

**Universidad Nacional de Ingeniería**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica**



**Afianzamiento del Sistema de  
Transmisión Huallanca - Huaraz  
Ticapampa**

**T E S I S**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**Róger Efraín Chávez Quinteros**

**Promoción 1977 - 2**

**Lima - Perú**

**1985**

**A mi amada esposa**

**A mis queridos padres**

E X T R A C T O

TITULO : "AFIANZAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISION HUALLANCA-HUARAZ-TICAPAMPA".

AUTOR : BACH. ROGER EFRAIN CHAVEZ QUINTEROS

GRADO : INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

LIMA - PERU

1985

La presente Tesis mostrará la metodología utilizada para demostrar la factibilidad técnico-económica del Proyecto "Afianzamiento del Sistema de Transmisión del Eje Huallanca-Huaraz-Ticapampa", a fin de encontrar la alternativa óptima de solución para los problemas de déficit energético que afronta actualmente dicha región del país.

Fundamentalmente, se pone especial énfasis - en los aspectos relacionados con el mercado eléctrico a ser abastecido, haciendo una descripción del método utilizado - para hacer proyecciones de la demanda eléctrica, asimismo, - en lo concerniente a la Ingeniería del Proyecto, se muestran los criterios principales de diseño de las instalaciones electromecánicas proyectadas, el presupuesto de construcción estimado y los ulteriores gastos de operación y mantenimiento de los mismos. Finalmente, se efectúa una evaluación económica del Proyecto, haciendo una cuantificación de los principales parámetros económicos a fin de determinar la Rentabilidad o No Rentabilidad del mismo, basándonos en las

inversiones necesarias para la implementación del Proyecto y en los costos e ingresos obtenidos durante la operación de la infraestructura eléctrica proyectada.

La validez del presente estudio se mantendrá vigente, siempre y cuando se cumpla con el planeamiento y las premisas básicas aquí señaladas.

## INDICE GENERAL

	<u>Pág.</u>
INTRODUCCION	1
CAPITULO I : MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1.1 CARACTERISTICAS DEL AREA DEL PROYECTO	4
1.1.1 Características Geográficas	4
1.1.2 Estructura Demográfica	6
1.1.3 Estructura Socio-Económica	8
1.1.4 Infraestructura Vial y de Comunicaciones	16
1.2 SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE	19
1.2.1 Generalidades	19
1.2.2 Servicios Público de Electricidad	19
1.2.2.1 Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas	19
1.2.2.2 Pequeños Sistemas Eléctricos	25
1.2.3 Autoproductores	29
CAPITULO II : ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO	31
2.1 DELIMITACION DEL AREA DEL PROYECTO	31
2.1.1 Area de Influencia	31
2.1.2 Población	31

	<u>Pág.</u>	
2.2	EVALUACION DE LA DEMANDA ELECTRICA	32
2.2.1	Información Existente	32
2.2.2	Clasificación de Cargos	44
2.2.3	Metodología utilizada en la Proyección de la Demanda Eléctrica	45
2.2.4	Proyección de la Demanda Eléctrica de los Centros Po blados	47
2.2.5	Proyección de la Demanda Eléctrica de los Autoproduc tores y Proyectos de Inver sión	58
2.2.6	Consumo Bruto de Energía	61
2.2.7	Máxxma Demanda de Potencia	61
2.3	DESCRIPCION DE LA OFERTA DE POTEN CIA	61
2.4	BALANCE DEMANDA-OFERTA DE POTENCIA	66
2.5	RESULTADOS	66
CAPITULO III : FORMULACION Y SELECCION DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION		78
3.1	INTRODUCCION	78
3.2	PREMISAS PARA EL PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	78
3.2.1	Mercado Eléctrico	78
3.2.2	Equipamiento Electromecánico	79
3.2.3	Niveles de Tensión adoptados	80
3.2.4	Aspectos de las Líneas de Transmisión	81
3.3	PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	81
3.3.1	Alternativa No. 1: L.T. 138 kV Huallanca-Huaraz Nueva -	

	<u>Pág.</u>
(1 circ.) y L.T. 138 kV. - Huallanca-Antamina (1 circ)	81
3.3.2 Alternativa No. 2: L.T. 66 kV. Huallanca-Huaraz Nueva (2 circ.) y L.T. 138 kV. - Huallanca-Antamina (1 circ).	85
3.4 EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE AL- TERNATIVAS	88
3.4.1 Evaluación Técnica	88
3.4.1.1 Comparación Técnica de Alternativas	88
3.4.1.2 Elección Técnica	93
3.4.2 Evaluación Económica de Al - ternativas	94
3.5 PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE TRASMISION SELECCIONADO	103
3.5.1 Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz- Ticapampa	103
3.5.2 Suministro Eléctrico al Com - plejo Minero Antamina	105
<u>CAPITULO IV : INGENIERIA DEL PROYECTO</u>	107
4.1 INTRODUCCION	107
4.1.1 Objetivo	107
4.1.2 Alcances	107
4.2 FACTORES GEOGRAFICOS	108
4.2.1 Condiciones Ambientales	108
4.2.2 Descripción del Trazo	108
4.2.3 Vías de Acceso	109
4.3 CODIGOS Y NORMAS	110



	<u>Pág.</u>	
4.4	CONDICIONES GENERALES DE DISEÑO	110
4.4.1	Satisfacción de la Demanda	110
4.4.2	Calidad de Servicio	110
4.4.3	Distancias Mínimas	110
4.4.4	Factores de Seguridad	111
4.5	SELECCION DE EQUIPOS Y MATERIALES	111
4.5.1	Líneas de Transmisión	111
4.5.1.1	Conductor	111
4.5.1.2	Cable de Guarda	119
4.5.1.3	Aisladores	120
4.5.1.4	Soportes	121
4.5.2	Subestaciones	122
4.5.2.1	Ampliación del <u>Pa</u> tio de Llaves de C.H. Huallanca	122
4.5.2.2	Subestación Huaraz Nueva: 20/10/10 - MVA y 138/66/13.8 kV.	122
4.5.2.3	Ampliación Subesta ción Ticapampa: 7 MVA, 66/13.8 kV	124
4.5.2.4	Ampliación Subesta ción Arhuaypampa - (Carhuaz): 5 MVA,- 66/13.8 kV.	124
4.5.2.5	Ampliación Subesta ción Shingal (Ca - raz): 7 MVA, 66/ - 13.8 kV.	125
4.6	CALCULOS ELECTRICOS	126
4.6.1	Datos de las Líneas de <u>Trans</u> misión	126
4.6.2	Cálculo del Efecto Corona	127
4.6.3	Determinación de los Paráme- tros de la Línea de Transmisión	129

	<u>Pág.</u>	
4.6.4	Determinación de las Constantes Generalizadas de la Línea de Transmisión	132
4.7	CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR	133
4.7.1	Características del Conductor	133
4.7.2	Condiciones de Cálculo	133
4.7.3	Hipótesis de Cálculo	134
4.7.4	Metodología de los Cálculos de Cambio de Estado	135
4.8	DETERMINACION DEL AISLAMIENTO	137
4.9	SISTEMA DE PROTECCION	140
4.10	CALCULO DE LAS ESTRUCTURAS	141
4.10.1	Condiciones de Diseño	141
4.10.2	Metodología de Cálculo	142
4.10.3	Dimensionamiento de la Estructura	145
4.10.4	Selección de la Estructura	147
4.10.5	Fundaciones de las Estructuras	148
4.11	PRESUPUESTO	149
4.12	CRONOGRAMA DE EJECUCION	165
<u>CAPITULO V : EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO</u>		167
5.1	GENERALIDADES	167
5.2	PREMISAS ADOPTADAS	167
5.3	INVERSION A NIVEL DE COSTOS DE CONSTRUCCION	168
5.3.1	Costos Directos	168
5.3.2	Costos Indirectos	169
5.3.3	Capital de Trabajo	170
5.3.4	Inversión a nivel de Costo de Construcción	170

	<u>Pág.</u>
5.3.5 Cronograma de Inversiones	171
5.4 COSTOS DE EXPLOTACION DEL PROYECTO	171
5.4.1 Costos de Operación y Mantenimiento	171
5.4.2 Gastos Generales y Administrativos	173
5.4.3 Costo de la Energía requerida al Sistema Huallanca	173
5.5 INGRESOS DE EXPLOTACION DEL PROYECTO	174
5.5.1 Energía Vendida	174
5.5.2 Tarifa de Venta de Energía	175
5.5.3 Ingresos	176
5.6 VALOR RESIDUAL	176
5.7 RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO	177
5.7.1 Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE)	177
5.7.2 Valor Actual Neto Económico (VANE)	177
5.7.3 Relación Beneficio/Costo (B/C)	177
5.7.4 Costo de la Energía	177
5.8 ANALISIS DE SENSIBILIDAD	179
5.8.1 Variaciones Consideradas	179
5.8.2 Resultados	180
<u>CAPITULO VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	189
6.1 CONCLUSIONES	189
6.1.1 Estudio del Mercado Eléctrico	189

	<u>Pág.</u>	
6.1.2	Formulación y Selección de Alternativas de Solución	190
6.1.3	Ingeniería del Proyecto	192
6.1.4	Evaluación Económica del Proyecto	194
6.2	RECOMENDACIONES	196

ANEXOS

"A"	: FORMULAS POLINOMICAS DE REAJUSTE DE PRECIOS	200
"B"	: METODOLOGIA DE CALCULO PARA LA OPTIMIZACION DE LA FUNCION OBJETIVO (FO)	208
"C"	: CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR DE GUARDA	214
"D"	: DETERMINACION DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	216
"E"	: ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO	222
"F"	: JUSTIFICACION ECONOMICA DEL PROYECTO	234

BIBLIOGRAFIA

RELACION DE PLANOS

## INTRODUCCION

En la presente Tesis de Grado, para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista, se elabora el Proyecto, a nivel de Estudio de Factibilidad, denominado "Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaráz-Ticapampa" - que tiene por finalidad seleccionar la alternativa óptima de solución para el afianzamiento del suministro de energía eléctrica a dicha zona, mostrando asimismo el análisis de los principales aspectos de la Ingeniería del Proyecto de la infraestructura eléctrica planteada, con el objeto de estimar sus costos de construcción y realizar su evaluación económica correspondiente.

En tal virtud, la Empresa Concesionaria de Electricidad como entidad responsable y rectora de la actividad empresarial para el servicio público de electricidad, ha previsto al ejecutar el planeamiento eléctrico a nivel nacional, efectuar como acción prioritaria el Afianzamiento Eléctrico del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaráz-Ticapampa en el Departamento de Ancash.

Es así que el suministro eléctrico del eje Huallanca- Huaráz- Ticapampa, resulta a la fecha seriamente restringido - por la limitada capacidad de transporte de la línea de transmisión existente, debido a su excesiva longitud ( 116 km) - para el nivel de tensión de 66 kV. y por la creciente demanda de energía en los sectores urbano, industrial y minero, - así como por la incorporación progresiva de los Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE) con los cuales la Empresa Concesionaria de Electricidad planea ampliar la frontera eléctrica de todo el Departamento de Ancash.

Por otro lado, el equipo electromecánico de las subestaciones se encuentra, en su totalidad, obsoleto y deficiente - desde el punto de vista de la operación de los mismos, por

lo que no es posible contar en la actualidad con un suministro confiable y seguro.

Este Proyecto pretende satisfacer la cobertura de la demanda de potencia y energía eléctrica en el Callejón de Huaylas, afianzando el Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz-Ticapampa en forma oportuna, técnica y económicamente factible - con energía proveniente de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato.

Asimismo, en concordancia con las alternativas planteadas se considera la ampliación del Sistema, a fin de que se incluyan los importantes Proyectos Mineros de Antamina y Gran Bretaña, así como algunos Pequeños Sistemas Eléctricos ubicados en la zona del Callejón de Conchucos, tales como Huari, San Marcos, Chavín de Huantar, etc.

En consecuencia, los objetivos básicos del Proyecto serían:

- Satisfacer las mayores demandas y proyecciones respectivas de los centros poblados y diversas cargas existentes y futuras consideradas en el área del Proyecto.
- Reemplazar la actual producción de energía termoeléctrica por energía hidroeléctrica en algunos Pequeños Sistemas Eléctricos existentes.
- Proveer capacidad suficiente para satisfacer futuros requerimientos de energía, de modo que se mantenga la calidad del servicio y promover el desarrollo integral de esta región del país.

