

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**“Plan de Expansión de la Frontera  
Eléctrica de Arequipa - Pequeños  
Sistemas Eléctricos Aislados”**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL**

Para Optar el Título Profesional de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**Jaime Ortiz Zelada**

*Promoción 1985 - 2*

**LIMA . PERU . 1995**

DEDICATORIA:

Con la gratitud más grande  
y el camino eterno de hijo  
y padre dedico esta obra  
a mi hijo, esposa y mis  
queridos padres y hermanos.

## SUMARIO

El presente trabajo comprende la evaluación del Planeamiento Eléctrico Regional del departamento de Arequipa, alcanzando a 17 Pequeños Sistemas Eléctricos, utilizando criterios técnicos-económicos que conllevan a mejorar sus índices económicos y reduciendo la inversión inicial.

PLAN DE EXPANSION DE LA FRONTERA  
ELECTRICA DE AREQUIPA - PEQUEÑOS  
SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS



## EXTRACTO

TITULO "PLAN DE EXPANSION GENERAL DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DE  
AREQUIPA"

AUTOR JAIME ORTIZ ZELADA

GRADO A OPTAR TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA

FACULTAD INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

CIUDAD LIMA - PERU

AÑO 1 995

La presente tesis comprende, el estudio del mercado eléctrico, evaluación de las instalaciones existentes, evaluación técnica-económica, carnet de proyectos de los Pequeños Sistemas Eléctricos, y está constituido por tres capítulos que se detallan a continuación:

En el primer capítulo se detalla el objetivo, antecedentes, alcances y ubicación de los pequeños sistemas eléctricos indicando además que en el presente planeamiento eléctrico se ha introducido criterios técnico-económicos que conllevan a mejorar sus indicadores económicos y reduciendo la inversión inicial.

En el segundo capítulo se efectúa el desarrollo de los pequeños sistemas eléctricos (Mollendo-Camaná y Acarí-Chala)

de un total de diecisiete (17) cuyo desarrollo comprende, introducción, mercado eléctrico, evaluación técnica-económica, conclusiones y recomendaciones.

En el tercer capítulo se detallan los cuadros comparativos de los 17 Pequeños Sistemas Eléctricos tales como Costos, Indicadores Económicos (V.A.N. R/C y TIR) y cronograma de inversiones. Asimismo se detallan las conclusiones y recomendaciones de cada uno de los Pequeños Sistemas Eléctricos restantes tales como (Majes-Siguas Apalao-Chuquibamba, La Joya, Cotahuasi, Chivay-Cabanaconde, Chiguata, Andahua, Quequeña - Chapi, Polobaya, Caravelí, Orcopampa, Suministro a Mina Ubina y a P.S.E. Tarucani y Suministro a las Minas Shila y Paula.

## INDICE

### CAPITULO I

<b>INTRODUCCION</b>	1
1.1 Objetivo	1
1.2 Antecedentes	1
1.3 Alcances	3
1.4 Ubicación .	3

### CAPITULO II

<b>PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS INTERCONECTABLES EN EL CORTO PLAZO . . . .</b>	4
2.1 Pequeño sistema eléctrico Mollendo	8
2.1.1 Introduucción . . . .	8
2.1.2 Mercado eléctrico	11
2.1.3 Evaluación técnica	32
2.1.4 Evaluación económica	37
2.1.5 Conclusiones y recomendaciones	40
2.1.6 Anexos	43
2.2 Pequeño sistema eléctrico Camaná	64
2.2.1 Introduucción . . . .	64
2.2.2 Mercado eléctrico .	67
2.2.3 Evaluación técnica	74
2.2.4 Evaluación económica . . . . .	79
2.2.5 Conclusiones y recomendaciones	84
2.2.6 Anexos . . . . .	85
2.3 Pequeño Sistema Eléctrico Acari-Chala .	103
2.3.1 Introduucción . . . . .	103

2.3.2 Mercado Eléctrico .	107
2.2.3 Evaluación técnica	112
2.3.4 Evaluación económica	116
2.3.5 Conclusiones y recomendaciones	121
2.3.6 Anexos	124
<b>CAPITULO III</b>	
<b>CUADRO COMPARATIVO DE LOS 17 PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS .</b>	<b>145</b>
3.1 Cuadro comparativo de Costos	145
3.2 Cuadro comparativo de indicadores económicos	146
3.3 Cuadro comparativo de cronograma de obra	147
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>151</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>159</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>308</b>

## CAPITULO I INTRODUCCION

### 1.1 Objetivo

El presente Estudio tiene por objeto efectuar el Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica, que comprende la elaboración del planeamiento eléctrico integral de los Pequeños Sistemas Eléctricos del Departamento de Arequipa, algunos P.S.E. serán alimentados con Energía Eléctrica proveniente del sistema interconectado centro norte, sur oeste. Otros mediante pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas como sistemas aislados, desde el punto de vista técnico, para un horizonte de 20 años.

### 1.2 Antecedentes

ELECTROPERU S.A a través de sus Empresas Regionales mediante la Ley General de Electricidad N°23406 estaba encargado de todas las actividades destinadas a la prestación de servicios público de Electricidad dentro del área que les asigne el Ministerio de Energías y Minas propuesta de Electroperú S.A. generar, transmitir, distribuir y comercialización de la Frontera eléctrica del Departamento de Arequipa.

#### Descripción de los P.S.E.'s

- |                 |                     |                |
|-----------------|---------------------|----------------|
| a) Mollendo     | b) Camaná           | c) Acarí-Chala |
| d) Majes-Siguas | e) Aplao-Chu        | f) La Joya     |
| g) Cotahuasi    | h) Chivay-Cabaconde | i) Chiguata    |

- j) Andahua                      k) Quequeña-Chapi      l) Polobaya  
m) Caravelí                    n) Orcopama              ñ) Quilcaha  
o) Mina-Ubina-Tarucani      p) Minas Shila y Paula

En dicho planeamiento, se presenta las soluciones técnico económicas de cada P.S.E. y se efectúa un equipamiento por etapa.

Unos P.S.E's se integran al Sistema Interconectado del Sur Oeste, como Mollendo, La Joya, Camaná, Chiguata, Quequeña-Chapi, Polobaya y Minas Ucina-Tarucani; el P.S.E. Acarí-Chala se integra al Sistema Interconectado Centro Norte, y los demás son aislados, con Minicentrales Hidroeléctricas: Majes-Siguas, Aplac-Chuquibamba, Orcopampa y Quicacha.

Algunos P.S.E. presentan indicadores económicos positivos, como Mollendo, Camaná, La Joya, Majes-Siguas debido a la demanda existente, o porque cuentan con instalaciones de generación hidroeléctricas propias, pero los demás P.S.E. son de tipo social, requiriendo del aporte del Estado para que puedan electrificarse.

En el planteamiento eléctrico se ha introducido criterios técnico-Económicos que conllevan a mejorar sus indicadores económicos, a reducir la inversión inicial, a sustituir generación térmica, y a dotar en la mayoría de los casos con 24 horas de servicio, a fin posibilitar el desarrollo productivo de las regiones.

Es así que se han introducido líneas monofiliares con retorno por tierra-MRT, que tienen amplia aplicación en Brasil, México, Australia, Nueva

Zelandia, y en menor grado en Canadá, y en varios países de Latinoamérica. Estas líneas tienen un costo de alrededor del 35% al de una línea trifásica, y un radio de hasta 50 km. Asimismo se introduce bancos de condensadores y reguladores de tensión en líneas, equipamiento por etapas, simplificación de líneas y subestaciones de 60 y 138 kV.

### **1.3 Alcances**

Estudio comprende los siguientes puntos:

Estudio de Mercado Eléctrico de los Pequeños Sistemas Eléctricas.

Evaluación de las Instalaciones Existentes

Planeamiento de los Pequeños Sistemas Eléctricos

Evaluación Económica

Carné de Proyectos.

### **1.4 Ubicación**

El área del proyecto para la configuración de los Pequeños Sistemas Eléctricos comprende la Región Arequipa, Beneficiando a las provincias de Arequipa, Camaná, Condesuyos, Yslay, Castilla, Caravelí, La Unión y Caylloma, Ubicados en el extremo suroeste del Perú, en la Región de Arequipa.

## CAPITULO II PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS INTERCONECTABLES EN EL CORTO PLAZO

Con el presente documento, se cuenta con el planeamiento integral de la Región Arequipa en lo que respecta a los Pequeños Sistemas Eléctricos.

Con dicho planeamiento, el Gobierno Regional podrá establecer y proponer al Gobierno Central, un programa de Electrificación del sector predominante social, que remplace a las empresas de electricidad que están en vías de privatizarse.

En el presente acápite se describen los Proyectos que contribuyen a mejorar en el corto y mediano plazo el sistema eléctrico del sistema interconectado del Sur Oeste, dotando de suministro eléctrico a la Zona Franca, Mollendo, el Valle de Tambo, el valle de La Joya, y la provincia de Camaná.

En caso de lograrse el suministro de gas natural de Bolivia, se contaría con la infraestructura de transmisión en 138 kV para satisfacer la demanda eléctrica de todo el sur.

En el caso del P.S.E. Acarí-Chala, ELECTROPERU S.A. cuenta con S.E. San Juan de Marcona 220/60/10 kV, la cual tiene una salida disponible en 60 kV, para ser utilizado en la electrificación de las localidades conformantes del P.S.E. además de atender los requerimientos de Energía Eléctrica de las Empresas mineras Perla y Cata en



Acarí y las La Itaruma y Corijaqui en Jaquí.

De lo anteriormente expuesto, se podría priorizar los proyectos de la siguiente manera:

- Línea en 138 kV-87 km, Cerro Verde-San José-Mollendo y S.E. Mollendo.

Línea en 60 kV-68 km, Marcona-Acarí y S.E. Acarí

Línea en 60 kV-87 km, Mollendo-Camaná y S.E. Camaná

Las fuentes de financiamiento actuales para la ejecución de los Pequeños Sistemas Eléctricos en el corto plazo son las siguientes:

Programa de Desarrollo Eléctrico de Interés Social - PRODEIS, a cargo del Ministerio de Energía y Minas: viene financiando proyectos de Minicentrales Hidroeléctricas y pequeños sistemas eléctricos en coordinación con las Empresas Regionales de Electricidad. Se requiere contar con el estudio definitivo del proyecto y la evaluación económica del mismo. El préstamo debe ser canalizado a través de la Empresa Sociedad Eléctrica del sur Oeste - SEAL al MEM.

Fondo de compensación y Desarrollo Social - FONCODES, el mismo que depende del Ministerio de la Presidencia; viene financiando proyectos de redes de distribución secundaria.

Los usuarios deben contar con el estudio definitivo y formar su núcleo ejecutor.

Gobierno Central, Gobierno Regional y Municipal:  
Recursos que se asignan en el presupuesto de cada

entidad, las que son canalizadas directamente a los proyectos.

Cooperación Técnica Internacional: El Gobierno Japonés ha efectuado donaciones de maquinarias hasta 200 kW para ampliación de minicentrales hidroeléctricas. Asimismo existe cooperación técnica para proyectos específicos, pudiendo lograrse apoyo para el financiamiento de minicentrales hidroeléctricas.

A continuación se detalla algunas características especiales de cada uno de los P.S.E.

#### **P.S.E. MOLLENDO**

Abarca todas las localidades de la provincia de Islay. Se plantea la optimización de las líneas en 138 kV Cerro-Verde San José-Mollendo y una primera etapa de la S.E. Mollendo.

Los indicadores obtenidos le dan rentabilidad inmediata al Proyecto, por lo que se propone replantear el estudio definitivo elaborado por ELECTROPERU S.A. y buscar financiamiento.

Bajo este sistema, se solicitaría el suministro eléctrico al P.E. Mollendo, eje Mollendo, el eje Mollendo-La Curva, se implementaría en primera etapa con reguladores de tensión y bancos de condensadores en Mejía y la Curva, postergando la solución definitiva en 33 ó 60 kV hasta 1997.

En vista que resulta conveniente llevar una línea en 60 kV de Mollendo a Camaná, se plantea una S.E. 60/10 kV que satisfaga la demanda del puerto, de las pesqueras y de la

futura Zona Franca de Matarani.

En lo que se refiere a las redes de distribución secundaria, resulta conveniente la reconversión de 220 a 380/220 kV, ya que se logra reducir la caída de tensión y las pérdidas de potencia y energía a la tercera parte.

#### **P.S.E. Camaná**

El P.S.E. Camaná, que abarca toda la provincia de Camaná, tiene una demanda proyectada de unos 6.8 MW para el año 2013, y no cuenta con recursos hidroeléctricos de potencia similar y costos convenientes. Se ha obtenido en este caso una línea 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná de 87 km, con S.S.E.E. en matarani y Camaná.

Los indicadores económicos resultan positivos, y sería Atico, La Planchada, Los Pescadores y Quilca, se plantea un equipamiento por etapas, con la utilización de líneas MRT que reducen la inversión inicial.

Estos proyectos son de tipo social, y van a requerir el apoyo del Estado para la ejecución.

#### **P.S.E. Acarí-Chala**

Este P.S.E., que abarca las localidades costeras de la provincia de Caravelí, cuenta con las pequeñas empresas mineras Perla y Cata en Acarí, y La Itaruma y Corijaqui en Jaquí, con una demanda conjunta inicial del orden de 1000 kW y proyectada de 2000 kW. Estas cargas justifican tender una línea en 60 kV Marcona-Acarí de 68 km, con suministro del Sistema Interconectado Centro Norte, en la S.E. Marcona de 220/60/10 kV.

En el caso que dichas empresas mineras se interesen en

implementar dicho proyecto, se desarrollaría a continuación el P.S.E. Acarí-Chala, para dotar de energía a Acarí, Bella Unión, Jaquí, Yauca, Lomas, Atiquipa, Chala y tocota.

La electrificación de éstas localidades es de tipo social requeriría aporte de capital del Estado para su desarrollo.

## **2.1 Pequeño sistema eléctrico Mollendo**

### **2.1.1 Introducción**

#### **2.1.1.1 Objetivo**

El presente documento tiene por objetivo efectuar el planteamiento eléctrico integral de la provincia de Islay, departamento de Arequipa, con suministro del Sistema Interconectado del Sur Oeste, desde el punto de vista técnico-económico, para un horizonte de 20 años.

#### **2.1.1.2 Antecedes**

El Gobierno Regional de Arequipa, dentro de su programa de desarrollo eléctrico de la región, elaboró el plan de Expansión de la Frontera Eléctrica de Arequipa, labor que hasta el año 1990 fue desarrollada por Electroperú.

Dentro del Plan de Expansión mencionado, se ha desarrollado el planeamiento técnico-económico del pequeño sistema eléctrico - P.S.E. Mollendo, con

un horizonte de 20 años, con energía proveniente del Sistema Interconectado del Sur Oeste.

La empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste SEAL tiene a su cargo la concesión de los servicios eléctricos en las localidades que conforman el P.S.E.

En cuanto a la generación de energía del P.S.E. Mollendo, es de origen térmico existiendo restricciones de energía en época de verano.

Electroperú ha desarrollado los estudios de factibilidad y definitivo de la línea en 138 kV Cerro- Verde-Mollendo de 87 km, el mismo que, debido a su costo requiere de un replanteo, de tal forma de lograr su rentabilidad en el corto plazo.

### **2.1.1.3 Alcances**

En el presente documento se evalúa las alternativas de suministro eléctrico más conveniente del P.S.E. Mollendo, desarrollándose los siguientes puntos:

**Estudio de Mercado Eléctrico:** Se efectúa la proyección de la demanda de potencia y energía, la evaluación de las instalaciones existentes y de las requeridas para satisfacer la proyección de la demanda para los

próximos 20 años.

Evaluación Técnica: Se analizan las alternativas de electrificación más convenientes, considerando los aspectos técnico-económicos, y la introducción de nuevos criterios de electrificación que permitan reducir costos.

Costos del Proyecto: Se determinan los costos del proyecto, considerando las alternativas planteadas en la evaluación técnica.

Evaluación económica: Se efectúa la evaluación económica del proyecto, determinando los siguientes indicadores: Valor Actual Neto VAN, Relación Beneficio-Costo B/C Tasa Interna de Retorno TIRE, costo final de la energía en c\$/kWh, y su comparación con la alternativa de generación térmica.

Cronograma de Inversiones y de Implementación de los Proyectos: Se efectúa un equipamiento por etapas de los proyectos seleccionados, de acuerdo a la proyección de la demanda y a los costos de los mismos.

Como suministro eléctrico al P.S.E.

Mollendo, se plantea la línea en 60 y 33 kV Mollendo a Matarini y La Curva y el desarrollo de las líneas primarias en 10 kV a las localidades no electrificadas.

En la red secundaria se plantea la reconversión de las redes de distribución existentes de 220 a 380 V.

#### **2.1.1.4 Ubicación**

Provincia	Islay
Distritos	Mollendo, Islay, Mejía, Dean Valdivia, Punta Bombón y Cocachacra.

#### **2.1.2 Mercado eléctrico**

El estudio del mercado eléctrico tiene por objetivo cuantificar los requerimientos de energía eléctrica del Pequeño Sistema Eléctrico de Mollendo y las respectivas cargas existentes para un servicio permanente, durante un período de análisis de 20 años, y las instalaciones eléctricas requeridas para satisfacer dicha demanda.

#### **2.2.2.1 Localidades beneficiadas**

Las localidades que integran el P.S.E. Mollendo que tienen servicio eléctrico son Mollendo, Matarani, Mejía, Boqueron, La Curva, Pta. Bombón, El Arenal, Cocachacra; y sin servicio eléctrico : Alto Ensenada, El Fiscal, El

Toro, La Pascana, Haciendita y Ventillata.

#### **2.1.2.2. Cargas productivas**

Como cargas productivas importantes se consideran a las fábricas de conservas y San Andrés, Pescaperú, Enapuperú, y las zona franca de Matarani

#### **2.1.2.3 Metodología y evaluación de la demanda**

La metodología para la evaluación de la demanda eléctrica, se basa principalmente en el pronóstico en el número de habitantes, el consumo de energía por abonado doméstico y número de abonados estimados para cada año. se considera que asimismo que el desarrollo urbano esta intimamente relacionado con el consumo de energía eléctrica y per cápita.

Se plantea la división de la demanda eléctrica de la localidad en sectores como el doméstico, comercial, uso general, alumbrado público, industria menor y cargas especiales.

En el desarrollo de la metodología se considera de la mejor manera posible la interrelación de los sectores comercial, uso general, industria menor y alumbrado público con el sector doméstico y su



evaluación en el tiempo.

Se debe mencionar que la presente metodología es susceptible desarrollar a dos niveles: un primer nivel de desarrollo del pronóstico en gabinete, con información censal, índices de consumo de energía, aproximación a localidades semejantes (en ubicación geográfica, población, potencial de desarrollo, etc.) y un nivel más detallado con trabajos de campo, básicamente para reconocimiento de cargas especiales que no se pueden reconocer en el trabajo de gabinete, verificación de datos asumidos, conocimiento más real de las características socio-económicas de la zona (potencial de desarrollo, nivel de vida, etc.) y proyectos de desarrollo en la zona a cargo de instituciones públicas.

Las consideraciones generales para la proyección de la demanda son las siguientes:

Censos nacionales de 1972 y 1981.

Metodología uniforme de proyección de la demanda eléctrica utilizada por Electroperú y las empresas regionales.

Información recopilada en el área del proyecto respecto a datos estadísticos de consumo de energía, máxima demanda, número de viviendas y abonados de las localidades con servicio eléctrico. Además información obtenida de las principales cargas existentes en los sectores Comercial y la Agroindustria.

A continuación se describe secuencialmente los pasos a seguir para el desarrollo de la presente metodología.

#### **CONSUMO DE ENERGIA EN EL SECTOR DOMESTICO**

**Población** Se efectúa la proyección del número de habitantes año a año para cada centro poblado, con las siguientes modalidades:

Se hace uso de la tasa de incremento intercensal de los dos últimos censos nacionales de población y vivienda para las localidades medianas y pequeñas.

Para localidades grandes, se hace uso de una tasa que resulta de la aplicación del método de diferencias finitas utilizando resultados de 3 ó más centros poblacionales.

Para localidades que cuentan con datos sobre índice de mortalidad, migración, esperanza de vida, etc. se utiliza el método de los componentes.

En todos los casos, se fija como límite máximo para la tasa de incremento el 4% y como mínimo el 0.5%.

**Número de familias:** En base a los resultados del último censo poblacional, se determina el número promedio de habitantes por familias, éste índice conocido como densidad familiar se mantiene constante durante todo el período de la proyección.

**Número de abonados domésticos:** Se hace uso del llamado coeficiente de electrificación (C.E.), el cual se define por la siguiente relación;

$$\text{C.E.} = \frac{\text{NAD}}{\text{NV}}$$

**NAD**    **Número de abonados domésticos**

**NV**     **Número de viviendas**

En su aplicación se distinguen los siguientes casos:

**Localidades en servicio:** El valor de este parámetro se obtiene de datos históricos existentes, su evolución se asume de acuerdo a las siguientes consideraciones:

Se ha notado que los bajos coeficientes de electrificación ocurren en localidades con mal servicio, mientras que los más altos coeficientes corresponden a localidades menores con buen servicio.

Se supone que la electrificación de las localidades medianas mal servidas y localidades menores será integral, y el crecimiento de los abonados hasta la remodelación del servicio, será mínimo mientras que con las nuevas redes eléctricas la afluencia de abonados será mayor, correspondiendo

en las curvas de coeficientes de electrificación a un tramo con mayor pendiente, se estima esto ocurrirá por espacio de dos años, correspondiendo a un crecimiento llegará a cierta normalidad, manteniéndose constante en los últimos años.

En localidades donde existen redes de regular o buen estado, el crecimiento se deberá a ampliaciones paulatinas sin renovación completa de rdes, resultando que el coeficiente de electrificación (C.E.) tendrá menor pendiente.

Finalmente, aquellas localidades con C.E. alto (igual o más de 0.75), suponemos que han llegado a su límite de su crecimiento a partir del cual el incremento de abonados será prácticamente vegetativa, permaneciendo su C.E. constante o de incremento mínimo.

#### **Localidades sin servicio:**

Se considera, como viene ocurriendo, que la electrificación será integral, ya sea mediante préstamos con el FONAVI, financiamientos de organismos públicos, organismos privados y/o préstamos internacionales. Se ha detectado ciertos casos en que, si bien las gestiones de financiamiento de redes de distribución de la localidad son integrales, finalmente el proyecto no lo es, abarcando solamente un porcentaje de la población que pueda fluctuar entre el 40% y 60%.

Posteriormente, el número de abonados evolucionará de acuerdo a ampliaciones paulatinas de la red, resultando

un crecimiento del coeficiente de electrificación de menor pendiente.

### CONSUMO UNITARIO DOMESTICO

Es el consumo promedio de energía doméstica por usuario en un año. Su evolución se obtiene aproximadamente a una curva del tipo:

$$Y = aX^b$$

Donde:

Y = Consumo doméstico anual por abonado

X = Número de abonados domésticos

A y B = Parámetros que dependen de la localidad.

Estas curvas han sido elaboradas con datos históricos seleccionados, agrupados para localidades con características de consumo semejante, geográficamente cercanas y/o con similares condiciones climatológicas y socio-económicas.

Se han definido siete zonas a nivel nacional, en ellas se han obtenido dos curvas, una curva alta que corresponde a las poblaciones con mayores ingresos, índices altos de consumo de energía eléctrica y mayores posibilidades de incrementar el consumo del mismo.

Una curva baja que corresponden a las poblaciones de menores ingresos y de menores posibilidades de mayor consumo de energía.

Adicionalmente, se han obtenido curvas individuales para localidades importantes, con el propósito de establecer en forma más aproximada la demanda eléctrica de éstas localidades consideradas polos de desarrollo.

El consumo de energía de la localidad, en el sector doméstico se obtiene del producto del **Nº de abonados** y el **consumo unitario por abonado** hallado de la curva característica.

### **CONSUMO DE ENERGIA EN EL SECTOR COMERCIAL**

**Número de abonados** - Para determinar el número de abonados comerciales, se hace uso del factor "K1" que relaciona el número de abonados del sector doméstico, este factor se considera constante durante el período de estudio.

Se asume el factor K1 constante bajo el supuesto de que en la mayoría de los casos, la estructura comercial de la población es definitiva y que su crecimiento es proporcional a la incorporación de nuevos abonados del sector doméstico, el factor K1 inicial se determina de datos estadísticos y se adopta según el número de habitantes entre 0.1 y 0.5.

### **CONSUMO UNITARIO COMERCIAL (C.U.C.)**

Es el consumo promedio de energía en el sector comercial por usuario en el año.

Para determinar este valor del C.U.C., se hace uso del factor "K2", que viene a ser la relación del consumo unitario comercial al consumo unitario doméstico, este factor se considera constante durante el período de estudio.

Al igual que el factor K1, el factor K2, se determina con la ayuda de datos estadísticos de años anteriores de la localidad o localidades similares. El valor inicial para localidades sin servicio fluctúa entre 1.1 y 3.5, de acuerdo al número de habitantes.

**CONSUMO DE ENERGIA EN EL SECTOR;** La energía total consumida en el sector comercial, se obtiene del producto del número de abonados y el consumo comercial.

#### **CONSUMO DE ENERGIA EN EL SECTOR INDUSTRIA MENOR**

Se considera en este sector a las actividades abastecedoras de productos y servicios para el mercado local, tales como locales artesanales, pequeños talleres de carpintería, cerrajería, etc.

Asimismo que el incremento de cargas y pro ende del consumo de energía en éste sector, está relacionado con el crecimiento de la población.

El consumo inicial de energía para localidades sin servicio, se adopta como un porcentaje del consumo de el sector doméstico que oscila entre el **5% y 10%** y se incrementa de acuerdo al número de habitantes. Para localidades con servicio restringido, se compara el consumo actual con el de localidades semejantes con servicio confiable y se corrige si fuera necesario. Finalmente, se considera que el consumo de energía en el sector industrial menor, empieza a registrarse para localidades con 1,000 habitantes o más.

#### **CONSUMO DE ENERGIA EN ALUMBRADO PUBLICO**

Se considera que el consumo de energía en éste sector es función del número de viviendas y su incremento proporcional al incremento de los mismos.

Los datos estadísticos nos brindan información no confiable del real consumo de energía en alumbrado público, debido entre otras factores, al mal mantenimiento del servicio.

Como quiera que nuestro pronóstico de demanda debe considerar situaciones normales, no deficientes, se considera que el servicio de alumbrado público tendrá un mantenimiento adecuado y el consumo de energía será registrado convenientemente.

En promedio y dependiendo de una mayor conocimiento de la concentración de familias en la zona urbana, se adopta un consumo de 80 a 120 kwh por vivienda al año, valores a verificarse en el trabajo de campo, considerando longitud de calle y número de familias por manzana.

#### **CONSUMO DE ENERGIA EN SECTOR USO GENERAL**

El sector uso general está constituido por establecimientos tales como edificios públicos, colegios, hospitales, iglesias, etc. cuyo uso es de carácter público. El número de cargas de éste sector u por ende de su consumo, está ligado al tamaño e importancia de la localidad y con ello, al consumo de energía del sector doméstico.

Del análisis de la información histórica y de los casos encontrados, se puede asumir que inicialmente el consumo de energía en éste sector es un porcentaje del 10% del Sector Doméstico y que su evolución será similar al de la población de la localidad.

#### **CONSUMO DE ENERGIA EN SECTOR CARGAS ESPECIALES**

Se consideran cargas especiales a aquellas cuya demanda eléctrica hace necesario su estudio individual, incluyendo su diagrama la determinación de su diagrama de carga, a fin de establecer la demanda coincidente a la hora de punta y el factor de carga global de la localidad.



### **ENERGIA FACTURADA**

Es la sumatoria de la energía consumida en los distintos sectores: Doméstico, comercial, industria menor, uso general, alumbrado público y cargas especiales.

### **ENERGIA A DISTRIBUIR**

Es la energía facturada más las pérdidas correspondientes a la distribución dentro de la localidad, la cual sumamos del orden del 5% de la energía facturada.

### **PERDIDAS EN LA DISTRIBUCION**

Se considera un porcentaje en pérdidas de potencia del 1 al 8% de la máxima demanda distribuida, dependiendo de la longitud de la línea.

### **ENERGIA GENERADA**

Se obtiene de la suma de la energía facturada más las pérdidas en la distribución y la transmisión, si existiera.

### **MAXIMA DEMANDA DE LA LOCALIDAD**

**Horas de utilización.**- Se define como las horas que trabajará la Central, suministrando una potencia igual a la Máxima Demanda de su localidad durante un año. Excluyendo el sector Cargas Especiales, las horas de utilización de la localidad determinan los datos estadísticos, de no contarse con mayor información, se determinará en función del número de habitantes y de la característica del servicio.

De contarse con información de Cargas especiales, se incluye su consumo de energía al consumo total de energía de la localidad.

Así como su contribución en demanda a la máxima demanda global.

**Incremento de horas de utilización:** Para localidades pequeñas con servicio eléctricos administrados por Electroperú S.A. y con servicios a cargo de consejos municipales se considera que el incremento en horas de utilización es prácticamente nulo.

Para localidades medianas con mayores posibilidades de una mayor uso de energía, se asume que las horas de utilización del servicio sin considerar las cargas especiales, aumentarán en función al paulatino incremento del consumo fuera de la hora punta. Para facilidad de cálculo, se estima un incremento lineal de horas de utilización cuya magnitud varía entre 25 a 50 H.U al año, en función a su tamaño e importancia.

#### **MAXIMA DEMANDA**

La máxima demanda se obtiene dividiendo la Energía proyectada total entre las horas de utilización para cada año.

- En el anexo Nº 2.1.6. 1.1 y 2.1.6.1.2 se presenta la proyección de la demanda de potencia y energía respectivamente, cuyo resumen se muestra a continuación.

La demanda de potencia y energía proyectada para un horizonte de 20 años es la siguiente:

#### **DEMANDA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO MOLLENDO**

<b>AÑOS DE PROYECCION</b>	<b>1994</b>	<b>2003</b>	<b>2013</b>
<b>MAXIMA DEMANDA (Kw)</b>	4433	10127	13885
<b>CONSUMO DE ENERGIA (MWh-año)</b>	12710	41797	54689

El Banco Interamericano de Desarrollo-BID viene evaluando el financiamiento de la línea Tintaya-Socobaya, que transmitiría los excedentes de energía de la C.H. Machupicchu.

#### **2.1.2.4 Instalaciones existentes Mollendo**

Generación: La generación de energía eléctrica para servicio público, comercial, autoproductores, industrial es mediante grupos diesel, la misma que no cuenta con la potencia instalada suficiente para cubrir la demanda actual, la cual se incrementa en tiempos de verano, requiriéndose nuevas inversiones para ampliar la generación, ya es térmica, o integrándola al sistema interconectado del Sur Oeste.

La generación actual es como se detalla a continuación:

<b>Marca</b>	<b>P.N. (kW)</b>	<b>P.E. (Kw)</b>
<b>Mollendo</b>	<b>5396</b>	<b>3200</b>
G-1 : CATERPILLAR	900	700
G-2 : MAN 1	568	400
G-3 · MAN 2	616	400
G-4 · SKODA	1104	850
G-5 · SKODA	1104	850

G-6 : SKODA 1104 0 (malogrado)

Distribución

Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) 10

Tipo 3 $\phi$ , aéreo y subterráneo

Conductor (AWG) 2, 4, 6 AWG (aéreo) y  
16, 220 mm<sup>2</sup>  
(subterráneo)

Postes y Crucetas C.A.C.

Aisladores 56-4, 52-3

Estado Operativo

Subestaciones de distribución:

Tipo Aéreo monoposte (5),  
biposte (29)  
superficie (8)

Relación Transf. (kV) 10/.22

Potencia (kVA) Trifásico (3x25,  
1x37.5, 11x50, 6x65,  
3x75, 2x280, 2x100,  
1x110, 1x125, 3x150,  
5x160, 2x250 y  
1x120).

Monofásico (1x75.5)

Red de distribución secundaria

Tensión Nominal (V) 220

Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco  
conductores)

Conductor (AWG) 8 (80 %) y 4, 6 (20%)

Postes y Crucetas · C.A.C. y madera

Estado Bueno

### Mejía

Generación: La generación actual es mediante la energía eléctrica proveniente de la central térmica de Mollendo.

### Transmisión:

Línea Primaria : Mollendo-Mejía

Tensión Nominal (kV) 10

Tipo 3 $\phi$ , aéreo

Conductor (AWG) 4

Postes y Crucetas C.A.C.

Estado 14

### Distribución ·

Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) : 10

Tipo : 3 $\phi$ , aéreo

Conductor (AWG) : 4, 6

Postes y Crucetas C.A.C.

Aisladores : 56-4, 52-3

Estado : Operativo

### Subestaciones de distribución:

Tipo Aéreo monoposte (1),  
biposte (3)

Potencia (KVA) Trifásico (1x35, 1x0,  
1x5, 1x60)

Relación Transf. (kV) · 10/.22

Estado Operativo

Red de distribución secundaria

Tensión Nominal (V)	220
Tipo	aéreo (cinco conductores)
Conductor (AWG)	8
Postes y Crucetas	C.A.C. y madera
Estado	Mal estado

**La Curva**

Generación: La generación actual de energía eléctrica es mediante grupos diesel propios y con la energía eléctrica proveniente de la interconexión con la central térmica de Mollendo

La generación, transmisión y distribución se detalla a continuación:

Marca	P.N. (KW)	P.E. (KW)
<b>La Curva</b>	<b>894</b>	<b>510</b>
G-1 · CATERPILLAR	460	250
G-2 CUMMINS 01	330	210
G-3 · VOLVO PENTA	104	50

**Transmisión:**

Línea Primaria : Mejía-La Curva

Tensión Nominal (kV)	: 10
Tipo	: 3 $\phi$ , aéreo
Conductor (AWG)	: 4
Postes y Crucetas	: C.A.C. y madera
Estado	11

**Distribución**

Red de distribución primaria

- Tensión Nominal (kV) : 10
- Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
- Conductor : 6 AWG
- Postes y Crucetas : C.A.C. y madera
- Estado : Regular
- Subestaciones de distribución:
- Tipo : Aéreo monoposte (1),  
biposte (2)
- Relación Transf. (kV) : 10/.22
- Potencia (KVA) : Trifásico (1x15,  
1x75)
- Estado : Operativo
- Red de distribución secundaria
- Tensión Nominal (V) : 220
- Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco  
conductores)
- Conductor (AWG) : 8
- Postes y Crucetas : C.A.C. y madera
- Estado : Regular

### **El Arenal**

Generación: La generación de energía eléctrica es mediante la energía eléctrica proveniente de la central térmica de la curva.

#### Transmisión:

- Línea Primaria : La Curva-Arenal
- Tensión Nominal (kV) : 10
- Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
- Conductor (AWG) : 4

Postes y Crucetas : C.A.C. y madera  
Estado : 3.6

Distribución :

- Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) : 10  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo  
Conductor (AWG) : 6  
Postes y Crucetas : C.A.C. y madera  
Estado : Regular

- Subestaciones de distribución:

Tipo : Aéreo biposte (2)  
Potencia (KVA) : Trifásico 2x50  
Relación Transf. (kV) : 10/.22  
Estado : Regular

- Red de distribución secundaria

Tensión Nominal (V) : 220  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)  
Conductor (AWG) : 8  
Postes y Crucetas : C.A.C. y madera  
Estado : Regular

**Cocachacra**

Generación: La generación de energía eléctrica a esta localidad es de tipo térmico proveniente de La Curva.

Transmisión:

- Línea Primaria : Arenal-Cocachacra  
Tensión Nominal (kV) : 10



Tipo : 3 $\phi$ , aéreo  
Conductor (AWG) : 4  
Postes y Crucetas : C.A.C. y madera  
Estado : 4

Distribución :

- Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) : 10  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo  
Conductor (AWG) : 6  
Postes y Crucetas : C.A.C.  
Aisladores : 4  
Estado : Regular

- Subestaciones de distribución:

Tipo : Aéreo biposte (3),  
superficie (1)  
Potencia (KVA) : Trifásico (1x37.5,  
1x50, 1x75, 1x100)  
Relación Transf. (kV) : 10/.23  
Estado : Bueno

- Red de distribución secundaria

Tensión Nominal (V) : 230  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco  
conductores)  
Conductor (AWG) : 8  
Postes y Crucetas : C.A.C. y madera y  
fierro  
Estado : Regular

**Punta de Bombón**

Generación: La generación de energía eléctrica a ésta localidad es de tipo térmico, el grupo térmico será trasladado a la C.T. de La Curva.

Marca	P.N. (KW)	P.E. (KW)
La Puerta	175	100
G-1 : CATERPILLAR	175	100

Transmisión:

- Línea Primaria : La Curva-Punta Bombón
  - Tensión Nominal (kV) : 10
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
  - Conductor (AWG) : 4
  - Postes y Crucetas : C.A.C. y madera
  - Estado : 4.2

Distribución :

- Red de distribución primaria
  - Tensión Nominal (kV) : 2.3
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
  - Conductor : 4, 8
  - Postes y Crucetas : C.A.C.y madera
  - Estado : Regular
- Subestaciones de distribución:
  - Tipo : Aéreo biposte (5)
  - Relación Transf. (kV) : 10/.22
  - Potencia (KVA) : Trifásico (2x35, 2x50, 1x75 y 1x120)
  - Estado : Regular

**Boquerón**

Generación: La generación es de tipo térmico

proveniente de la central térmica la Curva.

Transmisión:

- Línea Primaria : Derivación Boquerón
  - Tensión Nominal (kV) : 10
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
  - Conductor (AWG) : 6
  - Postes y Crucetas : C.A.C.
  - Longitud (km) : 0.4

Distribución :

- Subestaciones de distribución:
  - Tipo : Aéreo biposte (1)
  - Relación Transf. (kV) : 10/.22
  - Potencia (kVA) : 1x37.5
  - Estado : Bueno
- Red de distribución secundaria
  - Tensión Nominal (V) : 220
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)
  - Conductor (AWG) : 8
  - Postes y Crucetas : C.A.C. y madera
  - Estado : Regular

**Matarani**

Generación: Actualmente el suministro de energía eléctrica a ésta localidad se efectúa desde la central térmica perteneciente Enapuperú, producto de un convenio con la empresa de electricidad Electro Sur Oeste - SEAL.

Transmisión:

- Red de distribución primaria
  - Tensión Nominal (kV) : 10
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
  - Conductor (AWG) : 6
  - Postes y Crucetas : C.A.C.
  - Estado : Regular

Distribución :

- Subestaciones de distribución:
  - Tipo : Aéreo biposte (4)
  - Relación Transf. (kV) : 10/.23
  - Potencia (kVA) : Trifásico (1x15 y 2x100), monofásico (1x12.5)
  - Estado : Operativo
- Red de distribución secundaria
  - Tensión Nominal (V) : 230
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)
  - Conductor (AWG) : 8
  - Postes y Crucetas : C.A.C. y madera
  - Estado : Regular

### **2.1.3 Evaluación técnica**

#### **2.2.3.1 Análisis de alternativas**

En el planteamiento eléctrico de corto plazo del Sistema Interconectado del Sur se prevé interconectar los sistemas Sur Oeste y Sur Este, aprovechando los excedentes de energía de la C. H.

Machupicchu, mediante la línea de transmisión en 220 (138) kV Tintaya-Socabaya, proyecto que siendo evaluado por el BID.

Por tal motivo la electrificación del P.S.E considera la construcción de la línea en 138 kV Cerro Verde-Mollendo, de 87 km, y una subestación en Mollendo de 138/60/10 kV, que cuenta con estudio definitivo en ELECTROPERU. Este proyecto requiere un replanteo, con criterios de diseño simplificados, que podrían reducir los costos de inversión tanto en línea como en la subestación, los cuales se detallan en el anexo 2.1.6.4, y hacer rentable a corto plazo la implementación del proyecto.

Las alternativas de electrificación, cuyos diagramas unifilares se muestran en los Anexos Nº 2.1.6.5.1 al 2.1.6.5.4, son las siguientes:

Alternativa-I: La primera etapa comprendería la construcción de la línea en 60 kV, 10 km hasta Matarani, mediante una S.E. 60/10 kV, 3 MVA, sustituyendo la energía térmica utilizada por Enaperú. El suministro en 60 kV permite dotar de suministro al P.S.E. Camaná, lo cual no

es factible con el nivel de 33 kV.

Para la línea en 10 kV Mollendo-La Curva, se plantea una primera etapa instalando bancos de reguladores de tensión y banco de condensadores en Mejía y La Curva, que postergaría la implementación de la línea en 60 ó 33 kV hasta el año 1997. Asimismo puede introducir el sistema de compensación serie. La implementación de dichos equipos lograría mejorar la regulación de tensión, reducir las pérdidas de energía, e incrementar la capacidad de transmisión de la línea existente (ver anexo N<sup>o</sup> 2.1.6.5.1.).

En una etapa final se prevé una línea en 60 kV Mollendo-La Curva, 25 km y mediante una S.E. La Curva 60/10 kV, 3.6 MVA alimentar a los circuitos existentes en 10 kV de Mejía y Cocachacra, y en 10 kV-MRT a las localidades sin servicio, el fiscal, ventillata, Caraquen, El Toro, La Pascana y Haciendita.

En 10 kV, para potencias proyectadas de hasta 150 KVA, se plantea la introducción de líneas monofilares de retorno por tierra MRT, que permite reducir el costo de las líneas a unos

3,000 US \$/km, haciendo factible así la electrificación de localidades rurales de pequeña potencia (ver Anexo Nº 2.1.6.5.2).

Esta alternativa prevé desarrollar los siguientes proyectos:

Línea en 60 kv, 25 km Mollendo-La Curva y S.E. La Curva 60/10 kV. 3.6 MVA. Esta S.E. cubriría la demanda a partir de la Curva pasando por Boquerón, Mejía, Punta de Bombón, El Arenal, cocachacra y localidades rurales.

Línea en 60 kV, 10 Km, Mollendo-Matarani y S,E. Matarani de 60/10 kV, 3 MVA, que cubriría la demanda de Enapuperú, Pescaperú, Matarani y la zona Franca de Matarani.

Línea en 10 kV, MRT, 22 km, y redes de distribución para electrificar las localidades de fiscal, Ventillata, Caraquén, El Toro, Haciendita y La Pascana.

Alternativa-II · Alternativamente a la línea en 60 kV, se planea el nivel de 33 kV, que si bien requiere una inversión, no permite extender la línea hasta Camaná.

Las instalaciones serían similares al caso anterior, con la diferencia que las SS.EE. 33/10 kV serían en Mejía - 1 MVA, y La Curva 2.6 MVA (ver Anexos N° 2.1.6.5.3 y 2.1.6.5.4).

#### **2.2.3.2 Descripción de los proyecto seleccionado**

Considerando que, como solución de la electrificación del P.S.E. Camaná, en 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná, se selecciona el nivel de 60 kV para la línea Mollendo-La Curva. En los Anexos N° 2.1.6.4.1 al 2.1.6.4.3 se muestran los metrados de los proyectos en 60 y 33 kV.

El proyecto en 60 kV se ha evaluado con estructuras de concreto, conductor de cobre, y aisladores tipo Line Post, con optimización de vanos, y las SS.EE. consideran un equipamiento simplificado, utilizando la infraestructura de las centrales térmicas existentes.

En lo que respecta a las redes de distribución secundaria, de las evaluaciones efectuadas, se recomienda su reconversión de 220 a 380/220 V. Dicho cambio requería una inversión pequeña y marginal y de rápida implementación, lográndose reducir las pérdidas técnicas de potencia y energía y la caída de



tensión la tercera parte de las actuales, mejorando sustancialmente el servicio actual. Asimismo la reconversión permitiría identificar y conectar a los usuarios clandestinos, reduciendo de esta forma las pérdidas no técnicas.

La reconversión de la red secundaria implica entre otras, las siguientes actividades: redistribución de las acometidas, sin modificar ni incrementar los conductores, el cambio de conexión del devanado de baja tensión de los transformadores. En lo referente al alumbrado público, se debe reemplazar aquellas lámparas que sean de luz mixta o incandescente, reemplazándolas por lámparas de sodio de nivel lumínico equivalente.

#### **2.1.4 Evaluación económica**

##### **2.2.4.1 Costos del proyecto**

Los costos desagregados de la línea Cerro Verde-San José-Mollendo en 138 kV se muestra en el Anexo Nº 2.1.6.4 y los costos desagregados del PSE Mollendo en los Anexos Nºs 2.1.6.4.1 al 2.1.6.4.4 del presente informe, obteniéndose los costos totales siguientes:

**DENOMINACION**

**\$X1000 U.S.**

L.T. 138 kV Cerro-Verde-Mollendo, 87 Km y S.E Mollendo	4464.00
L.S.T. 60 kV Mollendo-Matarani, 10 Km y S.E Matarani	387.00
L.S.T. 60 kV, 25 km Mollendo-La Curva y y S.E La Curva 60/10 kV, 3.6 MVA	744.00
L.P. 10 kV, 1 $\phi$ - MRT, 22 km, loc. Ensenada, El Fiscal, Caraquén, Haciendita, Pascana y El toro	254.00
<b>COSTO TOTAL EN (miles de dólares)</b>	<b>6010.00</b>

Dichos costos consideran el suministro, transporte, montaje, gastos generales, estudios, supervisión de obra, impuestos y aranceles.

Como alternativa al sistema de transmisión se considera la generación térmica aislada, con costos de grupos de 650 US\$/kW, costo de combustible de 6.42 c\$/kWh, y un 18% adicional como costo de lubricante. Los costos de operación y mantenimiento se estiman en 3% de la inversión en generación.

#### **2.2.4.2 Evaluación Económica**

En el Anexo N<sup>o</sup> 2.2.6.2 se presentan el cuadro las evaluaciones económica PSE Mollendo, incluyendo el costo de la energía del Sistema Interconectado del Sur Oeste a costos

marginales, de acuerdo al estudio tarifario elaborado por Electroperú (4.65 c\$/kWh en 60 kV), comparado con la generación térmica aislada.

Se ha efectuado la evaluación económica del Proyecto, obteniéndose los siguiente indicadores:

		KV		
Tasa de descuento	%	10	12	14
Valor Actual Neto	mil \$	8545	<b>6821</b>	5939
Rel. Beneficio/Costo	B/C	1.47	<b>1.43</b>	1.39
Costo Energía c/línea	c\$/kWh	6.98	<b>7.29</b>	7.62
Costo Genera. Térmica	c\$/kWh	10.30	<b>10.45</b>	10.60
Costos Energía Lín/Te	p.u	0.68	<b>0.70</b>	0.72
Tasa Interna de Retorno	%		<b>34.38</b>	

De los resultados anteriores se puede observar que para una tasa de descuento del 12%, que es usual para los proyectos eléctricos, el proyecto resulta rentable y atractivo para su implementación de acuerdo al programa de implementación de los proyectos previstos en el anexo N° 2.1.6.3.

La rentabilidad mencionada se logra no solo por la bondad del proyecto, si no por la optimización de los costos en los proyectos de transmisión en 138, 60 y 10 kV que se ha descritos anteriormente.

### **2.1.4.3 Cronograma de inversiones y de implementación de los proyectos**

En el Anexo Nº 2.1.6.3 se presenta el Cronograma de Inversiones y de Implementación de los Proyectos planificados en el P.S.E. Mollendo y descritos en el punto 2.1.4 anterior.

Dicho cronograma considera la puesta en servicio en el año 1995 de la línea en 138 kV Cerro Verde-Mollendo, y la posterior implementación de las líneas en 60 kV a Matarani y La Curva, las líneas en 10 kV y redes de distribución de las localidades rurales que no cuentan con servicio eléctrico. Dicha implementación permitiría impulsar el desarrollo de matarini en lo referente a su zona franca al puerto, y a las empresas que deseen instalar; asimismo solucionaría el déficit de generación que se presenta en la época de verano, permitiendo el desarrollo del turismo en la costa de la provincia de Islay.

### **2.1.5 Conclusiones y recomendaciones**

Dada la rentabilidad que se ha obtenido en el proyecto en 138 kV Cerro Verde - Mollendo, se recomienda efectuar el replanteo del

estudio definitivo elaborado por Electroperú simplificándolo y reduciendo la inversión inicial, de tal forma de hacer factible su financiamiento en el corto plazo.

Una vez logrado el financiamiento de la línea en 138 kV, que solucionaría la electrificación del P.S.E. Mollendo y el Valle de Tambo, se debería impulsar la línea en 60 kV Mollendo-Matarani, con la participación de las principales cargas productivas de la zona, como ENAPUPERU y Pescaperú la misma que deben ser próximamente privatizadas. Este proyecto requeriría de la elaboración del estudio definitivo.

En lo que se refiere a las redes de distribución secundaria y de las principales localidades de la provincia que cuenta con servicio eléctrico, resulta económicamente atractivo efectuar la reconversión de 220 a 380/220 V, lo que permitiría reducir las pérdidas técnicas de potencia y energía mejorando sustancialmente el servicio actual. Asimismo la reconversión permitiría identificar y conectar a los usuarios clandestinos, reduciendo de esta forma las pérdidas no técnicas.

Los proyectos como los de Ocoña, La Planchada, Atico y Quilca que podrían ser

financiados por entidades el Programa de Desarrollo eléctrico de Interés Social PRODEIS a cargo de Ministerio de Energía y Minas, y el Fondo de compensación y Desarrollo Social a cargo del Ministerio de la Presidencia.

En lo que se refiere a las redes de distribución secundaria de Mollendo y de las principales localidades de la provincia que cuentan con servicio eléctrico, resulta económicamente atractivo efectuar la reconversión de 220 a 380/220 V, lo que permitiría reducir las pérdidas técnicas de potencia y energía y la caída de tensión a la tercera parte de las actuales, mejorando sustancialmente el servicio actual. Asimismo la reconversión permitiría identificar y conectar a los usuarios clandestinos, reduciendo de esta forma las pérdidas no técnicas.

En lo que respecta al desarrollo de la electrificación rural, se podría utilizar como fuentes de financiamiento al Programa de Desarrollo Eléctrico de Interés Social PRODEIS a cargo de Ministerio de Energía y Minas, y al Fondo de Compensación y Desarrollo Social a cargo del Ministerio de la Presidencia.

## Detalle de la demanda de potencia y energía

18

### ANEXO No 2.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 15

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 51623 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : MOLLENDO (Invierno)  
 PROVINCIA(S) : ISLAY  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MOLLENDO	MOLLENDO	7772. 12568.	8267. 13110.	8792. 13816.	9300. 14556.	9746. 15333.	10173. 16142.	10616. 16997.	11073. 17890.	11550. 18826.	12040. 19802.
MATAZANI	ISLAY	0. 765.	0. 799.	544. 833.	360. 868.	593. 909.	619. 933.	647. 997.	674. 1043.	704. 1092.	730. 1143.
MEJIA	MEJIA	415. 651.	450. 918.	496. 970.	543. 1035.	579. 1103.	617. 1177.	659. 1259.	701. 1343.	749. 1435.	799. 1530.
ATA ENSENADA	DEAN VALDIVIA	16. 37.	19. 48.	22. 42.	25. 44.	26. 46.	28. 49.	30. 52.	31. 55.	33. 59.	36. 51.
EL POQUERON	DEAN VALDIVIA	13. 38.	15. 32.	17. 34.	20. 35.	22. 38.	23. 40.	24. 42.	25. 44.	27. 47.	28. 47.
LA CURVA	DEAN VALDIVIA	379. 710.	413. 751.	448. 793.	486. 838.	513. 885.	542. 933.	573. 984.	604. 1038.	637. 1095.	674. 1157.
ARENAL	DEAN VALDIVIA	294. 525.	307. 555.	333. 587.	359. 618.	380. 650.	401. 688.	423. 725.	445. 766.	472. 809.	497. 854.
PUNTA BONGON	PUNTA BONGON	795. 1387.	853. 1457.	915. 1530.	982. 1607.	1033. 1687.	1083. 1773.	1139. 1862.	1197. 1955.	1257. 2053.	1320. 2157.
COCACHACRA	COCACHACRA	489. 893.	527. 942.	569. 993.	614. 1048.	648. 1107.	683. 1167.	722. 1233.	761. 1298.	803. 1378.	847. 1447.
CAPAGUEN	COCACHACRA	0. 28.	0. 30.	0. 33.	0. 35.	16. 38.	18. 41.	20. 44.	21. 46.	24. 49.	25. 51.
EL FISCAL	COCACHACRA	0. 22.	0. 23.	11. 25.	12. 27.	13. 28.	14. 31.	16. 32.	17. 34.	18. 36.	20. 37.

EL TORO	COCACHACRA	0. 34.	0. 38.	0 40.	0. 45.	20. 48.	23. 51.	24. 55.	27. 58.	30. 61.	32. 63.
LA PASCANA	COCACHACRA	0. 19.	0. 21.	0. 23.	0. 24.	12. 27.	13. 29.	14. 31.	15. 32.	17. 35.	18. 36.
HACIENDITA	COCACHACRA	0. 26.	0. 28.	0. 31.	0. 34.	15. 36.	16. 39.	18. 43.	19. 44.	22. 47.	24. 50.
VENTILLATA	COCACHACRA	0. 32.	0. 35.	15. 38.	17. 41.	19. 43.	20. 46.	22. 49.	24. 52.	27. 55.	29. 59.

P.S.E. (MWh-año)	10162.	10055.	12164.	12970.	13635.	14273.	14947.	15635.	16267.	17131.
MOLLENDO (Invierno)	17928.	18772.	19787.	20856.	21977.	23158.	24484.	25697.	27066.	28497.

#### CARGAS ESPECIALES

CENTRO DE CARGA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD      DISTRICTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
FAB. CONSERVAS   MOLLENDO	964. 1445.	964. 1445.	964. 1445.	964. 1445.	964. 1445.	964. 1445.	964. 1445.	1445. 1445.	1445. 1445.	1445. 1445.
FAB. SAN ANDRES   MOLLENDO	526. 876.	526. 876.	526. 876.	526. 876.	526. 876.	526. 876.	526. 876.	876. 876.	876. 876.	876. 876.
PESCAPERU        MOLLENDO	0. 3285.	0. 3285.	3285. 3285.	3285. 3285.	3285. 3285.	3285. 3285.	3285. 3285.	3285. 3285.	3285. 3285.	3285. 3285.
ENAPU            MATARANI	0. 4380.	0. 4380.	4380. 4380.	4380. 4380.	4380. 4380.	4380. 4380.	4380. 4380.	4380. 4380.	4380. 4380.	4380. 4380.
ZONA FRANCA     MATARANI	0. 13140.	0. 13140.	6570. 13140.	6570. 13140.	6570. 13140.	6570. 13140.	6570. 13140.	13140. 13140.	13140. 13140.	13140. 13140.
<b>CARGAS ESPECIALES</b>	<b>1489.</b>	<b>1489.</b>	<b>15724.</b>	<b>15724.</b>	<b>15724.</b>	<b>15724.</b>	<b>15724.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>
<b>(MWh-año)</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>	<b>23126.</b>

TOTAL P.S.E. (MWh-año)	11651.	12344.	27088.	28694.	29359.	29997.	30671.	30761.	39493.	36266.
MOLLENDO (Invierno)	41854.	41898.	42913.	43982.	45103.	46284.	47330.	48923.	50192.	51623.



EL TORO	COCACHACRA	0. 16.	0. 17.	0. 18.	0. 20.	10. 21.	11. 23.	12. 24.	13. 25.	14. 26.	15. 27.
LA PASCANA	COCACHACRA	0. 9.	0. 10.	0. 10.	0. 11.	6. 12.	6. 13.	7. 13.	7. 14.	8. 15.	9. 15.
HACIENDITA	COCACHACRA	0. 12.	0. 13.	0. 14.	0. 15.	7. 16.	8. 17.	9. 19.	9. 19.	10. 20.	11. 22.
VENTILLATA	COCACHACRA	0. 15.	0. 16.	0. 17.	0. 18.	9. 19.	10. 20.	11. 21.	11. 22.	13. 24.	14. 25.
P.S.E. (KW)		3007.	4118.	4527.	4789.	5000.	5191.	5393.	5597.	5610.	6039.
MOLLENDO (Invierno)		6272.	6510.	6819.	7135.	7462.	7807.	8160.	8539.	8931.	9337.

### CARGAS ESPECIALES

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
FAB. CONSERVAS	MOLLENDO	220. 330.	220. 330.	220. 330.	220. 330.	220. 330.	220. 330.	220. 330.	330. 330.	330. 330.	330. 330.
FAB. SAN ANDRES	MOLLENDO	120. 200.	120. 200.	120. 200.	120. 200.	120. 200.	120. 200.	120. 200.	200. 200.	200. 220.	200. 200.
PESCAPERU	MOLLENDO	0. 750.	0. 750.	750. 750.	750. 750.	750. 750.	750. 750.	750. 750.	750. 750.	750. 750.	750. 750.
ENAPU	MATARANI	0. 1000.	0. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.
ZONA FRANCA	MATARANI	0. 3000.	0. 3000.	1500. 3000.	1500. 3000.	1500. 3000.	1500. 3000.	1500. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.	300. 300.
CARGAS ESPECIALES (KW)		340. 5200.	340. 5200.	3590. 5200.	3590. 5200.	3590. 5200.	3590. 5200.	3590. 5200.	5200. 5200.	5200. 5200.	520. 520.

TOTAL P.S.E. (KW)	4023.	4254.	6930.	7200.	7411.	7602.	7804.	9134.	9351.	95
MOLLENDO (Invierno)	9609.	10055.	10356.	10672.	10999.	11344.	11705.	12076.	12468.	128

## Detalle de la demanda de potencia y energía

### ANEXO No 2.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 15

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 12874 kW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): MOLLENDO (Invierno)  
 PROVINCIA(S) : ISLAY  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MOLLENDO	MOLLENDO	2989. 4570.	3161. 4741.	3343. 4970.	3533. 5200.	3664. 5456.	3803. 5714.	3946. 5985.	4093. 6266.	4246. 6557.	4405. 6864.
MATARANI	ISLAY	0. 206.	0. 212.	160. 219.	165. 226.	170. 234.	176. 243.	182. 252.	187. 261.	193. 270.	199. 280.
MEJIA	MEJIA	319. 473.	337. 492.	355. 510.	375. 531.	396. 552.	399. 570.	412. 599.	425. 625.	440. 652.	457. 680.
ALTA ENSENADA	DEAN VALDIVIA	11. 21.	12. 22.	14. 23.	16. 24.	16. 25.	17. 26.	19. 27.	19. 29.	19. 30.	21. 31.
EL BOQUERON	DEAN VALDIVIA	9. 17.	10. 18.	11. 19.	13. 19.	14. 20.	14. 21.	15. 22.	15. 23.	15. 24.	16. 25.
LA CURVA	DEAN VALDIVIA	105. 192.	114. 203.	124. 213.	134. 225.	141. 237.	148. 249.	157. 262.	165. 275.	173. 290.	183. 305.
ARENAL	DEAN VALDIVIA	105. 175.	112. 183.	121. 192.	129. 200.	135. 208.	141. 218.	147. 228.	153. 239.	160. 250.	167. 261.
PUNTA BOMBON	PUNTA BOMBON	331. 523.	352. 545.	374. 566.	397. 590.	413. 613.	429. 639.	447. 665.	465. 692.	483. 720.	503. 750.
COCACHACRA	COCACHACRA	222. 350.	236. 364.	251. 379.	266. 395.	277. 411.	288. 428.	299. 447.	311. 464.	324. 484.	337. 505.
CARAQUEN	COCACHACRA	0. 13.	0. 14.	0. 15.	0. 16.	0. 17.	9. 18.	9. 19.	10. 20.	11. 21.	12. 22.
EL FISCAL	COCACHACRA	0. 10.	0. 11.	6. 11.	6. 12.	6. 13.	7. 13.	7. 14.	8. 15.	9. 15.	9. 16.

