308	1797	2444	3245
34.26	544	729	1005	1369	1822	1047	1402	1933	2634	3503
36.05	566	759	1048	1430	1904	1088	1461	2016	2751	3662
39.46	606	817	1130	1545	2060	1166	1570	2173	2971	3962
44.50	666	900	1249	1712	2287	1280	1730	2402	3292	4399
48.57	713	966	1344	1844	2467	1370	1857	2584	3547	4745
50.00	729	989	1376	1891	2530	1402	1901	2647	3636	4866
60.00	840	1144	1600	2204	2957	1615	2201	3077	4239	5686
75.00	994	1362	1912	2643	3554	1912	2619	3678	5083	6835

CUADRO N° 9.8

CALCULO DE RETENIDA EN LAS ESTRUCTURAS

Angulo (°)	CONDUCTORES SECCION (mm²)					CONDUCTORES SECCION (mm²)				
	25	35	50	70	95	25	35	50	70	95

Fuerza equivalente en el poste (kg-f)

Fuerza en la retenida en kg-f

Estructuras de anclaje tipo H, CHC4 ubicadas en ángulos de 0° a 75°

0.00	223	253	295	342	392	428	487	567	658	754
2.33	256	300	362	436	520	493	577	696	839	999
5.57	302	365	455	566	696	582	702	874	1088	1338
6.00	309	374	467	583	719	593	719	898	1122	1384
6.33	313	380	477	597	738	603	731	917	1147	1418
8.73	348	428	545	693	868	668	824	1048	1332	1669
9.00	351	434	553	703	882	676	834	1063	1352	1697
11.26	383	478	617	793	1005	737	920	1186	1526	1932
11.48	387	483	623	802	1017	743	929	1199	1543	1955
13.63	417	525	684	887	1133	802	1010	1316	1707	2178
13.67	417	526	685	889	1135	803	1012	1318	1710	2182
13.70	418	527	686	890	1137	804	1013	1320	1712	2186
14.41	428	541	706	918	1175	823	1040	1358	1766	2259
14.74	432	547	716	932	1193	832	1053	1376	1792	2294
16.93	463	590	777	1018	1310	891	1135	1495	1958	2519
17.50	471	602	793	1040	1341	906	1157	1526	2001	2578
18.83	490	628	831	1093	1412	942	1207	1598	2102	2715
18.95	491	630	834	1098	1418	945	1212	1604	2111	2727
20.33	511	657	873	1152	1492	982	1264	1678	2215	2869
24.26	565	733	982	1305	1700	1086	1410	1888	2510	3269
28.42	622	813	1096	1465	1918	1195	1563	2108	2818	3689
32.17	672	884	1198	1609	2113	1292	1700	2304	3093	4064
33.28	687	905	1228	1651	2171	1321	1740	2362	3175	4175
39.31	766	1017	1388	1876	2478	1474	1955	2670	3609	4765
43.00	814	1084	1485	2012	2663	1565	2085	2856	3870	5121
45.26	843	1124	1543	2094	2774	1621	2163	2968	4027	5335
55.89	974	1310	1810	2469	3285	1873	2518	3480	4748	6318
64.26	1071	1448	2009	2750	3669	2060	2784	3863	5288	7055
65.00	1080	1460	2026	2774	3702	2076	2807	3896	5335	7119
75.00	1188	1614	2249	3089	4131	2285	3104	4325	5940	7946

Estructuras de anclaje 3 postes, CTA4 ubicadas en ángulos de 0° a 75°

0.00	147	165	189	217	246	283	318	364	417	474
3.65	165	190	224	266	313	317	365	432	511	601
15.41	220	267	335	422	524	423	514	645	811	1008
16.89	227	277	349	441	551	436	532	672	848	1059
23.04	255	316	406	521	659	490	608	781	1001	1267
27.05	273	342	442	572	729	525	657	851	1100	1402
34.66	306	389	510	667	859	589	747	981	1283	1651
54.27	386	502	674	899	1176	743	966	1297	1729	2261
74.70	459	606	826	1114	1471	883	1166	1588	2143	2828
75.00	460	608	828	1117	1475	884	1169	1592	2148	2836

CAPITULO X

METRADO Y PRESUPUESTO

10.1 Medrado

10.1.1 Materiales y equipos

El medrado de materiales y equipos para las líneas y redes primarias del P.S.E. Tarapoto I etapa, se ha determinado por cada circuito del sistema, para lo cual se utiliza la planilla de estructuras de las líneas y redes primarias.

10.2 Presupuesto

10.2.1 Costo de los materiales

El costo de los materiales considerados en el proyecto, son los precios de lista de los proveedores, referidos al mes de enero de 1998, fecha del presupuesto para su licitación.

10.2.2 Costo del montaje electromecánico

El costo del montaje es la sumatoria de los costos parciales por actividad que a su vez viene a ser el producto del precio unitario de cada actividad por la cantidad de material a mover o instalar.

10.2.3 Precios unitarios para el montaje

Los precios unitarios para el montaje, vienen a ser los costos que demanda ejecutar cada actividad y se determina teniendo en cuenta los siguientes factores:

- a) Definición de las actividades a realizar en el montaje electromecánico de la obra y el alcance de cada una de ellas.
- b) El rendimiento por día de trabajo de ocho (8) horas, que, emplea una cuadrilla en la ejecución de cada actividad definida en el rubro montaje electromecánico la ejecución de la obra.

- c) Jornal o salario de los trabajadores, el cual incluye el pago de los beneficios sociales y los seguros contra accidentes
- d) Costo de los equipos a utilizar en la ejecución de la obra.

10.2.4 Costo del proyecto

El costo del proyecto, es la suma de los costos directos que esta formado por los costos de los materiales, transporte, montaje electromecánico y la inspección de la obra, con los costos indirectos que esta compuesto por los gastos generales y utilidades, más el impuesto general a las ventas (IGV). Este costo total es el presupuesto de la obra

10.3 Cronograma de obra

El cronograma de obra se establece para cada una de las actividades a desarrollar en el montaje electromecánico del proyecto, en su primera etapa. Se inicia con el replanteo de la obra y termina con la realización de las pruebas y puesta en servicio de las instalaciones.

El cronograma de obra es un instrumento que permite al contratista y a la supervisión, conocer en cada momento el avance de las obras y será modificado por indicación de la supervisión, por la ocurrencia de las siguientes circunstancias:

- a) Retrazo en la ejecución de las obras por parte del contratista
- b) Aumento de obra no considerada en el metrado y presupuesto
- c) Paralización de la obra por ocurrencia de fenómenos naturales (lluvias, terremotos u otro factor extraño a la obra)

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA LINEA PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Medrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)

RESUMEN DE INVERSIÓN

1.00	SUMINISTRO DE MATERIALES					
1.01	Postes y crucetas					265106
1.02	Conductores eléctricos y accesorios					250907
1.03	Aisladores y accesorios					118023
1.04	Ferretería					58615
1.05	Retenidas					44131
1.06	Puesta a tierra					18948
1.07	Equipos de protección y seccionamiento					10551
1.08	Cemento y agregados					24251
	Total de suministro materiales					790532
2.00	MONTAJE ELECTROMECHANICO					
2.01	Obras preliminares					67534
2.02	Instalación de postes					161444
2.03	Instalación de retenidas					38483
2.04	Montaje de armados					37500
2.05	Montaje de conductores					109423
2.06	Instalación de puesta a tierra					14012
2.07	Montaje equipos de protección					4170
2.08	Pruebas y puesta en servicio					13763
	Total montaje electromecánico					446329
3.00	DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES					20000
4.00	TRANSPORTE MATERIALES					79053
	Total Costo Directo					1335915
	Gastos Generales					200387
	Utilidades					160310
	Supervisión					40077
	Total Costos Indirectos					400774
	Total Costo del Proyecto					1736689

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA LINEA PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Medrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)

I RESUMEN DE LOS CIRCUITOS

A SUMINISTRO DE MATERIALES

1.00	POSTES Y CRUCETAS					265106
1.01	Postes de c.a.c. de 12/300	u	892	225.93	201530	
1.02	Postes de c.a.c. de 13/300	u	52	325	16900	
1.03	Postes de c.a.c. de 15/300	u	8	435	3480	
1.04	Cruceta simétrica de c.a.v. de 2.0 m	u	476	46.9206	22334.2	
1.05	Cruceta de madera 127x152x5400 mm	u	373	55.9302	20861.9	
2.00	CONDUCTORES ELECTRICOS Y ACCESORIOS					250907
2.01	Cond. aleación de aluminio AAAC, 25 mm ²	km	14.58	243.33	3549	
2.02	Cond. aleación de aluminio AAAC, 35 mm ²	km	252.3	327.78	82715	
2.03	Cond. aleación de aluminio AAAC, 70 mm ²	km	88.36	647.41	57206	
2.04	Cond. aleación de aluminio AAAC, 95 mm ²	km	64.32	884.44	56890	
2.05	Alambre de aluminio para amarre	km	2.4	434.92	1044	
2.06	Cond. Cu. desnudo, temple blando, 25 mm ²	km	14.63	1190.48	17417	
2.07	Cable de energía N2YSY, 25 kV, 150 mm ²	km	0.6	28711.1	17227	
2.08	Manguito empalme para cond. de 25 mm ²	u	21	5.02	105	
2.09	Manguito empalme para cond. de 35 mm ²	u	84	5.24	440	
2.10	Manguito empalme para cond. de 70 mm ²	u	69	5.46	377	
2.11	Manguito empalme para cond. de 95 mm ²	u	51	5.46	278	
2.12	Varilla armar simple para cond. de 25 mm ²	u	63	6.27	395	
2.13	Varilla armar simple para cond. de 35 mm ²	u	817	6.39	5221	
2.14	Varilla armar simple para cond. de 70 mm ²	u	460	6.78	3118	
2.15	Varilla armar simple para cond. de 95 mm ²	u	276	6.78	1871	
2.16	Conector doble vía de aluminio	u	188	1.43	269	
2.17	Terminal para cable N2YSY 3-1x150 mm ²	u	18	154.79	2786	
3.00	AISLADORES DE PORCELANA Y ACCESORIOS					118023
3.01	Aislador tipo PIN Clase ANSI 56-2	u	2018	12.22	24658	
3.02	Aislador tipo Suspensión Clase ANSI 52-3	u	2877	16.50	47466	
3.03	Espiga forjada para vértice de poste	u	528	4.32	2283	
3.04	Espiga forjada p cruceta, 16 mm x 356 mm	u	1472	4.02	5916	
3.05	Tuerca ojo para perno de 16 mm	u	1350	1.68	2263	
3.06	Adaptador rotula-ojo largo o casquillo ojo	u	1350	6.67	9004	
3.07	Adaptador horquilla - bola	u	1350	8.52	11503	
3.08	Grapa de anclaje tipo pistola	u	1254	11.11	13933	
3.09	Grapa de suspensión tipo angular	u	96	10.38	997	
4.00	FERRETERIA					58615
4.01	Abrazadera partida de F°G°, 180 mm diám.	u	362	9.30	3365	
4.02	Abrazadera partida de F°G°, 227 mm diám.	u	362	10.22	3701	
4.03	Arand cda curva 57x57x5 mm, aguj. 18mm	u	3111	1.22	3792	
4.04	Arand cda plana 57x57x5 mm, aguj. 18mm	u	3276	1.00	3276	
4.05	Perno pasante 16 mm diam.x204 mm long.	u	361	2.32	836	
4.06	Perno pasante 16 mm diam.x229 mm long.	u	365	2.47	902	
4.07	Perno pasante 16 mm diam.x610 mm long.	u	362	3.09	1118	

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA LINEA PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)
4.08	Riostra de metal de 38x38x6.4x3500 mm	u	358	81.21	29073	
4.09	Tuerca para perno de 5/8" de diametro	u	7617	0.55	4189	
4.10	Varilla roscada, 16 mm diam.x254 mm long.	u	192	4.27	819	
4.11	Varilla roscada, 16 mm diam.x305 mm long.	u	325	5.33	1733	
4.12	Varilla roscada, 16 mm diam.x356 mm long.	u	41	5.40	221	
4.13	Varilla roscada, 16 mm diam.x457 mm long.	u	477	5.56	2650	
4.14	Varilla roscada, 16 mm diam.x610 mm long.	u	487	6.03	2937	
5.00	RETENIDAS					44131
5.01	Perno angular, 16 mm diám.x229 mm log.	u	526	4.45	2342	
5.02	Perno angular, 16 mm diám.x254 mm log.	u	170	4.71	801	
5.03	Perno angular, 16 mm diám.x305 mm log.	u	109	5.24	571	
5.04	Preforme alumoweld	u	1568	5.66	8875	
5.05	Cable A°G° Siemens Martins, 10 mm² secc.	km	10.13	930.16	9420	
5.06	Varilla anclaje F°G°, 16 mm diam.x2400 mm	u	796	10.74	8549	
5.07	Bloque c.a. 600x600x200 mm, aguj. 19 mm	u	796	14.81	11788	
5.08	Arandela cuadrada plana 102x102x6.4 mm, agujero de 19 mm de diámetro	u	796	2.24	1784	
6.00	PUESTA A TIERRA					18948
6.01	Conector de puesta a tierra, tipo perno perno paravarilla de 16 mm de diámetro	u	1570	1.48	2323	
6.02	Plancha de Cu tipo "J" para puesta a tierra	u	3967	1.44	5705	
6.03	Varilla de Cu, 16 mm diám.x2400 mm long.	u	785	12.70	9968	
6.04	Carbón vegetal	kgs	1500	0.32	476	
6.05	Sal común	kgs	1500	0.32	476	
7.00	EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO					10551
7.01	Reconectores automáticos trifásicos - Recloser	u	4	320.00	1280	
7.02	Seccionador fusible unipolar tipo Cut Out de 24 kV, 100 Amperios, 150 BIL	u	45	100.00	4500	
7.03	Pararrayo clase distribución 21 kV, 10 kA	u	45	100.00	4500	
7.04	Fusible tipo expulsión	u	90	3.02	271	
8.00	AGREGADOS					24251
8.01	Cemento	Bls	1904	6.12	11652	
8.02	Hormigón	m3	390.3	12.75	4976	
8.03	Piedra	m3	533.4	14.29	7622	
Total suministro de materiales						790532

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA LINEA PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)
B MONTAJE ELECTROMECHANICO						
1.00	OBRAS PRELIMINARES					67534
1.01	Replanteo topográfico de la línea	km	133.3	155.75	20757	
1.02	Cartel de obra	Gbl	11	377.19	4149	
1.03	Limpieza de acceso al eje de la línea	km	78	244.20	19048	
1.04	Gestión de servidumbre	km	133.3	79.37	10580	
1.05	Est. L.P C.T. Tarapoto - Derv. Lamas	Estim.	2	6500.00	13000	
2.00	INSTALACION DE POSTES					161444
2.01	Excavación de hoyos en terreno normal	u	932	11.29	10522	
2.02	Excavación de hoyos en terreno rocoso	u	30	34.43	1033	
2.03	Traslado de postes almacén-punto izaje	u	962	46.75	44974	
2.04	Izado de postes y cimentación	u	962	109.06	104916	
3.00	INSTALACION DE RETENIDAS					38483
3.01	Excavación de hoyos en terreno normal	u	770	15.21	11712	
3.02	Excavación de hoyos en terreno rocoso	u	20	51.28	1026	
3.03	Montaje retenida	u	790	32.59	25746	
4.00	ARMADOS					37500
4.01	Armado tipo CC1, A1,A4	u	399	39.82	15888	
4.02	Armado tipo CC3	u	20	27.15	543	
4.03	Armado tipo CC4	u	41	36.78	1508	
4.04	Armado tipo CC10	u	12	75.67	908	
4.05	Armado tipo CC20	u	16	61.31	981	
4.06	Armado tipo CHC2	u	105	72.80	7644	
4.07	Armado tipo CHC4	u	72	88.86	6398	
4.08	Armado tipo CTA4	u	40	57.58	2303	
4.09	Armado tipo A15, A9	u	8	165.80	1326	
5.00	INSTALACION DE CONDUCTORES ELECTRICOS					109423
5.01	Conductor tipo AAAC de 25 mm ²	km	14.6	202.52	2957	
5.02	Conductor tipo AAAC de 35 mm ²	km	252.4	202.52	51116	
5.03	Conductor tipo AAAC de 70 mm ²	km	84.7	317.20	26867	
5.04	Conductor tipo AAAC de 95 mm ²	km	68.12	364.58	24835	
5.05	Cable de energía de Cu N2YSY, 150 mm ²	m	0.45	8107.94	3649	
6.00	PUESTA A TIERRA					14012
6.01	Puesta a tierra PAT-1 (Con varilla de Cu)	Gbl	770	17.51	13483	
6.02	Puesta a tierra PAT-2 (varilla de Cu y tierra tratada)	Gbl	13	40.70	529	
7.00	EQUIPOS DE PROTECCIÓN					4170
7.01	Reconectores Recloser	u	4	60.30	241	
7.02	Seccionador fusible tipo cut out y Pararrayos	u	81	48.50	3929	
8.00	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO					13763
8.01	Pruebas y puesta en servicio	km	133.3	37.68	5023	
8.02	Elaboración del expediente técnico	km	133.3	65.57	8740	
	Total montaje electromecánico					446329

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA LINEA PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Medrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)

I CIRCUITO II : C.T TARAPOTO-DV. LAMAS (ESTIMADO)

A SUMINISTRO DE MATERIALES

1.00	POSTES Y CRUCETAS						41172
1.01	Postes de c.a.c. De 12/300	u	63	225.9	14234		
1.02	Postes de c.a.c. De 13/300	u	52	325.0	16900		
1.03	Postes de c.a.c. De 15/300	u	8	435.0	3480		
1.04	Cruceta simétrica de c.a.v. de 2.0 m	u	135	46.9	6334		
1.06	Cruceta de madera tratada 127x152x5400 mm	u	4	55.9	224		
2.00	CONDUCTORES ELECTRICOS Y ACCESORIOS						43654
2.01	Cond. aleación de aluminio AAAC, 25 mm ²	km	0	243.3	0		
2.02	Cond. aleación de aluminio AAAC, 35 mm ²	km	0	327.8	0		
2.03	Cond. aleación de aluminio AAAC, 70 mm ²	km	0	647.4	0		
2.04	Cond. aleación de aluminio AAAC, 95 mm ²	km	40.2	884.4	35577		
2.05	Alambre de aluminio para amarre	km		434.9	0		
2.06	Cond. Cu desnudo, temple blando, 25 mm ²	km	2.2	1190.5	2619		
2.07	Cable de energia N2YSY, 25 kV, 150 mm ²	km	0.2	28711	4307		
2.08	Manguito de empalme para cond. 25 mm ²	u	0	5.0	0		
2.09	Manguito de empalme para cond. 35 mm ²	u	0	5.2	0		
2.10	Manguito de empalme para cond. 70 mm ²	u	0	5.5	0		
2.11	Manguito de empalme para cond. 95 mm ²	u	24	5.5	131		
2.12	Varilla de armar simple para cond. 25 mm ²	u	0	6.3	0		
2.13	Varilla de armar simple para cond. 35 mm ²	u	0	6.4	0		
2.14	Varilla de armar simple para cond. 70 mm ²	u	0	6.8	0		
2.15	Varilla de armar simple para cond. 95 mm ²	u	141	6.8	956		
2.16	Conector doble vía de aluminio	u	45	1.4	64		
2.17	Terminal para cable N2YSY 3-1x150 mm ²	u		154.8	0		
3.00	AISLADORES DE PORCELANA Y ACCESORIOS						23087
3.01	Aislador tipo PIN Clase ANSI 56-2	u	273	12.2	3336		
3.02	Aislador tipo Suspensión Clase ANSI 52-3	u	684	16.5	11285		
3.03	Espiga forjada para vértice de poste	u	87	4.3	376		
3.04	Espiga forjada para cruceta, 16 mm x356 mm	u	186	4.0	748		
3.05	Tuerca ojo o ojal roscado para perno de 16 mm	u	264	1.7	443		
3.06	Adaptador rotula-ojo largo o casquillo ojo	u	264	6.7	1761		
3.07	Adaptador horquilla - bola	u	264	8.5	2249		
3.08	Grapa de anclaje tipo pistola	u	204	11.1	2267		
3.09	Grapa de suspensión tipo angular	u	60	10.4	623		
4.00	FERRETERIA						4336
4.01	Abrazadera partida de F°G° de 180 mm diám.	u	8	9.3	74		
4.02	Abrazadera partida de F°G° de 227 mm diám.	u	8	10.2	82		
4.03	Arand. cdrada curva 57x57x5 mm, aguj. 18mm	u	362	1.2	441		
4.04	Arand. cdrada plana 57x57x5 mm, aguj. 18mm	u	566	1.0	566		
4.05	Perno pasante, 16 mm diam. x 204 mm long.	u	61	2.3	141		
4.06	Perno pasante, 16 mm diam. x 229 mm long.	u	61	2.5	151		
4.07	Perno pasante, 16 mm diam. x 610 mm long.	u	8	3.1	25		
4.08	Riostra de metal de 38x38x6.4x3500 mm	u	4	81.2	325		

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA LINEA PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)
4.09	Tuerca para perno de 5/8" de diametro	u	1262	0.6	694	
4.10	Varilla roscada, 16 mm diam.x 254 mm long.	u	126	4.3	538	
4.11	Varilla roscada, 16 mm diam.x 305 mm long.	u	92	5.3	491	
4.12	Varilla roscada, 16 mm diam.x 356 mm long.	u	0	5.4	0	
4.13	Varilla roscada, 16 mm diam.x 457 mm long.	u	113	5.6	628	
4.14	Varilla roscada, 16 mm diam.x 610 mm long.	u	30	6.0	181	
5.00	RETENIDAS					7567
5.01	Perno angular de 16 mm diám. x 229 mm log.	u	8	4.5	36	
5.02	Perno angular de 16 mm diám. x 254 mm log.	u	88	4.7	415	
5.03	Perno angular de 16 mm diám. x 305 mm log.	u	46	5.2	241	
5.04	Preforme alumoweld	u	266	5.7	1506	
5.05	Cable A°G° Siemens Martins, 10 mm² sección	km	1.8	930.2	1674	
5.06	Varilla de anclaje F°G°, 16 mm diam.x2400mm	u	133	10.7	1428	
5.07	Bloque de c.a. 600x600x200 mm, aguj. 19 mm	u	133	14.8	1970	
5.08	Arandela cuadrada plana 102x102x6.4 mm, agujero de 19 mm de diámetro	u	133	2.2	298	
6.00	PUESTA A TIERRA					2965
6.01	Conector de puesta a tierra, tipo perno partido para varilla de 16 mm de diámetro	u	242	1.5	358	
6.02	Plancha de Cu tipo "J" para conexión a tierra	u	656	1.4	943	
6.03	Varilla de Cu de 16 mm diám. x 2400 mm long.	u	121	12.7	1537	
6.04	Carbón vegetal	kgs	200	0.3	63	
6.05	Sal común	kgs	200	0.3	63	
7.00	EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO					1556
7.01	Reconectores automáticos trifásicos - Recloser	u	1	320.0	320	
7.02	Seccionador fusible unipolar tipo Cut Out de 24 kV, 100 Amperios, 150 BIL	u	6	100.0	600	
7.03	Pararrayo clase distribución 21 kV, 10 kA	u	6	100.0	600	
7.04	Fusible tipo expulsión	u	12	3.0	36	
8.00	AGREGADOS					3224
8.01	Cemento	Bls	246	6.1	1506	
8.02	Hormigón	m3	50.3	12.8	641	
8.03	Piedra	m3	75.4	14.3	1077	
Total suministro de materiales circuito II-A (Estimado)						127561

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA RED PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos	
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)

RESUMEN DE INVERSIÓN

1.00	SUMINISTRO DE MATERIALES				
1.01	Postes, crucetas y mensulas				138802
1.02	Conductores eléctricos y accesorios				61690
1.03	Aisladores y accesorios				52030
1.04	Ferreteria				10494
1.05	Retenidas				9403
1.06	Puesta a tierra				26175
1.07	Transformadores de Distribución				208649
1.08	Equipos de Protección y Tableros de Distribución				110260
1.09	Cemento y agregados				9345
	Total de suministro materiales red primaria				626849
2.00	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
2.01	Obras preliminares				10368
2.02	Instalación de postes				29155
2.03	Instalación de retenidas				5363
2.04	Montaje de armados				14085
2.05	Montaje de conductores				13373
2.06	Instalación de puesta a tierra				7402
2.07	Montaje subestaciones y equipos de protección				17945
2.08	Pruebas y puesta en servicio				5010
	Total montaje electromecánico red primaria				102700
3.00	DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES				3500
4.00	TRANSPORTE MATERIALES				62685
	Total Costo Directo red primaria				795733
	Gastos Generales				95488
	Utilidades				79573
	Supervisión				23872
	Total Costos Indirectos red primaria				198933
	Total Costo del Proyecto red primaria				994667

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA RED PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)
I RESUMEN SUMINISTRO EN EL PSE TARAPOTO						
A SUMINISTRO DE MATERIALES						
1.00	POSTES, CRUCETAS Y MENSULAS					138802
1.01	Postes de c.a.c. de 12/300	u	41	225.9	9263	
1.02	Postes de c.a.c. de 13/300	u	239	325.0	77675	
1.03	Postes de c.a.c. de 13/400	u	97	346.0	33562	
1.04	Cruceta simétrica de c.a.v. de 2.0 m	u	20	46.9	938	
1.05	Cruceta simétrica de c.a.v. de 1.5 m	u	223	28.8	6429	
1.06	Cruceta de madera de 127x152x1600 mm	u	19	55.9	1063	
1.07	Mensula de c.a.v. de 0.60 m	u	212	18.1	3835	
1.08	Media loza c.a.v para sostener el transformador	u	76	57.5	4374	
1.09	Palomilla de c.a.v. de 2.2 m	u	34	48.9	1664	
2.00	CONDUCTORES ELECTRICOS Y ACCESORIOS					61690
2.01	Conductor aleación de aluminio AAAC, 25 mm ²	km	60.13	243.3	14631	
2.02	Conductor aleación de aluminio AAAC, 35 mm ²	km	11.16	327.8	3657	
2.03	Alambre de aluminio para amarre	km	1.09	434.9	472	
2.04	Conductor Cu. desnudo, temple blando, 25 mm ²	km	6.79	1190.5	8079	
2.05	Cable de energía NYY, 25 kV, 3-1x70 mm ²	km	1.02	22847.6	23342	
2.06	Cable de energía NYY, 25 kV, 3-1x35 mm ²	km	0.43	12431.7	5391	
2.07	Cable de energía NYY, 25 kV, 2-1x35 mm ²	km	0.12	7834.9	946	
2.08	Varilla de armar simple para cond. de 25 mm ²	u	417	6.3	2615	
2.09	Varilla de armar simple para cond. de 35 mm ²	u	235	6.4	1502	
2.10	Conector doble vía de aluminio	u	90	1.4	129	
2.11	Conector bimetálico doble vía de aluminio	u	108	1.6	178	
2.12	Terminal para cable NYY 70 mm ²	u	114	4.5	513	
2.13	Terminal para cable NYY 35 mm ²	u	59	4.0	236	
3.00	AISLADORES DE PORCELANA Y ACCESORIOS					52030
3.01	Aislador tipo PIN Clase ANSI 56-2	u	925	12.2	11303	
3.02	Aislador tipo Suspensión Clase ANSI 52-3	u	1194	16.5	19699	
3.03	Espiga forjada para vértice de poste	u	371	4.3	1604	
3.04	Espiga forjada para cruceta, 16 mm x 356 mm	u	698	4.0	2805	
3.05	Tuerca ojo o ojal roscado para perno 16 mm	u	594	1.7	996	
3.06	Adaptador rotula-ojo largo o casquillo ojo	u	594	6.7	3962	
3.07	Adaptador horquilla - bola	u	594	8.5	5061	
3.08	Grapa de anclaje tipo pistola de aluminio	u	594	11.1	6600	
3.09	Grapa de suspensión tipo angular de aluminio	u	0	10.4	0	
4.00	FERRETERIA					10494
4.01	Abrazadera partida de F°G° de 200 mm diám.	u	56	9.3	521	
4.02	Arandela cdrada curva 57x57x5 mm, aguj. 18mm	u	1296	1.2	1580	
4.03	Arandela cdrada plana 57x57x5 mm, aguj. 18mm	u	1434	1.0	1434	
4.04	Tuerca para perno de 5/8" de diametro	u	2970	0.6	1634	
4.05	Varilla roscada, 16 mm diam.x 254 mm long.	u	592	4.3	2526	
4.06	Varilla roscada, 16 mm diam.x 305 mm long.	u	43	5.3	229	
4.07	Varilla roscada, 16 mm diam.x 457 mm long.	u	427	5.4	2304	
4.08	Varilla roscada, 16 mm diam.x 610 mm long.	u	48	5.6	267	