En tal sentido, para el desarrollo del presente Proyecto tratado en esta Tesis, se delimita previamente su Área de Influencia, considerando a las localidades y áreas rurales que en la actualidad no disponen de servicio eléctrico o lo disponen en forma deficiente, y que se encuentran circundantes a

las ciudades de Huaraz, Carhuaz, Caraz, Ticapampa y Huallanca, con la finalidad de estudiar el Mercado Eléctrico existente, a fin de evaluar la previsión de su Máxima Demanda de Potencia y Consumo de Energía para un horizonte de planeamiento que abarque el período: 1985- 2004.

En base a la información anterior, se formulan las alternativas de solución de modo de compararlas técnica y económicamente con el objeto de seleccionar aquella óptima denominada: Línea de Transmisión 138 kV. Huallanca - Huaraz, que propone la integración del Eje Huallanca-Huaraz al Sistema Interconectado de la Región Norte Medio, vislumbrando con este planteamiento un suministro confiable de energía eléctrica a las ciudades, localidades y Proyectos Mineros de Inversión comprendidos en el Area de influencia de éste Proyecto.

-.-.-.-.-

## CAPITULO I

### MEMORIA DESCRIPTIVA

#### 1.1 CARACTERISTICAS DEL AREA DEL PROYECTO

##### 1.1.1 Características Geográficas

###### a) Ubicación

El área de influencia del Proyecto esta situada en la región Nor-este del país: Departamento de Ancash, Provincias de Yungay, Carhuaz, Huaraz, - Huaylas, Recuay, Aija y Huari.

En el plano No. TG-101 se muestra la ubicación del proyecto y la posición de éste respecto al departamento y al país.

Las localidades beneficiadas con el proyecto son:

- Provincia de Huaraz:

- Monterrey
- Jangas
- Tarica
- Paltay
- Huaraz

- Provincia de Carhuaz:

- Marcará
- Carhuaz
- Chancos
- Anta
- Yungar

- Provincia de Yungay:

- Ranrahirca
- Matacoto
- Yungay
- Mancos



.. Tingua

- Provincia de Huaylas:

- . Caraz
- . Pueblo Libre

- Provincia de Recuay:

- . Cátac
- . Recuay
- . Ticapampa

- Provincia de Aija:

- . Aija

b) Región y Clima

El área estudiada presenta solamente la zona de Sierra, compuesta básicamente por muchos distritos a lo largo del Callejón de Huaylas, con altitudes sobre el nivel del mar que varían de 2,200 a 3,600 metros. La zona es recorrida por el Río Santa así como por los pequeños afluentes de este río.

En el ámbito del área del proyecto, el clima varía desde el templado cálido hasta el clima polar, en las áreas de nevados y glaciares de la cordillera blanca.

El clima templado-frío, se presenta a partir de los 1700 hasta los 2,900 m.s.n.m., inclusive, con temperaturas que varían desde los 12° C a 16° C. A partir de los 3,000 hasta los 3,800 m.s.n.m. el clima es templado -frío, con temperaturas medias que varían desde los 6° C hasta 12° C. En la época invernal, estos descienden inclusive hasta los 0° C. En estos pisos climáticos, están localizados los centros urbanos más importantes del área andina de la región y los más densamente poblados.

Las precipitaciones pluviales son variables, según las diferentes áreas y pisos altitudinales. - Las precipitaciones son mayores en la zona del Callejón de Huaylas y en los valles interandinos. - Así en las zonas de punas y páramos de Bolognesi y Recuay, las precipitaciones llegan hasta los 2,000 mm. anuales. Las lluvias son marcadamente estacionales, ya que se inician en Noviembre y duran hasta Abril aproximadamente, en cuanto a la humedad relativa, ésta varía del 75% en verano a 60% en invierno.

En el cuadro No. 1.1 presentamos algunos datos meteorológicos para ciertos años típicos.

#### 1.1.2 Estructura Demográfica

El análisis demográfico del área del proyecto, se ha realizado en base a los datos del último Censo Nacional de Población 1981 y complementado con información recogida en la zona.

La población del Departamento de Ancash con una extensión de 36,669.31 km<sup>2</sup>. ha sido predominantemente rural, cambiándose esta composición en los últimos años en beneficio de la Costa, debido a los continuos flujos migratorios. Esta población, a 1981, alcanza un total de 815,646 habitantes, lo que significa el 4.8% de la población nacional en este mismo año; de este total el 52.8% es urbana y el 47.2% es rural. La densidad de la población es de 22.2 habitantes por km<sup>2</sup>.

La estructura de la población por edad se sintetiza de la siguiente manera:

CARACTERISTICAS METEOROLOGICAS

CUADRO N° 1.1.

NOMBRE DE LA ESTACION	ALTITUD (m.s.n.m.)	TEMPERATURA (°C)			HUMEDAD RELATIVA MAXIMA MENSUAL (%)	PRECIPITA- CION MAXIMA MENSUAL (mm.)	VIENTO MAXIMO (m/seg)	INTERVALO (años)
		MINIMA MENSUAL	MAXIMA MENSUAL	MEDIA ANUAL				
CARAZ	2205	4.0	29.4	16	70	195	8	1964 1973
ANTA	2748	1.	28.9	16	74	250	15	1971 1975
AIJA	3363	1.4	19.8	9.3	94	377.4	8	1963- 1975
RECUAY	3394	0	22.8	11.6	81	230	14	1964- 1973
SAN LORENZO	3750	0	22.3	9.7	74	264	20	1966- 1972
QUEROCOCHA	3955	0	20.8	7.1	67	240	10	1966- 1972

<u>Edad</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Población</u>
0- 14	43.40 %	353,990 habitantes
15- 64	51.27 %	418,182 habitantes
64- más	5.33 %	43,474 habitantes
	<u>100.00 %</u>	<u>815.646 habitantes</u>

La significativa proporción de población menor de 15 años (semejante a la nacional de 43%, y mayor que la mundial de 36%) implica ingentes requerimientos de Educación, Salud y Recreación, siendo las causas fundamentales para el elevado número de población joven, la alta fecundidad que superan a las tasas de mortalidad.

En cuanto a la población por sexo, corresponde al sexo masculino el 49.4% de la población total. Asimismo la Costa alberga el 39% de la población total en una superficie de 9,900.94 Km<sup>2</sup>., mientras que la Sierra alberga el 61% en 26,768,37 Km<sup>2</sup>; lo que evidencia una desproporcionalidad en cuanto a la densidad por áreas geográficas, así la Costa presenta un mayor poblamiento con 32.2 habitantes/Km<sup>2</sup>., en tanto que la Sierra tan solo tiene una densidad de 18.5 habitantes/Km<sup>2</sup>.

### 1.1.3 Estructura Socio-Económica

En esta parte se hace una descripción somera de la estructura social y económica del área del proyecto (Callejones de Huaylas y Conchucos) cuya fuente de información principal ha sido el documento denominado "Plan Nacional de Desarrollo 1982-1985", el cual fué aprobado por la Corporación Departamental de Desarrollo de Ancash (CORDE-ANCASH) en Julio de 1982.

#### a) Estructura Económica

La economía departamental se desenvuelve en to

dos los campos de actividades generadoras de bienes y servicios, que se traducen en el Producto Bruto Interno (PBI) que para el año 1980, se calculó en 13,804 millones de soles constantes de 1973.

El sector productivo participa con el 57.3% del PBI, distinguiéndose como principales actividades: la industria manufacturera en el 21.2%, la agropecuaria con el 24.3%, la pesquería con el 6.8% y en menor proporción la minería y turismo.

El sector de infraestructura económica, representa el 16.2% del PBI, conformados por el comercio (6.3%), transportes y comunicaciones (5.8%) y energía (4.1%).

• Actividad Agropecuaria

La superficie de tierra aprovechada asciende al 18% de la disponibilidad existente con aptitud para la agricultura, (ver cuadro No. 1.2) a lo que se suma un manejo inadecuado de estas tierras aprovechadas, es así, que en forma real, se explota de 155,000 a 165,000 Has. por año; debido a la merma en el poder nutritivo de las tierras de la serranía, por lo que se incurre en el descanso de gran parte de tierras cultivables.

CAPACIDAD DE USO DE LA TIERRA

(Has)

Cuadro No. 1.2

USO DE LA TIERRA	Disponibilidad	No Aprovechadas	Aprovechadas
Tierras agrícolas	249,181	50,033	199,148
Tierras de pastos naturales	583,096	569,840	13,256
Tierras con aptitud forestal	382,584	372,464	10,120
TOTAL:	1,214,861	992,337	222,524

Fuente: Censo Agropecuario 1972

Como consecuencia de lo anterior, se determina la bajísima relación de superficie cultivada por habitante (0.27 Has/hab) y el bajo volumen de producción (516,000 TM). La agricultura genera 495,000 TM. de los cuales el 36.4% comprende a productos y el restante a agro-industriales y de la actividad pecuaria se obtiene un volumen de 21,000 TM entre leche y carne.

• Actividad Minera

La actividad minera, posee centros importantes en las provincias de Huaraz, Recuay, Sihuas y Huari. Se cuenta con 55 yacimientos de importancia en estado de explotación, de las cuales uno pertenece a la gran minería ("El Aguila" de Sihuas), siete a la mediana y las restantes a la pequeña minería. Dicha producción viene desenvolviéndose en forma inadecuada e irracional, sobre todo la pequeña minería, a no contar con el apoyo de créditos y técnicos; así como por la ausencia de plantas de concentración y laboratorios de análisis. Estos problemas se manifiestan en una baja producción del orden de los 56,553 TM. de concentrado y 26,949 TM. de fino entre los productos metálicos más significativos como el cobre, zinc, plomo, tungsteno y plata.

Merece especial atención, los yacimientos de "Antamina", que enfrenta el problema de explotación por falta de infraestructura energética y vial que se podría superar con un financiamiento adecuado.

• Actividad Turística

Existen 64 establecimientos de hospedaje, con una capacidad de 2,742 camas, capacidad que resulta deficitaria frente a la demanda del movimiento turístico.

tico que asciende alrededor de 170,000 visitantes, - siendo más frecuente al turismo receptivo, durante - los meses de Junio a Setiembre.

• Actividad Artesanal

En el ámbito departamental operan unos 50,000 artesanos que desarrollan dicha actividad en forma paralela a las labores agropecuarias y de servicio; siendo su composición en la población económicamente activa (PEA) rural bastante significativa, estimándose que el 24% se dedican a la actividad artesanal en forma permanente. Los principales centros artesanales se ubican en las Provincias de Huaraz, Carhuaz, Yungay, Huaylas, Recuay, Huari y Antonio Raymondi donde funcionan centros de capacitación, destacándose los de Tarica y San Marcos.

La producción asciende a 332,239 piezas de variada - especialidad, siendo de mayor significancia la cerámica, cestería, textilería y hojalatería.

La problemática artesanal, la podemos resumir en:

- La mayor población artesanal es rural (73%) siendo de naturaleza dispersa.
- Los recursos artesanales, se encuentran localizados también en forma dispersa.

b) Estructura Social

La estructura social es sumamente compleja en la medida que existen clases sociales que interactúan entre sí, así como también organizaciones sociales y grupos de presión que representan los intereses de clase.

En la zona del proyecto, el campesinado representa el 50% de la población económicamente activa (PEA) ocupada en el departamento, se ubica principalmente en la Sierra, donde conduce minifundios y pequeñas unidades agropecuarias. Alrededor del 30% han sido beneficiados con la reforma agraria, pero aún queda marginado un gran número de campesinos minifundistas.

La clase media adquiere mayor desarrollo debido a la mayor diversificación de la economía y a la división del trabajo, a la urbanización y a la profesionalización.

El empleo en el departamento se caracteriza por la inadecuada y reducida utilización de la fuerza de trabajo; manifestado fundamentalmente por el elevado porcentaje de PEA en situaciones de desempleo y sub-empleo cuyos porcentajes ascienden al 11.8% y 30.02% respectivamente.

La distribución de los ingresos en la región se caracteriza por presentar grandes desequilibrios entre grupos sociales y categorías ocupacionales; lo que trae como consecuencia la marginación económica y social para la población de menores ingresos.

c) Recursos Naturales

La presencia de la Cordillera Blanca y Negra, - los variados picos ecológicos, la diversidad de unidades propias y únicas hacen posible, la existencia de diversos tipos de recursos naturales y no renovables, algunos de ellos abundantes, como la fauna marina, agua, o escasos como los suelos agrícolas, pero en conjunto el balance-



de los recursos es aún favorable para el departamento.