## Detalle de la demanda de potencia y energía

### ANEXO No 2.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 15

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 54689 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : MOLLENDO (Verano)  
 PROVINCIA(S) : ISLAY  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MOLLENDO	MOLLENDO	8546. 13698.	8821. 14436.	9105. 15215.	9398. 16031.	9923. 16884.	10481. 17781.	11864. 18725.	11674. 19707.	12313. 20737.	12989. 21821.
MATAPANI	ISLAY	0. 832.	0. 868.	592. 985.	617. 942.	644. 987.	672. 1035.	781. 1082.	732. 1133.	764. 1186.	797. 1241.
MEJIA	MEJIA	474. 982.	521. 1058.	571. 1118.	625. 1193.	666. 1275.	711. 1362.	758. 1455.	809. 1553.	863. 1663.	920. 1771.
ALTA ENSEMADA	DEAN VALDIVIA	16. 48.	20. 42.	23. 45.	27. 47.	28. 58.	30. 53.	32. 56.	34. 59.	36. 62.	38. 65.
EL BOQUERON	DEAN VALDIVIA	13. 32.	16. 34.	19. 36.	22. 38.	23. 40.	24. 42.	26. 45.	27. 47.	29. 50.	30. 52.
LA CURVA	DEAN VALDIVIA	426. 882.	465. 846.	505. 893.	548. 944.	579. 997.	618. 1058.	645. 1109.	681. 1172.	719. 1235.	760. 1303.
ARENAL	DEAN VALDIVIA	314. 581.	339. 614.	368. 649.	399. 684.	428. 722.	444. 763.	468. 804.	495. 849.	522. 875.	552. 946.
PUNTA BOMBON	PUNTA BOMBON	885. 1546.	949. 1625.	1020. 1786.	1095. 1793.	1151. 1883.	1209. 1978.	1269. 2077.	1334. 2184.	1401. 2292.	1472. 2409.
COCACRACRA	COCACRACRA	546. 1003.	589. 1058.	637. 1115.	689. 1175.	726. 1242.	765. 1318.	809. 1381.	853. 1458.	898. 1538.	948. 1622.
CARAQUEM	COCACHACRA	0. 31.	0. 33.	0. 36.	0. 38.	18. 42.	19. 45.	21. 47.	23. 50.	25. 53.	28. 56.

EL FISCAL	COCACHACRA	0.	0.	12.	13.	15.	16.	18.	19.	21.	22.
		24.	27.	28.	31.	32.	34.	36.	38.	40.	42.
EL TORO	COCACHACRA	0.	0.	0.	0.	22.	25.	27.	29.	32.	35.
		38.	41.	45.	49.	52.	56.	60.	63.	67.	71.
LA PASCANA	COCACHACRA	0.	0.	0.	0.	13.	15.	15.	17.	19.	20.
		22.	24.	26.	28.	30.	33.	34.	37.	39.	41.
HACIENDITA	COCACHACRA	0.	0.	0.	0.	16.	18.	20.	22.	24.	26.
		28.	31.	34.	37.	41.	44.	47.	49.	53.	57.
VENTILLATA	COCACHACRA	0.	0.	17.	19.	21.	23.	25.	27.	30.	33.
		36.	38.	43.	46.	49.	52.	55.	59.	62.	66.

P.S.E. (MWh-año)	11221.	11720.	12867.	13452.	14264.	15062.	15898.	16776.	17696.	18671.
MOLLENDO (Verano)	19695.	20768.	21894.	23074.	24326.	25638.	27013.	28458.	29970.	31563.

#### CARGAS ESPECIALES

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
FAB. CONSERVAS	MOLLENDO	964.	964.	964.	964.	964.	964.	964.	1445.	1445.	1445.
		1445.	1445.	1445.	1445.	1445.	1445.	1445.	1445.	1445.	1445.
FAB. SAN ANDRES	MOLLENDO	526.	526.	526.	526.	526.	526.	526.	876.	876.	876.
		876.	876.	876.	876.	876.	876.	876.	876.	876.	876.
PESCAPERU	MOLLENDO	0.	0.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.
		3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.	3285.
ENAPU	MATARANI	0.	0.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.
		4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.	4380.
ZONA FRANCA	MATARANI	0.	0.	6570.	6570.	6570.	6570.	6570.	13140.	13140.	13140.
		13140.	13140.	13140.	13140.	13140.	13140.	13140.	13140.	13140.	13140.
CARGAS ESPECIALES		1489.	1489.	15724.	15724.	15724.	15724.	15724.	23126.	23126.	23126.
(MWh-año)		23126.	23126.	23126.	23126.	23126.	23126.	23126.	23126.	23126.	23126.

TOTAL P.S.E. (MWh-año)	12710.	13209.	28591.	29176.	29988.	30766.	31622.	39902.	48822.	417
MOLLENDO (Verano)	42821.	43894.	45020.	46200.	47452.	48764.	50139.	51584.	53095.	546

## Detalle de la demanda de potencia y energía

### ANEXO No 2.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 15

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 13885 kW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): MOLLENDO (Verano)  
 PROVINCIA(S) : ISLAY  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MOLLENDO	MOLLENDO	3207. 0981.	3373. 5221.	3462. 5473.	3553. 5736.	3730. 6000.	3910. 6290.	4113. 6593.	4316. 6903.	4527. 7225.	4745. 756
MATARANI	ISLAY	0. 224.	0. 231.	174. 230.	179. 245.	185. 254.	191. 264.	197. 273.	203. 283.	210. 293.	21 30
MEJIA	MEJIA	365. 546.	386. 568.	400. 580.	431. 612.	440. 637.	459. 664.	474. 693.	490. 722.	508. 755.	52 78
ALTA ENSENADA	DEAN VALDIVIA	11. 23.	13. 24.	15. 25.	17. 26.	18. 27.	19. 28.	19. 29.	20. 31.	21. 32.	3
EL BOQUERON	DEAN VALDIVIA	9. 10.	10. 19.	12. 20.	14. 21.	14. 22.	15. 22.	16. 24.	16. 24.	17. 25.	
LA CURVA	DEAN VALDIVIA	110. 217.	129. 228.	139. 240.	151. 253.	159. 267.	167. 280.	176. 295.	186. 311.	196. 327.	20 34
ARENAL	DEAN VALDIVIA	116. 194.	124. 203.	133. 212.	143. 221.	149. 231.	156. 242.	162. 253.	170. 265.	178. 276.	18 28
PUNTA BOMBON	PUNTA BOMBON	369. 584.	391. 600.	416. 632.	442. 650.	460. 685.	479. 713.	490. 742.	510. 773.	539. 804.	561 838
COCACHACRA	COCACHACRA	240. 393.	264. 409.	281. 426.	299. 443.	310. 462.	322. 481.	336. 500.	349. 522.	362. 544.	377 565
CARAQUEN	COCACHACRA	0. 14.	0. 15.	0. 16.	0. 17.	9. 19.	9. 20.	10. 21.	11. 22.	12. 23.	13 24
EL FISCAL	COCACHACRA	0. 11.	0. 12.	6. 13.	6. 14.	7. 14.	8. 15.	8. 16.	9. 16.	10. 17.	10 16

EL TORO	COCACHACRA	0.	0.	0.	0.	11.	12.	13.	14.	15.	16.
		10.	19.	20.	22.	23.	25.	26.	27.	29.	30.
LA PASCANA	COCACHACRA	0.	0.	0.	0.	6.	7.	7.	8.	9.	9.
		10.	11.	12.	12.	14.	14.	15.	16.	17.	17.
HACIENDITA	COCACHACRA	0.	0.	0.	0.	0.	9.	10.	10.	11.	12.
		13.	14.	15.	17.	18.	20.	21.	21.	23.	24.
VENTILLATA	COCACHACRA	0.	0.	0.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.
		16.	17.	19.	21.	22.	23.	24.	25.	27.	28.

P.S.E. (KW)	4297.	4456.	4882.	4983.	5245.	5492.	5749.	6017.	6296.	6590.
MOLLENDU (Verano)	6898.	7219.	7553.	7901.	8268.	8650.	9008.	9463.	9896.	10348.

### CARGAS ESPECIALES

CENTRO DE CARGA	LOCALIDAD	DISTRITO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
			2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013

FAB. CONSERVAS	MOLLENDU	220.	220.	220.	220.	220.	220.	220.	220.	330.	330.	330.
		330.	330.	330.	330.	330.	330.	330.	330.	330.	330.	330.

FAB. SAN ANDRES	MOLLENDU	120.	120.	120.	120.	120.	120.	120.	120.	200.	200.	200.
		200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.

PESCAPERU	MOLLENDU	0.	0.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.
		750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.	750.

ENAFU	MATARANI	0.	0.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
		1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.

ZONA FRANCA	MATARANI	0.	0.	1500.	1500.	1500.	1500.	1500.	3000.	3000.	3000.	3000.
		3000.	3000.	3000.	3000.	3000.	3000.	3000.	3000.	3000.	3000.	3000.

CARGAS ESPECIALES (KW)	340.	340.	3590.	3590.	3590.	3590.	3590.	3590.	5200.	5200.	5200.
	5200.	5200.	5200.	5200.	5200.	5200.	5200.	5200.	5200.	5200.	5200.

TOTAL P.S.E. (KW)	4433.	4592.	7213.	7394.	7656.	7903.	8160.	8554.	9033.	9427.
MOLLENDU (Verano)	10435.	10756.	11090.	11430.	11805.	12187.	12585.	13000.	13433.	13865.

ANEXO No 2.1.6.2

EVALUACION ECONOMICA

SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE MOLLENDO MEDIANTE LINEA C.VERDE-MOLLENDO EN 138 kV

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA Gwh (1)	C O S T O S - mil US \$					B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)
		COMPRA DE ENERGIA (2)	INVER. EN LINEA (3)	PERDID. DE ENERGIA (4)	OPERAC. Y MANT. (5)	TOTAL COSTOS (5)	INVERS. GRUPO (6)	MANTENI. Y MANO DE OBRA (7)	COMBUST Y LUBRIC. (8)	TOTAL BENEF. (8)	
1994			2008			2008					-2008
1995			3153			3153	1621			1621	-1532
1996	28.6	1329	222	53.2	118.4	1723		154	2166	2320	597
1997	29.2	1357	222	54.3	123.3	1756		154	2210	2364	608
1998	30.0	1394	76	55.8	125.0	1651	2017	154	2271	5243	3592
1999	30.8	1432	75	57.3	126.6	1690		192	2332	2524	833
2000	31.6	1470		58.8	126.6	1656		192	2395	2587	931
2001	39.9	1855		74.2	126.6	2056	2312	192	3022	5526	3470
2002	40.8	1898		75.9	126.6	2101		210	3092	3302	1201
2003	41.8	1944		77.7	126.6	2148		210	3166	3376	1228
2004	42.8	1991		79.6	126.6	2197	2012	210	3244	6266	4060
2005	43.9	2041		81.6	126.6	2249		230	3325	3555	1306
2006	45.0	2093		83.7	126.6	2304		230	3410	3640	1337
2007	46.2	2148		85.9	126.6	2361	2928	230	3499	6658	4297
2008	47.5	2207		88.3	126.6	2421		254	3594	3848	1426
2009	48.8	2268		90.7	126.6	2485		254	3694	3947	1462
2010	50.1	2331		93.3	126.6	2551	2936	254	3798	6988	4436
2011	51.6	2399		95.9	126.6	2621		271	3907	4178	1557
2012	53.1	2469		98.8	126.6	2694		271	4022	4293	1598
2013	54.7	2543	-1032	101.7	103.9	1716	-5693	271	4143	-1280	-2996
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		10715	8545	6821	5439	4324	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C		1.51	1.47	1.43	1.39	1.35	
COSTO EMERG. C/LINEA			(9)	c\$/kWh		6.69	6.98	7.29	7.62	7.97	
COSTO ENERGIA TERMICA			(10)	c\$/kWh		10.13	10.30	10.45	10.60	10.74	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	
TASA INTERNA DE RETORNO				%				34.38			

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Mollendo  
 (2) : Costo de energía en 60 kV 4.65 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)  
 (3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Mollendo, incluye línea en 138 kV Cerro Verde-San Jose-Mollendo  
 (4) : Para PSE Mollendo se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas  
 (5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión  
 (6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.  
 (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión  
 (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 10 % por costo de lubricante  
 (9) : Costo resultante de la energía  
 (10): Costo de generación térmica aislada con CC.TT. en Mollendo, Matartani y La Curva



ANEXO No 2.2.6.2-A

EVALUACION ECONOMICA

LINEA EN 138 kV CERRO VERDE - SAN JOSE - MOLLENDO Y S.E. SAN JOSE Y MOLLENDO  
(P.S.E de Mollendo, La Joya y Caaná con la demanda de energía)

DEMANDA:		C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO	
		Con línea C.Verde-S.José-Mollendo				C/Generación Térmica aislada				
DE AÑO	ENERGIA	DE COMPRA	INVER. EN LINEA	PERDIDA DE ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. DE GRUPO Y TERM. DE OBRA	MANTENI. Y LUBRIC.	COMBUST. BENEF. TOTAL	NETO
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1994		1824			1824					-1824
1995		2648			2648	4896			4896	1456
1996	36.8	1490	59.6	111.6	1667		138	2717	2855	1193
1997	44.6	1805	72.2	111.6	1989		138	3291	3429	1439
1998	46.2	1870	74.8	111.6	2057	4480	138	3489	8027	5970
1999	50.0	2025	81.0	111.6	2217		171	3690	3861	1644
2000	51.7	2095	83.8	111.6	2290		171	3818	3989	1699
2001	63.2	2559	102.4	111.6	2773	5279	171	4664	10115	7342
2002	64.7	2620	104.8	111.6	2837		187	4776	4962	2126
2003	66.3	2685	107.4	111.6	2904		187	4894	5080	2177
2004	68.0	2753	110.1	111.6	2974	6818	187	5017	11222	8248
2005	69.7	2823	112.9	111.6	3048		205	5146	5351	2303
2006	71.6	2901	116.1	111.6	3129		205	5288	5494	2365
2007	73.7	2983	119.3	111.6	3214	6363	205	5437	12005	8791
2008	75.8	3070	122.8	111.6	3304		226	5595	5822	2518
2009	78.0	3160	126.4	111.6	3398		226	5760	5987	2588
2010	80.4	3255	130.2	111.6	3497	6777	226	5933	12937	9440
2011	82.8	3355	134.2	111.6	3601		242	6116	6358	2757
2012	85.5	3464	138.6	111.6	3714		242	6314	6556	2842
2013	88.1	3570	-892.8	142.8	2932	-12703	242	6507	-5953	-8885

TASA DE DESCUENTO	%	8	10	12	14	16
VALOR ACTUAL NETO	mil \$	25590	21395	18045	15324	13096
RELACION BENEFICIO/COSTO	B/C	2.01	2.00	1.98	1.95	1.92
COSTO ENERG. C/LINEA 138 kV (9)	c\$/kWh	5.17	5.32	5.48	5.66	5.85
COSTO ENERGIA TERMICA (10)	c\$/kWh	10.40	10.63	10.84	11.06	11.26
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA		0.50	0.50	0.51	0.51	0.52
TASA INTERNA DE RETORNO	%			96.28		

- (1) : Demanda de energía de los pequeños sistemas eléctricos de Mollendo, Caaná y La Joya
- (2) : Costo de energía en 138 kV a 4.85 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)
- (3) : Costo línea 138 kV C.Verde-Mollendo y S.E. S. José 138/33/10 kV y Mol. 138/60/10 kV
- (4) : % de pérdidas de energía en la línea 138 kV C.Verde-Mollendo
- (5) : Los costos de O. y M. de la línea se estiman en 2.5% de la inversión
- (6) : \$ 650/kM para satisfacer el crecimiento de la demanda
- (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 1.5% de la inversión
- (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 15% por costo de lubricante
- (9) : Costo resultante de la energía en barras de 33 y 10 kV en la S.E. San José y en 60 y 10 kV en la S.E. Mollendo
- (10): Costo de la generación térmica aislada en las CC.TT. de Mollendo, Caaná, La Joya, La Curva, y las bases de La Joya y Vitor





ANEXO No 2.1.6.41

LINEA EN 60 KV MOLLENDO-LA CURVA, 25 km, y S.E. LA CURVA 60/10 KV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				68.50
111	Poste de C.A.C. de 14/400.	U	137	0.500	68.50
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				10.93
121	Aislador tipo Line-Post y accesorios	U	112	0.140	15.68
122	Cadena de aisladores y accesorios	Cjto	25	0.130	3.25
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				71.62
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	77	0.872	67.14
132	Accesorios de conductores	Cjto	112	0.040	4.48
140	FERRERIA Y MATERIAL ACCESORIO				8.00
141	Retenida de anclaje	Cjto.	60	0.100	6.00
142	Puesta a tierra	Cjto.	25	0.080	2.00
150	TRANSFORMADOR				75.00
151	Transformador 60/10 kV, 3.6 MVA	U	1	75.00	75.00
160	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				117.00
161	Seccionador 30, 60 kV, c/puesta a tierra	Cjto	1	25.000	25.00
162	Interruptor 30, 60 kV	Cjto	1	50.000	50.00
163	Reconectador 30 en 10 kV, 400 A,	U	2	12.000	24.00
165	TT y TC, con equipo de medición en 10 kV	U	1	9.000	9.00
166	Malla de puesta a tierra.	Cjto.	1	4.000	4.00
167	Pórtico, barras 60 kV y soporte de equip	Cjto	1	5.000	5.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				359.05
200	Transporte				25.13
300	Montaje Electromecánico				89.76
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				60.11
600	Imprevistos				55.91
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				614.97
800	Costo de Estudios, Supervisión				15.37
900	Impuestos y Aranceles				113.46
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				743.80

ANEXO No 2.1.6.4.2

LINEA EN 33 KV MOLLENDO-LA CURVA, 25 km  
y SS.EE. MEJIA Y LA CURVA 33/10 KV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				49.20
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	112	0.350	39.20
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	25	0.400	10.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				29.60
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	336	0.032	10.75
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	336	0.007	2.35
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	150	0.110	16.50
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				94.14
131	Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	77	1.192	91.70
132	Accesorios de conductores	Cjto	336	0.01	2.35
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				7.00
141	Retenida de anclaje	Cjto.	60	0.100	6.00
142	Puesta a tierra	Cjto.	25	0.040	1.00
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				142.10
151	Transformador 30, 33/10 kV, 2.6 MVA	U	1	45.000	45.00
152	Transformador 30, 33/10 kV, 1 MVA	U	1	35.000	35.00
152	Reconectador 30, 10 kV, 400 A	U	4	12.000	48.00
153	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	6	0.350	2.10
154	Pórtico	Cjto	2	3.000	6.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	2	3.000	6.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				322.04
200	Transporte				22.54
300	Montaje Electromecánico				80.51
400	Obras Civiles				40.00
500	Gastos Generales y Utilidades				67.97
600	Imprevistos				53.31
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				506.37
800	Costo de Estudios, Supervisión				14.66
900	Impuestos y Aranceles				108.18
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				709.21

ANEXO No 2.1.6.43

LINEA EN 33 kV MOLLENDO-MATARANI, 10 km, y S.E. MATARANI 33/10 kV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				19.75
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	45	0.350	15.75
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	10	0.400	4.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				10.11
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	90	0.032	2.88
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	90	0.007	0.63
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	60	0.110	6.60
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				26.79
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	30	0.872	26.16
132	Accesorios de conductores	Cjto	90	0.01	0.63
140	FERRERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.80
141	Retenida de anclaje	Cjto.	24	0.100	2.40
142	Puesta a tierra	Cjto.	10	0.040	0.40
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				176.21
151	Transformador 30, 33/10 kV, 3 MVA	U	1	50.000	50.00
152	Celda 10 kV con interruptor extraible	U	3	25.000	75.00
153	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	3	0.350	1.05
154	Cable seco en 10 kV, 70 mm <sup>2</sup>	U	120	0.018	2.16
155	Celda con TT, TC y equ. de medición	U	3	12	36.00
154	Pórtico	Cjto	2	3.000	6.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	2	3.000	6.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				235.66
200	Transporte				16.50
300	Montaje Electromecánico				50.92
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				48.67
600	Imprevistos				38.47
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				423.21
800	Costo de Estudios, Supervisión				10.58
900	Impuestos y Aranceles				78.00
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				511.88

**ANEXO No 2.1.6.4.4**

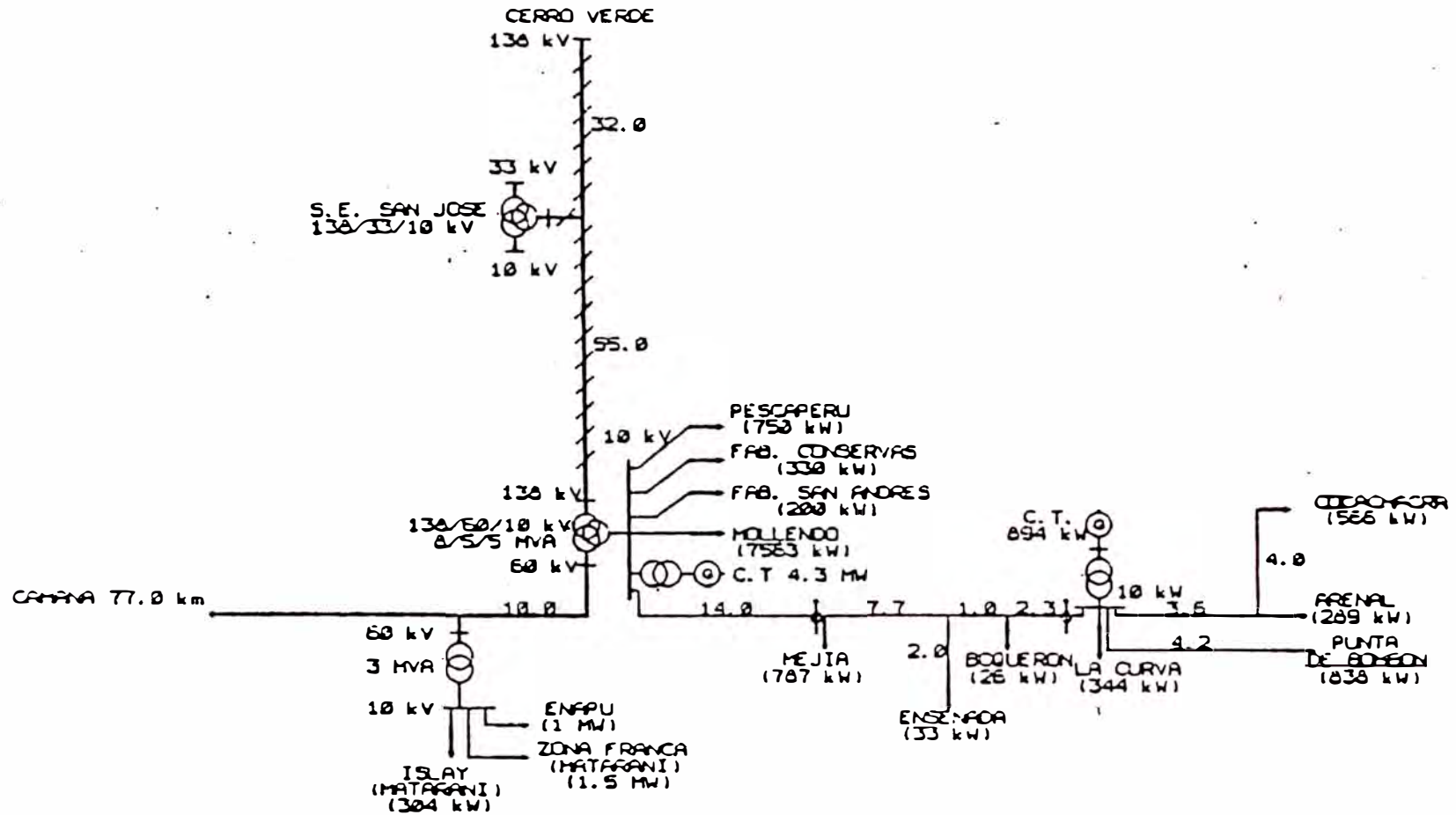
**LINEA 10-MRT EN 10 kV LOCALIDADES RURALES DEL PSE MOLLENDO, 22 km  
(Ensenada, El Fiscal, Caraquen, Haciendita, Pascana, El Toro)**

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				42.35
111	Postes de C.A.C. de 12/200.	U	121	0.350	42.35
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				3.81
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	99	0.008	0.79
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	99	0.006	0.59
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	44	0.055	2.42
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				18.10
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	32	0.544	17.41
132	Accesorios de conductores	Cjto	99	0.01	0.69
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				6.08
141	Retenida de anclaje	Cjto.	52	0.100	5.20
142	Puesta a tierra	Cjto.	22	0.040	0.88
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				6.45
151	Transformador 10/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
153	Pórtico	Cjto	1	0.600	0.60
154	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.100	0.10
100	Suministro de Materiales y Equipos				76.79
200	Transporte				5.30
300	Montaje Electromecánico				19.20
400	Obras Civiles				1.00
500	Gastos Generales y Utilidades				14.07
600	Imprevistos				11.64
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				128.07
800	Costo de Estudios, Supervisión				8.00
900	Impuestos y Aranceles				24.49
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				160.57

## Contrato No. 2 del Proyecto

LINEA EN 138 kV CERRRO VERDE - SAN JOSE - MOLLENDO, 87 km  
Y SS.EE. SAN JOSE 138/33/10 kV Y MOLLENDO 138/60/10 kV

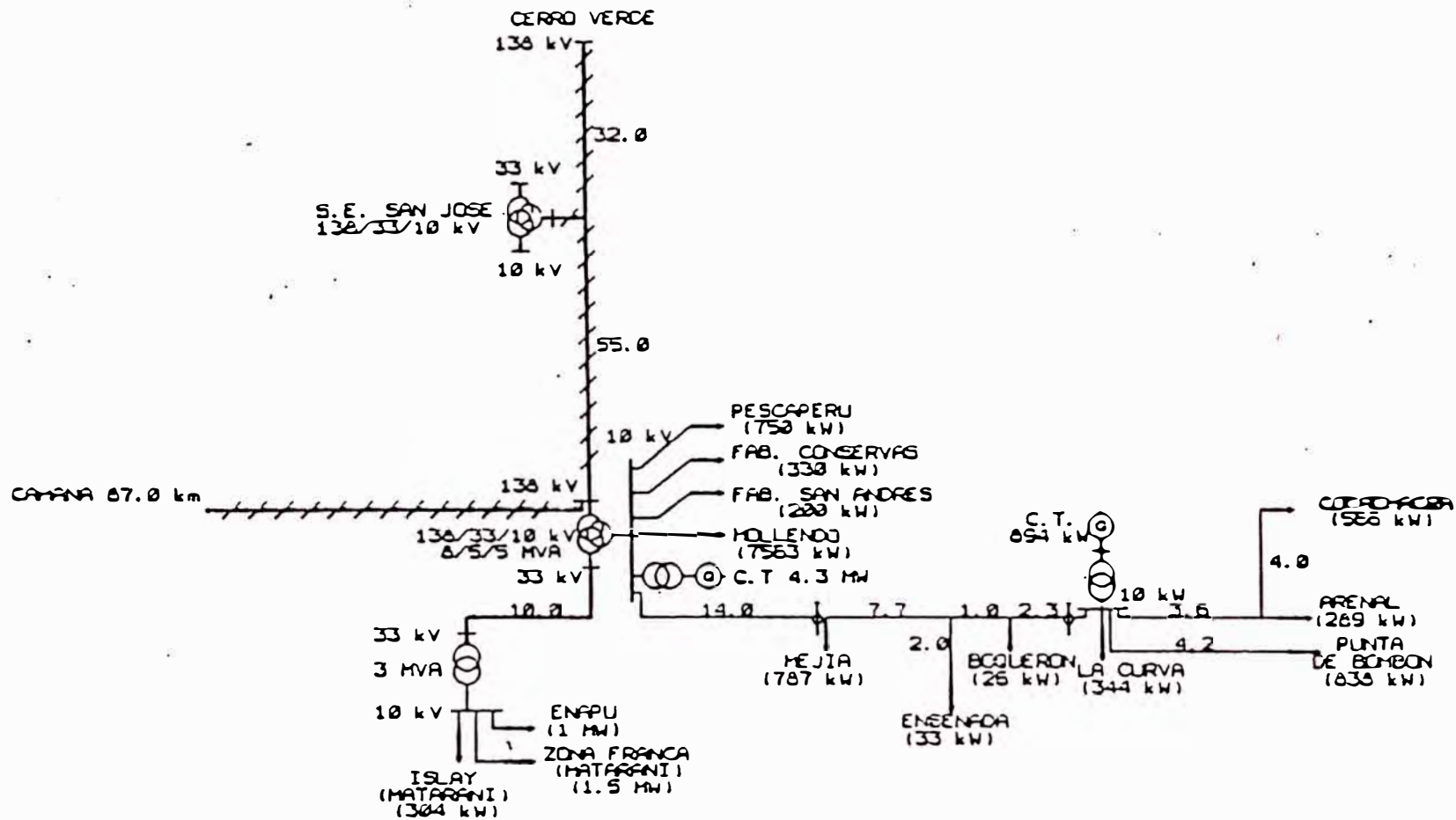
ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS				
110	POSTES				289.31
111	Poste de C.A.C. de 15/500.	U	374	0.711	265.91
112	Poste de C.A.C. de 18/800.	U	18	1.300	23.40
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				393.60
121	Aislador tipo Line-Post y accesorios	U	1230	0.320	393.60
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				656.20
131	Conductor aleación de aluminio de 120 mm <sup>2</sup>	kg	274	2.398	654.86
132	Accesorios de conductores (manguitos, grapas)	Cjto	192	0.007	1.34
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				43.68
141	Retenidas	Cto.	462	0.100	46.20
142	Puesta a tierra	Cto.	87	0.040	3.48
150	TRANSFORMADOR				340.00
151	Transf. 138/60/10 kV, 8-10/5-6/5-6 MVA	U		200.00	200.00
152	Transf. 138/33/10 kV, 4-5/4-5/1-1.25 MVA	U	2	140.00	140.00
160	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				357.00
161	Seccionador 3ø c/puesta a tierra 138 kV	U	2	35.000	70.00
162	Interruptor 3ø, 138 kV	U	2	70.000	140.00
163	Seccionador 3ø c/puesta a tierra 60 kV	U	1	25.000	25.00
164	Interruptor 3ø, 60 kV	U	1	50.000	50.00
165	Transfor. de tensión y corriente 60 kV	Cjto	1	20.000	20.00
166	Reconectador 34.5 kV, 400 A, 200 kV-BIL	U	2	14.000	28.00
166	Reconectador 34.5 kV, 400 A, 200 kV-BIL	U	2	12.000	24.00
170	CONDUCTORES				3.60
171	Cable seco, tipo XLPE, 10 kV, 95 mm <sup>2</sup>	m	200	0.018	3.60
180	EQUIPO DE CONTROL, PROTECCION Y MEDICION				131.00
181	Celda tipo METAL CLAD en 10 kV	U	1	35.000	35.00
182	Tablero de protección y mando 60 kV	U	1	15.000	15.00
183	Tablero de protección en 10 kV	U	1	5.000	5.00
184	Celda con TT y TC en 10 kV	U	1	8.000	8.00
185	Celdas de Medición en 60 kV y 10 kV	U	2	7.000	14.00
186	Tablero Medic. 33 kV y 10 kV - S.E. S.José	U	2	7.000	14.00
187	Malla de puesta a tierra.	Cjto.	2	5.000	10.00
188	Pórtico de C.A.C. y parantes	U	2	15.000	30.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				2,214.40
200	Transporte				155.01
300	Montaje Electromecánico				553.60
400	Obras Civiles				50.00
500	Gastos Generales y Utilidades				382.59
600	Imprevistos				335.56
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				3,691.15
800	Costo de Estudios, Supervisión				92.28
900	Impuestos y Aranceles				661.02
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				4,464.45



LEYENDA	
	LINEA EN 130 kV. 3 φ
	LINEA EN 60 kV. 3φ
	LINEA EN 10 kV. 3φ
	REGULADOR DE TENSION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 2.1.E.S1.	ALTERNATIVA I (1ª ETAPA) PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	MOLLENDO	REVISO LPG



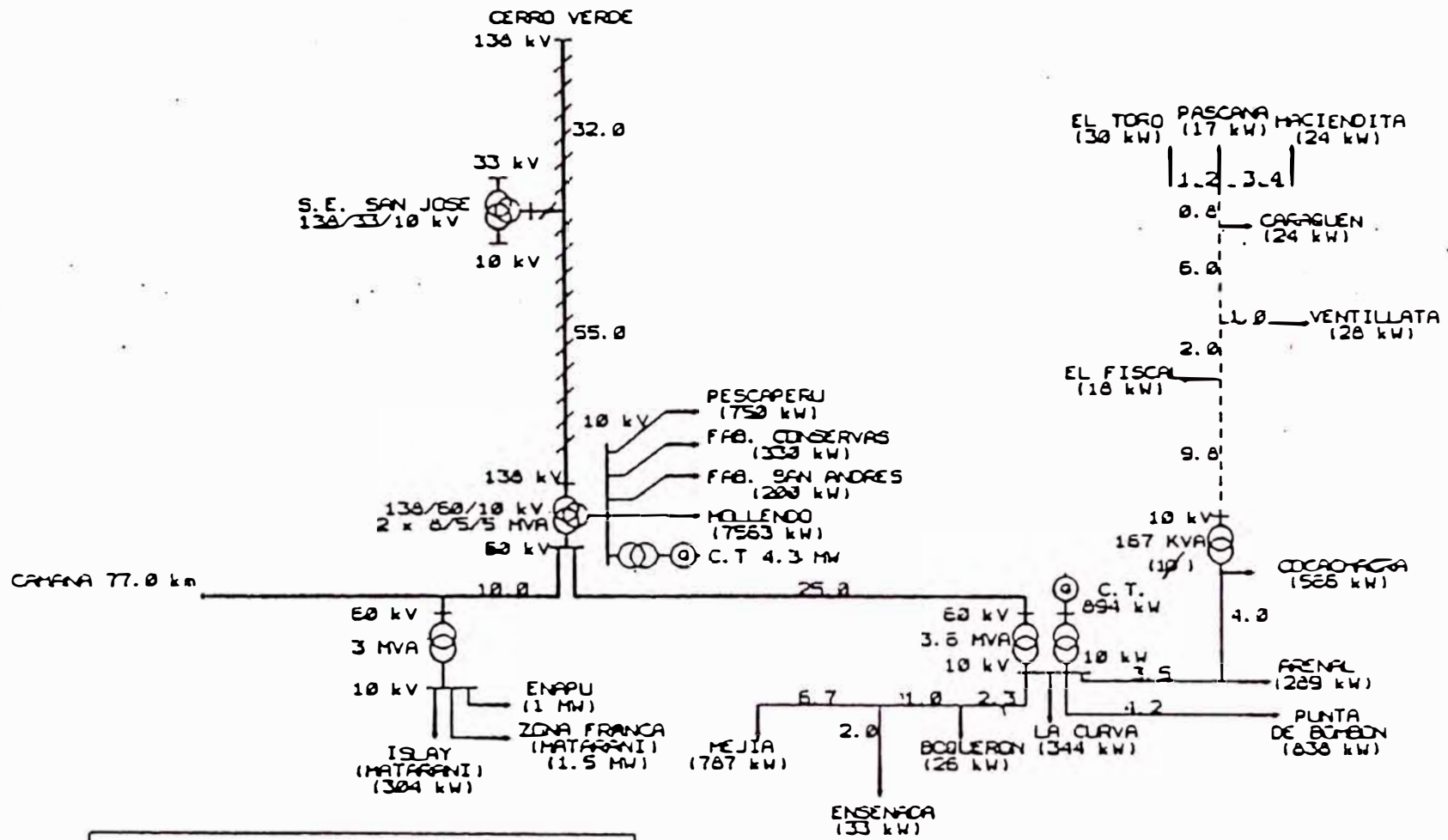


LEYENDA	
	LINEA EN 138 kV. 3φ
	LINEA EN 33 kV. 3φ
	LINEA EN 10 kV. 3φ
	REGULADOR DE TENSION

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y  
ELECTRONICA**

ANEXO 21.8.5.3	ALTERNATIVA II (1ª ETAPA) PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W. A. M. E.	MOLLENDO	REVISO LPG





LEYENDA	
---/---/---	LINEA EN 138 kV. 3φ
—	LINEA EN 60 kV. 3φ
—	LINEA EN 10 kV. 3φ
- - - - -	LINEA M.R.T. ETAPA FINAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 2.1.6.5.2	ALTERNATIVA I (ETAPA FINAL) PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	MOLLENDO	REVISO LPG







## **2.2 Pequeño sistema eléctrico Camaná**

### **2.2.1 Introducción**

#### **2.2.1.1 Objetivo**

El presente documento tiene por objetivo efectuar el planteamiento eléctrico integral de la provincia de Camaná, departamento de Arequipa, con suministro del Sistema Interconectado del Sur Oeste, desde el punto de vista técnico-económico, para un horizonte de 20 años.

#### **2.2.1.2 Antecedentes**

El Gobierno Regional de Arequipa, dentro de su programa de desarrollo eléctrico de la región, elaboró el plan de Expansión de la Frontera Eléctrica de Arequipa, labor que hasta el año 1990 fue desarrollada por Electroperú.

Dentro del Plan de Expansión mencionado, se ha desarrollado el planeamiento técnico-económico del pequeño sistema eléctrico P.S.E. Camaná, un horizonte de 20 años, con energía proveniente del Sistema Interconectado del Sur Oeste, mediante la línea de 60 KV Mollendo-Camaná de 87 Km.

La empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste SEAL tiene a su cargo la

concesión de los servicios eléctricos en las localidades que conforman el P.S.E.

En cuanto a la generación de energía del P.S.E. Camaná, es de origen predominante térmico (Camaná cuenta con la C.H. de San Gregorio de 600 kW), no existiendo disponibilidad de energía para atender a las cargas productivas como son los molinos de arroz y a la proyección de la demanda eléctrica.

Electroperú ha desarrollado los estudios de factibilidad de la C.H. Characta de 2.8 MW, habiendo resultado antieconómica.

### 2.2.1.3 **Alcances**

En el presente documento se evalúa las alternativas de suministro eléctrico más conveniente del P.S.E. Camaná, desarrollándose los siguientes puntos:

Estudio de Mercado Eléctrico: Se efectúa la proyección de la demanda de potencia y energía, la evaluación de las instalaciones existentes y de las requeridas para satisfacer la proyección de la demanda para los próximos 20 años.

Evaluación Técnica: Se analizan las alternativas de electrificación más



convenientes, considerando los aspectos técnico-económicos, y la introducción de nuevos criterios de electrificación que permitan reducir costos.

Costos del Proyecto: Se determinan los costos del proyecto, considerando las alternativas planteadas en la evaluación técnica.

Evaluación económica: Se efectúa la evaluación económica del proyecto, determinando los siguientes indicadores: Valor Actual Neto VAN, Relación Beneficio-Costo B/C Tasa Interna de Retorno TIRE, costo final de la energía en c\$/kWh, y su comparación con la alternativa de generación térmica.

Cronograma de Inversiones y de Implementación de los Proyectos: Se efectúa un equipamiento por etapas de los proyectos seleccionados, de acuerdo a la proyección de la demanda y a los costos de los mismos.

Como suministro eléctrico al P.S.E. Camaná, se plantea la línea en 60 kV Mollendo-Matarini-Camaná de 87 Km, y la línea en 33 kV Camaná-Ocana-La Planchada-

Atico.

En la red secundaria se plantea la reconversión de las redes de distribución existentes de 220 a 380 V.

#### **2.2.1.4 Ubicación**

Distritos	Camaná, ●coña, Quilca y Atico.
Provincia	Camaná

#### **2.2.2 Mercado eléctrico**

La metodología para el estudio del mercado eléctrico es igual para todos los pequeños sistemas eléctricos, el cual fué aplicado para determinar los requerimientos de energía del Pequeño Sistema Eléctrico de Mollendo. Este estudio tiene por objetivo cuantificar los requerimientos de energía eléctrica del pequeño sistema eléctrico Camaná y las respectivas cargas productivas existentes (Pescaperú-La Planchada, molinos de arroz en Camaná y ●caña, etc.) para un servicio permanente, con un período de análisis desde 1994 al 2013.

##### **2.2.2.1 Localidades a beneficiarse**

Las localidades a electrificarse en el PSE Camaná son las siguientes: Camaná, ●caña, Quilca, La Planchada, Los Pescadores, y Atico.

##### **2.2.2.2. Cargas productivas**

Las cargas productivas consideradas

son los molinos de arroz grandes y chicos existentes en Camaná y Ocaña y la fábrica de Pescaperú en la Planchada. Asimismo el sistema estaría en condiciones de satisfacer la demanda proveniente del establecimiento de la agroindustria que se pueda desarrollar en el campo.

#### **2.2.2.3 Metodología y evaluación de la demanda**

En el Anexo Nº 2.2.6.1 y 2.2.6.2 se presenta la proyección de la demanda de potencia de energías, cuyo resumen se muestra a continuación.

Las consideraciones generales para la proyección de la demanda son las siguientes:

Censos nacionales de 19712 y 1981.

Metodología Uniforme de Proyección de la Demanda Eléctrica utilizada por Electroperú y las empresas Regionales. Información recopilada en el área del proyecto respecto a datos estadístico de consumo de energía, máxima demanda, número de viviendas y abonados de las localidades con servicio eléctrico. Además información obtenida de las principales cargas existentes en los sectores Comercial y la Agroindustria.



A continuación se muestra las proyecciones de máxima demanda de potencia y consumo de energía del área de influencia del proyecto.

DEMANDA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO CAMANA

ANOS DE PROYECCION	1994	2003	2013
MAXIMA DEMANDA (Kw)	2454	4979	6814
CONSUMO DE ENERGIA (MWh-año)	7029	17355	23492

En el cuadro anterior se observa que la demanda de potencia proyectada al años 2013 es de unos 6814 kW, que no podrían ser cubiertos por un proyecto hidroeléctrico, y que requeriría de implementación de generación térmica.

**2.2.2.4 Instalaciones eléctricas existentes**  
**Camaná**

Generación: La generación de energía eléctrica para servicio público, comercial, autoproductores, industrial en el área del proyecto es mediante grupos diesel é hidráulicos como se detalla a continuación.

Marca	P.N. (kW)	P.E. (Kw)
Camaná	2934	2130
C.H. SAN GREGORIO	600	550

G-1	: CATERPILLAR	1000	700
G-2	: CATERPILLAR	0	0 (malogrado)
G-3	: SKODA-350PN	660	600
G-4	: SKODA-275AOS	324	0 (malogrado)
G-5	: DETROIT	350	280

- Subestación de salida (generación térmica):

T-1: (G-1, G-5)

Tipo : Al interior

Potencia (KVA) : 1500

Relación Tranf. (kV) : .44/10

f.p. : .8

Frecuencia (Hz) : 60

Tipo de conexión : Triángulo

Estado : Operativo

T-2: (G-3)

Tipo : Al interior

Potencia (KVA) : 1000

Relación Tranf. (kV) : .24/10

f.p. : .8

Frecuencia (Hz) : 60

Tipo de conexión : Triángulo

Estado : Operativo

T-3: (G-4)

Tipo : Al interior

Potencia (KVA) : 500

Relación Tranf. (kV) : .24/10

f.p. : .8

Frecuencia (Hz) : 60

Tipo de conexión : Triángulo  
Estado : Operativo  
T-4: (G-2)  
Tipo : Al interior  
Potencia (KVA) : 1200  
Relación Tranf. (kV) : .416/10  
f.p. : .8  
Frecuencia (Hz) : 60  
Tipo de conexión : Triángulo  
Estado : en buen estado

Distribución :

- Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) : 10  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo  
Conductor (AWG) : 2, 4, 6  
Postes y Crucetas : C.A.C.  
Aisladores : 56-4, 52-3  
Estado : Bueno

- Subestaciones de distribución:

Tipo : Aéreo monoposte y biposte  
Relación Transf. (kV) : 10/.22  
Estado : Bueno

- Red de distribución secundaria

Tensión Nominal (V) : 220  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)  
Conductor (AWG) : 6 y 8

Postes y Crucetas : C.A.C. y madera  
Aisladores : 56-4, 52-3  
Estado : Bueno

**Atico**

Generación: La generación de energía eléctrica es mediante dos grupos térmicos como se detalla a continuación.

Marca	P.N. (kW)	P.E. (Kw)
<b>Atico</b>	<b>367</b>	<b>310</b>
	367	310
G-1 : MAN	167	150
G-2 : VOLVO PENTA	200	160

- Subestación de salida

T-1:

Tipo : Al interior  
Potencia (KVA) : 150  
Relación Tranf. (kV) : .22/10  
f.p. : .8  
Frecuencia (Hz) : 60  
Estado : Operativo

Distribución :

- Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) : 10  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo  
Conductor (AWG) : 8  
Postes y Crucetas : C.A.C.  
Estado : Bueno

- Subestaciones de distribución:

Tipo : Aéreo  
Potencia (KVA) : 2x100  
Relación Transf. (kV) : 10/.22  
f.p. : .8  
Frecuencia (Hz) : 60  
Estado : Bueno

- Red de distribución secundaria

Tensión Nominal (V) : 220  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)  
Conductor (AWG) : 8  
Postes y Crucetas : C.A.C.  
Estado : Bueno

**Ocoña**

Generación: La generación de energía eléctrica es mediante grupo diesel cuya característica se detalla a continuación.

Marca	P.N. (KW)	P.E. (KW)
<b>Ocoña</b>	<b>150</b>	<b>100</b>
G-1 : VOLVO PENTA	150	100

- Subestación de salida

T-1:

Potencia (KVA) : 150  
Relación Tranf. (kV) : .22/10  
f.p. : .8  
Frecuencia (Hz) : 60  
Estado : Operativo

Distribución :

- Red de distribución primaria
  - Tensión Nominal (kV) : 10
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
  - Conductor (AWG) : 8
  - Postes y Crucetas : C.A.C.
  - Estado : Bueno
- Subestaciones de distribución:
  - Tipo : Aéreo
  - Potencia (KVA) : 2x50
  - Relación Transf. (kV) : 10/.22
  - f.p. : .8
  - Frecuencia (Hz) : 60
  - Estado : Bueno
- Red de distribución secundaria
  - Tensión Nominal (V) : 220
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)
  - Conductor (AWG) : 8
  - Postes y Crucetas : C.A.C.
  - Estado : Bueno

### **2.2.3 Evaluación técnica**

#### **2.2.3.1 Análisis de alternativas**

En el planteamiento eléctrico de corto plazo del Sistema Interconectado del Sur se prevé interconectar los sistemas Sur Oeste y Sur Este, aprovechando los excedentes de energía de la C. H.

Machupicchu, mediante la línea de transmisión en 220 (138) kV Tintaya-Socabaya, proyecto que siendo evaluado por el BID.

Asimismo, se considera la construcción de la línea en 138 kV Cerro Verde-Molendo, de 87 km, y una subestación en Mollendo de 138/60/10 kV, que cuenta con estudio definitivo en ELECTROPERU, el mismo que debe ser replanteado.

Las alternativas de electrificación, cuyos diagramas unifiliares se muestran en los Anexos N<sup>o</sup> 2.2.6.5.1 y 2.2.6.5.2, tiene la capacidad de transmisión de 7 MW, para cubrir la demanda de los próximos 20 años, y son los siguientes:

Alternativa-I: Se plantea la ejecución de una línea en 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná de 87 Km, con características similares a la línea 138 kV Cerro Verde-Mollendo (postes de concreto armado, aisladores Line Post, pero con conductor de cobre, debido a su cercanía al mar) y un S.E. 60/33/10 kV, con equipamiento simplificado, que se podría ubicar en la planta térmica o en la C.H. de San Gregorio. El equipamiento considerado, se muestra en el anexo N<sup>o</sup> 2.2.6.4.4-A.

Para electrificar las demás localidades como Ocoña, Atico, La Planchada, se plantea una línea de 33 kV Camaná-Ocoña-La Planchada-Atico con una capacidad para satisfacer la demanda de las localidades y de Pescaperú-La Planchada. En una primera etapa se plantea llevar una línea monofilar retorno por tierra - MRT en 19 kV Camaná-Ocoña, que permita integrar Ocoña y los molinos (a través de un convertidor de fase 1 $\phi$  a 3 $\phi$ ). Pescaperú deberá decidir si le es rentable invertir en la conversión de la línea Camaná-Ocaña de 1 $\phi$  a 3 $\phi$ , y la extensión de la línea Ocaña-La Planchada, de tal forma de sustituir su demanda actual, que es satisfecha con grupos electrógenos.

Posteriormente se plantea la integración de Atico, mediante línea 1 $\phi$  MRT 19 kV de 48 Km La Planchada-Atico.

Los proyectos mencionados se pueden desarrollar por etapas, implementando en primera etapa una línea MRT de pequeña inversión, preparada para una línea trifásica futura.

En ésta etapa se plantea la ejecución de:



En primera etapa línea en 19 kV-MRT Camaná-Ocaña, 47 Km y S.E. Ocaña 19/10 kV, 1x167 KVA. Esta S.E. cubriría parte de la demanda de los molinos y las localidades de Ocoña, La Planchada, Atico, y Los Pescadores.

Línea en 33 kV-MRT, 12.4 Km, Ocoña-La Planchada y S.E. La Planchada de 33/10 kV, 1.6. MVA, reconversión de la línea Camana-Ocoña de monofásico a trifásico, S.E. Ocoña de 2X167 KVA y extensión a la Planchada para el suministro eléctrico a PESCAPERU.

Línea en kV-MRT, 48 Km La Planchada-Atico y S.E. Atico de 19/10 kV, 2x167 KVA.

Línea en 10 kV-MRT, 32 km, Camaná-Quilca y S.E. 10/10 kV, 50 KVA

Alternativa-II : Esta alternativa es idem que la primera, con la diferencia que se plantea la ejecución de una línea de transmisión en 138 kV, 87 km Mollendo-Camaná de características similares a la línea de 138 kV Cerro Verde-Mollendo, desarrollándose las etapas de implementación de la primera alternativa.

Alternativa III: Se cuenta con el estudio de factibilidad de la C.H. Characta de

2.8 MW, que sería una solución parcial, ya que la demanda proyectada del P.S.E. Camaná es de 7MW.

#### **2.2.3.2 Descripción de los proyectos seleccionados**

Los proyectos Mollendo-Camaná en 60 y 138 kV cumplen técnicamente con satisfacer la demanda proyectada, considerándose más conveniente la línea en 60 kV por sus menores costos.

El proyecto en 60 kV se ha evaluado con estructuras de concreto, conductor de cobre, y aisladores tipo Line Post, con optimización de vanos, y las SS.EE. considerando un equipamiento simplificado, utilizando la infraestructura de la central térmica de Camaná y de la C.H. San Gregorio.

La línea en 33 kV Camaná-Ocoña-Atico se ha considerado con postes de concreto, conductor de cobre (por su cercanía al mar) y aisladores tipo pin. En el metrado se considera la optimización de los vanos. Dichos proyectos requieren del desarrollo de los estudios definitivos correspondientes.

De las evaluaciones efectuadas a las redes de distribución secundaria, se recomienda su reconversión de 220 a

380/220 V. Dicho cambio requería una pequeña inversión y de rápida implementación, lográndose reducir las pérdidas técnicas de potencia y energía y la caída de tensión a la tercera parte de las actuales, mejorando sustancialmente el servicio existentes. Asimismo la reconversión permitiría identificar y conectar a los usuarios clandestinos, reduciendo de esta forma las pérdidas no técnicas.

La reconversión de la red secundaria implica entre otras, las siguientes actividades: redistribución de las acometidas, sin modificar ni incrementar los conductores, el cambio de conexión del devanado de baja tensión de los transformadores.

En lo referente al alumbrado público, se debe reemplazar aquellas lámparas que sean de luz mixta o incandescente, reemplazándolas por lámparas de sodio de nivel lumínico equivalente, de tal forma de ahorra energía.

## **2.2.4 Evaluación económica**

### **2.2.4.1 Costos del proyecto**

Los costso desagregados de los proyectos en 60 kV Mollendo-Matarani-

Camaná y en 138 kV Mollendo-Camaná, se muestran en los Anexos N<sup>o</sup> 2.2.6.4-A y N<sup>o</sup> 2.2.6.4-B, los proyectos del PSE Camaná en 33 y 10 kV en los Anexos N<sup>os</sup> 2.2.6.4.1 al 2.2.6.4.4 del presente informe, obteniéndose los costos totales siguientes:

Los costos de ejecución de la alternativa seleccionada son:

DENOMINACION	\$X1000 U.S.
Línea 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná, 87 Km	3364.00
- Línea 19 kV 1 $\phi$ MRT 1ra. Et. Camaná-Ocoña, 47 Km	437.69
Línea 33 kV Ocoña-La Planchada, 12 Km y Camaná -Ocoña de 1 $\phi$ a 3 $\phi$	915.40
- Línea 19 kV 1 $\phi$ MRT Planchada-Atico 48 Km	408.77
- Línea 19 kV 1 $\phi$ MRT Camaná-Quilca, 32 Km	248.69
- Redes de distribución 140 abonados de Ocaña	140.00
Redes de distribuc. de La Planchada y Pescadores	155.00
- Redes de distribución 599 abonados de loc. Atico	240.00
Redes de distribución 77 abonados de loc. Quilca	31.00
<b>COSTO TOTAL EN (miles de dólares)</b>	<b>5940.55</b>

Dichos costos consideran el suministro, transporte, montaje, gastos generales, estudios, supervisión de obra, impuestos y aranceles.

Como alternativa al sistema de transmisión se considera la generación térmica aislada, con costos de grupos de

650 US\$/kW, costo de combustible de 6.42 c\$/kWh, y un 18% adicional como costo de lubricante. Los costos de operación y mantenimiento se estiman en 3% de la inversión en generación.

#### **2.2.4.2 Evaluación Económica**

En los Anexos Nº 2.2.6.2-A y Nº2.2.6.2-B, se presentan las evaluaciones económicas para los proyectos de Línea en 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná y en 138 kV Mollendo-Camaná, y en el Anexo Nº 2.2.6.2.1 y 2.2.6.2.2 del presente informe se muestran los cuadros de la evaluación económica del PSE Camaná en 60 y en 138 kV, con la compra de energía del Sistema Interconectado del Sur Oeste a costos marginales, de acuerdo al estudio tarifario elaborado por Electroperú (4.65 c\$/kWh en 60 kV y en Mollendo), comparando con la generación térmica aislada.

Los indicadores económicos para las líneas en 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná y en 138 kV Mollendo-Camaná se dan a continuación:

KV

- Tasa de descuento	%		10	12	14
- Valor Actual Neto	mil \$	60	7074	<b>5813</b>	4798
		138	2780	2077	1518
- Rel. Beneficio/Costo	B/C	60	1.55	<b>1.52</b>	1.49
		138	1.37	1.31	1.25
- Costo Energía c/línea	c\$/kWh	60	6.51	<b>6.75</b>	7.01
		138	8.05	8.62	9.24
- Costo Genera. Térmica	c\$/kWh	60	10.10	<b>10.28</b>	10.45
		138	10.10	10.28	10.45
- Costos Energía Lín/Te	p.u	60	0.64	<b>0.66</b>	0.67
		138	0.73	0.76	0.80
- Tasa Interna de Retorno	%	60		<b>49.99</b>	
		138		23.97	

En el cuadro anterior se observa que el proyecto en 60 kV es más rentable, debido a que se utiliza adicionalmente para dar suministro a Matarani. Asimismo se puede observar que para una tasa de descuento del 12% que es la usual para los proyectos eléctricos, el proyecto resulta rentable y atractivo para su implementación.

La evaluación del P.S.E. Camaná, considerando las inversiones de las líneas en 60 y en 138 kV, cuyo detalle se muestra en los Anexos Nº 2.2.6.2.1

y 2.2.6.2.2 es la siguiente:

KV

- Tasa de descuento	%		10	12	14
- Valor Actual Neto	mil \$	60	4346	<b>3464</b>	2758
		138	345	-16	-292
- Rel. Beneficio/Costo	B/C	60	1.27	<b>1.25</b>	1.23
		138	1.03	1.00	0.96
- Costo Energía c/línea	c\$/kWh	60	8.04	<b>8.32</b>	8.62
		138	10.85	11.50	12.19
- Costo Genera. Térmica	c\$/kWh	60	10.25	<b>10.43</b>	10.60
		138	11.22	11.48	11.74
- Costos Energía Lín/Te	p.u	60	0.78	<b>0.80</b>	0.81
		138	0.97	1.00	1.04
- Tasa Interna de Retorno %		60		<b>35.12</b>	
		138		11.90	

En el cuadro anterior se observa que, si bien es conveniente llevar la energía a la ciudad de Camaná, la electrificación de Ocana, Atico y Quilca no tienen rentabilidad, por lo que dichos proyectos requerirán de la subvención del estado para su implementación.

#### 2.2.4.3 Cronograma de inversiones y de implementación de los proyectos

En el Anexo Nº 2.2.6.3 se presenta el Cronograma de Inversiones y de Implementación de los Proyectos

planificados en el P.S.E. Camaná y descritos en el punto 2.2.4 anterior.

Dicho cronograma considera la puesta en servicio en el año 1995 de la línea en 138 kV Cerro Verde-Mollendo, y la implementación paralela de la línea en 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná. La implementación de las líneas en 33 y 10 kV y redes de distribución de Ocoña, Atico, La Planchada, los Pescadores y Quilca se efectúa paulatinamente, conforme llega la energía al punto más cercano, y en función a las inversiones requeridas.

#### **2.2.5 Conclusiones y recomendaciones**

Una vez logrado el financiamiento de la línea en 138 kV, que solucionaría la electrificación del P.S.E. Mollendo, se debería impulsar la línea en 60 kV Mollendo-Matarani-Camaná, con una capacidad para 7 MW, en vista de la rentabilidad del proyecto. Para tal efecto deberá desarrollarse el estudio definitivo correspondiente.

La electrificación de Ocoña, La Planchada, Atico y Quilca se deberá efectuar paulatinamente, en función a los recursos que pueda asignar el estado, debido a que no cuentan con una rentabilidad económica.



## Detalle de la demanda de potencia y energía

### ANEXO No 2.2.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 07

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 6810 MW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): CAMANA  
 PROVINCIA(S) : CAMANA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CAMANA	CAMANA	2269.	2392.	2521.	2655.	2744.	2838.	2935.	3035.	3138.	3245.
		3355.	3469.	3623.	3781.	3948.	4120.	4299.	4484.	4677.	4878.
OCORA	OCORA	8.	74.	77.	80.	83.	87.	91.	95.	99.	125.
		108.	112.	118.	122.	127.	132.	137.	143.	149.	154.
QUILCA	QUILCA	7.	8.	9.	10.	11.	11.	12.	12.	13.	13.
		14.	15.	15.	15.	16.	17.	18.	18.	19.	20.
LA PLANCHADA	OLTA	8.	8.	8.	41.	43.	44.	46.	48.	50.	52.
		54.	57.	59.	62.	64.	66.	69.	71.	74.	76.
LOS PESCADORES	OCORA	8.	8.	8.	8.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
		15.	16.	17.	18.	20.	21.	22.	23.	24.	25.
LA FLORIDA	ATICO	8.	9.	8.	8.	8.	8.	156.	163.	172.	179.
		188.	196.	206.	215.	226.	236.	247.	259.	269.	280.
ATICO-FUERLO	ATICO	8.	8.	8.	8.	8.	8.	7.	7.	8.	9.
		9.	10.	11.	12.	12.	13.	14.	15.	16.	17.
P.S.E. (MW)		2276.	2475.	2607.	2786.	2890.	2998.	3257.	3373.	3492.	3615.
CAMANA		3743.	3874.	4049.	4225.	4413.	4606.	4806.	5014.	5226.	5450.

**CARGAS ESPECIALES**

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MOLINOS-GRANDES	CAMANA	325.	325.	325.	325.	325.	650.	650.	650.	650.	
		650.	650.	650.	650.	650.	650.	650.	650.	650.	
MOLINOS-CHICOS	CAMANA	120.	120.	120.	120.	120.	120.	120.	200.	200.	200.
		200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.	200.
MOLINOS-GRANDES	OCORA	0.	130.	130.	130.	260.	260.	260.	260.	260.	260.
		260.	260.	260.	260.	260.	260.	260.	260.	260.	260.
MOLINOS-CHICOS	OCORA	0.	30.	30.	30.	60.	60.	60.	60.	60.	60.
		60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.
PESCAFERU-PLANCH	OCORA	0.	0.	0.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.
		1200.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.	1200.
CARGAS ESPECIALES (14)		445.	605.	605.	1085.	2045.	2370.	2370.	2450.	2450.	2450.
		2450.	2450.	2450.	2450.	2450.	2450.	2450.	2450.	2450.	2450.
TOTAL (14)		2454.	2717.	2849.	3924.	4892.	4322.	4589.	4737.	4856.	4970.
P.S.E. CAMANA		5107.	5239.	5413.	5589.	5777.	5970.	6170.	6370.	6598.	6810.