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA RED PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)
5.00	RETENIDAS					9403
5.01	Perno ángular 16 mm diám. x 254 mm log.	u	25	4.7	118	
5.02	Perno ángular 16 mm diám. x 305 mm log.	u	127	5.2	665	
5.03	Preforme alumoweld	u	302	5.7	1709	
5.04	Cable A°G° Siemens Martins, 10 mm² sección	km	1.67	930.2	1554	
5.05	Varilla de anclaje F°G°, 16 mm diam.x1800mm	u	151	10.7	1622	
5.06	Bloque c.a. 600x600x200 mm, aguj. 19 mm diam.	u	151	14.8	2236	
5.07	Arandela cuadrada plana 102x102x6.4 mm, agujero de 19 mm de diámetro	u	151	2.2	338	
5.08	Contrapunta de A°G° 51 mm diam. 1 m de long.	u	57	20.4	1160	
6.00	PUESTA A TIERRA					26175
6.01	Conector de puesta a tierra, tipo perno partido para varilla de 16 mm de diámetro	u	778	1.5	1151	
6.02	Plancha de cobre tipo "J" para conexión a tierra	u	2064	1.4	2968	
6.03	Varilla de cobre 16 mm diám.x2400 mm long.	u	389	12.7	4940	
6.04	Carbón vegetal	kgs	31560	0.3	10019	
6.05	Sal común	kgs	22355	0.3	7097	
7.00	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION					208649
7.01	Transformador de distribución trifásico de 40 kVA, 22.9/0.38-0.23 kV	u	5	2129.6	10648	
7.02	Transformador de distribución trifásico de 50 kVA, 22.9/0.38-0.23 kV	u	15	2295.7	34436	
7.03	Transformador de distribución trifásico de 75 kVA, 22.9/0.38-0.23 kV	u	12	2385.2	28622	
7.04	Transformador de distribución trifásico de 100 kVA, 22.9/0.38-0.23 kV	u	21	2880.0	60480	
7.05	Transformador de distribución trifásico de 160 kVA, 22.9/0.38-0.23 kV	u	15	4074.1	61111	
7.06	Transformador de distribución monofásico de 40 kVA, 13.2/0.44-0.23 kV	u	7	1907.4	13352	
8.00	EQUIPOS DE PROTECCION Y TABLEROS DE DISTRIBUCION					110260
8.01	Seccionador fusible unipolar tipo Cut Out de 24 kV, 100 Amperios, 150 BIL	u	183	100.0	18300	
8.02	Pararrayo clase distribución 21 kV, 10 kA	u	183	100.0	18300	
8.03	Fusible tipo expulsión tipo K	u	498	3.0	1502	
8.04	Terminales de cobre	u	363	4.5	1641	
8.05	Tablero de distribución para transformador trifásico de 40 y 50 kVA, equipados con: - Tres interruptores termomagnéticos para servicio particular 380 V, 3x50 A - Un interruptor termomanético para Alumbrado Público 220 V, 1 x 20 A	Cjto.	19	925.9	17593	
8.06	Tablero de distribución para transformador trifásico de 75 kVA, equipados con: - Tres interruptores termomagnéticos para servicio particular 380 V, 3x80 A - Un interruptor termomanético para A.P 220 V,	Cjto.	12	925.93	11111	

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA RED PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)
8.07	1x20 A Tablero de distribución para transformador trifásico de 100 kVA, equipados con: - Tres interruptores termomagnéticos para servicio particular 380 V, 3x100 A - Un interruptor termomanético para Alumbrado Público 220 V, 1x 30 A	Cjto.	21	1017.46	21367	
8.08	Tablero de distribución para transformador trifásico de 160 kVA. equipados con: - Tres interruptores termomagnéticos para servicio particular 380 V, 3x100 A - Un interruptor termomanético para Alumbrado Público 220 V, 1 x 30 A	Cjto.	15	1017.46	15262	
8.09	Tablero de distrib. para transformador monofásico de 40 kVA, equipados con: - Dos interruptores termomagnéticos para servicio particular 440 V, 3x50 A - Un interruptor termomanético para Alumbrado Público 220 V, 1x20 A	Cjto.	7	740.7	5185	
9.00	CEMENTO Y AGREGADOS					9345
9.01	Cemento	Bls	754	6.1	4614	
9.02	Hormigón	m3	142.4	12.8	1816	
9.03	Piedra	m3	204	14.3	2915	
	Total suministro de materiales					626849

METRADO Y PRESUPUESTO DE LA RED PRIMARIA PSE TARAPOTO I ETAPA

Fecha: Ene.-98

Partida	Descripción	Metrado		Costos		
		Unid.	Cant.	Precio Unitario	Parcial (US \$)	Total (US \$)
B MONTAJE ELECTROMECHANICO						
1.00	OBRAS PRELIMINARES					10368
1.01	Replanteo topográfico de la línea	km	24.07	132.4	3187	
1.02	Cartel de obra	Gbl	12	320.6	3847	
1.03	Limpieza de acceso al eje de la línea	km	7	244.2	1709	
1.04	Gestión de servidumbre	km	24.07	67.5	1624	
2.00	INSTALACION DE POSTES					29155
2.01	Excavación de hoyos en terreno normal	u	324	9.6	3109	
2.02	Excavación de hoyos en terreno rocoso	u	0	34.4	0	
2.03	Traslado de postes del almacen-punto izaje	u	324	9.5	3078	
2.04	Izado de postes y cimentación	u	324	70.9	22968	
3.00	INSTALACION DE RETENIDAS					5363
3.01	Excavación de hoyos en terreno normal	u	132	12.9	1707	
3.02	Excavación de hoyos en terreno rocoso	u	0	51.3	0	
3.03	Montaje retenida	u	132	27.7	3657	
4.00	ARMADOS					14085
4.01	Armado tipo CC1, A1	u	129	31.9	4109	
4.02	Armado tipo CC1-1, A1-1	u	11	21.7	239	
4.03	Armado tipo A3	u	4	38.5	154	
4.04	Armado tipo A4	u	107	29.4	3148	
4.05	Armado tipo A4-1	u	14	29.4	412	
4.06	Armado tipo A5	u	6	31.9	191	
4.07	Armado tipo A6	u	7	31.9	223	
4.08	Armado tipo A10	u	1	31.9	32	
4.09	Armado tipo S.A.B	u	44	110.1	4843	
4.09	Armado tipo S.A.M	u	8	91.7	734	
5.00	INSTALACION DE CONDUCTORES ELECTRICOS					13373
5.01	Conductor tipo AAAC de 25 mm ²	km	60.13	151.9	9133	
5.02	Conductor tipo AAAC de 35 mm ²	km	11.16	151.9	1694	
5.03	Cable de energía de Cu NYY de 70 y 35 mm ²	km	0.897	2837.8	2545	
6.00	PUESTA A TIERRA					7402
6.01	Puesta a tierra PAT-1 (Con varilla de Cu)	Gbl	284	14.9	4227	
6.02	Puesta a tierra PAT-2 (varilla Cu y tierra tratada)	Gbl	78	40.7	3175	
7.00	TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN					17945
7.01	Transformadores de distribución	u	45	130.5	5873	
7.02	Seccionador fusible tipo cut out y Pararrayos	u	164	60.3	9889	
7.03	Tablero de distribución	Cjto.	45	48.5	2183	
8.00	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO					5010
8.01	Pruebas y puesta en servicio	km	48.52	37.7	1828	
8.02	Elaboración expediente técnico de la línea	km	48.52	65.6	3182	
Total montaje electromecánico circuito I						102700

PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LAS REDES PRIMARIAS DEL PSE TARAPOTO I ETAPA

N° Est.	Vano (m)	Dis Acum (m)	Tipo de Armado	Postes			Cruceta				Cond (mm²)	Aislador		Espigas		Grapa Pist	Ojal Rosc	Horq Bola	Casq Ojo	Varilla Roscada					Per.Ang.		Arandela		Pcha *J*	Trca 5/8"	Retenida		Pta.Tierra		Cut Out	Para rrayos	Table ro	Transform	
				12/300	13/300	13/400	2.2	1.6	Mad	Mens		56-2	52-3	Cbza	Cruc					8"	10"	12"	18"	24"	10"	12"	Cda	Cva			Simp	Cpta.	PT1	PT2				3 0	1 0
24	108.64	2185.46	SE8			2				25	3	6	2	4	3	3	3	3	2			2					8	4	12	12				2	3	3	1	1	
25	111.14	2296.60	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2				1	4	6	8	10		1	1						
26	12.52	2309.12	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2				1	4	6	8	10	1		1						
27	100.16	2409.28	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2				1	4	6	8	10		1	1						
28	26.92	2436.20	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2				1	4	6	8	10		1	1						
29	115.21	2551.41	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
30	103.31	2654.72	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
31	109.58	2764.30	SE9			2				25	3	6	2	4	3	3	3	3	2			2					8	4	12	12				2	3	3	1	1	
32	28.18	2792.48	A6	1			1			25		12			6	6	6	6			2	2			2		6	6	12		2	1							
33	36.00	2828.48	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10		1	1							
34	93.92	2922.40	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
35	87.66	3010.06	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
36	78.27	3088.33	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
37	103.31	3191.64	A6	1			1			25		12			6	6	6	6			2	2			2		6	6	12		2	1							
38	67.31	3258.95	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2				1	4	6	8	10	1		1						
39	59.48	3318.43	SE10			2				25	3	6	2	4	3	3	3	3	2			2					8	4	12	12				2	3	3	1	1	
5.1	25.05	25.05	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
5.2	106.44	131.49	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
5.3	106.44	237.93	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
5.4	111.14	349.07	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10		1	1							
5.5	92.36	441.43	SE3			2				25	3	6	2	4	3	3	3	3	2			2					8	4	12	12				2	3	3	1	1	
9.1	97.05	97.05	A1	1			1			35	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
9.2	92.04	189.09	A1	1			1			35	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
9.3	97.05	286.14	A4	1					2	35	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
9.4	59.48	345.62	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
9.5	106.44	452.08	SE2			2				25	3	6	2	4	3	3	3	3	2			2					8	4	12	12				2	3	3	1	1	
9.6	111.45	563.51	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
9.7	93.92	657.43	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
9.8	89.22	746.65	A6	1			1			25		12			6	6	6	6			2	2			2		6	6	12	2		1							
9.9	112.71	859.36	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
9.10	96.43	955.79	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
9.11	97.05	1052.84	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
9.12	74.58	1127.42	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
9.13	35.00	1162.42	SE1			2				25	3	6	2	4	3	3	3	3	2			2					8	4	12	12				2	3	3	1	1	
18.1	86.41	86.41	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
18.2	92.67	179.08	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
18.3	100.18	279.26	A4	1			1			25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
18.4	18.78	298.04	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
18.5	48.96	345.00	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
18.6	65.75	410.75	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
18.7	97.05	507.80	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
18.8	93.92	601.72	A1	1			1			25	3		1	2							2	1					4	2	3	6			1						
18.9	97.05	698.77	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
18.10	53.92	752.69	A4	1					2	25	3	6	1	2	3	3	3	3			2	2			1	4	6	8	10	1		1							
18.10	40.00	738.77	SE7			2				25	3	6	2	4	3	3	3	3	2			2					8	4	12	12				2	3	3	1	1	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS LINEA Y REDES PRIMARIA PSE TARAPOTO

Ene.-1998

Partida : 1.1		REPLANTEO DE OBRA						
Unidad : kilómetro		Rendimiento					3 km/día	
Item	Descripción	Cuadrilla	Horas/día	Unid.	Cant.	P.Unit.	Sub total	Total
1	MANO DE OBRA							
1	Maestros de Obra	1	8	hh	2.67	4.23	11.27	
2	Topografo	1	8	hh	2.67	3.64	9.70	
3	Operario	1	8	hh	2.67	3.05	8.14	
4	Portamira	1	8	hh	2.67	2.70	7.20	
5	Peón	9	72	hh	24.0	2.46	59.15	95.46
EQUIPOS Y MAQ.								
1	Camioneta	1	8	hm	2.67	8.93	23.81	
	Estación Total	1	8	hm	2.67	10.00	26.67	
3	Herramientas			% M.O.	10.0	95.46	9.55	60.03
							Total General	155.49

Partida : 1.3		LIMPIEZA DE ACCESO AL EJE DE LA LINEA						
Unidad : kilometro		Rendimiento :					1.25 km/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unidad	Cantidad	P.Unit.	Subtotal	Total
TRAB. CAMPO								
1	Operario	1	4	hh	3.20	3.05	9.77	
2	Oficial	1	8	hh	6.40	2.70	17.28	
3	Peón	10	80	hh	64.0	2.46	157.75	184.79
EQUIPO Y MAQ.								
1	Camioneta	1	8	hm	6.40	8.93	57.15	57.15
							Total General	241.94

Partida : 1.4		GESTION DE SERVIDUMBRE						
Unidad : Kilómetro		Rendimiento:					4 km/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
TRAB. CAMPO								
1	Maestro de Obra	1	8	hh	2.00	4.23	8.45	
2	Operario	1	8	hh	2.00	3.05	6.10	
3	Oficial	1	8	hh	2.00	2.70	5.40	
4	Peón	2	16	hh	4.00	2.46	9.86	29.81
EQUIPO Y MAQ.								
1	Camioneta	1	8	hm	2.00	8.93	17.86	17.86
							Total General	47.67

Partida : 2.1		EXCAVACION HOYO EN TERRENO NORMAL-POSTES						
Unidad : Hoyo		Rendimiento :					2.25 Hoyos/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
TRAB. CAMPO								
1	Maestro de Obra	1	0.25	hh	0.11	4.23	0.47	
2	Oficial	1	1	hh	0.44	2.70	1.20	
3	Peón	1	8	hh	3.56	2.46	8.76	10.43
EQUIPO Y MAQ.								
1	Herramientas			%M.O.	5.00	10.43	0.52	
2	Camioneta	1	0.25	hm	0.11	8.93	0.99	1.51
							Total General	11.95

Partida : 2.2		EXCAVACION HOYO EN TERRENO ROCOSO-POSTES						
Unidad : Hoyo		Rendimiento :					1.5 Hoyo/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
TRAB. CAMPO								
1	Maestro de Obra	1	2.5	hh	1.67	4.23	7.04	
2	Operario	1	8	hh	5.33	3.05	16.28	
3	Peón	1	8	hh	5.33	2.46	13.15	36.46
EQUIPO Y MAQ.								
1	Herramientas			%M.O.	5.00	36.46	1.82	
2	Pionger	1	8	hh	5.33	2.11	11.27	
3	Camioneta	1	2	hm	1.33	8.93	11.91	25.00
							Total General	61.46

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS LINEA Y REDES PRIMARIA PSE TARAPOTO

Ene.-1998

Partida : 2.3		TRASLADO DE POSTES ALMACEN-PUNTO DE IZAJE						
Unidad : Poste		Rendimiento :						8 Poste/dia
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	2	hh	0.25	4.23	1.06	
2	Operario	1	8	hh	1.00	3.05	3.05	
3	Oficial	1	8	hh	1.00	2.70	2.70	
4	Peón	8	64	hh	8.00	2.46	19.72	26.53
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	26.53	1.33	
2	Camioneta	1	8	hm	1.00	8.93	8.93	10.26
Total General								36.78

Partida : 2.4		IZADO DE POSTE Y CIMENTACION						
Unidad : Poste		Rendimiento						6 Poste/dia
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	8	hh	1.33	4.23	5.63	
2	Operario	1	8	hh	1.33	3.05	4.07	
3	Oficial	2	16	hh	2.67	2.70	7.20	
4	Peón	6	48	hh	8.00	2.46	19.72	36.62
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	36.62	1.83	
2	Camioneta	1	8	hm	1.33	8.93	11.91	
3	Camión Grua	1	8	hm	1.33	25.00	33.33	47.07
Total General								83.69

Partida : 3.1		EXCAVACION HOYO PARA RETENIDA EN TERRENO NORMAL						
Unidad : Hoyo		Rendimiento :						1.5 Hoyos/dia
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	0.25	hh	0.17	4.23	0.70	
2	Operario	1	1	hh	0.67	3.05	2.03	
3	Peón	1	8	hh	5.33	2.46	13.15	15.88
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	15.88	0.79	
2	Camioneta	1	0.25	hm	0.17	8.93	1.49	2.28
Total General								18.17

Partida : 3.2		EXCAVACION HOYO PARA RETENIDA EN TERRENO ROCOSO						
Unidad : Hoyo		Rendimiento :						1 Hoyo/dia
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	2.5	hh	2.50	4.23	10.56	
2	Operario	1	8	hh	8.00	3.05	24.41	
3	Peón	1	8	hh	8.00	2.46	19.72	54.69
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	54.69	2.73	
2	Pionger	1	8	hh	8.00	2.11	16.90	
3	Camioneta	1	2	hm	2.00	8.93	17.86	37.50
Total General								92.19

Partida : 3.3		MONTAJE DE RETENIDA						
Unidad : Retenida		Rendimiento :						4 Retend./dia
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	0.25	hh	0.06	4.23	0.26	
2	Operarlo	1	8	hh	2.00	3.05	6.10	
3	Peón	2	16	hh	4.00	2.46	9.86	16.23
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	16.23	0.81	
2	Camioneta	1	8	hm	2.00	8.93	17.86	18.67
Total General								34.90

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS LINEA Y REDES PRIMARIA PSE TARAPOTO

Ene.-1998

Partida : 4.1		ARMADO TIPO CC1, A1 Y A4						
Unidad : Armado		Rendimiento : 6 Armado/dia						
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	2	hh	0.33	4.23	1.41	
2	Operario	1	8	hh	1.33	3.05	4.07	
3	Oficial	1	8	hh	1.33	2.70	3.60	
4	Peón	4	32	hh	5.33	2.46	13.15	22.22
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	22.22	1.11	
2	Camioneta	1	8	hm	1.33	8.93	11.91	13.02
Total General								35.24

Partida : 4.2		ARMADO CC3						
Unidad : Armado		Rendimiento : 6 Armado/dia						
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	2	hh	0.33	4.23	1.41	
2	Operario	1	8	hh	1.33	3.05	4.07	
4	Peón	2	16	hh	2.67	2.46	6.57	12.05
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	12.05	0.60	
2	Camioneta	1	8	hm	1.33	8.93	11.91	12.51
Total General								24.56

Partida : 4.3		ARMADO CC4						
Unidad : Armado		Rendimiento : 5 Armado/dia						
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	2	hh	0.40	4.23	1.69	
2	Operario	1	8	hh	1.60	3.05	4.88	
3	Peón	2	16	hh	3.20	2.46	7.89	14.46
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	10.00	14.46	1.45	
2	Camioneta	1	8	hm	1.60	8.93	14.29	15.73
Total General								30.19

Partida : 4.4, 4.5		ARMADOS CC10, CC20						
Unidad : Armado		Rendimiento : 2.5 Armado/dia						
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	2	hh	0.80	4.23	3.38	
2	Operario	1	8	hh	3.20	3.05	9.77	
3	Oficial	1	8	hh	3.20	2.70	8.64	
4	Peón	4	32	hh	12.80	2.46	31.55	53.33
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	53.33	2.67	
2	Camioneta	1	4	hm	1.60	8.93	14.29	16.95
Total General								70.29

Partida : 4.6, 4.7		ARMADOS CHC2, CHC4						
Unidad : Armado		Rendimiento : 2 Armado/dia						
Item		Cuadrilla	Hora/dia	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO Maestro de Obra	1	4	hh	2.00	4.23	8.45	
2	Operario	1	8	hh	4.00	3.05	12.21	
3	Oficial	1	8	hh	4.00	2.70	10.80	
4	Peón	4	32	hh	16.00	2.46	39.44	70.89
1	EQUIPO Y MAQ. Herramientas			%M.O.	5.00	70.89	3.54	
2	Camioneta	1	4	hm	2.00	8.93	17.86	21.40
Total General								92.30

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS LINEA Y REDES PRIMARIA PSE TARAPOTO

Ene.-1998

Partida : 4.8		ARMADO CTA4						
Unidad : Armado		Rendimiento :					3 Armado/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO							
1	Maestro de Obra	1	4	hh	1.33	4.23	5.63	
2	Operario	1	8	hh	2.67	3.05	8.14	
3	Peón	2	16	hh	5.33	2.46	13.15	26.92
1	EQUIPO Y MAQ.							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	26.92	1.35	
2	Camioneta	1	8	hm	2.67	8.93	23.81	25.16
Total General								52.08

Partida : 4.9		ARMADO A15, A9						
Unidad : Aramdo		Rendimiento :					1.5 Armado/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	TRAB. CAMPO							
1	Maestro de Obra	1	8	hh	5.33	4.23	22.54	
2	Operario	1	8	hh	5.33	3.05	16.28	
3	Oficial	1	8	hh	5.33	2.70	14.40	
4	Peón	4	32	hh	21.33	2.46	52.58	105.79
1	EQUIPO Y MAQ.							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	105.79	5.29	
2	Camioneta	1	4	hm	2.67	8.93	23.81	29.10
Total General								134.89

Partida : 5.1		TENDIDO CONDUCTOR AAAC 25 mm ² , 35 mm ²						
Unidad : kilómetro		Rendimiento :					6 kms/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	MANO DE OBRA							
1	TENDIDO							
1	Maestro de Obra	1	2	hh	0.33	4.23	1.41	
2	Operario	5	40	hh	6.67	3.05	20.34	
3	Oficial	5	40	hh	6.67	2.70	18.00	
4	Peón	12	96	hh	16.00	2.46	39.44	79.19
1	EQUIPO Y MAQ.							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	79.19	3.96	
2	Camioneta	1	8	hm	1.33	8.93	11.91	
3	Camión D300	1	8	hm	1.33	10.00	13.33	
4	Camión Grúa	1	8	hm	1.33	25.00	33.33	
5	Winche y Freno	1	8	hm	1.33	50.00	66.67	129.20
Total General								208.39

Partida : 5.1		FLECHADO Y AMARRE CONDUCTOR AAAC 25 mm ² , 35 mm ²						
Unidad : Kilómtro		Rendimiento :					8 Kms/día	
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	MANO DE OBRA							
1	TENDIDO							
1	Maestro de Obra	1	8	hh	1.00	4.23	4.23	
2	Operario	2	16	hh	2.00	3.05	6.10	
3	Oficial	1	8	hh	1.00	2.70	2.70	
4	Peón	2	16	hh	2.00	2.46	4.93	17.96
1	EQUIPOS							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	17.96	0.90	
2	Camioneta	1	8	hm	1.00	8.93	8.93	
3	Teodolito	1	8	hm	1.00	2.50	2.50	12.33
Total General								30.29

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS LINEA Y REDES PRIMARIA PSE TARAPOTO
Ene-1998

Partida : 5.2		TENDIDO CONDUCTOR AAAC 70 mm ²						
Unidad : kilómetro		Rendimiento :						6 kms/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	MANO DE OBRA							
1	Maestro de Obra	1	8	hh	1.43	4.23	6.04	
2	Operario	5	40	hh	7.14	3.05	21.80	
3	Oficial	5	40	hh	7.14	2.70	19.28	
4	Peón	20	160	hh	28.57	2.46	70.42	117.54
1	EQUIPOS							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	117.54	5.88	
2	Camioneta	1	8	hm	1.43	8.93	12.76	
3	Camión D300	1	8	hm	1.43	10.00	14.29	
4	Camión Grúa	1	8	hm	1.43	25.00	35.71	
5	Winche y Freno	1	8	hm	1.43	50.00	71.43	134.19
Total General								251.72

Partida : 5.2		FLECHADO CONDUCTOR AAAC 70 mm ²						
Unidad : kilómetro		Rendimiento :						7 kms/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	MANO DE OBRA							
1	Maestro de Obra	1	8	hh	1.14	4.23	4.83	
2	Operario	2	16	hh	2.29	3.05	6.98	
3	Oficial	1	8	hh	1.14	2.70	3.09	
4	Peón	2	16	hh	2.29	2.46	5.63	20.52
1	EQUIPOS							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	20.52	1.03	
2	Camioneta	1	8	hm	1.14	8.93	10.21	
3	Teodolito	1	8	hm	1.14	2.50	2.86	13.06
Total General								33.59

Partida : 5.4		TENDIDO CONDUCTOR AAAC 90 mm ²						
Unidad : kilómetro		Rendimiento :						5 kms/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	MANO DE OBRA							
1	Maestro de Obra	1	8	hh	1.60	4.23	6.76	
2	Operario	5	40	hh	8.00	3.05	24.41	
3	Oficial	5	40	hh	8.00	2.70	21.60	
4	Peón	20	160	hh	32.00	2.46	78.87	131.64
1	EQUIPOS							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	131.64	6.58	
2	Camioneta	1	8	hm	1.60	8.93	14.29	
3	Camión D300	1	8	hm	1.60	10.00	16.00	
4	Camión Grúa	1	8	hm	1.60	25.00	40.00	
5	Winche y Freno	1	8	hm	1.60	50.00	80.00	156.87
Total General								288.51

Partida : 5.4		FLECHADO Y AMARRE CONDUCTOR AAAC 90 mm ²						
Unidad : kilómetro		Rendimiento :						6 kms/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total
1	MANO DE OBRA							
1	Maestro de Obra	1	8	hh	1.33	4.23	5.63	
2	Operario	2	16	hh	2.67	3.05	8.14	
3	Oficial	1	8	hh	1.33	2.70	3.60	
4	Peón	2	16	hh	2.67	2.46	6.57	23.94
1	EQUIPOS							
1	Herramientas			%M.O.	5.00	23.94	1.20	
2	Camioneta	1	8	hm	1.33	8.93	11.91	
3	Teodolito	1	8	hm	1.33	2.50	3.33	16.44
Total General								40.38

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS LINEA Y REDES PRIMARIA PSE TARAPOTO

Ene.-1998

Partida : 5.5		TENDIDO CONDUCTOR DE COBRE N2YSY							
Unidad : Metro		Rendimiento :						200	Metros/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total	
1	MANO DE OBRA								
1	Maestro de obra	1	8	hh	0.04	4.23	0.17		
2	Operario	2	16	hh	0.08	3.05	0.24		
3	Oficial	2	16	hh	0.08	2.70	0.22		
4	Peón	6	48	hh	0.24	2.46	0.59	1.22	
1	EQUIPOS								
1	Herramientas			%M.O.	5.00	1.22	0.06		
2	Camioneta	1	8	hm	0.04	8.93	0.36	0.42	
Total General								1.64	

Partida : 6.1		PUESTA A TIERRA PAT-1							
Unidad : Puesta		Rendimiento :						7	P.Tierra/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total	
1	MANO DE OBRA								
1	Operario	1	8	hh	1.14	3.05	3.49		
2	Peón	1	8	hh	1.14	2.46	2.82	6.30	
1	EQUIPOS								
1	Herramientas			%M.O.	5.00	6.30	0.32		
2	Camioneta	1	8	hm	1.14	8.93	10.21	10.52	
Total General								16.83	

Partida : 6.2		EXCAVACION DE HOYO PARA PUESTA A TIERRA PAT-2							
Unidad : Hoyo		Rendimiento :						2	Hoyos/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total	
1	MANO DE OBRA								
1	Operario	1	2	hh	1.33	3.05	4.07		
2	Peón	1	8	hh	5.33	2.46	13.15	17.21	
1	EQUIPOS								
1	Herramientas			%M.O.	5.00	17.21	0.86		
2	Camioneta	1	2	hm	1.33	8.93	11.91	12.77	
Total General								29.98	

Partida : 6.2		LLENADO POZO DE TIERRA							
Unidad : Pozo		Rendimiento :						2	Pozos/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total	
1	MANO DE OBRA								
1	Maestro de Obra	1	2	hh	1.00	10.92	10.92		
2	Operario	1	8	hh	4.00	8.40	33.60		
3	Peón	2	16	hh	8.00	6.78	54.24	98.76	
1	EQUIPOS								
1	Herramientas			%M.O.	5.00	98.76	4.94		
2	Camioneta	1	1	hm	0.50	8.93	4.47	9.40	
Total General								108.16	

Partida : 7.1		RECONECTORES RECLOSER							
Unidad : Unidad		Rendimiento :						2	Unidad/día
Item		Cuadrilla	Hora/día	Unid.	Cant.	P. Unit.	Subtotal	Total	
1	TRAB. CAMPO								
1	Maestro de Obra	1	8	hh	4.00	4.23	16.90		
2	Operario	1	8	hh	4.00	3.05	12.21		
4	Peón	1	8	hh	4.00	2.46	9.86	38.97	
1	EQUIPO Y MAQ.								
1	Herramientas			%M.O.	5.00	38.97	1.95		
2	Camioneta	1	8	hm	4.00	8.93	35.72	35.72	
Total General								74.69	

CAPITULO XI

EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO I ETAPA

11.1 Costo del proyecto

El costo del proyecto es la inversión total a realizar en la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto I Etapa, viene a ser la suma de los costos directos (materiales, transporte, montaje, supervisión), costos indirectos (gastos generales, utilidades), gastos de financiamiento y el impuesto general a las ventas (IGV).