Los suelos son variados, y suman en total ---- 1'615,000 Has., ubicándose más del 80% en la Sierra. El potencial de tierras con aptitud agrícola, pecuaria y forestal, es del 18% correspondiéndole un mayor grado de aprovechamiento a los primeros.

Los recursos energéticos, han sido estimados en base a la potencialidad de los ríos que se originan en la Cordillera Blanca, incluyendo el Río Santa. Se ha determinado una potencia teórica de 565,000 kW. con una energía de --- 4,575'982,272 KWh. y una potencia técnicamente factible de 201,450 KW., con una energía de 1,044'316,800 KWh.

En el área del proyecto, se encuentran ubicados un gran volumen de recursos mineros, metálicos y no metálicos, escasamente explotado. Existen 37 zonas mineras registradas, donde se ubica la Gran, Mediana y Pequeña Minería, con un potencial demostrado y prospectivo a nivel departamental de 371'917,000 TM. Destaca el proyecto Antamina con más de 166 millones de - TM., de reservas demostradas principalmente de Cobre, Zinc, Plata, y Molibdeno; para el mismo proyecto se han determinado recursos prospectivos de 78'400,000 TM. y reservas potenciales - de 843'400,000 TM.

El Departamento de Ancash es poseedor fundamentalmente de Cobre, Plata, Zinc, Plomo, Tungsteno, Antimonio, Hierro, Oro, Estaño, Molibdeno y Cadmio.

d) Políticas de Desarrollo Sectorial

Citamos las más importantes relacionadas con el área del proyecto:

• Agricultura y Alimentación

- Asegurar el oportuno abastecimiento de insumos agropecuarios, según los requerimientos de producción.
- Implementar las condiciones necesarias de financiamiento de las campañas agrícolas, mediante créditos oportunos y suficientes.
- Orientar los créditos hacia la industria alimentaria a base de materias primas del departamento.
- Incentivar la forestación y reforestación de tierras aptas, propiciando la racional utilización de las especies forestales.
- Contribuir a la libre organización de los productores para concertar planes de cultivo, transferencia tecnológica y mecanismos de comercialización.
- Utilización de las tierras en descanso y ampliar la frontera agrícola, desarrollando obras de pequeñas y medianas irrigaciones, mejoramiento y ejecución de canales de riego y servicios.

• Minería

- Fortalecer la pequeña minería a través de medidas promocionales, prestando asistencia técnica y financiera oportuna.

Proteger la salud de los trabajadores mineros y de la población en general, favoreciendo la instalación de seguridad minera y evaluando - los efectos contaminantes con la finalidad de preservar el medio ambiente y los recursos naturales.

- Acelerar las gestiones pertinentes para la puesta en producción de los yacimientos de "Antamina".

- Industria

- Estimular a la pequeña industria y artesanía principalmente, asesorando el acceso hacia la disponibilidad de recursos crediticios.
- Promocionar la creación de industrias intensivas en mano de obra, antes que de capital.
- Promocionar y apoyar el incremento de la producción artesanal, asesorando en la consecución de créditos de los fondos artesanales creados con tal fin.

- Turismo

Incentivar el desarrollo del turismo receptivo e interno poniendo en valor los recursos turísticos existentes.

- Apoyar a las empresas del sector privado que se dediquen a la organización, promoción y comercialización de programas de turismo interno.
- Publicitar los valores culturales del departamento para impulsar el turismo interno, creando a su vez las condiciones para su desarrollo.

• Energía

- Ampliar y mejorar la capacidad instalada de generación y distribución de energía.
- Dotar de suministro eléctrico a centros poblados que no lo poseen, a través de minicentrales hidroeléctricas.
- Coordinar con los gobiernos locales en la regulación de las tarifas por consumo eléctrico.

• Transportes y Comunicaciones

- Asegurar un nivel adecuado de servicios en términos de cobertura y eficiencia que satisfagan las necesidades de la movilización de la población, de insumos básicos para la producción y de los bienes esenciales para el consumo.
- Continuar la interconexión geográfica en concordancia con los objetivos de desarrollo del departamento y su vinculación con otros departamentos.
- Optimizar la utilización de la capacidad instalada de la infraestructura de transportes, con preferencia a las acciones de conservación vial, mejoramiento de las carreteras en sus tramos críticos y avance de proyectos en actual ejecución.

1.1.4 Infraestructura Vial y Comunicaciones

En el area del Proyecto se cuenta con la siguiente infraestructura vial y de comunicaciones:

a) Transporte Terrestre

Los componentes del sistema urbano están vinculados por la red básica, cuya estructura pre

senta una trama compuesta por tres vías que atraviezan el departamento de Ancash de Sur a Norte y seis vías transversales en el sentido de Este-Oeste que interconectan a las longitudinales.

Estos ejes viales son:

- Longitudinales

- a) Carretera Panamericana, Tramo Pativilca-Santa (Zona Occidental).
- b) Carretera de Acceso departamental, Pativilca-Huallanca (Zona Central).
- c) Carretera de Acceso, Huari-Sihuas (Zona Oriental).

- Transversales

- a) Carretera de Integración, Santa-Huallanca (Zona Norte).
- b) Carretera Casma-Huaraz (Zona Centro).
- c) Carretera Huarmey-Aija-Recuay (Zona Sur Occidental).
- d) Carretera Cátaac-Chavín de Huantar (Zona Sur Oriental).
- e) Carretera Pachacoto-Yanashalla.

En total, hasta 1980, las vías sumaban 3,540 km, de los cuales 883.4 km. correspondían a las vías longitudinales, 615.6 km. a las transversales y 2,041 km. a las vías internas y vecinales.

Uno de los problemas más serios del departamento es su composición vial; La calidad y el tipo de vías no son las más adecuadas para el logro del desarrollo. De los 3,540.16 km. de vías existentes; sólo el 17.73% son carreteras asfaltadas, y el 58.96% son carrete

ras sin afirmar, a los que se suma un 23.31 % de trochas carrozables.

b) Transporte Aéreo.

En el área del proyecto, el transporte aéreo cuenta con un aeropuerto de segunda categoría ubicado en la ciudad de Huaraz, La pista de aterrizaje es de asfalto y permite recepcionar aeronaves hasta del tipo BAC-I-II-475.

Esta infraestructura es sub-utilizada, sobre todo la de Anta (Huaraz) ya que la frecuencia de vuelos es de dos y hasta una vez por semana debido al costo elevado del transporte aéreo, deficiente servicio, por lo que el usuario prefiere el transporte terrestre.

c) Sistema de Telecomunicaciones

En el departamento existe una capacidad instalada de 7,230 líneas telefónicas. Para cubrir sus necesidades se requiere de 14,974 líneas, lo que significa la existencia de un déficit de 7,744 líneas telefónicas, La mayor parte de este déficit corresponde a la zona andina.

En el campo de las comunicaciones rápidas, se cuenta con infraestructura nueva de sistema de microondas (Sistema SAS), que opera con los tipos de transmisión UHF y VHF, lo que permite transmitir telex, radiotelefonía a larga distancia y ondas de televisión.

Paralelo al sistema SAS, se instaló el sistema rural de micro-ondas BUDAVOK, que hasta el momento no funciona por incompatibilidades técnicas. El sistema de microondas comprende a Chimbote, Huarmey y Casma en la Costa; y a Huaraz y Cañaz en la Sierra.

## 1.2 SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE

### 1.2.1 Generalidades

En este sub-capítulo se presenta una breve descripción de las instalaciones eléctricas existentes en el área del proyecto, con el propósito de presentar la potencia eléctrica instalada, por tipo de generación y de servicio, la cual formará parte de la llamada potencia garantizada del Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas.

Dentro de la zona de Huallanca-Huaraz-Ticapampa el Sistema Eléctrico existente está conformado por las instalaciones de la Empresa Concesionaria de Electricidad, tal como se muestra en el Plano No. TG - 102.

### 1.2.2 Servicios Públicos de Electricidad

Comprende los siguientes Sistemas Eléctricos:

#### 1.2.2.1 Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas.

- Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato (Huallanca).

En el Sistema Eléctrico actual, la generación de la potencia se realiza fundamentalmente en la C.H. Cañón del Pato, la cual viene operando desde el año 1958, con una potencia instalada en su primera etapa de 50 MW. Desde 1968, en su segunda etapa, con 100 MW. instalados, y actualmente (desde 1981) con una potencia instalada de 150 MW. en su tercera etapa (6 grupos PELTON de 25 MW. cada uno). La central opera en la actualidad como planta de base utilizando los caudales del Río Santa y constituye la principal central del Sis-

tema Norte Medio que sirva a gran parte de las poblaciones de Ancash y La Libertad y a la industria localizada en el Puerto de Chimbote. Este sistema constituye el mayor núcleo de demanda del futuro - Sistema Interconectado del Norte.

Desde 1981 los Sistemas Centro y Norte Medio han sido interconectados a través de una línea de transmisión entre Lima y Chimbote a una tensión de 220 KV. y una terna en su primera etapa.

Al exterior de la casa de máquinas de la Central - Cañón del Pato, se encuentran ubicados los transformadores de salida, los mismos que son del tipo monofásico de 10 MVA, 13.8/138 kV y formando bancadas trifásicas de 30 MVA cada uno, para los seis - grupos generadores de la central; adyacentes al patio de llaves 138 kV de la central, existe un transformador de potencia que alimenta el eje Huallanca Huaraz-Ticapampa y a la Mina "Aguila" de las siguientes características:

- Potencia : 25/25/8.5 MVA
- Relación transformac.: 138/66/13.8 kV
- Número de taps : 11 (lado de 138 kV)
- Variación en % respecto a la tensión nominal :  $\pm 10 \%$
- Conexión : YN/yn/d1

En esta subestación, existen dos salidas para las líneas de transmisión en 66 kV, una de ellas alimenta el Callejón de Huaylas (Caraz-Carhuaz-Huaraz- Ticapampa) y la otra hacia la Mina "El Aguila". Normalmente, la potencia de envío en horas de punta hacia la zona del Callejón de Huaylas es de 5.5 a 6.6 MW.



Por otro lado, desde la Sala de Control de la Central, se tiene el control y mando de los equipos de maniobra y seccionamiento del patio de llaves 138 kV.

Mientras que los equipos de 66 kV son controlados desde una Sala de Control ubicada en el mismo Patio de Llaves.

• L.T. Huallanca-Huaraz-Ticapampa 66 kV.

El suministro al Callejón de Huaylas (en 60 Hz) se realiza mediante una línea de transmisión de 66 km en simple terna, que conecta actualmente las Sub - estaciones de 66/13.8 kV: Shingal (Caraz), Arhuaypampa (Carhuaz), Picup (Huaraz) y Ticapampa.

Esta línea fué construída en dos etapas; la primera de ellas (L.T. Huallanca-Huaraz, 90.6 km) entró en operación en 1965 y la segunda etapa (L.T. Huaraz-Ticapampa, 25 km) viene operando desde Octubre de 1981.

Entre las características más importantes de esta línea citamos:

Longitud	115.6 km
Conductor	ALMELEC 78 mm <sup>2</sup> .
Capacidad de transporte	10 MW
Aislamiento	6 aisladores standard de vidrio
Cable de guarda	acero galvanizado 22.7 mm <sup>2</sup> .

- Estructuras:

Postes tubulares y torres metálicas	L.T. Huallanca-Huaraz
Torres metálicas	L.T. Huaraz-Ticapampa.

El mantenimiento de la línea existente se realiza dos veces por año, cuyas inspecciones consisten en detectar la rotura de aisladores por vandalismo, y también la rotura de las hebras del conductor a los costados de las grapas de suspensión.

A lo largo de la ruta de la línea, se han detectado terrenos con fallas geológicas, que ha originado la reubicación de alguna de las estructuras.

• Subestaciones de Transformación

a) Subestación Picup (Huaraz)

Esta subestación recepciona el flujo energético procedente de la C.H. Huallanca para cubrir los requerimientos de energía eléctrica de la ciudad de Huaraz, así como de algunas cargas mineras ubicadas alrededor de éste centro de carga.

En lo que se refiere al equipo electromecánico existente, se encuentra en avanzado estado de obsolescencia y por ende de operación y funcionamiento defectuosos. Así tenemos que tanto el equipo de protección como el de medición se encuentran fuera de servicio, desde hace mucho tiempo, asimismo el equipo de seccionamiento y maniobra en el lado de 66 kV, es poco confiable, ya que la protección del transformador de potencia se limita a un simple juego de fusibles en aceite, mientras que las líneas en 13.8 kV de distribución, carecen totalmente de protección.