# Detalle de la demanda de potencia y energía

## ANEXO No 2.2.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR GESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 07

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 23492 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : CAMANA  
 PROVINCIA(S) : CAMANA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CAMANA	CAMANA	5899.	6268.	6655.	7062.	7355.	7664.	7983.	8316.	8660.	9070.
		9394.	9782.	10280.	10815.	11370.	11940.	12553.	13181.	13842.	14536.
OCORA	OCORA	0.	150.	167.	177.	186.	198.	210.	223.	236.	249.
		265.	279.	297.	311.	328.	346.	365.	385.	405.	426.
OUILCA	OUILCA	12.	14.	16.	18.	20.	21.	22.	23.	24.	26.
		27.	29.	30.	31.	33.	35.	37.	39.	40.	44.
LA PLANCHACA	OCORA	0.	0.	0.	115.	121.	127.	133.	140.	146.	154.
		161.	169.	178.	186.	195.	203.	211.	221.	230.	240.
LOS PESCADORES	OCORA	0.	0.	0.	0.	20.	23.	25.	28.	31.	34.
		37.	40.	44.	47.	52.	57.	59.	62.	64.	67.
LA FLORESTA	ATICO	0.	0.	0.	0.	0.	0.	346.	366.	388.	408.
		433.	456.	483.	508.	538.	567.	598.	633.	661.	695.
ATICO-PUEBLO	ATICO	0.	0.	0.	0.	0.	0.	14.	15.	17.	18.
		20.	22.	23.	26.	27.	30.	32.	35.	37.	39.
P.S.E. (MWh-año)		5912.	6440.	6839.	7372.	7783.	8032.	8734.	9111.	9503.	9909.
CAMANA		10336.	10776.	11343.	11924.	12543.	13186.	13853.	14559.	15280.	16046.

CARGAS ESPECIALES

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MOLINOS-GRANDES	CAMANA	854. 1708.	854. 1708.	854. 1708.	854. 1708.	854. 1708.	1708. 1708.	1708. 1708.	1708. 1708.	1708. 1708.	1708. 1708.
MOLINOS-CHICOS	CAMANA	263. 438.	263. 438.	263. 438.	263. 438.	263. 438.	263. 438.	263. 438.	438. 438.	438. 438.	438. 438.
MOLINOS-GRANDES	OCORA	0. 683.	342. 683.	342. 683.	342. 683.	683. 683.	683. 683.	683. 683.	683. 683.	683. 683.	683. 683.
MOLINOS-CHICOS	OCORA	0. 131.	66. 131.	66. 131.	66. 131.	131. 131.	131. 131.	131. 131.	131. 131.	131. 131.	131. 131.
ESCAPEBU-PLANCH	OCORA	0. 4485.	0. 4485.	0. 4485.	4485. 4485.	4485. 4485.	4485. 4485.	4485. 4485.	4485. 4485.	4485. 4485.	4485. 4485.
CARGAS ESPECIALES (MMh-año)		1117. 7446.	1520. 7446.	1520. 7446.	6809. 7446.	6417. 7446.	7271. 7446.	7271. 7446.	7446. 7446.	7446. 7446.	7446. 7446.
TOTAL (MMh-año)		7029.	7964.	8363.	13381.	14128.	15303.	16005.	16557.	16949.	17355.
P.S.E. CAMANA		17782.	18222.	18789.	19370.	19989.	20632.	21301.	22005.	22026.	23492.

ANEXO No 2.2.6.2.1.

EVALUACION ECONOMICA

SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE CAMANA MEDIANTE LINEA MOLLENDO-MATARANI-CAMANA EN 60 kV

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)
		COMPRA DE ENERGIA	INVER. EN LINEA	PERDID. DE ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO Y TERM.	MANTENI. DE OBRA	COMBUST Y LUBRIC.	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	
1994		498			498					-498
1995		2881			2881	1654			1654	-1227
1996	17.5	962	223	30.5	79.2	1303		111	1325	134
1997	22.5	1240	223	49.6	84.2	1597		111	1707	222
1998	23.3	1282	446	51.3	94.0	1873	1961	111	1765	1964
1999	24.5	1348	446	53.9	103.8	1952		143	1857	48
2000	25.2	1389	220	55.5	108.6	1773		143	1912	282
2001	32.4	1782		71.3	108.6	1962	1497	143	2454	2132
2002	32.8	1805	220	72.2	113.5	2211		151	2486	426
2003	33.3	1830		73.2	113.5	2016		151	2520	654
2004	33.7	1855	218	74.2	118.3	2265	1950	151	2554	2390
2005	34.2	1881		75.2	118.3	2075		161	2591	678
2006	34.8	1915		76.6	118.3	2109		161	2637	689
2007	35.4	1948		77.9	118.3	2144	1954	161	2683	2654
2008	36.1	1985		79.4	118.3	2183		174	2734	725
2009	36.8	2023		80.9	118.3	2222		174	2786	738
2010	37.5	2062		82.5	118.3	2263	1948	174	2840	2699
2011	38.2	2104		84.1	118.3	2306		183	2897	774
2012	39.1	2152		86.1	118.3	2356		183	2964	790
2013	39.8	2191	-675.8	87.7	118.3	1721	-3810	183	3018	-2331
TASA DE DESCUENTO				%	8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$	5457	4346	3464	2758	2190	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C	1.29	1.27	1.25	1.23	1.21	
COSTO ENERG. C/LINEA		(9)	c\$/kWh		7.78	8.04	8.32	8.62	8.93	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)	c\$/kWh		10.07	10.25	10.43	10.60	10.77	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					0.77	0.78	0.80	0.81	0.83	
TASA INTERNA DE RETORNO				%	35.12					

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Camaná y Matarani, sin considerar la demanda de energía de C.H. San Gregorio 550 kW
- (2) : Costo de energía a 5.5 c\$/kWh (costo en Mollendo)
- (3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Mollendo, incluye línea Mollendo-Matarani-Camaná 60 kV
- (4) : Para PSE Mollendo se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas
- (5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión
- (6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.
- (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión
- (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante
- (9) : Costo resultante de la energía
- (10) : Costo de la generación térmica aislada con CC.TT.

ANEXO No 2.2.6.2.2.

EVALUACION ECONOMICA

SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE CAMANA MEDIANTE LINEA MOLLENDO-CAMANA EN 138 kV

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA Gwh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO NETO (mil \$)		
		COMPR. ENERGI LINEA (3)	INVER. DE ENERGI (4)	PERDID. DE MANT. (5)	OPERAC. Y COSTOS (6)	INVERS. GRUPO TERM. (7)	MANTENI. DE OBRA (8)	COMBUST. Y BENEF. (8)			
1994		1000			1000				-1000		
1995		2553			2553	1331		1331	-1222		
1996	6.0	327	223	13.1	85.0	649	74	451	525	-124	
1997	11.0	603	223	24.1	89.9	941	74	831	905	-36	
1998	11.7	644	446	25.8	99.7	1216	845	74	807	1006	590
1999	12.9	709	446	28.4	109.5	1293		84	977	1061	-232
2000	13.6	740	220	29.9	114.4	1112		84	1030	1114	2
2001	14.1	778		31.1	114.4	924	1066	84	1072	2221	1298
2002	14.5	800	220	32.0	114.4	1166		91	1101	1193	27
2003	14.9	822		32.9	114.4	969		91	1132	1224	254
2004	15.4	846	218	33.8	114.4	1212	1283	91	1164	2539	1327
2005	15.8	870		34.8	114.4	1019		102	1198	1300	281
2006	16.4	901		36.0	114.4	1051		102	1241	1343	291
2007	17.0	933		37.3	114.4	1005	1328	102	1205	2715	1630
2008	17.6	967		38.7	114.4	1120		114	1332	1445	325
2009	18.2	1002		40.1	114.4	1157		114	1300	1494	337
2010	18.9	1039		41.6	114.4	1195	1329	114	1431	2873	1678
2011	19.6	1078		43.1	114.4	1235		122	1484	1606	371
2012	20.4	1123		44.9	114.4	1282		122	1547	1669	386
2013	21.1	1160	-728.2	46.4	114.4	592	-2586	122	1597	-867	-1459
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		775	299	-69	-352	-571	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C		1.07	1.03	0.99	0.96	0.92	
COSTO ENERG. C/LINEA		(9)		c\$/kWh		10.27	10.90	11.57	12.28	13.02	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)		c\$/kWh		10.95	11.22	11.48	11.74	12.00	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						0.94	0.97	1.01	1.05	1.00	
TASA INTERNA DE RETORNO				%				11.59			

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Camaná, sin considerar la demanda de energía de C.H. San Gregorio 550 kW  
 (2) : Costo de energía a 5.5. c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico en Mollendo)  
 (3) : Costos de implementación proyectos PSE Mollendo, incluye línea Mollend-Camaná 138kV  
 (4) : Para PSE Mollendo se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas  
 (5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión  
 (6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.  
 (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión  
 (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante  
 (9) : Costo resultante de la energía  
 (10): Costo de la generación térmica aislada con CC.TT.

ANEXO No 2.2.6.2-A

EVALUACION ECONOMICA

LINEA EN 60 kV MOLLENDO - MATARANI - CAMANA Y S.S.EE. MATARANI Y CAMANA  
P.S.E Caaná y localidad de Matarani (Enapu, Zona Franca)

DEMANDA:		C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO:		
		Con línea Mollendo-Matarani-Caaná				C/Generación Térmica aislada					
AÑO	DE ENERGIA:	COMPR	INVER.	PERDID.	OPERAC.	TOTAL	INVERS.	MANTENI.	COMBUST	TOTAL	NETO
	DE	EN	DE	Y			GRUPO	Y MAND	Y		
	GWh	ENERGI	LINEA	ENERGIA	MANT.	COSTOS	TERM.	DE OBRA	LUBRIC.	BENEF.	(mil \$)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)		(6)	(7)	(8)		
1994			624			624					-624
1995			2740			2740	1654			1654	-1086
1996	17.5	814		32.5	84.1	930		74	1325	1399	469
1997	22.5	1040		41.9	84.1	1174		74	1707	1782	607
1998	23.3	1083		43.3	84.1	1211	1961	74	1765	3080	2589
1999	24.5	1140		45.6	84.1	1270		95	1857	1952	682
2000	25.2	1174		47.0	84.1	1305		95	1912	2007	702
2001	32.4	1507		60.3	84.1	1651	1497	95	2454	4046	2395
2002	32.8	1526		61.0	84.1	1671		100	2486	2586	915
2003	33.3	1547		61.9	84.1	1693		100	2520	2620	927
2004	33.7	1568		62.7	84.1	1715	1950	100	2554	4605	2892
2005	34.2	1598		63.6	84.1	1738		100	2591	2698	960
2006	34.8	1619		64.7	84.1	1768		100	2637	2744	977
2007	35.4	1647		65.9	84.1	1797	2082	100	2683	4873	3076
2008	36.1	1678		67.1	84.1	1829		116	2734	2850	1020
2009	36.8	1710		68.4	84.1	1863		116	2786	2902	1039
2010	37.5	1743		69.7	84.1	1897	2086	116	2840	5042	3145
2011	38.2	1778		71.1	84.1	1934		122	2897	3019	1085
2012	39.1	1819		72.8	84.1	1976		122	2964	3085	1109
2013	39.8	1853	-672.8	74.1	84.1	1338	-3990	122	3010	-850	-2196

TASA DE DESCUENTO	%	8	10	12	14	16
VALOR ACTUAL NETO	mil \$	8653	7874	5813	4798	3975
RELACION BENEFICIO/COSTO	B/C	1.98	1.55	1.52	1.49	1.46
COSTO ENERG. C/LINEA 60 kV (9)	c\$/kWh	6.29	6.51	6.75	7.01	7.20
COSTO ENERGIA TERMICA (10)	c\$/kWh	9.92	10.10	10.28	10.45	10.62
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA		0.63	0.64	0.66	0.67	0.69
TASA INTERNA DE RETORNO	%			49.99		

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Caaná y Matarani, sin considerar la demanda de energía de C.M. San Gregorio 550 kW
- (2) : Costo de energía en 60 kV a 4.65 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)
- (3) : Costo línea 60 kV Mollendo-Matarani-Caaná y S.E. Mata. 60/10 kV y Cao. 60/33/10 kV
- (4) : 4% de pérdidas de energía en la línea 60 kV Mollendo-Matarani-Caaná
- (5) : Los costos de O. y M. de la línea se estiman en 2.5% de la inversión
- (6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda
- (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 2 % de la inversión
- (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 10 % por costo de lubricante
- (9) : Costo resultante de la energía en barras de 33 y 10 kV en la S.E. Caaná y Matarani
- (10): Costo de la generación térmica aislada en las CC.TT. de Caaná y Matarani



ANEXO No 2.2.6.2-B

EVALUACION ECONOMICA

LINEA EN 138 kV MOLLENDO - CAMANA Y SS.EE. EN CAMANA  
(P.S.E Caaná y localidad de Matarani)

DEMANDA:		C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			RENEFICI:	
:Con línea Mollendo-Caaná en 138 kV; C/Generación Térmica aislada :										
AÑO	DE ENERGIA:	COMPRA INVER. DE ENERGI	PERDID. LINEA ENERGI	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO Y TERM. DE OBRA	MANTENI. Y LUBRIC.	COMBUSTI Y	TOTAL BENEF.:	NETO (mil \$)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
:1994		1088			1088					-1088
:1995		2538			2538	1331			1331	-1207
:1996	6.0	241	9.6	98.7	341		49	451	500	159
:1997	11.0	444	17.8	98.7	553		49	831	868	327
:1998	11.7	474	19.0	98.7	584	845	49	887	1781	1197
:1999	12.9	522	20.9	98.7	634		56	977	1833	399
:2000	13.6	551	22.0	98.7	663		56	1038	1886	423
:2001	14.1	573	22.9	98.7	687	1066	56	1072	2193	1507
:2002	14.5	589	23.6	98.7	703		61	1101	1162	459
:2003	14.9	605	24.2	98.7	720		61	1132	1193	473
:2004	15.4	623	24.9	98.7	738	1283	61	1164	2589	1771
:2005	15.8	640	25.6	98.7	757		68	1198	1266	509
:2006	16.4	663	26.5	98.7	781		68	1241	1389	528
:2007	17.0	687	27.5	98.7	805	1406	68	1285	2759	1954
:2008	17.6	712	28.5	98.7	831		76	1332	1487	576
:2009	18.2	738	29.5	98.7	858		76	1380	1456	598
:2010	18.9	765	30.6	98.7	886	1416	76	1431	2923	2036
:2011	19.6	794	31.7	98.7	916		81	1484	1566	658
:2012	20.4	827	33.1	98.7	951		81	1547	1628	677
:2013	21.1	854	-725.2	34.2	98.7	253	-2703	81	1597	-1025

TASA DE DESCUENTO	%	0	10	12	14	16
VALOR ACTUAL NETO	mil \$	3673	2780	2077	1518	1072
RELACION BENEFICIO/COSTO	B/C	1.43	1.37	1.31	1.29	1.19
COSTO ENERG. C/LINEA 138 kV (9)	c\$/kWh	7.92	8.05	8.62	9.24	9.89
COSTO ENERGIA TERMICA (10)	c\$/kWh	10.76	11.02	11.28	11.54	11.88
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA		0.78	0.73	0.76	0.80	0.84
TASA INTERNA DE RETORNO	%			23.97		

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Caaná, sin considerar la demanda de energía de C.M. San Gregorio 550 kW
- (2) : Costo de energía en 138 kV a 0.050 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)
- (3) : Costo línea 138 kV Mollendo-Caaná y S.E. Caaná 138/33/18 kV
- (4) : 4% de pérdidas de energía en la línea 138 kV Mollendo-Caaná
- (5) : Los costos de O. y M. de la línea se estiman en 2.5 % de la inversión
- (6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda
- (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 2 % de la inversión
- (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante
- (9) : Costo resultante de la energía en barras de 33 y 18 kV en la S.E. Caaná
- (10): Costo de la generación térmica aislada en las CC.TT. de Caaná, Atico y Ocoña



ANEXO No 2.2.6.3.1  
 CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
 DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE CAMANA Año 1993 - 2000  
 ( Inversión en Miles de Dólares )

PROYECTOS A IMPLEMENTAR	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERVIDA	DEMANDA EN KW	ESTADO DE LA OBRAS	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS					
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-13
P.S.E. CAMANA	Provincia: Camaná	En Año	Año		****	20	420	2558	587	1040	929
	Localidades y Cargas Especiales	Servicio	2013								
Línea 60 kV Matarani-Camaná, 7 MW, 77 km	Camaná, Molinos de arroz		28839	6814	S/E.D.	++	++	****			
Alternativa II: Camaná 2.5 MW y C.T. 2	C.H. CISOlo para Camaná		27391	4000	C/E.F.	++	++	****	****	****	++
					S/E.D.	****	50	60	3325	4065	1200
					(*)						
Línea 19 kV 10 MRT, Et. Camaná-Ocoña, 47 km	Ocoña, Molinos de arroz		1748	474	S/E.D.			++	/	***	
									15	423	
Redes de distribución 140 abonados	Ocoña, Molinos de arroz				S/E.D.			++	/	***	
									6	134	
Lín. 33kV Ocoña-Planchada y Cama-Oco 10 a 30, 121 km	La Planchada, Los Pescador y Pescaperú-1300 kW		1939	1440	S/E.D.				++	/	***
										23	892
Redes de distribución 300 abonados	La Planchada, Los Pescador				S/E.D.				++	/	***
										7	148
Línea 19 kV-10 MRT, Planchada-Atico, 48 km	La Florida, Atico		2995	300	S/E.D.						++
											409
Redes de distribución 39 abonados					S/E.D.						++
											240
Línea 19 kV-10 MRT, Camaná-Quilca, 32 km	Quilca		385	20	S/E.D.						++
											249
Redes de distribución	Quilca				S/E.D.						++
											31

+++++ Elaboración del estudio definitivo

ESTADO ACTUAL

///// Financiamiento del Proyecto

S/E.D. Sin Estudio Definitivo

\*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

\*) : La C.H. Camaná (C.H. Characta) de 2.8 MW, cuenta con estudio de factibilidad elaborado por ELECTROPERU.

Los costos de la C.H. y la C.T. son comparativos y no se suman al costo total del proyecto

ANEXO No 2.2.6.4.1

LINEA EN 33 kV CAMANA-OCOÑA 47 km, Y S.E. OCOÑA 19/10 kV  
(Primera Etapa: Línea Monofásica en 19 kV)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN CANT.	UNIT.	miles US \$	
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				99.75
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	253	0.350	88.55
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	28	0.400	11.20
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				16.03
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	253	0.032	8.10
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	253	0.007	1.77
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	56	0.110	6.16
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				59.19
131	Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	48	1.192	57.22
132	Accesorios de conductores	Cjto	282	0.01	1.97
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				8.58
141	Retenida de anclaje	Cjto	67	0.100	6.70
142	Puesta a tierra	Cjto	47	0.040	1.88
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				7.20
151	Autotransformador 10, 19/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	1	0.350	0.35
153	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
154	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
155	Puesta a tierra	Cjto	1	0.100	0.10
100	Suministro de Materiales y Equipos				190.75
200	Transporte				13.35
300	Montaje Electromecánico				47.69
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				40.58
600	Imprevistos				31.74
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				349.11
800	Costo de Estudios, Supervisión				21.02
900	Impuestos y Aranceles				66.77
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				437.69

ANEXO No 2.2.6.4.2

LINEA EN 33 kV OCOÑA-LA PLANCHADA 12 km, Y S.E. LA PLANCHADA 33/10  
(Reconversión de la Línea Camaná-Ocoña de 10 a 30 y extensión  
a La Planchada para el suministro a PESCAPERU)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				25.20
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	64	0.350	22.40
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	7	0.400	2.80
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				44.54
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	702	0.032	22.46
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	702	0.007	4.91
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	156	0.110	17.16
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				163.45
131	Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	133	1.192	158.54
132	Accesorios de conductores	Cjto	702	0.01	4.91
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				17.68
141	Retenida de anclaje	Cjto	172	0.100	17.20
142	Puesta a tierra	Cjto	12	0.040	0.48
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				170.80
151	Transformador 30, 33/10 kV, 1.6 MVA	U	1	40.000	40.00
152	Celda 33 kV con interruptor 30 extraible	U	1	35.000	35.00
153	Celda 10 kV con interruptor 30 extraible	U	2	30.000	60.00
154	Celda c/TT y TC y equ/medición en 10 kV	U	2	12.000	24.00
155	Cable seco en 33 kV	m	120	0.022	2.64
156	Cable seco en 10 kV	m	120	0.018	2.16
157	Pórtico	Cjto	1	4.000	4.00
158	Puesta a tierra	Cjto	1	3.000	3.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				421.67
200	Transporte				29.52
300	Montaje Electromecánico				105.42
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				82.15
600	Imprevistos				66.38
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				730.13
800	Costo de Estudios, Supervisión				45.63
900	Impuestos y Aranceles				139.64
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				915.40

ANEXO No 2.2.6.4.3

LINEA EN 33/19 kV LA PLANCHADA-ATICO, 48 km, y S.E. ATICO 19/10 kV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN CANT.	UNIT.	miles US \$	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				101.85
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	259	0.350	90.65
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	28	0.400	11.20
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				16.37
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	259	0.032	8.29
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	259	0.007	1.81
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	57	0.110	6.27
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				44.74
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	49	0.872	42.73
132	Accesorios de conductores	Cjto	288	0.01	2.02
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				13.12
141	Retenida de anclaje	Cjto	112	0.100	11.20
142	Puesta a tierra	Cjto	48	0.040	1.92
150	SUB. ESTA. Y EQUIPO DE PROTECCION				7.20
151	Autotransformador 10, 19/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	1	0.350	0.35
153	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
154	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
155	Puesta a tierra	Cjto	1	0.100	0.10
100	Suministro de Materiales y Equipos				183.29
200	Transporte				12.83
300	Montaje Electromecánico				45.82
400	Obras Civiles				20.00
500	Gastos Generales y Utilidades				37.99
600	Imprevistos				29.99
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				329.92
800	Costo de Estudios, Supervisión				16.50
900	Impuestos y Aranceles				62.35
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				408.77

ANEXO No 2.2.6.4.4

LINEA 10-MRT EN 10 KV CAMANA-QUILCA, 32 km

DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
	UN CANT.	UNIT.	miles US \$	
100 SUMINISTRO DE MATERIALES				
110 POSTES				61.60
111 Postes de C.A.C. de 12/200.	U	176	0.350	61.60
120 AISLADORES Y ACCESORIOS				5.54
121 Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	144	0.008	1.15
122 Espiga para soporte de aislador PIN	U	144	0.006	0.86
123 Cadena de aisladores con accesorios	U	64	0.055	3.52
130 CONDUCTORES ELECTRICOS				10.42
131 Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	32	0.544	17.41
132 Accesorios de conductores	Cjto	144	0.01	1.01
140 FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				8.00
141 Retenida de anclaje	Cjto	76	0.100	7.60
142 Puesta a tierra	Cjto	32	0.040	1.20
150 SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				4.95
151 Transformador 10 10/10 kV, 50 kVA	U	1	3.500	3.50
152 Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
153 Pórtico	Cjto	1	0.600	0.60
154 Puesta a tierra	Cjto	1	0.100	0.10
100 Suministro de Materiales y Equipos				99.38
200 Transporte				6.96
300 Montaje Electromecánico				24.85
400 Obras Civiles				25.00
500 Gastos Generales y Utilidades				24.14
600 Imprevistos				18.03
700 COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				198.36
800 Costo de Estudios, Supervisión				12.40
900 Impuestos y Aranceles				37.94
1000 COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				248.69

**Costos del proyecto**  
ANEXO No 2.2.6.4-A

LINEA EN 60 KV MOLLENDO - MATARANI - CAMANA, 87 km  
Y SS.EE. MATARANI 60/10 KV y CAMANA 60/33/10 KV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				262.90
111	Poste de C.A.C. de 14/400.	U	478	0.550	262.90
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				232.00
121	Aislador tipo Line-Post y accesorios	U	1173	0.140	164.22
122	Cadena de aisladores y accesorios	Cjto	522	0.130	67.86
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				639.81
131	Conductor de cobre de 70 mm <sup>2</sup>	km	269	2.352	632.29
132	Accesorios de conductores	Cjto	188	0.040	7.52
140	FERRUTERIA Y MATERIAL ACCESORIO				27.76
141	Retenida de anclaje	Cjto.	208	0.100	20.80
142	Puesta a tierra	Cjto.	87	0.080	6.96
150	TRANSFORMADOR				220.00
151	Transf. 60/33/10 KV, 7-9/3.5-4/4.5-5 MVA	U	1	150.00	150.00
152	Transf. 60/10 KV, 2.5-3 MVA	U	1	70.00	70.00
160	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				324.32
161	Seccionador 3ø, 60 KV, c/puesta a tierra	Cjto	2	25.000	50.00
162	Interruptor 3ø, 60 KV	Cjto	2	50.000	100.00
163	Reconectores en 34.5 KV, 3ø, 400 A	Cjto	2	14.000	28.00
164	Reconector 3ø en 10 KV, 400 A,	U	2	12.000	24.00
165	Tablero de protección y señaliz. en 60 KV	U	1	15.000	15.00
166	Malla de puesta a tierra.	Cjto.	2	4.000	8.00
167	Pórtico, barras 60 KV y soporte de equip.	Cjto	2	6.000	12.00
168	Cable seco, tipo XLPE, 10 KV, 95 mm <sup>2</sup>	m	240	0.018	4.32
169	Celda tipo METAL CLAD en 10 KV	U	3	25.000	75.00
170	Celda con TI y TC en 10 KV	U	1	8.000	8.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				1,706.87
200	Transporte				119.49
300	Montaje Electromecánico				426.72
400	Obras Civiles				50.00
500	Gastos Generales y Utilidades				260.53
600	Imprevistos				209.49
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				2,761.06
800	Costo de Estudios, Supervisión				69.53
900	Impuestos y Aranceles				513.11
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				3,363.72

## Costos del proyecto

ANEXO No 2.2.6.4-B

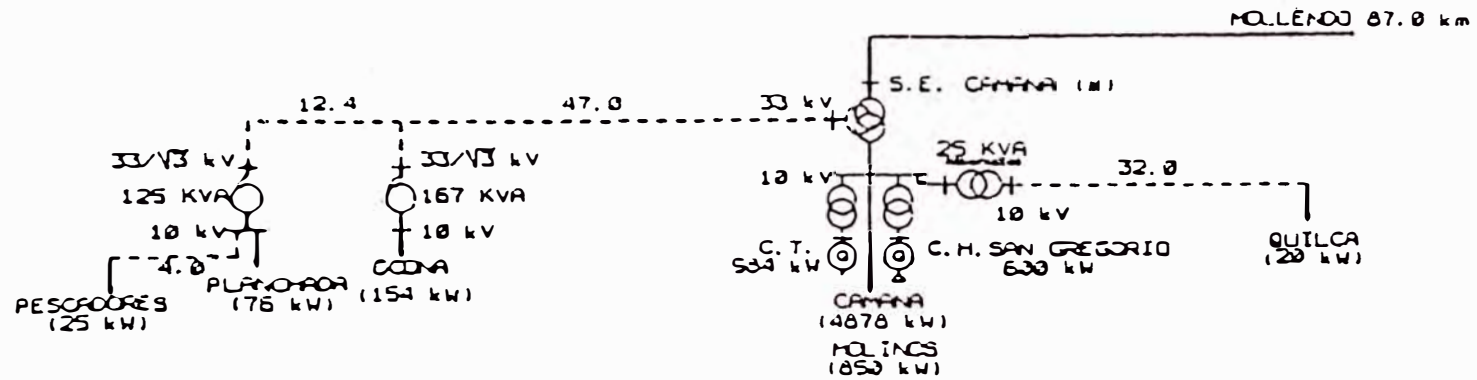
LINEA 138 kV MOLLENDO-CAMANA, 07 km, Y S.E. CAMANA 138/33/10 kV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				270.32
111	Poste de C.A.C de 15/500.	U	392	0.710	278.32
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				407.84
121	Aislador tipo Line-Post y accesorios	U	1047	0.320	335.04
122	Cadena de aisladores con accesorios	Cto	260	0.280	72.60
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				662.54
131	Conductor de aleac. de aluminio - 120 mm <sup>2</sup>	kg	274	2.390	654.86
132	Accesorios de conductores	Cjto	192	0.040	7.68
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				50.48
141	Retenida de anclaje	Cjto.	348	0.100	34.60
142	Puesta a tierra	Cjto.	392	0.040	15.68
150	TRANSFORMADOR				180.00
151	Transf. 138/33/10 kV, 7-9/3.5-4/4.5-5 MVA	U	1	180.00	180.00
160	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				150.00
161	Seccionador 3ø, 138 kV, c/puesta a tierra	U	1	35.000	35.00
162	Interruptor 3ø, 12E kV	U	1	70.000	70.00
163	Reconectores en 34.5 kV, 3ø, 400 A	U	2	14.000	28.00
164	Transf. de tensión y corriente en 138 kV	Cjto	1	25.000	25.00
170	CABLES SUBTERRANEOS				2.16
171	Cable seco, tipo XLPE, 10 kV, 95 mm <sup>2</sup>	m	120	0.018	2.16
180	EQUIPO DE CONTROL, PROTECCION Y MEDICION				85.00
181	Celda tipo METAL CLAD en 10 kV	U	1	30.000	30.00
182	Tablero de protección y mando 138 kV	U	1	15.000	15.00
183	Celda con TT y TC en 10 kV	U	1	8.000	8.00
184	Celdas de Medición en 138 kV y 10 kV	U	2	9.000	18.00
185	Malla de puesta a tierra.	Cjto.	1	6.000	6.00
186	Pórtico, barras y soporte de eq. 138 kV	Cjto	1	8.000	8.00
100	Subinistro de Materiales y Equipos				1,824.34
200	Transporte				127.70
300	Montaje Electromecánico				456.89
400	Obras Civiles				35.00
500	Gastos Generales y Utilidades				262.40
600	Imprevistos				272.55
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				2,990.06
800	Costo de Estudios, Supervisión				74.95
900	Impuestos y Aranceles				553.15
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				3,626.18

S.E. CAMANA (M)

ALTERNATIVA I : Línea Mollendo-Camand en 60 kv  
S.E. Camand 8/4/5 MVA, E2/33/10 kv

ALTERNATIVA II: Línea Mollendo-Camand en 138 kv  
S.E. Camand 8/4/5 MVA, 138/33/10 kv



LEYENDA	
—	LÍNEA EN (60 ó 138 kv), 3φ
—	LÍNEA EN 10 kv, 3φ
----	LÍNEA M.R.T. 33 kv, (1ª ETAPA)
----	LÍNEA M.R.T. 10 kv, ETAPA FINAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y  
ELECTRONICA

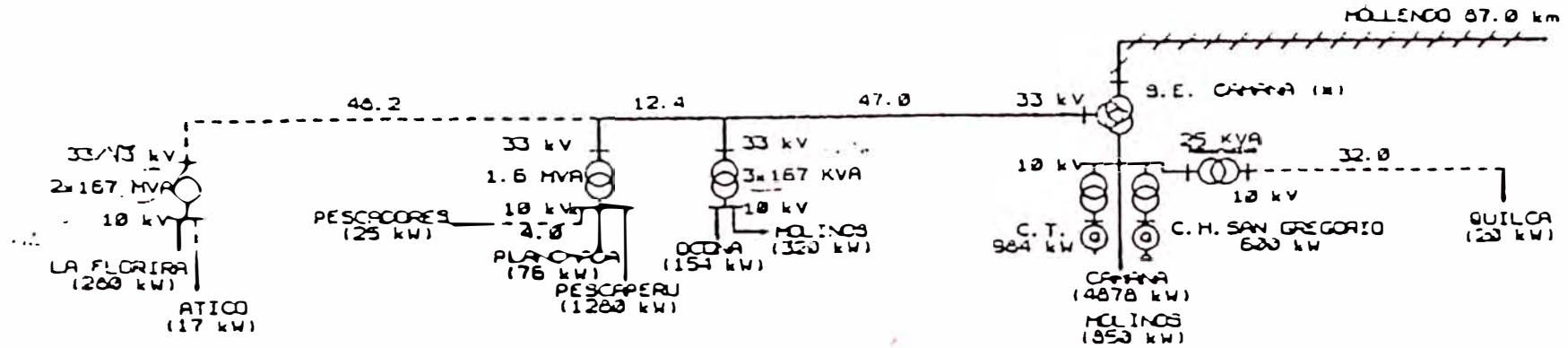
ANEXO 2-3-5.1	PRIMERA ETAPA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	CAMANA	REVISO LPG



S. E. CAMANA (III)

ALTERNATIVA I : Línea Mollendo-Camand en 60 kV  
S. E. Camand 8/4/5 MVA, 60/33/10 kV

ALTERNATIVA II: Línea Mollendo-Camand en 138 kV  
S. E. Camand 8/4/5 MVA, 138/33/10 kV



LEYENDA	
	LINEA EN 160 ó 138 kV, 3φ
	LINEA EN 33 kV, 3φ
	LINEA EN 10 kV, 3φ
	LINEA H. R. T. 33 kV, ETAPA FINAL
	LINEA H. R. T. 10 kV, ETAPA FINAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 2.2.6.5.2	ETAPA FINAL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W. A. M. E.	CAMANA	REVISO LPG

En lo que se refiere a las redes de distribución secundaria y de las principales localidades de la provincia que cuenta con servicio eléctrico, resulta económicamente atractivo efectuar la reconversión de 220 a 380/220 V, lo que permitiría reducir las pérdidas técnicas de potencia y energía mejorando sustancialmente el servicio actual.

Asimismo la reconversión permitiría identificar y conectar a los usuarios clandestinos, reduciendo de esta forma las pérdidas no técnicas.

Los proyectos como los de Ocoña, La Planchada, Atico y Quilca que podrían ser financiados por entidades el Programa de Desarrollo eléctrico de Interés Social PRODEIS a cargo de Ministerio de Energía y Minas, y el Fondo de compensación y Desarrollo Social a cargo del Ministerio de la Presidencia.

## **2.3 Pequeño Sistema Eléctrico Acarí-Chala**

### **2.3.1.1 Objetivo**

El presente trabajo tiene por objetivo efectuar el planeamiento eléctrico integral del Pequeño Sistema Eléctrico de Acarí-Chala, provincia de Caraveli, departamento de Arequipa, con suministro del Sistema

Interconetado Centro Norte, desde el punto de vista técnico-económico, para un horizonte de 20 años.

### **2.3.1.2 Antecedentes**

El Gobierno Regional de Arequipa, dentro de su programa de desarrollo eléctrico de la región, encargó a la consultora PRICONSA la elaboración del Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica de Arequipa, labor que hasta el año 1990 fue desarrollada por Electroperú.

Dentro del Plan de Expansión mencionado, se ha desarrollado el planeamiento técnico-económico del Pequeño Sistema Eléctrico - P.S.E. Acarí-Chala, para un horizonte de 20 años, con energía proveniente del Sistema Interconectado Centro Norte (Electroperú), mediante la línea en 60 kV S.E. San Juan de Marcona-Acarí.

La Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste -SEAL tiene a su cargo la concesión de los servicios eléctricos en las localidades que conforman el P.S.E.

En cuanto a la generación actual de la energía del P.S.E. acarí-chala es de origen térmico, no existiendo disponibilidad de energía para atender a las cargas productivas como son las minas Perla y Cata-

Acarí, y la Itaruma y Corijaqui-Jaquí, y a la proyección de la demanda eléctrica de las localidades.

Electroperú cuenta con la S.E. San Juan de Marcona 220/60/10 kV, la misma que tiene una salida disponible en 60 kV para ser utilizada en la electrificación del P.S.E. Acarí-Chala.

### 2.3.1.3 Alcances

En el presente documento se evalúa las alternativas de suministro eléctrico más conveniente del P.S.E. Acarí-Chala, desarrollándose los siguientes puntos:

Estudio de Mercado Eléctrico: Se efectúa la proyección de la demanda de potencia y energía, la evaluación de las instalaciones existentes y de las requeridas para satisfacer la proyección de la demanda para los próximos 20 años.

Evaluación Técnica; Se analizan las alternativas de electrificación más convenientes, considerando los aspectos técnico-económicos, y la introducción de nuevos criterios de electrificación que permitan reducir costos.

Costos del proyecto, considerando las

alternativas planteadas en la evaluación técnica.

Evaluación Económica : Se efectúa la evaluación económica del proyecto, determinando los siguientes indicadores:

Valor Actual Neto VAN, Relación Beneficio-Costo B/C, Tasa Interna de Retorno TIRE, costo final de la energía en c\$ kWh, y su comparación con la alternativa de generación térmica.

Cronograma de Inversiones y de implementación de los proyectos: Se efectúa un equipamiento por etapas de los proyectos seleccionados, de acuerdo a la proyección de la demanda y a los costos de los mismos.

Como suministro eléctrico al P.S.E. Acarí-Chala, se plantea la línea en 60 kV Marcona-Acarí de 68 Km, y las líneas en 33 kV a las mismas Perla y Cata-Acarí, y la Itaruna y Corijaquí-Jaquí, y a las localidades de Jaquí, Lomas, Atiquipa y Chala.

En la red secundaria se plantea la reconversión de las redes de distribución existentes de 220 a 380 V.

#### 2.3.1.4 Ubicación

Distritos Acari, Chala, Yauca, Lomas, Bella Unión, Jaquí, Atiquipa, Huanuhuanu y Musía.

Provincia Caravelí.

### 2.3.2 Mercado Eléctrico

#### 2.3.2.1 Localidades a beneficiarse

Las localidades a beneficiarse con el desarrollo del proyecto son las siguientes: Acari, Chala, Yauca, Lomas, Bella Unión, Jaquí, Arequipa, Tocota y Chaviña.

#### 2.3.2.2 Cargas productivas a beneficiarse

Las cargas productivas son las minas Perla y Cata-Acari, y la Itaruma y Corijaquí, el micro parque industrial de Jaquí y el complejo pesquero de Lomas.

#### 2.3.2.3 Metodología y evaluación de la demanda

La evaluación de la demanda de Energía Eléctrica se determina de igual manera, que el P.S.E. Mollendo. En el Anexo NO 2.3.6.1. y 2.3.6.1.2 se presenta la proyección de la demanda de potencia y energía.

A continuación se presenta el resumen de la proyección de la demanda de potencia y energía del PSE Acari-Chala

para los próximos 20 años, así como de la oferta.

DEMANDA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO ACARI-CHALA

AÑOS DE PROYECCION	1994	2003	2013
MAXIMA DEMANDA (Kw)	644	2642	3363
CONSUMO DE ENERGIA (MWh-año)	3365	13660	15546

La demanda anterior incluye los requerimientos eléctricos de la minas Perla-Otapara S.A. y Cata en Acarí, y minas La Itaruma y Corijaquí en Jaquí, también el Complejo Pesquero en Lomas y el micro parque industrial en Jaquí.

**2.3.2.4 Instalaciones existentes**

La oferta de generación en las localidades pertenecientes al PSE Acarí-Chala son de origen térmico con servicio restringido, lo cual imposibilita el desarrollo productivo de la región.

**Acarí**

El servicio eléctrico es restringido desde las 19 horas a la 1 a.m. a continuación los servicios existentes:

Generación:

Marca	P.N. (kW)	P.E. (Kw)
<b>Acarí</b>	<b>400</b>	<b>370</b>
G-1 : CATERPILLAR	200	190
G-2 : VOLVO PENTA	200	170

- Subestación de salida :

T-1: (G-1, G-5)

Potencia (KVA) : 1500

Relación Tranf. (kV) : .22/10

f.p. : .8

Frecuencia (Hz) : 60

Estado : Operativo

Distribución :

- Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) : 10

Tipo : 3 $\phi$ , aéreo

Conductor (AWG) : 4, 6

Postes y Crucetas : Concreto y madera

Estado : Regular

- Red de distribución secundaria

Tensión Nominal (V) : 220

Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)

Conductor (AWG) : 8

Postes y Crucetas : Madera

Estado : Malo

### **Chala**

Generación: La generación de energía eléctrica para esta localidad es de dos tipos térmico y el



servicio es restringido desde las 18 a las 24 horas, como se detalla a continuación.

Marca	P.N. (kW)	P.E. (Kw)
Chala	200	180
G-1 : VOLVO PENTA	200	180

- Subestación de salida :
  - Potencia (KVA) : 200
  - Relación Tranf. (kV) : .22/10
  - f.p. : .8
  - Frecuencia (Hz) : 60
  - Estado : Operativo

Distribución :

- Red de distribución primaria
  - Tensión Nominal (kV) : 10
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo
  - Conductor (AWG) : 10
  - Postes y Crucetas : C.A.C.
  - Estado : Bueno
- Subestaciones de distribución:
  - Tipo : Aéreo
  - Potencia (KVA) : 3x100
  - Relación Transf. (kV) : 10/.22
  - f.p. : .8
  - Frecuencia (Hz) : 60
  - Estado : Bueno
- Red de distribución secundaria
  - Tensión Nominal (V) : .22
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco

conductores)

Conductor (AWG) : 8 AWG  
Postes y Crucetas : C.A.C.  
Estado : Bueno

**Lomas**

Generación: La generación de energía eléctrica es mediante grupos diesel y durante seis horas desde las 6:00 p.m. a las 12:00 p.m., cuya característica se detalla a continuación.

Marca	P.N. (KW)	P.E. (KW)
<b>Lomas</b>	<b>131</b>	<b>121</b>
G-1 : ACLO	51	51
G-2 : CATERPILLAR	80	70

Distribución :

- Red de distribución primaria

Tensión Nominal (kV) : 10  
Tipo : 3 $\phi$ , aéreo  
Conductor (AWG) : 8  
Postes y Crucetas : Madera  
Estado : Regular

- Subestaciones de distribución:

Tipo : Aéreo  
Potencia (KVA) :  
Relación Transf. (kV) : 10/.22  
f.p. : .8  
Frecuencia (Hz) : 60  
Estado : Regular

- Red de distribución secundaria
  - Tensión Nominal (V) : 220
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)
  - Conductor (AWG) : 8
  - Postes y Crucetas : Madera
  - Estado : Bueno

### **Yauca**

El suministro eléctrico de esta localidad es mediante grupo térmico y durante seis horas diarias desde las 18:00 p.m. a las 24:00 p.m. Las características se detallan a continuación.

Generación:

Marca	P.N. (KW)	P.E. (KW)
Yauca	128	100
G-1 : VOLVO PENTA	128	100

Distribución :

- Red de distribución secundaria
  - Tensión Nominal (V) : 220
  - Tipo : 3 $\phi$ , aéreo (cinco conductores)
  - Conductor (AWG) : 8
  - Postes y Crucetas : Madera
  - Estado : Malo

## **2.2.3 Evaluación técnica**

### **2.2.3.1 Análisis de alternativas**

En la evaluación de la región a electrificar, se ha observado una escasez

de los recursos hídricos y de caídas de agua importantes en los ríos Acarí y Yauca, descartando la posibilidad de desarrollar un proyecto hidroeléctrico atractivo. Asimismo, a 68 km de Acarí, se cuenta con la S.E. Marcona 220/60/10 kV de Electroperú, perteneciente al Sistema Interconectado Centro Norte, que cuenta con la energía de la C.H. Mantaro.

Las alternativas de electrificación, cuyos diagramas unifilares se muestran en los Anexos N<sup>o</sup> 2.3.6.5.1 y 2.3.6.5.2, se han desarrollado en los niveles de tensión de 33 y 60 tiene la capacidad de transmisión de hasta 6 MW, que ampliamente la demanda de los próximos 20 años, y son los siguientes:

Alternativa-I: El pequeño sistema eléctrico PSE Acarí-Chala comprende la construcción de la línea en 60 kV Marcona-Acarí de 68 km, con una S.E. en Acarí 60/33/10 kV, 3.5/3/1 MVA, previéndose el desarrollo de los siguiente proyectos:

Línea de subtransmisión en 60 kV, Marcona-Acarí, 68 km y S.E. Acarí.

Línea de subtransmisión en 33 kV, Acarí-Jaquí, 19.5 km y S.E. Jaquí de

33/10 MVA, 250 KVA.

Línea de subtransmisión en 33 kV, Acarí-Minas Perla y Cata, 15 km y S.E. Otapara.

- Línea de subtransmisión en 33 kV, Jaquí-Minas, La Itaruma y Corijáqui, 18 Km y S.E. Itaruma.

En primera etapa línea en 19 kV-MRT Jaquí-Yauca, 22.4 Km y S.E. Yauca 19/10 kV, 167 KVA.

En primera etapa línea en 19 kV-MRT Acarí-Lomas, 29 Km y S.E. Lomas.

L.S.T. en primera etapa Yauca-Atiquipa-Chala, 41 km y SS.EE. Atiquipa 19/10 kV, 15 KVA y Chala 19/10 kV, 167 KVA.

Línea primaria en 10 kV-MRT Yauca-Chaviña, 13 km y Chala-tocota, 29 km.

Alternativa III: Esta alternativa plantea el suministro eléctrico al PSE Acarí-Chala mediante la construcción de línea en 33 kV Marcona-Acarí, con la instalación de un autotransformador 60/33 kV en Marcona. el P.S.E. se desarrollaría en forma similar a la alternativa I.

#### **2.2.3.2 Descripción del proyecto seleccionado**

Los proyectos Marcona-Acarí en 60 y 33 kV cumplen técnicamente con satisfacer la

demanda proyectada, considerándose más conveniente la línea en 60 kV por su mayor capacidad de transporte, lo que daría al sector minero la posibilidad de mayores ampliaciones no previstas.

El proyecto en 60 kV se ha evaluado con estructuras de concreto, conductor de cobre, y aisladores tipo Line Post, con optimización de vanos, y la S.E. considera un equipamiento simplificado, utilizando la infraestructura de la central térmica de Acarí.

Las líneas en 33 kV a Yauca, Jaquí, Lomas, Atiquipa y Chala se han considerado con postes de concreto, conductor de cobre (por su cercanía al mar) y aisladores tipo pin. En el metrado se considera la optimización de los vanos. Dichos proyectos requieren del desarrollo de los estudios definitivos correspondientes.

De las evaluaciones efectuadas a las redes de distribución secundaria, se recomienda su reconversión de 220 a 380/220 V. Dicho cambio requería una pequeña inversión y de rápida implementación, lográndose reducir las pérdidas técnicas de potencia y energía

y la caída de tensión a la tercera parte de las actuales, mejorando sustancialmente el servicio existente. Asimismo la reconversión permitira identificar y conectar a los usuarios clandestinos, reduciendo de esta forma las pérdidas no técnicas.

La reconversión de la red secundaria implica entre otras, las siguientes actividades: redistribución de las acometidas, sin modificar ni incrementar los conductores, el cambio de conexión del devanado de baja tensión de los transformadores.

En lo referente al alumbrado público, se debe reemplazar aquellas lámparas que sean de luz mixta o incandescente, reemplazándolas por lámparas de sodio de nivel lumínico equivalente, de tal forma de ahorrar energía.

## **2.3.4 Evaluación económica**

### **2.3.4.1 Costos del proyecto**

Los costos desagregados de los proyectos en 60 ó 33 kV San Juan de Mrcona-Acarí, se muestran en los Anexos N<sup>o</sup> 2.3.6.4-A y N<sup>o</sup> 2.3.6.4-B, los proyectos en 33 y 10 kV del P.S.E. Acarí-Chala, en los Anexos N<sup>os</sup> 2.3.6.4.1 al

2.3.6.4.7 del presente informe,  
obteniéndose los costos totales  
siguientes:

DENOMINACION	\$x1000 U.S.
- Línea 60 kV, S.E. Marcona-Acarí, 68 km y S.E. Acarí	1776.00
- Línea en 33 kV Acarí-Yaqui, 19.5 km y S.E Yaqui de 33/10 MVA, 250 KVA	393.73
- Línea 33 kV Acarí-Minas Perla y Cata, 15 km y S.E. OTapara.	384.60
- Línea en 33 kV, Yaqui-Minas La Itaruma y Corijáqui, 18 km y S.E Itaruma	419.45
- Línea en 33 kV Yaqui-Yauca, 22.4 km, 1 $\phi$ 1ra Etapa y S.E. Yauca	181.40
- Línea en 19 kV-MRT Acari-Lomas, 29 km y S.E. Lomas	237.36
Línea primera etapa Yauca-Atiquipa-Chala, 41 km SS.EE. Atiquipa y Chala	433.45
- Línea 10 kV-MRT Yauca-Chaviña, 13 km Chala-Tocota, 29 km	450.88
- Redes de distribuc. 338 abonados de Yaqui	135.00
- Redes de distribución 320 abonados de Yauca	128.00
- Redes de distribución 790 abonados de loc. Atiquipa y Chala	316.00
- Redes de distribución 80 abonados de loc. Chaviña y Tocota	32.00
<b>COSTO TOTAL EN (miles de dólares)</b>	<b>5987.87</b>



Dichos costos consideran el suministro, transporte, montaje, gastos generales, estudios, supervisión de obra, impuestos y aranceles.

Como alternativa al sistema de transmisión se considera la generación térmica aislada, con costos de grupos de 650 US\$/kW, costo de combustible de 6.42 c\$/kWh, y un 18% adicional como costo de lubricante. Los costos de operación y mantenimiento se estiman en 3% de la inversión en generación.

#### **2.3.4.2 Evaluación Económica**

En los Anexos N<sup>o</sup> 2.3.6.2-A y N<sup>o</sup>2.3.6.2-B, se presentan los cuadros de evaluación económicas de las alternativas de suministro en 60 ó 33 kV San Juan de Marcona-Acari, con la compra de energía, del Sistema Interconectado Centro Norte, a costos marginales, de acuerdo al estudio tarifario elaborado por Electroperú (4.65 c\$/kWh en 60 kV) comparado con la generación térmica aislada.

Se ha efectuado la evaluación económica del proyecto, obteniéndose los siguientes indicadores:

KV

- Tasa de descuento	%		10	12	14
- Valor Actual Neto	mil \$	60	2516	<b>1989</b>	1568
		33	2563	2036	1614
- Rel. Beneficio/Costo	B/C	60	1.45	<b>1.40</b>	1.36
		33	1.46	1.42	1.37
- Costo Energía c/línea c\$/kWh		60	6.99	<b>7.36</b>	7.75
		33	6.93	7.28	7.66
- Costo Genera. Térmica c\$/kWh		60	10.13	<b>10.32</b>	10.52
		33	10.12	10.32	10.51
- Costos Energía Lín/Te	p.u	60	0.69	<b>0.71</b>	0.74
		33	0.68	0.71	0.73
- Tasa Interna de Retorno %		60		<b>32.10</b>	
		33		33.31	

En el cuadro anterior se observa que el proyecto en 33 kV, con la diferencia que tiene el doble de capacidad, lo que permitiría al sector minero ampliar su carga eléctrica no prevista. Asimismo se puede observar que para una tasa de descuento del 12%, que es la usual para los proyectos eléctricos, el proyecto resulta rentable y atractivo para su implementación.

La evaluación económica del P.S.E. Acarí-Chala considerando las inversiones de las líneas en 60 kV y

en 33 kV, cuyo detalle se muestra en los Anexos N<sup>o</sup> 2.3.6.2.1 y 2.3.6.2.2 es la siguiente:

		KV			
- Tasa de descuento	%		10	12	14
- Valor Actual Neto	mil \$	60	578	191	-110
		33	623	233	-68
- Rel. Beneficio/Costo	B/C	60	1.08	<b>1.03</b>	.0.98
		33	1.08	1.03	0.99
- Costo Energía c/línea	c\$/kWh	60	9.41	<b>10.04</b>	10.71
		33	9.35	9.97	10.64
- Costo Genera. Térmica	c\$/kWh	60	10.13	<b>10.32</b>	10.52
		33	10.13	10.32	10.71
- Costos Energía Lín/Te	p.u	60	0.78	<b>0.80</b>	0.81
		33	0.92	0.97	1.01
- Tasa Interna de Retorno %		60		<b>13.51</b>	
		33		13.50	

En el cuadro anterior se observa que, si bien es rentable llevar la energía a las minas Perla y Cata-Acarí, y la Itaruma y Corijaque-Jaquí, la electrificación de Lomas, Yauca, Atiquipa y Chala no tienen rentabilidad, por lo que dichos proyectos requerirán de la subvención del estado para su implementación.

#### **2.3.4.3 Cronograma de inversiones y de implementación de los proyectos**

En el Anexo Nº 2.3.6.3 se presenta el Cronograma de Inversiones y de Implementación de los Proyectos planificados en el P.S.E. Acarí y descritos en el punto 2.3.3 anterior.

Dicho cronograma considera la puesta en servicio en el año 1995 de la línea en 60 kV Marcona-Acarí, para dotar de suministro eléctrico a las minas y a Acarí, Bella Unión y Jaquí, y la posterior implementación de las líneas en 33 kV a las líneas en 10 kV y redes de distribución de las localidades rurales que no cuentan con servicio eléctrico.

Dicha implementación permitiría impulsar el desarrollo minero de la región, así como el de las localidades a electrificarse.

#### **2.2.5 Conclusiones y recomendaciones**

Dada la rentabilidad que se ha obtenido en el proyecto en 60 kV Marcona-Acarí, se deberá coordinar con las empresas mineras Perla y Cata-Acarí, y la Itaruma y Corijaquí-Jaquí, a fin de que impulsen el proyecto, debiendo

comenzarse por la elaboración del estudio definitivo, de tal forma de contar con el documento que permita la búsqueda de su financiamiento en el corto plazo.

En lo referente a la electrificación de las localidades de Acarí, Bella Unión, Yauca, Lomas, Atiquipa y Chala, y otras localidades rurales, las autoridades locales, regionales deberán buscar el financiamiento de los estudios y obras correspondientes.

Para tal fin se podría utilizar como fuentes de financiamiento al programa de Desarrollo Eléctrico de Interés Social - PRODEIS a cargo de Ministerio de Energía y Minas, y al Fondo de Compensación y Desarrollo Social a cargo del Ministerio de la Presidencia - FONCODES, el mismo que debe contar con los recursos provenientes de la cooperación técnica internacional aprobados recientemente.

En lo que se refiere a las redes de distribución secundaria de las principales localidades del P.S.E. que cuentan con servicio eléctrico, resulta económicamente atractivo efectuar la reconversión de 220 a 380/220 V, lo que permitiría reducir las pérdidas técnicas de potencia y energía y la caída de tensión a la tercera parte de las

actuales, mejorando sustancialmente el servicio actual. Asimismo la reconversión permitiría identificar y conectar a los usuarios clandestinos, reduciendo de esta forma las pérdidas no técnicas.

# Detalle de la demanda de potencia y energía

11

## ANEXO No 2.3.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 09

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 3263 kW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): ACARI-CHALA  
 PROVINCIA(S) : CARAVELI  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ACARI	ACARI	106. 305.	160. 322.	182. 338.	202. 353.	215. 370.	228. 387.	241. 404.	257. 423.	271. 443.	288. 462.
CHALA	CHALA	0. 232.	0. 250.	0. 268.	130. 286.	143. 307.	155. 321.	169. 337.	184. 352.	199. 368.	215. 384.
YAUCA	YAUCA	0. 217.	107. 233.	117. 249.	128. 261.	138. 273.	150. 285.	162. 298.	174. 312.	188. 326.	202. 341.
LOMAS	LOMAS	0. 155.	98. 162.	104. 170.	118. 178.	115. 185.	122. 193.	127. 201.	134. 210.	141. 219.	148. 228.
BELLA UNION	BELLA UNION	91. 197.	128. 206.	125. 215.	144. 226.	150. 236.	158. 245.	165. 256.	172. 267.	180. 279.	190. 291.
JAQUI	JAQUI	12. 24.	14. 25.	16. 26.	18. 27.	19. 28.	20. 29.	21. 31.	21. 32.	22. 33.	23. 34.
ATIQUIPA	ATIQUIPA	0. 7.	0. 8.	0. 9.	5. 9.	5. 9.	6. 10.	6. 11.	6. 11.	7. 11.	7. 12.
CHAVINA	MUSIA	0. 6.	0. 6.	0. 7.	0. 7.	4. 7.	5. 8.	5. 8.	5. 8.	5. 9.	6. 9.
TOCOTA	TOCOTA	0. 18.	0. 20.	0. 21.	0. 22.	12. 23.	13. 25.	14. 26.	15. 27.	16. 28.	19. 29.
P.S.E. (kW)		249.	491.	545.	737.	801.	856.	910.	969.	1031.	1096.
ACARI-CHALA		1162.	1232.	1302.	1369.	1439.	1503.	1572.	1641.	1716.	1791.

**CARGAS ESPECIALES**

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EN. PEFLA OTAPA	ACARI	215. 430.	215. 430.	215. 430.	215. 430.	215. 430.	430. 430.	430. 430.	430. 430.	430. 430.	430. 430.
ENERA CATA	ACARI	150. 300.	150. 300.	150. 300.	150. 300.	150. 300.	300. 300.	300. 300.	300. 300.	300. 300.	300. 300.
EMPLEJO PESQUER	LOMAS	0. 100.	0. 100.	0. 100.	60. 100.	60. 100.	100. 100.	100. 100.	100. 100.	100. 100.	100. 100.
ENERA ITARUMA	JAQUI	0. 400.	200. 400.	200. 400.	200. 400.	200. 400.	400. 400.	400. 400.	400. 400.	400. 400.	400. 400.
ENERA CORIJAQUI	JAQUI	0. 300.	150. 300.	150. 300.	150. 300.	150. 300.	300. 300.	300. 300.	300. 300.	300. 300.	300. 300.
ED. INDUSTRIAL	JAQUI	75. 120.	79. 120.	83. 135.	86. 143.	90. 150.	94. 154.	101. 161.	105. 165.	109. 173.	116. 180.
CARGAS ESPECIALES (AM)		440. 1650.	794. 1657.	797. 1665.	851. 1672.	865. 1680.	1624. 1684.	1631. 1691.	1635. 1699.	1639. 1702.	1646. 1710.
TOTAL P.S.E. (KW)		644.	1238.	1292.	1520.	1594.	2394.	2450.	2511.	2575.	
ACARI-CHALA		2710.	2782.	2856.	2925.	2999.	3065.	3136.	3207.	3284.	



# Detalle de la demanda de potencia y energía

ANEXO No 2.3.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 09

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 15546 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : ACARI-CHALA  
 PROVINCIA(S) : CARAVELLI  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ACARI	ACARI	238.	268.	301.	337.	361.	386.	412.	442.	470.	504.
		537.	573.	605.	638.	673.	710.	747.	788.	830.	870.
CHALA	CHALA	0.	0.	0.	193.	215.	238.	260.	292.	322.	353.
		388.	424.	461.	502.	546.	588.	617.	650.	690.	735.
YAUCA	YAUCA	0.	191.	211.	233.	256.	281.	308.	336.	367.	399.
		433.	470.	508.	539.	571.	602.	637.	675.	710.	755.
LOMAS	LOMAS	0.	207.	223.	237.	252.	270.	286.	305.	324.	344.
		364.	386.	409.	432.	455.	480.	506.	533.	561.	591.
VELLA UNION	VELLA UNION	129.	156.	184.	216.	229.	240.	259.	275.	292.	311.
		329.	348.	369.	392.	415.	438.	463.	490.	518.	548.
JAQUI	JAQUI	16.	20.	23.	26.	28.	30.	31.	33.	35.	37.
		48.	42.	45.	46.	49.	52.	55.	58.	61.	65.
ATIGUISA	ATIGUISA	0.	0.	0.	6.	7.	8.	8.	9.	10.	10.
		11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
MUSCA	MUSCA	0.	0.	0.	0.	5.	6.	6.	7.	8.	8.
		8.	10.	10.	11.	12.	13.	13.	14.	14.	15.
TOCOTA	TOCOTA	0.	0.	0.	0.	16.	18.	20.	21.	24.	26.
		28.	30.	33.	35.	38.	41.	44.	46.	49.	51.
P.S.E. (MWh-año)		304.	841.	902.	1249.	1369.	1481.	1594.	1719.	1852.	1992.
ACARI-CHALA		2137.	2295.	2453.	2610.	2770.	2932.	3101.	3270.	3462.	3650.

**CARGAS ESPECIALES**

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
IN. PERLA OTAPA	ACARI	1601. 3202.	1601. 3202.	1601. 3202.	1601. 3202.	1601. 3202.	3202. 3202.	3202. 3202.	3202. 3202.	3202. 3202.	3202. 3202.
INFA CATA	ACARI	1117. 2234.	1117. 2234.	1117. 2234.	1117. 2234.	1117. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.
COMPLEJO PESQUER	LOMAS	0. 613.	0. 613.	0. 613.	368 613.	368 613.	613. 613.	613. 613.	613. 613.	613. 613.	613. 613.
INFA ITACOMA	JAGUI	0. 2978.	1409. 2978.	1409. 2978.	1409. 2978.	1409. 2978.	2978. 2978.	2978. 2978.	2978. 2978.	2978. 2978.	2978. 2978.
INFA CORIJAGUI	JAGUI	0. 2234.	1117. 2234.	1117. 2234.	1117. 2234.	1117. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.	2234. 2234.
U.O. INDUSTRIAL	JAGUI	263. 420.	276. 447.	289. 473.	302. 499.	315. 526.	329. 539.	355. 565.	368. 578.	381. 604.	407. 631.
CARGAS ESPECIALES		2981.	5602.	5613.	5994.	6007.	11509.	11616.	11629.	11642.	11660.
(P.M.H-año)		11691.	11708.	11734.	11760.	11787.	11800.	11826.	11839.	11865.	11892.
TOTAL F.S.E. (P.M.H-año)		3365.	6441.	6555.	7247.	7376.	13070.	13210.	13340.	13494.	
ACARI-CHALA		13810.	14003.	14187.	14378.	14561.	14732.	14927.	15113.	15327.	