11.2 Factores de evaluación

11.2.1 Costo de producción de la energía

El costo de producción de la energía es el costo que demanda producir en la C.T. Tarapoto un kWh, este costo definió la empresa regional y ha calculado en 12 Cts \$ por cada kWh.

11.2.2 Costo de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento en las instalaciones, en función del tiempo normalmente no es uniforme, varía de un año a otro, de acuerdo al comportamiento del sistema durante la operación, generalmente en los primeros años es un costo mínimo, aumentando en el tiempo. Para el caso del proyecto, se asume que este costo es el 1.5% anual, del costo de inversión y se mantiene constante durante el periodo de análisis, es decir 20 años.

11.2.3 Venta de energía

La venta de energía, es la energía que se facturará a los usuarios del sector doméstico, comercial, industrial, alumbrado público, etc. Esta energía se vende a los precios establecidos en el pliego tarifario elaborado por la Comisión de Tarifas

Eléctricas para la Empresa Concesionaria ELECTRORIENTE S.A. y que en promedio es 16 Cts/kWH.

11.2.4 Depreciación de las instalaciones

La depreciación de las instalaciones se determina durante el periodo de vida útil de las instalaciones, que, se asume es 40 años. El valor residual final al periodo del análisis se calcula por el método de depreciación lineal.

11.2.5 Pérdida de energía

La pérdida de energía en el sistema es la que se tiene por el paso de la corriente en los conductores, conocido como el efecto Joule y se asume que es el 5% de la potencia a transmitir como máximo.

11.2.6 Ahorro de los usuarios en el área de influencia del proyecto

Los usuarios, ubicados en el área de influencia del proyecto tienen un gasto promedio de S/. 33.00 Nuevos Soles por vivienda y por mes, para alumbrarse con kerosén, velas, baterías o gasolina en ciertas actividades sociales. El costo de estos combustibles es alto para generar energía en malas condiciones, lo que afecta la economía y la salud de los habitantes de la región.

Estos gastos se reducirán sustancialmente con el uso de la energía del sistema eléctrico, para el beneficio de los usuarios, obteniendo un servicio, con un alumbrado de mejor calidad durante las 24 horas del día, en forma continua y permanente.

11.3 Parámetros económicos

11.3.1 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno, es la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (VPN) sea igual a cero, es decir que el valor actual de los beneficios es igual al valor actual de los costos, para un determinado tiempo. El cálculo se hace por medio del siguiente algoritmo

$$\sum[(B_i - C_i) / (1 + T_d)] = 0$$

Donde:

B = Beneficio del Proyecto

C Costo del Proyecto

T_d Tasa de descuento

11.3.2 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto o beneficio neto, es el valor actual de todos los flujos incluyendo la inversión total del proyecto y el valor residual a la tasa de descuento del 12%, considerada por el MEM/DEP. Este valor se determina por:

$$VPN = \sum[(Bi - Ci)/(1+Td)^i]$$

Donde:

$Bi - Ci$ = Representa el flujo económico

Td = Tasa de descuento

i = Periodo de evaluación

11.3.3 Relación beneficio costo (B/C)

La relación B/C es el cociente de dividir la sumatoria de los beneficios entre la sumatoria de los costos ambos actualizados, a tasa de descuento 12%

$$B/C = [\sum Bi/(1 - Td)^t] / [\sum Ci(1 + Td)^t]$$

Donde:

Bi = Beneficio del proyecto

Ci = Costo del Proyecto

t = Número de años

11.3.4 Costo de la energía (S./kWH)

El costo real de la energía en el sistema, es el resultado de dividir el valor presente neto por la energía prevista a vender y actualizada al año cero del análisis. Este costo es referencial, y se puede observar que es un monto superior, al que pagan el usuarios, esto muestra que, el proyecto no es rentable y por tanto su inversión es social.

En el cuadro 11.1 se tiene el resultado de la evaluación económica para el proyecto en su primera etapa.

CUADRO N° 11.1

EVALUACION ECONOMICA DE LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO

Tipo cambio S/./US \$

3.15

Años	Demanda		Costos en Miles US \$						Ingresos en Miles US \$			Beneficio Neto (Miles US \$) (9)=(8)-(5)
	Potencia kW (1a)	Energía MWH (1b)	Inversión en PSE (2)	Depreciación		Operación y Mantenimiento (3)	Compra Energía (4)	Costo Total (2)+(3)+(4)= (5)	Venta de Energía (6)	Energía no Consumida (7)	Total de Ingresos (8)=(6)+(7)	
				Inst. Existentes	Inst. Nuevas							
1997					331.28						0.1257	
1998	2207.9		2756.84	10.81				2756.84				-2756.84
1999	2357.4	6087.3		10.81	68.28	40.97	724.39	765.36	925.87	443.90	1369.77	604.42
2000	2505.3	6496.5		10.81	68.28	40.97	773.08	814.05	988.11	461.75	1449.86	635.81
2001	2649.1	6904.9		10.81	68.28	40.97	821.68	862.65	1050.24	479.47	1529.71	667.06
2002	3762.5	7964.4		10.81	68.28	40.97	947.76	988.73	1211.38	495.94	1707.32	718.59
2003	3967.7	8434.0		10.81	68.28	40.97	1003.65	1044.62	1282.81	513.79	1796.60	751.99
2004	4164.4	8724.6		10.81	68.28	40.97	1038.23	1079.20	1327.01	527.50	1854.51	775.31
2005	4365.1	9381.2		10.81	68.28	40.97	1116.36	1157.33	1426.88	542.33	1969.21	811.88
2006	4565.8	9874.0		10.81	68.28	40.97	1175.01	1215.98	1501.84	557.29	2059.13	843.15
2007	4770.4	10381.4		10.81	68.28	40.97	1235.38	1276.35	1579.01	572.63	2151.64	875.28
2008	4974.3	10900.1		10.81	68.28	40.97	1297.11	1338.08	1657.90	588.72	2246.62	908.54
2009	5185.1	11427.7		10.81	68.28	40.97	1359.89	1400.86	1738.15	605.19	2343.33	942.47
2010	5396.7	11977.4		10.81	68.28	40.97	1425.31	1466.28	1821.76	622.03	2443.79	977.51
2011	5611.8	12545.6		10.81	68.28	40.97	1492.93	1533.90	1908.19	639.51	2547.70	1013.80
2012	5834.7	13129.8		10.81	68.28	40.97	1562.45	1603.42	1997.04	657.61	2654.65	1051.24
2013	6061.0	13732.4		10.81	68.28	40.97	1634.16	1675.13	2088.70	675.84	2764.54	1089.41
2014	6289.2	14357.2		10.81	68.28	40.97	1708.50	1749.47	2183.73	695.07	2878.80	1129.33
2015	6528.9	14998.6		10.81	68.28	40.97	1784.83	1825.80	2281.28	714.69	2995.97	1170.17
2016	6771.7	15665.8		10.81	68.28	40.97	1864.24	1905.21	2382.78	734.55	3117.32	1212.12
2017	7022.7	16358.8	-1574.50	10.81	68.28	40.97	1946.70	413.17	2488.17	756.05	3244.22	2831.05

Tasa de Descuento (%)	8	10	12	14	16
Relación Beneficio/Costo (B/C)	0.5441	0.5348	0.5286	0.5241	0.5208
Ingreso VS Costos (VPI - VPC)	-144.54	-119.84	-102.29	-89.20	-79.07
Tasa Interna de Retorno (%)	26.27%	26.27%	26.27%	26.27%	26.27%
Costo de Energía en \$/kWH	0.4131	0.4204	0.4254	0.4290	0.4318
Beneficio Neto (Miles US \$)	-297.87	-245.10	-208.17	-180.90	-159.94
Total Costos (Miles US \$)	317.03	257.62	217.00	187.45	164.99
Total Ingresos-Beneficios (Miles US \$)	172.49	137.79	114.71	98.25	85.92
Energía Proyecto (MWH)	767.41	612.87	510.14	436.91	382.06

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.0 Aumento centros poblados y tasa de crecimiento poblacional

En el área de influencia del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, en los últimos 20 años, se observa el fenómeno especial de aumento de centros poblados, debido a la migración de personas hacia la zona y al incremento poblacional propio de los residentes establecidos al año 1981.

De acuerdo a los censos nacionales, en el año de 1972 existían 66 centros poblados reconocidos jurídicamente, en 1981, estos aumentan a 81, en 1993 llegan a 98 y en 1997 se tiene 102 localidades reconocidas.

La tasa de crecimiento poblacional en la zona del proyecto es alto, muy por arriba del promedio nacional, en la información del censo se tiene que entre los años de 1972 y 1981 la tasa de crecimiento es 0.9% y entre los censos de 1981 y 1993 es de 3.81%, de acuerdo a la información de campo para el año de 1997 se tiene una tasa de 4.56%, referida al año 1993, obteniéndose una tasa promedio de crecimiento entre los años de 1981 y 1997 de 4% anual.

Para la proyección de habitantes en el periodo de estudio 20 años, se considera una tasa máxima de crecimiento de 2.5% en las localidades que tiene una tasa superior a este valor y en las localidades donde la tasa es menor, se mantiene el porcentaje de crecimiento.

2.0 Sistema a utilizar en el diseño del proyecto

En el diseño de las líneas y redes primarias se utilizará el sistema tipo SDP-40, cuya característica es sistema trifásico, de 3 hilos, con neutro a tierra, a este sistema se lo denomina por 22.9-3F-3H, cuya interpretación es: Tensión nominal 22.9 kV, tres fases y conexión estrella con neutro conectado rígidamente a tierra.

Sé esta utilizando el sistema multiaterrado, con retorno total por tierra MRT para suministrar energía a cargas pequeñas y con ello reducir el costo de los sistemas eléctricos.

En el diseño del sistema eléctrico, se ha tenido en cuenta el principio básico de un sistema económicamente adaptado, es decir técnicamente que cumpla con las mínimas exigencias definidas en las normas técnicas, con un costo reducido.

3.0 Diseño del sistema en las localidades de Shapaja, Sauce Pampa Hermosa

3.1 Localidad de Shapaja

El diseño de las redes primarias en esta localidad se ampliarán para cubrir el 100% del área urbana, se reubicará la subestación existente y se instalará un transformador más, utilizando las estructuras instaladas, cambiando los conductores de cobre de 13.3 mm² de sección por conductores de aleación de aluminio de 25 mm² de sección.

3.2 Localidades de Sauce y Pampa Hermosa

En las localidades de Sauce y Pampa Hermosa, se diseñarán redes primarias con postes de concreto, manteniendo en lo posible la ubicación de las actuales subestaciones, a fin de no modificar los circuitos de las redes secundarias instaladas.

4.0 Optimización de gastos

Se recomienda no construir la Central Hidroeléctrica de Tres Unidos de 90 kW, para suministrar energía a la localidad de Tres Unidos (181.3 kW), porque este centro poblado esta considerado en el Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto y la potencia de la central no cubrirá la demanda requerida. Por otro lado, próximo a esta localidad se tiene a los centros poblados de Mishquiyacu (52 kW) y Pilluana (58.5 kW) que, en conjunto tienen una demanda de potencia de 300 kW, lo que no podrá ser abastecida por la central antes indicada.

Se recomienda remodelar y adecuar la línea primaria C.H. Tabalosos-Tabalosos, mejorar el sistema de la cámara de carga e instalar la segunda turbina de 280 kW, en la central hidroeléctrica para suministrar energía al sistema. Debe tenerse en cuenta que casi la totalidad de las obras civiles están ejecutadas, requiriéndose una inversión estimada de US \$ 180,000.00

5.0 Utilización de la energía

Con la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico Tarapoto, se debe orientar al uso productivo de la energía, ello consiste en dar un valor agregado a los diferentes productos agrícolas de la zona para beneficio de los pobladores.

Se debe implementar la construcción de plantas de conservas para procesar las diferentes frutas que se produce en la zona, molinos para el pilado y selección de arroz, instalar pequeñas plantas para extraer el jugo de la caña, para luego procesar el aguardiente o cañazo, instalar aserraderos de madera, etc.

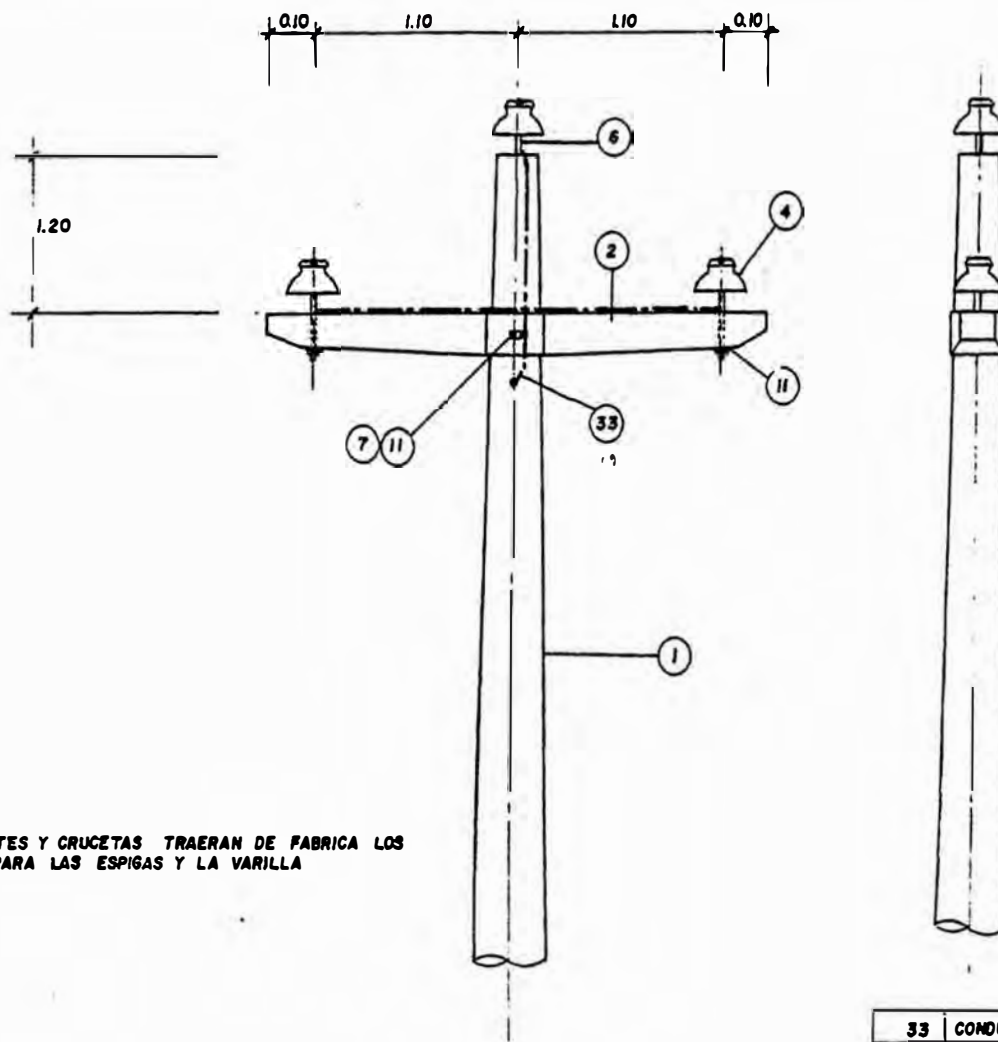
BIBLIOGRAFIA

- 1.- **Criterios de Selección y Diseño de Sistemas de Distribución Rural en el Perú por Luis Prieto Gómez**
- 2.- **Plan Energético Nacional para Centros Aislados Menores estudio realizado por La Cooperación Energética Peruano Alemán (COEPA)**
- 3.- **Diagnostico de Generación y Distribución a Nivel Nacional realizado por EELCTROPERU**
- 4.- **Redes eléctricas por Zoppetti**
- 5.- **Líneas de Transporte de Energía por Luis Maria Checa**
- 6.- **Electrical Transmisión and Distribution por Westinghouse Electric Corporation**
- 7.- **Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia por William D. Stevenson, Jr.**
- 8.- **Nueva Tarifa de Energía Eléctrica estudio realizado por la Comisión de Tarifas de ELECTROPERU**
- 9.- **Ingeniería Económica por George A Taylor**

ANEXO "A"

TIPOS DE ARMADOS UTILIZADOS EN LA LINEA PRIMARIA

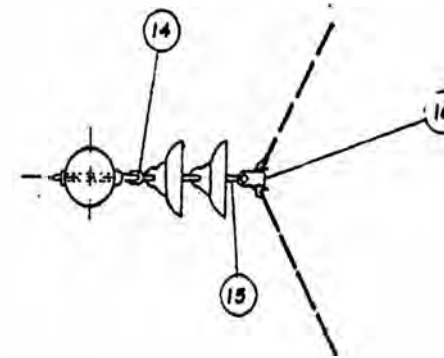
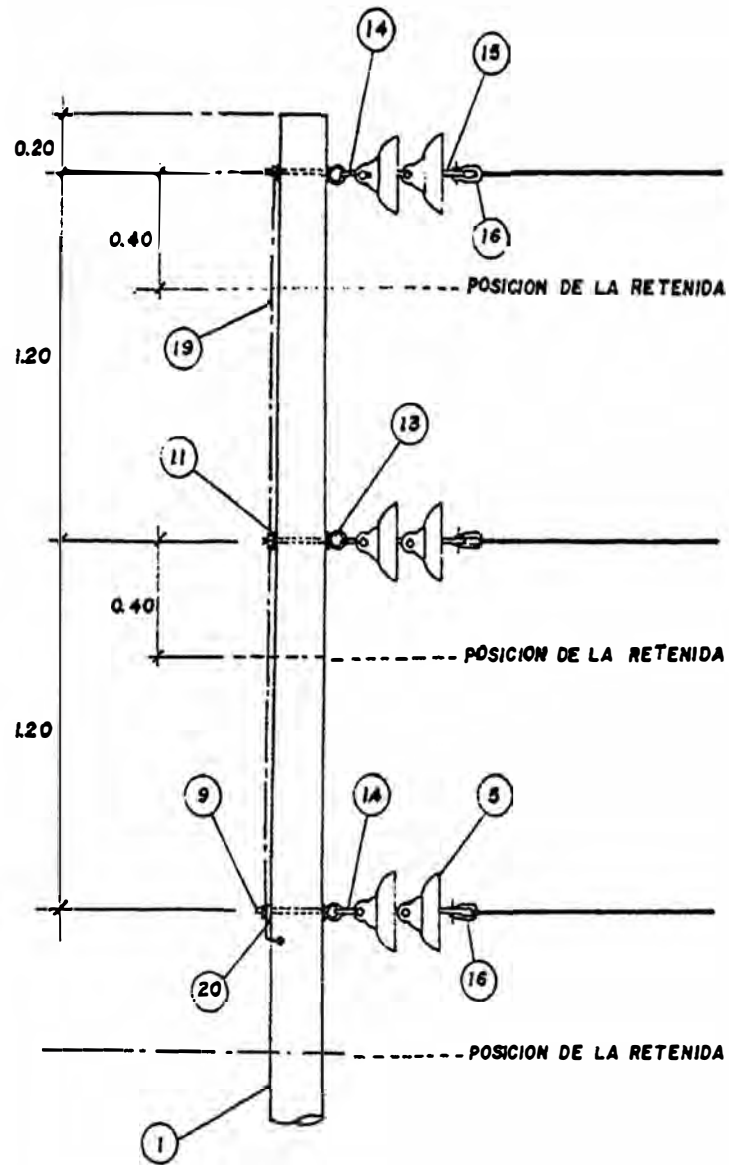
ARMADO DE ALINEAMIENTO - CCI



NOTA: LOS POSTES Y CRUCETAS TRAERAN DE FABRICA LOS HUECOS PARA LAS ESPIGAS Y LA VARILLA

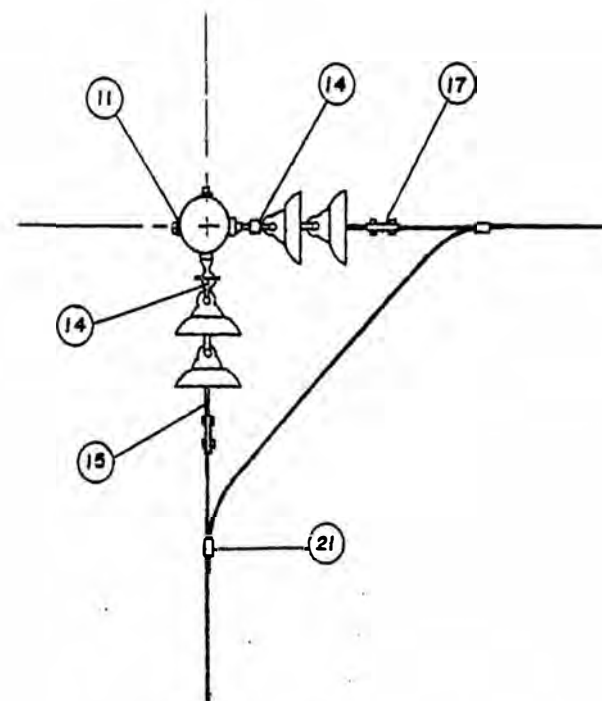
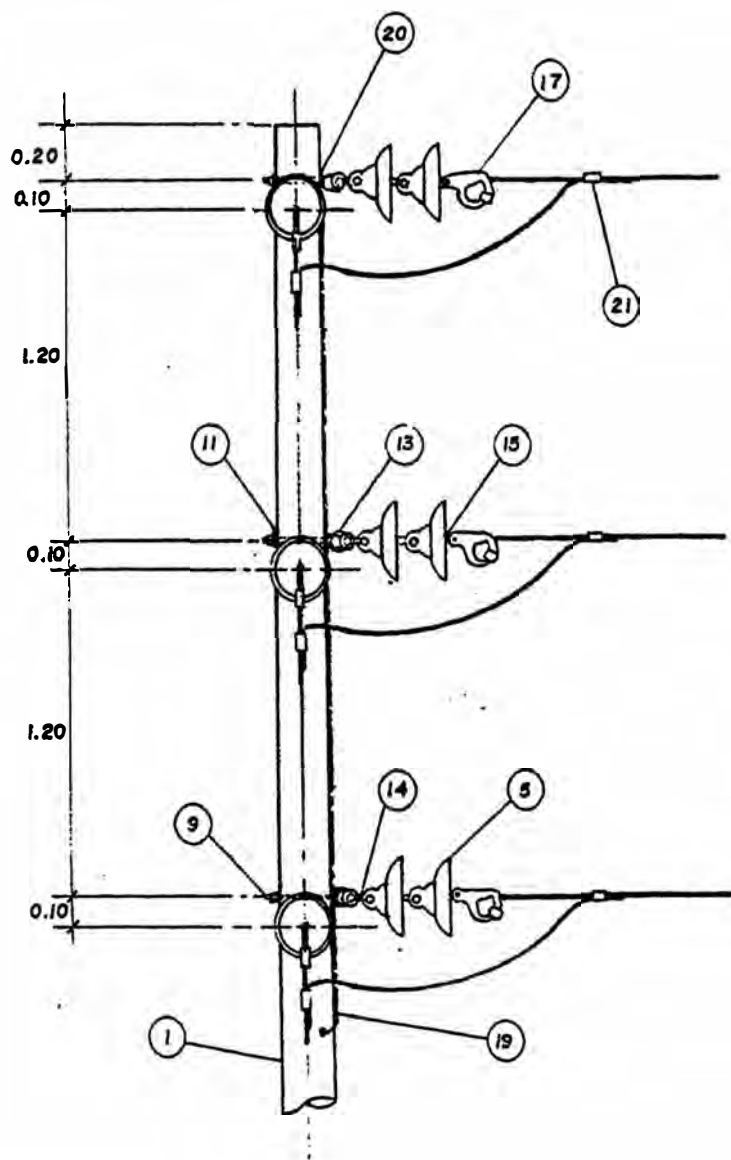
33	CONDUCTOR DE COBRE PARA PUESTA A TIERRA (m)	16
20	PLANCHITA DE CONEXION A TIERRA "J"	03
7	VARILLA ROSCADA 5/8" x 16"	01
11	ARANDELA CUADRADA PLANA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	04
6	ESPIGA DE ACERO FORJADO GALVANIZADO	03
4	AISLADOR TIPO PIN CLASE ANSI 56-2	03
2	CRUCETA DE CONCRETO ARMADO	01
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO	01
Nº	DESCRIPCION	CANT.

ARMADO SIMPLE CADENA SIN CRUCETA - CC3



20	PLANCHITA DE Cu. PARA CONEXION A TIERRA	03
19	CONDUCTOR DE Cu. PARA PUESTA A TIERRA (m)	15
16	GRAPA TIPO SUSPENSION	03
15	CASQUILLO OJO	03
14	HORQUILLA BOLA	03
13	OJAL ROSCADO	03
11	ARANDELA CUADRADA CURVADA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	06
9	VARILLA ROSCADA 5/8" Ø x 14"	03
5	AISLADOR TIPO SUSPENSION CLASE ANSI 52-3	06
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO 13/400	01
Nº	DESCRIPCION	CANT.