En cuanto al transformador de potencia, éste se encuentra en buen estado y fué fabricado -

hace aproximadamente 8 años, siendo sus principales características: 5 MVA de potencia, trifásico, 66/13.8 kV, regulación automática, conexión YNd5, variación de la tensión  $\pm 10\%$ .

En caso de ampliaciones futuras, se tendría que reubicar esta subestación en otro lugar más adecuado y amplio pues la actual solo posee dimensiones reducidas.

b) Subestación Shingal (Caraz)

Es la subestación más cercana a la C.H. Huallanca y al igual que la S.E. Picup, recibe el flujo de potencia transmitido desde la Central, a fin de alimentar a las cargas conectadas a ésta subestación, siendo las principales la ciudad de Caraz, Yungay, algunos centros mineros y cargas industriales.

Las características de inoperancia y obsolescencia del equipo electromecánico son similares a las descritas en la S.E. Picup (Huaraz).

El equipo principal, que es el transformador de potencia trifásico, se encuentra en buen estado de operación, siendo sus principales características:

Potencia: 2.5. MVA, Relac. de transformación: 66/13.2 kV; Regulación en vacío, Conexión: YNd11; variación de la tensión:  $\pm 5\%$ .

c) Subestación Arhuaypampa (Carhuaz)

Alimenta a la ciudad de Carhuaz y a poblaciones circundantes con la energía que recibe de la C.H. Huallanca.

Cabe señalar que esta subestación, junto con - Picup (Huaraz) y Shingal (Caraz), fueron concebidas y diseñadas de modo similar, característica que en su momento fué positiva y ventajosa, pues permitió la intercambiabilidad de equipos entre las tres subestaciones.

Sin embargo, como ya se indicó al describir la SE. Picup, al crecer la demanda de estos centros de carga y al aumentar las exigencias de confiabilidad y seguridad de suministro eléctrico, éstas instalaciones resultan obsoletas actualmente, por lo que es imperioso su reemplazo, ampliación y remodelación inmediatas.

Las características del transformador de potencia trifásico son: 8 00KVA, 66/14 kV, Regulación en vacío, Conexión YNd11, Variación de la tensión:  $\pm 1\%$  y debe ser reemplazado pues a la fecha tiene casi 20 años de operación

d) Subestación Ticapampa (Recuay)

Las características del transformador de potencia son:

- Fecha de instalación : Octubre, 1981
- Número de unidades : 1
- Potencia : 5 MVA
- Relac. de Transformación: 66/13.8 kV
- Regulación de tensión : Automática bajo carga
- Número de taps : 19 (lado de 66 kV)
- Variación en % respecto a la tensión nominal :  $\pm 10\%$
- Conexión : YNd5

Esta subestación a diferencia de la que está en Huaraz posee un equipamiento más completo y confiable, pues cuenta con un interruptor en SF<sub>6</sub>, - así como protección con relés de sobrecorriente para el transformador de potencia; protección - con relés de sobrecorriente para las salidas en 13.8 kV y para la línea en 66 kV que llega de - Huaraz.

En horas de máxima demanda, sin embargo, la regulación de tensión es deficiente, dándose casos - en que el regulador registra la mínima posición, y a pesar de esto, la tensión en el lado de distribución no puede mantenerse en su nivel normal (13.8 kV), con las consiguientes deficiencias en las redes de distribución secundaria, esto debido a la excesiva caída de tensión en la línea de 116 km. de longitud.

#### 1.2.2.2 Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE).

Se hará una somera descripción de los Pequeños Sistemas Eléctricos existentes dentro del área de influencia del Proyecto, y de aquellos de probable conexión al Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas.

Estos P.S.E. son los siguientes:

- Aija : Es actualmente alimentado mediante una línea de 13.8 kV procedente de la Subestación Ticapampa (66/13.8 kv). Dos localidades de este P.S.E., cuentan con suministro eléctrico y son : La Merced y Succha.

Las características de la oferta de

este P.S.E. se muestran en el cuadro No. 1.3

Finalmente, las extensiones previstas en la conformación de este P.S.E. serían satisfechas con las ampliaciones proyectadas en la S.E. Ticapampa.

Pira: Actualmente ninguna de las localidades de este P.S.E. posee servicio eléctrico y para satisfacer la demanda de este Pequeño Sistema se plantean dos alternativas:

- a) Concluir la C.H. Pira (56 kW) y reforzamiento térmico.
- b) Derivar una línea a 13.8 kV de aprox. 25 km. desde la subestación Huaraz - Nueva 138/66/13.8 kV hacia Pira.

Los dos P.S.E. anteriormente descritos están ubicados en la zona del Callejón de Huaylas.

- Huari: Del total de localidades que conforman este P.S.E., solamente Huari, Colca y Cajay cuentan con servicio eléctrico, el cual es proporcionado por dos centrales, una térmica y una hidroeléctrica, cuyas características se indican en el cuadro No. 1.3.

Las alternativas de suministro para este P.S.E. serían:

- a) Utilizar la C.H. que la Empresa Concesionaria de Electricidad viene construyendo en el río Shashal.

## CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO

### ADMINISTRACION ELECTROPERU (Zona del Callejón de Huaylas y Conchucos)

CUADRO N° 1.3

CENTRALES	POTENCIA (KW)		Tipo	Año Puesto en Servicio	OBSERVACION
	Nominal	Efectiva			
HUARAZ	268	255	Térmico Hidráulico	1970 1947	op. Emergencia Paralizado
	100	95			
HUAYLAS	108	70	Hidráulico	1961	Emergencia
SUCCHA	10	9	Hidráulico	1952	-
AIJA	24	23	Hidráulico	-	Paralizado
	40	38	Térmico	1977	Paralizado
LA MERCED	10	9	Térmico	1972	Emergencia
RECUAY	100	94	Térmico	1957	Paralizado
CHAVIN DE HUANTAR	22	20	Hidráulico	1956	-
	64	30	Térmico	1975	-
SAN MARCOS	100	100	Hidráulico	1983	op. Emergencia
	64	55	Térmico	1967	
HUARI	50	40	Hidráulico	1949	Paralizado
	200	160	Térmico	1971	-

- b) Tomar energía de la futura L.T. Huallanca-Antamina 138 kV. desde la proyectada S.E. San Marcos 138/20/10 kV, mediante líneas en 20 kV hacia Huari y otras cargas.

Este P.S.E. está ubicado en la zona denominada del Callejón de Conchucos.

- San Marcos-  
Chavin de

Huantar : Actualmente, solo las localidades de San Marcos y Chavín de Huantar poseen servicios eléctricos y las características de sus centrales se muestran en el cuadro No. 1.3.

Las alternativas de suministro para este P.S.E. serían:

- a) Utilizar las aguas del río Huachecsa entre sus cotas 3,400 y 3,200 m.s.n.m.
- b) Tomar energía de la futura L.T. Huallanca-Antamina 138 kV, desde la proyectada S.E. San Marcos 138/20/10 kV. mediante líneas de distribución en 10 kV hacia San Marcos, Chavín de Huantar y otras localidades cercanas.

Este P.S.E. también está ubicado en la zona del Callejón de Conchucos.



### 1.2.3 Autoprodutores

Entre los autoprodutores más importantes en el área del proyecto, se tienen principalmente aquellos dedicados a la explotación minera, los mismos que han establecido una verdadera infraestructura del sistema eléctrico, los cuales en muchos casos tienen una mayor capacidad instalada que los sistemas de cualquier localidad, sea pública o privada.

Entre las cargas mineras más importantes tenemos:

- Cargas conectadas al Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas.

Son las siguientes:

- a) Zona de Huaraz: Compañía Minera Santo Toribio.
- b) Zona de Ticapampa: Compañía Minera Alianza, - Compañía Minera Cátaç.

- Cargas no conectadas al Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas.

Tenemos las siguientes cargas:

- a) Zona de Caraz : Compañía Minera Taminsa.
- b) Zona de Huaraz : Concentradora Minera Patay, Concentradora Minera Santa Rosa.
- c) Zona de Ticapampa: Concentradora Minera Pelayo, Conc. Banco Minero, Conc. Extramin, Conc. Esmeralda, Conc. Pilar de Zaragoza, Compañía Minera Huascarán.
- d) Zona de Huari: Compañía Minera Esparta, Compañía Minera Gran Bretaña.

Las características de las centrales de los autoprodutores se muestran en el Cuadro No. 1.4.

**CENTRALES DE AUTOPRODUCTORES**  
(Zona del Callejón de Huaylas)

CUADRO No. 1.4

CENTRALES	Ubicación	POTENCIA (KW)		Tipo	Año Puesta en Servicio
		Nominal	Efectiva		
CIA. MINERA ALIANZA	Olleros	120	115	Hidráulica (opera en época de Avenidas)	1943
		200	190		1959
		335	338		1964
	Ticapampa	3 x 860	2460	Térmico (opera en emergencia)	1970
		2 x 750	1400		1981
	Pariac	2 x 1500	2700	Hidráulica	1983
		800	750		1983
Conc. PATAY	Huaraz	106	100	Hidráulica	1953
CIA. MINERA SANTO TORIBIO	Huaraz	400	320	Térmico	1971
Con. STA. ROSA	Jangas	250	204	Térmico	1983
Conc. EXTRAMIN	Cátac	6 x 184	660	Térmico	1982
Concentradora BCO. MINERO	Cátac	400	400	Térmico	1982
		50		Térmico	1982
Conc. ESMERALDA	Cátac	260	100	Térmico	1982
Conc. PILAR DE SARAGOZA	Aija	180	100	Térmico	1982
Conc. PELAYO	Recuay	135	100	Térmico	1983
CIA. MINERA ESPARTA	Huari	450	300	Térmico	1983
		300	200		

## CAPITULO II

### ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

#### 2.1 DELIMITACION DEL AREA DEL PROYECTO

##### 2.1.1 Area de Influencia

El área de influencia del proyecto se encuentra ubicada en la zona del Callejón de Huaylas (integrada por la ampliación de las subestaciones Huallanca, Shingal (Caraz), Arhuaypampa (Carhuaz), y Ticapampa) y parte del Callejón de Conchucos (integrada por los pequeños sistemas eléctricos: Huari, Chavín de Huantar y San Marcos) del Departamento de Ancash.

La totalidad de las cargas que se beneficiarán con la ejecución del Proyecto están comprendidas en las Provincias de Huaraz, Aija, Carhuaz, Recuay, Huaylas, Yungay y Huari.

El estudio contempla el suministro de energía eléctrica a 230 localidades menores y 45 capitales de distritos. El sistema eléctrico actual está en el Valle del Río Santa, zona del Callejón de Huaylas y la ciudad de Huaraz, capital del Departamento de Ancash.

La ubicación geográfica de estos centros de carga se muestra en el plano No. TG-201.

##### 2.1.2 Población

La estimación de la demanda del Servicio Público se ha efectuado en base a la proyección de la población de todas las localidades comprendidas

en el área del proyecto y para el período 1985-2004.

Se considera como base la información poblacional de los censos de los años 1961, 1972 y 1981 (resultados provisionales a nivel de distritos). Se calculó las tasas de crecimiento de los períodos intercensales 1961-72, 1961-81 y 1972-81, adoptándose la tasa más representativa de acuerdo a lo observado en la zona.

Asimismo, en aquellas localidades que registran tasas negativas o menores a la unidad, se asumió una tasa de crecimiento vegetativo poblacional de 2%. Además, la relación habitantes/vivienda se estimó en base al censo de 1972, para las localidades en estudio.

En el cuadro No. 2.1 y la lámina No. 2-01 se muestra la proyección de la población para el período 1985-2004, la proyección del número de viviendas por centro poblado al año 1985 y la tasa de crecimiento promedio anual adoptada para el período 1985-2004.

## 2.2 EVALUACION DE LA DEMANDA ELECTRICA

### 2.2.1 Información Existente

Para efectos de la evaluación de la demanda se contó con información de los siguientes documentos:

- Estudio de Mercado Eléctrico de Energía Eléctrica - Informe Final, Montreal Engineering (OVERSEAS) Limited- MONENCO, efectuados durante el desarrollo del V Proyecto de Energía Eléctrica del Perú, 1980.