## ANEXO No 2.3.6.2.1

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE ACARI - CHALA A TRAVES DE LA LINEA 33 kV MARCONA - ACARI

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)
		COMPRA DE ENERGIA (2)	INVER. EN LINEA (3)	PERDID. DE ENERGIA (4)	OPERAC. Y MANT. (5)	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO TERM. (6)	MANTENI. Y OBRA (7)	COMBUST Y LUBRIC. (8)	
1994			1290			1290				-1290
1995			1842			1842	926		926	-916
1996	6.6	295	165	7.4	72.5	540		47	497	3
1997	7.2	326	165	8.1	76.2	575		47	549	20
1998	7.4	332		8.3	76.2	416	398	47	559	587
1999	13.1	588		14.7	76.2	679		50	990	361
2000	13.2	594	300	14.9	82.8	992		50	1001	59
2001	13.3	601		15.0	82.8	698	653	50	1011	1016
2002	13.5	607	300	15.2	89.4	1012		54	1022	65
2003	13.7	615		15.4	89.4	719		54	1035	370
2004	13.8	622	300	15.5	96.0	1033	699	54	1047	767
2005	14.0	630		15.8	96.0	742		58	1061	377
2006	14.2	638		16.0	96.0	750		58	1075	383
2007	14.4	647		16.2	96.0	759	738	58	1088	1126
2008	14.6	655		16.4	96.0	768		63	1103	398
2009	14.7	663		16.6	96.0	775		63	1116	403
2010	14.9	672		16.8	96.0	784	751	63	1131	1160
2011	15.1	680		17.0	96.0	793		66	1145	417
2012	15.3	690		17.2	96.0	803		66	1161	424
2013	15.5	700	-626	17.5	96.0	187	-1454	66	1178	-397
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		1128	623	233	-68	-303
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C		1.13	1.08	1.03	0.99	0.94
COSTO ENERG. C/LINEA			(9)	c\$/kWh		8.77	9.35	9.97	10.64	11.34
COSTO ENERGIA TERMICA			(10)	c\$/kWh		9.94	10.13	10.32	10.52	10.71
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						0.88	0.92	0.97	1.01	1.06
TASA INTERNA DE RETORNO				%				13.50		

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de de Acari-Chala  
(2) : Costo de energía en 60 kV a 4.5 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)  
(3) : Costo línea 33 kV S.E. San Juan de Marcona-Acari y S.E. Acari 33/10 kV  
(4) : 2.5 % de pérdidas de energía en la línea 33 kV S.E. San Juan-Acari  
(5) : Los costos de O. y M. de la línea se estiman en 2.2% de la inversión  
(6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda  
(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3% de la inversión  
(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18% por costo de lubricante  
(9) : Costo resultante de la energía en barras de 33 y 10 kV en la S.E. Acari  
(10) : Costo de la generación térmica aislada en las CC.TT. Acari, Chala, Lomas, Yauca y Cías. Mineras de Cata, Perla, Itaruma y Corijáqui

## ANEXO No 2.3.6.2.2.

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE ACARI - CHALA A TRAVES DE LA LINEA EN 60 kV MARCONA - ACARI

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$					B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)	
		CON LINEA 60 kV MARCONA-ACARI	INVER. EN LINEA (3)	PERDIDA DE ENERGIA (4)	OPERAC. Y MANT. (5)	TOTAL COSTOS	INVER. GRUPO TERM. (6)	MANTENI. DE OBRA (7)	COMBUST. Y LUBRIC. (8)	TOTAL BENEF. (9)		
1994			1312			1312						-1312
1995			1872			1872	926			926		-946
1996	6.6	295	165	7.4	73.7	541		47	497	543		2
1997	7.2	326	165	8.1	77.3	576		47	549	595		19
1998	7.4	332		8.3	77.3	418	398	47	559	1003		585
1999	13.1	588		14.7	77.3	680		50	990	1040		360
2000	13.2	594	300	14.9	83.9	993		50	1001	1051		58
2001	13.3	601		15.0	83.9	700	653	50	1011	1715		1015
2002	13.5	607	300	15.2	90.5	1013		54	1022	1076		63
2003	13.7	615		15.4	90.5	721		54	1035	1089		368
2004	13.8	622	300	15.5	97.1	1034	699	54	1047	1000		765
2005	14.0	630		15.8	97.1	743		58	1061	1119		376
2006	14.2	638		16.0	97.1	751		58	1075	1133		382
2007	14.4	647		16.2	97.1	760	738	58	1088	1885		1125
2008	14.6	655		16.4	97.1	769		63	1103	1165		397
2009	14.7	663		16.6	97.1	777		63	1116	1178		402
2010	14.9	672		16.8	97.1	786	751	63	1131	1944		1159
2011	15.1	680		17.0	97.1	794		66	1145	1210		416
2012	15.3	690		17.2	97.1	804		66	1161	1227		422
2013	15.5	700	-636.8	17.5	97.1	177	-1454	66	1178	-211		-388
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16		
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		1075	572	184	-116	-349		
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C		1.13	1.08	1.03	0.98	0.94		
COSTO ENERG. C/LINEA		(9)		c\$/kWh		8.83	9.42	10.05	10.72	11.44		
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)		c\$/kWh		9.94	10.13	10.32	10.52	10.71		
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						0.89	0.93	0.97	1.02	1.07		
TASA INTERNA DE RETORNO				%		13.17						

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de de Acari-Chala  
(2) : Costo de energía en 60 kV a 4.5 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)  
(3) : Costo línea 60 kV S.E. San Juan de Marcona-Acari y S.E. Acari 60/33/10 kV  
(4) : 2.5 % de pérdidas de energía en la línea 60 kV S.E. San Juan-Acari  
(5) : Los costos de O. y M. de la línea se estiman en 2.2% de la inversión  
(6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda  
(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión  
(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18% por costo de lubricante  
(9) : Costo resultante de la energía en barras de 33 y 10 kV en la S.E. Acari  
(10): Costo de la generación térmica aislada en las CC.TT. Acari, Chala, Lomas y Yauca y Cías. Mineras de Cata, Perla, Itaruma y Corijaqui

ANEXO No 2.3.6.2-A

EVALUACION ECONOMICA

LINEA EN 60 kV S.S.EE. MARCONA - ACARI Y S.E. ACARI 60/33/10 kV  
(P.S.E Acari-Chala)

DEMANDA: AÑO ENERGIA: GWh (1)	C O S T O S - mil US \$ Con línea 60 kV Marcona-Acari				B E N E F I C I O S - mil US \$ C/Generación Térmica aislada			BENEFICIO NETO (mil \$)			
	DE COMPRAS ENERGIA (3)	INVER. EN LINEA (4)	PERDIDAS DE ENERGIA (5)	OPE. Y MANT. COSTOS (6)	INVERSIÓN GRUPO Y MANTENIMIENTO (7)	COMBUSTIBLE Y LUBRICACIÓN (8)	TOTAL BENEFICIO (9)				
:1994		814		814				-814			
:1995		1162		1162	926		926	-236			
:1996	6.6	295	7.4	39.5	342	47	497	543	201		
:1997	7.2	326	8.1	39.5	374	47	549	595	222		
:1998	7.4	332	8.3	39.5	380	398	47	559	1003	623	
:1999	13.1	588	14.7	39.5	642	50	990	1040	398		
:2000	13.2	594	14.9	39.5	649	50	1001	1051	402		
:2001	13.3	601	15.0	39.5	655	653	50	1011	1715	1059	
:2002	13.5	607	15.2	39.5	662	54	1022	1076	414		
:2003	13.7	615	15.4	39.5	670	54	1035	1089	419		
:2004	13.8	622	15.5	39.5	677	699	54	1047	1000	1123	
:2005	14.0	630	15.8	39.5	685	58	1061	1119	434		
:2006	14.2	638	16.0	39.5	694	58	1075	1133	439		
:2007	14.4	647	16.2	39.5	702	730	58	1080	1085	1103	
:2008	14.6	655	16.4	39.5	711	63	1103	1165	454		
:2009	14.7	663	16.6	39.5	719	63	1116	1178	459		
:2010	14.9	672	16.8	39.5	728	751	63	1131	1944	1216	
:2011	15.1	680	17.0	39.5	737	66	1145	1210	474		
:2012	15.3	690	17.2	39.5	746	66	1161	1227	480		
:2013	15.5	700	-395.2	17.5	39.5	361	-1454	66	1170	-211	-572
TASA DE DESCUENTO			%	8	10	12	14	16			
VALOR ACTUAL NETO			mil \$	3181	2516	1989	1560	1230			
RELACION BENEFICIO/COSTO			B/C	1.49	1.45	1.40	1.36	1.31			
COSTO ENERG. C/LINEA	(9)		c\$/kWh	6.66	6.99	7.36	7.79	8.17			
COSTO ENERGIA TERMICA	(10)		c\$/kWh	9.94	10.13	10.32	10.52	10.71			
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA				0.67	0.69	0.71	0.74	0.76			
TASA INTERNA DE RETORNO			%			32.10					

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de de Acari-Chala  
 (2) : Costo de energía en 60 kV a 4.5 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)  
 (3) : Costo línea 60 kV S.E. San Juan de Marcona-Acari y S.E. Acari 60/33/10 kV  
 (4) : 2.5 % de pérdidas de energía en la línea 60 kV S.E. San Juan-Acari  
 (5) : Los costos de O. y M. de la línea se estiman en 2 % de la inversión  
 (6) : \$ 650/kV para satisfacer el crecimiento de la demanda  
 (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión  
 (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 10% por costo de lubricante  
 (9) : Costo resultante de la energía en barras de 33 y 10 kV en la S.E. Acari  
 (10): Costo de la generación térmica aislada en las CC.TT. Acari, Chala, Lonas y Yauca y Cías. Mineras de Cata, Perla, Itaruna y Corijaqui

ANEXO No 2.3.6.2-B

EVALUACION ECONOMICA

LINEA EN 33 kV S.S.EE. SAN JUAN - ACARI Y S.B.EE. ACARI 33/10 kV  
(P.S.E Acari-Chala)

DEMANDA:		C O S T O S - mil US \$			B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO			
		Con línea en 33 kV Marcona-Acari			C/Generación Térmica aislada						
AÑO	DE ENERGIA	DE COMPRA INVER.	EN ENERGI LINEA	DE PERDID. OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO Y MANTEN. DE OBRA	COMBUST. Y LUBRIC.	TOTAL BENEF.	NETO (mil \$)		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)		
1994			770		770				-770		
1995			1155		1155	926		926	-220		
1996	6.6	295		7	30	341	47	497	543	202	
1997	7.2	326		8	30	373	47	549	595	223	
1998	7.4	332		8	30	379	390	47	559	1003	624
1999	13.1	580		15	30	641		50	990	1040	399
2000	13.2	594		15	30	640		50	1001	1051	403
2001	13.3	601		15	30	654	653	50	1011	1715	1060
2002	13.5	607		15	30	661		54	1022	1076	415
2003	13.7	615		15	30	669		54	1035	1089	420
2004	13.8	622		16	30	676	699	54	1047	1000	1124
2005	14.0	630		16	30	684		58	1061	1119	435
2006	14.2	630		16	30	693		58	1075	1133	440
2007	14.4	647		16	30	701	730	58	1080	1005	1104
2008	14.6	655		16	30	710		63	1103	1165	455
2009	14.7	663		17	30	710		63	1116	1170	460
2010	14.9	672		17	30	727	693	63	1131	1007	1160
2011	15.1	680		17	30	736		66	1145	1210	475
2012	15.3	690		17	30	745		66	1161	1227	481
2013	15.5	700	-304.0	17	30	371	-1400	66	1170	-165	-535

TASA DE DESCUENTO	%	0	10	12	14	16
VALOR ACTUAL NETO	mil \$	3229	2563	2036	1614	1275
RELACION BENEFICIO/COSTO	B/C	1.50	1.46	1.42	1.37	1.33
COSTO ENERG. C/LINEA	(9) c\$/kWh	6.60	6.93	7.20	7.66	8.07
COSTO ENERGIA TERMICA	(10) c\$/kWh	9.93	10.12	10.32	10.91	10.71
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA		0.66	0.60	0.71	0.73	0.75
TASA INTERNA DE RETORNO	%			33.31		

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de de Acari-Chala  
 (2) : Costo de energía en 60 kV a 4.5 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)  
 (3) : Costo línea 33 kV S.E. San Juan de Marcona-Acari y S.E. Acari 33/10 kV  
 (4) : 2.5 % de pérdidas de energía en la línea 33 kV S.E. San Juan-Acari  
 (5) : Los costos de O. y M. de la línea se estiman en 2 % de la inversión  
 (6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda  
 (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión  
 (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 10 % por costo de lubricante  
 (9) : Costo resultante de la energía en barras de 33 y 10 kV en la S.E. Acari  
 (10): Costo de la generación térmica aislada en las CC.TT. Acari, Chala, Lomas, Yauca y Cas. Mineras de Cata, Perla, Itaruna y Corijaqui





ANEXO No 2.3.6.4.1

LINEA EN 33 kV ACARI-JAQUI, 19.5 km, y S.E. JAQUI 33/10 kV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				30.05
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	07	0.350	30.45
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	19	0.400	7.60
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				23.05
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	261	0.032	8.35
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	261	0.007	1.83
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	117	0.110	12.87
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				73.35
131	Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	60	1.192	71.52
132	Accesorios de conductores	Cjto	261	0.01	1.83
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				5.36
141	Retenida de anclaje	Cjto.	46	0.100	4.60
142	Puesta a tierra	Cjto.	19	0.040	0.76
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				36.65
151	Autotransformador 10, 19/10 kV, 37.5 KVA	U	1	5.000	5.00
152	Reconectador 30, 33 kV, 400 A	U	2	14	28.00
153	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	1	0.350	0.35
154	Seccionador fusible 10, 15 kV, 100 A	U	1	0.300	0.30
155	Pórtico	Cjto	1	2.000	2.00
156	Puesta a tierra	Cjto.	1	1.000	1.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				176.46
200	Transporte				12.35
300	Montaje Electromecánico				44.11
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				38.01
600	Imprevistos				29.59
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				325.53
800	Costo de Estudios, Supervisión				8.14
900	Impuestos y Aranceles				60.06
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				393.73



ANEXO No 2.3.6.4.2

LINEA EN 33 KV ACARI-MINAS PERLA Y CATA, 15 km, Y S.E. OTAPARA

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				42.55
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	94	0.400	37.60
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	10	0.495	4.95
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				17.97
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	203	0.032	9.06
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	203	0.007	1.90
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	63	0.110	6.93
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				42.32
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	46	0.872	40.11
132	Accesorios de conductores	Cjto	315	0.01	2.21
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				6.70
141	Retenida de anclaje	Cjto.	25	0.100	2.50
142	Puesta a tierra	Cjto.	105	0.040	4.20
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				62.35
151	Transformador 30, 33/10 kV, 1 MVA	U	1	30.000	30.00
152	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	3	0.350	1.05
152	Reconectador 30, 33 kV, 400 A	U	2	14	28.00
153	Seccionador fusible 10, 15 kV, 100 A	U	1	0.300	0.30
154	Pórtico	Cjto	1	2.000	2.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	1.000	1.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				171.00
200	Transporte				12.03
300	Montaje Electromecánico				42.97
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				37.19
600	Imprevistos				20.91
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				317.90
800	Costo de Estudios, Supervisión				7.95
900	Impuestos y Aranceles				50.67
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				304.60

ANEXO No 2.3.6.4.3

LINEA EN 33 kV JAQUI-MINAS LA ITARUMA Y CORIJAQUI, 10 km, Y S.E. ITARUMA

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				51.14
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	113	0.400	45.20
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	12	0.495	5.94
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				21.51
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	340	0.032	10.88
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	340	0.007	2.38
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	75	0.110	8.25
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				50.61
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	55	0.872	47.96
132	Accesorios de conductores	Cjto	378	0.01	2.65
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				8.04
141	Retenida de anclaje	Cjto.	30	0.100	3.00
142	Puesta a tierra	Cjto.	126	0.040	5.04
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				50.05
151	Transformador 30, 33/10 kV, 1 MVA	U	1	30.000	30.00
152	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	3	0.350	1.05
153	Reconectador 30, 10 kV, 400 A	U	2	12	24.00
154	Pórtico	Cjto	1	2.000	2.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	1.000	1.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				189.35
200	Transporte				13.25
300	Montaje Electromecánico				47.34
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				40.33
600	Imprevistos				31.53
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				346.80
800	Costo de Estudios, Supervisión				8.67
900	Impuestos y Aranceles				63.98
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				419.45

ANEXO No 2.3.6.4.4

LINEA EN 33 kV JAQUI-YAUCA 22.4 km, Y S.E. YAUCA  
(Primera Etapa: Línea Monofásica en 19 kV)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				56.00
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	140	0.400	56.00
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	16	0.495	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				8.98
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	140	0.032	4.48
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	140	0.007	0.98
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	32	0.110	3.52
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				21.18
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	23	0.872	20.06
132	Accesorios de conductores	Cjto	160	0.01	1.12
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				10.04
141	Retenida de anclaje	Cjto.	30	0.100	3.00
142	Puesta a tierra	Cjto.	156	0.040	6.24
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				7.15
151	Autotransformador 10, 19/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	3	0.350	1.05
153	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.100	0.10
100	Suministro de Materiales y Equipos				103.35
200	Transporte				7.23
300	Montaje Electromecánico				25.04
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				24.85
600	Imprevistos				10.63
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				204.90
800	Costo de Estudios, Supervisión				12.81
900	Impuestos y Aranceles				39.19
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				256.89

ANEXO No 2.3.6.4.5

LINEA EN 33 kV ACARÍ-LOMAS 29 km, Y S.E. LOMAS  
(Primera Etapa: Línea Monofásica en 19 kV)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				54.04
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	119	0.400	47.60
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	13	0.495	6.44
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				7.50
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	119	0.032	3.81
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	119	0.007	0.83
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	26	0.110	2.86
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				17.50
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	19	0.872	16.57
132	Accesorios de conductores	Cjto	133	0.01	0.93
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				8.42
141	Retenida de anclaje	Cjto.	31	0.100	3.10
142	Puesta a tierra	Cjto.	133	0.040	5.32
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				6.45
151	Autotransformador 10, 19/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	1	0.350	0.35
153	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.100	0.10
100	Suministro de Materiales y Equipos				93.91
200	Transporte				6.57
300	Montaje Electromecánico				23.40
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				23.15
600	Imprevistos				17.21
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				189.32
800	Costo de Estudios, Supervisión				11.83
900	Impuestos y Aranceles				36.21
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				237.36

ANEXO No 2.3.6.4.6

LINEA EN 33 kV YAUCA-ATIQUIPA-CHALA 41 km, Y SS.EE. ATIQUIPA Y CHALA  
(Primera Etapa: Línea Monofásica en 19 kV)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				101.50
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	258	0.350	90.30
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	20	0.400	11.20
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				16.33
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	258	0.032	8.26
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	258	0.007	1.81
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	57	0.110	6.27
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				38.63
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	42	0.872	36.62
132	Accesorios de conductores	Cjto	287	0.01	2.01
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				18.28
141	Retenida de anclaje	Cjto.	68	0.100	6.80
142	Puesta a tierra	Cjto.	287	0.040	11.48
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				13.95
151	Autotransformador 10, 19/10 kV, 167 kVA	U	2	5.000	10.00
152	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	3	0.350	1.05
153	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	2	0.350	0.70
154	Pórtico	Cjto	2	1.000	2.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	2	0.100	0.20
100	Suministro de Materiales y Equipos				100.70
200	Transporte				13.21
300	Montaje Electromecánico				47.17
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				40.22
600	Imprevistos				31.43
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				345.72
800	Costo de Estudios, Supervisión				21.61
900	Impuestos y Aranceles				66.12
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				433.45

ANEXO No 2.3.6.4.7

LÍNEA EN 10 KV YAUCA-CHAVIÑA 13 km Y CHALA-TOCOTA 29 km

ITEM	DESCRIPCIÓN	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				81.55
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	233	0.350	81.55
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				5.71
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	231	0.025	1.85
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	231	0.006	1.39
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	45	0.055	2.48
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				25.01
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	43	0.544	23.39
132	Accesorios de conductores	Cjto	231	0.01	1.62
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				7.18
141	Retenida de anclaje	Cjto.	55	0.100	5.50
142	Puesta a tierra	Cjto.	42	0.040	1.68
150	SUB. EST. Y EQUIPO DE PROTECCION				11.90
151	Transformador 10, 10/0.46-.23 kV, 25 kVA	U	4	2.500	10.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	2	0.250	0.50
153	Pórtico	Cjto	2	0.600	1.20
154	Puesta a tierra	Cjto.	2	0.100	0.20
100	Suministro de Materiales y Equipos				131.35
200	Transporte				9.19
300	Montaje Electromecánico				32.84
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				29.89
600	Imprevistos				22.83
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				251.10
800	Costo de Estudios, Supervisión				15.69
900	Impuestos y Aranceles				48.02
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				314.62

ANEXO No 2, 3, 6, 4-A  
Costos del proyecto

LINEA EN 60 KV SAN JUAN DE MARCONA - ACARI, 68 km,  
y SS.EE. ACARI 60/33/10 KV

DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
	UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100 SUMINISTRO DE MATERIALES				
110 POSTES				286.45
111 Poste de C.P.C. de 14/400.	U	374	0.552	206.45
120 AISLADORES Y ACCESORIOS				161.56
121 Aislador tipo Line-Post y accesorios	U	918	0.140	128.52
122 Cadena de aisladores para 60 KV	U	408	0.138	53.04
130 CONDUCTORES ELECTRICOS				318.78
131 Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	210	1.490	312.90
132 Accesorios de conductores	Cjto	147	0.040	5.88
140 FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				29.92
141 Retenida de anclaje	Cjto.	272	0.100	27.20
142 Fuesta a tierra	Cjto.	66	0.040	2.72
150 TRANSFORMADOR				80.00
151 Transf. 60/33/10 KV, 3.5/3/1 MVA	U	1	80.000	80.00
160 EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				176.16
161 Seccionador 3ø 60 KV, c/puesta a tierra	U	1	25.000	25.00
162 Interruptor 3ø en 60 KV	U		50.000	50.00
163 Reconectador 34.5 kv, 6IL=200 KV, 400 A	U	3	14.000	42.00
164 TC y TT en 33 KV con equipo de medición	U	2	10.000	20.00
165 TC y TT en 10 KV con equipo de medición	U	1	14.000	14.00
166 Cable seco, tipo XLPE, 10 KV, 95 mm <sup>2</sup>	ø	120	0.018	2.16
167 Tablero de protección y mando 60 KV	U	1	15.000	15.00
168 Malla de puesta a tierra Transf.	Cjto.	1	3.000	3.00
169 Pórtico y soportes	U	1	5.000	5.00
180 Suministro de Materiales y Equipos				992.87
200 Transporte				69.50
300 Montaje Electrosecúnico				248.22
400 Obras Civiles				25.00
500 Gastos Generales y Utilidades				155.18
600 Imprevistos				149.00
700 COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				1,639.64
800 Costo de Estudios, Supervisión				41.00
900 Impuestos y Aranceles				295.17
1000 COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				1,975.81

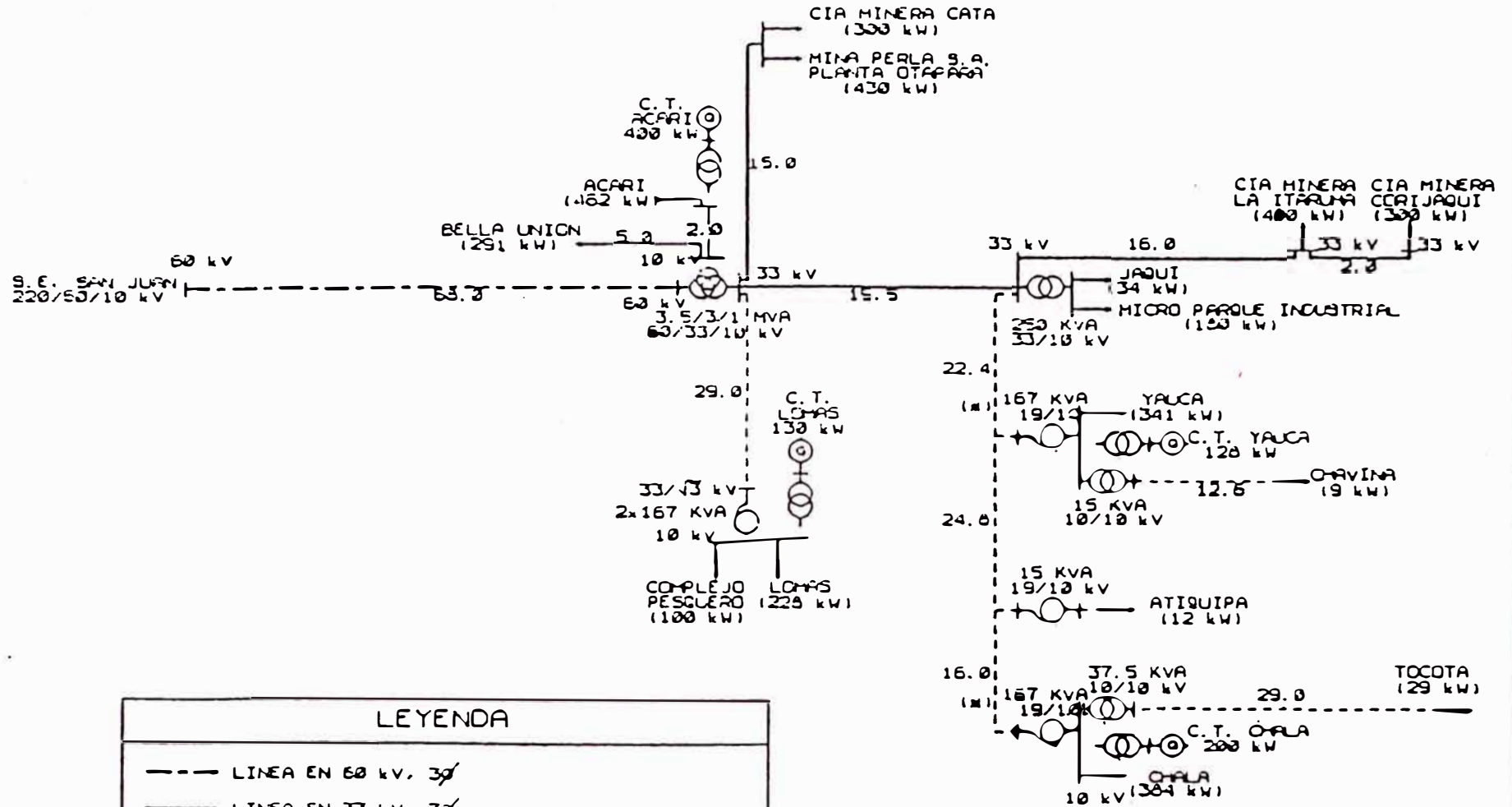
## Costos del proyecto

ANEXO No 2.3.6.4-B

LINEA EN 33 KV SAN JUAN DE MARCONA - ACARI, 68 km  
y SS.EE. MARCONA 68/34.5 KV y ACARI 33/10 KV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS en miles US \$	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				187.00
111	Postes y crucetas C.A.C. de 12/400	U	374	0.500	187.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				69.05
121	Aislador ANSI clase 56-4	U	945	0.035	33.08
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	945	0.010	9.45
123	Cadena de aisladores c/accesorios	U	400	0.065	26.52
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				499.80
131	Conductor de cobre de 78 mm <sup>2</sup>	km	210	2.352	493.92
132	Accesorios de conductores	Cjto	147	0.040	5.88
140	FERRERIA Y MATERIAL ACCESORIO				35.36
141	Retenida de anclaje	Cjto.	220	0.100	22.00
142	Puesta a tierra	Cjto.	334	0.040	13.36
150	TRANSFORMADOR				80.00
151	Autotransformador 60/34.5 KV, 3.5 MVA	U	1	45.000	45.00
152	Transf. 33/10 KV, 1 MVA	U	1	35.000	35.00
160	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				72.16
163	Reconectador 34.5 KV, PIL=200 KV, 400 A	U	2	14.000	28.00
164	TC y TT en 33 KV con equipo de medición	U	2	10.000	20.00
165	TC y TT en 10 KV con equipo de medición	U	1	14.000	14.00
166	Cable seco, tipo XLPE, 10 KV, 95 mm <sup>2</sup>	m	120	0.018	2.16
168	Malla de puesta a tierra Transf.	Cjto.	1	3.000	3.00
169	Pórtico y soportes	U	1	5.000	5.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				943.37
200	Transporte				66.04
300	Montaje Electro-mecánico				235.89
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				176.06
600	Imprevistos				144.63
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				1,598.93
800	Costo de Estudios, Supervisión				39.77
900	Impuestos y Aranceles				293.53
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (en miles US \$)				1,924.23



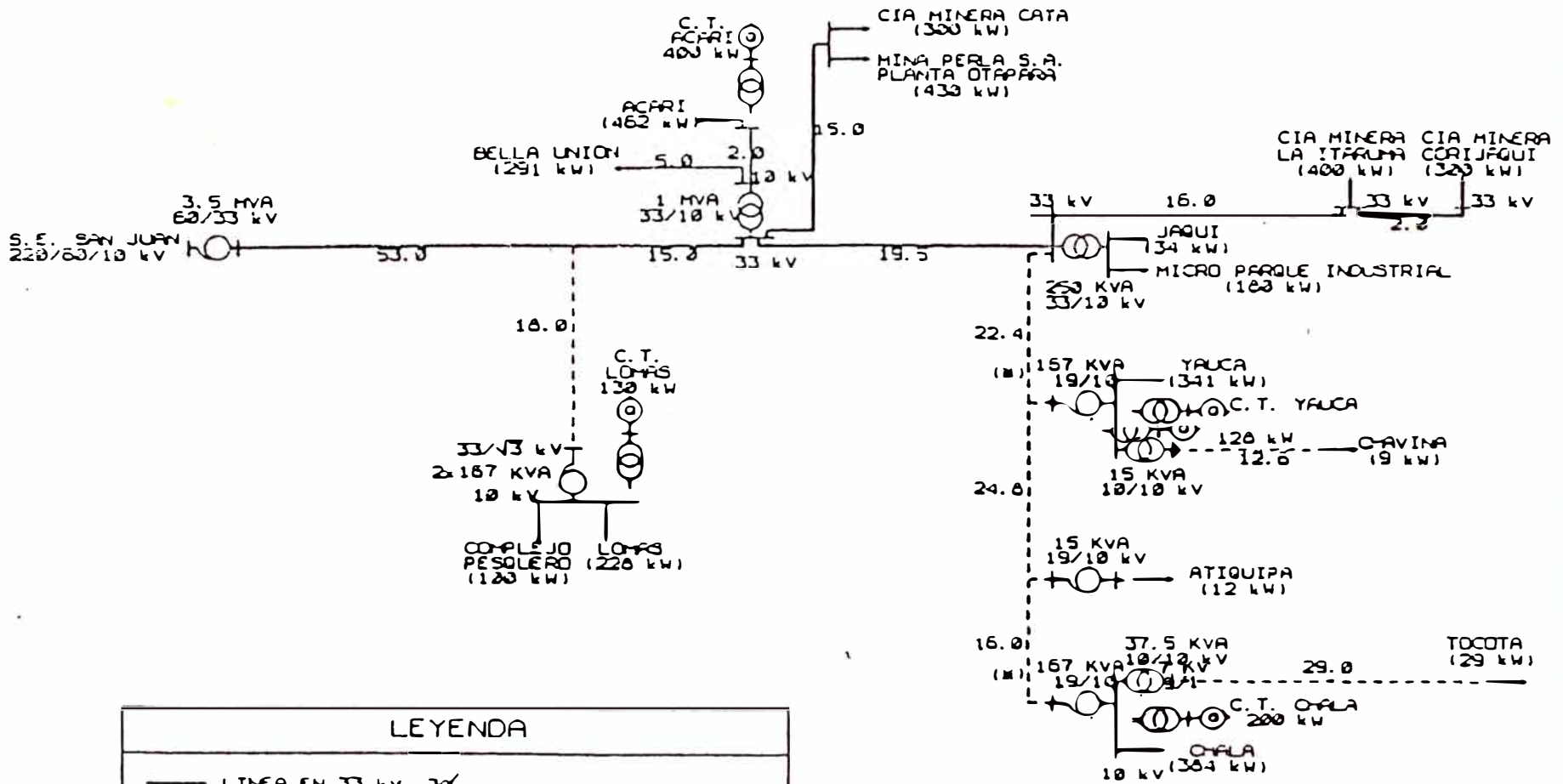


LEYENDA	
---	LINEA EN 60 kV. 3φ
—	LINEA EN 33 kV. 3φ
—	LINEA EN 10 kV. 3φ
----	LINEA MAT 33/√3 kV. 1ª ETAPA - 3φ ET. FINAL
----	LINEA MAT 33/√3 kV y 10 kV. ETAPA FINAL

(M) Etapa Final - YAUCA : 2x167 KVA. 19/10 kV  
 - CHALA : 2x167 KVA. 19/10 kV

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y  
 ELECTRONICA**

ANEXO 2.3.6.5.1	ALTERNATIVA I (EN 60 kV) PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIABUJO W.A.H.E.	ACARI-CHALA	REVISO LPG



LEYENDA	
—	LINIA EN 33 kV, 3φ
—	LINIA EN 10 kV, 3φ
----	LINIA INT 33/√3 kV, 1ª ETAPA - 3φ ET. FINAL
----	LINIA INT 33/√3 kV u 10 kV, ETAPA FINAL

(M) Etapa Final - YAUCA : 2x 167 KVA, 19/10 kV  
 - OPLA : 2x 187 KVA, 19/10 kV

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 2.3.5.5.2	ALTERNATIVA II (EN 33 kV) PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W. A. M. E.	ACARI-CHALA	REVISO LPG

Para reducir la inversión inicial, se efectúa un equipamiento por etapas y se introducción líneas MRT.

#### **5.- P.S.E. Chivay-Cabanaconde**

El P.S.E. Chivay-Cabanaconde abastece a unas 23 localidades de las provincias de Castilla y Caylloma, mediante una M.C.H proyectada de Cabanaconde de unos 2 MW.

Electro Perú efectuó estudios de definición de una C.H. de 4.5 MW en Cabanaconde, para abastecer al P.S.E. y a la mina El Madrigal, la misma que se encuentra cerrada. Asimismo analizó la alternativa de una C.H. en Achoma, con agua proveniente de la irrigación majes.

Se plantea efectuar un estudio de factibilidad definitivo, donde se analice y compare las centrales de Cabanaconde y Achoma, las mismas que deben estar en el orden de 2 MW, a fin de abastecer la demanda de todo el P.S.E., evitando en lo posible utilizar las aguas del proyecto Majes, ya que su empleo afectaría la irrigación del valle de Majes.

Se ha elaborado la configuración del P.S.E., efectuando equipamiento por etapas e introduciendo líneas MRT, con el fin de reducir costos y hacer factible su implementación.

#### **6.- P.S.E. Chiguata**

Abarca al distrito de Chiguata, incluyendo sus anexos. SEAL tiene a su cargo la ejecución de la línea en 10 kV Arequipa-Chiguata de 10.5 km, y el Gobierno

**CAPITULO III**  
**CUADRO COMPARATIVO DE LOS 17 PEQUEÑOS SISTEMAS**  
**ELECTRICOS AISLADOS**

**3.1 Cuadro comparativo de Costos**

La población beneficiada con la electrificación y las inversiones requeridas se estima como sigue:

<b>Pequeño Sistema</b>	<b>Costo</b>	<b>Población</b>	
		<b>1995</b>	<b>2013</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>Mil US\$</b>		
- Mollendo	6010	67503	113978
- Camaná	5554	28839	51764
- Acari-Chala	5026	10079	20185
- Aplao-Chuquibamba	3828	17200	44028
- Chivay-Cabanaconde	5458	27486	41511
- Cotahuasi	4239	9985	26078
- La Joya	1352	5250	14441
- Caravelí	754	3216	10187
- Andahua	632	3786	6891
- Majes-Siguas	1383	3561	5553
- Tarucani	1164	1250	5620
- Orcopampa	832	2762	4925
- Chiguata	136	2805	4375
- Polobaya	258	2237	3564
- Quequeña-Chapi	312	1835	2681
- Quicacha	409	1271	1981
- Mina Tarucani	1164		
- <b>Mina Shila y Paula</b>	<b>7374</b>		

Del cuadro anterior se podrá observar, los seis primeros proyectos superan una población estimada de los 10,000 y 20,000 habitantes para los años 1995 y 2013, por lo que la Electrificación va a tener gran reducción en dicho proyecto.

### **3.2 Cuadro comparativo de indicadores económicos**

El cuadro comparativo es el siguiente:

<b>Pequeño Sistema Eléctrico</b>	<b>V.A.N. Mil US\$</b>	<b>B/C</b>	<b>TIR (%)</b>
- Mollendo	6821	1.43	34.38
- Camaná	3464	1.25	35.12
- Acarí-Chala	233	1.03	13.50
- Aplao-Chuquibamba	(57)	0.89	11.70
- Chivay-Cabanaconde	(2043)	0.50	2.83
- Cotahuasi	(1348)	0.44	1.08
- La Joya	1465	1.45	38.37
- Caravelí	(103)	0.74	5.19
- Andahua	20	1.08	14.03
- Majes-Siguas	2367	2.80	38.54
- Tarucani	2825	1.55	175.90
- Orcopampa	(270)	0.41	0.13
- Chiguata	16	1.10	17.95
- Polobaya	0	1.00	12.23
- Quequeña-Chapi	(70)	0.66	0.85
- Quicacha	(136)	0.31	(0.77)
- Mina Shila y Paula	3409	1.56	21.27
- Mina Tarucani	3446	1.60	175.93

**VAN = VALOR ACTUAL NETO**

**B/C = RELACION BENEFICIO COSTO**

**TIR = TASA INTERNA DE RETORNO**

**( ) = NEGATIVO**

Del cuadro anterior se podrá observar, que los 03 primeros proyectos son rentables, debido a que se utiliza adicionalmente para dar energía a las cargas productivas y la zona franca de Matarani. Asimismo se puede observar que para una tasa de descuento del 12%, la cual es para proyectos eléctricos, los proyectos resultan rentables y atractivos para su implementación.

### **3.3 Cuadro comparativo de cronograma de obra**

En los anexos N° 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3. se detalla los cronogramas de implementación de obras de los P.S.E.'s en un horizonte de 20 años.











## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el presente documento, se cuenta con el planeamiento integral de la Región Arequipa en lo que respecta a los Pequeños Sistemas Eléctricos.

Con dicho planeamiento, el Gobierno Regional podrá establecer y proponer al Gobierno Central, un programa de Electrificación del sector predominante social, que reemplace a las empresas de electricidad que están en vías de privatizarse.

Para el financiamiento de los Pequeños Sistemas Eléctricos se podría recurrir a fondos provenientes de la cooperación técnica internacional, con la participación del Programa de Desarrollo Eléctrico de Interés Social-PRODEIS a cargo del Ministerio de Energía y Minas, y el fondo de la Compensación y Desarrollo Social a cargo del Ministerio de la Presidencia-FONCODES, el mismo que debe contar con los recursos provenientes de la cooperación técnica internacional aprobado recientemente.

A continuación detalle de las conclusiones de cada uno de los P.S.Es:

### **1.- P.S.E. Majes-Siguas**

El P.S.E. Majes-Siguas cuenta con la C.H. Majes de 1.5 MW, a cargo del proyecto autoridad autónoma de Majes-AUTODEMA, la misma que tiene las obras civiles concluidas y con maquinaria electromecánica.

La empresa Sociedad Eléctrica de Arequipa - SEAL a solicitado el financiamiento del montaje electromecánico y de la línea C.H.-Campamento de Autodema, al Programa de Desarrollo Eléctrico de Interés Social PRODEIS - MEM, previéndose que las obras se inicien el presente año y entren en servicio en 1994.

Dicho proyecto abastecerá de energía al campamento de Majes, y se plantea la conexión de las centrales de Majes -1.8 MW con la M.C.H. de Sta. Rita de Sigvas de 160 kW, de tal forma de poder contar con energía fuera de punta para la utilización por los agricultores de ambos valles en la agroindustria.

## **2.- P.S.E. Aplao-Chuquibamba**

Provincias : Catilla y Condesuyos

El P.S.E. Aplao, cuenta actualmente con la C.H. de Ongororo de 550 kW y la C.T. de Corire, las mismas que abastecen sólo al sector doméstico.

SEAL ha solicitado al PRODEIS-MEM el financiamiento de las obras civiles de la C.H. Huatiapilla de los 1.8 MW, contando con la maquinaria electromecánica proveniente de la C.H. Santuario. Dicha central solucionaría el déficit actual de energía del P.S.E. Aplao, alimentaría a las cargas productivas que se puedan desarrollar en la zona como son los molinos de arroz y la agroindustria, y extendería el suministro a Chuquibamba, Pamapacolca, Tipán y Uñón.

### 3.- P.S.E. La Joya

Provincia : Arequipa

Una vez lograda la puesta en servicio de la línea en 138 kV Cerro-Verde-San José Mollendo, de la S.E. San José se preveen líneas en 33 kV a La Joya y a la base de La Joya. Asimismo el sistema esta preparado para dotar de suministro a las localidades rurales y a las irrigaciones de La Joya, San Camilo y San Isidro.

La Joya cuenta con la alternativa de una central hidroeléctrica de 1.8 MW3 km aguas arriba de la localidad. Dicho proyecto resultaría bastante económico, y sería la solución en el caso de que se postergue la construcción de la línea en 138 kV Cerro Verde-San José de 32 km.

### 4.- P.S.E. Cotahuasi

El P.S.E. Cotahuasi comprende a unas 27 localidades de las provincias de la Unión y Condesuyos y será bastecida de energía eléctrica, a través de la futura M.C.H. Chococo de 1.2 MW.

Dicha central cuenta con un 20% de avance, y requiere de un expediente técnico del saldo de obra, con ingeniería a nivel de ejecución, a fin de proceder a la búsqueda de financiamiento y ejecución de la obra.

El proyecto tiene una fuerte repercusión social, ya que abarca a un vasto sector rural de Arequipa, y dicha central solucionaría los requerimientos de energía para los próximos 20 años.

Para reducir la inversión inicial, se efectúa un equipamiento por etapas y se introducción líneas MRT.

#### **5.- P.S.E. Chivay-Cabanaconde**

El P.S.E. Chivay-Cabanaconde abastece a unas 23 localidades de las provincias de Castilla y Caylloma, mediante una M.C.H proyectada de Cabanaconde de unos 2 MW.

Electro Perú efectuó estudios de definición de una C.H. de 4.5 MW en Cabanaconde, para abastecer al P.S.E. y a la mina El Madrigal, la misma que se encuentra cerrada. Asimismo analizó la alternativa de una C.H. en Achoma, con agua proveniente de la irrigación majes.

Se plantea efectuar un estudio de factibilidad definitivo, donde se analice y compare las centrales de Cabanaconde y Achoma, las mismas que deben estar en el orden de 2 MW, a fin de abastecer la demanda de todo el P.S.E., evitando en lo posible utilizar las aguas del proyecto Majes, ya que su empleo afectaría la irrigación del valle de Majes.

Se ha elaborado la configuración del P.S.E., efectuando equipamiento por etapas e introduciendo líneas MRT, con el fin de reducir costos y hacer factible su implementación.

#### **6.- P.S.E. Chiguata**

Abarca al distrito de Chiguata, incluyendo sus anexos. SEAL tiene a su cargo la ejecución de la línea en 10 kV Arequipa-Chiguata de 10.5 km, y el Gobierno

Regional Arequipa viene apoyando la construcción de las redes secundarias, de tal forma que se prevé que puedan estar en servicio el presente año.

En lo que se refiere a las localidades rurales, se plantea la introducción de líneas MRT que logren reducir costos.

Asimismo se ha planificado la línea en 33 kV Jesús-Mina Ubinas, que pasa por Chiguata, y que, en un futuro, si es que la carga de Chiguata supera la capacidad de la línea en 10 kV, se pueda instalar una S.E. 33/10 kV de capacidad requerida.

#### **7.- P.S.E. Andahua**

El P.S.E. Andahua comprende los distritos de Andahua y Chachas, provincia de Castilla.

Actualmente se viene culminando en Andahua la C.H. Andahua de 137 kW, la misma que está preparada para una segunda máquina.

Se plantea ampliar la central en 137 kW, y extender el suministro a Chachas mediante línea MRT. Posteriormente se prevé extender el sistema a un total de 9 localidades.

#### **8.- P.S.E. Quequeña-Chapi**

Este P.S.E. comprende a las localidades de Yarabambay Quequeña, de la provincia de Arequipa, que actualmente cuenta con energía eléctrica deficiente en 5.2 kV de Arequipa, y la localidad de Chapi.

En este caso se plantea el tendido de un conductor en las estructuras de la línea en 138 kV Socabaya-

Toquepala, de tal forma de reducir a la cuarta parte la inversión inicial, y hacer factible la electrificación de dichas localidades, con la demandada proyectada para los próximos 20 años.

**9.- P.S.E. Polobaya**

El P.S.E. Polobaya comprende los distritos de Polobaya y Pocsi, provincia de Arequipa-Pocsi-Polobaya en 10kV que cubra los requerimientos eléctricos para los próximos 20 años de una 5 localidades.

Este proyecto es de carácter social, por lo que debe contar con el financiamiento del Estado.

**10.- P.S.E Caravel**

El P.S.E. Caravelí, ubicado en la provincia del mismo nombre, cuenta con la C.H. Rinconada de 200 kW y una c.t. en Caravelí de 200 kW.

Se plantea estudiar la C.H. Rinconada para su afianzamiento y/o ampliación, para ampliar el suministro a un total de 19 localidades. En este caso se prevé trabajar una C.T. en horas de punta.

Este proyecto es de carácter social, y su implementación va a requerir el apoyo del Estado.

**11.- P.S.E. Orcopampa**

El P.S.E. Orcopampa comprende los distritos de Orcopampa y Chilcaimara, de la provincia de Castilla.

La localidad de Orcopampa cuenta con suministro eléctrico de la mina del mismo nombre, la misma que cuenta con C.H y con C.T en época de estiaje.

Se plantea, cuando se decida la ampliación del

suministro eléctrico a Chilcaimarca y 4 localidades rurales, desarrollar una M.C.H. de 2 x 160 kW, que cubriría la demanda de todo el P.S.E. para los próximos 20 años. El desarrollo del proyecto es de tipo social.

**12.- P.S.E Quicacha**

El P.S.E Quicacha, comprende los distritos de Quicacha y Chaparra, pertenece a la provincia de Caravelí, y actualmente no cuenta con servicio eléctrico.

Se plantea el estudio de una M.C.H. de 125 kW, que cubre la demanda de los próximos 20 años de una 4 localidades.

**13.- Suministro a la Mina Ubinas y al P.S.E. Tarucani**

La mina Ubinas está ubicada a unos 41 km de Arequipa, en la carretera a Chiguata, tiene una demanda estimada de unos 1500 kW, y unos 25 más se ubica el distrito de Tarucani.

Se ha evaluado la electrificación mediante la construcción de la línea en 33 kV Jesús-Mina Ubinas, sustituyendo unos 1500 kW de generación térmica actual.

La evaluación económica muestra que el proyecto es muy reentable, por lo que la empresa minera podrá coordinar con SEAL el suministro eléctrico, y desarrollar su estudio definitivo correspondiente.

En el caso de implementarse esta línea, se ha planificado extender el suministro al distrito de



Tarucani u sus anexos, mediante la instalación del línea MRT.

Este proyecto es de tipo social, y se podrá implementar sólo con el aporte del Estado.

**14.- Suministro a las Minas Shila y Paula**

La mina Shila, ubicada en la provincia de Castilla, cuenta ccon una demanda de unos 500 kW, y viene operando con generación térmica. Dicha empresa cuenta asimismo con el proyecto de la mina Paula.

En el caso que la empresa minera decida incrementar su demanda de energía, ya sea por la ampliación de la mina shila, o la puesta en servicio de la mina Paula, es factible desarrollar un proyecto hidroeléctrico rentable en el río Andahua, que cubra los requerimientos actuales y proyectados, debiendo preverse un equipamiento por etapas.

El planteamiento elaborado tiene carácter de perfil, y los indicadores económicos muestran que sería conveniente sustituir la generación térmica por hidroeléctrica.

En tal caso, la empresa minera deberá desarrollar un estudio de factibilidad y de la línea de suministro a la(s) mina(s).

# A N E X O S

## **ANEXOS DE LOS 14 PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS**

A continuación se detalla los anexos de casa uno de los P.S.E. anteriormente mencionados.

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. MAJES - SIGUAS**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 37

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 2290 MW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): MAJES-S.RITA DE SIGUAS  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA, CAYLLOMA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CAMBILLO	S. JUAN DE SIGUAS	21.	24.	27.	30.	31.	32.	33.	35.	36.	37.
		39.	40.	42.	43.	45.	46.	48.	50.	52.	53.
CAMB RURALES	S. JUAN DE SIGUAS	35.	41.	46.	53.	54.	56.	59.	61.	63.	65.
		68.	70.	73.	76.	79.	82.	84.	88.	90.	94.
S. ISABEL SIGUAS	S. ISABEL DE SIGUAS	3.	4.	5.	5.	5.	5.	6.	6.	6.	
		7.	7.	7.	7.	8.	8.	8.	9.	9.	
LLULLA	S. ISABEL DE SIGUAS	4.	5.	5.	6.	6.	7.	7.	7.	7.	8.
		8.	8.	8.	9.	9.	10.	10.	10.	11.	11.
VILCAPAMPA	S. ISABEL DE SIGUAS	2.	3.	3.	3.	4.	4.	4.	4.	4.	4.
		5.	5.	5.	5.	5.	6.	6.	6.	6.	7.
S. RITA SIGUAS	STA RITA DE SIGUAS	78.	87.	96.	107.	112.	117.	122.	127.	133.	139.
		145.	151.	158.	165.	171.	179.	187.	195.	203.	212.
LLUTA	LLUTA (CAYLLOMA)	23.	27.	31.	36.	37.	39.	40.	42.	44.	46.
		47.	50.	51.	54.	56.	58.	61.	63.	66.	68.
P.S.E. (MW)		167.	191.	213.	242.	251.	260.	271.	282.	294.	305.
MAJES-S. RITA DE SIGUAS		319.	332.	345.	359.	373.	388.	403.	420.	436.	454.

**CARGAS ESPECIALES**

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
CALEIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
MP. AUTODENA	S. JUAN DE SIGUAS	200. 350.	200. 350.	200. 350.	200. 350.	200. 350.	350. 350.	350. 350.	350. 350.	350. 350.	
TA PROCLACSUR	S. JUAN DE SIGUAS	245. 490.	245. 490.	245. 490.	490. 490.	490. 490.	490. 490.	490. 490.	490. 490.	490. 490.	
TA CHANCADORA	S. JUAN DE SIGUAS	30. 60.	30. 60.	30. 60.	30. 60.	30. 60.	60. 60.	60. 60.	60. 60.	60. 60.	
ICULTORES	MAJES SIGUAS	450. 935.	490. 985.	535. 1040.	505. 1100.	635. 1195.	690. 1295.	745. 1430.	790. 1510.	835. 1630.	890. 1750.
ICULTORES	S. RITA SIGUAS	105. 205.	115. 220.	120. 235.	130. 255.	140. 270.	150. 295.	160. 325.	170. 355.	180. 385.	195. 420.
CARGAS ESPECIALES (KW)		1030. 2040.	1080. 2105.	1130. 2175.	1435. 2255.	1495. 2365.		1885. 2625.	1860. 2765.	1915. 2915.	1975. 3070.
TOTAL P.S.E. (KW)		845.	894.	941.	1196.	1235.	1435.	1479.	1517.	1557.	1599.
MAJES-S.RITA DE SIGUAS		1643.	1690.	1730.	1792.	1861.	1930.	2021.	2100.	2199.	2294.

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 07

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 10304 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : MAJES-S.RITA DE SIGUAS  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA, CAYLLOMA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
AMBILLO	S. JUAN DE SIGUAS	22. 51.	26. 50.	30. 57.	34. 60.	36. 66.	38. 67.	40. 71.	43. 75.	46. 80.	49. 83.
BARBA RURALES	S. JUAN DE SIGUAS	37. 90.	44. 95.	51. 100.	60. 106.	63. 112.	67. 119.	72. 125.	76. 132.	80. 139.	85. 145.
ISABEL SIGUAS	S. ISABEL DE SIGUAS	4. 9.	4. 9.	5. 10.	6. 10.	6. 11.	6. 11.	7. 12.	7. 13.	8. 14.	8. 15.
PUCELLA	S. ISABEL DE SIGUAS	6. 13.	7. 14.	8. 15.	9. 15.	10. 16.	10. 17.	11. 18.	11. 19.	12. 20.	21.
CHILCAPAMPA	S. ISABEL DE SIGUAS	3. 8.	4. 8.	4. 9.	5. 9.	6. 10.	6. 10.	6. 11.	6. 11.	7. 11.	7. 13.
CRISTINA SIGUAS	STA RITA DE SIGUAS	95. 212.	108. 225.	123. 240.	139. 254.	148. 260.	158. 284.	168. 301.	178. 319.	189. 337.	202. 356.
LLUTA	LLUTA (CAYLLOMA)	33. 79.	39. 84.	45. 83.	53. 94.	56. 99.	60. 105.	63. 111.	67. 116.	71. 124.	75. 130.
P.S.E. (MWh-año)		199.	232.	266.	307.	325.	345.	365.	388.	412.	436.
MAJES-S.RITA DE SIGUAS		462.	491.	519.	548.	580.	613.	649.	685.	724.	764.

## CARGAS ESPECIALES

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ALICADO	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EL AUTOCENA	S. JUAN DE SIGUAS	876.	876.	876.	876.	876.	1533.	1533.	1533.	1533.	1533.
		1533.	1533.	1533.	1533.	1533.	1533.	1533.	1533.	1533.	1533.
EL REGLACSUR	S. JUAN DE SIGUAS	1073.	1073.	1073.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.
		2146.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.	2146.
EL CHANCADORA	S. JUAN DE SIGUAS	79.	79.	79.	79.	79.	158.	158.	158.	158.	158.
		158.	158.	158.	158.	158.	158.	158.	158.	158.	158.
AC CULTORES	MAJES SIGUAS	1183.	1208.	1406.	1537.	1669.	1813.	1958.	2076.	2194.	2313.
		2457.	2589.	2733.	2891.	3140.	3403.	3679.	3968.	4284.	4599.
AC CULTORES	S. RITA SIGUAS	275.	302.	315.	342.	368.	394.	420.	447.	473.	512.
		539.	578.	618.	670.	710.	775.	834.	933.	1012.	1104.
CARGAS ESPECIALES		3496.	3618.	3749.	4280.	5138.	6044.	6215.	6368.	6504.	6652.
(MMh-año)		6833.	7004.	7188.	7398.	7687.	8015.	8370.	8738.	9132.	9540.
TOTAL P.S.E. (MMh-año)		3685.	3858.	4015.	5287.	5463.	6389.	6588.	6748.	6916.	7098.
MAJES-S. RITA DE SIGUAS		7295.	7495.	7707.	7946.	8267.	8628.	9016.	9423.	9856.	10304.



## ANEXO No 5.1.6.2.

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE MAJES-SIGUAS

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)
		COMPRAS DE ENERGIA	INVER. EN LINEA	PERDIDAS DE ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO Y TERM.	MANTENI. DE OBRA	COMBUST. Y LUBRIC.	
		(3)	(4)	(5)		(6)	(7)	(8)		
1994		1035			1035					-1035
1995	3.3	0	23	5.0	28	457			457	429
1996	3.5	0	84	5.2	25.1	114		14	263	162
1997	4.7	0	84	7.1	27.0	118		14	359	255
1998	4.9	0		7.4	27.0	34	261	14	372	612
1999	5.8	0		8.8	27.0	36		22	443	428
2000	6.0	0	50	9.1	28.1	87		22	457	391
2001	6.2	0		9.3	28.1	37	375	22	470	829
2002	6.4	0	50	9.6	29.2	89		33	482	427
2003	6.6	0		9.8	29.2	39		33	496	490
2004	6.7	0		10.1	29.2	39	426	33	511	931
2005	6.9	0		10.4	29.2	40		46	526	532
2006	7.2	0		10.7	29.2	40		46	542	548
2007	7.4	0		11.1	29.2	40	478	46	560	1044
2008	7.7	0		11.6	29.2	41		60	585	604
2009	8.1	0		12.1	29.2	41		60	612	631
2010	8.5	0		12.7	29.2	42	472	60	642	1174
2011	8.9	0		13.3	29.2	42		74	672	704
2012	9.3	0		14.0	29.2	43		74	705	736
2013	9.8	0		14.6	29.2	44	-910	74	739	-141
TASA DE DESCUENTO		%			8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO		mil \$			3693	2950	2367	1905	1535	
RELACION BENEFICIO/COSTO		B/C			3.52	3.13	2.80	2.52	2.28	
COSTO ENERG. C/C.H.		(9)	c\$/kWh		2.74	3.10	3.49	3.91	4.35	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)	c\$/kWh		9.64	9.72	9.79	9.86	9.91	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					0.28	0.32	0.36	0.40	0.44	
TASA INTERNA DE RETORNO		%			38.57					

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Majes-Siguas, no incluye la demanda de energía de C.H. Sta Rita de Sigwas 165 KVA

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Majes-Siguas

(4) : Para PSE Majes-Siguas se estiman 3 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión

(6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada con CC.TT.