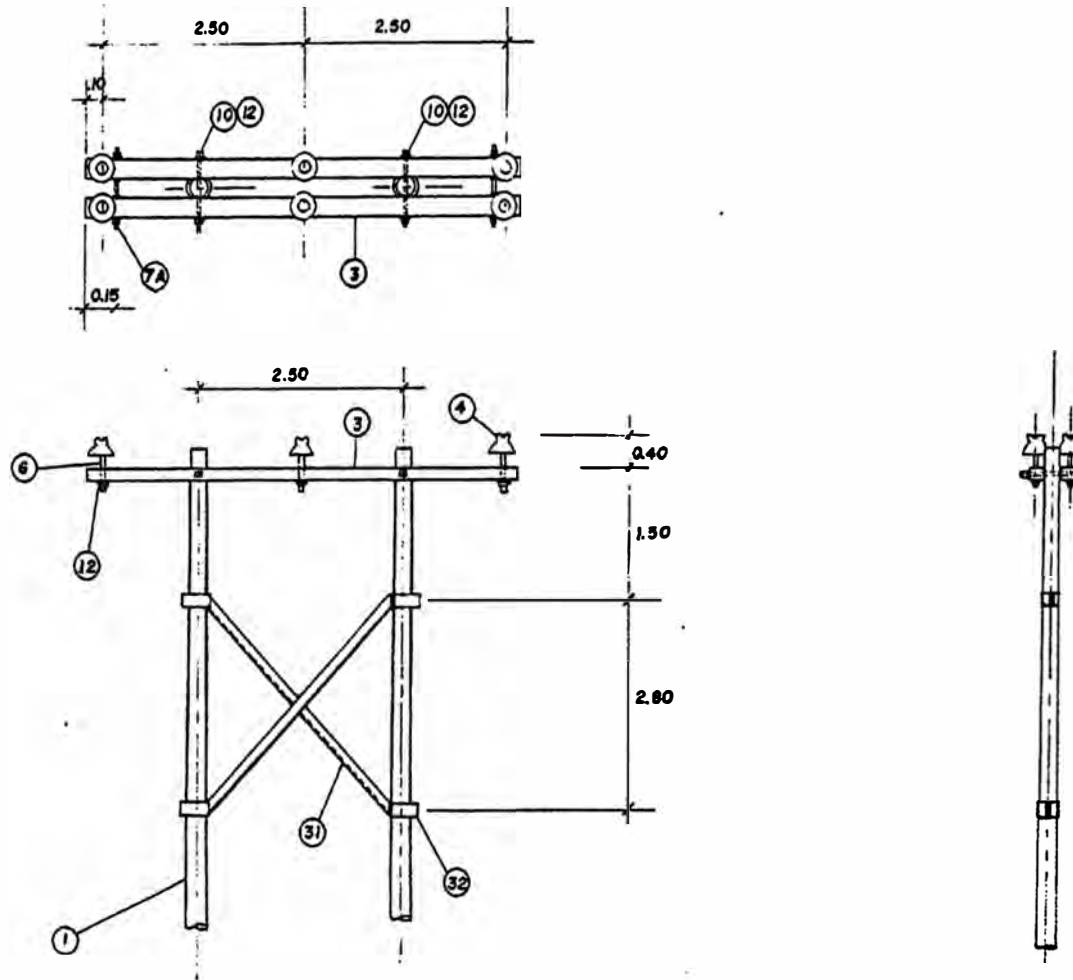
ARMADO DE DOBLE ARMADO SIN CRUCETA - CC4



NOTA: - LOS POSTES TRAERAN DE FABRICA LOS HUECOS PARA LA VARILLA ROSCADA Y PERNOS ANGULARES OE RETENIDAS

21	GRAMPA DE DOBLE VIA	06
20	PLANCHITA DE Cu. PARA CONEXION A TIERRA	06
19	CONDUCTOR DE Cu. PARA PUESTA A TIERRA	15
17	GRAMPA TIPO PUÑO	06
15	CASQUILLO OJO	06
14	HORQUILLA BOLA	06
13	OJAL ROSCADO	06
9	VARILLA ROSCADA 5/8" x 14"	06
11	ARANDELA CUADRADA CURVADA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	06
5	AISLADOR TIPO SUSPENSION CLASE ANSI 52-3	12
1	POSTE DE CONCRETO ARMAOO 13/400	01
Nº	DESCRIPCION	CANTIDAD

ARMADO DE ALINEAMIENTO CONFIGURACION EN H: CHC2

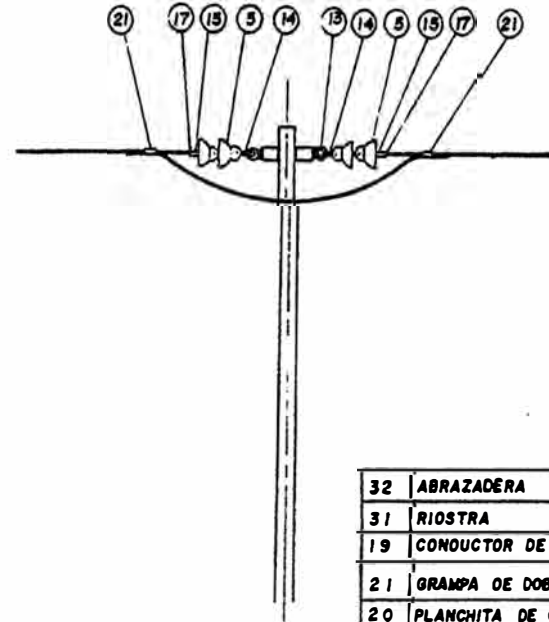
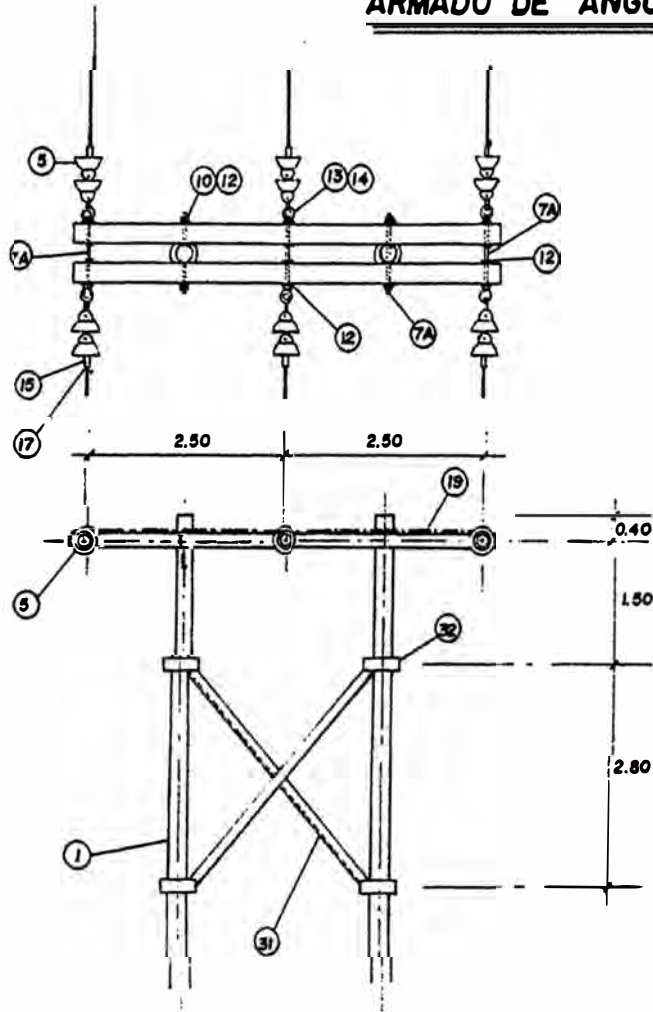


NOTA:

- LOS POSTES Y CRUCETAS DEBERAN TENER LOS AGUAJEROS NECESARIOS PARA LOS PERNOS DE DOBLE ARMADO Y VARILLAS ROSCAOAS
- LA FIJACION DE LA RIOSTRA AL POSTE SERAN CON ABRAZADERAS

7A	VARILLA ROSCADA 5/8" ϕ x 24"	02
32	ABRAZADERA	04
31	RIOSTRA DE METAL	01
20	PLANCHITA DE C ₂₄ PARA CONEXION A TIERRA	06
19	CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA (m)	25
12	ARANDELA CUADRADA PLANA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	10
10	PERNO DOBLE ARMADO 5/8" ϕ x 24"	02
6	ESPIGA DE ACERO FORJADO GALVANIZADO	06
4	ASLADOR TIPO PIN CLASE ANSI 56-2	06
3	CRUCETA DE MADERA TRATADA 5 1/2" x 6" x 5.40	02
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO 13/300	02
Nº	DESCRIPCION	CANTIDA

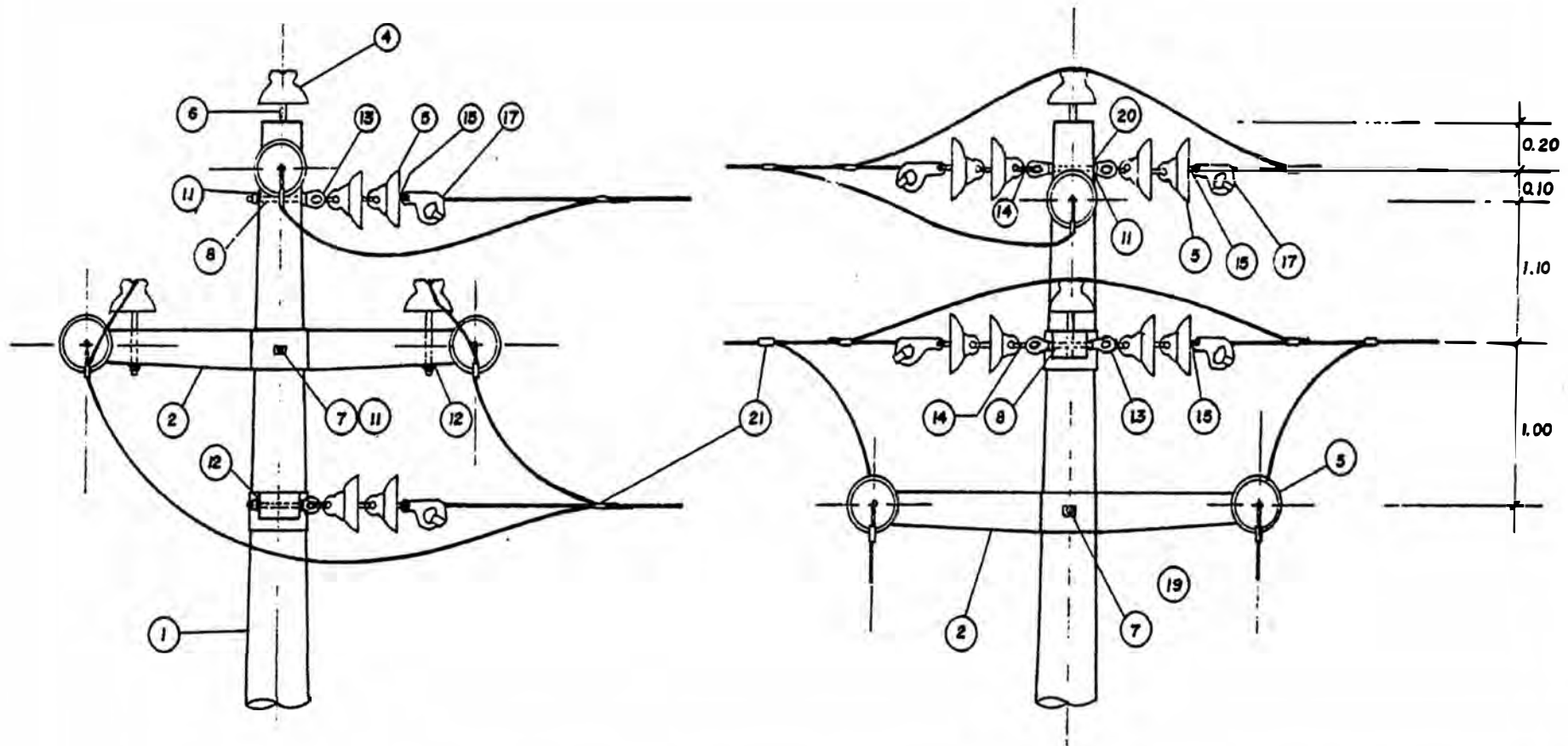
ARMADO DE ANGULO O ANCLAJE CONFIGURACION EN H - CHC4



NOTA:
-LA SUJECION DE LA RIOSTRA AL POSTE ES CON ABRAZADERA

32	ABRAZADERA	04
31	RIOSTRA	01
19	CONDUCTOR DE C _a PARA PUESTA A TIERRA	25
21	GRAMPA DE DOBLE VIA	06
20	PLANCHITA DE CONEXION A TIERRA "J"	03
17	GRAMPA TIPO PUÑO	06
15	CASQUILLO OJO	06
14	HORQUILLA BOLA	06
13	OJAL ROSCADO	06
12	ARANDELA CUADRADA PLANA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	16
10	PERNO DE DOBLE ARMADO 5/8" Ø x 24"	02
7A	VARILLA ROSCADA 5/8" Ø x 24"	03
5	AISLADOR TIPO SUSPENSION CLASE ANSI 52-3	12
3	CRUCETA DE MADERA TRATADA 5" x 6" x 5.40 m	02
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO 13/400	02
Nº	DESCRIPCION	CANT.

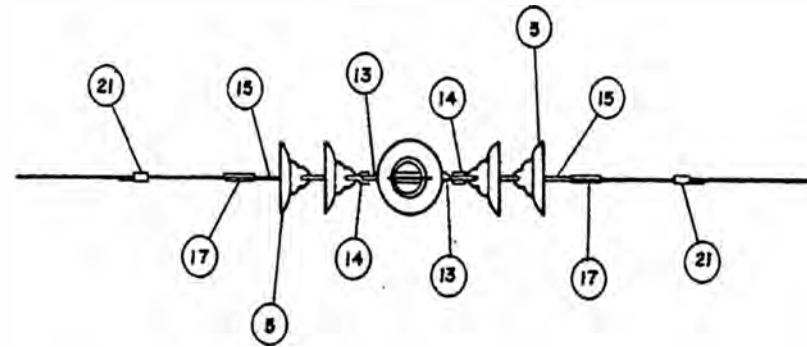
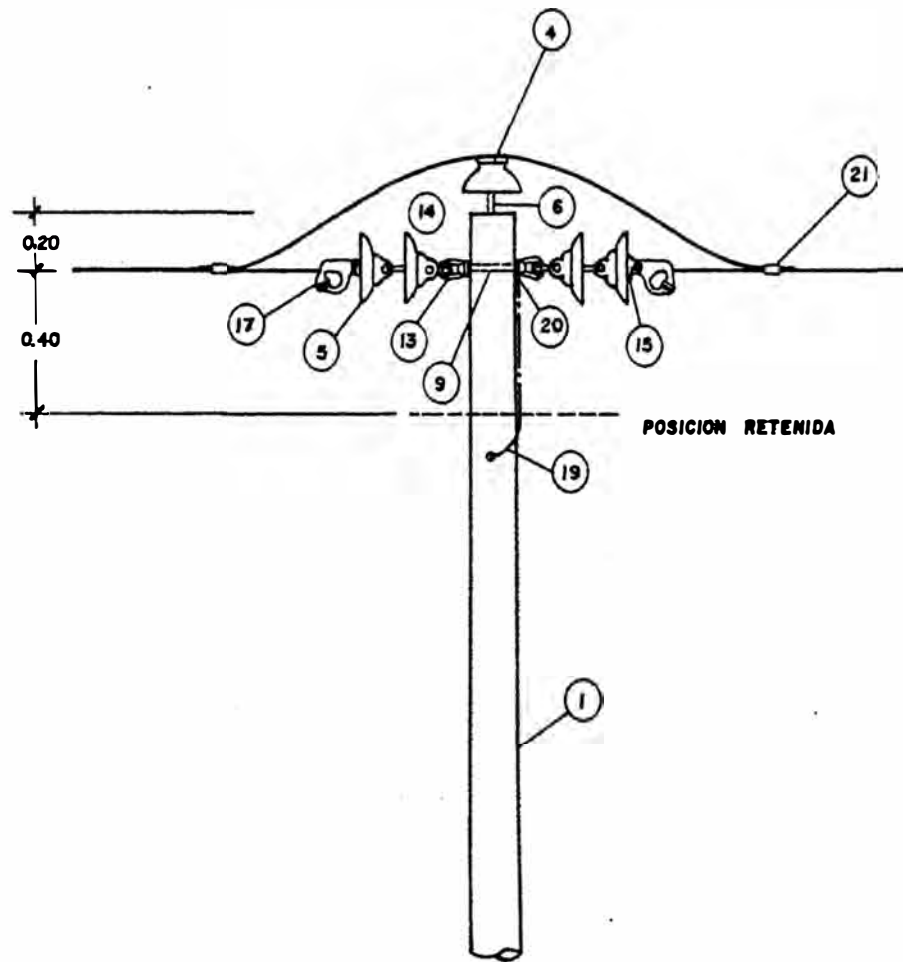
ARMADO DE DERIVACION CON DOBLE CRUCETA - CC20



NOTA: LOS POSTES Y CRUCETAS TRAERAN DE FABRICA LOS HUECOS PARA LAS VARILLAS ROSCADAS

12	ARANDELA CUADRADA PLANA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	10			
11	ARANDELA CUADRADA CURVADA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	09			
8	VARILLA ROSCADA DE F° 6° 5/8" x 14"	06	21	GRAMPA DOBLE VIA 10	
7	VARILLA ROSCADA DE F° 6° 5/8" x 18"	02	20	PLANCHITA PARA CONEXION A TIERRA 09	
6	ESPIGA DE ACERO FORJADO	03	19	CONDUCTOR DE C ₄ DE PUESTA A TIERRA (m) 10	
5	AISLADOR TIPO SUSPENSION ANSI 52-3	18	17	GRAMPA TIPO PUÑO 09	
4	AISLADOR TIPO PIN ANSI 56-2	03	15	CASQUILLO OJO 09	
2	CRUCETA DE CONCRETO ARMADO 2.40 m	02	14	HORQUILLA BOLA 09	
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO 13/400	01	13	OJAL ROSCADO 09	
Nº	DESCRIPCION	CANT.	Nº	DESCRIPCION	CANT.

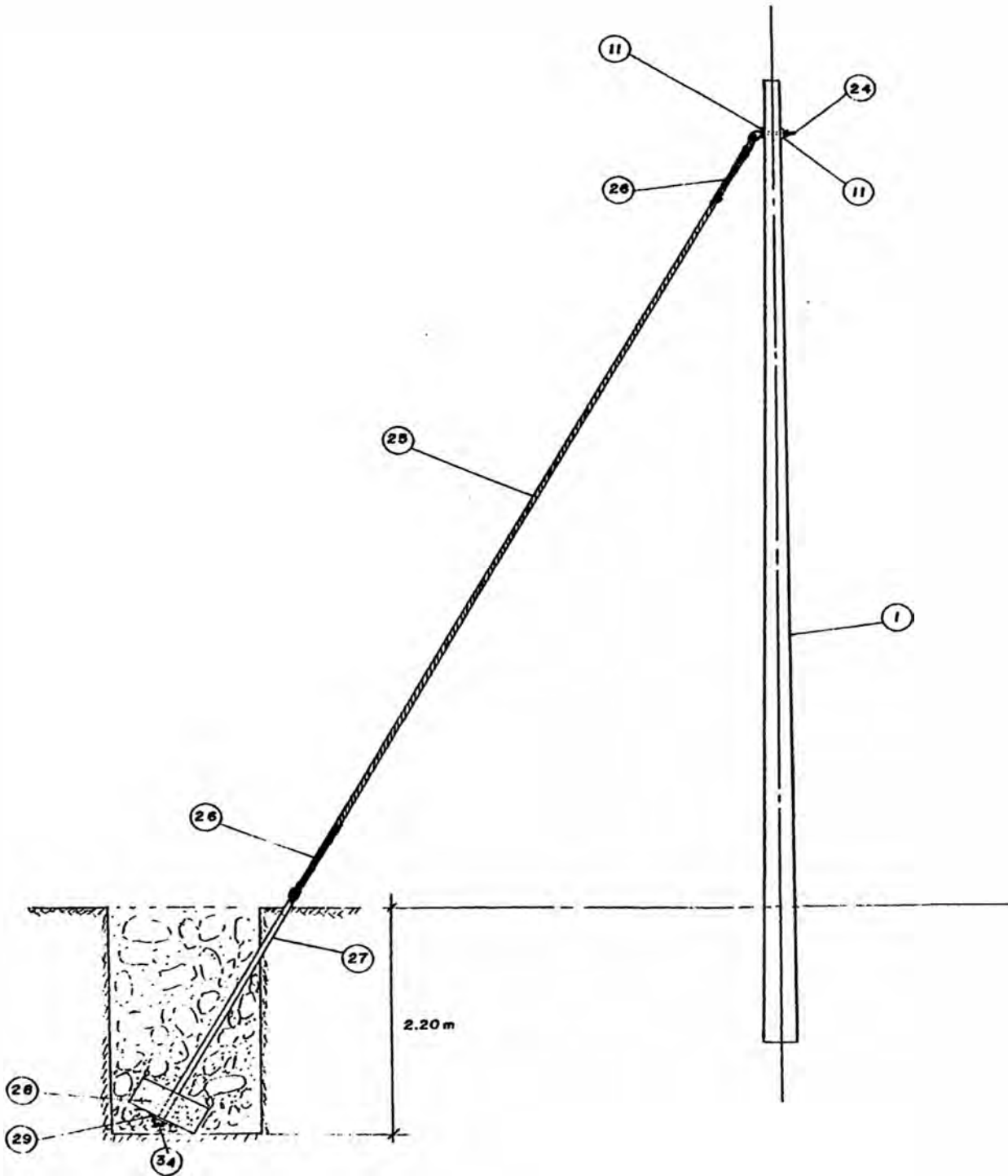
ARMADO DOBLE CADENA SIN CRUCETA UNA FASE POR POSTE CTA4



NOTA : LOS POSTES TRAERAN DE FABRICA LOS HUECOS PARA LAS VARILLAS ROSCADAS, ESPIGAS Y PERNOS ANGULARES

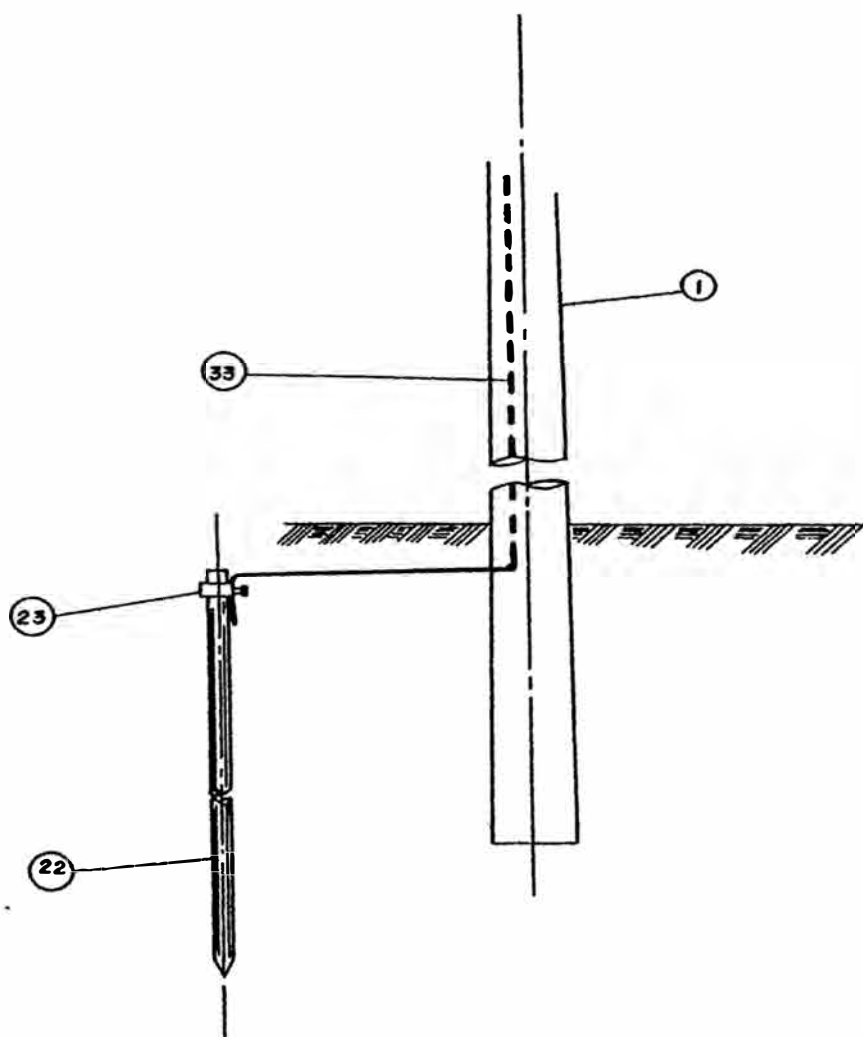
21	GRAMPA DE DOBLE VIA	06
20	PLANCHITA DE CONEXION A TIERRA	06
19	CONDUCTOR DE C_2 PARA PUESTA A TIERRA (m)	45
17	GRAMPA TIPO PUÑO	06
15	CASQUILLO OJO	06
14	HORQUILLA BOLA	06
13	OJAL ROSCADO	06
11	ARANDELA CUADRADA CURVADA $2\frac{1}{4} \times 2\frac{1}{4} \times 3/16$ "	18
9	VARILLA ROSCADA $5/8 \times 1/4$ "	03
6	ESPIGA DE ACERO FORJADO GALVANIZADO	03
5	AISLADOR TIPO SUSPENSION CLASE ANSI 52-3	12
4	AISLADOR TIPO PIN CLASE ANSI 56-2	03
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO	03
Nº	DESCRIPCION	CANTIDA

DETALLE DE RETENIDA O VIENTO



28	BLOQUE DE CONCRETO ARMADO 0.60x0.60x0.20	01			
27	VARILLA DE ANCLAJE 5/8" ϕ x 2.40 m	01			
26	PREFORME	02			
25	CABLE DE ACERO 3/8" ϕ x 2.40 m	14			
24	PERNO ANGULAR 5/8" ϕ x 12"	01			
11	ARANDELA CUADRADA CURVADA 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	01	34	TUERCA PARA VARILLA DE 3/8" ϕ	01
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO	01	29	ARANDELA CUADRADA PLANA 4" x 4" x 1/4"	01
Nº	DESCRIPCION	CANT	Nº	DESCRIPCION	

DETALLE DE PUESTA A TIERRA



Nº	DESCRIPCION	CANT.
33	CONDUCTOR DE Cu. 16mm PARA PUESTA A TIERRA	18
23	CONECTOR DE PUESTA A TIERRA	01
22	ELECTRODO COPPERWELD 3/4" ϕ x 2.40 m	01
1	POSTE DE CONCRETO ARMADO	01
Nº	DESCRIPCION	CANT.