PROYECCION DE POBLACION Y  
NUMERO DE VIVIENDAS

CUADRO N° 2.1  
(1/7)

SISTEMA ELECTRICO SHINGAL-CARAZ

\*\*\*\*\*

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA		TCP (%)
			1985	1990	1995	2004	1985		
ALGUEMBA	YUNGAY	YUNGAY	232	256	282	337	58	2.00	
ALLAUCA	CARAZ	CARAZ	265	292	323	386	66	2.00	
ALLMAY	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	139	153	169	202	34	2.00	
ARHUAY	YUNGAY	RANRAHIRCA	505	571	646	807	126	2.50	
CASHAPAMPA	HUAYLAS	SANTA CRUZ	250	276	304	364	62	2.00	
ATMA	YUNGAY	YUNGAY	304	335	370	442	76	2.00	
CARAZ	HUAYLAS	CARAZ	7176	8318	9643	12582	1534	3.00	
CARHUAN	YUNGAY	YUNGAY	307	338	374	447	76	2.00	
CASHAPAMPA	HUAYLAS	SANTA CRUZ	250	276	304	364	62	2.00	
CHILCA	YUNGAY	YUNGAY	383	422	460	557	95	2.00	
CUCHAMARCA	HUAYLAS	CARAZ	428	472	521	623	107	2.00	
CUCHA CNCO	YUNGAY	YUNGAY	44	49	54	64	15	2.00	
CLNAY	HUAYLAS	SANTACRUZ	248	273	302	361	62	2.00	
CONCHUP	HUAYLAS	CARAZ	677	747	825	986	169	2.00	
CUIRCSHO	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	264	291	321	384	52	2.00	
CULASHPAMPA	HUAYLAS	CARAZ	513	566	625	747	128	2.00	
HUAMANLAYAC	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	199	219	242	289	49	2.00	
HUANCARHUAZ	HUAYLAS	SANTA CRUZ	213	235	259	310	42	2.00	
HUANCHUY	YUNGAY	YUNGAY	130	143	158	189	32	2.00	
HUARACAYOC	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	180	198	219	262	36	2.00	
HUARCA	YUNGAY	YUNGAY	256	282	312	372	51	2.00	
HUASHAU	YUNGAY	YUNGAY	801	884	976	1166	160	2.00	
ICHIC LLACTA	CARAZ	CARAZ	556	613	677	809	139	2.00	
JUIPLN	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	214	236	260	311	53	2.00	
MANCUS	YUNGAY	MANCUS	1428	1615	1827	2282	357	2.50	
MARAP	YUNGAY	YUNGAY	499	550	608	726	124	2.00	
MARCA	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	180	198	219	262	45	2.00	
MASHA	YUNGAY	YUNGAY	315	347	383	458	78	2.00	
MATACOTO	YUNGAY	MATACOTO	114	125	138	166	38	2.00	
MITA	YUNGAY	MANCOS	137	155	175	219	34	2.50	

CUADRO N° 2.1  
(1/7)

Continuación

SISTEMA ELECTRICO :SHINGAL-CARAZ

\*\*\*\*\*

MIYU	YUNGAY	YUNGAY	137	151	167	199	27	2.00
PACKAN	CARAZ	CARAZ	175	194	214	256	44	2.00
PAMPAC	YUNGAY	YUNGAY	473	522	576	689	94	2.00
PARUN	CARAZ	CARAZ	287	316	349	418	71	2.00
PATA PATA	YUNGAY	YUNGAY	175	193	213	254	35	2.00
PIQUIP	YUNGAY	YUNGAY	156	172	190	227	39	2.00
PUNYAN	YUNGAY	YUNGAY	438	550	607	725	109	2.00
PUEBLO LIBRE	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	253	286	323	404	84	2.50
QUERAL	HUAYLAS	CARAZ	608	671	741	885	121	2.00
RANCA	HUAYLAS	HUATA	126	139	153	183	25	2.00
RANRAHIRCA	YUNGAY	RANRAHIRCA	386	436	494	617	110	2.50
KAYAN	YUNGAY	YUNGAY	395	436	481	575	98	2.00
INCUN...A	CARAZ	CARAZ	238	262	290	346	59	2.00
SANTA TERESA	YUNGAY	YUNGAY	143	157	174	208	35	2.00
SHILLCOQ	YUNGAY	YUNGAY	288	317	351	419	72	2.00
TINGUA	YUNGAY	MANCUS	545	616	697	871	136	2.50
TCCASH	HUAYLAS	PUEBLO LIBRE	240	264	292	349	60	2.00
TUCUHJARAN	YUNGAY	YUNGAY	163	179	198	237	32	2.00
NUEVA VICTORIA	HUAYLAS	CARAZ	448	494	546	652	112	2.00
YUNGAY	YUNGAY	YUNGAY	3079	3569	4137	5398	1026	3.00
YUNGAYPAMPA	HUAYLAS	SANTA CRUZ	197	217	240	286	39	2.00
YURACOTO	HUAYLAS	CARAZ	547	603	666	796	136	2.00
SUMA TOTAL DE POBLACION DE LAS LOCALIDADES			26455	29903	33777	42104		
QUE INTEGRAN LA SUBESTACION SHINGAL-CARAZ								

SISTEMA ELECTRICO : ARHUAYPAMPA-CARHUAZ

\*\*\*\*\*

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA TCP	
			1985	1990	1995	2004	1985	(%)
ACO	CARHUAZ	SAN MIGUEL	150	165	182	218	37	2.00
ACOPAMPA	CARHUAZ	ACOPAMPA	714	827	959	1251	204	3.00
AMASHCA	CARHUAZ	AMASHCA	565	623	688	823	141	2.00
AMPU	CARHUAZ	CARHUAZ	340	384	435	543	68	2.50
ANTA	CARHUAZ	ANTA	391	453	525	685	97	3.00
ANTARACA	CARHUAZ	ACOPAMPA	272	307	348	434	68	2.50
ANTA	YUNGAY	SHUPLUY	372	410	453	541	124	2.00
AROC HUAIN	CARHUAZ	CARHUAZ	282	319	360	450	70	2.50
ATAQUEHO	CARHUAZ	ATAQUERO	250	276	304	364	62	2.00
AJQUIPAMPA	CARHUAZ	CARHUAZ	183	207	234	292	36	2.50
BELLAVISTA	YUNGAY	SHUPLUY	121	133	147	176	30	2.00
CAJAMARQUILLA	CARHUAZ	CARHUAZ	315	356	403	503	78	2.50
CAJAPAMPA	YUNGAY	HANNAHIRCA	543	614	695	868	135	2.50
CARHUAZ	CARHUAZ	CARHUAZ	3542	4106	4760	6210	885	3.00
CASCAPARA	YUNGAY	CASCAPARA	176	194	214	256	44	2.00
CHUCCHUN	CARHUAZ	CARHUAZ	320	362	409	511	80	2.50
CUCHAPAMPA	CARHUAZ	CARHUAZ	307	347	392	490	61	2.50
CCNGAR	CARHUAZ	SHILLA	818	903	997	1191	204	2.00
CCPACHICO	CARHUAZ	CARHUAZ	384	434	491	613	64	2.50
ECANA	CARHUAZ	CARHUAZ	188	212	240	300	47	2.50
HUACRAN	CARHUAZ	ANTA	456	515	583	728	114	2.50
HUALCAN	CARHUAZ	CARHUAZ	802	907	1026	1282	200	2.50
HUALLAPO	CARHUAZ	ATAQUERO	233	257	284	339	58	2.00
HUAMBOMUSHO	YUNGAY	YUNGAY	357	394	435	520	89	2.00
HUAYPAN	YUNGAY	MANCOS	243	274	311	388	60	2.50
JANGAS	HUARA	JANGAS	1098	1272	1475	1925	274	3.00
JARAYURAC	CARHUAZ	YUNGAR	199	219	242	289	49	2.00
LLIPTA	CARHUAZ	SHILLA	904	998	1101	1316	220	2.00
MALPASO	CARHUAZ	TINCU	160	176	195	233	40	2.00
MARCARA	CARHUAZ	MARCARA	968	1068	1179	1410	242	2.00
MAYA	CARHUAZ	CARHUAZ	489	553	625	781	122	2.50
MISHQUI	CARHUAZ	CARHUAZ	470	531	601	751	117	2.50
MUSHO	YUNGAY	YUNGAY	433	478	527	630	86	2.00

SISTEMA ELÉCTRICO ARHUAYPAMPA-CARHUAZ  
\*\*\*\*\*

Continuación

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA	TCP (4)
			1985	1990	1995	2004		
NIVIN	CARHUAZ	CARHUAZ	256	289	327	409	64	2.50
NUNUCOTO	CARHUAZ	ACOPAMPA	330	399	678	847	176	2.50
GERAJÉ Y ANCOS	CARHUAZ	ACOPAMPA	418	472	535	668	104	2.50
PALTAY	HUARAZ	TARICA	280	309	341	407	70	2.00
PAMPA	CARHUAZ	TINCO	114	125	138	166	22	2.00
PARIAHUANCA	CARHUAZ	PARIAHUANCA	710	807	917	1156	202	2.60
PARIACACA	CARHUAZ	CARHUAZ	553	625	707	884	138	2.50
PONGOS	YUNGAY	SHUPLUY	378	417	460	550	75	2.00
PONGUES	CARHUAZ	CARHUAZ	138	156	176	220	34	2.50
PRIMORPAMPA	YUNGAY	SHUPLUY	159	175	193	231	39	2.00
PUMARANCA	YUNGAY	MANCOS	166	187	212	265	41	2.50
PUNYA	CARHUAZ	ATAQUERO	178	196	216	259	35	2.00
PUNYA	CARHUAZ	AMASHCA	473	522	576	689	94	2.00
PUMUY	CARHUAZ	MARCARA	178	196	216	259	44	2.00
RÉCUAY HUANCO	CARHUAZ	MARCARA	551	608	671	802	137	2.00
SANTA ROSA	CARHUAZ	YUNGAY	353	369	430	514	88	2.00
SHILLA	CARHUAZ	SHILLA	602	664	733	876	150	2.00
SHUCOSH	YUNGAY	YUNGAY	308	340	375	448	77	2.00
SHUMAY	CARHUAZ	MARCARA	503	555	613	732	125	2.00
SHUPLUY	YUNGAY	SHUPLUY	274	302	334	399	68	2.00
TARICA	HUARAZ	TARICA	633	698	771	922	158	2.00
TAURIPAMPA	CARHUAZ	CARHUAZ	352	398	450	562	70	2.50
TINCO	CARHUAZ	TINCO	345	380	420	502	86	2.00
TOMA	CARHUAZ	TINCO	409	451	498	595	102	2.00
TRIGO PAMPA	CARHUAZ	YUNGAY	327	361	398	476	61	2.00
TUMPA	YUNGAY	YUNGAY	766	846	934	1116	191	2.00
UCUCHA	CARHUAZ	ACOPAMPA	115	126	140	167	32	2.00
ULLMEY	CARHUAZ	MARCARA	448	494	546	652	89	2.00
UTUPAMPA	YUNGAY	MANCOS	393	444	503	628	98	2.50
VICOS	CARHUAZ	MARCARA	108	119	131	157	30	2.00
VICOSPACHAN	CARHUAZ	MARCARA	284	313	346	413	56	2.00
WIYASH	CARHUAZ	MARCARA	268	295	326	390	53	2.00
YANAMARCA	CARHUAZ	CARHUAZ	227	256	290	362	75	2.50
YANAMITO	YUNGAY	MANCOS	497	562	636	794	124	2.50
YUNGAY	CARHUAZ	YUNGAY	450	496	548	655	128	2.00
SUMA TOTAL DE POBLACION DE LAS LOCALIDADES QUE INTEGRAN LA SUBESTACION ARHUAYPAMPA - CARHUAZ.			29789	33446	37605	46483		



CUADRO N° 2.1  
(3/7)