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE MAJES - STA. RITA DE SIGUAS Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PROYECTOS A IMPLEMENTAR	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERVIDA	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS				
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99
I P.S.E. MAJES	Prov: Arequipa y Caylloma	En Año	Año	****		1035	23	168		157
	Localidades y Cargas Especiales	Servicio	2013							
- H. Majes Sigvas 1.8	P.S.E. Majes y Sta. Rita			C/E.D.	76	76				
Linea 23 KV C.H. Majes	Isab. Sigvas (Agricultores)	1420	2023	C/E.D.	959	959				
	Autodena, 17.8km y 51 Plantas chancadora/Prolacta									
	Campamento Autodena									
Lin. 23 KV C. Autodena	Tambillo, agricultores del		520	S/E.D.					++/**	
	C.H. Sta Rita, 10.4 km	1240			191			23	168	
Lin. 23 KV MRT 10, C. Sta Isabel de Sigvas,		615	88	S/E.D.						++/**
	Majes-Lluclla-Lluta 26				100					100
	Deriv. Sta I. Sigvas 41									
Redes de distribución	Sta Isabel Sigvas, Tambillo			S/E.D.						++/**
	143 abonados				57					57

\*\*\*\* Elaboración del estudio definitivo  
 //// Financiamiento del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 C/E.D. Con Estudio Definitivo  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo

ANEXO No 5.1.6.4.1

C.H. MAJES SIGUAS 1.6 MW

ITEM	D E S C R I P C I O N	COSTOS (miles US \$)
100	MONTAJE EQUIPO DE CASA DE MAQUINAS	66.51
101	Personal	29.50
102	Equipos	8.26
103	Materiales	3.54
104	Transporte	4.72
105	Pruebas	3.54
140	Gastos Generales	10.90
150	Utilidades	6.05
110	EQUIPO HIDROMECHANICO	40.72
111	Módulo Meyrpic	25.37
112	Comp. Desliz. 1.0x1.0	2.36
113	Ataguías	0.35
114	Transporte	2.81
115	Montaje	9.83
120	COSTO TOTAL DEL MONTAJE (100+110+120)	76.34

Fuente: Estudio definitivo elaborado por S & Z Consultores. Jul-92

ANEXO No 5.1.6.4.2

LINEA 30, 23 kV C.H. MAJES-CAMPAMENTO AUTODEMA, 17.8 km  
y SUBESTACION

ITEM	D E S C R I P C I O N	COSTOS Mil.US \$
100	LINEA DE TRANSMISION	336.67
101	Suministro	201.933
102	Montaje	59.605
103	Transporte	7.8
104	Gastos Generales y Utilidades	67.335
200	SUBESTACION	378.95
201	Suministro	209.17
202	Montaje	87.49
203	Transporte	6.5
204	Gastos Generales y Utilidades	75.79
300	ARANCELES E IMPUESTOS	243.18
301	Aranceles línea	24.726
302	Aranceles Subestación	72.197
303	Impuestos (IGV)	146.258
400	COSTO TOTAL (miles US \$)	958.80

Fuente: Estudio definitivo elaborado por S & Z Consultores. jul-92

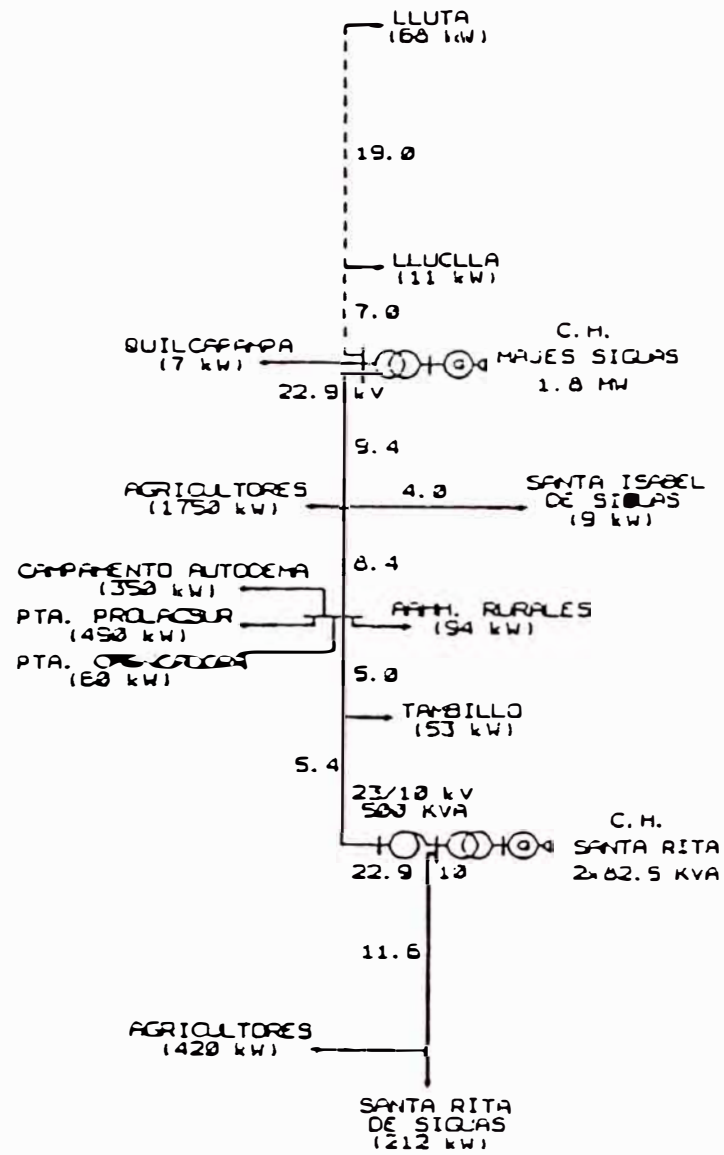
ANEXO No 5.1.6.4.3  
 CAMPAMENTO AUTODEMA-C.H. SANTA RITA, 30, 22.9 kV, 10.4 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				26.36
111	Postes y crucetas de C.A.C. de 11/200	U	53	0.316	16.75
112	Postes y crucetas de C.A.C de 11/400	U	20	0.442	8.84
113	Biposte de C.A.C. de 11/300	U	1	0.770	0.77
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				13.94
121	Aislador de porcelana tipo ANSI clase 56-2	U	169	0.020	3.38
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	169	0.012	2.03
123	Aisladores de suspensión tipo ANSI, clase 52-3	U	240	0.025	6.00
124	Accesorios para cadena de aisladores de suspensión	U	79	0.032	2.53
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				36.13
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	33	1.090	35.97
132	Accesorios de conductores (manguitos,grapas)	Cjto	23	0.007	0.16
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				4.40
141	Retenida de anclaje	Cjto.	40	0.100	4.00
143	Puesta a tierra	Cjto.	10	0.040	0.40
150	TRANSFORMADOR				3.42
151	Autotransformador, 23/10 kV, 167 KVA	Cjto.	1		0.00
152	Seccionador fusible tipo cut-out, 27kV	Cjto	3	0.540	1.62
153	Disyuntor, 30, 10 kV	Cjto.	1		0.00
154	Pararrayo tipo intermedio, 30 kV, 10 KA	Cjto.	3	0.600	1.80
100	Suministro de Materiales y Equipos				84.25
200	Transporte				5.90
300	Montaje Electromecánico				21.06
400	Gastos Generales y Utilidades				33.36
500	Imprevistos				11.12
600	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				155.68
700	Costo de Estudios, Supervisión				7.01
800	Impuestos y Aranceles				20.02
900	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				190.71

ANEXO No 2.5.6.4.4

LINEA 13.2 kV-1Ø MRT C.H. MAJES-LLUCLLA-LLUTA, 26 km  
Y DERIVACION A SANTA ISABEL DE SIGUAS, 4 km

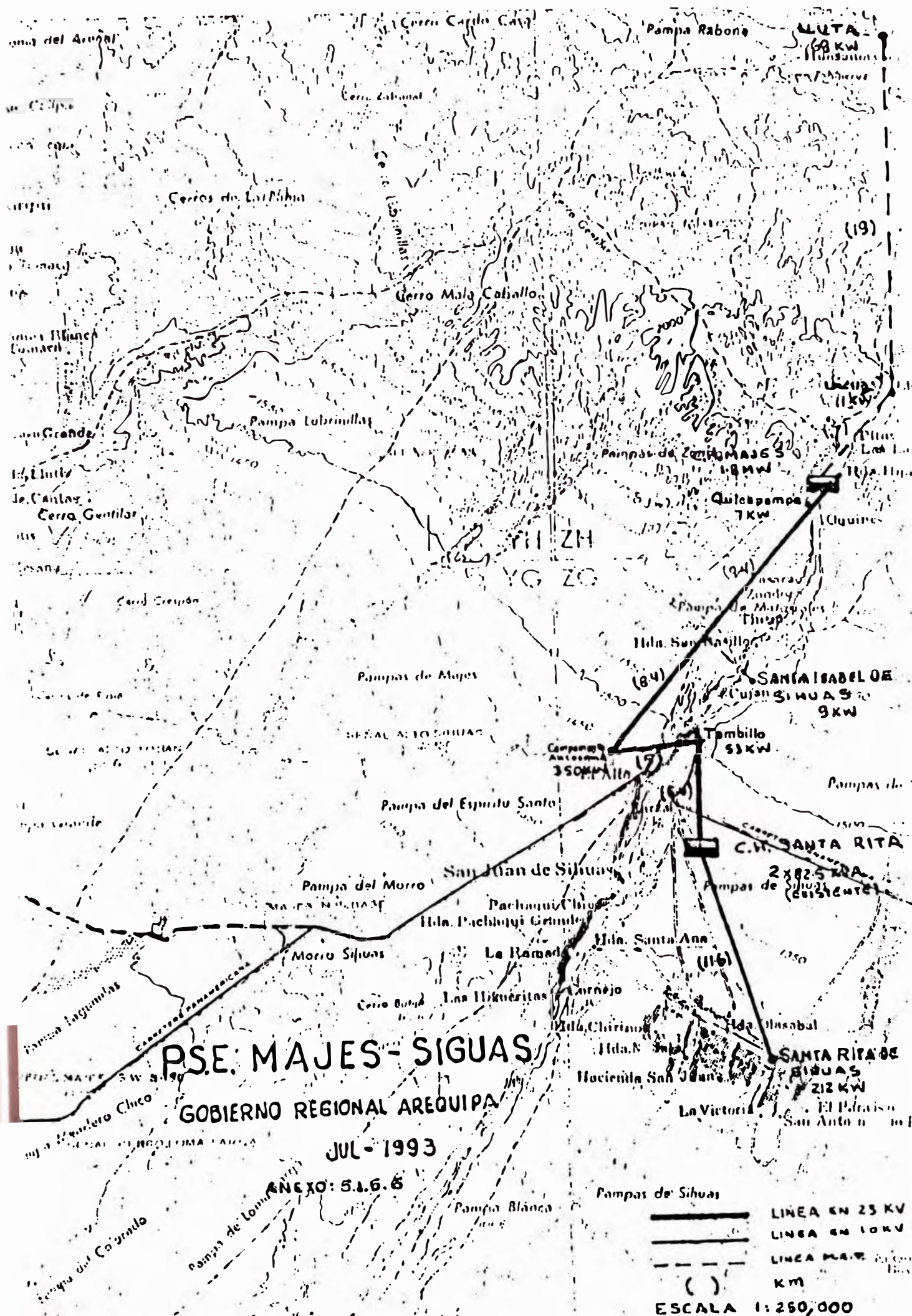
ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				13.50
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	180	0.075	13.50
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				5.61
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	180	0.016	2.88
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	180	0.006	1.08
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	30	0.055	1.65
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				16.74
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	30	0.544	16.32
132	Accesorios	Cjto	21	0.020	0.42
140	FLRRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				12.05
141	Retenida de anclaje	Cjto.	35	0.100	3.50
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	182	0.007	1.27
143	Puesta a tierra	Cjto.	182	0.040	7.28
100	Suministro de Materiales y Equipos				47.90
200	Transporte				3.35
300	Montaje Electromecánico				11.98
400	Gastos Generales y Utilidades				8.62
500	Imprevistos				7.19
600	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+500)				79.04
700	Costo de Estudios, Supervisión				5.93
800	Impuestos y Aranceles				15.29
900	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				100.26



LEYENDA	
	LINIA EN 22.9 kv. ⚡
	LINIA EN 10 kv. EXISTENTE
	LINIA M.R.T. ETAPA FINAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
FACULTAD DE ELECTRICIDAD		
ELECTRONICA		
ANEXO B-1.6.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DISEÑO W.A.M.E.	MAJES-SIGUAS	REVISO LPG



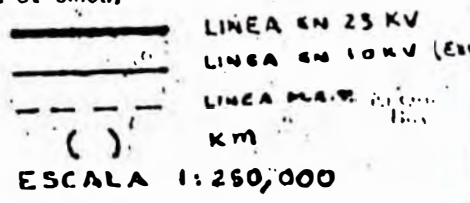


# P.S.E. MAJES-SIGUAS

GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA

JUL - 1993

ANEXO: 5.1.6.6





**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. APLAO - CHUQUIBAMBA**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

UBICACION : AREQUIPA  
 RESERVA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 CALIDADES : 15

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 3588 KW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): APLAO-CHUQUIBAMBA, VI  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA, CONDESUYOS  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ALICADO	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
APLAO	APLAO	516. 720.	542. 749.	571. 770.	600. 793.	617. 816.	634. 851.	651. 886.	670. 923.	688. 962.	709. 1003.
AY	APLAO	6. 9.	6. 9.	6. 9.	7. 9.	7. 10.	7. 10.	7. 11.	8. 11.	8. 12.	8. 12.
AY	APLAO	17. 25.	17. 25.	18. 27.	20. 28.	20. 29.	21. 30.	22. 31.	22. 33.	23. 34.	24. 36.
BARBANCA	APLAO	4. 6.	4. 6.	5. 7.	5. 7.	5. 7.	5. 7.	5. 8.	5. 8.	6. 8.	5. 9.
CHACABAMBA	HUANCARQUI	93. 137.	98. 142.	103. 148.	109. 154.	112. 162.	116. 169.	121. 176.	124. 184.	128. 192.	133. 200.
CHACABAMBA	HUANCARQUI	14. 21.	15. 22.	16. 23.	17. 24.	17. 24.	18. 26.	18. 27.	19. 28.	20. 30.	20. 31.
CHACABAMBA	URACA	632. 736.	667. 968.	702. 1001.	739. 1036.	765. 1070.	792. 1107.	819. 1145.	845. 1183.	875. 1224.	905. 1267.
CHACABAMBA	IRAY	8. 26.	8. 28.	8. 29.	15. 32.	16. 34.	18. 35.	19. 37.	20. 39.	22. 41.	24. 42.
CHUQUIBAMBA	CHUQUIBAMBA	0. 327.	0. 345.	0. 363.	222. 383.	235. 404.	248. 421.	263. 439.	277. 458.	293. 478.	309. 498.
CHUQUIBAMBA	CHUQUIBAMBA	0. 6.	0. 7.	0. 7.	0. 8.	0. 8.	0. 9.	5. 9.	5. 10.	6. 11.	6. 11.
CHUQUIBAMBA	ANDARAY	0. 13.	0. 14.	0. 15.	0. 16.	0. 17.	0. 18.	9. 19.	10. 21.	11. 22.	12. 23.
CHUQUIBAMBA	YANAOIHUA	0. 16.	0. 17.	0. 19.	0. 20.	0. 21.	0. 23.	12. 25.	13. 26.	14. 27.	15. 29.
CHUQUIBAMBA	PAMPACOLCA	0. 185.	0. 203.	0. 221.	0. 240.	106. 261.	117. 283.	129. 299.	141. 316.	155. 334.	159. 352.
CHUQUIBAMBA	TIPAN	0. 19.	0. 19.	0. 20.	0. 22.	13. 22.	13. 24.	15. 25.	15. 25.	16. 27.	17. 28.
CHUQUIBAMBA	URON	0. 28.	0. 29.	0. 31.	0. 32.	19. 35.	20. 36.	22. 37.	23. 39.	25. 40.	26. 41.
P.S.E. (KW)		1210.	1282.	1350.	1447.	1536.	1608.	1689.	1789.	2175.	2264.
APLAO-CHUQUIBAMBA		2357.	2453.	2555.	2664.	2774.	2897.	3016.	3139.	3269.	3402.

## CARGAS ESPECIALES

CENTRO DE CARGA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
COMUNIDAD DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
INDIOS-GRANDES URACA (CORIRE)	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.
	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.	520.
INDIOS-CHICOS URACA (CORIRE)	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.
	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.
CARGAS ESPECIALES (KW)	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.
	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.	620.
TOTAL P.S.E. (KW)	1404.	1468.	1563.	1633.	1722.	1804.	1915.	2074.	2361.	2450.
APLAO-CHUQUIRAMARA	2543.	2639.	2741.	2850.	2960.	3083.	3202.	3325.	3455.	3589.

## CIRCUITO VIRACO-MACHAHUAY

CENTRO DE CARGA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
COMUNIDAD DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
VIRACO	56.	56.	56.	57.	60.	64.	69.	73.	78.	84.
	89.	95.	102.	109.	116.	122.	128.	135.	142.	149.
MACHAHUAY	19.	19.	19.	20.	21.	22.	24.	26.	28.	31.
	33.	36.	39.	42.	46.	49.	52.	55.	59.	62.
CIRCUITO (KW)	75.	75.	76.	77.	81.	87.	93.	99.	106.	114.
VIRACO-MACHAHUAY	122.	131.	141.	151.	161.	171.	180.	190.	201.	211.

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 15

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 10244 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : AFLAO-CHUQUIBAMBA, V.  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
AFLAO	AFLAO	1093. 1712.	1151. 1770.	1227. 1848.	1305. 1923.	1357. 1998.	1410. 2106.	1464. 2216.	1524. 2330.	1582. 2453.	1647. 2592.
ACON	AFLAO	10. 17.	11. 18.	12. 19.	12. 19.	13. 20.	14. 22.	14. 23.	15. 24.	16. 26.	16. 27.
COCCO	AFLAO	30. 49.	32. 51.	34. 54.	37. 58.	38. 60.	39. 63.	42. 66.	43. 71.	45. 74.	48. 78.
LA BARBANCA	AFLAO	7. 12.	8. 13.	8. 14.	9. 14.	10. 15.	10. 16.	10. 16.	11. 17.	11. 18.	12. 19.
HUANCARQUI	HUANCARQUI	196. 316.	207. 329.	221. 347.	235. 364.	245. 385.	255. 404.	268. 426.	277. 448.	289. 472.	304. 496.
LA REAL	HUANCARQUI	26. 42.	27. 44.	29. 47.	31. 49.	33. 51.	33. 54.	35. 58.	37. 60.	39. 64.	42. 67.
COPIFE	URACA	1264. 2060.	1347. 2150.	1432. 2241.	1523. 2340.	1592. 2440.	1662. 2547.	1736. 2656.	1809. 2769.	1891. 2890.	1973. 3014.
IRAY	IRAY	0. 51.	0. 55.	0. 59.	20. 64.	30. 69.	33. 73.	36. 78.	39. 82.	43. 87.	47. 91.
CHUQUIBAMBA	CHUQUIBAMBA	0. 830.	0. 856.	0. 916.	490. 979.	526. 1046.	565. 1105.	606. 1168.	651. 1235.	698. 1305.	747. 1378.
BAMBA CHACRA	CHUQUIBAMBA	0. 13.	0. 14.	0. 15.	0. 16.	0. 17.	0. 18.	9. 20.	9. 22.	11. 23.	11. 24.
ANDARAY	ANDARAY	0. 25.	0. 27.	0. 30.	0. 32.	0. 35.	0. 37.	17. 41.	19. 44.	21. 47.	23. 49.
YANAQUIHUA	YANAQUIHUA	0. 31.	0. 33.	0. 37.	0. 40.	0. 43.	0. 47.	22. 51.	24. 54.	26. 57.	29. 61.
PAMFACOLCA	PAMFACOLCA	0. 287.	0. 321.	0. 358.	0. 397.	142. 441.	160. 489.	181. 527.	204. 568.	229. 611.	256. 656.
TIFAN	TIFAN	0. 24.	0. 26.	0. 28.	0. 31.	14. 33.	15. 36.	17. 38.	18. 40.	20. 42.	22. 45.
URON	URON	0. 37.	0. 41.	0. 44.	0. 47.	22. 51.	24. 55.	26. 58.	29. 62.	32. 65.	34. 69.
P.S.E. (MWh-año)		2616.	2703.	2962.	3670.	4021.	4221.	4400.	4708.	4953.	5209.
AFLAO-CHUQUIBAMBA		5476.	5756.	6056.	6376.	6706.	7072.	7440.	7825.	8233.	8659.

**CARGAS ESPECIALES**

MOLINOS-GRANDES URACA (CORIRE)	1367.	1367.	1367.	1367.	1367.	1367.	1367.	1367.	1367.	1367.	1367.
MOLINOS-CHICOS URACA (CORIRE)	219.	219.	219.	219.	219.	219.	219.	219.	219.	219.	219.
<b>CARGAS ESPECIALES (MWh-año)</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>	<b>1586.</b>

<b>TOTAL P.S.E. (GWh-año)</b>	<b>4202.</b>	<b>4369.</b>	<b>4540.</b>	<b>5256.</b>	<b>5607.</b>	<b>5887.</b>	<b>6070.</b>	<b>6294.</b>	<b>6539.</b>	<b>6795.</b>
<b>APLAD-CHUQUIBAMBA</b>	<b>7862.</b>	<b>7342.</b>	<b>7642.</b>	<b>7962.</b>	<b>8292.</b>	<b>8658.</b>	<b>9026.</b>	<b>9411.</b>	<b>9819.</b>	<b>10214.</b>

**CIRCUITO VIRACO-MACHAHUAY**

CENTRO DE CARGA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
VIRACO VIRACO	62.	64.	66.	68.	75.	82.	90.	99.	129.	117.
	130.	141.	155.	170.	185.	198.	213.	229.	246.	263.
MACHAHUAY MACHAHUAY	19.	19.	21.	22.	24.	26.	30.	32.	36.	40.
	44.	50.	56.	61.	68.	75.	81.	88.	96.	104.
<b>CIRCUITO (MWh-año)</b>	<b>81.</b>	<b>83.</b>	<b>87.</b>	<b>90.</b>	<b>99.</b>	<b>109.</b>	<b>120.</b>	<b>131.</b>	<b>145.</b>	<b>159.</b>
<b>VIRACO-MACHAHUAY</b>	<b>174.</b>	<b>192.</b>	<b>211.</b>	<b>231.</b>	<b>253.</b>	<b>273.</b>	<b>294.</b>	<b>317.</b>	<b>342.</b>	<b>367.</b>

## ANEXO No 5.1.6.2.

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE AFLAO-CHUQUIBAMBA

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)	
		CENTRAL HIDROELECTRICA		C/Generación Termica aislada		C/Generación Termica aislada		C/Generación Termica aislada			
		COMPRA DE ENERGIA	INVER. EN LINEA	PERDID. DE ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO TERM. DE OBRA	MANTENI. Y MANO DE OBRA	COMBUST. Y LUBRIC.	TOTAL BENEF.	NETO
		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1994			2106			2106					-2106
1995			801			801	494			494	-307
1996	2.3	0	200	4.2	68.4	273		22	177	199	-74
1997	3.0	0	179	5.5	72.3	257		22	231	253	-4
1998	3.4	0	110	6.1	74.7	191	421	22	258	700	510
1999	3.6	0		6.5	74.7	81		25	273	298	217
2000	3.9	0		7.0	74.7	82		25	293	318	236
2001	4.1	0		7.4	74.7	82	543	25	310	878	796
2002	4.3	0		7.8	74.7	83		29	328	357	274
2003	4.6	0		8.3	74.7	83		29	347	376	293
2004	4.9	0	175	8.7	78.6	262	629	29	368	1026	763
2005	5.1	0		9.2	78.6	88		33	389	422	334
2006	5.4	0		9.8	78.6	88		33	412	445	356
2007	5.8	0		10.4	78.6	89	681	33	436	1150	1061
2008	6.1	0		11.0	78.6	90		38	461	499	409
2009	6.5	0		11.6	78.6	90		38	489	526	436
2010	6.8	0		12.3	78.6	91	679	38	516	1233	1142
2011	7.2	0		13.0	78.6	92		41	546	587	495
2012	7.6	0		13.7	78.6	92		41	577	618	525
2013	8.0	0	-1314	14.5	49.7	-1250	-1312	41	609	-662	588
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		939	372	-57	-384	-634	
RELACION BENEFICIO/COSTO				R/C		1.27	1.11	0.98	0.88	0.79	
COSTO ENERG. C/C.H.				(9) c\$/kWh		9.49	11.20	13.04	15.02	17.13	
COSTO ENERGIA TERMICA				(10) c\$/kWh		12.07	12.44	12.81	13.17	13.52	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						0.79	0.90	1.02	1.14	1.27	
TASA INTERNA DE RETORNO				%				11.70			

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Aplao-Chuquibamba, sin considerar la demanda de energía producida por la C.H. Ongoro 512 kW  
(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Aplao, incluye C.H. Huatiapilla  
(4) : Para PSE Aplao-Chuquibamba se estiman 3 % de pérdidas de energía en las líneas  
(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión  
(6) : \$ 650/kWh para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.  
(7) : Costos de Mantenim. y Mano de Obra de las CC.TT. se estiman en 2 % de la inversión  
(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante  
(9) : Costo resultante de la energía  
(10) : Costo de generación termica aislada

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE APLAO Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO Proyectos a implementar	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERV.	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COST. TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS								
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-01	2002-03		
PSE APLAO-CHIQUIBAMBA	Provincia: Islay	En Año	Año		13828	657	1449	901	379	114	428			
	Localidades y Cargas Especiales	Service	2013											
C.H. Huatiapilla 1.8	P.S.E. Aplao-Chuquibamba	1966	15	1800	C/E.D.	//*	*****	*****						
	Molinos d/arroz, agroindustria				(*)	12628	657	1314	657					
Línea 13.2 kV C.H. Huatiapilla-C.H. Ongoro, 9 km	P.S.E. Aplao Molinos d/arroz, agroindustria	3124	1800	1800	C/E.D.	/	////	*****	***					
Línea 13.2 kV C.H. Ongoro-Chuquibamba, 1ray	Chuquibamba, 1ray	1220	18	603	S/E.D.				+++	////	*****			
Línea 13.2 kV C.H. Huatiapilla-Pampacolca, 24 km	Pampacolca, Tipán	3171	421	421	S/E.D.						++	/**		
Línea 13.2 kV MRT, localidades rurales, 44 km	Uñon, Pampachacra, Yanaquihua y Andaray	3171	132	132	S/E.D.							++	/**	
Redes de distribución 634 abonados	Irav, Pampacolca, Uñon, Pampachacra, Yanaquihua, y Andaray				S/E.D.								++	/**

## ESTADO ACTUAL

+++++	Elaboración del estudio definitivo	C/E.D. (*)	Con Estudio Definitivo y Maquinaria Electro-Mecánica
////	Financiamiento del Proyecto	C/E.D.	Con Estudio Definitivo
*****	Suministro y ejecución de Obra	S/E.D.	Sin Estudio Definitivo

## ANEXO No 5.1.6.4.1

## CENTRAL HIDROELECTRICA HUATIAPIILLA 1.8 MW

ITEM	DESCRIPCION	METRADO	COSTOS US \$ TOTAL
100	COSTOS DIRECTOS		
110	TRABAJOS PRELIMINARES Y TEMPORALES		92.46
111	Movilización campamentos y acceso.	Cjto.	92.46
120	OBRAS CIVILES		1768.06
121	Obras de desvío y captación	Cjto.	263.86
122	Desarenador.	Cjto.	109.52
123	Canal de conducción.	Cjto.	787.95
124	Obras de arte en el canal.	Cjto.	45.22
125	Cámara de carga.	Cjto.	109.35
126	Conducto forzado.	Cjto.	79.04
127	Canal de demasías.	Cjto.	99.84
128	Casa de máquinas.	Cjto.	168.74
129	Canal de descarga y obras de protección.	Cjto.	72.40
130	Vivienda de guardiana.	Cjto.	30.06
131	Caseta de control.	Cjto.	2.18
100	Costos Directos		1860.52
200	Gastos Generales		501.41
300	Utilidad		186.05
400	COSTO TOTAL DE OBRA CIVILES (100+...+300)		2547.98
500	Costo Montaje Electromecánico y Repotenciación de los grupos EEMM	Cjto.	80.00
600	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)		2627.98

Fuente : Estudio Definitivo de Obras Civiles de la C.H. Huatiapilla  
Elaborado por S & Z CONSULTORES ASOCIADOS S.A. Nov.-1991



ANEXO No 5.1.6.4.2

LINEA EN 13.2 kV C.H. HUATIAPILLA-C.H. ONGORO, 9 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS miles US \$	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				17.15
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	49	0.350	17.15
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				4.77
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	120	0.008	0.96
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	120	0.007	0.84
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	54	0.055	2.97
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				46.74
131	Conductor de cobre de 50 mm <sup>2</sup>	km	27	1.700	45.90
132	Accesorios de conductores	Cjto	120	0.01	0.84
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.50
141	Retenida de anclaje	Cjto.	21	0.100	2.10
142	Puesta a tierra	Cjto.	10	0.040	0.40
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				40.00
151	Celda en 13.2 kV con interruptor 30	U	1	25.000	25.00
152	Celda con TT, TC y equ. de medición	U		9.000	9.00
153	Pórtico	Cjto	1	3.000	3.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	1	3.000	3.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				111.16
200	Transporte				7.78
300	Montaje Electromecánico				27.79
400	Obras Civiles				20.00
500	Gastos Generales y Utilidades				25.01
600	Imprevistos				19.17
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				210.91
800	Costo de Estudios, Supervisión				16.87
900	Impuestos y Aranceles				41.00
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				268.79

ANEXO No 5.1.6.4.3

LINEA EN 13.2 kV C.H. ONGORO-CHUQUIBAMBA, 24 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				46.20
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	132	0.350	46.20
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				12.78
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	324	0.008	2.59
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	324	0.007	2.27
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	144	0.055	7.92
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				90.48
131	Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	74	1.192	88.21
132	Accesorios de conductores	Cjto	324	0.01	2.27
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				6.82
141	Retenida de anclaje	Cjto.	57	0.100	5.70
142	Puesta a tierra	Cjto.	28	0.040	1.12
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				21.00
151	Autotransformador 30 13.2/10 kV, 600 kVA	U	1	6.000	6.00
152	TT, TC y equipo de medición en 13.2 kV	U	1	9.000	9.00
153	Pórtico	Cjto	1	3.000	3.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	1	3.000	3.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				177.28
200	Transporte				12.41
300	Montaje Electromecánico				44.32
400	Obras Civiles				15.00
500	Gastos Generales y Utilidades				35.66
600	Imprevistos				28.47
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				313.13
800	Costo de Estudios, Supervisión				7.83
900	Impuestos y Aranceles				57.77
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				378.73

ANEXO No 5.1.6.4.4

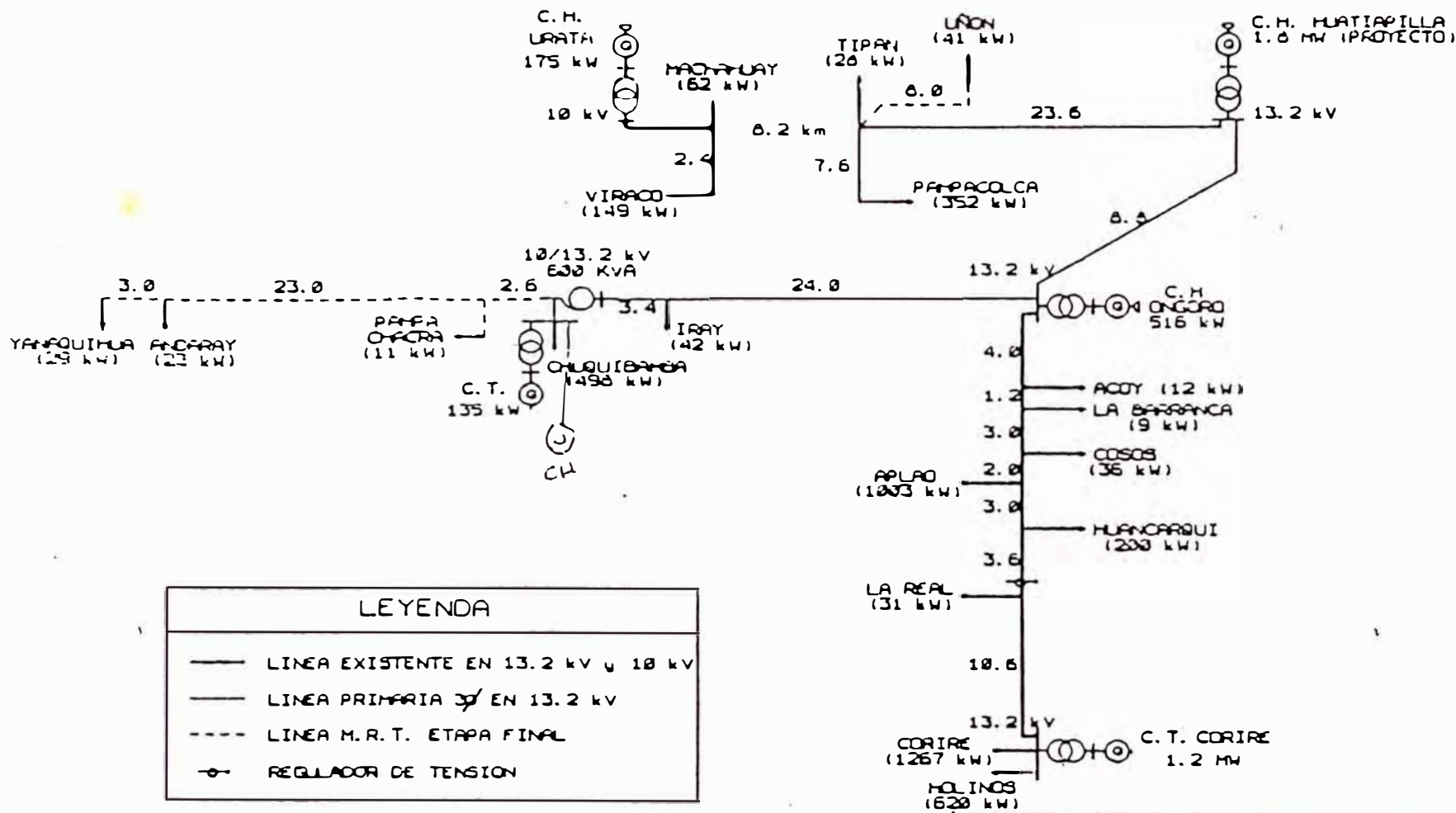
LINEA EN 13.2 kV C.H. HUATIAPILLA-PAMPACOLCA, 24 km  
(1ra Etapa en 13.2 kV-1Ø MRT)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				11.82
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	132	0.075	9.90
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	24	0.080	1.92
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				12.54
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	132	0.045	5.94
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	132	0.010	1.32
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	48	0.110	5.28
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				14.38
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	24	0.544	13.06
132	Accesorios de conductores	Cjto	132	0.010	1.32
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				7.93
141	Retenida de anclaje	Cjto.	57	0.100	5.70
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	24	0.023	0.55
143	Puesta a tierra	Cjto.	42	0.040	1.68
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				8.65
151	Autotransformador 1Ø, 13.2/13.2 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 1Ø, 13.2 kV, 100 A	U	4	0.250	1.00
153	Pararrayos 1Ø kA, 18 kV	U	3	0.350	1.05
154	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.600	0.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				55.32
200	Transporte				3.87
300	Montaje Electromecánico				13.83
400	Obras Civiles				3.00
500	Gastos Generales y Utilidades				10.71
600	Imprevistos				8.67
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				95.40
800	Costo de Estudios, Supervisión				9.54
900	Impuestos y Aranceles				18.89
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				123.83

ANEXO No 5.1.6.4.5

LINEA EN 13.2 kV-1Ø MRT PARA LAS LOCALIDADES RURALES DEL PSE APLAO  
(Tipán, Uñón, Iray, Pampachacra, Yanaquihua y Andaray: 44 km)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				24.82
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	284	0.075	21.30
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	44	0.080	3.52
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	Ø	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				9.38
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	284	0.010	2.84
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	284	0.006	1.70
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	88	0.055	4.84
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				26.33
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	45	0.544	24.48
132	Accesorios de conductores	Cjto	264	0.007	1.85
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				14.59
141	Retenida de anclaje	Cjto.	105	0.100	10.50
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	44	0.023	1.01
143	Puesta a tierra	Cjto.	77	0.040	3.08
150	SURESTACIONES				9.39
151	Transformador 13./13.2 kV, 100 kVA	Cjto.	2	4.000	8.00
152	Seccionador fusible 13.2 kV, 100 A	Cjto	6	0.025	0.15
153	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	2	0.120	0.24
100	Suministro de Materiales y Equipos				84.51
200	Transporte				5.92
300	Montaje Electromecánico				21.13
400	Obras Civiles				2.00
500	Gastos Generales y Utilidades				15.71
600	Imprevistos				12.93
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				142.20
800	Costo de Estudios, Supervisión				6.40
900	Impuestos y Aranceles				26.75
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				175.34



LEYENDA	
—	LINEA EXISTENTE EN 13.2 kV u 10 kV
—	LINEA PRIMARIA $\nabla$ EN 13.2 kV
- - -	LINEA M. R. T. ETAPA FINAL
○	REGULADOR DE TENSION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 5.1.0.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DISUJO W. A. M. E.	APLAO-CHUQUIBAMBA	REVISO LPG

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. LA JOYA**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 06

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 4686 KW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): LA JOYA  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
LA JOYA	LA JOYA	0. 586.	0. 607.	452. 627.	466. 648.	482. 673.	497. 697.	514. 724.	531. 751.	548. 780.	567. 809.
EL CRUCE	LA JOYA	0. 11.	0. 12.	6. 12.	7. 12.	7. 13.	8. 14.	8. 14.	9. 15.	10. 15.	10. 16.
PUEBLO N. VITGR VITGR		0. 18.	0. 19.	13. 20.	14. 20.	14. 21.	15. 21.	16. 21.	16. 22.	17. 22.	18. 23.
SAN ISIDORO	LA JOYA	0. 152.	0. 163.	0. 176.	0. 189.	0. 203.	103. 218.	112. 233.	121. 244.	130. 255.	140. 268.
REPARTICION	LA JOYA	0. 23.	0. 24.	13. 26.	14. 27.	15. 28.	17. 29.	18. 30.	19. 31.	20. 33.	21. 34.
SAN JOSE	LA JOYA	0. 31.	0. 33.	0. 34.	19. 37.	20. 39.	22. 39.	24. 40.	25. 41.	27. 41.	28. 42.
P.S.E. (KW)		0.	0.	484.	520.	539.	661.	692.	720.	752.	785.
LA JOYA		820.	858.	895.	934.	977.	1019.	1063.	1104.	1147.	1191.

**CARGAS ESPECIALES**

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
FINCA GLORIA	LA JOYA	0.	0.	150.	150.	150.	150.	150.	150.	150.	150.
		150.	150.	150.	150.	150.	150.	150.	150.	150.	150.
FINCA LA JOYA	LA JOYA	0.	0.	0.	600.	600.	600.	600.	1000.	1000.	1000.
		1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
FINCA VITOR	LA JOYA	0.	0.	300.	300.	300.	300.	300.	600.	600.	600.
		600.	600.	600.	600.	600.	600.	600.	600.	600.	600.
AGRICULTORES	JOYA-S. CAMILO	0.	0.	0.	0.	0.	750.	800.	850.	905.	965.
		1025.	1005.	1150.	1220.	1290.	1365.	1445.	1540.	1640.	1745.
CARGAS ESPECIALES (KW)		0.	0.	450.	1050.	1050.	1800.	1850.	2600.	2655.	2715.
		2775.	2835.	2980.	2970.	3040.	3115.	3195.	3290.	3390.	3495.
TOTAL (KW)		0.	0.	934.	1570.	1589.	2461.	2542.	3320.	3407.	3500.
P.S.E. LA JOYA		3595.	3693.	3795.	3900.	4017.	4134.	4258.	4390.	4537.	4686.



## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 06

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 12859 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : LA JOYA  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
LA JOYA	LA JOYA	0. 1411.	0. 1476.	989. 1542.	1034. 1612.	1081. 1692.	1129. 1772.	1102. 1860.	1234. 1949.	1290. 2046.	1352. 2142.
EL CRUCE	LA JOYA	0. 15.	0. 17.	0. 10.	9. 19.	10. 21.	11. 22.	12. 23.	12. 25.	14. 26.	15. 27.
PUEBLO N. VITOR VITGR		0. 27.	0. 29.	16. 30.	18. 32.	19. 33.	20. 34.	22. 35.	23. 36.	24. 37.	26. 38.
SAN ISIDRO	LA JOYA	0. 213.	0. 233.	0. 255.	0. 278.	0. 304.	131. 332.	145. 362.	160. 385.	176. 409.	193. 435.
REFABRICACION	LA JOYA	0. 33.	0. 37.	16. 39.	18. 42.	20. 45.	22. 47.	24. 49.	26. 52.	28. 55.	31. 59.
SAN JOSE	LA JOYA	0. 45.	0. 49.	0. 52.	24. 57.	26. 61.	29. 63.	32. 65.	35. 67.	38. 69.	41. 72.
P.S.E. (MWh-año)		0.	0.	1030.	1103.	1156.	1342.	1417.	1490.	1570.	1655.
LA JOYA		1744.	1840.	1930.	2041.	2157.	2271.	2394.	2514.	2641.	2774.

CARGAS ESPECIALES

LECHE GLORIA	LA JOYA	0.	0.	657.	657.	657.	657.	657.	657.	657.	657.
		657.	657.	657.	657.	657.	657.	657.	657.	657.	657.
BASE LA JOYA	LA JOYA	0.	0.	0.	2102.	2102.	2102.	2102.	3504.	3504.	3504.
		3504.	3504.	3504.	3504.	3504.	3504.	3504.	3504.	3504.	3504.
BASE VIGOR	LA JOYA	0.	0.	1051.	1051.	1051.	1051.	1051.	2102.	2102.	2102.
		2102.	2102.	2102.	2102.	2102.	2102.	2102.	2102.	2102.	2102.
AGRICULTORES	JOYA-S.CAMILO	0.	0.	0.	0.	0.	1643.	1752.	1862.	1992.	2111.
		2245.	2376.	2519.	2672.	2825.	2989.	3165.	3373.	3592.	3822.
CARGAS ESPECIALES (MMh-año)		0.	0.	1708.	3811.	3811.	5453.	5563.	8125.	8245.	8377.
		8508.	8648.	8782.	8935.	9089.	9253.	9428.	9636.	9855.	10089.
TOTAL (MMh-año)		0.	0.	2738.	4914.	4967.	6795.	6980.	7615.	9815.	12032.
P.S.E. LA JOYA		10252.	10480.	10720.	10976.	11246.	11524.	11822.	12158.	12496.	12852.

## ANEXO No 5.1.6.2.1

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE JOYA

DEMANDA		C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO
C/Línea Cerro Verde-San Jos		C/Generación Térmica aislada								
DE	COMPRA	INVER.	PERDID.	OPERAC.	TOTAL	INVERS.	MANTENI.	COMBUST	TOTAL	NETO
AÑO	ENERGIA	DE	EN	DE	Y	GRUPO	Y	MANO	Y	
	GWh	ENERGIA	LINEA	ENERGIA	MANT.	COSTOS	TERM.	DE OBRA	LUBRIC.	BENEF. (mil \$)
	(1)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)			
11994		41			41					-41
11995		1138			1138	625			625	-513
11996	2.7	127	35	5.1	26.7	194	16	207	223	29
11997	4.9	229	24	9.1	27.2	289	16	372	388	99
11998	5.0	231		9.2	27.2	267	377	16	376	768
11999	6.8	316		12.6	27.2	356		23	515	538
12000	7.0	325	57	13.0	28.5	423		23	529	552
12001	9.6	447	57	17.9	29.7	552	394	23	728	1145
12002	9.8	456		18.3	29.7	504		28	743	771
12003	10.0	466		18.7	29.7	515		28	760	787
12004	10.3	477		19.1	29.7	526	515	28	777	1320
12005	10.5	487		19.5	29.7	537		33	794	827
12006	10.7	498		19.9	29.7	548		33	812	845
12007	11.0	510		20.4	29.7	561	584	33	831	1448
12008	11.2	523		20.9	29.7	574		39	852	891
12009	11.5	536		21.4	29.7	587		39	873	912
12010	11.8	550		22.0	29.7	601	593	39	895	1528
12011	12.2	565		22.6	29.7	617		44	920	964
12012	12.5	581		23.2	29.7	634		44	947	990
12013	12.9	598	-1530	23.9	-3.9	-912	-1110	44	974	-92
TASA DE DESCUENTO				%	8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$	2385	1865	1465	1155	912	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C	1.56	1.50	1.45	1.40	1.36	
COSTO ENERG. C/LINEA		(9)	c\$/kWh		6.35	6.72	7.11	7.52	7.94	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)	c\$/kWh		9.89	10.11	10.33	10.56	10.79	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					0.64	0.66	0.69	0.71	0.74	
TASA INTERNA DE RETORNO				%	38.37					

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de La Joya

(2) : Costo de energía en 60 kV 4.65 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE La Joya, no sin incluye costo de la línea Cerro Verde-San Jos

(4) : Para PSE La Joya se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión

(6) : \$ 650/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 2.5 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE LA JOYA Año 1993 - 2000  
( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO Proyectos a implementar	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERV.	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS					
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-13
I. P.S.E. L A J O Y	Provincia: Arequipa	En Año	Año		1352		41	1138	59		114
	(Localidades y Cargas Espe	Servici	2013	(*)							
Línea 33 kV San Jos-	IP.S.E. La Joya, agriculto	28839	1631	S/E.D.		++++// *****					
La Joya, 18 km y S.E.	agroindustria futura				441		15	426			
C.H. La Joya 1.8 MW	IP.S.E. La Joya, agriculto	28839	1631	S/E.D.		+++ +//*** *****					
Alternativa II	agroindustria futura				13060	50	1054	1956			
Línea 33 kV San Jos-	Base La Joya, Irrigación		2550	S/E.D.		++++// *****					
Base La Joya, 24 km	San Camilio				519		15	504			
Línea 10 kV La Joya-	Base Vitor	1939	600	S/E.D.		++++// *****					
Base Vitor, 3 km					50		4	46			
Línea 10 kV, 10 MRT,	El Cruce, Vitor	2995	222	S/E.D.		+++// *****					
Joya-Cruce-Vitor, 18					169		7	162			
Línea 10 kV Cruce-Lec	Leche Gloria-150 kW,	385		S/E.D.					++//**		
Gloria-Repartición,8	Repartición		184		59				59		
Redes de distribución	Repartición, El Cruce y			S/E.D.	114						++//***
205 abonados	Vitor										114

+++++ Elaboración del estudio definitivo

ESTADO ACTUAL

///// Financiamiento del Proyecto

S/E.D. Sin Estudio Definitivo

\*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

\*) : Los costos de C.H. La Joya de 1.8 MW, son comparativos y no se suman al costo total del Proyecto

ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 33 kV SAN JOSE-LA JOYA, 18 km, y S.E. LA JOYA 33/10 kV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				35.55
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	81	0.350	28.35
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	18	0.400	7.20
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				21.36
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	243	0.032	7.78
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	243	0.007	1.70
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	108	0.110	11.88
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				67.26
131	Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	55	1.192	65.56
132	Accesorios de conductores	Cjto	243	0.01	1.70
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				5.02
141	Retenida de anclaje	Cjto.	43	0.100	4.30
142	Puesta a tierra	Cjto.	18	0.040	0.72
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				71.05
151	Transformador 30, 33/10 kV, 2 MVA	U	1	40.000	40.00
152	Reconectador 30, 10 kV, 400 A	U	2	12.000	24.00
153	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	3	0.350	1.05
154	Pórtico	Cjto	1	3.000	3.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	3.000	3.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				200.24
200	Transporte				14.02
300	Montaje Electromecánico				50.06
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				42.29
600	Imprevistos				33.16
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				364.77
800	Costo de Estudios, Supervisión				9.12
900	Impuestos y Aranceles				67.30
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				441.19

ANEXO No 5.1.6.4.2

LINEA EN 33 KV SAN JOSE-BASE LA JOYA, 24 km, y S.E. 33/10 KV

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				47.40
111	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/200.	U	100	0.350	37.00
112	Postes y Crucetas de C.A.C. de 12/400.	U	24	0.400	9.60
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				28.48
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	324	0.032	10.37
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	324	0.007	2.27
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	144	0.110	15.84
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				90.48
131	Conductor de cobre de 35 mm <sup>2</sup>	km	74	1.192	88.21
132	Accesorios de conductores	Cjto	324	0.01	2.27
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				6.66
141	Retenida de anclaje	Cjto.	57	0.100	5.70
142	Puesta a tierra	Cjto.	24	0.040	0.96
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				66.05
151	Transformador 30, 33/10 KV, 3 MVA	U	1	35.000	35.00
152	Reconectador 30, 10 KV, 400 A	U	2	12.000	24.00
153	Seccionador fusible 10, 33 KV, 100 A	U	3	0.350	1.05
154	Pórtico	Cjto	1	3.000	3.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	3.000	3.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				239.06
200	Transporte				16.73
300	Montaje Electromecánico				59.77
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				49.28
600	Imprevistos				30.98
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				428.83
800	Costo de Estudios, Supervisión				10.72
900	Impuestos y Aranceles				79.12
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				518.67

ANEXO No 5.1.6.4.3

LINEA EN 10 KV LA JOYA-BASE DE VITOR, 3 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				5.60
111	Postes de C.A.C. de 12/200.	U	16	0.350	5.60
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				1.54
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	39	0.008	0.31
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	39	0.006	0.23
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	18	0.055	0.99
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				1.91
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	3	0.544	1.63
132	Accesorios de conductores	Cjto	39	0.01	0.27
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				0.86
141	Retenida de anclaje	Cjto.	7	0.100	0.70
142	Puesta a tierra	Cjto.	4	0.040	0.16
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				5.89
151	Seccionador fusible 15 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
152	Tablero con interruptor 30 en BT	U	1	3.000	3.00
153	Cable seco de 35 mm <sup>2</sup> , 10 kV	U	120	0.012	1.44
154	Pórtico	Cjto	1	0.600	0.60
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.100	0.10
100	Suministro de Materiales y Equipos				15.79
200	Transporte				1.11
300	Montaje Electromecánico				3.95
400	Obras Civiles				10.00
500	Gastos Generales y Utilidades				5.34
600	Imprevistos				3.62
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				39.81
800	Costo de Estudios, Supervisión				2.49
900	Impuestos y Aranceles				7.61
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				49.91

ANEXO No 5.1.6.4.4

LINEA 10-MRT EN 10 kV LA JOYA-EL CRUCE-VITOR, 18 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				19.25
111	Postes de C.A.C. de 12/200.	U	55	0.350	19.25
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				5.88
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	153	0.008	1.22
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	153	0.006	0.92
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	68	0.055	3.74
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				27.44
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	24	0.872	20.93
132	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	10	0.544	5.44
133	Accesorios de conductores	Cjto	153	0.01	1.07
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.80
141	Retenida de anclaje	Cjto.	24	0.100	2.40
142	Puesta a tierra	Cjto.	10	0.040	0.40
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				5.45
151	Transformador 10 10/10 kV, 37.5 kVA	U	1	4.000	4.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
153	Pórtico	Cjto	1	0.600	0.60
154	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.100	0.10
100	Suministro de Materiales y Equipos				60.82
200	Transporte				4.26
300	Montaje Electromecánico				15.21
400	Obras Civiles				25.00
500	Gastos Generales y Utilidades				17.20
600	Imprevistos				12.25
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				134.73
800	Costo de Estudios, Supervisión				8.42
900	Impuestos y Aranceles				25.77
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				168.92



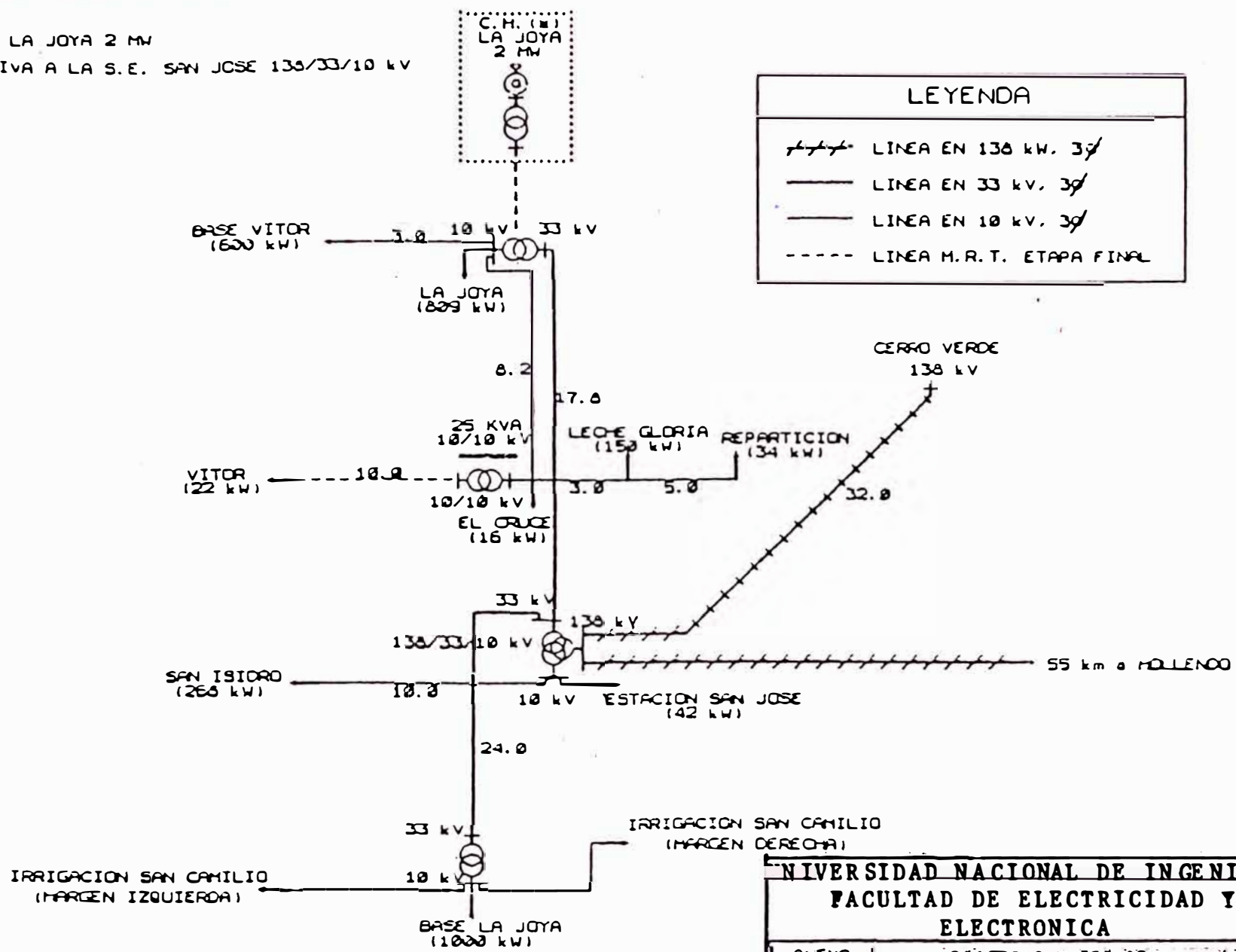
ANEXO No 5.1.6.4.5

LINEA EN 10 kV EL CRUCE-LECHE GLORIA-REPARTICION, 8 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				15.40
111	Postes de C.A.C. de 12/200.	U	44	0.350	15.40
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				2.42
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	63	0.008	0.50
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	63	0.006	0.38
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	28	0.055	1.54
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				8.06
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	14	0.544	7.62
132	Accesorios de conductores	Cjto	63	0.01	0.44
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.22
141	Retenida de anclaje	Cjto.	19	0.100	1.90
142	Puesta a tierra	Cjto.	8	0.040	0.32
100	Suministro de Materiales y Equipos				20.10
200	Transporte				1.97
300	Montaje Electromecánico				7.02
400	Obras Civiles				0.50
500	Gastos Generales y Utilidades				5.18
600	Imprevistos				4.28
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				47.05
800	Costo de Estudios, Supervisión				2.94
900	Impuestos y Aranceles				9.00
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				58.99

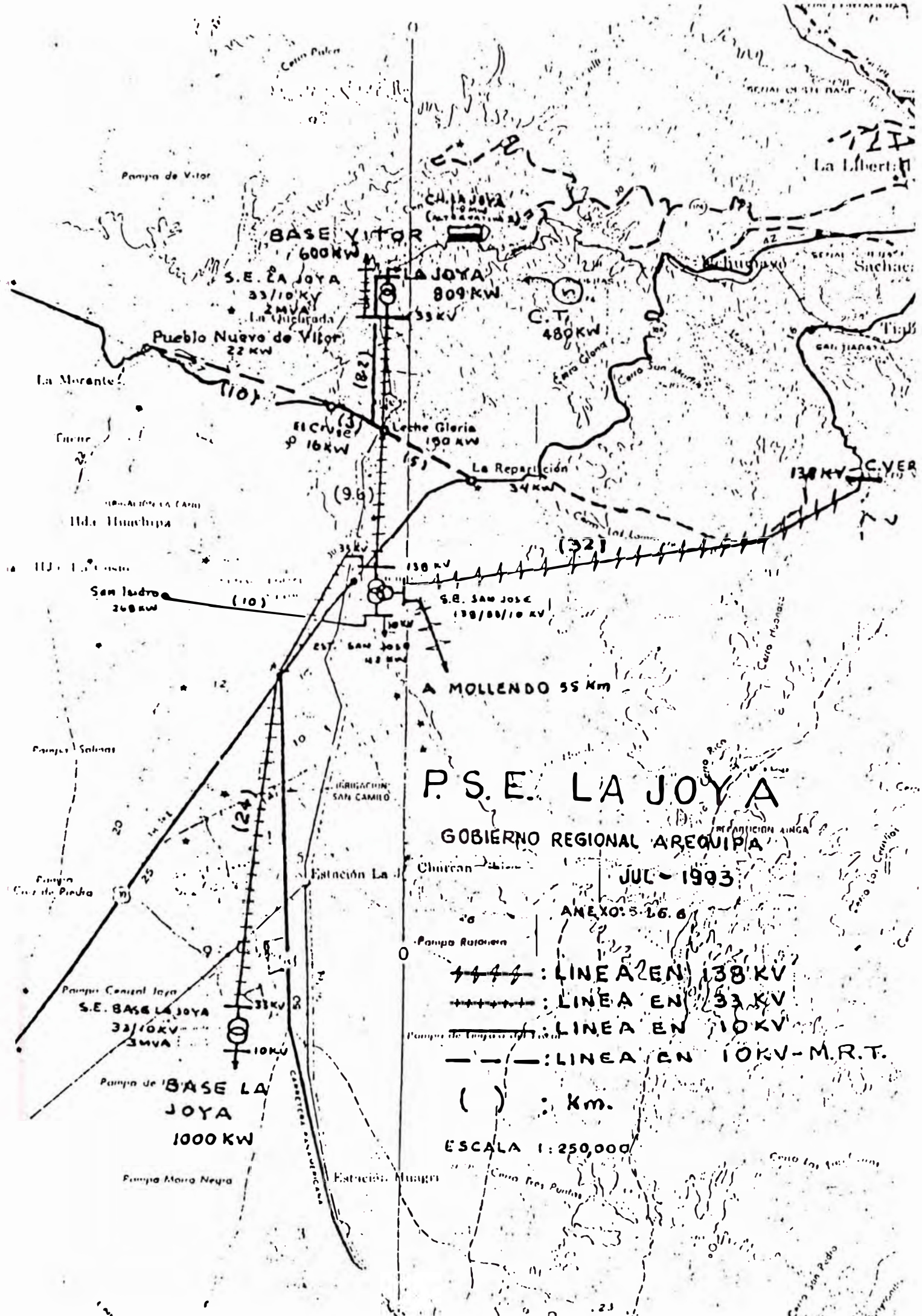
(\*) C.H. LA JOYA 2 MW  
 ALTERNATIVA A LA S.E. SAN JOSE 138/33/10 kV

LEYENDA	
	LINEA EN 138 kV, 3φ
	LINEA EN 33 kV, 3φ
	LINEA EN 10 kV, 3φ
	LINEA M.R.T. ETAPA FINAL



- IRRIGACION SAN CAMILIO : 1745 kW

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 5-I.6.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	LA JOYA	REVISO LPG



# P.S.E. LA JOYA

GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA

JUL - 1993

ANEXO 5.16.6

- — — — — : LINEA EN 138 KV
- — — — — : LINEA EN 33 KV
- — — — — : LINEA EN 10KV
- — — — — : LINEA EN 10KV-M.R.T.

( ) : Km.

ESCALA 1:250,000

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUENO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. COTAHUASI**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 27

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 1728 KW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): COTAHUASI  
 PROVINCIA(S) : LA UNION, CONDESUYOS  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
COTAHUASI	COTAHUASI	101. 100.	112. 196.	124. 205.	136. 215.	143. 225.	149. 235.	157. 246.	164. 256.	172. 260.	180. 280.
CACHANA	COTAHUASI	0. 17.	0. 19.	0. 19.	0. 21.	12. 23.	12. 23.	13. 25.	14. 25.	15. 27.	17. 28.
CHAUCAVILCA	COTAHUASI	0. 19.	0. 21.	0. 23.	0. 24.	13. 25.	14. 26.	15. 28.	16. 29.	17. 30.	18. 31.
MUNEBI	PAMPAMARCA	0. 19.	0. 20.	0. 21.	0. 23.	12. 25.	13. 26.	15. 27.	16. 28.	17. 29.	18. 30.
PAMPAMARCA	PAMPAMARCA	0. 62.	0. 66.	0. 70.	0. 75.	40. 80.	44. 85.	47. 88.	50. 92.	54. 96.	58. 97.
TAURIA	TAURIA	0. 11.	0. 11.	0. 12.	0. 13.	7. 14.	8. 14.	8. 15.	9. 15.	9. 16.	10. 17.
SATLA	SATLA	0. 9.	0. 10.	0. 10.	0. 11.	6. 11.	6. 12.	7. 12.	8. 12.	8. 12.	8. 12.
CHARCANA	CHARCANA	0. 38.	0. 41.	0. 43.	0. 46.	25. 49.	27. 52.	29. 54.	31. 56.	33. 58.	35. 61.
CHAMPARCA	CHARCANA	0. 12.	0. 13.	0. 14.	0. 14.	0. 15.	0. 16.	9. 16.	10. 17.	10. 18.	11. 19.
TORO	TORO	0. 41.	0. 44.	0. 47.	0. 50.	27. 52.	29. 56.	31. 59.	34. 61.	36. 63.	39. 65.
TAURISMA	HUAYNACOTAS	0. 10.	0. 11.	6. 12.	7. 12.	7. 13.	7. 13.	8. 14.	8. 14.	9. 15.	10. 15.
HUAYNACOTAS	HUAYNACOTAS	0. 103.	0. 110.	0. 117.	0. 124.	68. 132.	72. 140.	78. 146.	84. 152.	90. 158.	97. 164.