ANEXO “B”
PLANOS DE LA LINEA Y RED PRIMARIA

RELACION PLANOS DE LA LINEA PRIMARIA DEL PSE TARAPOTO I ETAPA

Item	Relación Plano en Tramo	Distancia de línea en cada plano (kms)						Plano N°
------	-------------------------	---	--	--	--	--	--	----------

I Circuito I : INIPA-UTCURARCA-SAUCE

1	1/15	00	+	000.00	a	01	+	454.56	01
2	2/15	01	+	454.56	a	02	+	881.70	02
3	3/15	02	+	881.70	a	04	+	316.26	03
4	4/15	04	+	316.26	a	05	+	588.31	04
5	5/15	05	+	588.31	a	06	+	994.57	05
6	6/15	06	+	994.57	a	08	+	524.00	06
7	7/15	07	+	524.00	a	09	+	895.30	07
8	8/15	08	+	895.30	a	11	+	292.00	08
9	9/15	11	+	292.00	a	12	+	861.00	09
10	10/15	12	+	861.00	a	13	+	809.76	10
11	11/15	13	+	809.76	a	15	+	109.00	11
12	12/15	15	+	109.00	a	16	+	306.16	12
13	13/15	16	+	306.16	a	17	+	732.36	13
14	14/15	17	+	732.36	a	19	+	195.66	14
15	15/15	19	+	195.66	a	20	+	298.48	15

II Circuito I : SAUCE-DOS DE MAYO

1	1/2	00	+	000.00	a	01	+	464.15	16
2	2/2	01	+	464.15	a	02	+	026.30	17

III Circuito I : INIPA-SHAPAJA-CHAZUTA

1	1/18	00	+	000.00	a	01	+	540.50	18
2	2/18	01	+	540.50	a	02	+	872.73	19
3	3/18	02	+	872.73	a	04	+	233.66	20
4	4/18	04	+	233.66	a	05	+	606.01	21
5	5/18	05	+	606.01	a	06	+	914.88	22
6	6/18	06	+	914.88	a	08	+	408.00	23
7	7/18	08	+	408.00	a	09	+	987.49	24
8	8/18	09	+	987.49	a	11	+	469.56	25
9	9/18	11	+	469.56	a	12	+	750.00	26
10	10/18	12	+	750.00	a	14	+	114.26	27
11	11/18	14	+	114.26	a	15	+	387.52	28
12	12/18	15	+	387.52	a	16	+	822.52	29
13	13/18	16	+	822.52	a	18	+	083.52	30
14	14/18	18	+	083.52	a	19	+	419.18	31
15	15/18	19	+	419.18	a	20	+	843.30	32
16	16/18	20	+	843.30	a	22	+	319.10	33

RELACION PLANOS DE LA LINEA PRIMARIA DEL PSE TARAPOTO I ETAPA

Item	Relación Plano en Tramo	Distancia de línea en cada plano (kms)						Plano N°
------	-------------------------	--	--	--	--	--	--	----------

17	17/18	22	+	319.10	a	23	+	495.70	34
18	18/18	23	+	495.70	a	24	+	340.90	35

IV Circuito I : DERIVACION YACUCATINA-PILLUANA-TRES UNIDOS

1	1/16	00	+	000.00	a	01	+	445.53	36
2	2/16	01	+	445.53	a	02	+	992.00	37
3	3/16	02	+	992.00	a	04	+	280.77	38
4	4/16	04	+	280.77	a	05	+	544.00	39
5	5/16	05	+	544.00	a	06	+	908.55	40
6	6/16	06	+	908.55	a	08	+	235.08	41
7	7/16	08	+	235.08	a	09	+	678.31	42
8	8/16	09	+	678.31	a	11	+	220.00	43
9	9/16	11	+	220.00	a	12	+	805.56	44
10	10/16	12	+	805.56	a	14	+	007.00	45
11	11/16	14	+	007.00	a	15	+	167.38	46
12	12/16	15	+	167.38	a	16	+	881.26	47
13	13/16	16	+	881.26	a	18	+	170.26	48
14	14/16	18	+	170.26	a	19	+	713.26	49
15	15/16	19	+	713.26	a	21	+	183.76	50
16	16/16	21	+	183.76	a	22	+	126.26	51

V Circuito II : DERIVACION LAMAS-TABALOSOS

1	1/17	00	+	000.00	a	01	+	452.20	52
2	2/17	01	+	452.20	a	02	+	968.64	53
3	3/17	02	+	968.64	a	04	+	316.05	54
4	4/17	04	+	316.05	a	05	+	800.00	55
5	5/17	05	+	800.00	a	07	+	241.57	56
6	6/17	07	+	241.57	a	08	+	656.00	57
7	7/17	08	+	656.00	a	10	+	114.00	58
8	8/17	10	+	114.00	a	11	+	555.51	59
9	9/17	11	+	555.51	a	13	+	046.95	60
10	10/17	13	+	046.95	a	14	+	395.40	61
11	11/17	14	+	395.40	a	15	+	941.17	62
12	12/17	15	+	941.17	a	17	+	459.10	63
13	13/17	17	+	459.10	a	18	+	908.73	64
14	14/17	18	+	908.73	a	20	+	366.52	65
15	15/17	20	+	366.52	a	21	+	748.70	66
16	16/17	21	+	748.70	a	23	+	097.23	67
17	17/17	23	+	097.23	a	24	+	224.94	68

RELACION PLANOS DE LA LINEA PRIMARIA DEL PSE TARAPOTO I ETAPA

Item	Relación Plano en Tramo	Distancia de línea en cada plano (kms)						Plano N°
------	-------------------------	--	--	--	--	--	--	----------

VI Circuito II : PUENTE BOLIVIA-PINTO RECODO

1	1/04	00	+	000.00	a	01	+	252.52	69
2	2/04	01	+	252.52	a	02	+	470.29	70
3	3/04	02	+	470.29	a	03	+	748.61	71
4	4/04	03	+	748.61	a	04	+	152.17	72

VII Circuito II : DERIVACION-SHANAQ

1	1/01	00	+	000.00	a	00	+	481.76	73
---	------	----	---	--------	---	----	---	--------	----

VIII Circuito II : C.P. LA MARGINAL-ZAPATERO

1	1/04	00	+	000.00	a	01	+	492.76	74
2	2/04	01	+	492.76	a	02	+	804.13	75
3	3/04	02	+	804.13	a	04	+	146.56	76
4	4/04	04	+	146.56	a	05	+	451.00	77

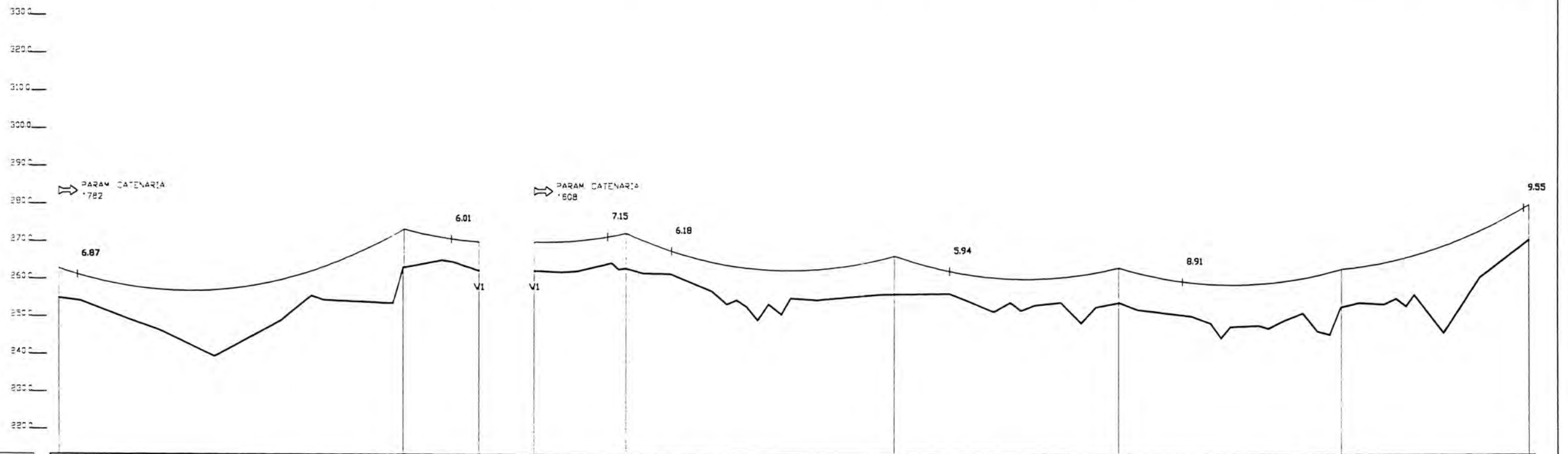
IX Circuito III : LAMAS-PAMASHTO

1	1/06	00	+	000.00	a	01	+	268.00	78
2	2/06	01	+	268.00	a	02	+	594.55	79
3	3/06	02	+	594.55	a	03	+	936.00	80
4	4/06	03	+	936.00	a	05	+	474.39	81
5	5/06	05	+	474.39	a	06	+	834.58	82
6	6/06	06	+	834.58	a	07	+	017.06	83

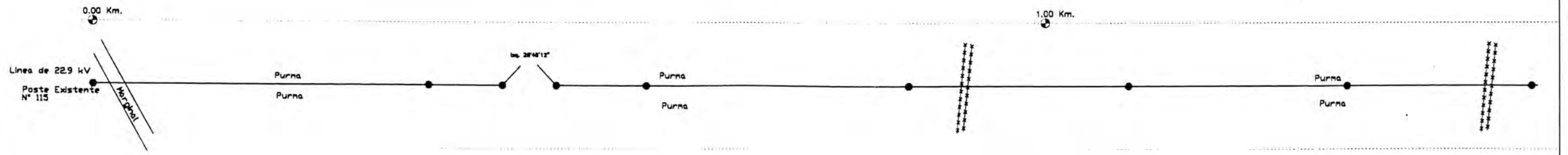
X Circuito III : CARRETERA MARGINAL-SAN ROQUE DE CUMBAZA

1	1/08	00	+	000.00	a	01	+	507.80	84
2	2/08	01	+	507.80	a	02	+	864.30	85
3	3/08	02	+	864.30	a	04	+	234.21	86
4	4/08	04	+	234.21	a	05	+	467.30	87
5	5/08	05	+	467.30	a	06	+	948.85	88
6	6/08	06	+	948.85	a	08	+	281.55	89
7	7/08	08	+	281.55	a	09	+	538.45	90
8	8/08	09	+	538.45	a	10	+	841.85	91

NUMERO	1	2	3	3	4	5	6	7	8
TIPO	CC20	CHC2	CC4	CC4	CC10	CHC2	CC1	CHC2	CC1
VANO REAL		374.50	79.21		100.01	293.41	244.22	243.26	203.79
PROGRESIVA	0.00	374.50	453.81	453.81	553.82	847.23		1,091.45	1,294.71
VANO VIENTO	187.72	227.41	89.72	89.72	196.95	269.13		243.97	225.06
VANO PESO	140.98	343.46	-20.42	-20.42	269.60	256.96		224.62	83.21
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT2	PT1		PT1	PT1



ESTACION	0	E2	V1	V1	E4	E3	E6	E7	E8	E9		
DIST. PARCIAL		414.36	79.43		84.10	64.23	304.56		185.32	206.41	61.27	277.16
DIST. ACUMULADA	0.00	414.36	493.79	577.89	661.99	966.55	1271.11	1477.52	1683.93	1990.34	2051.61	2328.77
TIPO DE TERRENO												
COTA DEL TERRENO	253.00	251.24	252.81	249.19	246.44	239.42	239.42	241.90	253.64	251.30	251.16	253.63
COTA DE ESTRUCTURAS	253.00	251.24	252.81	249.19	246.44	239.42	239.42	241.90	253.64	251.30	251.16	253.63



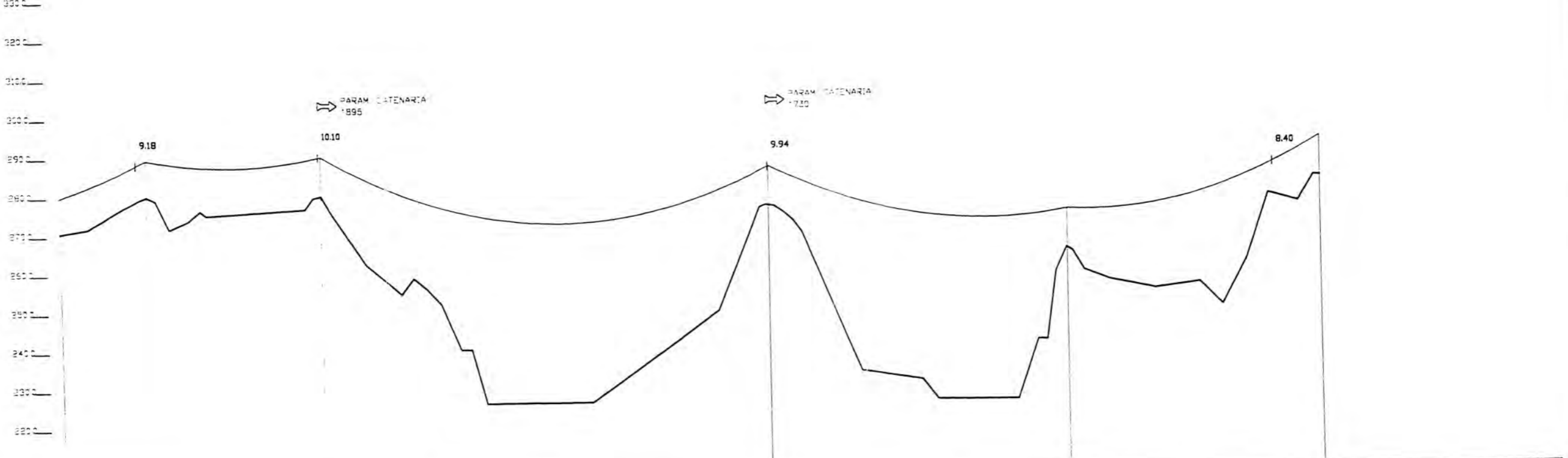
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
00 + 00.00 KM. A 01 + 040.00 KM
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

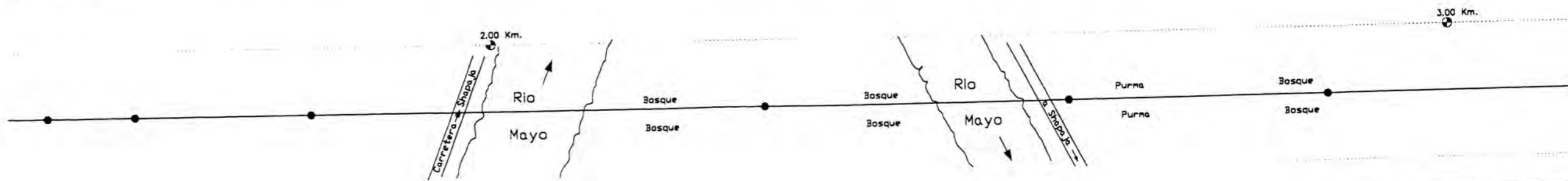
DESIGNADO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.D.	ENGR. 08	H: 1/2000 V: 1/500

NUMERO	8	9	10	11	12	13
TIPO	CC1	CC1	CC4	CC4	CC2	CC4
VANO REAL	95.36	182.60	470.94	828.45	318.28	270.05
PROGRESIVA	1.546.50	1.630.86	1.813.46	2.284.45	2.602.67	2.872.73
VANO YIENTO	148.75	236.76	327.53	395.70	254.92	382.81
VANO PESO	116.00	325.82	345.23	449.45	100.93	528.64
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION
 DIST. PARCIAL
 DIST. ACUMULADA
 TPO DE TERRENO
 COTA DEL TERRENO
 COTA DE ESTRUCTURAS

ESTACION	E0		E1	E2	E3	E4	E15	E16
DIST. PARCIAL	182.64		85.99	371.30	321.21	264.27	4.80	
DIST. ACUMULADA	1.546.50	1.729.10	1.815.09	2.186.39	2.507.60	2.771.87	2.776.67	2.781.47
TPO DE TERRENO	CC1	CC1	CC4	CC4	CC2	CC4	CC4	CC4
COTA DEL TERRENO	131.00	137.00	146.11	152.18	153.06	154.00	153.10	152.00
COTA DE ESTRUCTURAS	131.00	137.00	146.11	152.18	153.06	154.00	153.10	152.00

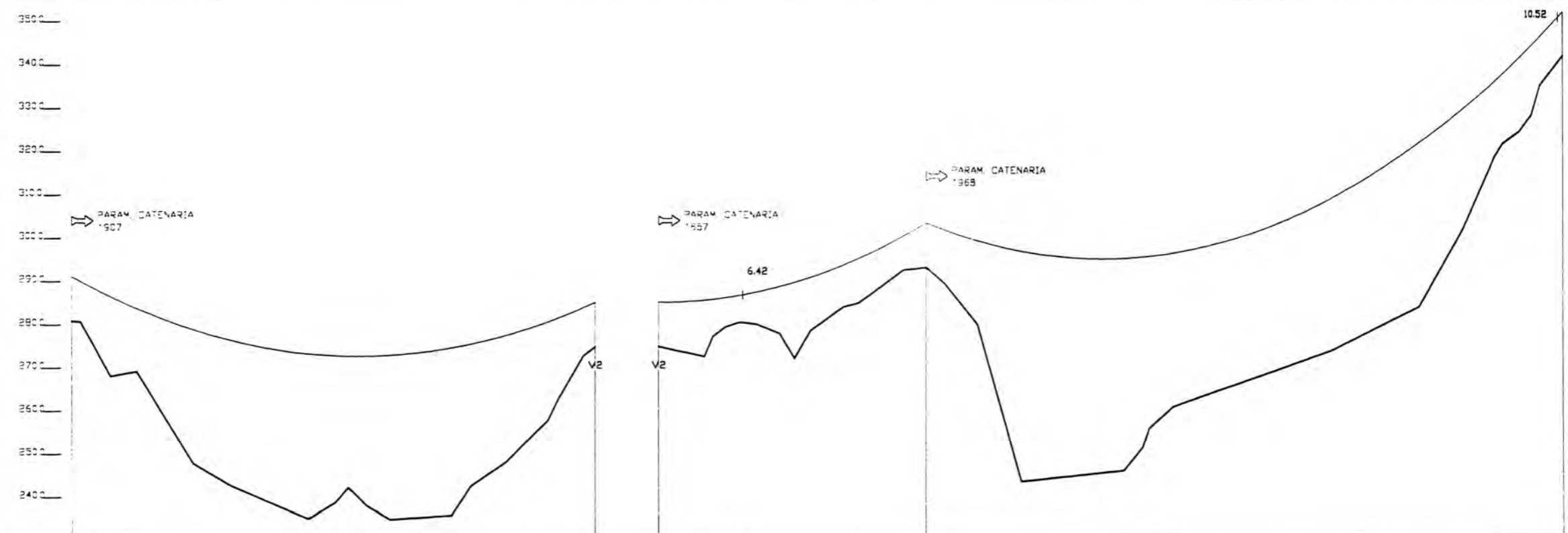


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

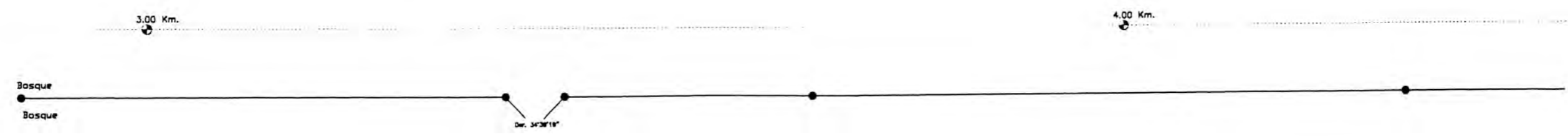
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
 LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
 01 + 540.30 KM A 02 + 872.73 KM
 PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

FECHA	1980	PROY.	ENGA	Nº	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENGR-88		1/2000	3/18
				V: 1/500	PSE-AP-18

NUMERO	13	14	14	15	16
TIPO	CTA4	CTA4	CTA4	CTA4	CTA4
VANO REAL	491.71	254.38	614.86		
PROGRESIVA	2.872.73	3.364.44	3.364.44	3.618.82	4.233.68
VANO VIENTO	282.21	374.38	374.38	437.68	387.47
VANO PESO	528.64	212.99	212.99	438.43	281.18
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	C15	C16	C17	C18	V2	V2	E20	E21	C22	C23
DIST. PARCIAL	14.80	58.01	199.84	231.74	77.24	177.14	555.10	56.74		
DIST. ACUMULADA	14.80	72.81	272.65	504.39	581.63	758.77	1313.87	1370.61	1427.35	1484.09
TIPO DE TERRENO										
COTA DEL TERRENO	280.78	280.89	280.79	281.78	283.54	283.72	284.42	282.71	274.87	274.89
COTA DE ESTRUCTURAS	280.78	280.89	280.79	281.78	283.54	283.72	284.42	282.71	274.87	274.89

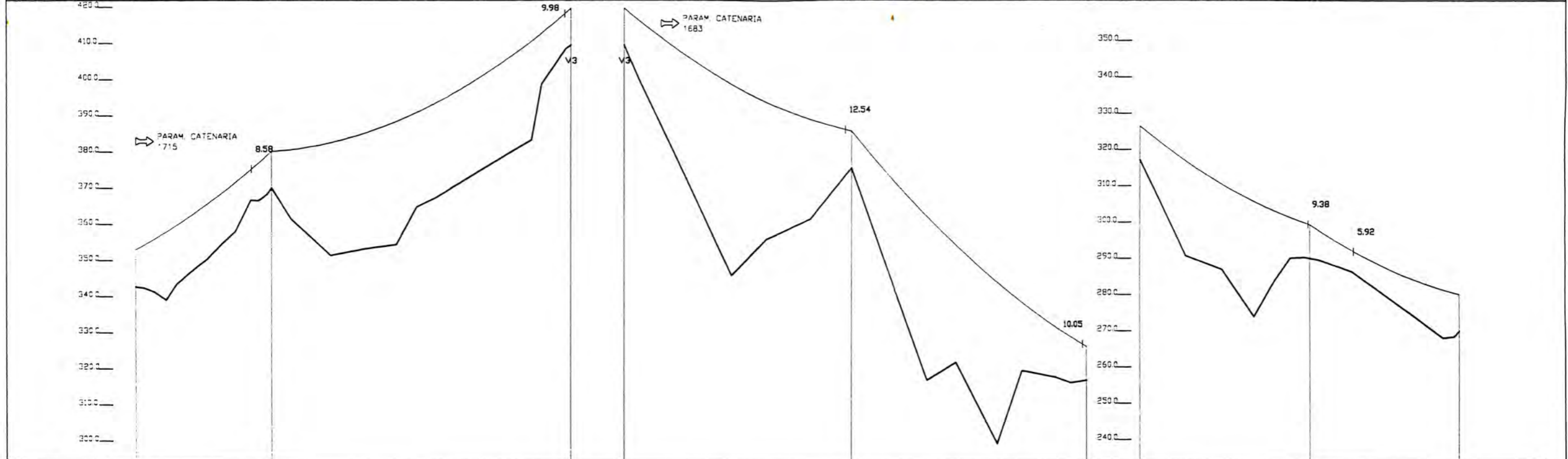


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

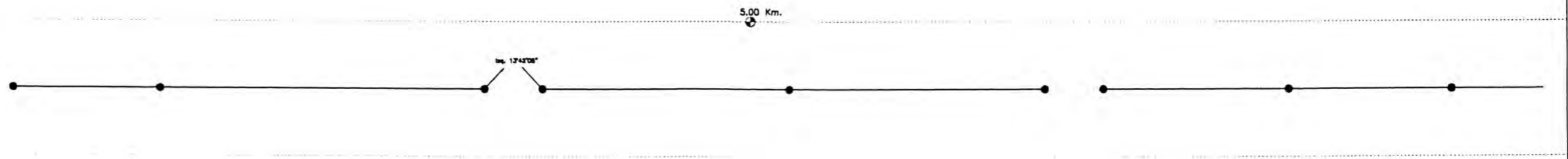
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
 LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
 02- 872.73 KM A 4 - 233.86 KM
 PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

PROYECTO	FECHA	ESCALA	FOLIO
A.J.V.	L.J.O.	EMER- 88	3/18

NUMERO	16	17	18	18	19	20	20	21	22
TIPO	CTA4	CHC2	CHC4	CHC4	CHC2	CCI	CCI	CCI	CHC2
VANO REAL	152.34	336.93	256.70	264.87	191.89	170.41	191.89	170.41	191.89
PROGRESIVA	4,233.68	4,386.02	4,722.95	4,722.95	4,979.65	5,243.72	5,243.72	5,435.60	5,606.01
VANO VIENTO	387.47	247.29	293.48	293.48	265.05	232.43	232.43	182.75	271.83
VANO PESO	221.12	355.74	719.36	719.36	422.56	92.56	92.56	135.24	114.18
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	E23	E24	E25	V3	V3	E27	E28	E28	E29	E30
DIST. PARCIAL		29.22	23.12	336.93	256.70	264.29	183.71	170.36		
DIST. ACUMULADA	4,233.68	4,433.00	4,670.00	4,926.95	5,183.65	5,447.94	5,631.65	5,814.01	6,005.30	6,196.60
TIPO DE TERRENO										
COTA DEL TERRENO	342.78	345.72	341.50	339.16	343.68	347.87	330.43	331.60	326.30	366.83
COTA DE ESTRUCTURAS	346.52	341.50	339.16	343.68	347.87	330.43	331.60	326.30	366.83	370.12



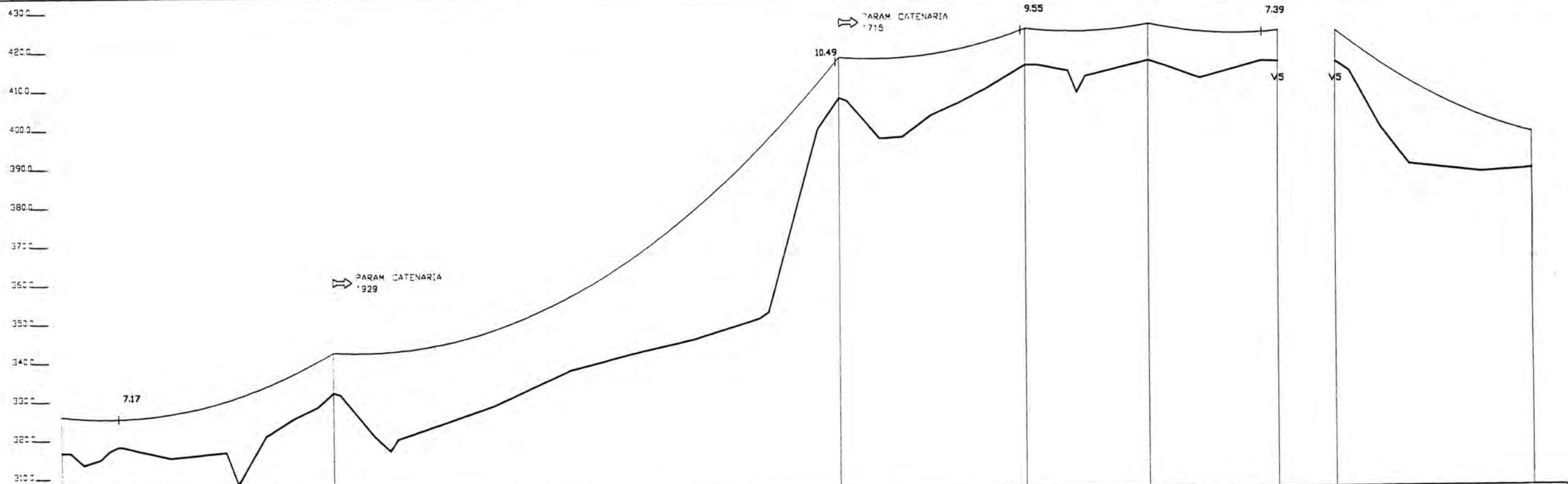
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