SISTEMA ELECTRICO : HUARAZ  
\*\*\*\*\*

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA TCP	
			1965	1990	1995	2004	1985	(%)
ACOPAMPA	HUARAZ	HUARAZ	278	314	355	444	69	2.50
ATIPAYAN	HUARAZ	HUARAZ	435	492	556	695	108	2.50
ATURA	HUARAZ	JANGAS	157	177	200	250	31	2.50
BELLAVISTA	HUARAZ	HUARAZ	163	184	208	260	40	2.50
CALLANCA	HUARAZ	PIRA	136	150	165	198	34	2.00
CANSHAN	HUARAZ	HUARAZ	264	298	337	422	52	2.50
CANTU	HUARAZ	HUARAZ	176	199	225	281	44	2.50
CANTU	HUARAZ	PIRA	302	333	368	439	75	2.00
CAHAZAMBA	CARHUAZ	CARHUAZ	374	423	478	597	93	2.50
CARHUAC	CARHUAZ	ATAQUERO	341	376	415	496	113	2.00
CHAVIN	HUARAZ	TARICA	893	985	1088	1300	178	2.00
CHEQUIO	HUARAZ	HUARAZ	561	634	716	896	140	2.50
CHICHAY	HUARAZ	HUARAZ	175	197	224	279	58	2.50
CHJA	HUARAZ	HUARAZ	385	435	492	615	77	2.50
COCHAC	HUARAZ	HUARAZ	386	436	494	617	77	2.50
COLLON	HUARAZ	TARICA	297	327	362	432	49	2.00
COTU	HUARAZ	HUARAZ	241	272	308	385	48	2.50
CCYLLUR	HUARAZ	HUARAZ	507	573	648	810	101	2.50
CURHUAS	HUARAZ	HUARAZ	565	639	723	903	113	2.50
HUALLCURI	HUARAZ	HUARAZ	343	388	439	548	85	2.50
HUAMARIN	HUARAZ	HUARAZ	363	410	464	580	90	2.50
HUARAZ	HUARAZ	HUARAZ	52578	63082	75852	106107	10516	3.00
HUANCHAC	HUARAZ	HUARAZ	467	528	597	746	116	2.50
HUANJA	HUARAZ	JANGAS	368	416	471	588	92	2.50
HUELLAP	HUARAZ	HUARAZ	201	227	257	321	50	2.50
ICHUOCA	HUARAZ	HUARAZ	342	386	437	546	85	2.50
JIRAC	HUARAZ	PIRA	161	177	196	234	40	2.00
LLANCA	HUARAZ	PIRA	135	149	164	196	33	2.00
LLUPA	HUARAZ	HUARAZ	272	307	348	434	54	2.50
LCS PINOS	HUARAZ	HUARAZ	247	273	301	360	62	2.00

SISTEMA ELECTRICO : HUARAZ  
\*\*\*\*\*

Continuación

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA	TCP
			1993	1990	1995	2004	1995	(%)
LUCMA	HUARAZ	TARICA	160	176	195	233	40	2.00
MAN TUAS	HUARAZ	PIRA	179	197	218	260	44	2.00
MARIAN	HUARAZ	HUARAZ	265	299	339	423	66	2.50
MATAGUITA	HUARAZ	JANGAZ	116	131	148	185	29	2.50
MITUCRO	HUARAZ	HUARAZ	151	170	193	241	37	2.50
MONTERREY	HUARAZ	HUARAZ	793	876	966	1155	198	2.00
MUQUI	HUARAZ	PIRA	146	161	177	212	36	2.00
OLIVE	HUARAZ	HUARAZ	797	901	1020	1274	159	2.50
PICUP	HUARAZ	HUARAZ	268	296	326	390	67	2.00
PIRA	HUARAZ	PIRA	497	548	605	724	124	2.00
PIRURUYOC	HUARAZ	HUARAZ	200	226	256	319	33	2.50
PURUCUTA	HUARAZ	HUARAZ	253	286	323	404	42	2.50
QUESHCAP	HUARAZ	HUARAZ	359	406	459	573	71	2.50
QUILLASH	HUARAZ	TARICA	282	311	343	410	70	2.00
QUISHUAR	HUARAZ	PIRA	289	319	352	421	72	2.00
SAN PEDRO	HUARAZ	HUARAZ	352	398	450	562	88	2.50
SANTA CRUZ	HUARAZ	HUARAZ	133	150	170	212	33	2.50
SECSEPAMPA	HUARAZ	HUARAZ	386	436	494	617	96	2.50
SHANSHA	HUARAZ	HUARAZ	171	193	218	273	34	2.50
SHECTA	HUARAZ	HUARAZ	256	289	327	409	51	2.50
SHINAN	HUARAZ	PIRA	274	302	334	399	68	2.00
TINCO	HUARAZ	PIRA	174	192	212	253	43	2.00
UNCHUS	HUARAZ	HUARAZ	691	781	884	1104	172	2.50
URPAY	HUARAZ	HUARAZ	275	311	352	439	68	2.50
VICHAY	HUARAZ	HUARAZ	665	734	810	969	166	2.00
YURAC CONCHI	HUARAZ	HUARAZ	147	166	188	234	29	2.50
SUMA TOTAL DE POBLACION DE LAS LOCALIDADES QUE INTEGRAN LA SUBESTACION HUARAZ			70392	83042	98249	133674		

SISTEMA ELECTRICO : TICAPAMPA  
\*\*\*\*\*

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA	TCP
			1985	1990	1995	2004	1985	(%)
ACO	HUARAZ	OLLEROS	412	466	527	658	103	2.50
AIJA	AIJA	AIJA	2074	2404	2787	3636	460	3.00
ANQUILTA	AIJA	AIJA	227	256	290	362	56	2.50
ANTAPURHUAY	RECUAY	RECUAY	153	174	192	230	31	2.00
AYACAYANA	RECUAY	RECUAY	314	346	382	457	62	2.00
CATAC	RECUAY	CATAC	1879	2074	2293	2737	417	2.00
CAYAC	RECUAY	TICAPAMPA	600	678	768	959	120	2.50
CHIRIAC	RECUAY	RECUAY	281	310	342	409	56	2.00
CHUYAN	RECUAY	TICAPAMPA	233	263	298	372	58	2.50
CHUYAN	RECUAY	TICAPAMPA	233	263	298	372	58	2.50
CORIS	AIJA	CORIS	409	451	498	595	102	2.00
CUMPINA	RECUAY	TICAPAMPA	298	329	363	434	75	2.00
HUACLLAN	AIJA	HUACLLAN	269	296	327	391	67	2.00
HUANGAPAMPA	RECUAY	RECUAY	253	279	308	368	63	2.00
HUAYAN	AIJA	HUAYAN	447	493	544	651	111	2.00
MELLAC	AIJA	CORIS	167	184	203	243	41	2.00
LLANQUI	AIJA	AIJA	174	196	222	278	43	2.50
LLANGUISH	AIJA	SUCCHA	193	213	235	281	48	2.00
LLULLLA	HUARAZ	OLLEROS	371	446	730	912	114	2.50
LLULLUCACHI	RECUAY	TICAPAMPA	258	291	330	412	64	2.50
MALLQUI	AIJA	AIJA	229	259	293	366	57	2.50
LA MERCED	AIJA	LA MERCED	177	195	215	257	44	2.00
OLLEROS	HUARAZ	OLLEROS	2037	2304	2607	3256	509	2.50
PARCC	RECUAY	CATAC	141	159	180	225	35	2.50
RECUAY	RECUAY	RECUAY	3111	3606	4180	5455	777	3.00
SAN CRISTOBAL	HUARAZ	OLLEROS	349	394	446	557	87	2.50
SAN ISIDRO	AIJA	HUACLLAN	169	186	206	246	42	2.00
SAN MIGUEL	RECUAY	CATAC	186	210	238	297	46	2.50
SIN CUNA	RECUAY	RECUAY	298	329	363	434	59	2.00
SUCCHA	AIJA	SUCCHA	439	484	535	639	109	2.00
TANIN	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	335	379	428	535	83	2.50
SAN CRISTOBAL	HUARAZ	OLLEROS	349	394	446	557	87	2.50
TICAPAMPA	RECUAY	TICAPAMPA	2493	2890	3350	4371	623	3.00
UCHIPAMPA	RECUAY	RECUAY	297	327	362	432	74	2.00
UTCUYACU	RECUAY	CATAC	171	193	218	273	42	2.50
VISTA ALEGRE	AIJA	CORIS	188	207	229	273	47	2.00
SUMA TOTAL DE POBLACION DE LAS LOCALIDADES QUE INTEGRAN LA SUBESTACION TICAPAMPA			20419	23128	26230	32930		

CUADRO N° 2.1  
(5/7)

SISTEMA ELECTRICO S.P. S. E. HUARI  
\*\*\*\*\*

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA TCP	
			1985	1990	1995	2004	1985	(%)
ALCHAS	HUARI	MASIN	1035	1142	1261	1507	207	2.00
ACOPALCA	HUARI	HUARI	661	747	846	1056	165	2.50
AMPAS	HUARI	HUARI	547	618	700	874	136	2.50
CAJAY	HUARI	CAJAY	438	463	533	638	109	2.00
CASTILLO	HUARI	HUACHIS	661	729	805	962	165	2.00
CHINCAS	HUARI	CAJAY	425	469	518	619	106	2.00
CHUPAN	HUARI	HUACHIS	1051	1160	1281	1531	210	2.00
CUCHAS	HUARI	MASIN	233	257	284	339	58	2.00
CGLCA	HUARI	HUARI	753	851	963	1203	150	2.50
CULPA	HUARI	HUARI	351	397	449	561	87	2.50
HUACHIS	HUARI	HUACHIS	872	962	1062	1270	174	2.00
HUANANTANGA	HUARI	HUARI	289	326	369	462	72	2.50
HUAMPARAN	HUARI	HUARI	286	323	366	457	71	2.50
HUANTAR	HUARI	HUANTAR	1212	1338	1477	1765	242	2.00
HUAPAC	HUARI	HUANTAR	533	588	649	776	133	2.00
HUARI	HUARI	HUARI	2439	2759	3122	3899	487	2.50
HUAYTUNA	HUARI	MASIN	511	564	622	744	127	2.00
MALLAS	HUARI	HUARI	1222	1382	1564	1953	244	2.50
MASIN	HUARI	MASIN	767	846	934	1117	191	2.00
MATEC	HUARI	HUACHIS	326	359	397	474	65	2.00
RAHUAPAMPA	HUARI	RAHUAPAMPA	488	538	594	710	122	2.00
URANCHACRA	HUARI	HUANTAR	389	429	474	566	97	2.00
VINCOCOTA	HUARI	RAHUAPAMPA	278	306	338	404	69	2.00
YACYA	HUARI	HUARI	1014	1147	1297	1621	202	2.50
YANAPOTO	HUARI	HUACHIS	251	277	305	365	62	2.00
SUMA TOTAL DE POBLACION DE LAS LOCALIDADES QUE INTEGRAN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO HUARI			17032	18997	21210	25873		

SISTEMA ELECTRICO : P.S.E. CHAVIN DE HUANTAR-SAN MARCOS  
\*\*\*\*\*

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA TCP	
			1985	1990	1995	2004	1985	(%)
ACOPARA	HUARI	HUANTAR	605	564	774	967	151	2.50
CARASH	HUARI	SAN MARCOS	365	402	444	531	91	2.00
CARUAYOC	HUARI	SAN MARCOS	485	535	591	706	121	2.00
CATAYUC	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	496	561	634	792	124	2.50
CHACPAR	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	194	219	248	310	48	2.50
CHAVIN DE HUANTAR	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	1480	1674	1894	2365	328	2.50
CHUCUS	HUARI	HUANTAR	508	574	650	812	127	2.50
COLLAU	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	484	547	619	773	121	2.50
DUTCUR	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	367	415	469	586	91	2.50
HUARIMAYU	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	351	397	449	561	87	2.50
HUARIPAMPA	HUARI	MASIN	128	141	156	186	32	2.00
ISCUG	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	212	239	271	338	53	2.50
JATO	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	153	173	195	244	38	2.50
JIRCAHUAYI	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	236	267	302	377	59	2.50
LANCHAN	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	235	265	300	375	58	2.50
MALFAC	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	431	487	551	639	107	2.50
MACHCAS	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	394	445	504	629	98	2.50
SAN MARCOS	HUARI	SAN MARCOS	1221	1348	1488	1778	244	2.00
MILLHUISH	HUARI	SAN MARCOS	172	189	209	250	43	2.00
OLAYAN	HUARI	HUANTAR	669	756	856	1069	167	2.50
PACASH	HUARI	SAN MARCOS	227	250	276	330	56	2.00
PAGCHANGA	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	242	273	309	386	60	2.50
CUFUCOS	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	363	410	464	580	90	2.50
GLISHU	HUARI	SAN MARCOS	116	128	141	168	29	2.00
RANCAS	HUARI	SAN MARCOS	152	167	185	221	38	2.00
YANACANCHA	HUARI	CHAVIN DE HUANTAR	144	162	184	230	36	2.50
YURAYACU	HUARI	HUANTAR	291	329	372	465	72	2.50
SUMA TOTAL DE POBLACION DE LAS LOCALIDADES QUE INTEGRAN EL P.S.E. CHAVIN DE HUANTAR - SAN MARCOS			10721	12037	13535	16718		