ANTAPAMPA	HUAYNACOTAS	0. 10.	0. 11.	0. 12.	6. 12.	7. 13.	8. 14.	8. 14.	8. 15.	9. 15.
CHICHO	HUAYNACOTAS	0. 9.	0. 9.	0. 10.	0. 11.	6. 11.	6. 12.	6. 12.	7. 13.	8. 13.
VISVE	HUAYNACOTAS	0. 24.	0. 25.	14. 27.	15. 28.	16. 29.	17. 30.	18. 32.	19. 33.	21. 34.
TOMEFAMPA	TOMEFAMPA	0. 34.	0. 37.	19. 39.	21. 41.	23. 42.	25. 44.	26. 46.	28. 48.	30. 50.
ALCA	ALCA	0. 76.	0. 80.	0. 86.	46. 91.	49. 97.	53. 101.	58. 105.	62. 109.	66. 113.
AYHUASI	ALCA	0. 54.	0. 58.	0. 62.	34. 65.	36. 69.	39. 72.	41. 75.	45. 78.	48. 81.
CHUANA	ALCA	0. 58.	0. 63.	0. 67.	36. 71.	39. 75.	41. 78.	45. 81.	48. 84.	51. 88.
HILLA	ALCA	0. 39.	0. 41.	0. 44.	23. 46.	26. 49.	28. 51.	30. 53.	31. 56.	34. 58.
FUICA	FUICA	0. 50.	0. 54.	0. 57.	0. 61.	0. 64.	34. 69.	37. 73.	40. 76.	43. 79.
PACHUANCCA	FUICA	0. 16.	0. 18.	0. 19.	0. 20.	0. 21.	12. 23.	12. 24.	14. 25.	14. 26.
FETCOE	FUICA	0. 18.	0. 18.	0. 20.	0. 21.	0. 22.	12. 23.	13. 25.	14. 26.	15. 27.
SUNI	FUICA	0. 21.	0. 22.	0. 24.	0. 25.	0. 27.	14. 28.	16. 30.	17. 31.	18. 32.
CHICHAS	CHICHAS	0. 15.	0. 16.	0. 18.	0. 19.	0. 20.	0. 21.	12. 23.	12. 24.	13. 25.
MAYQUE	CHICHAS	0. 20.	0. 22.	0. 24.	0. 25.	0. 26.	0. 28.	15. 30.	17. 32.	18. 33.
SALAMANCA	SALAMANCA	0. 126.	0. 135.	0. 144.	0. 154.	82. 164.	88. 174.	95. 181.	103. 189.	110. 196.

P.S.E. (KW)

COTAHUASI

101. 112. 163. 324. 650. 768. 851. 988. 969. 1074.  
1099. 1170. 1242. 1317. 1394. 1469. 1533. 1595. 1659. 1720

## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 27

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 3157 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : COTAHUASI  
 PROVINCIA(S) : LA UNION, COMODESUYOS  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
COTAHUASI	COTAHUASI	182. 389.	205. 412.	229. 436.	256. 462.	273. 491.	289. 519.	307. 548.	326. 579.	346. 612.	36. 648.
CACHANA	COTAHUASI	0. 25.	0. 26.	0. 29.	0. 32.	15. 35.	16. 37.	18. 40.	19. 41.	21. 44.	23. 47.
CHAUCAVILCA	COTAHUASI	0. 29.	0. 32.	0. 35.	0. 37.	17. 41.	19. 43.	21. 46.	23. 49.	25. 51.	27. 54.
MUNGUI	PAMPAMARCA	0. 28.	0. 31.	0. 33.	0. 37.	16. 39.	18. 42.	20. 45.	22. 47.	24. 50.	27. 53.
PAMPAMARCA	PAMPAMARCA	0. 93.	0. 101.	0. 109.	0. 119.	54. 129.	60. 138.	65. 146.	71. 154.	78. 164.	65. 173.
TAURIA	TAURIA	0. 16.	0. 17.	0. 19.	0. 20.	9. 22.	10. 23.	11. 25.	12. 26.	13. 27.	14. 29.
SAILA	SAILA	0. 14.	0. 15.	0. 16.	0. 17.	0. 18.	9. 20.	10. 20.	11. 20.	12. 20.	12. 20.
CHARCANA	CHARCANA	0. 55.	0. 60.	0. 64.	0. 70.	32. 75.	35. 82.	39. 86.	42. 91.	46. 96.	50. 102.
PAMPAMARCA	CHARCANA	0. 10.	0. 19.	0. 21.	0. 23.	11. 24.	11. 26.	12. 27.	14. 28.	15. 30.	16. 32.
TORO	TORO	0. 60.	0. 65.	0. 70.	0. 76.	35. 81.	38. 89.	42. 94.	46. 99.	50. 104.	55. 110.
TAURISMA	HUAYNACOTAS	0. 15.	0. 17.	0. 18.	9. 19.	9. 21.	10. 22.	11. 23.	12. 24.	13. 25.	15. 26.
HUAYNACOTAS	HUAYNACOTAS	0. 151.	0. 165.	0. 178.	0. 192.	90. 208.	98. 224.	108. 236.	118. 250.	128. 264.	140. 278.

II											
ANTABAMBA	HUAYNACOTAS	0.	0.	0.	0.	9.	10.	11.	12.	13.	15.
		16.	17.	18.	19.	21.	22.	23.	25.	26.	28.
LUICHO	HUAYNACOTAS	0.	0.	0.	0.	8.	8.	9.	10.	11.	17.
		13.	14.	15.	17.	18.	19.	20.	21.	23.	24.
VISVE	HUAYNACOTAS	0.	0.	10.	19.	21.	23.	25.	27.	30.	33.
		36.	38.	41.	45.	47.	50.	53.	55.	59.	62.
TCHEFANFA	TOMEPAFPA	0.	0.	25.	28.	30.	33.	37.	40.	43.	47.
		51.	56.	60.	64.	68.	72.	77.	80.	85.	90.
ALCA	ALCA	0.	0.	0.	60.	66.	73.	80.	87.	96.	104.
		113.	123.	133.	143.	155.	165.	174.	184.	194.	206.
AYAMUASI	ALCA	0.	0.	0.	44.	49.	53.	58.	63.	69.	74.
		81.	88.	96.	103.	111.	117.	125.	132.	139.	147.
CAPUANA	ALCA	0.	0.	0.	47.	51.	56.	62.	68.	74.	81.
		87.	95.	103.	111.	120.	128.	135.	142.	150.	158.
MULLA	ALCA	0.	0.	0.	30.	34.	38.	42.	44.	49.	54.
		58.	63.	68.	73.	79.	83.	88.	94.	99.	105.
PUICA	PUICA	0.	0.	0.	0.	0.	47.	51.	57.	62.	68.
		74.	82.	88.	96.	103.	113.	121.	128.	135.	142.
ACHUANDCA	PUICA	0.	0.	0.	0.	0.	16.	17.	19.	21.	22.
		25.	27.	29.	31.	34.	37.	40.	42.	44.	46.
PETTCOE	PUICA	0.	0.	0.	0.	0.	16.	18.	20.	22.	24.
		26.	28.	30.	33.	35.	38.	41.	44.	46.	49.
SUNI	PUICA	0.	0.	0.	0.	0.	20.	22.	24.	26.	28.
		31.	34.	36.	40.	43.	46.	50.	52.	55.	59.
CHICHAS	CHICHAS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	16.	17.	19.	21.
		22.	25.	27.	29.	32.	35.	37.	40.	42.	44.
YANJUE	CHICHAS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	21.	23.	25.	28.
		30.	33.	36.	39.	42.	46.	49.	53.	56.	59.
SALAMANCA	SALAMANCA	0.	0.	0.	0.	116.	128.	140.	153.	167.	182.
		198.	215.	232.	252.	272.	293.	310.	327.	345.	365.
P.S.E. (MWh-año)		132.	205.	280.	502.	952.	1134.	1274.	1381.	1498.	1623.
COTAMUASI		1753.	1895.	2043.	2199.	2364.	2527.	2678.	2829.	2988.	3157.



## ANEXO No 5.1.6.2.1.

EVALUACION ECONOMICA  
(Sin aporte de capital del Estado)  
SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE COTAHUASI

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA DE GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO NETO (mil \$)		
		IC/Central Hidroelctrica de 1.2 MW	INVER. EN LINEA	PERDIDA DE ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	INVER. GRUPO	MANTENI. Y MANO DE OBRA	COMBUST. Y LUBRIC.			
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)				
1994		558			558			-558			
1995		1488			1488	280		-1208			
1996	0.3	0	73	0.8	31.8	106	15	21	36	-69	
1997	0.5	0		1.4	31.8	33	15	30	53	20	
1998	1.0	0	630	2.7	41.2	674	15	72	87	-587	
1999	1.1	0		3.2	41.2	44	19	86	105	60	
2000	1.3	0		3.6	41.2	45	200	19	97	315	271
2001		0	148	0.0	43.5	191	19	0	19	-173	
2002	1.5	0		4.2	43.5	48	23	113	136	89	
2003	1.6	0		4.5	43.5	48	23	123	146	98	
2004	1.8	0	318	4.9	48.2	371	23	133	156	-216	
2005	1.9	0		5.3	48.2	54	27	144	171	117	
2006	2.0	0		5.7	48.2	54	200	27	155	382	328
2007	2.2	0		6.2	48.2	54	27	167	194	139	
2008	2.4	0		6.6	48.2	55	31	179	210	155	
2009	2.5	0		7.1	48.2	55	31	191	223	167	
2010	2.7	0		7.5	48.2	56	200	31	203	514	458
2011	2.8	0		7.9	48.2	56	34	214	248	192	
2012	3.0	0		8.4	48.2	57	34	226	260	203	
2013	3.2	0	-1054	8.8	32.4	-1013	-384	34	239	-111	901
TASA DE DESCUENTO			%	0	10	12	14	16			
VALOR ACTUAL NETO			mil \$	-1168	-1281	-1348	-1382	-1395			
RELACION BENEFICIO/COSTO			B/C	0.56	0.49	0.44	0.39	0.36			
COSTO ENERG. C/C.H.		(9)	c\$/kWh	22.98	27.34	32.13	37.35	42.99			
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)	c\$/kWh	12.82	13.42	14.05	14.73	15.44			
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA				1.79	2.04	2.29	2.54	2.78			
TASA INTERNA DE RETORNO			%				1.08				

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Cotahuasi

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Cotahuasi

(4) : Para PSE Cotahuasi se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 1.5 % de la inversión

(6) : \$ 400/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada

ANEXO No 5.1.6.3.1  
 CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
 DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE COTAHUASI Año 1993 - 2000  
 ( Inversión en Miles de Dólares )

TIPO DE PROYECTO	SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERVIDA	DEMANDA kW	ESTADO	COSTO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS					
								1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-13
	P.S.E. COTAHUASI	Prov: La Unión y Condesuy	En Año	Año		14239		65	558	1488	384	829	914
		Localidades y Cargas Especiales	Servicio	2013									
	H. Cotahuasi	P.S.E. Cotahuasi	126078		C/A.O.			+++	+++	+++	+++	+++	+++
					20%	12165		65	546	1014		540	
	Línea 23 kV C.H. Chocoma	Cotahuasi, Alca, Cahuana, Huacapistana, 25 km	3392	908	S/E.D.	486		+++	+++	+++			
		Inacotas, Tomepampa, Taurimayo							12	474			
	Línea 13.2 kV, 10 MRTI	Pampamarca, Mungui, Cachaluta, 9.2 km	3889	332	S/E.D.	73					+++	+++	
		Chaucavilca, Ayahuasi, Huillay										73	
	Redes de distribución	Pampamarca, Mungui, Charca, 78 abonados			S/E.D.	311					+++	+++	
		Chaucavilca, Ayahuasi, Huillay										311	
	Línea 13.2 kV, 10 MRTI	Antabamba, Pettce, Puica, 16.6 km	2489	191	S/E.D.	90						+++	+++
		ly Toro											90
	Redes de distribución	Antabamba, Pettce, Puica, 97 abonados			S/E.D.	199						+++	+++
		ly Toro											199
	Línea 13.2 kV, 10 MRTI	Andamarca, Charcana, Suni, 31.8 km	2361	141	S/E.D.	148							+++
		ly Machuancca											148
	Redes de distribución	Andamarca, Charcana, Suni, 72 abonados			S/E.D.	189						+++	+++
		ly Machuancca											189
	Línea 13.2 kV, 10 MRTI	Salamanca, Chichas, Yanqui, 76.6 km	3237	295	S/E.D.	318							+++
		Saila y Tauría											318
	Redes de distribución	Salamanca, Chichas, Yanqui, 647 abonados			S/E.D.	259						+++	+++
		Saila y Tauría											259

++++ Elaboración del estudio definitivo

///// Financiamiento del Proyecto

\*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL

C/A.O. 20% Con Avance de Obras de 20%

S/E.D. Sin Estudio Definitivo

## ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 23 kV C.H. CHOCOCO-COTAHUASI, 25 km  
(Cotahuasi, Taurisma, Tomepampa, Visve, Cahuana, Huaynacotas)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS DE MADERA				13.93
111	Poste de madera 11 m, c 6, g C	U	137	0.075	10.28
112	Poste de madera 13 m, c 5, g C	U	25	0.080	2.00
113	Cruceta de madera 100x125x3000 mm	U	165	0.010	1.65
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				29.53
121	Aisladores tipo PIN clase 56-2	U	501	0.016	8.02
122	Espigas para poste y cruceta	U	501	0.010	5.01
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	150	0.110	16.50
130	CONDUCTORES				153.03
131	Conductor de Cu de 35 mm <sup>2</sup>	km	127	1.192	151.38
132	Accesorios del conductor	Cjto	165	0.010	1.65
140	FERRETERIA Y PUESTA A TIERRA				20.50
141	Perno ojo con tuerca y arandela	U	66	0.005	0.33
142	Tuerca ojo	U	135	0.003	0.41
143	Perno maquinado c/tuerca y contratuerca	U	1097	0.002	2.19
144	Brazo angular de 0.75 m	U	307	0.003	0.92
145	Perno doble armado c/4 tuercas	U	111	0.002	0.22
146	Ferretería diversa p/estructura de madera	U	175	0.015	2.63
147	Retenidas	U	60	0.100	6.00
148	Puesta a tierra	U	195	0.040	7.80
150	EQUIPO DE SUBESTACIONES				22.20
151	Seccionador fusible 27 kV, 100 A	U	21	0.300	6.30
152	Pararrayos 21 kV, 10 kA	U	21	0.300	6.30
153	Puesta a tierra	Cjto	6	0.600	3.60
154	Pórtico y parantes	Cjto	6	1.000	6.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				239.18
200	Transporte				16.74
300	Montaje Electromecánico				59.80
400	Obras Civiles				5.00
500	Gastos Generales y Utilidades				44.30
600	Imprevistos				36.50
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				401.53
800	Costo de Estudios, Supervisión				10.04
900	Impuestos y Aranceles				74.08
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				485.64

ANEXO No 5.1.6.4.2

LINEA 13.2 KV-1Ø MRT A LOCALIDADES RURALES DEL PSE COTAHUASI, 9.2 km  
(Pampamarca, Mungui, Cachana, Chaucavilca, Luicho, Ayahuasi, Huilla)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				4.47
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	50	0.075	3.75
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	9	0.000	0.72
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				3.28
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	50	0.016	0.80
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	50	0.010	0.50
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	10	0.110	1.98
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				5.40
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	9	0.544	4.90
132	Accesorios de conductores	Cjto	50	0.010	0.50
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				3.05
141	Retenida de anclaje	Cjto.	22	0.100	2.20
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	9	0.023	0.21
143	Puesta a tierra	Cjto.	16	0.040	0.64
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				15.60
151	Seccionador fusible 10, 27 kV, 100 A	U	10	0.250	2.50
152	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	10	0.350	3.50
153	Pórtico	Cjto	6	1.000	6.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	6	0.600	3.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				31.79
200	Transporte				2.23
300	Montaje Electromecánico				7.95
400	Obras Civiles				3.00
500	Gastos Generales y Utilidades				6.47
600	Imprevistos				5.14
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				56.50
800	Costo de Estudios, Supervisión				5.66
900	Impuestos y Aranceles				11.20
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				73.45

ANEXO No 5.1.6.4.3

LINEA 13.2 kV-10 MRT A LOCALIDADES RURALES DEL PSE COTAHUASI, 16.6 km  
(Antabamba, Pettce, Puica, Toro)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				8.11
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	91	0.075	6.83
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	16	0.080	1.28
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				6.00
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	91	0.016	1.46
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	91	0.010	0.91
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	33	0.110	3.63
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				10.16
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	17	0.544	9.25
132	Accesorios de conductores	Cjto	91	0.010	0.91
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				5.43
141	Retenida de anclaje	Cjto.	39	0.100	3.90
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	16	0.023	0.37
143	Puesta a tierra	Cjto.	29	0.040	1.16
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				10.00
151	Seccionador fusible 10, 27 kV, 100 A	U	6	0.250	1.50
152	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	6	0.350	2.10
153	Pórtico	Cjto	4	1.000	4.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	4	0.600	2.40
100	Suministro de Materiales y Equipos				39.69
200	Transporte				2.78
300	Montaje Electromecánico				9.92
400	Obras Civiles				3.00
500	Gastos Generales y Utilidades				7.89
600	Imprevistos				6.33
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				69.61
800	Costo de Estudios, Supervisión				6.96
900	Impuestos y Aranceles				13.78
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				90.35

ANEXO No 5.1.6.4.4

LINEA 13.2 kV-1Ø MRT A LOCALIDADES RURALES DEL PSE COTAHUASI, 31.8 km  
(Andamarca, Charcana, Suni, Machuanca)

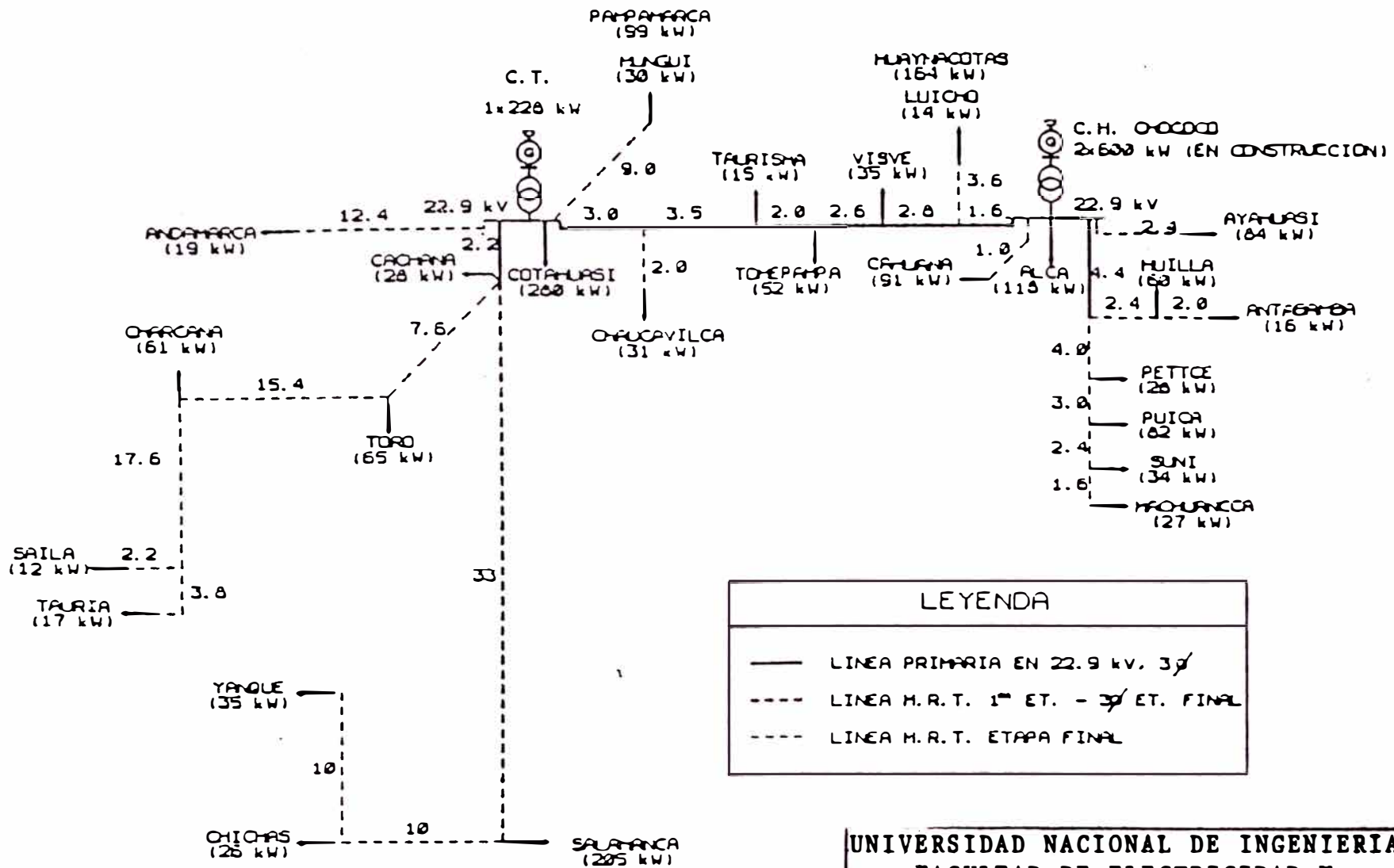
ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				15.53
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	174	0.075	13.05
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	31	0.080	2.48
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				11.45
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	174	0.016	2.78
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	174	0.010	1.74
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	63	0.110	6.93
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				19.15
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	32	0.544	17.41
132	Accesorios de conductores	Cjto	174	0.010	1.74
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				10.51
141	Retenida de anclaje	Cjto.	76	0.100	7.60
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	31	0.023	0.71
143	Puesta a tierra	Cjto.	55	0.040	2.20
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				10.00
151	Seccionador fusible 1Ø, 27 kV, 100 A	U	6	0.250	1.50
152	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	6	0.350	2.10
153	Pórtico	Cjto	4	1.000	4.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	4	0.600	2.40
100	Suministro de Materiales y Equipos				66.65
200	Transporte				4.67
300	Montaje Electromecánico				16.66
400	Obras Civiles				3.00
500	Gastos Generales y Utilidades				12.75
600	Imprevistos				10.37
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				114.09
800	Costo de Estudios, Supervisión				11.41
900	Impuestos y Aranceles				22.59
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				148.09

ANEXO No 5.1.6.4.5

LINEA 13.2 kV-10 MRT A LOCALIDADES RURALES DEL PSE COTAHUASI, 76.6 km  
(Salamanca, Chichas, Yanque, Salla, Tauría)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				37.66
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	421	0.075	31.58
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	76	0.080	6.08
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				27.78
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	421	0.016	6.74
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	421	0.010	4.21
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	153	0.110	16.83
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				46.64
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	78	0.544	42.43
132	Accesorios de conductores	Cjto	421	0.010	4.21
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				25.41
141	Retenida de anclaje	Cjto.	183	0.100	18.30
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	76	0.023	1.75
143	Puesta a tierra	Cjto.	134	0.040	5.36
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				12.20
151	Seccionador fusible 10, 27 kV, 100 A	U	7	0.250	1.75
152	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	7	0.350	2.45
153	Pórtico	Cjto	5	1.000	5.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	5	0.600	3.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				149.68
200	Transporte				10.48
300	Montaje Electromecánico				37.42
400	Obras Civiles				3.50
500	Gastos Generales y Utilidades				27.82
600	Imprevistos				22.89
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				251.79
800	Costo de Estudios, Supervisión				17.63
900	Impuestos y Aranceles				48.49
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				317.91





LEYENDA	
—	LINEA PRIMARIA EN 22.9 kV. 3φ
- - -	LINEA M.R.T. 1º ET. - 3φ ET. FINAL
- - -	LINEA M.R.T. ETAPA FINAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 5-1.6.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DISUJO W.A.M.E.	COTAHUASI	REVISO LPG



**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. CHIVAY - CABANACONDE**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR CESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 24

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 2445 KW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): CHIVAY-CABANACONDE  
 PROVINCIA(S) : CAYLLOMA, CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1975	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CHIVAY	CHIVAY	120. 207.	110. 215.	136. 224.	155. 232.	162. 242.	169. 251.	176. 261.	183. 271.	190. 281.	199. 292.
CANOCOTA	CHIVAY	9. 18.	11. 19.	12. 20.	14. 21.	14. 21.	15. 22.	15. 23.	16. 24.	17. 25.	17. 26.
ACHOMA	ACHOMA	63. 131.	73. 137.	85. 143.	96. 149.	101. 155.	105. 162.	110. 169.	114. 177.	120. 184.	125. 192.
CABANACONDE	CABANACONDE	70. 149.	80. 157.	91. 164.	101. 172.	108. 180.	114. 189.	121. 197.	128. 206.	135. 215.	142. 224.
FINCHULLO	CABANACONDE	35. 68.	39. 71.	45. 74.	51. 76.	53. 80.	55. 83.	58. 86.	60. 90.	63. 93.	65. 97.
CALLALLI	CALLALLI	37. 77.	43. 81.	50. 84.	57. 88.	60. 91.	62. 96.	65. 99.	68. 104.	71. 108.	112.
CAYLLOMA	CAYLLOMA	49. 101.	57. 106.	65. 110.	75. 115.	78. 120.	81. 125.	85. 130.	89. 136.	93. 142.	97. 148.
COPORAQUE	COPORAQUE	42. 87.	49. 98.	56. 95.	64. 99.	67. 103.	69. 107.	73. 112.	76. 117.	79. 121.	83. 126.
HUAMBO	HUAMBO	36. 73.	42. 75.	48. 78.	54. 82.	57. 85.	59. 88.	61. 92.	64. 95.	67. 99.	70. 104.
CHININI	HUAMBO	5. 9.	5. 10.	6. 10.	7. 10.	7. 11.	8. 11.	8. 12.	8. 12.	8. 12.	9. 13.
ICHUPAMPA	ICHUPAMPA	44. 90.	51. 94.	59. 98.	68. 102.	70. 106.	73. 111.	76. 115.	80. 120.	83. 124.	87. 130.
LARI	LARI	55. 114.	65. 119.	74. 124.	84. 129.	88. 135.	91. 141.	96. 147.	100. 153.	104. 159.	109. 166.
MACA	MACA	74. 154.	85. 162.	99. 167.	113. 175.	118. 183.	123. 190.	129. 199.	135. 207.	141. 217.	147. 226.

MADRIGAL	MADRIGAL	65. 135.	75. 141.	87. 140.	99. 153.	104. 161.	108. 167.	113. 175.	118. 182.	124. 191.	129. 199.
SIBAYO (ANEIO)	SIBAYO	12. 24.	14. 25.	16. 26.	18. 27.	19. 28.	19. 29.	20. 30.	21. 31.	22. 33.	23. 34.
TAFAY	TAFAY	6. 11.	6. 11.	7. 11.	8. 12.	9. 12.	9. 13.	9. 14.	9. 14.	10. 15.	10. 15.
TISCO	TISCO	4. 9.	5. 8.	5. 8.	6. 9.	6. 9.	7. 10.	7. 10.	7. 10.	7. 11.	8. 11.
TUTE	TUTE	24. 50.	29. 52.	33. 54.	38. 56.	39. 58.	41. 60.	42. 63.	44. 65.	45. 68.	48. 71.
YANQUE	YANQUE	63. 128.	73. 134.	84. 140.	95. 146.	99. 152.	103. 159.	108. 166.	113. 173.	118. 180.	123. 189.
AYO	AYO	5. 11.	6. 11.	7. 11.	8. 12.	8. 12.	8. 13.	9. 13.	9. 14.	9. 14.	10. 15.
CHOCO	CHOCO	17. 34.	20. 36.	23. 37.	26. 39.	27. 41.	28. 42.	30. 44.	31. 46.	32. 48.	33. 47.
BLANCA	CHOCO	20. 41.	24. 43.	27. 44.	31. 46.	32. 48.	34. 50.	35. 52.	36. 54.	38. 56.	39. 58.
MIRA	CHOCO	6. 13.	8. 14.	9. 14.	10. 15.	10. 15.	10. 16.	11. 16.	12. 17.	12. 18.	13. 18.
YUCUCHACHAS	CHOCO	20. 40.	23. 42.	26. 43.	30. 45.	31. 47.	33. 49.	34. 51.	36. 52.	37. 54.	38. 57.

P.S.E. (NW)	810.	950.	1091.	1243.	1297.	1354.	1416.	1478.	1543.	1613.
CHIVAY-CABANA CONDE	1603.	1756.	1830.	1908.	1989.	2076.	2162.	2252.	2345.	2445.

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : ASEQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 24

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 5369 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : CHIVAY-CABANACONDE  
 PROVINCIA(S) : CAYLLOMA, CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CHIVAY	CHIVAY	219. 538.	261. 535.	305. 563.	352. 591.	371. 620.	392. 651.	413. 684.	435. 718.	458. 752.	483. 789.
CHACOCOTA	CHIVAY	13. 31.	15. 32.	18. 34.	20. 37.	22. 38.	23. 41.	24. 42.	26. 45.	27. 47.	29. 50.
ACHOMA	ACHOMA	101. 241.	119. 255.	140. 269.	161. 285.	171. 301.	181. 318.	192. 336.	202. 355.	215. 374.	228. 395.
CABANACONDE	CABANACONDE	106. 264.	123. 282.	141. 300.	160. 310.	173. 339.	187. 368.	201. 388.	216. 403.	231. 428.	248. 450.
FINCHULLO	CABANACONDE	47. 113.	55. 128.	65. 127.	75. 134.	88. 142.	85. 150.	98. 158.	96. 167.	101. 176.	107. 186.
CALLALLI	CALLALLI	59. 141.	70. 150.	82. 158.	96. 168.	101. 177.	107. 187.	113. 197.	119. 209.	127. 219.	133. 231.
CAYLLOMA	CAYLLOMA	78. 186.	93. 197.	107. 208.	125. 219.	132. 232.	139. 245.	148. 259.	157. 273.	166. 289.	176. 305.
COPORAJUE	COPORAJUE	68. 160.	79. 168.	93. 179.	107. 189.	113. 199.	119. 211.	127. 222.	135. 234.	142. 247.	151. 260.
HUANBO	HUANBO	58. 121.	59. 127.	69. 135.	81. 143.	85. 151.	98. 159.	96. 169.	102. 177.	108. 188.	114. 198.
CHINTINI	HUANBO	7. 15.	7. 17.	9. 17.	11. 18.	11. 19.	12. 20.	13. 21.	13. 23.	14. 24.	15. 25.
ICHUPAMPA	ICHUPAMPA	62. 150.	73. 160.	86. 169.	100. 179.	106. 188.	113. 200.	119. 210.	127. 222.	135. 235.	142. 248.
LARI	LARI	89. 210.	105. 221.	122. 234.	140. 247.	149. 260.	157. 276.	167. 291.	177. 307.	187. 324.	198. 342.
MACA	MACA	118. 283.	139. 299.	163. 316.	189. 334.	200. 354.	212. 373.	224. 395.	238. 417.	252. 440.	267. 464.

MADRIGAL	MADRIGAL	104. 249.	123. 263.	143. 279.	166. 293.	176. 311.	187. 328.	197. 340.	209. 366.	222. 387.	231. 401.
SIBAYO (ANEXO)	SIBAYO	16. 40.	20. 42.	23. 45.	26. 46.	28. 49.	29. 52.	31. 55.	33. 58.	35. 61.	37. 63.
TAPAY	TAPAY	8. 18.	9. 19.	10. 20.	12. 21.	13. 22.	13. 23.	14. 25.	15. 26.	16. 27.	17. 30.
TISCO	TISCO	6. 13.	7. 14.	8. 15.	9. 15.	10. 16.	10. 17.	11. 18.	11. 19.	12. 20.	13. 21.
TUTI	TUTI	34. 83.	41. 89.	47. 92.	56. 97.	50. 103.	62. 109.	66. 115.	70. 122.	73. 128.	78. 136.
YANQUE	YANQUE	100. 236.	110. 250.	130. 265.	159. 280.	167. 295.	177. 312.	180. 329.	200. 347.	211. 366.	224. 386.
AYO	AYO	7. 18.	8. 19.	10. 19.	12. 21.	12. 22.	13. 23.	14. 24.	14. 25.	15. 27.	17. 29.
CHOCO	CHOCO	24. 57.	29. 61.	33. 64.	38. 68.	41. 72.	43. 76.	46. 80.	49. 85.	52. 90.	55. 95.
CEANOA	CHOCO	28. 68.	34. 72.	39. 76.	46. 80.	40. 84.	51. 90.	54. 95.	57. 100.	61. 105.	64. 112.
CHICA	CHOCO	9. 22.	11. 23.	12. 24.	15. 25.	15. 27.	16. 28.	17. 30.	18. 31.	19. 34.	21. 35.
MOQUECHACHAS	CHOCO	20. 67.	32. 71.	38. 74.	44. 78.	47. 83.	50. 88.	53. 93.	56. 97.	59. 102.	62. 108.

P.S.E. (MWh-año)	1381.	1630.	1903.	2200.	2333.	2460.	2620.	2775.	2939.	3114.
CHIVAY-CABANACONDE	3294.	3404.	3600.	3806.	4105.	4338.	4576.	4826.	5089.	5369.

ANEXO No 5.1.6.2.1

EVALUACION ECONOMICA  
(Sin aporte de capital del Estado)  
SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE CHIVAY

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)
		IC/Central Hidroelctrica de 2 MW	INVER. EN LINEA	PERDID. EN ENERGIA	OPERAC. Y MANT. COSTOS	INVER. EN GRUPO TERM.	MANTENI. DE OBRA	COMBUST Y LUBRIC.	TOTAL BENEF.	
1994		1094			1094					-1094
1995		3045			3045	600			600	-2445
1996	1.9	0	269	5.3	66.1	340		15	144	159
1997	2.2	0		6.2	66.1	72		15	167	102
1998	2.3	0	261	6.5	70.0	338		15	177	192
1999	2.5	0		6.9	70.0	77		19	187	206
2000	2.6	0	184	7.3	72.8	264	200	19	198	417
2001	2.8	0		7.8	72.8	81		19	210	229
2002	2.9	0		8.2	72.8	81		23	223	245
2003	3.1	0		8.7	72.8	82		23	236	259
2004	3.3	0		9.2	72.8	82		23	250	272
2005	3.5	0		9.8	72.8	83		27	264	291
2006	3.7	0		10.3	72.8	83		27	279	306
2007	3.9	0		10.9	72.8	84		27	294	322
2008	4.1	0		11.5	72.8	84	200	31	311	542
2009	4.3	0		12.1	72.8	85		31	329	360
2010	4.6	0		12.8	72.8	86	600	31	347	978
2011	4.8	0		13.5	72.8	86		34	366	399
2012	5.1	0		14.2	72.8	87		34	385	419
2013	5.4	0	-1902	15.0	44.3	-1842	-653	34	407	-213
TASA DE DESCUENTO				%	8	10	10	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$	-1559	-1850	-2043	-2167	-2243	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C	0.64	0.56	0.50	0.45	0.41	
COSTO ENERG. C/C.H.			(9)	c\$/kWh	17.38	20.55	23.92	27.48	31.23	
COSTO ENERGIA TERMICA			(10)	c\$/kWh	11.15	11.54	11.95	12.38	12.83	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					1.56	1.70	2.00	2.22	2.43	
TASA INTERNA DE RETORNO				%			2.83			

(1) : Demanda de energia del pequeño sistema eléctrico de Chivay-Cabanaconde

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Chivay-Cabanaconde

(4) : Para PSE Chivay-Cabanaconde se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 1.5 % de la inversión

(6) : \$ 400/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación trmica aislada

ANEXO No 5.1.6.3.1  
 CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
 DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE CHIVAY Año 1993 - 2000  
 ( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERVIDA	DEMANDA kW	ESTADO	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS							
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-13		
III. P.S.E. CHIVAY		Prov: Caylloma y Castilla	En Año	Año	15450	80	1026	3391	403	326	232		
		Localidades y Cargas Especiales	Servicio	2013									
-	C.H. Chivay, 2 MW (est.)	P.S.E. Chivay 2 MW	141511	2445	C/E.I.	13400	+++	+++	///	***	*****		
-	Línea 23 kV C.H. Caballanaconde-Chivay, 53 km	Chivay, Yanque, Achoma, Ichulani, Madrigal, Pinch, Cabani	14929	1892	S/E.D.	739		+++	///	*****			
-	Redes de distribución 1022 abonados	Chivay, Yanque, Achoma, Ichulani, Madrigal, Pinch, Cabani			S/E.D.	359		+++	///	*****			
-	Línea 13.2 kV, 10 MRT Local. Rurales, 51 km	Camacota, Tuti, Callalli, Llanca, Huambo, Chinini, Tapi	4777	399	S/E.D.	269				+++	***		
-	Redes de distribución 382 abonados	Camacota, Tuti, Callalli, Llanca, Huambo, Chinini, Tapi			S/E.D.	134				+++	***		
-	Línea 13.2 kV-10 MRT Local. Rurales, 57.3 km	Ayo, Ucuchachas, Choco, Miña, Sibayo y Tisco	2340	184	S/E.D.	261					+++	***	
-	Redes de distribución 187 abonados	Ayo, Ucuchachas, Choco, Miña, Sibayo y Tisco			S/E.D.	65					+++	***	
-	Línea 13.2 kV-10 MRT Tuti-Caylloma, 46 km	Caylloma	1718	148	S/E.D.	184						+++	***
-	Redes de distribución 137 abonados	Caylloma			S/E.D.	48						+++	***

ESTADO ACTUAL

+++++	Elaboración del estudio definitivo	C/E.I.	C.H. Chivay con estudio de identificación (NBE-Electroperú)
/////	Financiamiento del Proyecto	C/E.D.	Con Estudio Definitivo
*****	Suministro y ejecución de Obra	S/E.D.	Sin Estudio Definitivo

## ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 23 kV C.H. CABANACONDE-CHIVAY, 53 km  
(Chivay, Yanque, Achoma, Ichupampa, Maca)  
(Lari, Madrigal, Pinchollo, Cabanaconde)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS miles US \$	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS DE MADERA				29.56
111	Poste de madera 11 m, c 6, g C	U	291	0.075	21.83
112	Poste de madera 13 m, c 5, g C	U	53	0.080	4.24
113	Cruceta de madera 100x125x3000 mm	U	349	0.010	3.49
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				62.75
121	Aisladores tipo PIN clase 56-2	U	1068	0.016	17.09
122	Espigas para poste y cruceta	U	1068	0.010	10.68
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	318	0.110	34.98
130	CONDUCTORES				198.98
131	Conductor de Cu de 35 mm <sup>2</sup>	km	164	1.192	195.49
132	Accesorios del conductor	Cjto	349	0.010	3.49
140	FERRETERIA Y PUESTA A TIERRA				43.37
141	Perno ojo con tuerca y arandela	U	140	0.005	0.70
142	Tuerca ojo	U	270	0.003	0.81
143	Perno maquinado c/tuerca y contratuerca	U	2325	0.002	4.65
144	Brazo angular de 0.75 m	U	650	0.003	1.95
145	Perno doble armado c/4 tuercas	U	235	0.002	0.47
146	Ferretería diversa p/estructura de madera	U	371	0.015	5.57
147	Retenidas	U	127	0.100	12.70
148	Puesta a tierra	U	413	0.040	16.52
150	EQUIPO DE SUBESTACIONES				30.60
151	Reconector 30, 27 kV, 400 A	U	2	13.000	26.00
151	Seccionador fusible 27 kV, 100 A	U	27	0.300	8.10
152	Pararrayos 21 kV, 10 kA	U	27	0.300	8.10
153	Puesta a tierra	Cjto	9	0.600	5.40
154	Pórtico y parantes	Cjto	9	1.000	9.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				365.25
200	Transporte				25.57
300	Montaje Electromecánico				91.31
400	Obras Civiles				6.00
500	Gastos Generales y Utilidades				67.24
600	Imprevistos				55.54
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				610.91
800	Costo de Estudios, Supervisión				15.27
900	Impuestos y Aranceles				112.71
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				738.89



ANEXO No 5.1.6.4.2

LÍNEA 13.2 kV-1Ø MRT A LOCALIDADES RURALES DEL PSE CHIVAY, 51 km  
(Camacota, Tuti, Callalli, Llanca, Huambo, Chinini, Tapay)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				25.00
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	200	0.075	21.00
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	51	0.080	4.08
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				18.50
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	200	0.016	4.40
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	200	0.010	2.00
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	102	0.110	11.22
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				47.27
131	Conductor de cobre de 25 mm <sup>2</sup>	km	51	0.872	44.47
132	Accesorios de conductores	Cjto	200	0.010	2.00
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				16.93
141	Retenida de anclaje	Cjto.	122	0.100	12.20
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	51	0.023	1.17
143	Puesta a tierra	Cjto.	89	0.040	3.56
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				16.00
151	Seccionador fusible 1Ø, 27 kV, 100 A	U	8	0.250	2.00
152	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	8	0.350	2.80
153	Pórtico	Cjto	7	1.000	7.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	7	0.600	4.20
100	Suministro de Materiales y Equipos				123.79
200	Transporte				8.66
300	Montaje Electromecánico				30.95
400	Obras Civiles				2.00
500	Gastos Generales y Utilidades				22.78
600	Imprevistos				18.82
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				207.00
800	Costo de Estudios, Supervisión				20.70
900	Impuestos y Aranceles				40.99
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				268.68

ANEXO No 5.1.6.4.3

LINEA 13.2 kV-10 MRT A LOCALIDADES RURALES DEL PSE CHIVAY, 57.3 km  
(Ayo, Ucuchachas, Choco, Miña, Sibayo, Tisco)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				28.19
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	315	0.075	23.63
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	57	0.080	4.56
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				20.73
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	315	0.016	5.04
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	315	0.010	3.15
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	114	0.110	12.54
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				35.25
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	59	0.544	32.10
132	Accesorios de conductores	Cjto	315	0.010	3.15
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				19.01
141	Retenida de anclaje	Cjto.	137	0.100	13.70
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	57	0.023	1.31
143	Puesta a tierra	Cjto.	100	0.040	4.00
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				16.20
151	Seccionador fusible 10, 27 kV, 100 A	U	11	0.250	2.75
152	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	11	0.350	3.85
153	Pórtico	Cjto	6	1.000	6.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	6	0.600	3.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				119.37
200	Transporte				8.36
300	Montaje Electromecánico				29.84
400	Obras Civiles				3.00
500	Gastos Generales y Utilidades				22.24
600	Imprevistos				18.28
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				201.09
800	Costo de Estudios, Supervisión				20.11
900	Impuestos y Aranceles				39.82
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				261.01

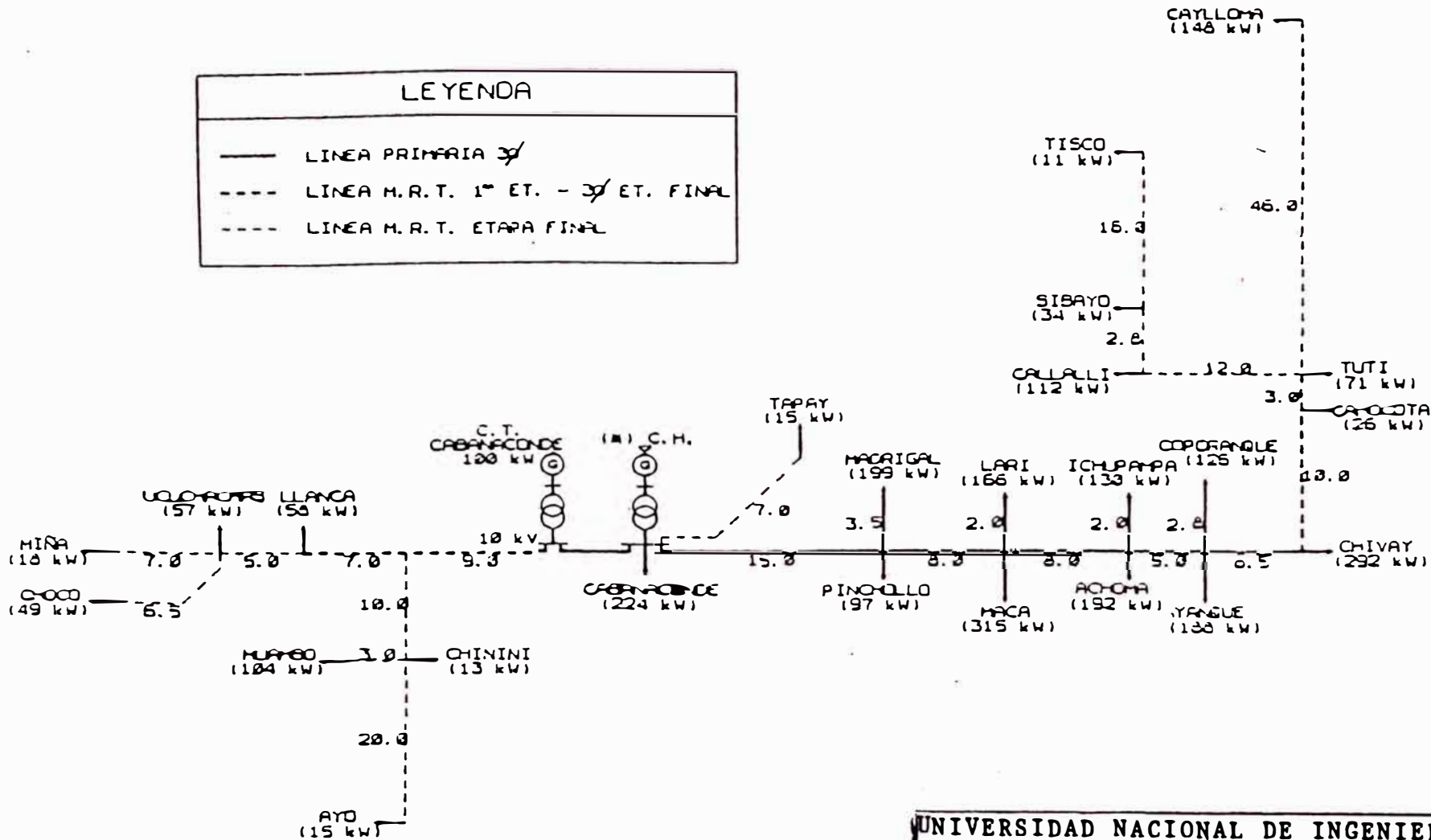
\*

ANEXO No 5.1.6.4.4

LINEA 13.2 kV-10 MRT TUTI-CAYLLOMA, 46 km  
(Caylloma)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				10.90
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	253	0.075	10.90
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	0	0.000	0.00
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				16.70
121	Aislador tipo ANSI clase 56-2	U	253	0.016	4.05
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	253	0.010	2.53
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	92	0.110	10.12
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				20.10
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	47	0.544	25.57
132	Accesorios de conductores	Cjto	253	0.010	2.53
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				15.26
141	Retenida de anclaje	Cjto.	110	0.100	11.00
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	46	0.023	1.06
143	Puesta a tierra	Cjto.	80	0.040	3.20
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				5.00
151	Seccionador fusible 10, 27 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
152	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	3	0.350	1.05
153	Pórtico	Cjto	2	1.000	2.00
154	Puesta a tierra	Cjto.	2	0.600	1.20
100	Suministro de Materiales y Equipos				84.03
200	Transporte				5.88
300	Montaje Electromecánico				21.01
400	Obras Civiles				2.00
500	Gastos Generales y Utilidades				15.63
600	Imprevistos				12.85
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				141.40
800	Costo de Estudios, Supervisión				14.14
900	Impuestos y Aranceles				28.00
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				183.53

LEYENDA	
—	LÍNEA PRIMARIA $\phi$
- - -	LÍNEA M.R.T. 1° ET. - $\phi$ ET. FINAL
- - -	LÍNEA M.R.T. ETAPA FINAL



(\*) Se requiere replantear el estudio de factibilidad elaborado por la BSE de 2 MW a 4 MW.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y  
 ELECTRONICA

ANEXO B-16.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/IOZ
DIBUJO W.A.M.E.	CHIVAY	REVISO LPG

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUENO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. CHIGUATA**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No. 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR GESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 11 (ANEXOS(13))

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 183 MW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): CHIGUATA  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CHIGUATA	CHIGUATA	45.	47.	50.	52.	53.	55.	57.	58.	60.	62.
		63.	65.	67.	69.	71.	73.	75.	77.	80.	82.
RURALES VARIOS	CHIGUATA	49.	53.	57.	60.	62.	64.	66.	68.	71.	73.
		76.	78.	81.	84.	86.	89.	92.	95.	98.	102.
P.S.E. (MW)		95.	130.	106.	112.	115.	119.	123.	126.	131.	135.
CHIGUATA		138.	143.	147.	152.	157.	162.	167.	172.	178.	183.

ANEXO No

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR GESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 11 ANEXOS(10)

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 341 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : CHIGUATA  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CHIGUATA	CHIGUATA	64.	67.	72.	77.	80.	84.	87.	91.	95.	100.
		103.	108.	113.	118.	123.	128.	134.	139.	146.	151.
RURALES VARIOS	CHIGUATA	69.	75.	82.	89.	93.	97.	103.	107.	113.	118.
		124.	130.	136.	143.	150.	157.	164.	172.	180.	189.
P.S.E. (MWh-año)		173.	142.	154.	165.	173.	181.	190.	198.	208.	217.
CHIGUATA		227.	238.	249.	261.	272.	285.	298.	311.	326.	341.

ANEXO No 5.1.6.2.1.

EVALUACION ECONOMICA

SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE CHIGUATA

AÑO	DEMANDA	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			
	DE ENERGIA	C/Línea a Chiguata		C/Generación Térmica aislada		C/Generación Térmica aislada		BENEFICIO NETO	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
1994		86.64			86.64	48		48.00	-38.64
1995	0.14	7.71	0.31	1.30	9.32		1.68	10.48	2.84
1996	0.15	8.36	0.33	1.30	10.00		1.68	11.37	3.05
1997	0.17	8.96	0.36	1.30	10.62		1.68	12.18	3.24
1998	0.17	9.39	0.38	1.30	11.07		1.68	12.77	3.38
1999	0.18	9.83	0.39	1.30	11.52	32	1.68	13.36	35.52
2000	0.19	10.32	0.41	1.30	12.03		1.68	14.03	3.68
2001	0.20	10.75	0.43	1.30	12.48		1.68	14.62	3.82
2002	0.21	11.29	0.45	1.30	13.05		1.68	15.35	3.99
2003	0.22	11.78	0.47	1.30	13.55		1.68	16.02	4.15
2004	0.23	12.33	0.49	1.30	14.12		1.68	16.76	4.32
2005	0.24	12.92	0.52	1.30	14.74		1.68	17.57	4.51
2006	0.25	13.52	0.54	1.30	15.36		1.68	18.38	4.70
2007	0.26	14.17	0.57	1.30	16.04	48	1.68	19.27	52.91
2008	0.27	14.77	0.59	1.30	16.66		1.68	20.08	5.10
2009	0.29	15.43	0.62	1.30	17.39		1.68	21.04	5.32
2010	0.30	16.18	0.65	1.30	18.13		1.68	22.00	5.55
2011	0.31	16.89	0.68	1.30	18.86		1.68	22.96	5.78
2012	0.33	17.70	0.71	1.30	19.71		1.68	24.07	6.04
2013	0.34	18.52	-17.3	0.74	1.04	-29	1.68	25.17	-4.92
TASA DE DESCUENTO		%		8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO		mil \$		34	24	16	9	4	
RELACION BENEFICIO/COSTO		B/C		1.18	1.14	1.10	1.06	1.03	
COSTO ENERG. C/LINEA		(9) c\$/kWh		10.36	11.16	12.02	12.94	13.89	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10) c\$/kWh		12.19	12.69	13.22	13.76	14.31	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA				0.85	0.88	0.91	0.94	0.97	
TASA INTERNA DE RETORNO		%		17.95					

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Chiguata
- (2) : Costo de energía a 5.43 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)
- (3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Chiguata
- (4) : Para PSE Chiguata se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas
- (5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 1.5 % de la inversión
- (6) : \$ 400/kW para satisfacer la demanda con C.T.
- (7) : Costos de O y M de la C.T. se estiman en 3.5 % de la inversión
- (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 15 % por costo de lubricante
- (9) : Costo resultante de la energía
- (10) : Costo de generación térmica aislada

## ANEXO No 5.1.6.3.1

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE CHIGUATA Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. DEMANDA SERV. KW	ESTADO AÑO	COSTO ACTUAL TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS						
					1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-10	
X. P.S.E. CHIGUATA	Provincia: Arequipa	En Año	Año	136	136						
	(Localidades y Cargas Especiales)	(Servicio)	2013								
Línea 10-MRT 10 KV Sa- Bernar-Chiguata, 12.5	Chiguata, Arequipa	677	183	C.E.D.	37	37					
Red de distribución 149 abonados	Chiguata			C/E.D.	49	49					

+\*\*\*\*\* Elaboración del estudio definitivo

+\*\*\*\*\* Financiamiento del Proyecto

+\*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL

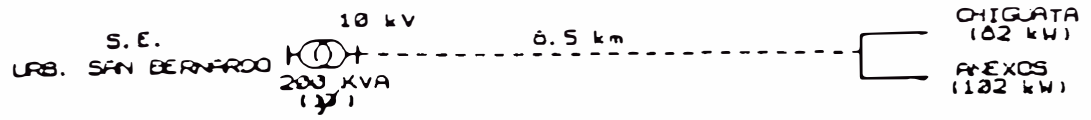
C/E.D. Con estudio Definitivo



ANEXO No 5.1.6.4.1

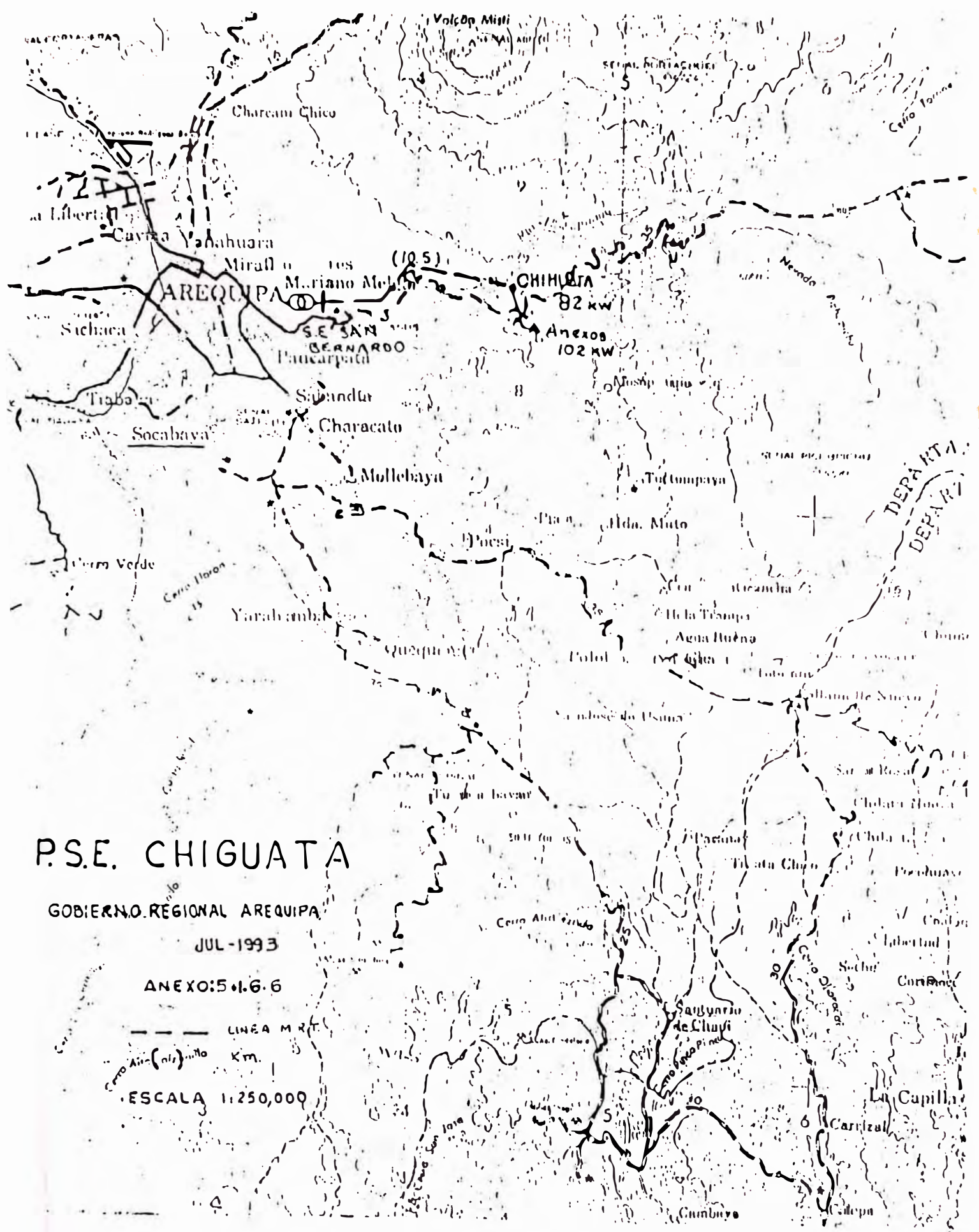
LINEA 10-MRT EN 10 kV S.E. S. BERNARDO-CHIGUATA, 10.5 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES				22.05
111	Postes de C.A.C. de 12/200.	U	63	0.350	22.05
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				1.88
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	52	0.008	0.42
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	52	0.006	0.31
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	21	0.055	1.16
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				5.00
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	10	0.544	5.44
132	Accesorios de conductores	Cjto	52	0.01	0.36
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.94
141	Retenida de anclaje	Cjto.	25	0.100	2.50
142	Puesta a tierra	Cjto.	11	0.040	0.44
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				7.05
151	Transformador 10 10/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	3	0.250	0.75
153	Pararrayos 10 kA, 12 kV	U	2	0.250	0.50
153	Pórtico	Cjto		0.600	0.60
154	Puesta a tierra	Cjto.	2	0.100	0.20
100	Suministro de Materiales y Equipos				39.73
200	Transporte				2.78
300	Montaje Electromecánico				9.93
400	Obras Civiles				2.00
500	Gastos Generales y Utilidades				7.65
600	Imprevistos				6.21
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				68.30
700	Costo de Estudios, Supervisión				5.12
800	Impuestos y Aranceles				13.22
900	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				86.64



----- LINEA M.R.T. ETAPA FINAL

<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b> <b>FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y</b> <b>ELECTRONICA</b>		
ANEXO S.J.S.S	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	CHIGUATA	REVISO LPG



# P.S.E. CHIGUATA

GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA

JUL-1993

ANEXO: 5 + 6

----- LINEA M.R.T.  
 Km.

ESCALA 1:250,000

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

***P.S.E. ANDAHUA***

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 07

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 442 KW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): ANDAHUA  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ANDAHUA	ANDAHUA	65.	75.	86.	98.	103.	107.	112.	117.	123.	129.
		134.	140.	146.	152.	159.	166.	174.	181.	189.	197.
PDA. TAUCA	ANDAHUA	5.	5.	6.	7.	7.	8.	8.	8.	9.	9.
		9.	10.	10.	10.	11.	12.	12.	12.	13.	14.
EL TAMBO	ANDAHUA	6.	7.	8.	9.	9.	10.	10.	11.	11.	12.
		13.	13.	14.	14.	15.	16.	16.	17.	18.	19.
SODRO	ANDAHUA	8.	9.	10.	12.	12.	13.	13.	14.	15.	15.
		16.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	21.	22.	23.
MACHAPALLA	ANDAHUA	3.	4.	4.	5.	5.	5.	5.	5.	6.	6.
		6.	7.	7.	7.	8.	8.	8.	9.	9.	10.
PALCACHA	ANDAHUA	6.	6.	7.	8.	9.	9.	9.	10.	10.	11.
		11.	12.	12.	13.	14.	14.	15.	16.	16.	17.
CHACHAS	CHACHAS	0.	0.	0.	0.	51.	55.	59.	63.	68.	73.
		78.	83.	88.	94.	100.	106.	110.	114.	118.	123.
MAMUJISA	CHACHAS	0.	0.	0.	0.	10.	19.	19.	19.	20.	21.
		22.	22.	23.	24.	24.	25.	26.	27.	28.	29.
MALLACHAY	CHACHAS	2.	0.	0.	0.	7.	7.	7.	7.	8.	8.
		8.	8.	9.	9.	9.	9.	10.	10.	10.	11.
P.S.E. (KW)		91.	105.	121.	140.	220.	233.	245.	256.	270.	284.
, ANDAHUA		297	311.	327.	341.	359.	375.	391.	407.	423.	442.