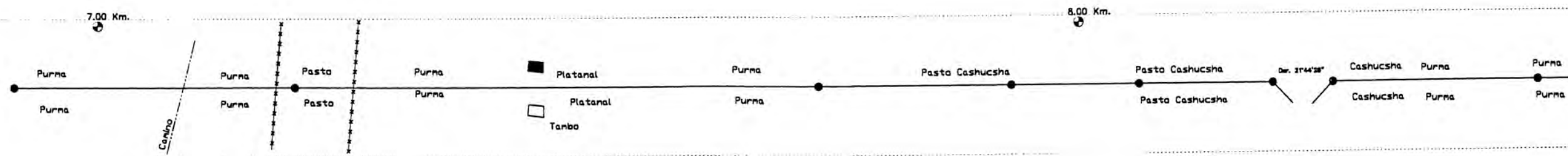
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
54 + 232.98 KM. A - 05 + 028.01 KM.
PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	ELABORADO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.D.	ENERO-99	N: 1/2000 V: 1/500	6/18 PSE-LP-21

NUMERO	28	29	30	31	32	33	34
TIPO	CCI	CTAA	CTAA	CCI	CCI	CCI	CCI
VANO REAL	287.93	533.46	194.76	129.19	137.10	210.68	8.408.00
PROGRESIVA	6.914.88	7.228.81	7.736.27	7.931.23	8.060.28	8.197.32	8.197.32
VANO YIENTO	232.23	414.73	367.92	162.11	133.19	174.80	174.80
VANO PESO	315.18	281.18	547.51	211.69	168.40	368.83	368.83
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT2	PT1	PT1	PT1



ESTACION	E48	E49	E30	E31	E32	E33	V5	V5	E35
DIST. PARCIAL		67.36	224.66	533.46	194.76	129.19	137.10	223.37	
DIST. ACUMULADA	6.914.88	6.982.24	7.206.90	7.740.36	7.935.12	8.064.31	8.201.41	8.424.78	8.424.78
TIPO DE TERRENO									
COTA DEL TERRENO	315.18	313.74	317.48	318.37	318.48	317.49	315.50	316.93	308.50
COTA DE ESTRUCTURAS	316.84	317.14	317.48	318.37	318.48	317.49	315.50	316.93	308.50



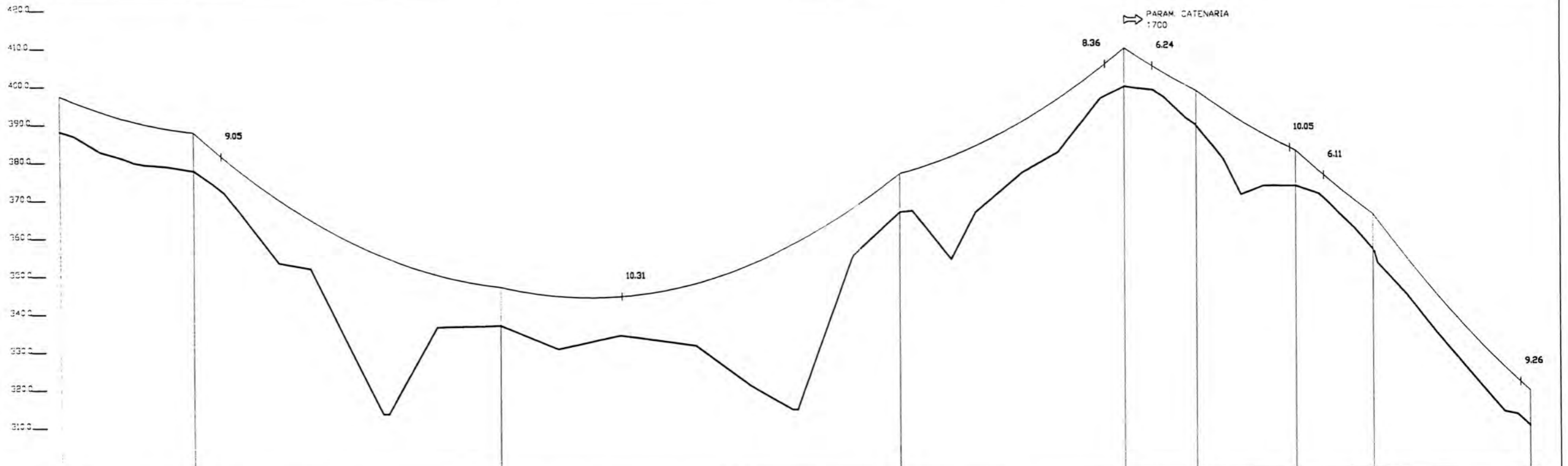
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

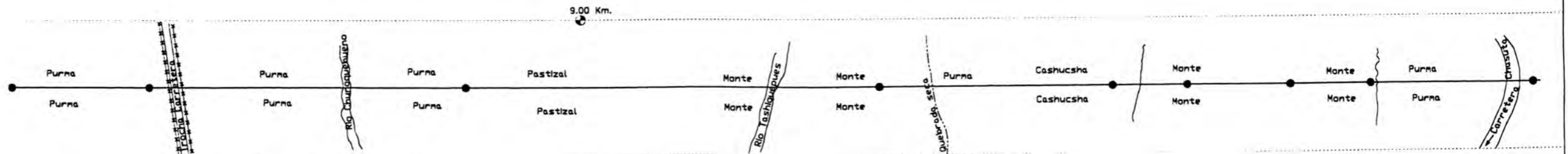
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
DE 114.8 KM. A DE 428.00 KM.
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTROISTA

PROFESOR	ESTUDIANTE	FECHA	ESCALA	FUENTE
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88	H: 1/2000 V: 1/500	8/18 PSE-UP-23

NÚMERO	34	35	36	37	38	39	40	41	42
TIPO	CCI	CHCZ	CHCZ	CHCZ	CHC4	CCI	CCI	CCI	CCI
VAHO REAL		142.09	329.91	428.92	240.65	78.05	106.38	83.42	170.07
PROGRESIVA	8.408.00	8.550.09	8.880.00	9.308.92	9.549.57	9.627.62	9.734.00	9.817.42	9.987.49
VAHO VIENTO	177.44	237.71	382.00	337.03	160.97	93.22	96.34	130.78	224.63
VAHO PCSO	77.98	336.59	49.57	283.63	639.43	98.61	186.83	253.70	-2.30
PUESTAS A TIERRA	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI



ESTACION	C35		C36		C37		C38		C39		C40	C41	C42	C43	C44	C45
DIST. PARCIAL	127.44		32.84		725.93		244.65		30.23	46.16	30.74	131.68	60.67	66.31		
DIST. ACUMULADA	8.408.00	8.550.09	8.880.00	9.308.92	9.549.57	9.627.62	9.734.00	9.817.42	9.987.49							
TIPO DE TERRENO																
COTA DEL TERRENO	388.20	387.63	382.84	381.32	379.99	378.44	378.99	377.83	374.86	371.93	366.75	353.42	351.89	313.34	313.34	336.42
COTA DE ESTRUCTURAS	388.20	387.63	382.84	381.32	379.99	378.44	378.99	377.83	374.86	371.93	366.75	353.42	351.89	313.34	313.34	336.42



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

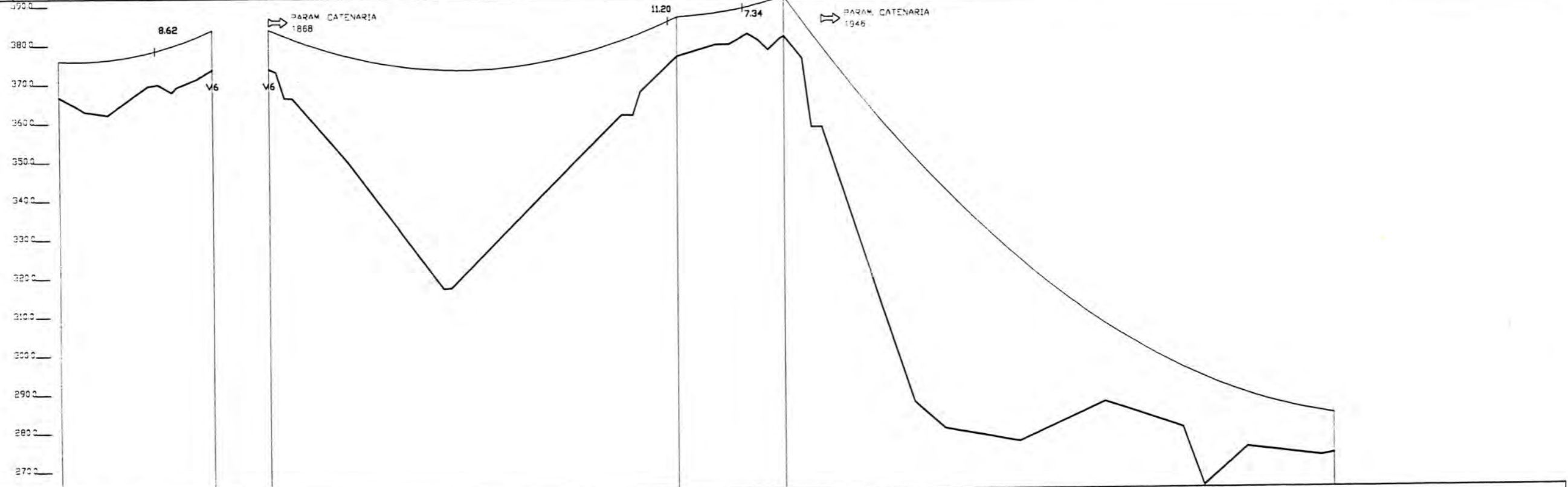
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
DE 408.00 KM A 00 + 007.48 KM
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

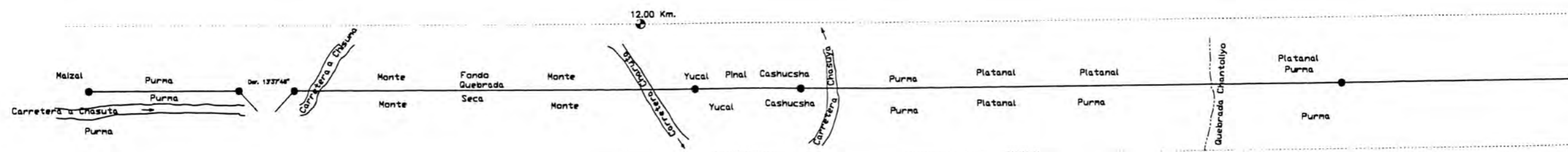
DESIGNADO	REVISADO	PROVA	FECHA	H. 1:2000	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88		V: 1:500	7/18

PSE-LP-24

NUMERO	47	48	48	49	50	51
TIPO	CCI	CHC4	CHC4	CHC4	CTA4	CTA4
VANO REAL	159.92	429.31	577.83	113.97	12.750.00	12.750.00
PROGRESIVA	11,469.56	11,629.49	11,629.49	12,059.00	12,172.97	12,750.00
VANO VIENTO	147.61	295.86	295.86	272.83	251.61	746.75
VANO PESO	159.71	378.80	378.80	191.25	816.72	918
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	E74	E75	V6	V6	E77	E78	E79	E80
DIST. PARCIAL	92.61	67.32	304.42	39.08	19.28	337.75		
DIST. ACUMULADA	11,469.56	11,562.17	11,866.59	12,171.01	12,210.09	12,249.17	12,586.92	12,750.00
TIPO DE TERRENO								
COTA DEL TERRENO	364.73	361.54	363.19	362.21	365.63	370.84	384.24	374.41
COTA DE ESTRUCTURAS	373.75	373.75	373.75	373.75	373.75	373.75	373.75	373.75



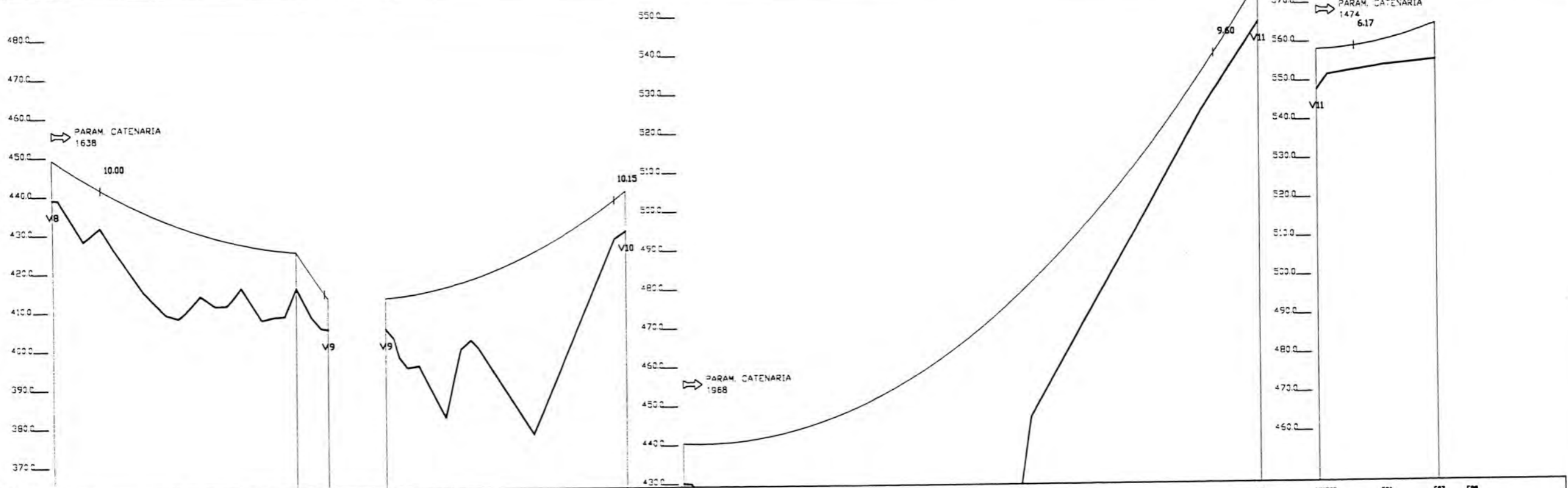
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

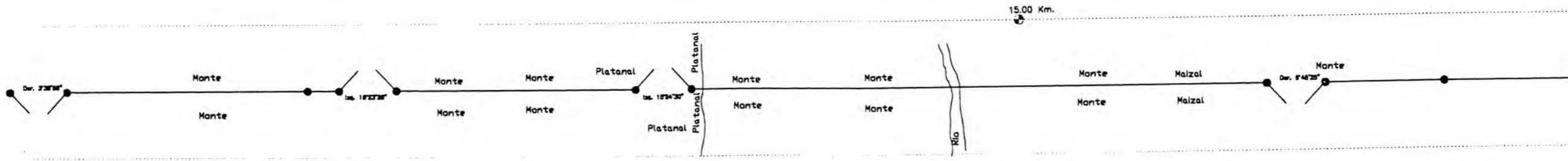
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
11.469.56 KM. A 12.750.00 KM.
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	ELABORADO	REVISADO	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88	H: 1/2000 V: 1/2000	916 PSE-LP-28

NUMERO	53	54	55	56	57	58
TIPO	CTA4	CC1	CC3	CTA4	CTA4	CC1
VANO REAL	253.71	233.51	252.34	607.20	126.30	13.287.32
PROGRESIVA	14,114.26	14,267.97	14,401.48	14,633.62	15,261.02	15,287.32
VANO VIENTO	275.46	145.36	144.79	438.31	374.67	156.74
VANO PESO	351.30	579.55	-633.47	256.78	356.78	389.51
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	V8	C84	C85	C86	C87	C88	C89	V9	V9	C91	C92	V10	V10	V11	V11E99	C96	C97	C98
DIST. PARCIAL	49.14	67.61	35.87	32.46	31.09	38.35	33.51	34.41	34.32	163.61	607.20	126.30	13.287.32	1.26	39.50	35.30	33.00	
DIST. ACUMULADA	14,114.26	14,163.40	14,231.01	14,267.97	14,306.06	14,344.41	14,382.92	14,421.48	14,460.89	14,524.50	14,633.62	14,760.82	14,887.12	15,013.42	15,140.72	15,261.02	15,287.32	15,425.52
TIPO DE TERRENO																		
COTA DEL TERRENO	428.28	431.86	426.33	413.24	409.34	408.10	409.82	414.11	411.35	413.08	416.16	423.78	425.10	430.16	430.16	430.16	430.16	430.16
COTA DE ESTRUCTURAS	428.28	431.86	426.33	413.24	409.34	408.10	409.82	414.11	411.35	413.08	416.16	423.78	425.10	430.16	430.16	430.16	430.16	430.16



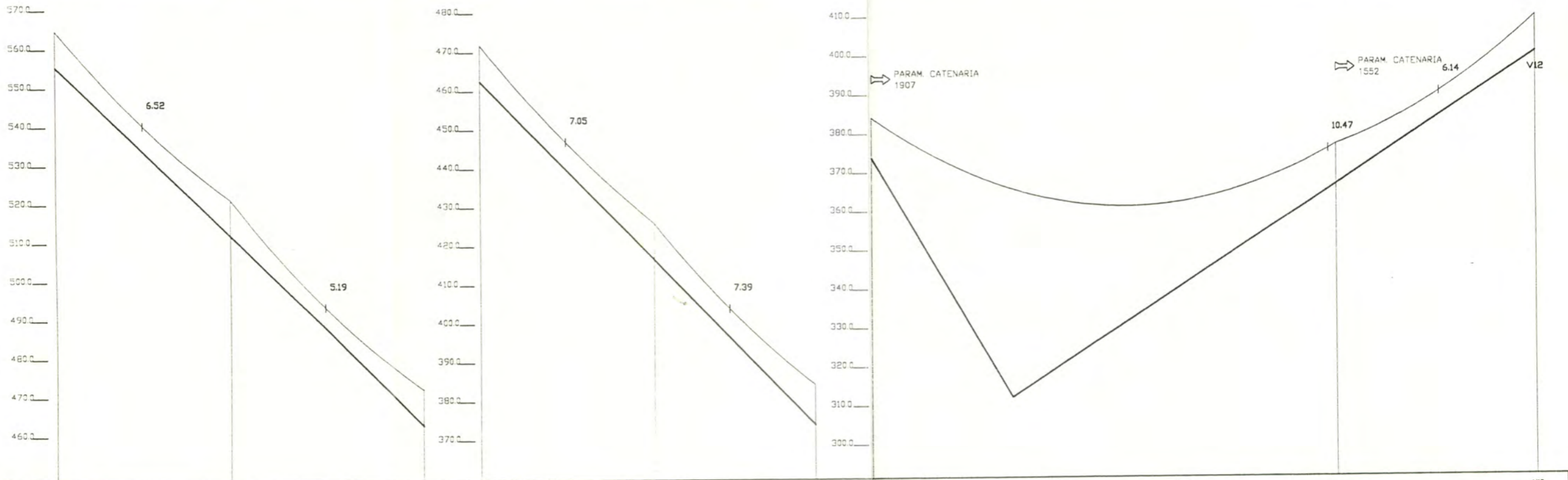
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

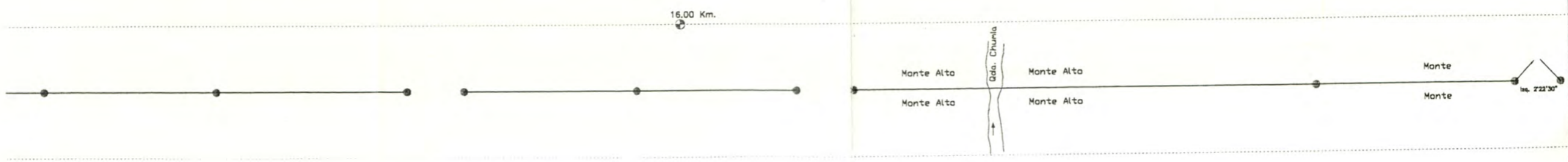
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
14 + 114.26 KM. A 15 + 387.82 KM.
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

Auto	Revis	Fecha	Escala	H. 1/2000	Plano
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88		V: 1/500	11/18 PSELP-28

NUMERO	58	59	60	60	61	62	62	63	64
TIPO	CCI	CCI	CCI	CCI	CCI	CTA4	CTA4	CTA4	CCI
VANO REAL		181.51	201.02		182.61	169.85		488.44	
PROGRESIVA	15.387.52	15.569.04	15.770.06	15.770.06	15.952.67	16.122.52	16.222.52	16.610.96	16.822.52
VANO VIENTO	156.74	196.95	197.75	197.75	181.68	332.73	332.73	292.39	211.61
VANO PESO	591.51	254.99	312.58	312.58	83.29	-113.60	-113.60	87.46	249.07
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	C97	C98	C99	C100	C100	V12
DIST. PARCIAL	35.00	250.00	450.00	705.00		
DIST. ACUMULADA	15.387.52	15.637.52	15.887.52	16.137.52	16.387.52	16.637.52
TIPO DE TERRENO						
COTA DEL TERRENO	500.39	516.88	511.80	487.11	462.36	462.36
COTA DE ESTRUCTURAS						



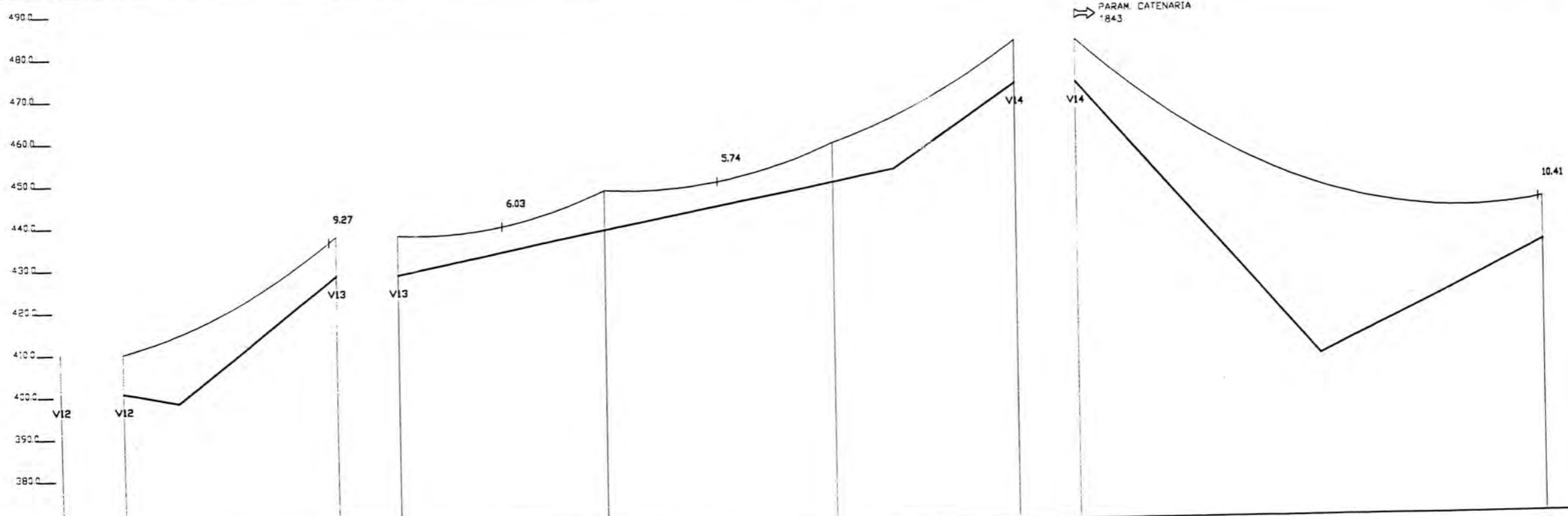
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

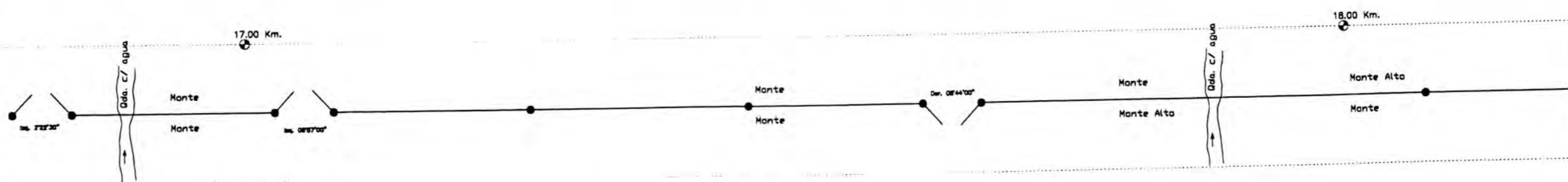
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
15 + 387.52 KM A 15 + 822.52 KM
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-98	H: 1/2000 V: 1/500 12/18 PSE-LP-28

NUMERO	64	64	65	65	66	67	68	68	69
TIPO	CCI	CCI	CCI	CCI	CCI	CCI	DCA	DCA	CHC
YANO REAL			297.00		199.45		177.41		454.00
PROGRESIVA	16.822.52	16.822.52	17.829.52	17.829.52	17.228.97	17.432.11	17.629.52	17.629.52	18.083.52
YANO VIENTO	211.61	211.61	294.39	294.39	211.71	201.31	217.98	217.98	268.19
YANO PESO	249.07	249.07	331.33	331.33	214.67	44.42	700.79	700.79	PTI
PUESTAS A TIERRA	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	PTI	



ESTACION	V12	V12	V13	V13	E103		V14	V14	E105
DIST. PARCIAL			297.00		199.45		450.00		454.00
DIST. ACUMULADA	16.822.52	16.822.52	17.829.52	17.829.52	17.228.97	17.432.11	17.629.52	17.629.52	18.083.52
TIPO DE TERRENO									
COTA DEL TERRENO	400.00	400.00	398.37	428.89	428.89	433.71	436.10	421.82	471.31
COTA DE ESTRUCTURAS									



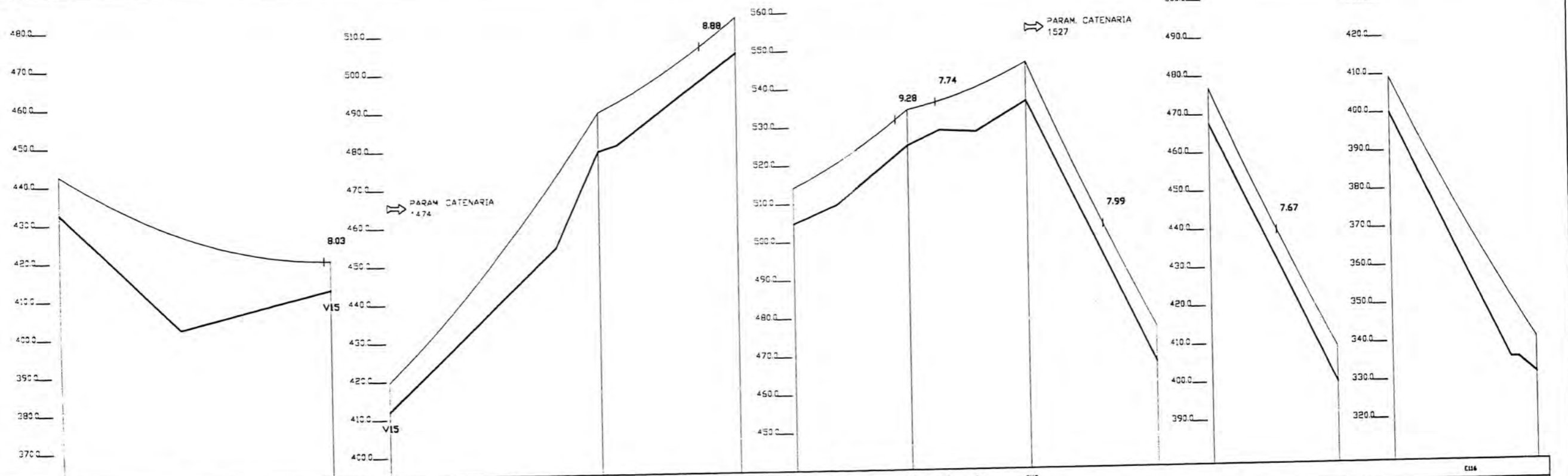
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