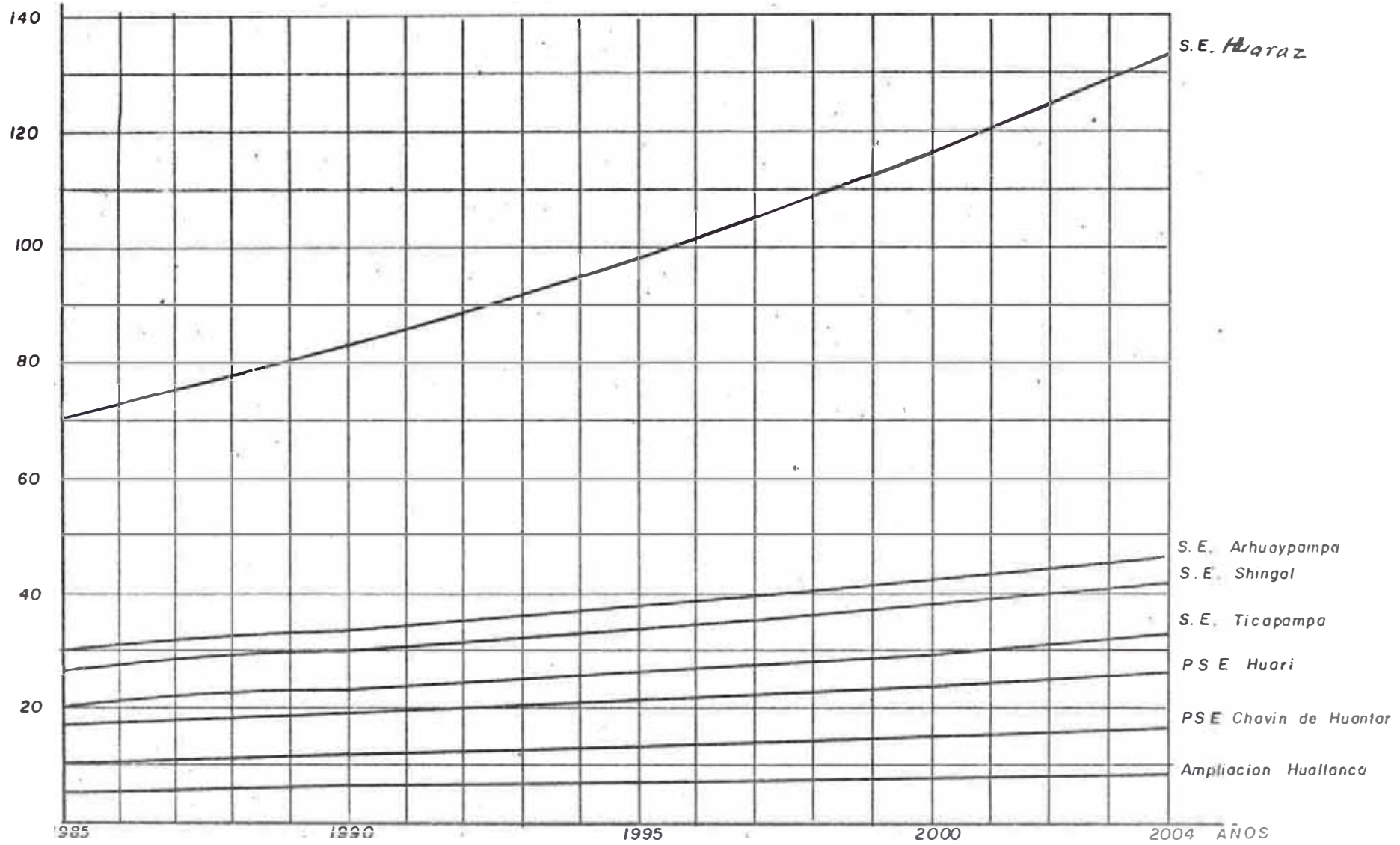
CUADRO N° 2.1  
(7/7)

SISTEMA ELÉCTRICO :AMPLIACION HUALLANCA  
\*\*\*\*\*

CENTRO DE CARGA	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION				VIVIENDA 1985	TCP (%)
			1985	1990	1995	2004		
ANCORACA	HUAYLAS	MATU	157	173	191	228	31	2.00
HUALLANCA	HUAYLAS	HUALLANCA	1047	1213	1407	1835	232	3.00
HUANCUP	HUAYLAS	MATU	117	129	142	170	29	2.00
HUARIPAMPA	HUAYLAS	SANTA CRUZ	465	539	624	815	110	3.00
HUATA	HUAYLAS	HUATA	251	208	318	380	74	2.00
HUAYLAS	HUAYLAS	HUAYLAS	1484	1679	1899	2372	371	2.50
HUINC	HUAYLAS	MATU	254	291	321	384	66	2.00
PACRACALLAN	HUAYLAS	HUATA	182	200	221	265	56	2.00
SHUYO	HUAYLAS	SANTA CRUZ	154	170	187	224	56	2.00
SUCRE	HUAYLAS	MATU	885	977	1078	1289	221	2.00
YACUP	HUAYLAS	HUAYLAS	517	570	630	753	188	2.00
SUMA TOTAL DE POBLACION DE LAS LOCALIDADES QUE INTEGRAN LA AMPLIACION HUALLANCA			5533	6229	7016	8715		

### ESTUDIO DE LA DEMANDA PROYECCION DE POBLACION

Habitantes  
 $1 \times 10^3$



- Planeamiento Preliminar de Pequeños Sistemas Eléctricos del Departamento de Ancash - Volumen I y II en 1982, Jefatura de Proyectos Electrificación Rural de la Gerencia de Planeamiento-ELECTROPERU.
- Proyecto Minero Antamina, Suministro Eléctrico del Complejo Minero de Antamina, 1979, Estudio de Factibilidad- GEOMIN.
- Información estadística actualizada 1982, UDC. Región Norte Medio- ELECTROPERU.
- Proyecto Embalse Recreta, Definición de la Fuente de suministro de energía eléctrica a los Campamentos, 1982. Asociación de Consultores Recreta.
- Censos Nacionales VII de Población 1972- ONEC.
- Censos Nacionales VIII de Población 1981 (Resultados Provisionales) INE.

Como complemento al trabajo de gabinete, se realizaron viajes con visitas a los centros poblados y centros mineros de la zona de influencia, apreciándose el estado actual y las perspectivas de desarrollo de sus servicios eléctricos y de sus principales actividades económicas; como parte de la información recopilada se han considerado los planes de desarrollo de los autoproductores a efectuarse a mediano plazo, dichos planes incluyen proyectos cuya implementación generará demandas adicionales de potencia y energía.

#### 2.2.2 Clasificación de Cargas

Los Centros de Carga considerados para la evaluación de la demanda han sido clasificados en tres



grandes rubros:

- Servicio Público
  - Autoprodutores
  - Proyectos de inversión
- 
- El rubro de Servicio Público, comprende las cargas de los sectores alumbrado público, doméstico, comercial, industrial, uso general y cargas especiales de cada una de las localidades incluidas en el área de influencia del proyecto.
  - El rubro Autoprodutores, está constituido exclusivamente por las cargas de tipo minero.
  - Como proyectos de Inversión, se están considerando sólo dos cargas: la correspondiente a la Mina Antamina y los requerimientos de energía eléctrica que conlleva el proyecto Quitaracsa.

### 2.2.3 Metodología utilizada en la Proyección de la Demanda Eléctrica.

La demanda eléctrica de los centros poblados menores de 20,000 habitantes se estimó en base a la metodología que la firma Consultora Canadiense Montreal Engineering (Overseas) Limited- MONENCO, elaboró al desarrollar el V Proyecto de Energía Eléctrica del Perú, cuya secuencia de cálculo se muestra en la lámina No. 2-02.

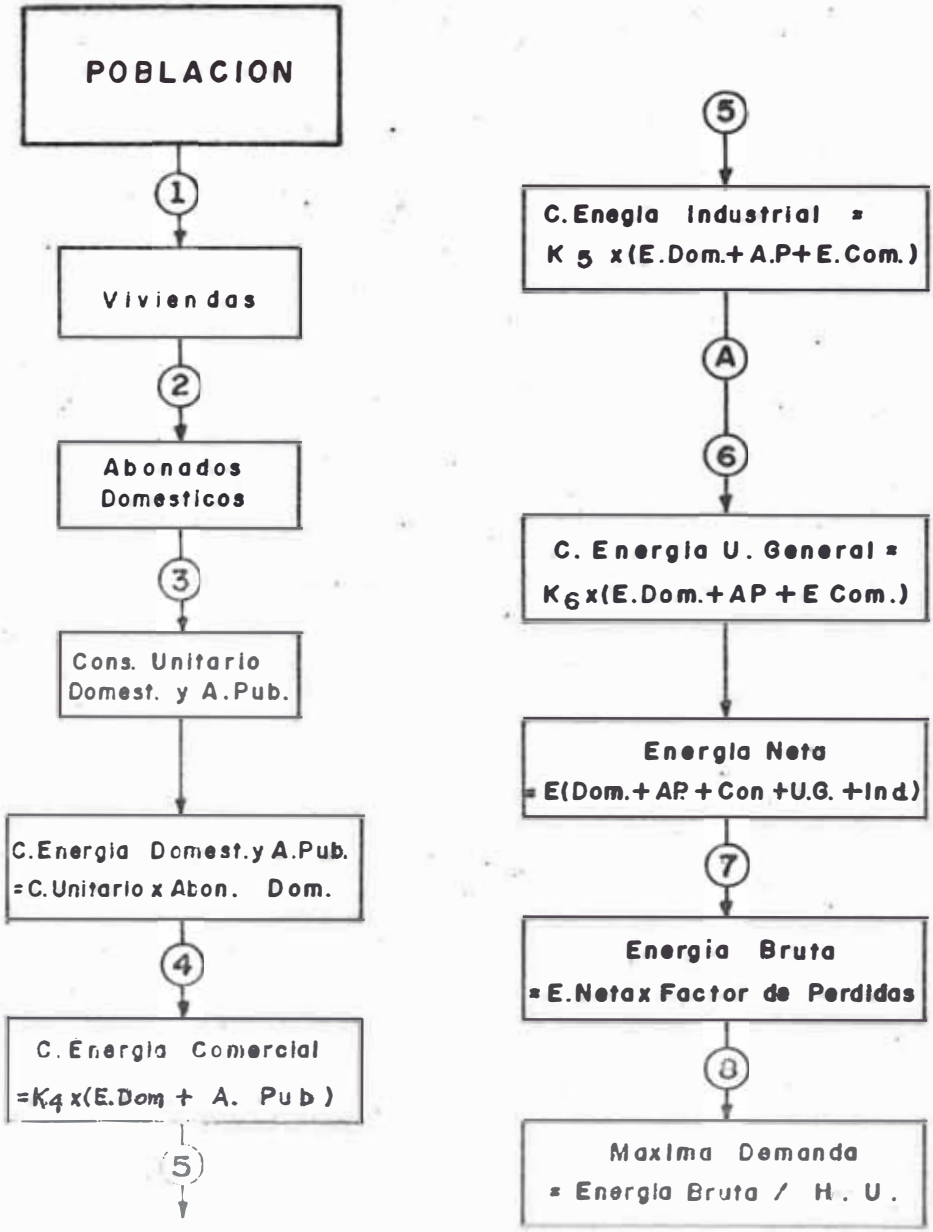
En el caso específico de la ciudad de Huaraz, por ser esta una ciudad mediana se adoptaron las cifras de demanda que aparecen en el Plan Maestro de Electricidad, versión 1983.

La demanda de los Autoprodutores y Proyectos de Inversión se cuantificó en base a las encuestas realizadas en las minas y plantas concentradoras del lu-

# ESTUDIO DE LA DEMANDA

## EVALUACION DE DEMANDA ELECTRICA-CENTROS POBLADOS

LAMINA N° 2-02



FUNC. TRANSF.	DESCRIPCION
1	Relación : $KI = \text{Habitantes/Vivienda}$
2	Coef. Electrificación = $\frac{N^{\circ} \text{ Abonados Domésticos}}{N^{\circ} \text{ Viviendas}}$
3	Función de Correlación $Y = a \times x^b$ $Y = \frac{\text{Energía Doméstica y A. Público}}{N^{\circ} \text{ Abonados Domésticos}}$ $x = N^{\circ} \text{ de Abonados Domésticos}$ $a = \text{Constante}$ $b = \text{Constante}$
4	$K4 = \frac{\text{C. Energía Comercial}}{\text{C. Energía Dom. y AP.}}$
5	$K5 = \frac{\text{C. Energía Industrial}}{\text{C. Energ. Dom. y AP. + Com.}}$
6	$K6 = \frac{\text{C. Energía U. General}}{\text{C. Energ. Dom. y AP. + Com.}}$
7	Factor de Pérdidas = $\frac{1}{1 - \% \text{ Pérdidas}}$
8	H.U. = Horas de Utilización de MD. Anual

gar, y tomando en consideración la información contenida en los Estudios Técnicos realizados, respectivamente.