ANEXO N° 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 09

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 697 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : ANDAHUA  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ANDAHUA	ANDAHUA	79. 187.	93. 198.	109. 209.	126. 220.	133. 233.	141. 246.	149. 260.	158. 274.	168. 289.	177. 305.
HDA. TAUCRA	ANDAHUA	6. 13.	7. 14.	8. 15.	9. 15.	10. 16.	10. 17.	11. 18.	11. 19.	12. 20.	13. 21.
EL TAPED	ANDAHUA	7. 18.	8. 19.	10. 20.	12. 21.	12. 22.	13. 23.	14. 25.	15. 26.	15. 27.	17. 29.
SOFORO	ANDAHUA	9. 22.	11. 23.	12. 25.	15. 26.	16. 28.	17. 29.	18. 31.	19. 32.	20. 34.	21. 36.
ANCHAPALLA	ANDAHUA	4. 9.	4. 9.	5. 10.	6. 11.	7. 11.	7. 12.	7. 12.	7. 13.	8. 14.	8. 15.
FALCACHA	ANDAHUA	7. 16.	8. 16.	9. 17.	10. 18.	11. 19.	12. 21.	12. 22.	13. 23.	14. 24.	15. 26.
CHACHAS	CHACHAS	8. 100.	8. 110.	8. 127.	8. 138.	62. 149.	69. 161.	76. 170.	83. 180.	91. 190.	100. 201.
HAPITIA	CHACHAS	8. 30.	8. 31.	8. 33.	8. 35.	22. 37.	23. 38.	24. 40.	25. 43.	27. 45.	28. 47.
SULFOCHAY	CHACHAS	8. 11.	8. 12.	8. 12.	8. 13.	8. 14.	9. 14.	9. 15.	10. 16.	10. 17.	10. 18.
P.S.E. (MWh-año)		112.	131.	153.	178.	200.	301.	321.	341.	364.	389.
ANDAHUA		412.	439.	469.	496.	529.	516.	593.	626.	659.	697.

## ANEXO No 5.1.6.2.1

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE ANDAHUA

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO NETO (mil \$)		
		COMPRAS DE ENERGIA (3)	INVER. EN LINEA (4)	PERDIDAS DE ENERGIA (5)	OPERAC. Y MANT. COSTOS (6)	INVER. GRUPO Y TERM. (7)	MAHTENI. DE OBRA (8)	COMBUST. Y LUBRIC. (9)			
1994			100		100	60		60.00	-40		
1995	0.13	0		0.4	2.5	3	2.10	9.67	9		
1996	0.15	0	134	0.4	5.9	140	2.10	11.29	-127		
1997	0.18	0		0.5	5.9	6	40	2.10	13.14	49	
1998	0.28	0	25	0.8	6.5	32	3.50	20.67	24.17	-8	
1999	0.30	0	24	0.8	7.1	32	3.50	22.22	25.72	-6	
2000	0.32	0		0.9	7.1	8	40	3.50	23.70	59	
2001	0.34	0		0.9	7.1	8	40	4.90	25.17	30.07	22
2002	0.36	0		1.0	7.1	8	40	4.90	26.87	31.77	24
2003	0.39	0	60	1.1	8.6	70	40	4.90	28.72	33.62	-36
2004	0.41	0		1.1	8.6	10	40	4.90	30.41	35.31	26
2005	0.44	0		1.2	8.6	10	40	4.90	32.41	37.31	28
2006	0.47	0		1.3	8.6	10	40	4.90	34.62	39.52	30
2007	0.50	0		1.3	8.6	10	40	4.90	36.62	41.52	32
2008	0.53	0		1.4	8.6	10	40	6.30	39.05	45.35	35
2009	0.52	0		1.4	8.6	10	40	6.30	38.09	44.39	34
2010	0.59	0		1.6	8.6	10	60	6.30	43.78	110.00	100
2011	0.63	0		1.7	8.6	10	40	8.40	46.21	54.61	44
2012	0.66	0		1.8	8.6	10	40	8.40	48.65	57.05	47
2013	0.70	0	-123	1.9	8.6	-113	-83	8.40	51.45	-22.81	90
TASA DE DESCUENTO				%	8	10	12	14	16		
VALOR ACTUAL NETO				mil \$	85	47	20	0	-14		
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C	1.28	1.17	1.00	1.00	0.94		
COSTO ENERG. C/C.H.		(9)		c\$/kWh	9.75	11.16	12.64	14.18	15.77		
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)		c\$/kWh	12.48	13.02	13.60	14.20	14.83		
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					0.78	0.86	0.93	1.00	1.06		
TASA INTERNA DE RETORNO				%			14.03				

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Andahua

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Andahua, C.H. y C.T.

(4) : Para PSE Andahua se estiman 3 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. se estiman en 2.5 % de la inversión

(6) : \$ 400/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3.5 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 15 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada con CC.TT.



CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE ANDAHUA Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO Proyectos a implementar	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERV.	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS					
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-13
P.S.E. A N D A H U	Provincia: Castilla	En Año	Año		632	100			134	49	349
	Localidades y Cargas Espe	Servici	2013								
C.H. Andahua: Culinación	P.S.E. Andahua	1680	442	Obr.	270	*****			Ampliac	C.H.	C.T.
Ampliación	137 + G.T.				100				90	20	60
Línea 10 kV, 10 MRT,	Andahua y Chachas	1221	163	S/E.D.					+/+//**	**	
Andahua-Chachas, 17 km					73				44	29	
Línea 10 kV, 10 MRT,	Tauca, Soporó, Anchapalla	1431	123	S/E.D.							+/+//**
local. Rurales, 43 km	Palcacha, Allachay y Nahul				208						208
Redes de distribución	Andahua, Chachas, Tauca,			S/E.D.							+/+//**
230 abonados	Soporó, Anchapalla, Palcal				81						81
	cha, Allachay y Nahuirá										

+++++ Elaboración del estudio definitivo  
 +++++ Financiamiento del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 Obr. Se encuentra en Obra  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo



ANEXO No 2.1.6.2.1

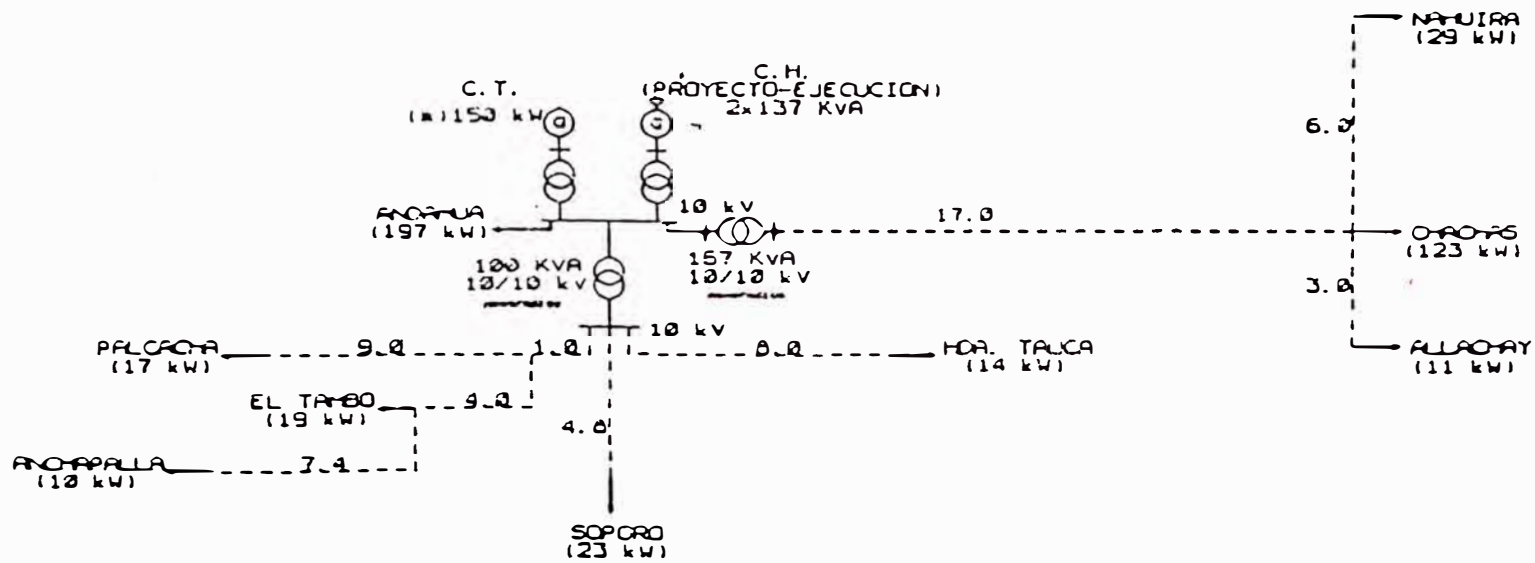
LINEA EN 10 kV-10 MRT ANDAHUA-CHACHAS, 17 Km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UH	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				8.34
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	93	0.075	6.98
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	17	0.080	1.36
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				5.41
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	93	0.008	0.74
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	93	0.010	0.93
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	34	0.110	3.74
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				10.18
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	17	0.544	9.25
132	Accesorios de conductores	Cjto	93	0.010	0.93
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				5.47
141	Retenida de anclaje	Cjto.	40	0.100	4.00
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	17	0.023	0.39
143	Puesta a tierra	Cjto.	27	0.040	1.08
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				3.65
151	Transformador 10/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	4	0.250	1.00
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	3	0.350	1.05
154	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.600	0.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				33.05
200	Transporte				2.31
300	Montaje Electromecánico				8.26
400	Obras Civiles				1.00
500	Gastos Generales y Utilidades				6.20
600	Imprevistos				5.08
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				55.90
800	Costo de Estudios, Supervisión				5.59
900	Impuestos y Aranceles				11.07
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				72.56

ANEXO No 2.1.6.2.2

LINEA EN 10 KV-10 MRT A LOCALIDADES RURALES PSE ANDAHUA, 43 km  
(Tauca, Soporo, Anchapalla, Falcacha, Allachay, Nahuira)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				21.14
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	236	0.075	17.70
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	43	0.080	3.44
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				13.71
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	236	0.008	1.89
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	236	0.010	2.36
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	86	0.110	9.46
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				26.30
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	44	0.544	23.94
132	Accesorios de conductores	Cjto	236	0.010	2.36
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				14.05
141	Retenida de anclaje	Cjto.	103	0.100	10.30
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	43	0.023	0.99
143	Puesta a tierra	Cjto.	69	0.040	2.76
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				22.20
151	Transformador 10/10 kV, 100 kVA	U	1	4.000	4.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	9	0.250	2.25
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	9	0.350	3.15
154	Pórtico	Cjto	8	1.000	8.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	8	0.600	4.80
100	Suministro de Materiales y Equipos				97.39
200	Transporte				6.82
300	Montaje Electromecánico				24.35
400	Obras Civiles				1.00
500	Gastos Generales y Utilidades				17.78
600	Imprevistos				14.73
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				162.07
800	Costo de Estudios, Supervisión				14.18
900	Impuestos y Aranceles				31.73
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				207.98

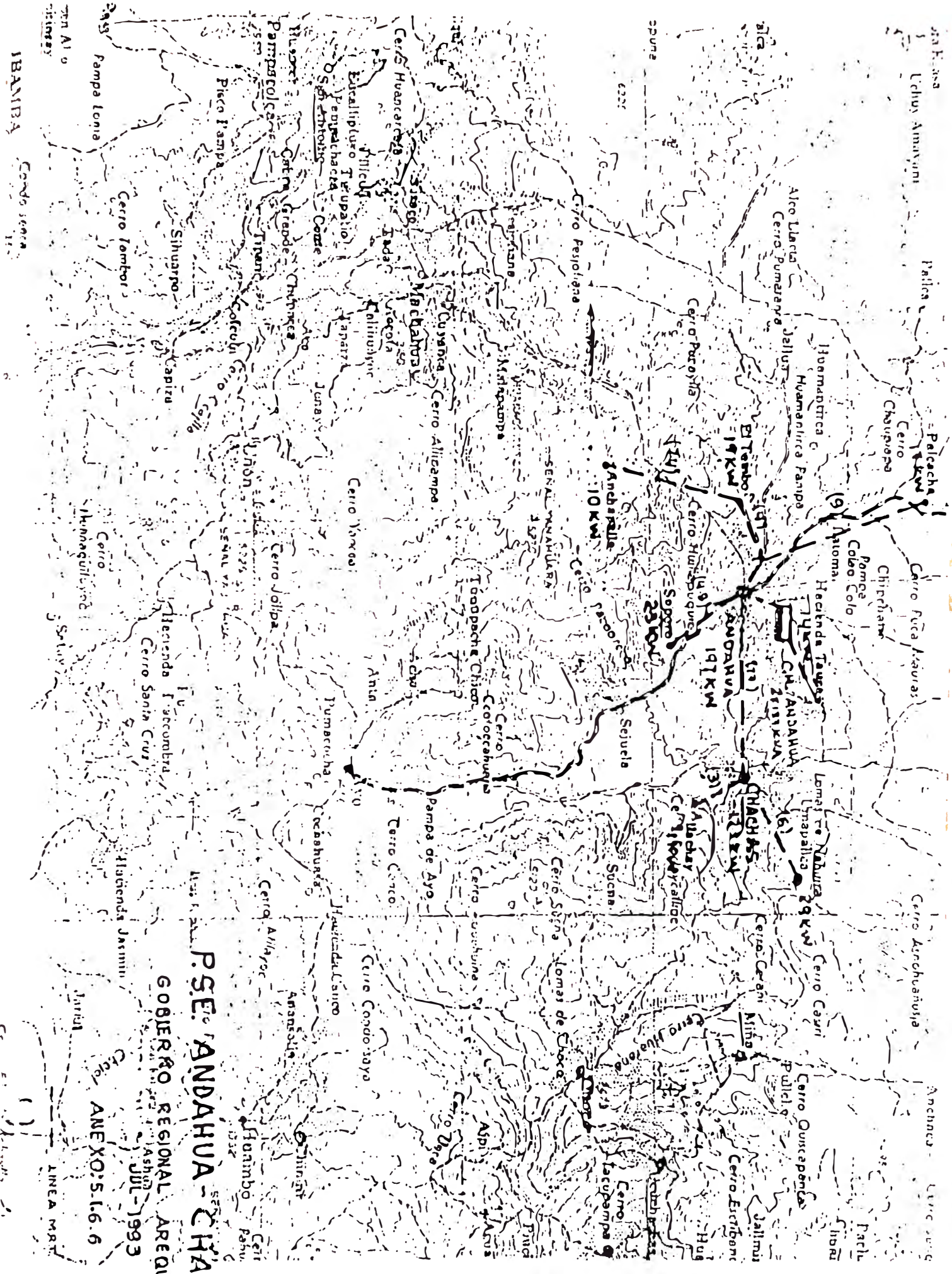


LEYENDA	
-----	LINEA M.R.T. 1 <sup>o</sup> ET. - <del>3<sup>o</sup></del> ET. FINAL
-----	LINEA M.R.T. ETAPA FINAL

(\*) C.T. a operar en horas de punta (7 a 9 P.M.), cuando se cope la C.H. Andahué ampliada a 2x137 KVA.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y  
ELECTRONICA**

ANEXO 5-1-6.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W. A. M. E.	ANDAHUA	REVISO LPG



**PSE. ANDAHUA - CHACHAS**

**GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA**

JUL - 1993

ANEXO: 5.1.6.6

IBARRA Condo 3000

LÍNEA M.B.T.

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. QUEQUEÑA - CHAPI**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**



## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 03

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 167 MW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): QUEQUEÑA-CHAPI  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
YARABAMBA	YARABAMBA	13. 20.	14. 21.	15. 21.	16. 22.	16. 23.	17. 24.	17. 24.	18. 25.	19. 26.	20. 27.
QUEQUEÑA	QUEQUEÑA	21. 31.	21. 32.	23. 33.	24. 34.	25. 36.	26. 36.	27. 37.	28. 39.	29. 40.	30. 42.
SANTUARIO CHAPI POLABAYA		32. 66.	37. 69.	42. 72.	48. 76.	51. 79.	53. 82.	55. 86.	58. 89.	61. 93.	63. 97.
P.S.E. (kW)		66.	72.	81.	88.	92.	96.	99.	104.	108.	112.
QUEQUEÑA-CHAPI		117.	121.	126.	132.	138.	142.	148.	154.	160.	167.

## ANEXO No

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 03

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 245 (GWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : QUEQUEÑA-CHAPI  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
YARABAMBA	YARABAMBA	17. 27.	17. 28.	18. 29.	19. 30.	20. 31.	21. 32.	22. 34.	23. 35.	25. 37.	26. 39.
QUEQUEÑA	QUEQUEÑA	25. 41.	26. 42.	29. 44.	30. 46.	32. 49.	33. 50.	35. 52.	36. 55.	37. 57.	39. 59.
SANTUARIO CHAPI POLABAYA		39. 91.	46. 96.	53. 101.	61. 108.	65. 113.	67. 119.	73. 126.	77. 132.	82. 140.	86. 147.
P.S.E. (MWh-año)		81.	90.	101.	111.	117.	124.	129.	137.	144.	150.
QUEQUEÑA-CHAPI		159.	166.	175.	184.	193.	202.	212.	222.	233.	245.

ANEXO No 5.1.6.2.1

EVALUACION ECONOMICA

SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE QUEQUEÑA-CHAPI

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)
		COMPRAS DE ENERGIA	INVER. EN LINEA	PERDIDA DE ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO	MANTE. Y MAHO	COMBUST. Y	
		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1994			7			7.00	40		40.00	33
1995	0.09		100			100.00		1.20	6.82	8.02
1996	0.10	4.09	56	0.16	1.07	61.32		1.20	7.65	8.85
1997	0.11	4.50	56	0.18	1.63	62.31		1.20	8.41	9.61
1998	0.12	4.74		0.19	2.19	7.12		1.20	8.86	10.06
1999	0.12	5.02		0.20	2.19	7.41		1.20	9.39	10.59
2000	0.13	5.22		0.21	2.19	7.62		1.20	9.77	10.97
2001	0.14	5.55		0.22	2.19	7.96	40	1.20	10.38	51.59
2002	0.14	5.83		0.23	2.19	8.20		2.40	10.91	13.31
2003	0.15	6.08		0.24	2.19	8.51		2.40	11.36	13.76
2004	0.16	6.44		0.26	2.19	8.89		2.40	12.04	14.44
2005	0.17	6.72		0.27	2.19	9.18		2.40	12.57	14.97
2006	0.18	7.09		0.28	2.19	9.56		2.40	13.26	15.66
2007	0.18	7.45		0.30	2.19	9.94		2.40	13.94	16.34
2008	0.19	7.92		0.31	2.19	10.32		2.40	14.62	17.02
2009	0.20	8.18		0.33	2.19	10.70	40	2.40	15.30	57.70
2010	0.21	8.59		0.34	2.19	11.12		2.40	16.06	18.46
2011	0.22	8.99		0.36	2.19	11.54		2.40	16.82	19.22
2012	0.23	9.44		0.38	2.19	12.00		2.40	17.65	20.05
2013	0.25	9.92	-43.8	0.40	2.19	-31.29	-37	2.40	18.56	-16.38
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		-60	-66	-70	-71	-72
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C		0.74	0.70	0.66	0.63	0.60
COSTO ENERG. C/LINEA			(9)	c\$/kWh		18.30	20.38	22.51	24.67	26.06
COSTO ENERGIA TERMICA			(10)	c\$/kWh		13.62	14.21	14.81	15.43	16.07
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						1.34	1.43	1.52	1.60	1.67
TASA INTERNA DE RETORNO				%				0.86		

- (1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Quequeña
- (2) : Costo de energía en 33 kV 4.05 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)
- (3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Quequeña-Chapi
- (4) : Para PSE Quequeña-Chapi se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas
- (5) : Los costos de mantenimiento de la línea se estiman en 1.0 % de la inversión
- (6) : \$ 400/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.
- (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión
- (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante
- (9) : Costo resultante de la energía
- (10) : Costo de generación térmica aislada

11.00

## ANEXO No 5.1.6.3.1

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE QUEQUEÑA-CHAPI Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO Proyectos a implementar	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERV.	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS					
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-10
PESE QUEQUEÑA-CHAPI	Provincia: Arequipa	En Año	Año		312		11	136	165		
	Localidades y Cargas Espec	Servicio	2013								
Lín. 19 kV, MRT, Socabay	Yarabamba y Quequeña	796	167	S/E.D.			+++//	*****			
Yarabamba-Queq, 13.6					107		7	100			
Redes de distribución	Yarabamba y Quequeña			S/E.D.			+++//	*****			
115 abonados					40		4	36			
Línea 19 kV, 10 MRT,	Santuario de Chapi	1137	97	S/E.D.					+/+//xxx		
Quequeña-Chapi, 23 km					112				112		
Redes de distribución	Santuario de Chapi			S/E.D.					+/+//xxx		
150 abonados					53				53		

+++++ Elaboración del estudio definitivo  
 ////// Financiamiento del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo



## ANEXO No 5.1.6.4.1

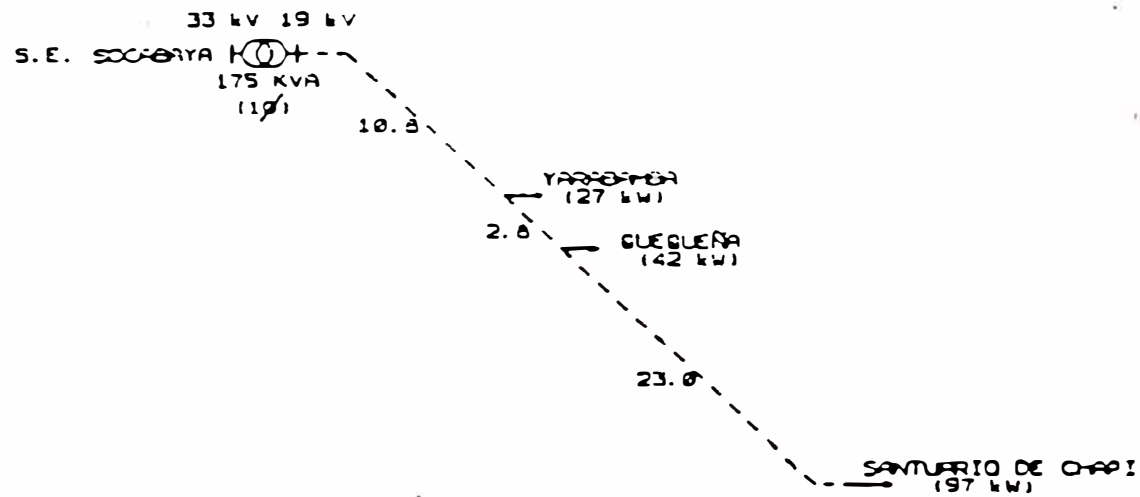
LINEA EN 19 KV-10 MRT SOCABAYA-YARABAMBA-QUEQUEÑA, 13.6 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				6.59
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	74	0.075	5.55
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	13	0.080	1.04
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				7.04
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	74	0.045	3.33
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	74	0.010	0.74
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	27	0.110	2.97
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				8.36
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	14	0.544	7.62
132	Accesorios de conductores	Cjto	74	0.010	0.74
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				4.44
141	Retenida de anclaje	Cjto.	32	0.100	3.20
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	14	0.023	0.32
143	Puesta a tierra	Cjto.	23	0.040	0.92
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				21.00
151	Transformador 10 33/19 kV, 200 kVA	U	1	5.500	5.50
152	Transformador 10 19/10 kV, 50 kVA	U	2	3.500	7.00
153	Seccionador fusible 10, 33 kV, 100 A	U	3	0.350	1.05
154	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	4	0.250	1.00
155	Pararrayos 5 kA, 27 kV	U	3	0.350	1.05
156	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	2	0.300	0.60
157	Pórtico	Cjto	3	1.000	3.00
158	Puesta a tierra	Cjto.	3	0.600	1.80
100	Suministro de Materiales y Equipos				47.43
200	Transporte				3.32
300	Montaje Electromecánico				11.86
400	Obras Civiles				3.00
500	Gastos Generales y Utilidades				9.29
600	Imprevistos				7.49
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				82.38
800	Costo de Estudios, Supervisión				8.24
900	Impuestos y Aranceles				16.31
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				106.93

ANEXO No 5.1.6.4.2

LINEA EN 19 KV-1Ø MRT QUEQUENA-CHAPI, 23 km

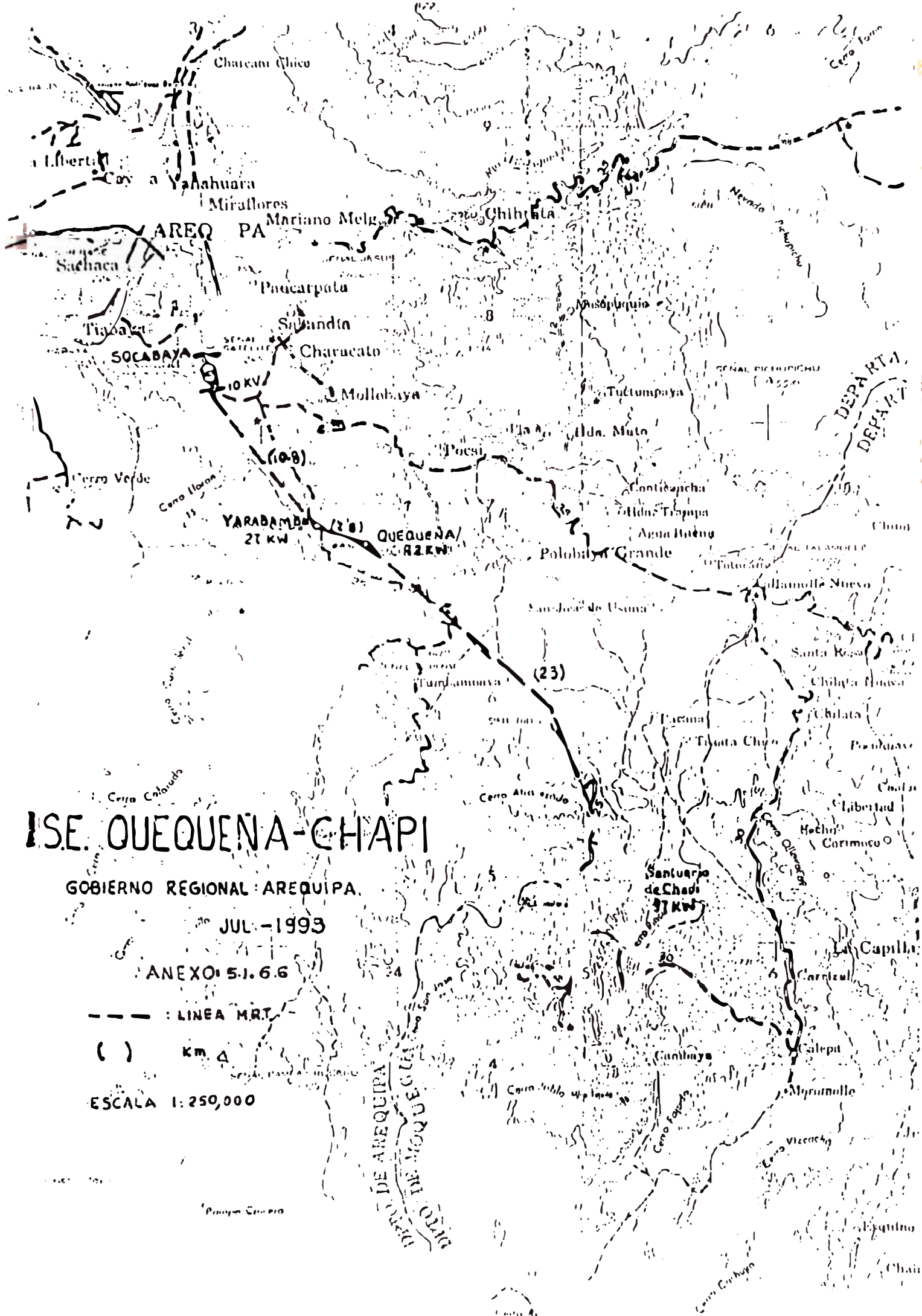
ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				11.29
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	126	0.075	9.45
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	23	0.080	1.84
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				11.99
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	126	0.045	5.67
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	126	0.010	1.26
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	46	0.110	5.06
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				13.77
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	23	0.544	12.51
132	Accesorios de conductores	Cjto	126	0.010	1.26
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				7.51
141	Retenida de anclaje	Cjto.	55	0.100	5.50
142	Accesorios para postes de madera	Cjto.	23	0.023	0.53
143	Puesta a tierra	Cjto.	37	0.040	1.48
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				7.25
151	Autotransformador 1Ø 19/1Ø KV, 100 kVA	U	1	3.500	3.50
152	Seccionador fusible 1Ø, 33 KV, 100 A	U	2	0.350	0.70
153	Seccionador fusible 1Ø, 1Ø KV, 100 A	U	2	0.250	0.50
154	Pararrayos 5 kA, 27 KV	U	1	0.350	0.35
153	Pararrayos 5 kA, 12 KV	U	2	0.300	0.60
154	Pórtico	Cjto.	1	1.000	1.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.600	0.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				51.81
200	Transporte				3.63
300	Montaje Electromecánico				12.95
400	Obras Civiles				1.00
500	Gastos Generales y Utilidades				9.58
600	Imprevistos				7.90
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				86.86
800	Costo de Estudios, Supervisión				8.69
900	Impuestos y Aranceles				17.20
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				112.75



----- LINEA H.R.T. EN 19 kV. ETAPA FINAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y  
ELECTRONICA

ANEXO S.L.B. 5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	QUEGUENA - CHAPI	REVISO LPG



# SE. QUEQUEÑA-CHAPI

GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA.

JUL - 1993

ANEXO 5.1.6.6

--- : LINEA M.R.T.

( ) Km Δ

ESCALA 1:250,000

Primer Camino

DEPARTAMENTO DE AREQUIPA  
 DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA

DEPARTAMENTO DE  
 DEPARTAMENTO

Santuario de Chapi  
37 KW

YARBAMBA  
27 KW

QUEQUEÑA  
42 KW

SOCABAYA

AREQUIPA

CHAPI

Chircani Chico

Chimu

Santa Rosa

Chilata Nueva

Chilata

Pandana

Canta

Libertad

Hochi

Corimuco

La Capilla

Carrizul

Calepu

Myraunullo

Vicede

Chaitino

Chait

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

Cerro Colorado

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. POLOBAYA**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR GESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 05

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 192 KW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): PULUBAYA  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
FOCSI	FOCSI	11.	13.	15.	17.	17.	18.	19.	19.	20.	21.
		21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	29.	30.
PIAZA	FOCSI	10.	12.	14.	16.	17.	18.	19.	19.	20.	21.
		22.	23.	24.	25.	26.	28.	29.	30.	31.	33.
PULUBAYA GRANDE	PULUBAYA	13.	15.	17.	19.	20.	21.	22.	22.	23.	24.
		25.	26.	27.	28.	29.	30.	31.	33.	34.	35.
PULUBAYA CHICO	PULUBAYA	29.	33.	38.	43.	44.	46.	49.	50.	52.	54.
		56.	58.	61.	63.	66.	68.	71.	73.	75.	77.
AGUA BUENA	PULUBAYA	5.	6.	6.	7.	8.	8.	8.	9.	9.	10.
		10.	10.	11.	11.	12.	13.	13.	13.	14.	15.
P.S.E. (KW)		68.	78.	90.	102.	105.	110.	115.	119.	124.	128.
PULUBAYA		135.	140.	146.	152.	157.	164.	171.	177.	184.	192.

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICOMSA  
 LOCALIDADES : 05

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 319 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : POLOBAYA  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
POCSI	POCSI	13.	16.	19.	22.	23.	24.	26.	27.	29.	30.
		32.	34.	36.	38.	40.	42.	45.	47.	50.	52.
PIACA	POCSI	13.	15.	18.	21.	22.	24.	26.	27.	29.	31.
		33.	35.	37.	40.	42.	45.	47.	50.	53.	57.
POLOBAYA GRANDE	POLOBAYA	16.	19.	22.	25.	26.	28.	30.	31.	33.	
		37.	40.	42.	44.	46.	49.	52.	55.	58.	
POLOBAYA CHICO	POLOBAYA	35.	41.	48.	55.	58.	62.	66.	69.	73.	73.
		82.	86.	92.	97.	102.	109.	114.	120.	126.	132.
AGUA BUENA	POLOBAYA	6.	7.	8.	10.	10.	11.	11.	13.	13.	14.
		15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	23.	25.	26.
P.S.E. (MWh-año)		84.	96.	115.	133.	140.	147.	159.	168.	177.	189.
POLOBAYA		200.	211.	224.	237.	250.	264.	280.	294.	312.	327.

## ANEXO No 5.1.6.2.1.

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE POLOBAYA

AÑO	DEMANDA	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO	
	DE ENERGIA	COMPRAS DE ENERGIA	INVER. EN LINEA	PERDIDAS DE ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO TERM.	MANTENI. DE OBRAS	COMBUST. Y LUBRIC.		TOTAL BENEF. (mil \$)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	
1994		6				6.00	48			48.00	42
1995	0.10	4.56	50	0.18	1.12	55.86		1.68	7.42	9.10	-47
1996	0.12	5.35	10	0.21	1.32	16.88		1.68	8.71	10.39	-6
1997	0.13	6.18	30	0.25	1.92	38.35		1.68	10.07	11.75	-27
1998	0.14	6.51		0.26	1.92	8.69		1.68	10.60	12.28	4
1999	0.15	6.93	41	0.28	2.74	50.95		1.68	11.29	12.97	-38
2000	0.16	7.39		0.30	2.74	10.43		1.68	12.04	13.72	3
2001	0.17	7.81		0.31	2.74	10.86	32	1.68	12.73	46.41	36
2002	0.18	8.23		0.33	2.74	11.30		2.80	13.41	16.21	5
2003	0.19	8.79		0.35	2.74	11.80		2.80	14.32	17.12	5
2004	0.20	9.30		0.37	2.74	12.41		2.80	15.15	17.95	6
2005	0.21	9.81		0.39	2.74	12.94		2.80	15.98	18.78	6
2006	0.22	10.42		0.42	2.74	13.57		2.80	16.97	19.77	6
2007	0.24	11.02		0.44	2.74	14.20		2.80	17.95	20.75	7
2008	0.25	11.63		0.47	2.74	14.83		2.80	18.94	21.74	7
2009	0.26	12.28		0.49	2.74	15.51	48	2.80	20.00	70.80	55
2010	0.28	13.02		0.52	2.74	16.28		4.48	21.21	25.69	9
2011	0.29	13.67		0.55	2.74	16.96		4.48	22.27	26.75	10
2012	0.31	14.51		0.58	2.74	17.83		4.48	23.63	28.11	10
2013	0.33	15.30	-27.40	0.61	2.19	-9.30	-42	4.48	24.92	-12.20	-3
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		13	6	0	-3	-5	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C		1.07	1.03	1.00	0.98	0.96	
COSTO ENERG. C/LINEA			(9)	c\$/kWh		12.26	13.21	14.18	15.15	16.13	
COSTO ENERGIA TERMICA			(10)	c\$/kWh		13.06	13.63	14.22	14.84	15.49	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						0.94	0.97	1.00	1.02	1.04	
TASA INTERNA DE RETORNO				%				12.23			

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Polobaya

(2) : Costo de energía 4.65 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Polobaya

(4) : Para PSE Polobaya se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión

(6) : \$ 400/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3.5 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 10 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada



CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE POLOBAYA Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERV.	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS				
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99
II. P.S.E. POLOBAYA	Provincia: Arequipa	En Año	Año		258		9	77	102	78
	(Localidades y Cargas Especiales)	Servicio	2013							
Línea 10 kV, 10 MRT, Mollebaya-Pocsi, 9 km	Pocsi	431	192	S/E.D.	56	+++// *****	6	50		
Redes de distribución 86 abonados	Pocsi			S/E.D.	30	+++// *****	3	27		
Línea 10 kV, 10 MRT, Pocsi-Polobaya, 9 km	Polobaya Grande y Polobaya Chico	1358	129	S/E.D.	40			++//**	40	
Redes de distribución 176 abonados	Polobaya Grande y Polobaya Chico			S/E.D.	62			++//**	62	
Línea 10 kV, 10 MRT, Piaca, Agua Buena, 6.0 km	Piaca y Agua Buena	640	48	S/E.D.	41				++//***	41
Redes de distribución 83 abonados	Polobaya, Pocsi, Piaca y Agua Buena			S/E.D.	29				++//***	29

+++++ Elaboración del estudio definitivo  
 ////// Financiamiento del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo

ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 10 KV-10 MRT MOLLERAYA-POCSI, 9 km

DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
	UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100 SUMINISTRO DE MATERIALES				
110 POSTES Y CRUCETAS				4.40
111 Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	49	0.075	3.68
112 Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	9	0.080	0.72
113 Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120 AISLADORES Y ACCESORIOS				2.86
121 Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	49	0.008	0.39
122 Espiga para soporte de aislador PIN	U	49	0.010	0.49
123 Cadena de aisladores con accesorios	U	18	0.110	1.98
130 CONDUCTORES ELECTRICOS				5.39
131 Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	9	0.544	4.90
132 Accesorios de conductores	Cjto	49	0.010	0.49
140 FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.91
141 Retenida de anclaje	Cjto.	21	0.100	2.10
142 Accesorios para postes de madera	Cjto	9	0.023	0.21
143 Puesta a tierra	Cjto.	15	0.040	0.60
150 SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				8.30
151 Autotransformador 10, 10/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152 Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	4	0.250	1.00
153 Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	2	0.350	0.70
154 Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
155 Puesta a tierra	Cjto.	1	0.600	0.60
100 Suministro de Materiales y Equipos				23.85
200 Transporte				1.67
300 Montaje Electromecánico				5.96
400 Obras Civiles				3.00
500 Gastos Generales y Utilidades				5.04
600 Imprevistos				3.95
700 COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				43.48
800 Costo de Estudios, Supervisión				4.35
900 Impuestos y Aranceles				0.61
1000 COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				56.43

ANEXO No 5.1.6.4.2

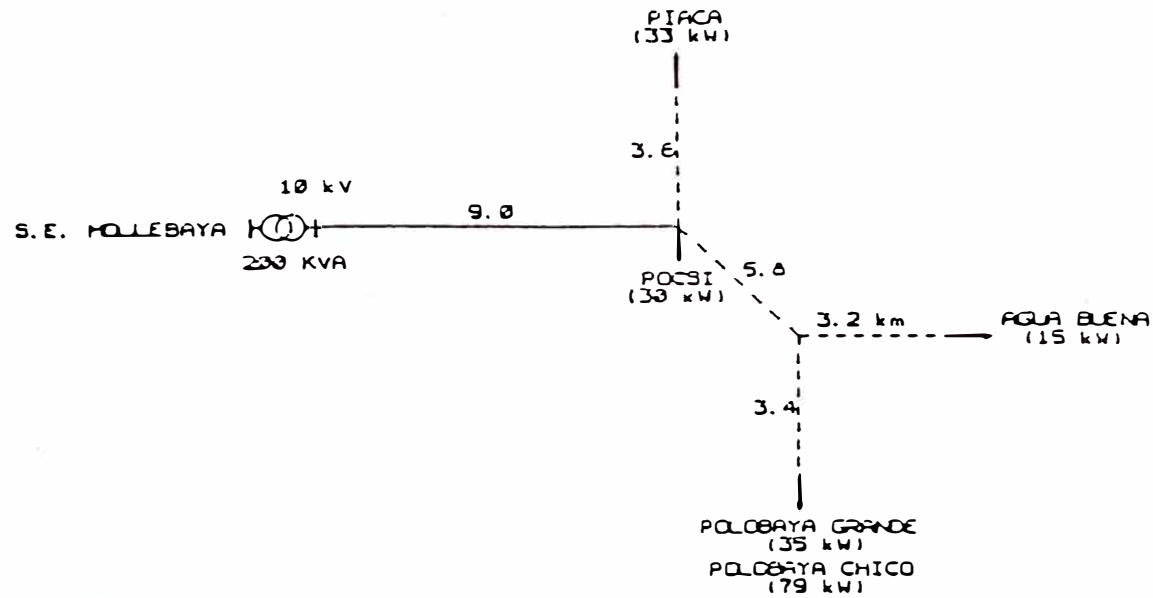
LINEA EN 10 KV-10 MRT POCASI-POLOBAYA, 9 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				4.40
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	49	0.075	3.60
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	9	0.080	0.72
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				2.86
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	49	0.000	0.39
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	49	0.010	0.49
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	18	0.110	1.98
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				5.39
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	9	0.544	4.90
132	Accesorios de conductores	Cjto	49	0.010	0.49
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.91
141	Retenida de anclaje	Cjto.	21	0.100	2.10
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	9	0.023	0.21
143	Puesta a tierra	Cjto.	15	0.040	0.60
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				2.20
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	1	0.250	0.25
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	1	0.350	0.35
154	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.600	0.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				17.75
200	Transporte				1.24
300	Montaje Electromecánico				4.44
400	Obras Civiles				1.00
500	Gastos Generales y Utilidades				3.45
600	Imprevistos				2.79
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				30.66
800	Costo de Estudios, Supervisión				3.07
900	Impuestos y Aranceles				6.07
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				39.80

ANEXO No 5.1.6.4.3

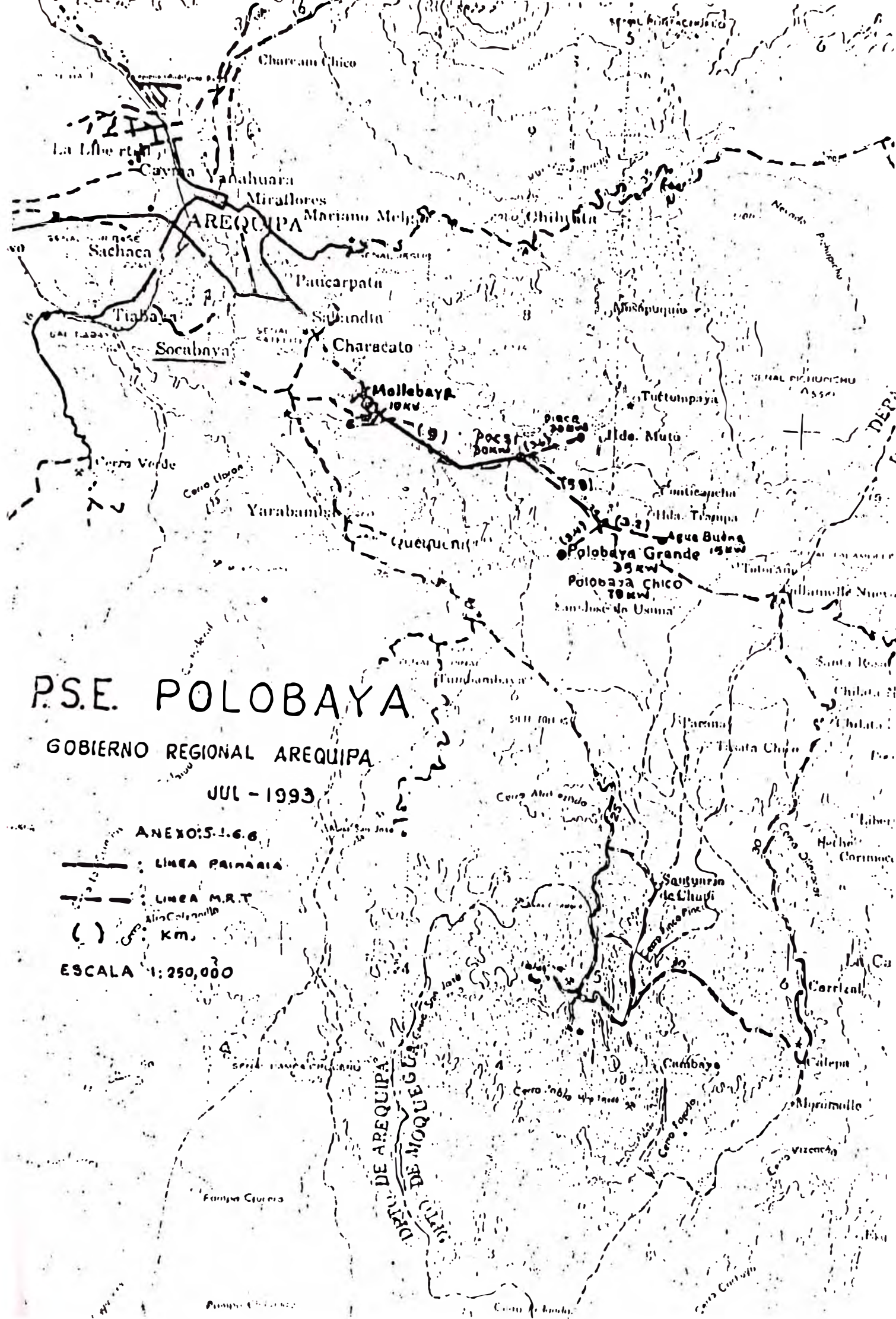
LINEA EN 10 kV-10 MRT A PIACA Y AGUA BUENA, 6.8 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				3.26
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	37	0.075	2.78
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	6	0.080	0.48
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				3.47
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	37	0.045	1.67
122	Espiga para soporte de aislador FIN	U	37	0.010	0.37
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	13	0.110	1.43
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				4.18
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	7	0.544	3.81
132	Accesorios de conductores	Cjto	37	0.010	0.37
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				2.20
141	Retenida de anclaje	Cjto.	16	0.100	1.60
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	7	0.023	0.16
143	Puesta a tierra	Cjto.	11	0.040	0.44
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				4.40
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	2	0.250	0.50
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	2	0.350	0.70
154	Pórtico	Cjto	2	1.000	2.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	2	0.600	1.20
100	Suministro de Materiales y Equipos				17.50
200	Transporte				1.22
300	Montaje Electromecánico				4.37
400	Obras Civiles				2.00
500	Gastos Generales y Utilidades				3.65
600	Imprevistos				2.87
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				31.62
800	Costo de Estudios, Supervisión				3.16
900	Impuestos y Aranceles				6.26
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				41.05



LEYENDA	
—	LINEA M.R.T. 1ª ET. - 3ª ET. FINAL
- - - -	LINEA M.R.T. ETAPA FINAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 5.1.6.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	POLOBAYA	REVISO LPG



# P.S.E. POLOBAYA

GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA

JUL - 1993

ANEXOS 1.6.6

— LINEA PRIMARIA

- - - LINEA M.R.T.

( ) Km.

ESCALA 1:250,000

DEPARTAMENTO DE AREQUIPA  
 DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. CARAVELI**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**



## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR DESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 19

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 696 MW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): CARAVELI  
 PROVINCIA(S) : CARAVELI, CONDESUYOS, CAMANA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CARAVELI	CARAVELI	187. 207.	198. 297.	209. 309.	222. 320.	230. 331.	238. 344.	248. 356.	257. 370.	267. 384.	277. 398.
EL PASAJE	CARAVELI	5. 10.	5. 10.	6. 10.	7. 11.	7. 11.	8. 12.	8. 13.	8. 13.	9. 14.	9. 14.
EL PASAJE	CARAVELI	8. 12.	6. 13.	6. 13.	7. 14.	8. 15.	8. 16.	9. 16.	10. 17.	10. 18.	11. 18.
CHUCULI	CARAVELI	8. 8.	8. 9.	5. 10.	5. 10.	5. 11.	6. 11.	6. 12.	7. 12.	8. 13.	8. 13.
LOS BLANCOS	CARAVELI	8. 6.	8. 6.	3. 7.	4. 7.	4. 7.	4. 8.	4. 8.	5. 8.	5. 9.	5. 9.
LORELLASCA	CARAVELI	8. 6.	8. 6.	3. 7.	4. 7.	4. 7.	4. 8.	4. 8.	5. 8.	5. 9.	5. 9.
GENERAL APUNCA	CARAVELI	8. 6.	8. 6.	3. 7.	4. 7.	4. 7.	4. 8.	4. 8.	5. 8.	5. 9.	5. 9.
GRAMADAL	CARAVELI	8. 5.	8. 6.	8. 6.	8. 7.	3. 7.	4. 7.	4. 8.	5. 8.	5. 9.	5. 9.
CAMUACHO	CAMUACHO	8. 20.	8. 30.	15. 32.	17. 35.	18. 36.	19. 38.	21. 39.	23. 41.	25. 43.	26. 45.
SIPOCA	CAMUACHO	8. 10.	8. 19.	10. 21.	11. 23.	12. 23.	13. 24.	14. 25.	15. 27.	16. 28.	17. 29.
LOSIF	RIO GRANDE	8. 14.	8. 15.	8. 15.	8. 16.	8. 16.	8. 17.	12. 18.	13. 18.	13. 19.	14. 20.
CHILLINAY	RIO GRANDE	8. 6.	8. 6.	8. 6.	8. 7.	8. 7.	8. 7.	5. 7.	5. 8.	6. 8.	6. 9.



## ANEXO No. 5.1.6.1

REGION : AFEQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 19

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 1168 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : CARAVELI  
 PROVINCIA(S) : CARAVELI, CONDESUYOS, CAMANA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CARAVELI	CARAVELI	300. 400.	319. 507.	330. 531.	363. 554.	370. 576.	393. 602.	412. 627.	429. 654.	448. 683.	468. 712.
CRUZ PATA	CARAVELI	6. 13.	7. 14.	8. 15.	9. 15.	10. 16.	10. 17.	11. 18.	11. 19.	12. 20.	13. 21.
DEL PASAJE	CARAVELI	8. 17.	8. 18.	8. 19.	9. 20.	10. 21.	11. 23.	12. 24.	13. 25.	14. 26.	15. 27.
EL COQUE	CARAVELI	8. 12.	8. 13.	6. 14.	7. 15.	7. 16.	8. 16.	8. 17.	9. 18.	10. 19.	11. 20.
ELLOS BLANCOS	CARAVELI	8. 6.	8. 9.	4. 9.	5. 10.	5. 11.	5. 11.	6. 12.	6. 12.	7. 13.	7. 14.
ELLOCLASCA	CARAVELI	8. 8.	8. 9.	4. 9.	5. 10.	5. 11.	5. 11.	6. 12.	6. 12.	7. 13.	7. 14.
EL CORRAL APUACA	CARAVELI	8. 8.	8. 9.	4. 9.	5. 10.	5. 11.	5. 11.	6. 12.	6. 12.	7. 13.	7. 14.
EL GRAMADAL	CARAVELI	8. 7.	8. 9.	8. 8.	8. 9.	4. 10.	5. 11.	5. 11.	6. 12.	6. 13.	7. 13.
EL HUACHO	CANUACHO	8. 39.	8. 41.	19. 46.	21. 49.	24. 52.	25. 55.	28. 57.	31. 61.	33. 64.	36. 68.
EL PISO	CANUACHO	8. 25.	8. 27.	12. 30.	14. 32.	15. 33.	16. 35.	18. 37.	20. 39.	21. 42.	23. 44.
EL PISO	FID GRANDE	8. 20.	8. 21.	6. 22.	8. 23.	8. 24.	8. 25.	16. 26.	17. 27.	18. 28.	19. 31.
EL PISO	FID GRANDE	8. 8.	8. 8.	6. 9.	8. 9.	8. 10.	8. 10.	7. 11.	7. 11.	7. 13.	8. 13.

18											
ISFACA	RIO GRANDE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7.	7.	7.	0.
		0.	0.	9.	9.	10.	10.	11.	11.	13.	13.
SANTA ROSA	RIO GRANDE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7.	7.	7.	0.
		0.	0.	9.	9.	10.	10.	11.	11.	13.	13.
FOYEREO-CHOCO	RIO GRANDE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	13.	13.	14.	15.
		15.	17.	17.	10.	19.	21.	21.	22.	23.	25.
LOUISCAYOC	RIO GRANDE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	10.	10.	11.	11.
		12.	12.	13.	14.	15.	15.	16.	17.	18.	19.
BLAUCE	RIO GRANDE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	10.	10.	11.	11.
		12.	12.	13.	14.	15.	15.	16.	17.	18.	19.
URASQUI	M.N.VALCARCEL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	12.	13.	13.	14.
		15.	15.	16.	17.	18.	18.	19.	20.	21.	22.
POSCO	M.N.VALCARCEL	0.	0.	0.	0.	20.	22.	24.	26.	27.	30.
		32.	35.	37.	40.	43.	46.	48.	51.	54.	57.

=====											
P.S.E. (MMh-año)		305.	333.	404.	436.	483.	507.	615.	649.	681.	718.
CARAVELI		752.	792.	836.	878.	910.	965.	1026.	1054.	1109.	1160.
=====											

ANEXO No 5.1.6.2.1.