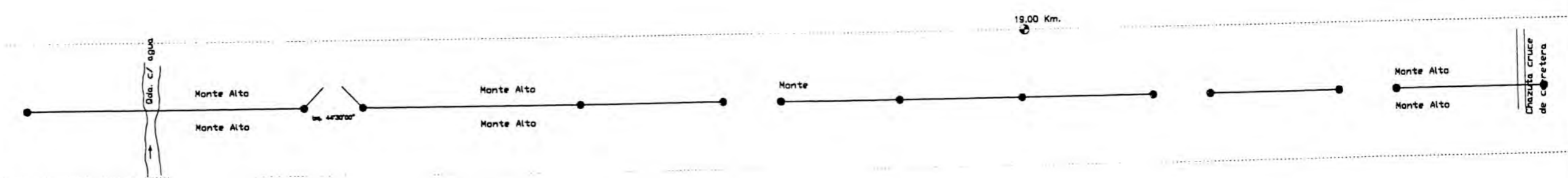
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
18 + 822.52 KM. A 18 + 083.52 KM.
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88	13/18 PSE-UP-30

NUMERO	69	72	73	71	72	72	73	74	75	75	76	76	77
TIPO	CHC2	CC4	CC4	CHC2	CC1	CC1	CC1	CHC4	CC1	CC1	CC1	CC1	CC1
VANO REAL	287.00			225.30	149.00	18.744.82	18.744.82	18.846.82	18.996.82	19.131.70	19.131.70	19.265.31	19.265.31
PROGRESIVA	18.283.52	18.375.52	18.375.52	18.593.82	18.742.82	18.744.82	18.744.82	18.846.82	18.996.82	19.131.70	19.131.70	19.265.31	19.265.31
VANO VIENTO	372.59	262.14	262.14	193.35	137.96	137.96	137.96	126.73	140.54	142.18	142.18	159.10	159.10
VANO PESO	368.19	-428.44	-428.44	448.83	140.25	140.25	140.25	270.87	1.064.62	142.18	142.18	63.94	63.94
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	E105	V15	V15	E107	E108	E109	E110	E111	E112	E113	E114	E115	E116
DIST. PARCIAL		287.00		179.10	46.20	179.20	40.00	46.20	77.20	34.00	39.50	54.50	750.00
DIST. ACUMULADA	18.283.52	18.570.52	18.375.52	18.554.62	18.593.82	18.742.82	18.744.82	18.791.02	18.868.22	18.968.72	19.007.22	19.061.72	19.811.72
TIPO DE TERRENO													
COTA DEL TERRENO	432.43	402.24	412.13	454.31	479.54	481.13	497.48	504.92	504.92	509.80	503.87	508.93	508.42
COTA DE ESTRUCTURAS			412.13	412.13	454.31	479.54	481.13	497.48	504.92	504.92	509.80	503.87	508.93

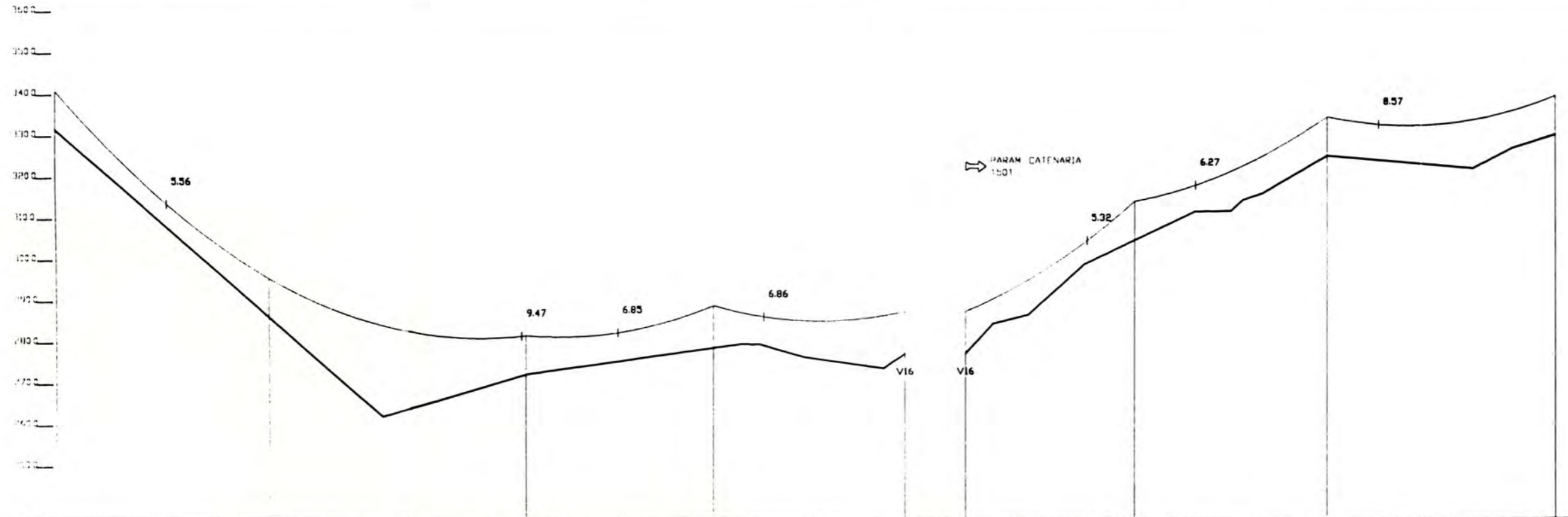


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

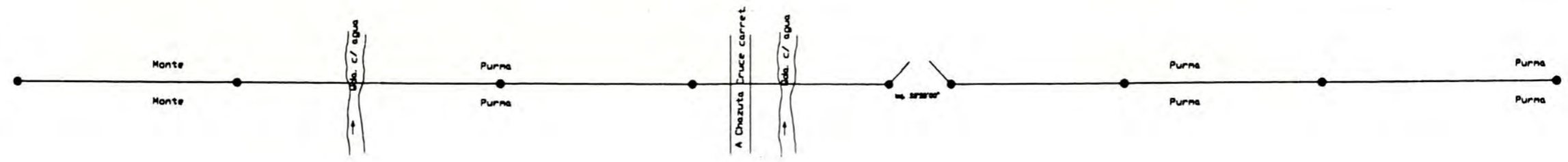
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
 LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
 18 + 083.52 KM A 10 + 410.18 KM
 PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	REVISADO	PROBA	ESCALA	H: 1/2000	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-08		V: 1/800	P8E-LP-31

NÚMERO	77	78	79	80	81	81	82	83	84
TIPO	CCI	CCI	CCI	OCE	CHC4	CHC4	CCI	CCI	CCI
VANO REAL									
PROGRESIVA	19.41918	19.62673	19.88473	20.26948	20.75828	20.85808	20.42583	20.61638	20.84338
VANO VIENTO	182.44	235.56	219.82	186.84	179.31	179.31	180.88	258.47	196.94
VANO PICO	-160.85	-7.25	78.40	259.16	-71.14	-71.14	259.19	334.86	201.54
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION																				
DIST. PARCIAL	34.80			71.60			167.20			27.00	25.00	25.00	129.00	18.00	19.00	63.00	144.00	41.00	44.00	
DIST. ACUMULADA	34.80	71.60	113.20	184.80	256.40	323.60	490.80	517.80	542.80	567.80	592.80	721.80	739.80	758.80	811.80	874.80	1018.80	1059.80	1103.80	1147.80
TIPO DE TERRENO																				
COTA DEL TERRENO	2842	2853	2824	2720	2720	2720	2720	2720	2720	2770	2770	2770	2840	2810	2810	2810	2810	2820	2820	2820
COTA DE ESTRUCTURAS							20.00 Km.													



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

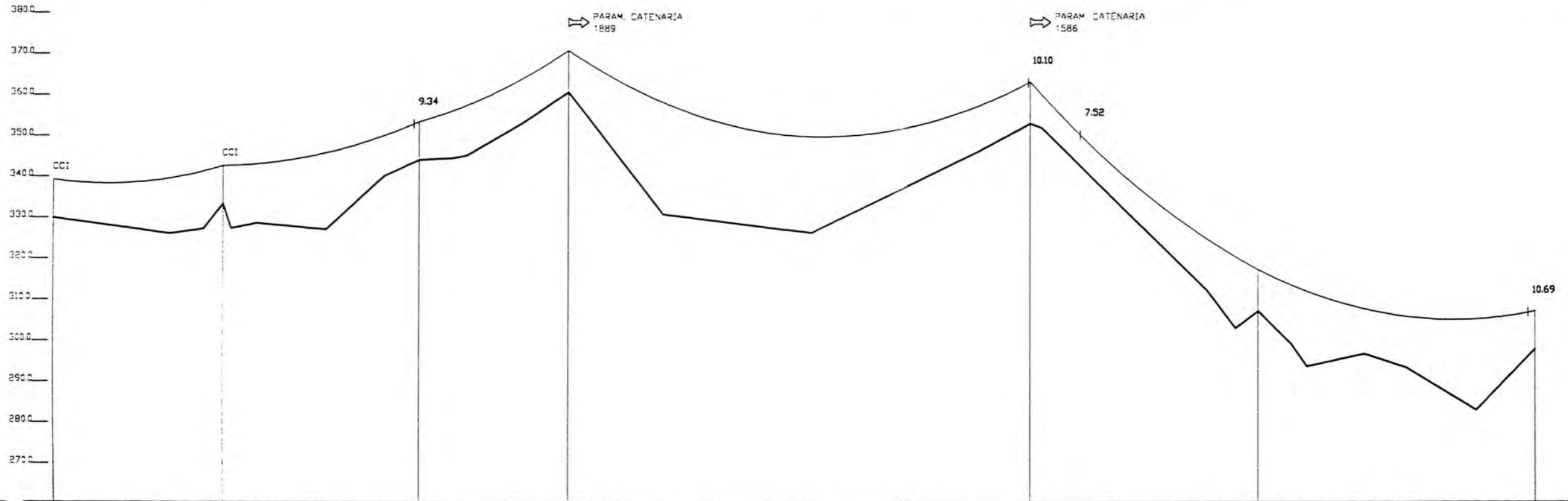
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
10 - 40 KV A 20 - 400 MVA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

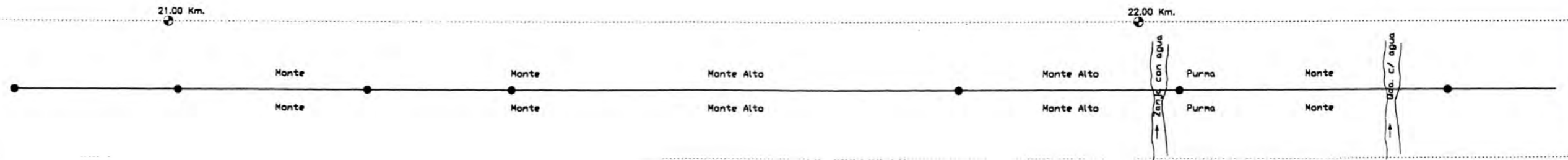
PROFESOR	PROFESOR	PROFESOR	PROFESOR	PROFESOR
AJV	LJD	ENGRD-89	ENGRD-89	ENGRD-89

FECHA: 10/10/2000
V. 1.000
PLANO: 1016
PSE-47-20

NUMERO	84	85	86	87	88	89	90
TIPO	CCI	CCI	CCI	CHC4	CHC4	CHC2	CCI
VANO REAL		166.50	193.20	148.30	461.80	227.00	277.00
PROGRESIVA	20,843.32	21,009.82	21,203.02	21,353.32	21,815.12	22,042.12	22,319.12
VANO VIENTO	196.94	181.12	172.48	306.41	347.63	254.65	203.80
VANO PESO	201.54	189.22	36.34	352.22	641.50	-812	110.63
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	E129	E130	E131	E132	E133	E134	E135	E136	E137	E138	E139	E140	E141	E142	E143	E144	E145	E146	E147	E148	E149						
DIST. PARCIAL		113.20	53.50	34.20	69.00	36.00	34.30	33.50	70.00	44.80	95.00	315.00	31.80	1.50	164.00	31.50	33.00	71.50	41.50	71.00	62.00						
DIST. ACUMULADA	20,843.3	20,956.5	21,010.0	21,044.2	21,113.2	21,147.5	21,181.0	21,214.5	21,284.5	21,329.3	21,424.3	21,739.3	21,771.1	21,772.6	21,936.6	22,018.1	22,051.1	22,122.6	22,164.1	22,235.1	22,306.1	22,368.1					
TIPO DE TERRENO																											
COTA DEL TERRENO	330.32	326.38	327.37	325.14	327.70	328.97	327.46	340.32	344.34	344.73	345.13	353.42	346.72	331.02	346.41	346.32	353.08	352.83	312.33	303.18	307.31	299.35	293.84	297.00	297.70	283.21	296.87
COTA DE ESTRUCTURAS																											



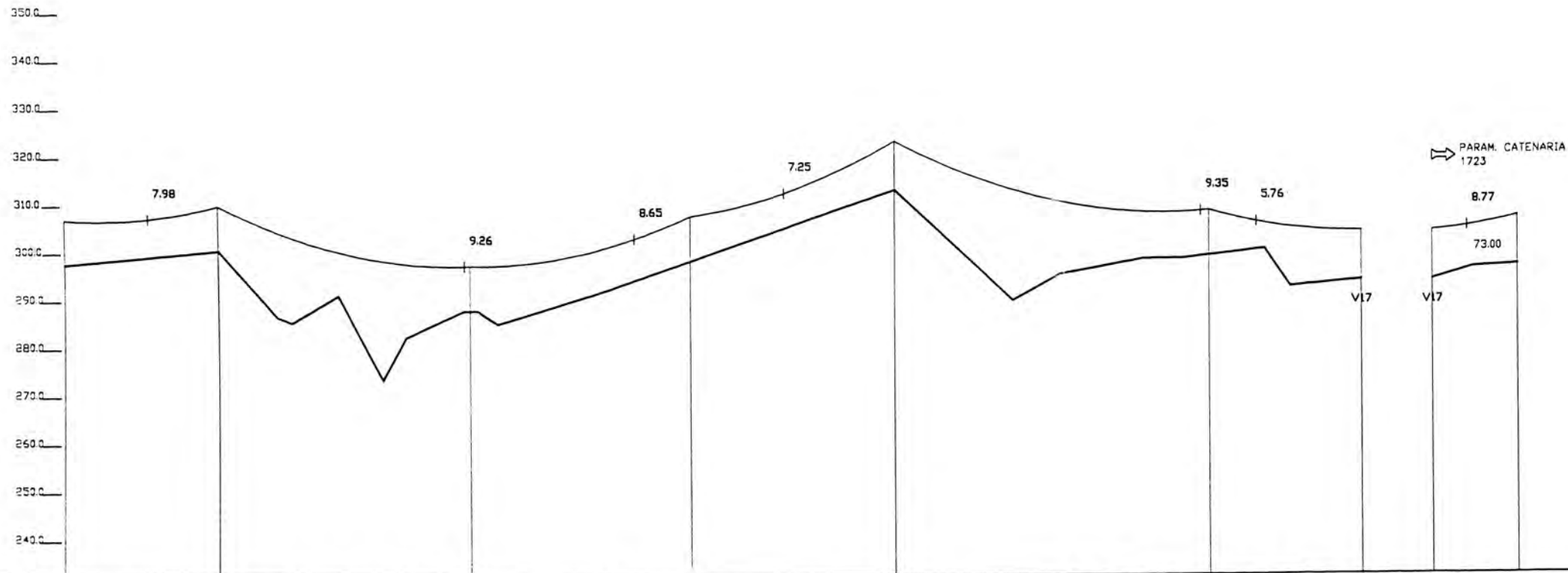
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

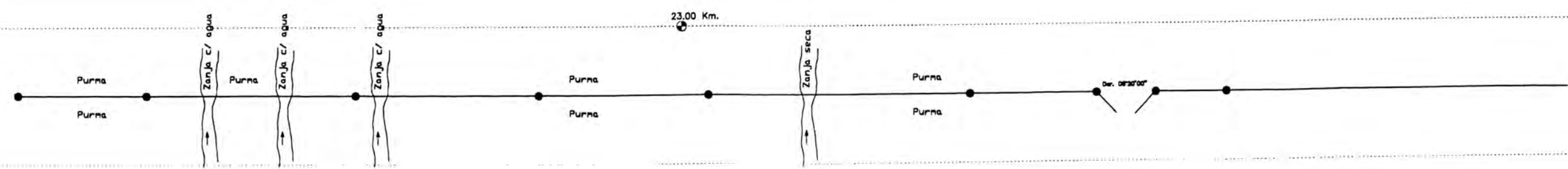
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
20 + 843.30 KM. A. 22 + 319.10 KM.
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	REVISADO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.G.	ENERO-88	H: 1/2000 V: 1/200	18/18 P88-4P-33

NUMERO	90	91	92	93	94	95	96	96	97
TIPO	CCI	CCI	CCI	CCI	CHC2	CCI	CHC4	CHC4	CHC2
VANO REAL	130.00	214.73	187.37	175.38	26.715	128.95	23,422.72	23,422.72	23,495.72
PROGRESIVA	22,319.12	22,449.12	22,643.87	22,831.24	23,026.62	23,223.77	23,422.72	23,422.72	23,495.72
VANO VIENTO	203.80	172.68	201.52	181.96	222.02	198.46	121.06	101.06	228.28
VANO PESO	116.63	303.10	20.77	126.23	458.69	170.48	-28.73	-28.73	283.40
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1

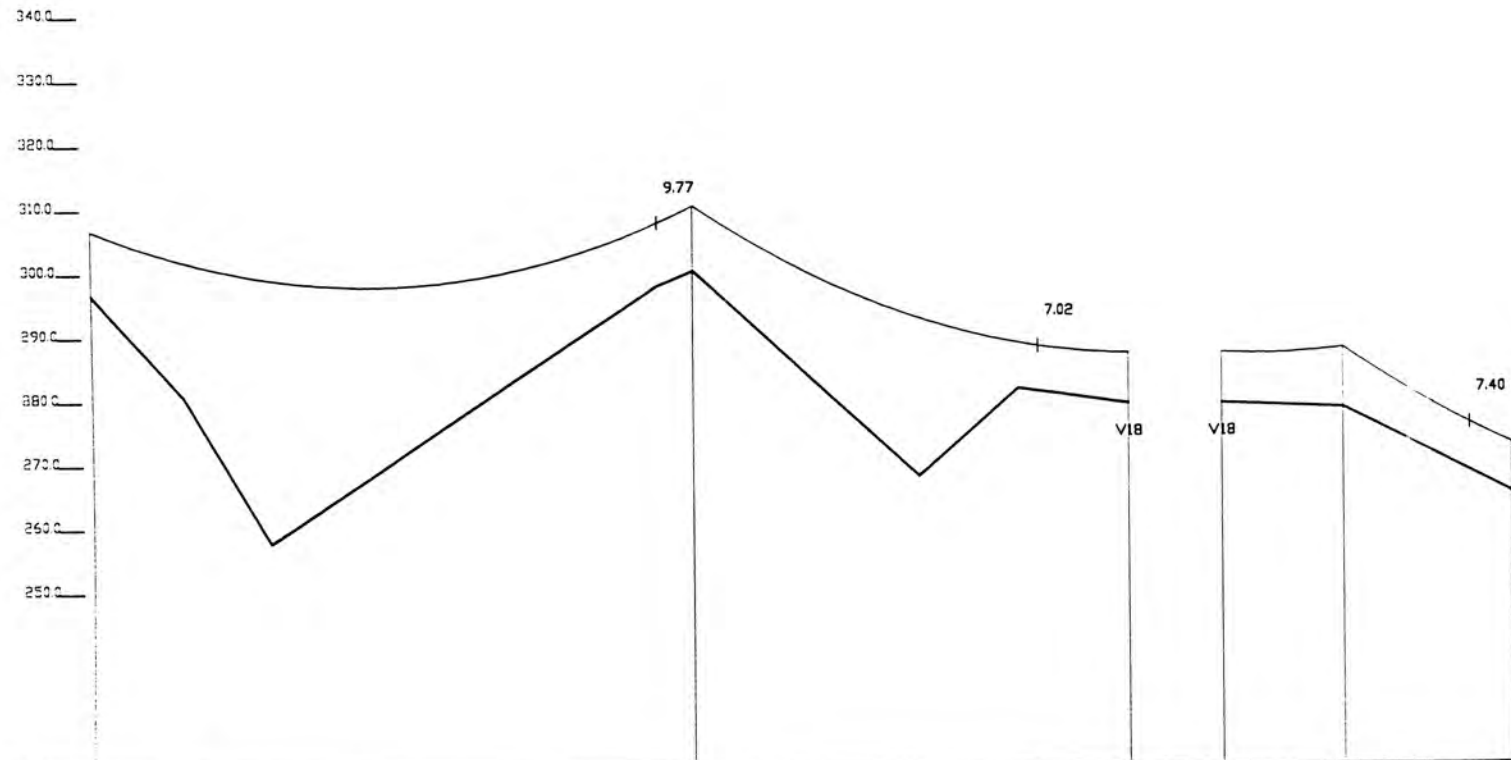


ESTACION	E149	E150	E151	E152	E153	E154	E155	E156	E157	E158	E159	E160	E161	E162	E163	E164	V17	V17	E166	E167	
DIST. PARCIAL	130.00	30.00	32.50	38.00	48.00	1.50	112.00	245.00	140.00	20.40	30.20	34.50	43.00	26.00	22.00	60.00	34.50	38.50			
DIST. ACUMULADA	22,319.12	22,449.12	22,481.62	22,519.62	22,567.62	22,569.12	22,681.12	22,926.12	23,066.12	23,106.52	23,126.72	23,161.22	23,204.22	23,230.22	23,252.22	23,312.22	23,346.72	23,385.22	23,423.72	23,462.22	
TIPO DE TERRENO																					
COTA DEL TERRENO	296.87	300.98	297.83	295.77	291.17	273.80	282.74	288.15	293.39	292.40	296.29	299.91	295.04	294.05	296.51	296.64	299.26	299.83	300.59	296.67	294.83
COTA DE ESTRUCTURAS																					

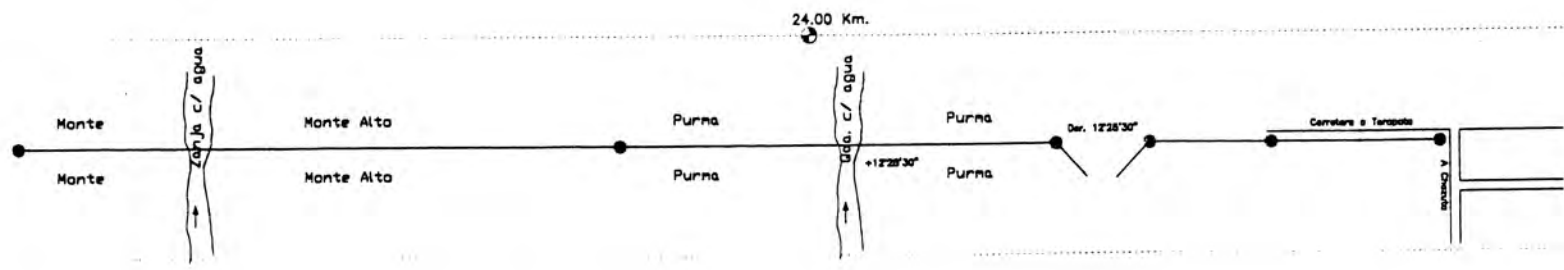


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO				
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I				
22 - 319 10 KM. A. 23 - 406 70 KM.				
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA				
MADE	PROY.	REVIS.	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88	H: 1/2000 V: 1/500	1718 PBE-LP-34

NUMERO	97	98	99	99	100	101
TIPO	CHC2	CHC2	CC3	CC3	CC1	CC4
VAHO REAL	382.70	278.50	77.00	107.00	24,340.92	24,340.92
PROGRESIVA	23,493.72	23,878.42	24,156.92	24,156.92	24,233.92	24,340.92
VAHO VIENTO	228.28	331.64	178.39	178.39	92.54	54.04
VAHO PESO	283.46	491.92	20.60	20.60	347.91	-188.36
PUESTAS A TIERRA	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1	PT1



ESTACION	E147	E148	C169	E170	C171	V18	V18	E172
DIST. PARCIAL	37.00	322.00	23.25	207.00	71.00	184.00		
DIST. ACUMULADA	23,493.72	23,878.42	24,002.42	24,002.42	24,156.92	24,156.92	24,233.92	24,340.92
TIPO DE TERRENO								
COTA DEL TERRENO	277.42	286.97	296.14	300.14	268.88	281.76	279.28	278.46
COTA DE ESTRUCTURAS								265.11