EVALUACION ECONOMICA

SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE CARAVELI

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO NETO (mil \$)
		COMPRAS DE ENERGIA	INVER. EN LINEA	PERDIDAS EN ENERGIA	OPERAC. Y MANT.	TOTAL COSTOS	INVERS. GRUPO Y MANTENI. TERM. DE OBRA	COMBUST. Y LUBRIC.	
1994									
1995						64		64.00	64
1996	0.13	0.00	115		115.00		1.92 10.06	11.98	-103
1997	0.16	0.00	208	0.59 6.46	215.05		1.92 12.40	14.40	-201
1998	0.21	0.00	76	0.76 7.98	84.74		1.92 16.04	17.96	-67
1999	0.24	0.00	75	0.85 9.48	85.33	64	1.92 17.86	83.78	-2
2000	0.34	0.00	129	1.24 12.06	142.30		3.84 26.04	29.88	-112
2001	0.38	0.00		1.36 12.06	13.42		3.84 28.62	32.46	19
2002	0.41	0.00		1.40 12.06	13.54		3.84 31.04	34.88	21
2003	0.45	0.00		1.61 12.06	13.67	00	3.84 33.04	117.68	104
2004	0.48	0.00		1.77 12.06	13.79		6.24 35.32	42.60	29
2005	0.52	0.00		1.87 12.06	13.93		6.24 38.45	45.69	32
2006	0.56	0.00		2.03 12.06	14.09		6.24 42.70	49.02	35
2007	0.61	0.00		2.18 12.06	14.24		6.24 48.96	52.20	38
2008	0.65	0.00		2.33 12.06	14.39		6.24 48.99	55.23	41
2009	0.69	0.00		2.50 12.06	14.56		6.24 52.55	58.79	44
2010	0.73	0.00		2.65 12.06	14.71	64	6.24 55.66	125.90	111
2011	0.78	0.00		2.82 12.06	14.88		8.16 59.29	67.45	53
2012	0.84	0.00		3.02 12.06	15.08		8.16 63.46	71.62	57
2013	0.89	0.00	-121	3.20 9.65	-108	-78	8.16 67.32	-2.38	105
TASA DE DESCUENTO				%	8	10	12	14	16
VALOR ACTUAL NETO				mil \$	-62	-87	-103	-112	-116
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C	0.87	0.80	0.74	0.70	0.66
COSTO ENERG. C/C.H.		(9)		c\$/kWh	14.41	16.33	18.34	20.40	22.52
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)		c\$/kWh	12.56	13.09	13.64	14.21	14.81
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					1.15	1.25	1.34	1.44	1.52
TASA INTERNA DE RETORNO				%			5.19		

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Caraveli, sin considerar la energía generada por la C.H. Rinconada

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Caraveli

(4) : Para PSE Caraveli se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2 % de la inversión

(6) : \$ 400/kWh para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE CARAVELI Año 1993 - 2000  
( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERVIDA	DEMANDA kW	ESTADO	COSTO	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS						
						ACTUAL	TOTAL	1993	1994	1995	1996-97	1998-99
IXIII. P.S.E. CARAVELI	Prov: Caravelí, Condesuyo	En Año	Año		754					392	197	165
	Camaná	Servicio	2013									
	Localidades y Cargas Espec											
- Ampliación y afianza- miento C.H. Caravelí	P.S.E. Caravelí	5559		Oper.						++/**		
					115					115		
- Línea 10 kV-MRT, Caravelí- Posco-Urasqui, 40 km	El Pasaje, Cuculí, Llocllas, Blancos, Gramadal, Posco, Ur	1529	210	S/E.D.						++/**		
					200					200		
- Redes de distribución 198 abonados	El Pasaje, Cuculí, Llocllas, Blancos, Gramadal, Posco, Ur			S/E.D.						++/**		
					69					69		
- Línea 10 kV, MRT, C.H. Caravelí-Airoca, 33 km	Cahuacho y Airoca	1029	74	S/E.D.						++/**		
					151					151		
- Redes de distribución 133 abonados	Cahuacho y Airoca			S/E.D.						++/**		
					46					46		
- Línea 10 kV, 10 MRT, Local. Rurales, 24 km	Chillihuay, Ispaca, Sta. Rosal, Choco, Potrero, Quiscayoc, Ll	1302	87	S/E.D.							++/**	
					129							129
- Redes de distribución 104 abonados	Chillihuay, Ispaca, Sta. Rosal, Choco, Potrero, Quiscayoc, Ll			S/E.D.							++/**	36
					36							36

+++++ Elaboración del estudio definitivo

///// Financiamiento del Proyecto

\*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL

Oper. Operativa

S/E.D. Sin Estudios Definitivo

ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 10 kV-10 MRT CARAVELI-POSCO-URASQUI, 40km  
(El Pasaje, Cuculi, Llocillasca, Los Blancos, Gramadal, Posco, Urasqui)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				19.70
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	220	0.075	16.50
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	40	0.080	3.20
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				12.76
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	220	0.008	1.76
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	220	0.010	2.20
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	80	0.119	8.80
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				24.50
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	41	0.544	22.30
132	Accesorios de conductores	Cjto	220	0.010	2.20
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				13.12
141	Retenida de anclaje	Cjto.	96	0.100	9.60
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	40	0.023	0.92
143	Puesta a tierra	Cjto.	65	0.040	2.60
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				23.10
151	Transformador 10/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	10	0.250	2.50
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	8	0.350	2.80
154	Pórtico	Cjto	8	1.000	8.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	8	0.600	4.80
100	Suministro de Materiales y Equipos				93.18
200	Transporte				6.52
300	Montaje Electromecánico				23.30
400	Obras Civiles				6.00
500	Gastos Generales y Utilidades				18.27
600	Imprevistos				14.73
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				162.00
800	Costo de Estudios, Supervisión				14.18
900	Impuestos y Aranceles				31.71
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				207.89

ANEXO No 5.1.6.4.2





LINEA EN 10 kV-10 MRT C.H. CARAVELI- AIROCA, 33 km  
(Cahuacho y Airoca)

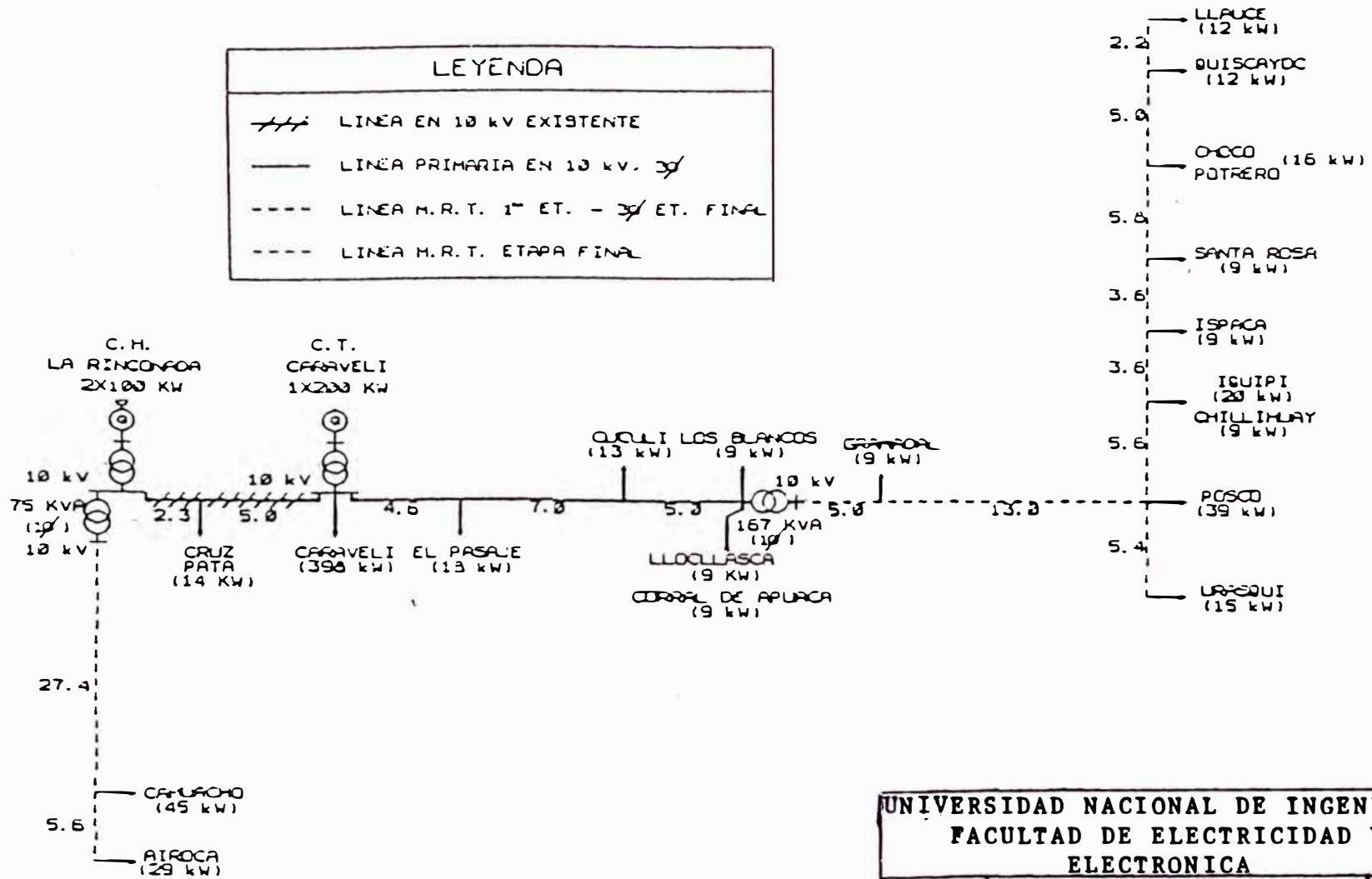
ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				16.22
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	181	0.075	13.58
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	33	0.080	2.64
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				10.52
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	181	0.008	1.45
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	181	0.010	1.81
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	66	0.110	7.26
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				19.76
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	33	0.544	17.95
132	Accesorios de conductores	Cjto	181	0.010	1.81
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				10.78
141	Retenida de anclaje	Cjto.	79	0.100	7.90
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	33	0.023	0.76
143	Puesta a tierra	Cjto.	53	0.040	2.12
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				12.55
151	Transformador 10/10 kV, 75 kVA	U	1	3.500	3.50
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	5	0.250	1.25
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	4	0.350	1.40
154	Pórtico	Cjto	4	1.000	4.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	4	0.600	2.40
100	Suministro de Materiales y Equipos				69.82
200	Transporte				4.89
300	Montaje Electromecánico				17.46
400	Obras Civiles				2.00
500	Gastos Generales y Utilidades				13.07
600	Imprevistos				10.72
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				117.96
800	Costo de Estudios, Supervisión				10.32
900	Impuestos y Aranceles				23.09
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				151.37

ANEXO No 5.1.6.4.3

LINEA EN 10 KV-10 MRT LOCALIDADES RURALES DEL PSE CARAVELI, 24 km  
(Chillihuay, Ispaca, Sta.Rosa, Choco, Potrero, Quiscayoc, Llauce)

DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
	UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100 SUMINISTRO DE MATERIALES				
110 POSTES Y CRUCETAS				11.82
111 Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	132	0.075	9.90
112 Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	24	0.080	1.92
113 Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120 AISLADORES Y ACCESORIOS				7.66
121 Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	132	0.008	1.06
122 Espiga para soporte de aislador PIN	U	132	0.010	1.32
123 Cadena de aisladores con accesorios	U	48	0.110	5.20
130 CONDUCTORES ELECTRICOS				14.38
131 Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	24	0.544	13.06
132 Accesorios de conductores	Cjto	132	0.010	1.32
140 FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				7.81
141 Retenida de anclaje	Cjto.	57	0.100	5.70
142 Accesorios para postes de madera	Cjto	24	0.023	0.55
143 Puesta a tierra	Cjto.	39	0.040	1.56
150 SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				17.60
151 Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	8	0.250	2.00
152 Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	8	0.350	2.80
153 Pórtico	Cjto	8	1.000	8.00
154 Puesta a tierra	Cjto.	8	0.600	4.80
100 Suministro de Materiales y Equipos				59.26
200 Transporte				4.15
300 Montaje Electromecánico				14.82
400 Obras Civiles				2.00
500 Gastos Generales y Utilidades				11.17
600 Imprevistos				9.14
700 COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				100.54
800 Costo de Estudios, Supervisión				8.80
900 Impuestos y Aranceles				19.68
1000 COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				129.01

LEYENDA	
	LÍNEA EN 10 KV EXISTENTE
	LÍNEA PRIMARIA EN 10 KV. $\phi$
	LÍNEA M.R.T. 1ª ET. - $\phi$ ET. FINAL
	LÍNEA M.R.T. ETAPA FINAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		
ANEXO 5.1.6.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	CARAVELI	REVISO LPG



# P.S.E. CARAVELI

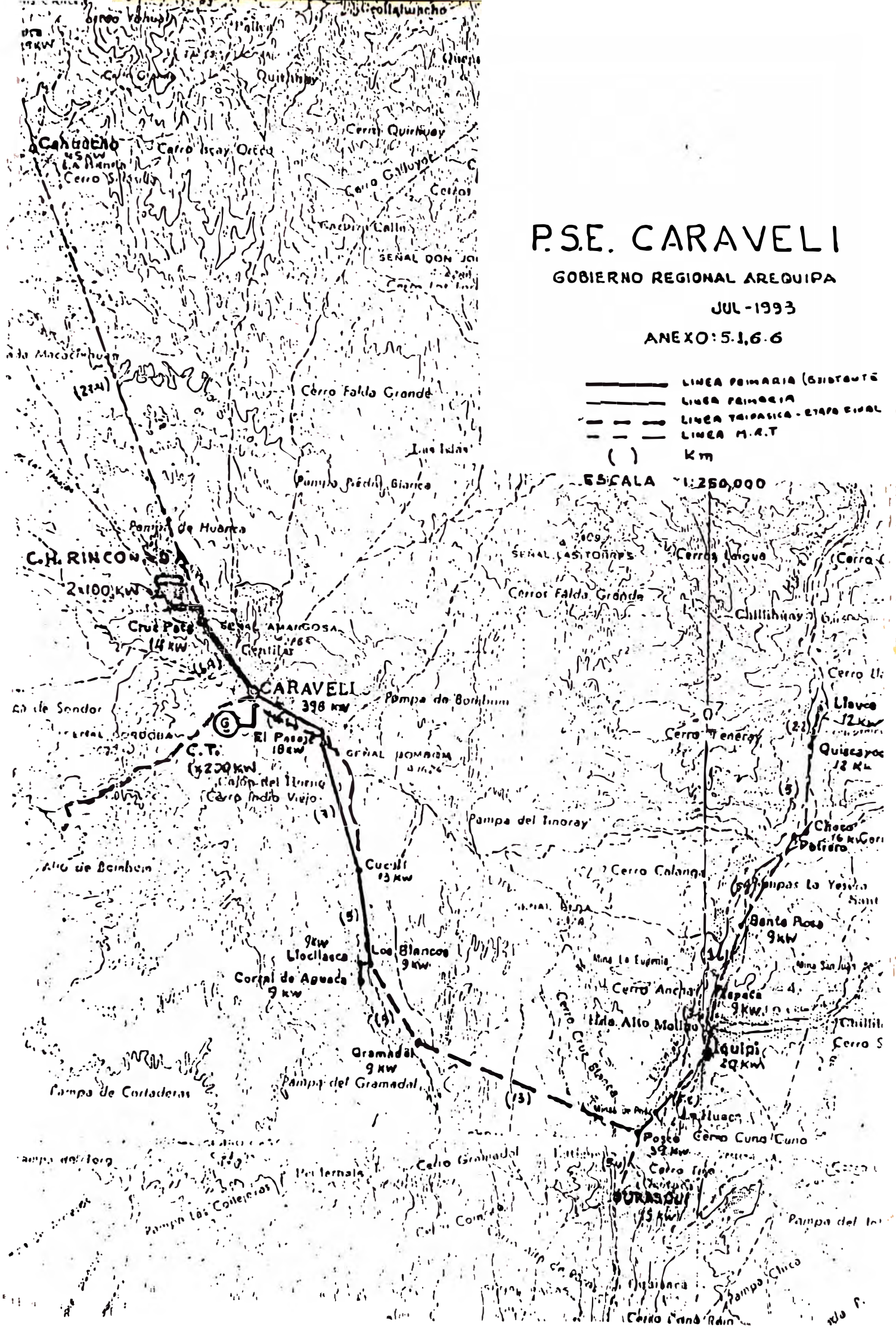
GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA

JUL-1993

ANEXO: 5.1.6.6

- LINEA PRIMARIA (SUBSTANTE)
- LINEA PRIMARIA
- - - - LINEA TRANSICION - ETAPA FINAL
- - - - LINEA M.A.T
- ( ) Km

ESCALA 1:250,000



C.H. RINCONADA  
2100 kW

CARAVELI  
398 kW

Cruz Pata  
14 kW

C.T.  
(3200 kW)

El Pasaje  
18 kW

Cucilli  
13 kW

Cortal de Aguada  
9 kW

Los Blancos  
9 kW

Gramadal  
9 kW

Santa Rosa  
9 kW

Mispaca  
9 kW

Alquipi  
29 kW

Posto Cerro Cuno Cuno  
32 kW

URASQUI  
15 kW

Llucos  
12 kW

Quiscayoc  
12 kW

Chocor  
16 kW

Polistro

Mina San Juan

Chillib

Cerro S

Cerro Cuno Cuno

Cerro C

Pampa del In

Pampa Chico

da P.

**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. ORCOPAMPA**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 06

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 4219 KW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): ORCOPAMPA  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ORCOPAMPA	ORCOPAMPA	0. 135.	0. 144.	75. 154.	81. 164.	88. 171.	95. 179.	101. 186.	109. 194.	117. 203.	124. 212.
HUANACAPAMPA	ORCOPAMPA	2. 9.	0. 10.	0. 10.	0. 11.	6. 12.	6. 12.	7. 13.	8. 13.	8. 14.	8. 15.
SANTAYMARCA	ORCOPAMPA	2. 20.	0. 22.	12. 23.	13. 25.	13. 26.	14. 27.	16. 28.	17. 30.	18. 31.	19. 32.
MOCAHUANCA	ORCOPAMPA	0. 11.	0. 13.	6. 13.	7. 14.	8. 15.	8. 15.	9. 16.	9. 17.	10. 17.	11. 18.
CHILCAIMARCA	CHILCAIMARCA	2. 14.	0. 16.	0. 17.	9. 18.	9. 18.	10. 19.	11. 20.	12. 21.	12. 21.	13. 22.
CHAPACONGO	CHILCAIMARCA	0. 12.	0. 13.	0. 13.	0. 14.	7. 15.	8. 17.	9. 17.	9. 18.	10. 19.	11. 20.
P.S.E. (KW)		0.	0.	101.	109.	131.	141.	152.	164.	176.	184.
ORCOPAMPA		202.	217.	230.	245.	257.	269.	280.	292.	305.	319.

CARGAS ESPECIALES

MINA ORCOPAMPA	ORCOPAMPA	0. 3900.	0. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3922. 3922.
CARGAS ESPECIALES (KW)		0. 3900.	0. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3900. 3900.	3922. 3922.

P.S.E. (KW)		0.	0.	4301.	4309.	4331.	4341.	4352.	4364.	4376.	4388.
ORCOPAMPA		4182.	4117.	4130.	4145.	4157.	4169.	4180.	4192.	4205.	4219.

## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR CESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 06

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 27013 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : ORCOPAMPA  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ORCOPAMPA ORCOPAMPA	0. 184.	0. 199.	92. 210.	100. 231.	110. 244.	121. 250.	131. 272.	143. 288.	156. 304.	169. 320.
HUANACARANA ORCOPAMPA	0. 12.	0. 13.	0. 14.	0. 15.	7. 17.	0. 10.	0. 19.	10. 19.	10. 20.	11. 22.
TINTAYMARCA ORCOPAMPA	0. 20.	0. 31.	14. 33.	16. 35.	17. 37.	10. 39.	20. 41.	22. 44.	24. 46.	26. 49.
MISAHUANGA ORCOPAMPA	0. 15.	0. 17.	0. 10.	9. 19.	10. 21.	11. 22.	12. 23.	12. 25.	14. 26.	15. 27.
CHILCAIMARCA CHILCAIMARCA	0. 20.	0. 22.	10. 23.	11. 25.	12. 26.	13. 27.	14. 29.	15. 30.	16. 32.	18. 34.
CHAPACCOO CHILCAIMARCA	0. 16.	0. 17.	0. 17.	0. 19.	9. 21.	10. 23.	11. 24.	12. 25.	13. 26.	14. 28.
F.S.E. (MWh-año) ORCOPAMPA	0. 274.	0. 298.	124. 320.	136. 344.	165. 366.	180. 380.	196. 409.	215. 431.	232. 455.	252. 482.
CARGAS ESPECIALES										
*IND ORCOPAMPA ORCOPAMPA	0. 27331.	0. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.
CARGAS ESPECIALES (MWh-año)	0. 27331.	0. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.	27331. 27331.
P.S.E. (MWh-año) ORCOPAMPA	0. 27005.	0. 27029.	27455. 27651.	27467. 27675.	27496. 27697.	27511. 27719.	27527. 27740.	27546. 27762.	27563. 27796.	27603. 27913.



## ANEXO No 5.1.6.2.1.

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE ORCOPAMPA

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO NETO (mil \$)		
		COMPRAS DE ENERGIA LINEA (3)	INVER. EN ENERGIA (4)	PERDIDAS OPERAC. Y MANT. (5)	TOTAL COSTOS (6)	INVERS. GRUPO Y TERM. (6)	MANTENI. Y OBRA LUBRIC. (7)	COMBUSTIBLE Y BENEF. (8)			
1994											
1995											
1996	0.12		448		448.00	64		64.00	-384		
1997	0.14	0.00	127	0.38	5.75	133.13	1.92	10.30	12.22	-121	
1998	0.17	0.00		0.46	5.75	6.21	1.92	12.50	14.42	8	
1999	0.18	0.00		0.50	5.75	6.25	1.92	13.63	15.55	9	
2000	0.20	0.00		0.55	5.75	6.30	64	1.92	14.85	80.77	74
2001	0.22	0.00		0.60	5.75	6.35		3.84	16.29	20.13	14
2002	0.23	0.00		0.65	5.75	6.40		3.84	17.57	21.41	15
2003	0.25	0.00		0.71	5.75	6.46		3.84	19.09	22.93	16
2004	0.27	0.00	192	0.77	7.67	200.44		3.84	20.75	24.59	-176
2005	0.30	0.00		0.83	7.67	8.50		3.84	22.57	26.41	18
2006	0.32	0.00		0.90	7.67	8.57		3.84	24.24	28.08	20
2007	0.34	0.00		0.96	7.67	8.63		3.84	26.06	29.90	21
2008	0.37	0.00		1.02	7.67	8.69		3.84	27.72	31.56	23
2009	0.39	0.00		1.09	7.67	8.76		3.84	29.39	33.23	24
2010	0.41	0.00		1.15	7.67	8.82		3.84	30.98	34.82	26
2011	0.43	0.00		1.21	7.67	8.88	64	3.84	32.65	100.49	92
2012	0.46	0.00		1.27	7.67	8.94		3.84	34.46	38.30	29
2013	0.48	0.00	-330	1.35	4.37	-324.28	-64	3.84	36.51	-23.65	301
TASA DE DESCUENTO				%		8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$		-255	-266	-270	-268	-262	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C		0.50	0.45	0.41	0.38	0.35	
COSTO ENERG. C/C.H.			(9)	c\$/kWh		25.46	29.60	33.87	38.26	42.74	
COSTO ENERGIA TERMICA			(10)	c\$/kWh		12.82	13.34	13.87	14.40	14.94	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						1.99	2.22	2.44	2.66	2.86	
TASA INTERNA DE RETORNO				%				0.13			

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Orcopampa

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Orcopampa

(4) : Para PSE Orcopampa se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de la C.H. se estiman en 1 % de la inversión

(6) : \$ 400/kW para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE ORCOPAMPA Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERV.	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS				
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99
XIV. P.S.E. ORCOPAMPA	Provincia: Castilla	En Año	Año		832				575	257
	Localidades y Cargas Especiales	Servicio	2013							
- C.H. Orcopampa 320 kW	P.S.E. Orcopampa	3446	319	E.M.				+++/**		/**
				Orcop.	640				440	192
- Línea 10 kV, 10 MRT al local. Rurales, 24 km	Huancarama, Chilacamarca, Tintaymarca, Chapoco, Misahl	1434	107	S/E.D.				+++/**		
					127				127	
- Redes de distribución 186 abonados	Huancarama, Chilacamarca, Tintaymarca, Chapoco, Misahl			S/E.D.						+++/**
					65					65

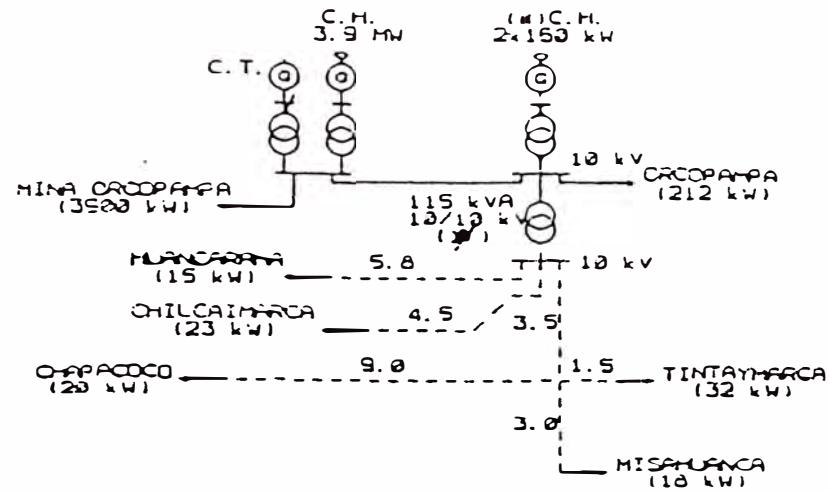
+++++ Elaboración del estudio definitivo  
 /////// Financiamiento del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 E.M.Orcop. Energía Mina Orcopampa  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo

ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 10 KV-10 MRT A LOCALIDADES RURALES PSE ORCOPAMPA, 24 km  
(Huancarama, Chilacamarca, Tintaymarca, Chapoco, Misahuanca)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				11.82
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	132	0.075	9.90
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	24	0.080	1.92
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				7.66
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	132	0.008	1.06
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	132	0.010	1.32
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	48	0.110	5.28
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				14.38
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	24	0.544	13.06
132	Accesorios de conductores	Cjto	132	0.010	1.32
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				7.81
141	Retenida de anclaje	Cjto.	57	0.100	5.70
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	24	0.023	0.55
143	Puesta a tierra	Cjto.	39	0.040	1.56
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				17.70
151	Transformador 10/10 kV, 100 kVA	U	1	4.000	4.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	8	0.250	2.00
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	6	0.350	2.10
154	Pórtico	Cjto	6	1.000	6.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	6	0.600	3.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				59.36
200	Transporte				4.16
300	Montaje Electromecánico				14.84
400	Obras Civiles				1.00
500	Gastos Generales y Utilidades				10.94
600	Imprevistos				9.03
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				99.33
800	Costo de Estudios, Supervisión				8.69
900	Impuestos y Aranceles				19.44
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				127.46



LEYENDA	
—	LINEA PRIMARIA
- - - -	LINEA M. R. T. ETAPA FINAL

(\*) C.H. 2x150 kW que requiere estudio de Ingeniería.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y  
ELECTRONICA**

ANEXO 5.1.6.5	DIAGRAMA UNIFILAR PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W. A. M. E.	ORCOPAMPA	REVISO LPG





**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. QUICACHA**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 04

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 193 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : QUICACHA  
 PROVINCIA(S) : CARAVELI  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
QUICACHA	QUICACHA	0. 38.	0. 43.	0. 47.	0. 50.	0. 53.	0. 56.	20. 59.	27. 63.	31. 66.	34. 70.
TAPED	QUICACHA	0. 21.	0. 23.	0. 26.	0. 28.	0. 29.	0. 30.	0. 32.	0. 34.	17. 36.	19. 38.
TONGO	QUICACHA	0. 23.	0. 25.	0. 28.	0. 29.	0. 31.	0. 33.	0. 35.	0. 36.	18. 39.	20. 41.
CHAPARPA	CHAPARPA	0. 24.	0. 27.	0. 30.	0. 31.	0. 33.	0. 35.	15. 37.	19. 39.	20. 41.	22. 44.
P.S.E. (MWh-año)		0.	0.	0.	0.	0.	0.	39.	45.	86.	95.
QUICACHA		106.	118.	131.	139.	147.	154.	164.	173.	182.	193.

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR DESTE  
 CONSTRUCTORA : PRICONSA  
 LOCALIDADES : 04

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 125 MW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): QUICACHA  
 PROVINCIA(S) : CARAVELI  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
QUICACHA	QUICACHA	0. 27.	0. 30.	0. 33.	0. 35.	0. 36.	0. 38.	10. 40.	20. 41.	23. 43.	25. 45.
TAMEO	QUICACHA	0. 15.	0. 16.	0. 18.	0. 19.	0. 20.	0. 21.	0. 22.	0. 23.	13. 24.	14. 25.
TONEO	QUICACHA	0. 16.	0. 18.	0. 20.	0. 20.	0. 21.	0. 22.	0. 23.	0. 24.	13. 26.	14. 25.
CHAPARRA	CHAPARRA	0. 17.	0. 19.	0. 21.	0. 22.	0. 23.	0. 24.	12. 25.	13. 26.	14. 27.	16. 29.
P.S.E. (MW)		0.	0.	0.	0.	0.	0.	30.	33.	63.	69
QUICACHA		76.	84.	92.	96.	100.	104.	109.	114.	119.	125

## ANEXO No 5.1.6.2.1

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO AL PSE QUICACHA

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)	
		DE ENERGIA LINEA (3)	EN ENERGIA (4)	DE Y MANT. COSTOS (5)	TOTAL (5)	INVERS. GRUPO Y TERM. (6)	MANTENI. Y OBRA LUBRIC. (7)	COMBUST Y BENEF. (8)	TOTAL (8)		
1994											
1995											
1996		175			175.00	24		24.00		-151	
1997	0.03	0.00	64	0.08	2.39	66.47	0.72	2.12	2.84	-64	
1998	0.03	0.00		0.08	2.39	2.47	0.72	2.27	2.99	1	
1999	0.04	0.00		0.10	2.39	2.49	0.72	2.65	3.37	1	
2000	0.04	0.00		0.11	2.39	2.50	0.72	2.95	3.67	1	
2001	0.05	0.00	75	0.13	3.14	78.27	0.72	3.41	4.13	-74	
2002	0.09	0.00		0.24	3.14	3.38	0.72	6.51	7.23	4	
2003	0.10	0.00		0.27	3.14	3.41	0.72	7.20	7.92	5	
2004	0.11	0.00		0.30	3.14	3.44	28	0.72	8.03	33	
2005	0.12	0.00		0.33	3.14	3.47	1.56	8.94	10.50	7	
2006	0.13	0.00		0.37	3.14	3.51	1.56	9.92	11.48	8	
2007	0.14	0.00		0.39	3.14	3.53	1.56	10.53	12.09	9	
2008	0.15	0.00		0.41	3.14	3.55	1.56	11.13	12.69	9	
2009	0.15	0.00		0.43	3.14	3.57	1.56	11.66	13.22	10	
2010	0.16	0.00		0.46	3.14	3.60	1.56	12.42	13.98	10	
2011	0.17	0.00		0.48	3.14	3.62	24	1.56	13.10	35	
2012	0.18	0.00		0.51	3.14	3.65	1.56	13.79	15.35	12	
2013	0.19	0.00	-138	0.54	3.14	-134.12	-32	1.56	14.62	-15.82	118
TASA DE DESCUENTO			%		8	10	12	14	16		
VALOR ACTUAL NETO			mil \$		-133	-136	-136	-133	-130		
RELACION BENEFICIO/COSTO			B/C		0.40	0.35	0.31	0.28	0.26		
COSTO ENERG. C/LINEA			(9) c\$/kWh		33.90	40.71	48.12	56.16	64.80		
COSTO ENERGIA TERMICA			(10) c\$/kWh		13.39	14.11	14.88	15.71	16.60		
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					2.53	2.88	3.23	3.57	3.90		
TASA INTERNA DE RETORNO			%				-0.77				

(1) : Demanda de energía del pequeño sistema eléctrico de Quicacha

(3) : Costos de implementación de proyectos para PSE Quicacha

(4) : Para PSE Quicacha se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 1 % de la inversión

(6) : \$ 400/kWh para satisfacer el crecimiento de la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 3 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE QUICACHA Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERV.	DEMANDA kW	ESTADO ACTUAL	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS				
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99
IXV. P.S.E. QUICACHA	Provincia: Caravelí	En Año	Año		409				311	98
	Localidades y Cargas Espec	Servicio	2013							
- C.H. Quicacha 125 kW	P.S.E. Quicacha	1369	125	S/E.D.					+++****	/***
					250				175	75
- Línea 10 kV, Quicacha	Quicacha, Chaparra, Tambo	1369	125	S/E.D.					+++****	
Chaparra, 14.8 km	ly Tongo				74				74	
- Redes de distribución	Quicacha, Chaparra, Tambo			S/E.D.					+++****	+++/**
178 abonados	ly Tongo				85				62	23

++++++ Elaboración del estudio definitivo  
 /////// Financiamiento del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo

ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 10 kV-10 MRT QUICACHA-CHAPARRA, 14.8 km

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				7.27
111	Poste de madera C-6/G-D, 11 m	U	82	0.075	6.15
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	14	0.080	1.12
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				4.56
121	Aislador tipo ANSI clase 55-5	U	82	0.008	0.66
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	82	0.010	0.82
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	28	0.110	3.00
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				8.86
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	14.8	0.544	8.05
132	Accesorios de conductores	Cjto	81	0.010	0.81
140	FERRETERIA Y MATERIAL ACCESORIO				4.55
141	Retenida de anclaje	Cjto.	33	0.100	3.30
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	16	0.023	0.37
143	Puesta a tierra	Cjto.	22	0.040	0.88
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				8.65
151	Transformador 10/10 kV, 167 kVA	U	1	5.000	5.00
152	Seccionador fusible 10, 10 kV, 100 A	U	4	0.250	1.00
153	Pararrayos 5 kA, 12 kV	U	3	0.350	1.05
154	Pórtico	Cjto	1	1.000	1.00
155	Puesta a tierra	Cjto.	1	0.600	0.60
100	Suministro de Materiales y Equipos				33.89
200	Transporte				2.37
300	Montaje Electromecánico				8.47
400	Obras Civiles				1.00
500	Gastos Generales y Utilidades				6.35
600	Imprevistos				5.21
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				57.29
800	Costo de Estudios, Supervisión				5.73
900	Impuestos y Aranceles				11.34
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				74.36





QUICACHA  
45 KW

C.H.  
125 KW  
(PROYECTO)

CHIRACACA  
25 KW

# P.S.E. QUICACHA

GOBIERNO REGIONAL AREQUIPA

JUL 1993

ANEXO: 3.16.6

LINEA PRIMARIA

Km

ESCALA 1:250,000



**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**S.E. MINA SHILA Y PAULA**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**

ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 3000 MW  
 SUMINISTRO ELECTRICO MINAS SHILA Y PAULA  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MINA SHILA	CHACHAS	500. 1500.	500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.
MINA PAULA	CHACHAS (PROYECTO)	0. 1500.	0. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.	1500. 1500.
CARGAS ESPECIALES (MW)		500. 3000.	500. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.	3000. 3000.

ANEXO No

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : PRICONSA

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 21024 (MWh-año)  
 SUMINISTRO ELECTRICO MINAS SHILA Y PAULA  
 PROVINCIA(S) : CASTILLA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MINA SHILA	CHACHAS	3504. 10512.	3504. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.
MINA PAULA	CHACHAS (PROYECTO)	0. 10512.	0. 10512.	3504. 10512.	3504. 10512.	3504. 10512.	3504. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.	10512. 10512.
CARGAS ESPECIALES (MWh-año)		3504. 21024.	3504. 21024.	14016. 21024.	14016. 21024.	14016. 21024.	14016. 21024.	21024. 21024.	21024. 21024.	21024. 21024.	21024. 21024.

ANEXO No 5.1.6.2.1

EVALUACION ECONOMICA

SUMINISTRO ELECTRICO A MINAS SHILA Y PAULA

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$			BENEFICIO NETO (mil \$)	
		CONTRATO DE COMPRA DE ENERGIA (3)	INVER. EN LINEA (4)	PERDIDAS DE ENERGIA (5)	OPERAC. Y MANT. COSTOS (5)	INVER. DE GRUPO (6)	MANTENI. Y OBRA LUBRIC. (7)	COMBUST. Y BENEF. (8)		
1994		2057			2057	1219		1219	-838	
1995		4317			4317		78.0	0	-4239	
1996	3.50	0	8.4	140.2	149		78.0	265	195	
1997	10.51	0	25.2	140.2	165		78.0	796	709	
1998	14.02	0	33.6	140.2	174	325	78.0	1062	1291	
1999	14.02	0	33.6	140.2	174		78.0	1062	966	
2000	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2001	21.02	0	50.5	140.2	191	650	78.0	1592	2130	
2002	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2003	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2004	21.02	0	50.5	140.2	191	650	78.0	1592	2130	
2005	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2006	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2007	21.02	0	50.5	140.2	191	600	78.0	1592	2030	
2008	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2009	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2010	21.02	0	50.5	140.2	191	600	78.0	1592	2030	
2011	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2012	21.02	0	50.5	140.2	191		78.0	1592	1400	
2013	21.02	0	-2125	50.5	93.5	-1981	-1230	78.0	1592	440
TASA DE DESCUENTO			%		8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO			mil \$		6639	4813	3409	2322	1472	
RELACION BENEFICIO/COSTO			B/C		2.01	1.76	1.56	1.40	1.26	
COSTO ENERG. C/C.H.		(9)	c\$/kWh		4.78	5.57	6.42	7.35	8.33	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)	c\$/kWh		9.58	9.79	10.02	10.26	10.51	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					0.50	0.57	0.64	0.72	0.79	
TASA INTERNA DE RETORNO			%				21.27			

- (1) : Demanda de energía de las minas Shila y Paula  
 (3) : Costos Central Hidraulica 3 MW, y línea en 23 kV Mina Shila-Mina Paula  
 (4) : Se estiman 4 % de prdidas de energía en las líneas  
 (5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión  
 (6) : \$ 650/kW para satisfacer la demanda con CC.TT.  
 (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 4 % de la inversión  
 (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante  
 (9) : Costo resultante de la energía  
 (10): Costo de generación trmica aislada

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL SUMINISTRO ELECTRICO A MINAS SHILA Y PAULA Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dólares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERVIDA	DEMANDA KW	ESTADO	COSTO TOTAL	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS							
						1993	1994	1995	1996-97	1998-99	2000-13		
XVII. MINAS SHILA Y PAULA	Provincia: Castilla	En Año	Año		16374	70	1987	4317					
	Cargas Espec:	Servicio	2013										
C.H. 3 MW	Mina Shila y futura mina Paula		3000	S/E.D.		+++//*** *****							
					15700	70	1970	3660					
- Línea 23 kV, C.H. - Mil Shila-Mina Paula, 33			3000	S/E.D.			+++//***						
					674		17	657					

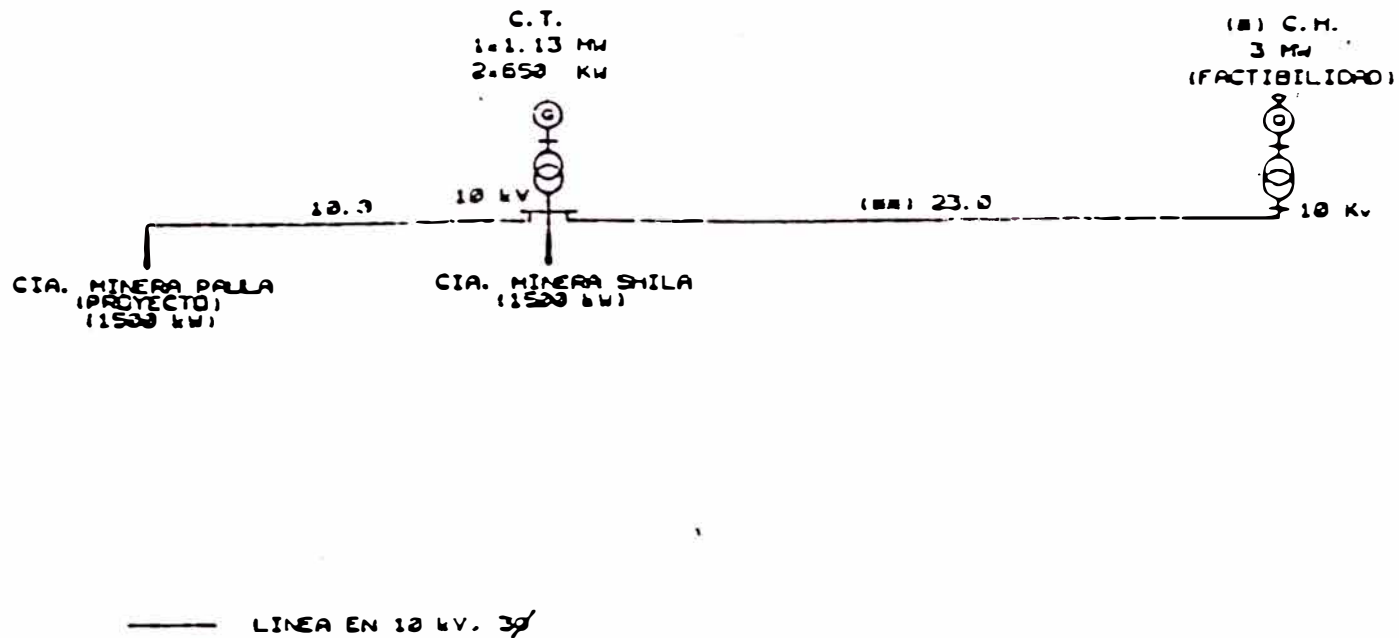
+++++ Elaboración del estudio definitivo  
 // Financialmente del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo

ANEXO No 5.1.6.4.1

LINEA EN 23 KV C.H. C.H.-MINA SHILA-MINA PAULA, 33 km  
(Suministro eléctrico a las minas Shila y Paula)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS DE MADERA				6.01
111	Poste de madera 11 m, c 6, g C	U	16	0.075	1.20
112	Poste de madera 13 m, c 5, g C	U	33	0.080	2.64
113	Cruceta de madera 100x125x3000 mm	U	217	0.010	2.17
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				39.02
121	Aisladores tipo PIN clase 56-2	U	663	0.016	10.61
122	Espigas para poste y cruceta	U	663	0.010	6.63
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	198	0.110	21.78
130	CONDUCTORES				123.75
131	Conductor de Cu de 35 mm <sup>2</sup>	km	102	1.192	121.58
132	Accesorios del conductor	Cjto	217	0.010	2.17
140	FERRETERIA Y PUESTA A TIERRA				35.18
141	Perno ojo con tuerca y arandela	U	114	0.005	0.57
142	Tuerca ojo	U	219	0.003	0.66
143	Perno maquinado c/tuerca y contratuerca	U	1086	0.002	3.77
144	Brazo angular de 0.75 m	U	527	0.003	1.58
145	Perno doble armado c/4 tuercas	U	190	0.002	0.38
146	Ferretería diversa p/estructura de madera	U	301	0.015	4.52
147	Retenidas	U	103	0.100	10.30
148	Puesta a tierra	U	335	0.040	13.40
150	EQUIPO DE SUBESTACIONES				144.30
151	Transformador 30, 4.16/23 kV, 3 MVA	U	1	30.000	30.00
152	Transformador 30, 23/BT kV, 1.5 MVA	U	2	22.000	44.00
153	Reconectador 30, 23 kV, 400 A	U	2	14.000	28.00
154	Seccionador fusible 10, 23 kV, 200 A	U	9	0.350	3.15
155	Celda c/ TT, TC y equipo de medición	U	2	9.000	18.00
156	Pararrayos 21 kV, 10 kA	U	9	0.350	3.15
157	Pórtico	Cjto	3	3.000	9.00
158	Puesta a tierra	Cjto.	3	3.000	9.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				348.26
200	Transporte				24.38
300	Montaje Electromecánico				87.06
400	Obras Civiles				60.00
500	Gastos Generales y Utilidades				77.69
600	Imprevistos				59.74
700	Costo de Estudios, Supervisión				16.43
800	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (100+...+700)				673.55



(M) C.M. que requiere estudio de factibilidad.  
 (M) Distancia estimada.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y**  
**ELECTRONICA**

ANEXO 5.1.6.5	DIAGRAMA UNIFILAR SUMINISTRO ELECTRICO A	ANALIZO LPG/JCZ
DIBUJO W.A.M.E.	MINAS SHILA Y PAULA	REVISO LPG





**PLAN DE EXPANSION DE LA  
FRONTERA ELECTRICA DE AREQUIPA**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE**

**P.S.E. UBINAS - TARUCANI**

**GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA**

**AREQUIPA - PERU**

**JULIO - 1993**



## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRIGNSA  
 LOCALIDADES : 12

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA : 2035 MW  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.): UBINAS-TARUCANI  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
TARUCANI	S. JUAN TARUCANI	0. 47.	0. 51.	0. 53.	0. 57.	31. 61.	33. 65.	35. 67.	38. 70.	41. 73.	44. 76.
AFOCDO	S. JUAN TARUCANI	0. 5.	0. 6.	0. 6.	0. 6.	3. 7.	4. 7.	4. 7.	5. 7.	5. 8.	5. 8.
TARI	S. JUAN TARUCANI	0. 15.	0. 16.	0. 17.	0. 18.	0. 19.	0. 20.	12. 22.	12. 23.	13. 24.	14. 25.
TURCA	S. JUAN TARUCANI	0. 14.	0. 14.	0. 15.	0. 16.	0. 17.	0. 18.	10. 19.	11. 21.	12. 21.	13. 22.
TAMBO DEL SOL	S. JUAN TARUCANI	0. 11.	0. 12.	0. 12.	0. 13.	0. 14.	0. 14.	9. 15.	9. 15.	10. 16.	10. 15.
ATIRANI	S. JUAN TARUCANI	0. 0.	0. 9.	0. 9.	0. 10.	0. 10.	0. 10.	6. 11.	6. 11.	7. 12.	8. 12.
QUISCANI	S. JUAN TARUCANI	0. 7.	0. 8.	0. 8.	0. 9.	0. 9.	0. 10.	6. 10.	6. 11.	6. 12.	7. 12.
VIZCACHANI	S. JUAN TARUCANI	0. 9.	0. 10.	0. 11.	0. 11.	0. 12.	0. 13.	7. 14.	8. 15.	8. 15.	9. 16.
PUEPTA	S. JUAN TARUCANI	0. 5.	0. 5.	0. 5.	0. 6.	0. 6.	0. 7.	4. 7.	4. 7.	4. 8.	5. 8.
PUCUCHACA	S. JUAN TARUCANI	0. 5.	0. 5.	0. 5.	0. 6.	0. 6.	0. 7.	4. 7.	4. 7.	4. 8.	5. 8.
MACOMA	S. JUAN TARUCANI	0. 9.	0. 9.	0. 10.	0. 10.	0. 11.	0. 12.	6. 12.	7. 13.	8. 14.	8. 14.
MOSHE	S. JUAN TARUCANI	7. 13.	8. 14.	9. 14.	10. 15.	10. 15.	11. 16.	11. 16.	12. 17.	12. 19.	13. 19.
P.S.E. (MW)		7.	8.	20.	23.	50.	62.	113.	122.	131.	139.
UBINAS-TARUCANI		140.	158.	167.	177.	180.	199.	207.	217.	228.	235.

CARGAS ESPECIALES

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
REALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
USINA	S. JURN TARUCANI	1500. 1000.	1500. 1000.	1500. 1000.	1500. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.
CARGAS ESPECIALES (KW)		1502. 1020.	1520. 1000.	1520. 1000.	1500. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.	1000. 1000.
TOTAL P.S.E. (KW)		1507.	1526.	1520.	1523.	1050.	1062.	1013.	1022.	1031.	1039.
USINA-TARUCANI		1949.	1958.	1963.	1977.	1980.	1999.	2007.	2017.	2029.	2035.

## ANEXO No 5.1.6.1

REGION : AREQUIPA  
 EMPRESA : ELECTRO SUR OESTE  
 CONSULTORA : FRICONSA  
 LOCALIDADES : 12

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA : 13009 (MWh-año)  
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO (P.S.E.) : URINAS-TARUCANI  
 PROVINCIA(S) : AREQUIPA  
 FECHA : Junio 1993

CENTRO DE CARGA		1974	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2000	2009	2010	2011	2012	2013
TARUCANI	S. JUAN TARUCANI	0. 74.	0. 80.	0. 86.	0. 93.	43. 102.	47. 110.	51. 116.	56. 122.	63. 130.	68. 137.
AFOCOO	S. JUAN TARUCANI	0. 7.	0. 8.	0. 8.	0. 9.	4. 10.	5. 11.	5. 11.	6. 12.	6. 13.	7. 13.
TAPI	S. JUAN TARUCANI	0. 20.	0. 22.	0. 23.	0. 26.	0. 27.	0. 30.	14. 32.	15. 35.	17. 37.	18. 39.
TURCA	S. JUAN TARUCANI	0. 18.	0. 20.	0. 21.	0. 23.	0. 25.	0. 27.	12. 29.	14. 31.	15. 33.	16. 35.
TAMBO DEL SOL	S. JUAN TARUCANI	0. 15.	0. 17.	0. 18.	9. 19.	10. 21.	11. 22.	12. 23.	12. 25.	14. 26.	15. 27.
ATISANI	S. JUAN TARUCANI	0. 12.	0. 13.	6. 14.	7. 15.	7. 16.	8. 16.	8. 17.	9. 18.	10. 19.	11. 20.
QUISCANI	S. JUAN TARUCANI	0. 7.	0. 10.	0. 11.	0. 12.	0. 13.	0. 14.	7. 15.	7. 17.	8. 18.	9. 19.
VICACHANI	S. JUAN TARUCANI	0. 13.	0. 14.	0. 15.	0. 16.	0. 18.	0. 19.	9. 21.	10. 22.	11. 23.	12. 25.
BUEPTA	S. JUAN TARUCANI	0. 7.	0. 7.	0. 8.	0. 8.	0. 9.	0. 10.	5. 10.	5. 11.	5. 13.	6. 13.
PUCUCHACA	S. JUAN TARUCANI	0. 7.	0. 7.	0. 8.	0. 8.	0. 9.	0. 10.	5. 10.	5. 11.	5. 13.	6. 13.
CAROMA	S. JUAN TARUCANI	0. 12.	0. 12.	0. 14.	0. 15.	0. 15.	0. 17.	8. 18.	9. 19.	10. 21.	10. 22.
MORCHE	S. JUAN TARUCANI	0. 20.	10. 21.	11. 22.	14. 23.	14. 25.	15. 26.	15. 27.	17. 29.	18. 31.	19. 32.
P.S.E. (MWh-año)		9.	13.	26.	29.	73.	85.	151.	165.	182.	195.
URINAS-TARUCANI		212.	202.	248.	268.	290.	313.	331.	352.	376.	395.

CARGAS ESPECIALES

CARGAS ESPECIALES		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
LOCALIDAD	DISTRITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MINA OBINA	S. JUAN TARUCANI	10512. 12614.	10512. 12614.	10512. 12614.	10512. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.
CARGAS ESPECIALES (MMH-año)		10512. 12614.	10514. 12614.	10512. 12614.	10512. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.	12614. 12614.
TOTAL P.S.E. (MMH-año)		10520.	10524.	10538.	10541.	12692.	12699.	12765.	12779.	12795.	12807.
LOYNAS-TARUCANI		12826.	12846.	12862.	12882.	12934.	12927.	12945.	12967.	12990.	13009.

ANEXO No 5.1.6.2.1

EVALUACION ECONOMICA  
 SUMINISTRO ELECTRICO A MINA UBINAS Y PSE TARUCANI  
 (Utilizando Linea en 33 kV S.E. Jesus-Mina Ubinas)

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)
		Con Linea S.E. Jesús-Mina Ubinas	COMPR. DE LINEA (3)	INVER. EN ENERGIA (4)	PERDID. Y MONT. (5)	TOTAL COSTOS	INVERS. DE GRUPO (6)	MANTENI. Y OBRA (7)	COMBUST. Y LUBRIC. (8)	
11994			761			761	593		593	-162
11995	10.52	489		19.6	16.7	526		54	797	325
11996	10.54	490	200	19.6	21.1	731		54	798	121
11997	10.54	490	112	19.6	23.6	645		54	798	207
11998	14.09	555		26.2	23.6	705	374	54	1068	790
11999	14.10	656		26.2	23.6	706		55	1068	418
12000	14.17	659		26.4	23.6	709		55	1073	420
12001	14.18	659		26.4	23.6	709	464	55	1074	884
12002	14.20	660		26.4	23.6	710		56	1075	421
12003	14.21	661		26.4	23.6	711		56	1076	422
12004	14.23	662		26.5	23.6	712	491	56	1078	903
12005	14.25	663		26.5	23.6	713		57	1079	423
12006	14.26	663		26.5	23.6	713		57	1080	424
12007	14.28	664		26.6	23.6	714	450	57	1082	875
12008	14.31	665		26.6	23.6	715		58	1084	426
12009	14.33	666		26.7	23.6	717		58	1085	426
12010	14.35	667		26.7	23.6	717	449	58	1087	876
12011	14.37	668		26.7	23.6	718		58	1088	428
12012	14.39	669		26.8	23.6	720		58	1090	429
12013	14.41	670	-214.6	26.8	18.9	501	-915	58	1092	-267
TASA DE DESCUENTO				%	8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO				mil \$	3961	3330	2825	2416	2083	
RELACION BENEFICIO/COSTO				B/C	1.58	1.57	1.55	1.53	1.51	
COSTO ENERG. C/LINEA		(9)		c\$/kWh	5.77	5.90	6.03	6.16	6.30	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)		c\$/kWh	9.14	9.23	9.33	9.42	9.51	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA					0.63	0.64	0.65	0.65	0.66	
TASA INTERNA DE RETORNO				%			175.90			

- (1) : Demanda de energía de la mina Ubinas y PSE Tarucani
- (2) : Costo de energía en 4.65 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)
- (3) : Costos de implementación de proyectos para Mina Ubinas-PSE Tarucani
- (4) : Se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas
- (5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión
- (6) : \$ 650/kW para satisfacer la demanda con CC.TT.
- (7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 4 % de la inversión
- (8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante
- (9) : Costo resultante de la energía
- (10) : Costo de generación térmica aislada

## ANEXO No 5.1.6.2.2.

## EVALUACION ECONOMICA

## SUMINISTRO ELECTRICO A MINA UBINAS

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA GWh (1)	C O S T O S - mil US \$				B E N E F I C I O S - mil US \$				BENEFICIO NETO (mil \$)	
		COMPRAS DE ENERGIA (2)	INVER. EN LINEA (3)	PERDIDA DE ENERGIA (4)	OPERAC. Y MANT. COSTOS (5)	INVERS. GRUPO (6)	MANTENI. Y OBRA (7)	COMBUST. LUBRIC. (8)	TOTAL BENEF. (9)		
1994			761		761	569			569	-192	
1995	10.51	489		19.6	16.7	525		52	796	848	323
1996	10.51	489		19.6	16.7	525		52	796	848	323
1997	10.51	489		19.6	16.7	525		52	796	848	323
1998	14.02	652		26.1	16.7	695	325	52	1062	1439	744
1999	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2000	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2001	14.02	652		26.1	16.7	695	433	52	1062	1547	852
2002	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2003	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2004	14.02	652		26.1	16.7	695	433	52	1062	1547	852
2005	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2006	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2007	14.02	652		26.1	16.7	695	400	52	1062	1514	819
2008	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2009	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2010	14.02	652		26.1	16.7	695	400	52	1062	1514	819
2011	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2012	14.02	652		26.1	16.7	695		52	1062	1114	419
2013	14.02	652	-152.2	26.1	16.7	542	-820	52	1062	294	-249
TASA DE DESCUENTO			%			8	10	12	14	16	
VALOR ACTUAL NETO			mil \$			4062	3436	2934	2526	2191	
RELACION BENEFICIO/COSTO			B/C			1.63	1.62	1.60	1.59	1.57	
COSTO ENERG. C/LINEA		(9)	c\$/kWh			5.54	5.64	5.75	5.86	5.98	
COSTO ENERGIA TERMICA		(10)	c\$/kWh			9.04	9.13	9.22	9.30	9.39	
RELACION DE COSTOS ENERGIA LINEA/TERMICA						0.61	0.62	0.62	0.63	0.64	
TASA INTERNA DE RETORNO			%					175.93			

(1) : Demanda de energía de la mina Ubinas

(2) : Costo de energía en 4.65 c\$/kWh (costo marginal hidroeléctrico)

(3) : Costos de Línea 33 kV S.E. Jesús-Mina Ubinas

(4) : Se estiman 4 % de pérdidas de energía en las líneas

(5) : Los costos de O. y M. de las líneas se estiman en 2.2 % de la inversión

(6) : \$ 650/kW para satisfacer la demanda con CC.TT.

(7) : Costos de O y M de las CC.TT. se estiman en 4 % de la inversión

(8) : El costo del diesel 2 se estima en 6.42 c\$/kWh, y un 18 % por costo de lubricante

(9) : Costo resultante de la energía

(10) : Costo de generación térmica aislada

CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE MINA UBINAS-TARUCANI Año 1993 - 2000

( Inversión en Miles de Dolares )

PEQUEÑO SIST. ELECTRICO	USUARIOS A BENEFICIARSE	POBL. SERVIDA	DEMANDA kW	ESTADO	COSTO	CRONOGRAMA DE INVERSIONES Y EJECUCION DE OBRAS						
						ACTUAL	TOTAL	1993	1994	1995	1996-97	1998-99
XVI. MINA UBINAS	Provincia: Arequipa	En Año	Año		1164	19	742			403		
P.S.E. TARUCANI	Localidades y Cargas Esp.	Servicio	2013									
- Línea 33kV Jesús-Mina Ubina	Mina Ubina-1000 kW		2235	S/E.D.		+++//***						
	Ubina, 41 km, y S.E.				751	19	742					
- Línea 33 kV, 10 MRT,	Tarucani, Moche, Tari, Atiña	2012	217	S/E.D.						+++//***		
	localidades PSE, 65 k	Quiscan, Viscach, Apocco, Pu			312					312		
- Redes de distribución	Tarucani, Moche, Tari, Atiña			S/E.D.						+++//***		
	261 abonados	Quiscan, Viscach, Apocco, Pu			91					91		

+++++ Elaboración del estudio definitivo  
 /////// Financiamiento del Proyecto  
 \*\*\*\*\* Suministro y ejecución de Obra

ESTADO ACTUAL  
 S/E.D. Sin Estudio Definitivo



## ANEXO No 5.1.6.4.1

## LINEA EN 33 KV JESUS-UBINAS, 41 km, y S.E. UBINAS 33/BT

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS DE MADERA				24.56
111	Poste de madera 11 m, c 5, g C	U	229	0.000	18.32
112	Poste de madera 13 m, c 5, g C	U	41	0.085	3.49
113	Cruceta de madera 100x125x3000 mm	U	275	0.010	2.75
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				60.06
121	Aisladores tipo PIN clase 56-4	U	825	0.030	24.75
122	Espigas para poste y cruceta	U	825	0.010	8.25
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	246	0.110	27.06
130	CONDUCTORES				154.08
131	Conductor de Cu de 35 mm <sup>2</sup>	km	127	1.192	151.38
132	Accesorios del conductor	Cjto	270	0.010	2.70
140	FERRETERIA Y PUESTA A TIERRA				33.54
141	Perno ojo con tuerca y arandela	U	108	0.005	0.54
142	Tuerca ojo	U	222	0.003	0.67
143	Perno maquinado c/tuerca y contratuerca	U	1800	0.002	3.60
144	Brazo angular de 0.75 m	U	503	0.003	1.51
145	Perno doble armado c/4 tuercas	U	182	0.002	0.36
146	Ferretería diversa p/estructura de madera	U	287	0.015	4.31
147	Retenidas	U	98	0.100	9.80
148	Puesta a tierra	U	319	0.040	12.76
150	EQUIPO DE SUBESTACIONES				92.20
151	Salida 33 kV en las SS.EE. Jesús y Ubinas	U	2	25.000	50.00
152	TT, TC 33 kV y eq/medición en S.E. Jesús	U	1	12.000	12.00
153	Transformador 33/BT, 1 MVA en mina Ubinas	U	1	20.000	20.00
154	Cable seco 10, BT, 400 mm <sup>2</sup>	U	120	0.035	4.20
155	Puesta a tierra	Cjto	1	3.000	3.00
156	Pórtico y parantes	Cjto	1	3.000	3.00
100	Suministro de Materiales y Equipos				364.44
200	Transporte				25.51
300	Montaje Electromecánico				91.11
400	Obras Civiles				20.00
500	Gastos Generales y Utilidades				70.60
600	Imprevistos				57.17
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				628.83
800	Costo de Estudios, Supervisión				15.72
900	Impuestos y Aranceles				116.02
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				760.57



ANEXO No 5.1.6.4.2

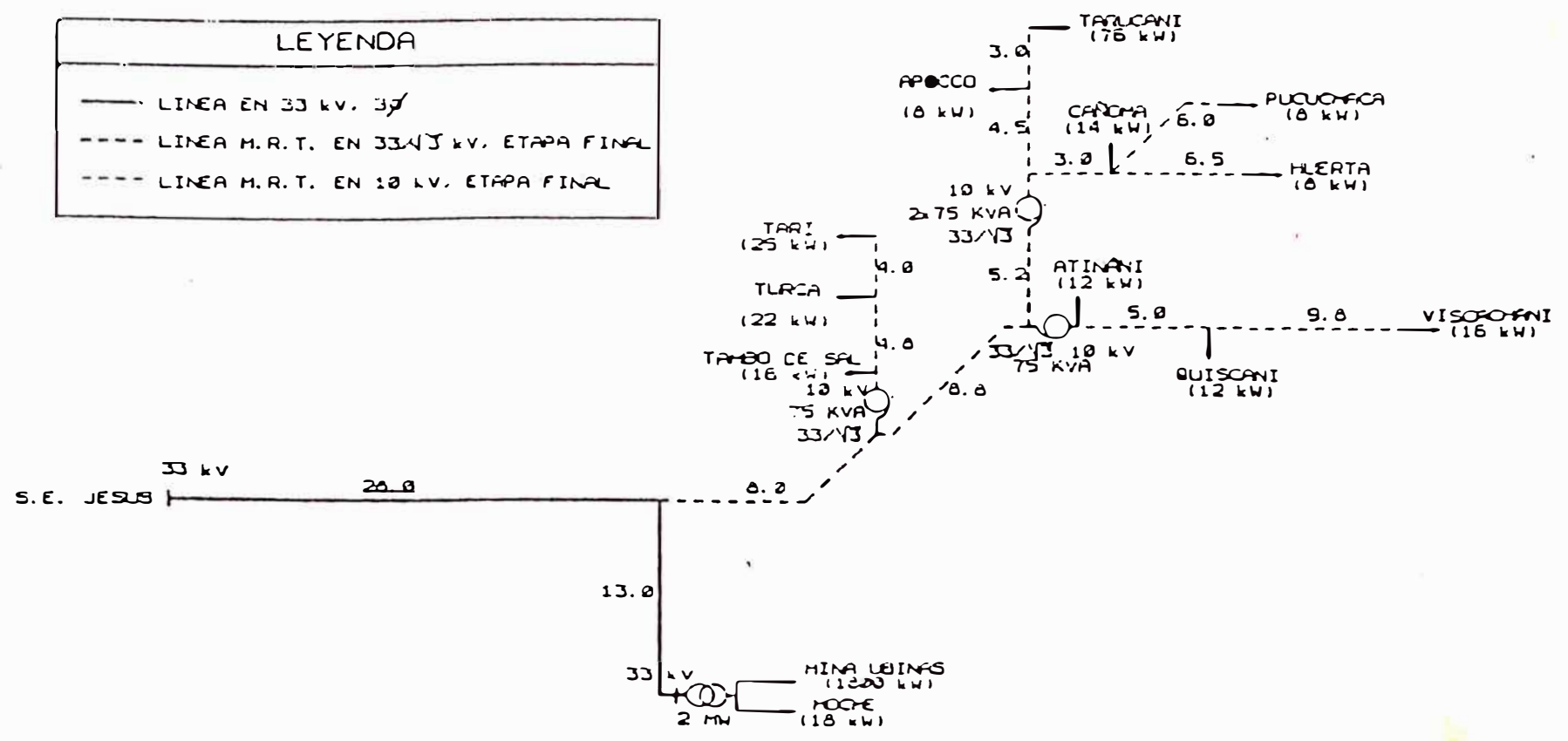
LINEA EN 33 KV-10 MRT A LOCALIDADES DEL PSE TARUCANI, 65 km  
(Tarucani, Moche, Tari, Atiñani, Quiscani, Viscachani, Apocco, Pucuchaca)

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UN	CANT.	miles US \$ UNIT.	TOTAL
100	SUMINISTRO DE MATERIALES				
110	POSTES Y CRUCETAS				31.98
111	Poste de madera C-6/G-0, 11 m	U	357	0.075	26.78
112	Poste de madera C-5/G-C, 11 m	U	65	0.080	5.20
113	Crucetas de madera de 3-1/2"x4-1/2"x3	U	0	0.020	0.00
120	AISLADORES Y ACCESORIOS				33.94
121	Aislador tipo ANSI clase 56-4	U	357	0.045	16.07
122	Espiga para soporte de aislador PIN	U	357	0.010	3.57
123	Cadena de aisladores con accesorios	U	130	0.110	14.30
130	CONDUCTORES ELECTRICOS				39.47
131	Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup>	km	66	0.544	35.90
132	Accesorios de conductores	Cjto	357	0.010	3.57
140	FERRERIA Y MATERIAL ACCESORIO				21.62
141	Retenida de anclaje	Cjto.	156	0.100	15.60
142	Accesorios para postes de madera	Cjto	65	0.023	1.50
142	Puesta a tierra	Cjto.	113	0.040	4.52
150	SUBESTACIONES Y EQUIPO DE PROTECCION				23.90
151	Autotransformador 10, 19/10 KV, 75 kVA	U	4	3.500	14.00
152	Seccionador fusible 10, 33 KV, 100 A	U	3	0.350	1.05
153	Seccionador fusible 10, 10 KV, 100 A	U	6	0.250	1.50
154	Pararrayos 10 kA, 27 KV	U	3	0.350	1.05
155	Pararrayos 10 kA, 12 KV	U	6	0.250	1.50
155	Pórtico	Cjto	3	1.000	3.00
156	Puesta a tierra	Cjto.	3	0.600	1.80
100	Suministro de Materiales y Equipos				150.90
200	Transporte				10.56
300	Montaje Electromecánico				37.72
400	Obras Civiles				3.00
500	Gastos Generales y Utilidades				27.91
600	Imprevistos				23.01
700	COSTO TOTAL DE OBRA (100+...+600)				253.11
800	Costo de Estudios, Supervisión				11.39
900	Impuestos y Aranceles				47.61
1000	COSTO TOTAL DEL PROYECTO (miles US \$)				312.11

\*

LEYENDA

- LINEA EN 33 kV. 3Ø
- - - LINEA M.R.T. EN 33/13 kV. ETAPA FINAL
- - - LINEA M.R.T. EN 10 kV. ETAPA FINAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
- FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y, E		
<b>ELECTRONICA</b>		
ANEXO S.I.B.S	DIAGRAMA UNIFICADO	ANALIZO LPG/JOZ
DIBUJO W.A.M.E.	PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO	REVISO LPG
MINA UBINAS-TARUCANI		



## **2.2.6. ANEXOS**

- 2.2.6.1 Detalle de la Demanda de Potencia y Energía..
- 2.2.6.2 Evaluación Económica del Proyecto..
- 2.2.6.3 Cronograma de Inversiones y de Implementación por Etapas..
- 2.2.6.4 Costos del Proyecto..
- 2.2.6.5 Diagrama Unifilar..
- 2.2.6.6 Área Geográfica..

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- "CODIGO ELECTRICO DEL PERU"  
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD  
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
- 2.- "ANUARIO DE ESTADISTICA ELECTRICA"  
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD  
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
- 3.- "FUENTES DE ENERGIA PARA LA ELECTRIFICACION RURAL EN EL PERU"  
VIII CONFERENCIA LATINOAMERICANA DE ELECTRIFICACION RURAL