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

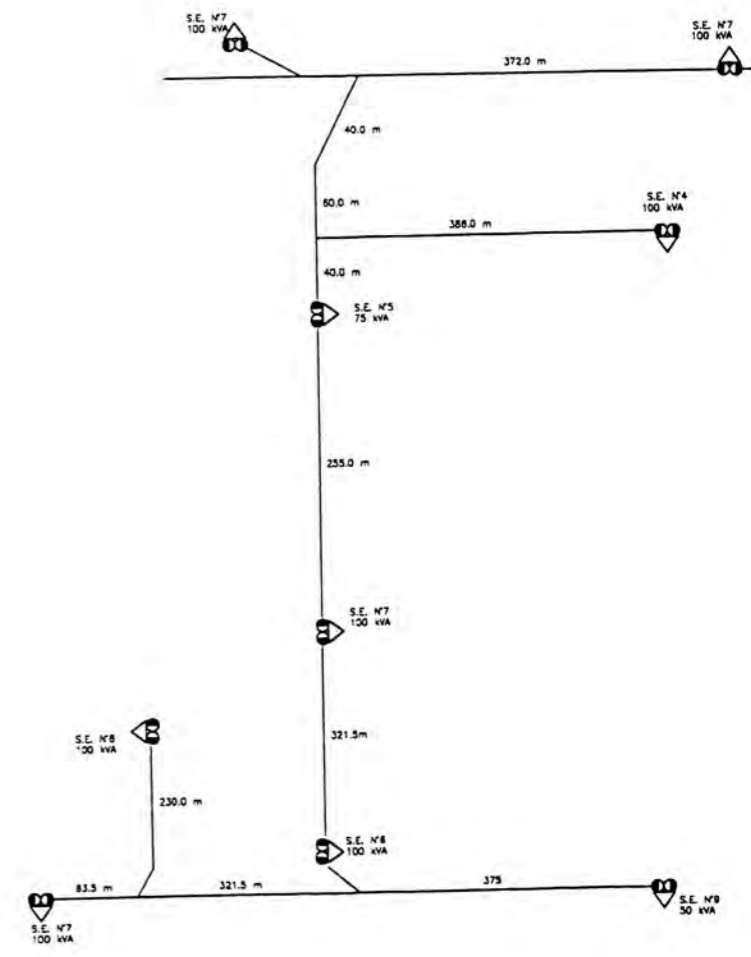
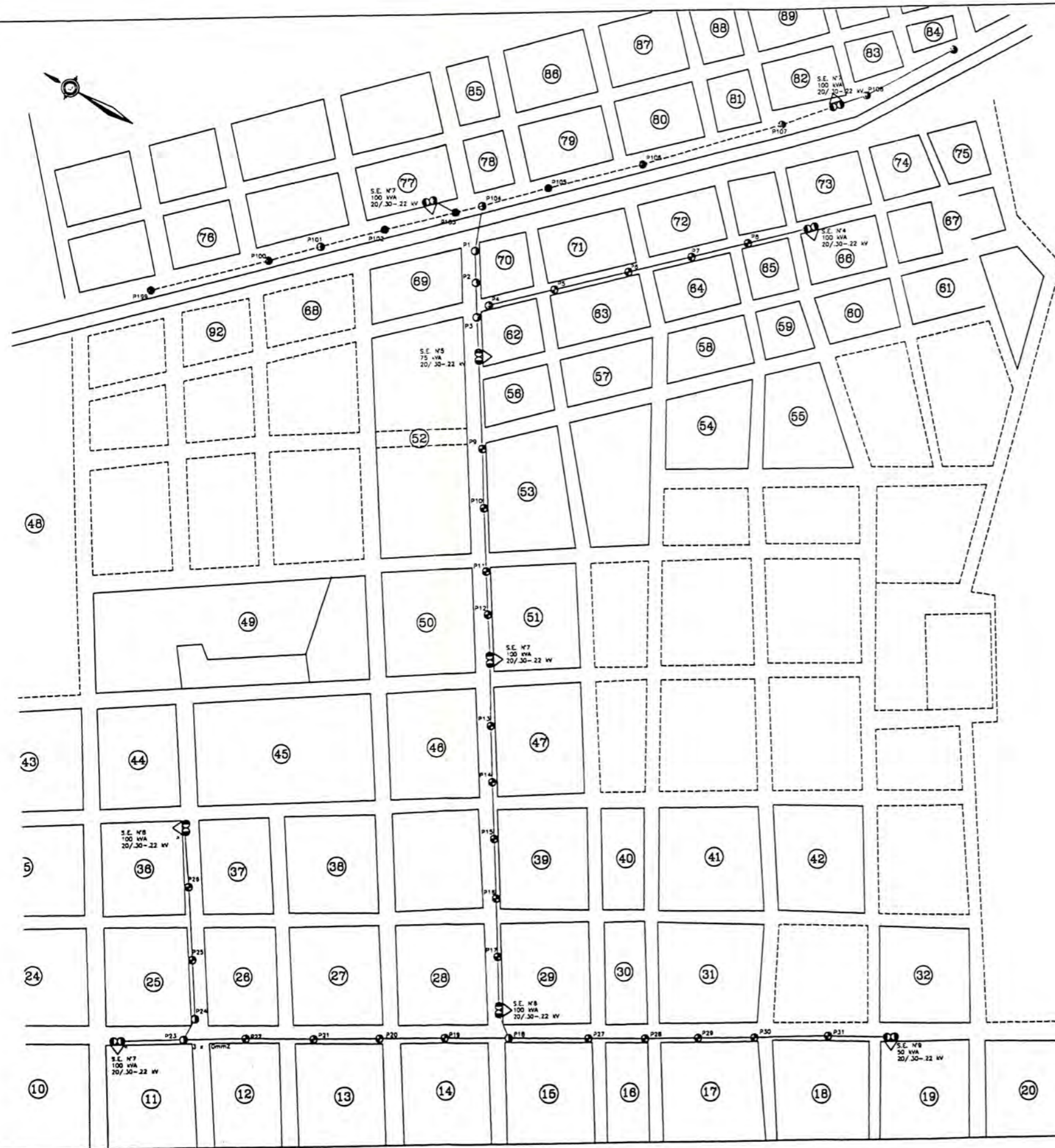
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
LINEA PRIMARIA CIRCUITO I
23 + 495.70 KM A 24 + 340.90 KM
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	REVISADO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-08	H: 1/2000 V: 1/500	18/18 PSE-LP-26

RELACION PLANOS DE LA RED PRIMARIA DEL PSE TARAPOTO I ETAPA

Item	Localidad	N° de Plano de la Localidad	N° de Plano en el PSE
I CIRCUITO I			
1	Juan Gerra	RP-JG-01	PSE-RP-01
2	Utcurarca	RP-UT-01	PSE-RP-02
3	Sauce	RP-SA-01	PSE-PR-03
4	Dos de Mayo	RP-DM-01	PSE-RP-04
5	Dos de Mayo	RP-DM-01	PSE-RP-04
6	Shapaja	RP-SH-01	PSE-RP-05
7	Pilluana	RP-PI-01	PSE-RP-06
8	Mishquiyacu	RP-MI-01	PSE-RP-07
9	Tres Unidos	RP-TU-01	PSE-RP-08
II CIRCUITO II			
1	Maceda	RP-MA-01	PSE-RP-09
2	Santa Ana	RP-SA-01	PSE-RP-10
3	Las Flores	RP-LF-01	PSE-RP-11
4	San Antonio del Río Mayo	RP-SA-01	PSE-RP-12
5	Churuyacu	RP-CH-01	PSE-RP-13
6	Solo	RP-SM-01	PSE-RP-14
7	San Miguel del Río Mayo	RP-SM-01	PSE-RP-15
8	Puente Bolivia	RP-PB-01	PSE-RP-16
9	Tabalosos	RP-TA-01	PSE-RP-17
10	Tabalosos	RP-TA-02	PSE-RP-17
11	Cufumbuque	RP-CU-01	PSE-RP-18
12	Cufumbuque	RP-CU-02	PSE-RP-18
13	Pampa Hermosa	RP-PH-01	PSE-RP-19
14	Zapatero	RP-ZA-01	PSE-RP-20
15	Pinto Recodo		
16	Shanao		
III CIRCUITO III			
1	Lamas	RP-LA-01	PSE-RP-21
2	Lamas	RP-LA-02	PSE-RP-22
3	Lamas	RP-LA-03	PSE-RP-23
4	Pamashto	RP-PA-01	PSE-RP-24
5	San Roque de Cumbaza	RP-SR-01	PSE-RP-25

DISTRIBUCION PRIMARIA

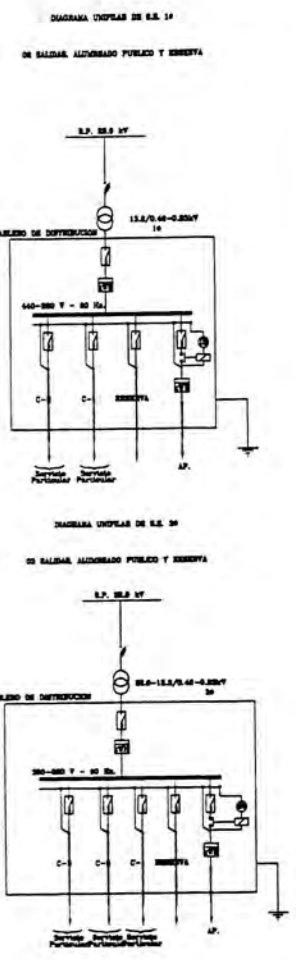


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR
	PUNTO DE MEDIDA DE C.A.C. 15/30
	PUNTO DE MEDIDA DE C.A.C. 15/30
	PUNTO LINEA PRIMARIA DE C.A.C. 15/30
	INDICADOR DE DISTRIBUCION
	PUNTO A TIERRA
	LINEA DE BARRA TENDIDA EXISTENTE DE 15/30
	CONDUCTOR TIPO 15/30

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA					
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA					
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO					
SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA					
LOCALIDAD AJAN GUERRA					
PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA					
DESIGNADO	ASISTENTE	FECHA	ESCALA	PLANO	REP. TA-01
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88	1/2000	PSE-AP-01	



LEYENDA	
SEÑAL	DESCRIPCION
	SUBESTACION SOBREPORTE
	SUBESTACION BAJOPORTE
	POSTE SOB PARRILLA DE C.A.C. 15/400
	POSTE SOB PARRILLA DE C.A.C. 15/500
	POSTE SOB PARRILLA DE C.A.C. 15/700
	POSTE SOB PARRILLA DE C.A.C. 15/1000
	LINEA SOB PARRILLA DE C.A.C.
	LINEA BAJOPARRILLA
	PUNTO A TIERRA
	ARMARIO DE ALMACENAMIENTO
	ARMARIO DE CABLES DE DISTRIBUCION
	ARMARIO DE ARMALES DE ALMACENAMIENTO
	ARMARIO DE LA LINEA PRIMARIA 15-15.15.15
	LINEA PRIMARIA
	LINEA PRIMARIA



LEYENDA	
	DISTRIBUCTOR BILIBUS BIFILAR
	CONTACTOR MONOPOLAR
	DISTRIBUCTOR TRIFILARBIFILAR
	SECCION DE BARRERA ACTIVA (SECC. 15.15.15)
	TRANSFORMADOR BILIBUS BIFILAR
	SECCIONADO PUBLICO 200V CUT-OUT BILIBUS (15KV 200V)
	PUNTO A TIERRA
ITEM	SEÑAL DESCRIPCION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA
LOCALIDAD BAJOCE
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	FECHA	SECCION	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-88	1/2000	RP-TA-01 PBE-RP-03

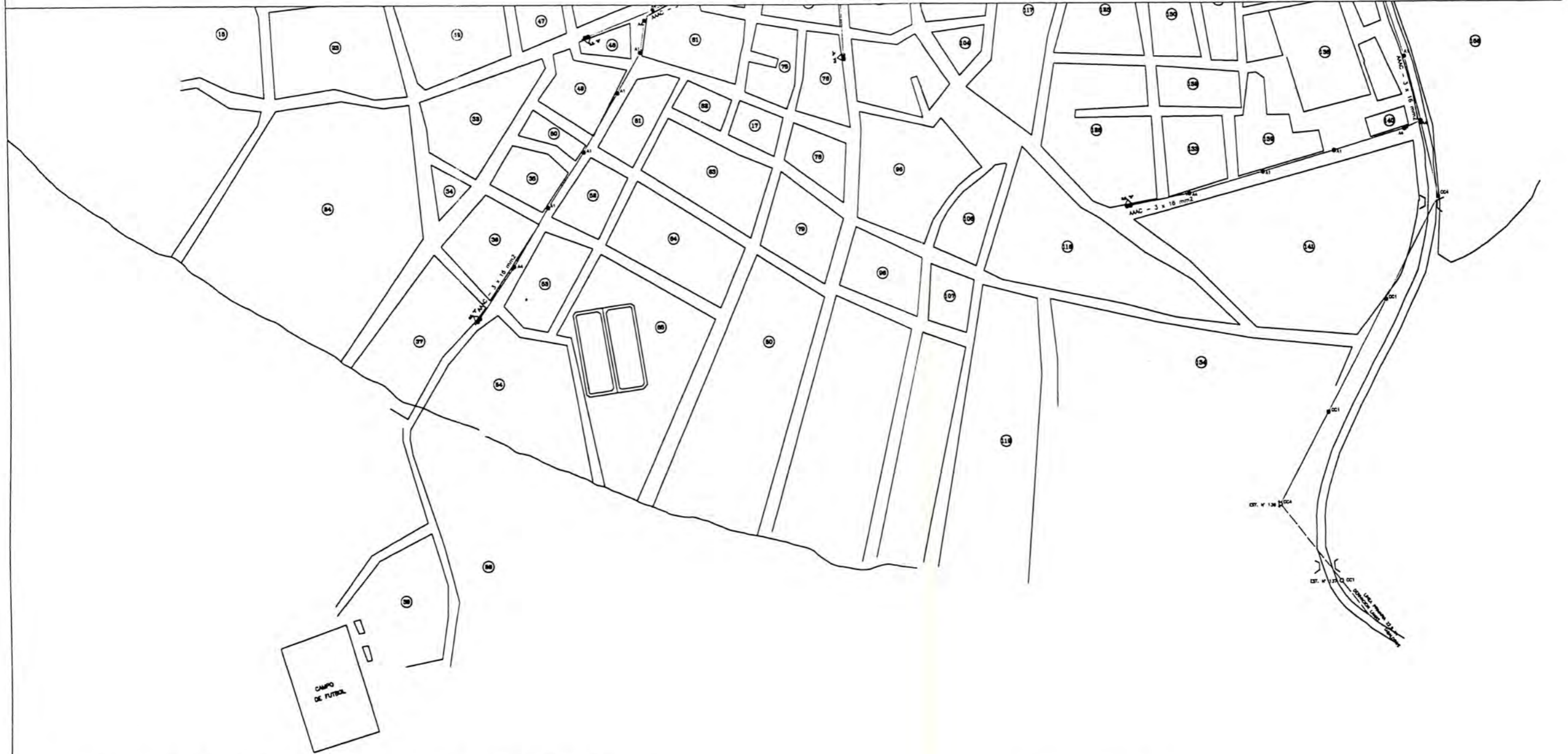


DIAGRAMA UNIFILAR DE SE 3Ø
03 SALIDAS , ALUMBRADO PUBLICO Y RESERVA

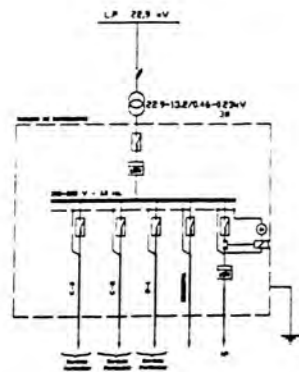
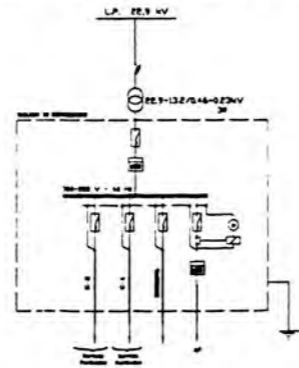


DIAGRAMA UNIFILAR DE SE 3Ø
02 SALIDAS , ALUMBRADO PUBLICO Y RESERVA



ITEM	SIMB.	DESCRIPCION
7	⊙	INTERRUPTOR HORARIO 220V.60HZ.
8	⊞	CONTACTOR MONOFASICO.
6	⊞	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
4	⊞	SECCION DE ENERGIA ACTIVA 220V. 15A.1Ø
3	⊞	TRANSFORMADOR SEGUN REQUERIMIENTO
8	⊞	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT-OUT 22.9KV (150KV ISL)
1	⊞	PUESTA A TIERRA

SIMBOL	DESCRIPCION
⊞	ESTACION REPORT
⊞	POSTO 220 FUSIBLE DE C.A.C. 15/100
⊞	POSTO 220 FUSIBLE DE C.A.C. 15/100
⊞	POSTO 220 FUSIBLE DE C.A.C. 15/100
⊞	POSTO DE LINEA FUSIBLE DE C.A.C.
+	SEÑAL INCLINADA
⊞	PUESTA A TIERRA
AJ	ARMARIO DE ALUMBRADO
AJ	ARMARIO DE FIB DE LUNA
AM	ARMARIO DE CABLES DE BONDICION
AM	ARMARIO DE APAREJOS DE ALUMBRADO
CC	ARMARIO DE LA LINEA FUSIBLE 22.9KV.1Ø.15A.1Ø
⊞	220 FUSIBLE
---	LINEA FUSIBLE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA
LOCALIDAD TABALOROS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	REVISADO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-98	1/2000	RP-TA-02 PSE-RP-17

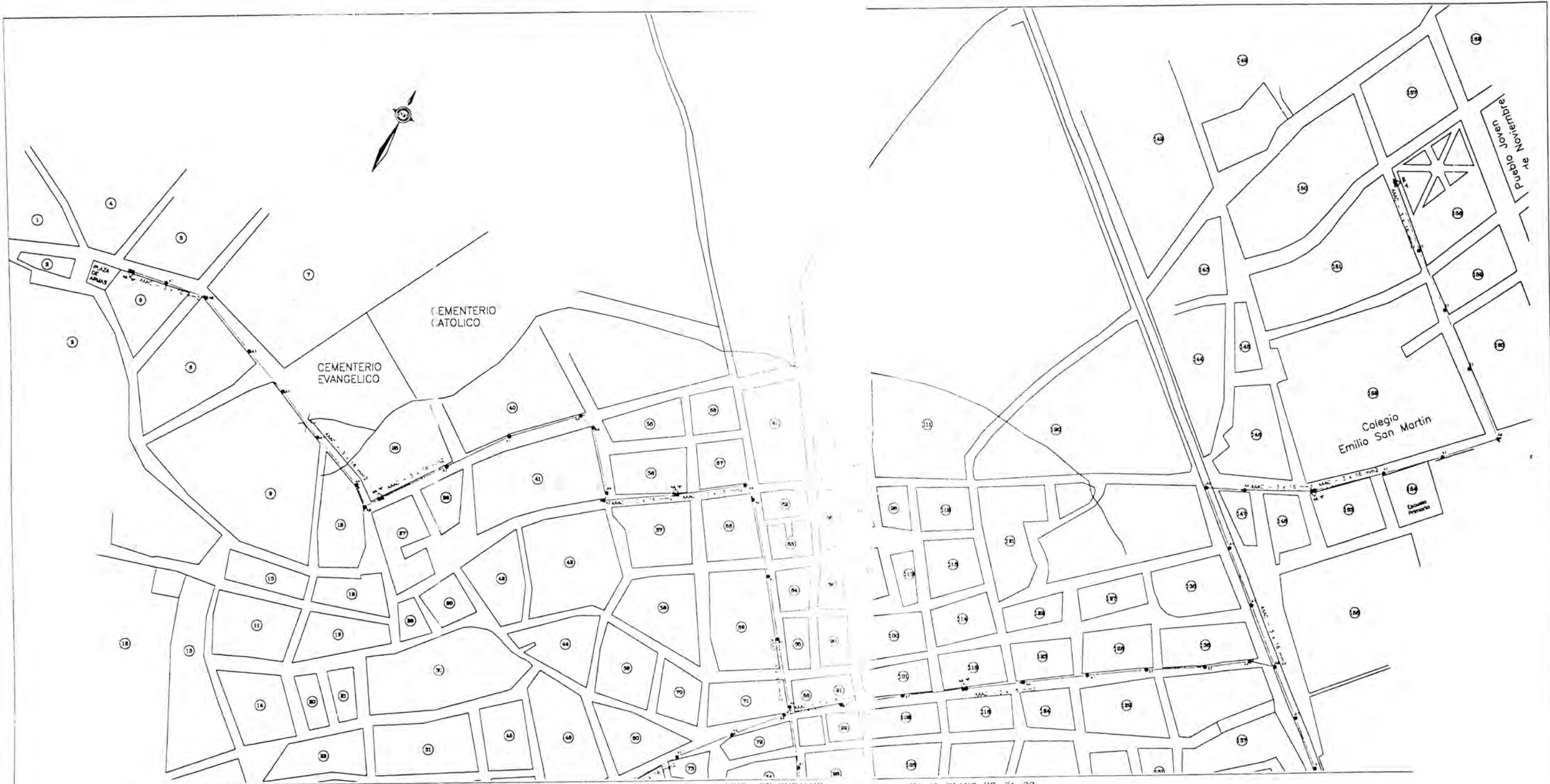
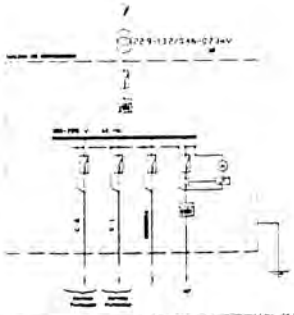
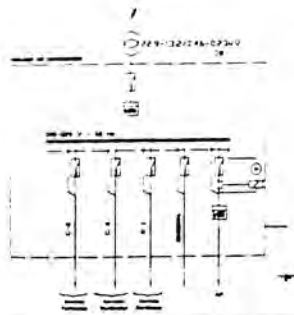


DIAGRAMA UNIFILAR DE SE 30
03 SALIDAS, ALUMBRADO PUBLICO Y RESERVA

DIAGRAMA UNIFILAR DE SE 32
02 SALIDAS, ALUMBRADO PUBLICO Y RESERVA

LINEA DE EMPALME

VA AL PLANO RP-TA-02



ITEM	SYMB	DESCRIPCION
1	(Symbol)	INTERRUPTOR HIDRANTE 220V 50HZ
2	(Symbol)	CONTACTOR MONOFASICO
3	(Symbol)	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
4	(Symbol)	MEDIDOR DE ENERGIA ACTIVA 220V 10A/10
5	(Symbol)	TRANSFORMADOR SEGUN REQUERIMIENTO
6	(Symbol)	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT 602 22.8KV (100KV 62)
7	(Symbol)	PUERTA A TIERRA

SYMBOL	DESCRIPCION
(Symbol)	ALUMBRADO REPORTE
(Symbol)	PUNTE RED PRIMARIA DE C.A.C. 10/00
(Symbol)	PUNTE RED PRIMARIA DE C.A.C. 10/00
(Symbol)	PUNTE RED PRIMARIA DE C.A.C. 10/00
(Symbol)	PUNTE DE LINEA PRIMARIA DE C.A.C.
(Symbol)	SISTEMA INCLUIDO
(Symbol)	PUERTA A TIERRA
(Symbol)	ARMARIO DE ALIMENTACION
(Symbol)	ARMARIO DE PV DE LINEA
(Symbol)	ARMARIO DE CAMBIO DE DIRECCION
(Symbol)	ARMARIO DE ANCLAJE DE ALIMENTACION
(Symbol)	ARMARIO DE LA LINEA PRIMARIA 4-14/10/10
(Symbol)	RED PRIMARIA
(Symbol)	LINEA PRIMARIA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA
LOCALIDAD TAMBORON
PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESARROLLO	FECHA	ESCALA	PLANO
A.J.V.	L.J.O.	ENERO-90	1/2000

B.R.TA-01
PSE-RA-17

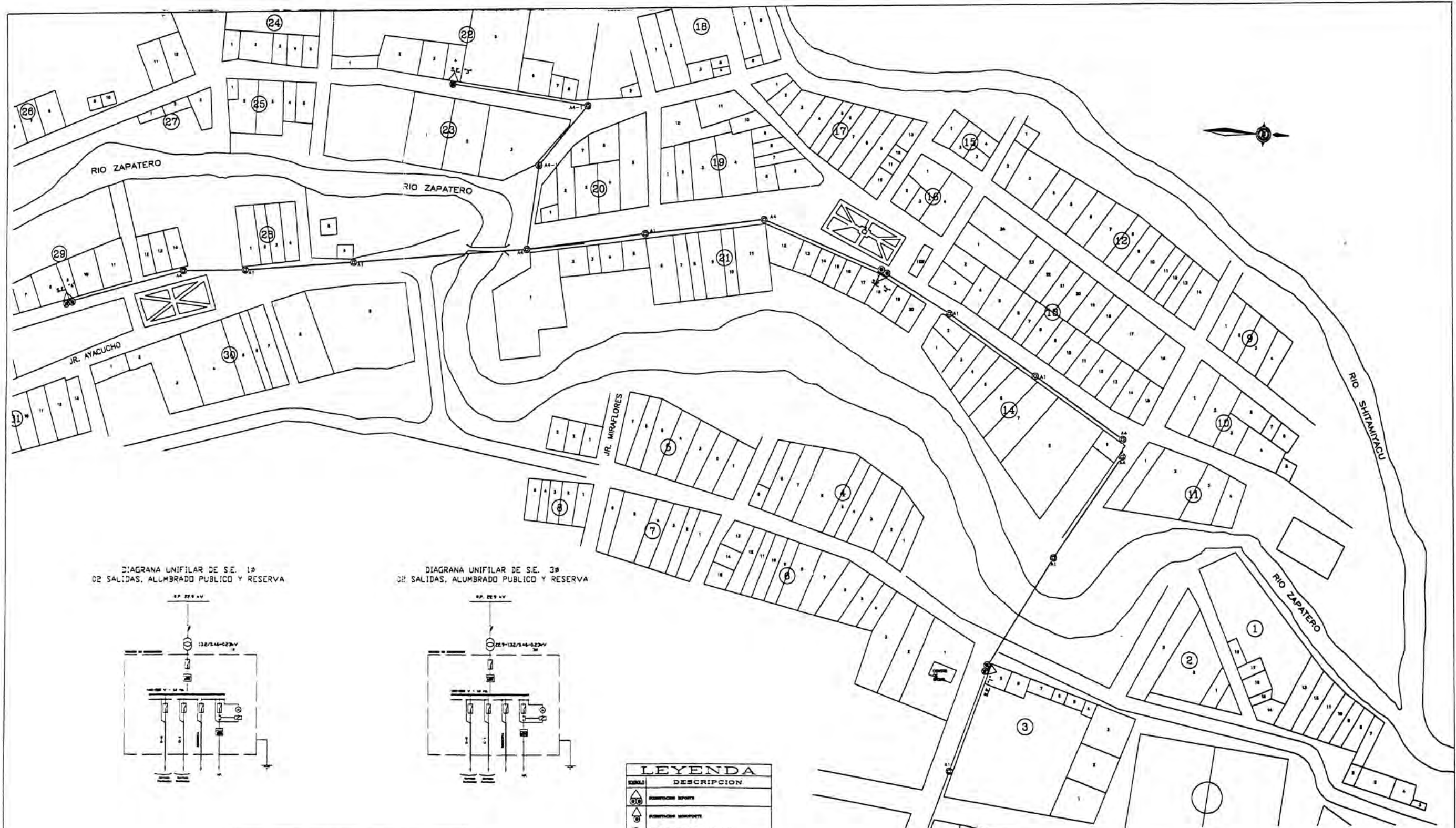


DIAGRAMA UNIFILAR DE S.E. 13
02 SALIDAS, ALUMBRADO PUBLICO Y RESERVA

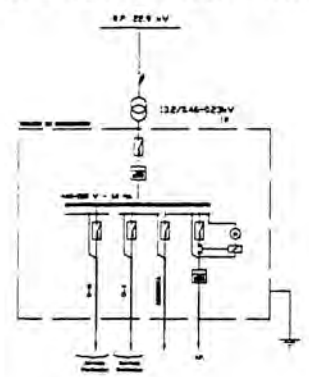
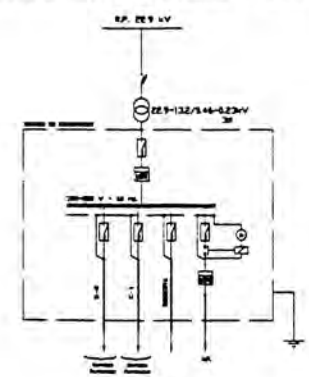


DIAGRAMA UNIFILAR DE S.E. 39
02 SALIDAS, ALUMBRADO PUBLICO Y RESERVA



ITEM	SYMB.	DESCRIPCION
1	(Symbol)	INTERRUPTOR HOMADO 600V 60HZ.
2	(Symbol)	CONTACTOR MORFOLOGICO.
3	(Symbol)	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
4	(Symbol)	MEDIDOR DE ENERGIA ACTIVA 800V 10A/5
5	(Symbol)	TRANSFORMADOR 8000V 8000/0230V
6	(Symbol)	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT-OUT 800V 10A/5
7	(Symbol)	PUNTA A TIERRA

SYMB.	DESCRIPCION
(Symbol)	PUNTA DE TIERRA
(Symbol)	PUNTA DE TIERRA
(Symbol)	PUNTA DE TIERRA DE C.A.C. 18/400
(Symbol)	PUNTA DE TIERRA DE C.A.C. 18/200
(Symbol)	PUNTA DE TIERRA DE C.A.C. 18/200
(Symbol)	PUNTA DE TIERRA DE C.A.C.
(Symbol)	SEÑAL DE BOMBEO
(Symbol)	SEÑAL DE ALARMAMIENTO
(Symbol)	SEÑAL DE FON. DE LINDA
(Symbol)	SEÑAL DE CALDERO DE INGRESO
(Symbol)	SEÑAL DE UNIDAD DE ALARMAMIENTO
(Symbol)	SEÑAL DE LA LINDA PRIMARIA 0-1,7

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TARAPOTO
SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA
LOCALIDAD ZAPATERO
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

DESIGNADO	A.J.V.	REVISADO	L.J.O.	FECHA	ENERO-06	ESCALA	1/2000	PLANO	PA-TA-01 PSE-PA-20
-----------	--------	----------	--------	-------	----------	--------	--------	-------	-----------------------