#### 2.2.4 Proyección de la Demanda Eléctrica de los Centros Poblados

Para los fines del presente estudio se ha tomado como período de análisis los años correspondientes entre 1985 y 2004; es decir 20 años.

A continuación se describen los criterios empleados para obtener el consumo de energía eléctrica y máxima demanda de potencia para los tres tipos de carga, antes mencionadas.

##### • Sector Doméstico y Alumbrado Público

De acuerdo a la metodología adoptada el consumo unitario doméstico - alumbrado público se halla mediante la siguiente ecuación:

$$Y = a x^b$$

donde:

Y = Consumo unitario en el sector doméstico y alumbrado público en KWh/abo.

x = Número de abonados domésticos.

a, b= Parámetros de la ecuación.

Para determinar el consumo unitario de energía de las localidades del Proyecto, se tomaron registros estadísticos del período 1976- 1982 de los 42 centros poblados electrificados en el Sistema Callejón de Huaylas, para encontrar una relación funcional entre el consumo neto unitario (KWh/abo.) y el número de abonados respectivos.

Las localidades del área de influencia del proyecto con servicio eléctrico en la actualidad se clasificaron de la siguiente manera:

<u>Nivel</u>	<u>Población actual</u>
A	4,000 - 2,000
B	2,000 - 1,000
C	1,000 - 700
D	700 - 500
E	500 - 300
F	300 - 100

A continuación se muestran las funciones adoptadas para los siguientes grupos de localidades que cuentan con servicio eléctrico:

<u>Tipo</u>	<u>Localidades</u>	<u>Función</u>
I	Carhuaz, Yungay, Recuay, Huari, Ticapampa	$Y = 104.2490 x^{0.3384}$
II	Aija, Cátaç, Mancos, San Marcos, CHavin de Huan tar.	$Y = 89.4723 x^{0.4065}$
III	Huallanca, Jangas, Marca rá, La Pampa, Mato (Su cre)	$Y = 148.9758 x^{0.3526}$
IV	Acopampa, Tingua, Tari ca, Pariahuanca	$Y = 102.7685 x^{0.3976}$
V	Ranrahirca, Yungar, Anta, Toma, Tinco, Succha, Shu may, Yungay, Pampa.	$Y = 137.6203x^{0.3991}$
VI	La Merced, Paltay, P.Li bre, Ucucha. Huata, Yura marca, Matacoto, Shupluy	$Y = 349.2223 x^{0.2515}$
VII	Vicos Caraz	$Y = 99.5426 x^{0.3211}$

Dichas funciones se grafican en las láminas No.2.03, 2.04, y 2.05.

Para las localidades sin servicio eléctrico y una - clasificación poblacional similar a los grupos anteriores y con características semejantes, se adoptaron las siguientes funciones:

<u>Tipo</u>	<u>Población actual</u>	<u>Función</u>
VIII	500 - 400	$Y = 102.7685 x^{0.3976}$
IX	400 - 200	$Y = 137.6203 x^{0.3991}$
X	200 - 100	$Y = 178.6306 x^{0.3754}$

Estas funciones se presentan en la lámina No. 2.06.

El coeficiente de electrificación inicial fué calculado en base a registros actuales teniendo en cuenta su crecimiento; en función de dichos datos se determinaron 3 tipos de curva para la proyección de dicho coeficiente en el período de análisis 1985-2004 para las localidades ubicadas en el Callejón de Huaylas. Para las localidades del Callejón de Conchucos se estimó una sola curva teniendo en cuenta que el grado de electrificación de esta zona era menor. En la lámina No. 2-07 se muestran las curvas antes mencionadas.

#### • Sector Comercial

El consumo neto de energía eléctrica de este sector se ha considerado como un porcentaje del consumo neto doméstico y alumbrado público.

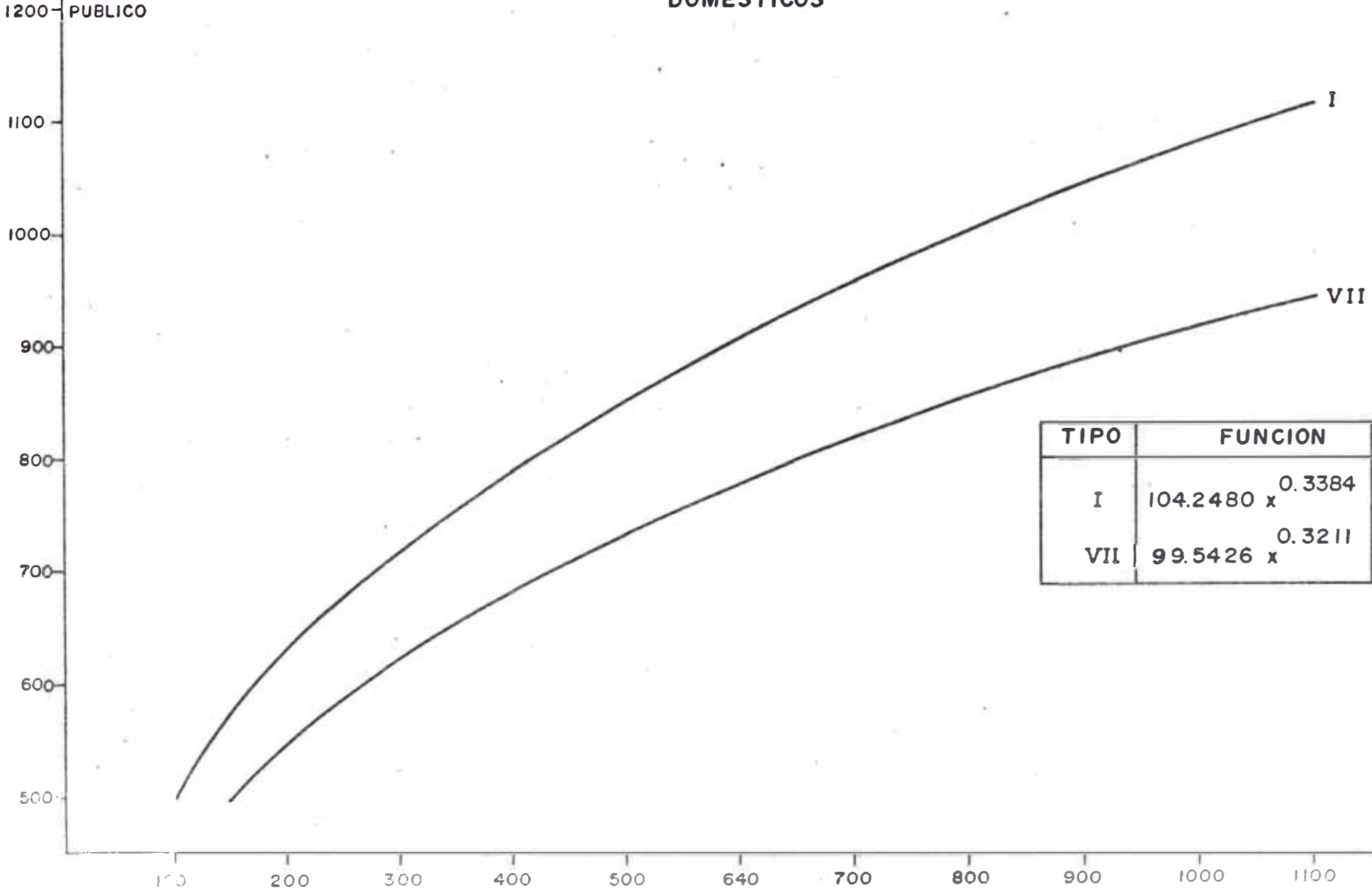
Para las localidades electrificadas se consideró porcentajes que varían entre 10% y 30% de acuerdo a los propios registros históricos de cada localidad.

Para las localidades sin servicio o que no poseen datos confiables, se asumieron porcentajes de 12% y

# ESTUDIO DE LA DEMANDA

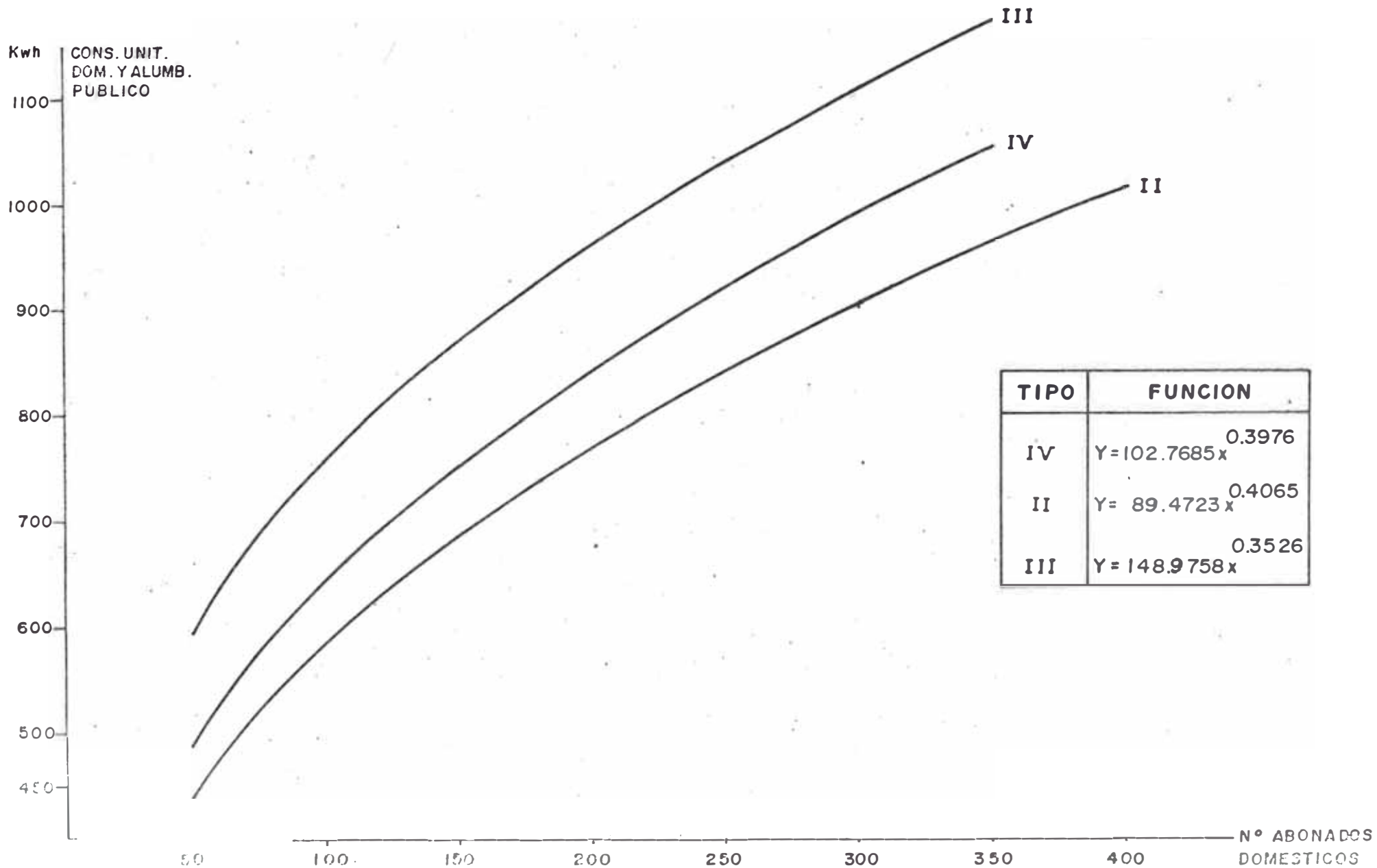
## CONSUMO UNITARIO DOMESTICO Y ALUMBRADO PUBLICO VS. NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS

Kwh. CONS. UNIT.  
DOM. Y ALUMB.  
PUBLICO



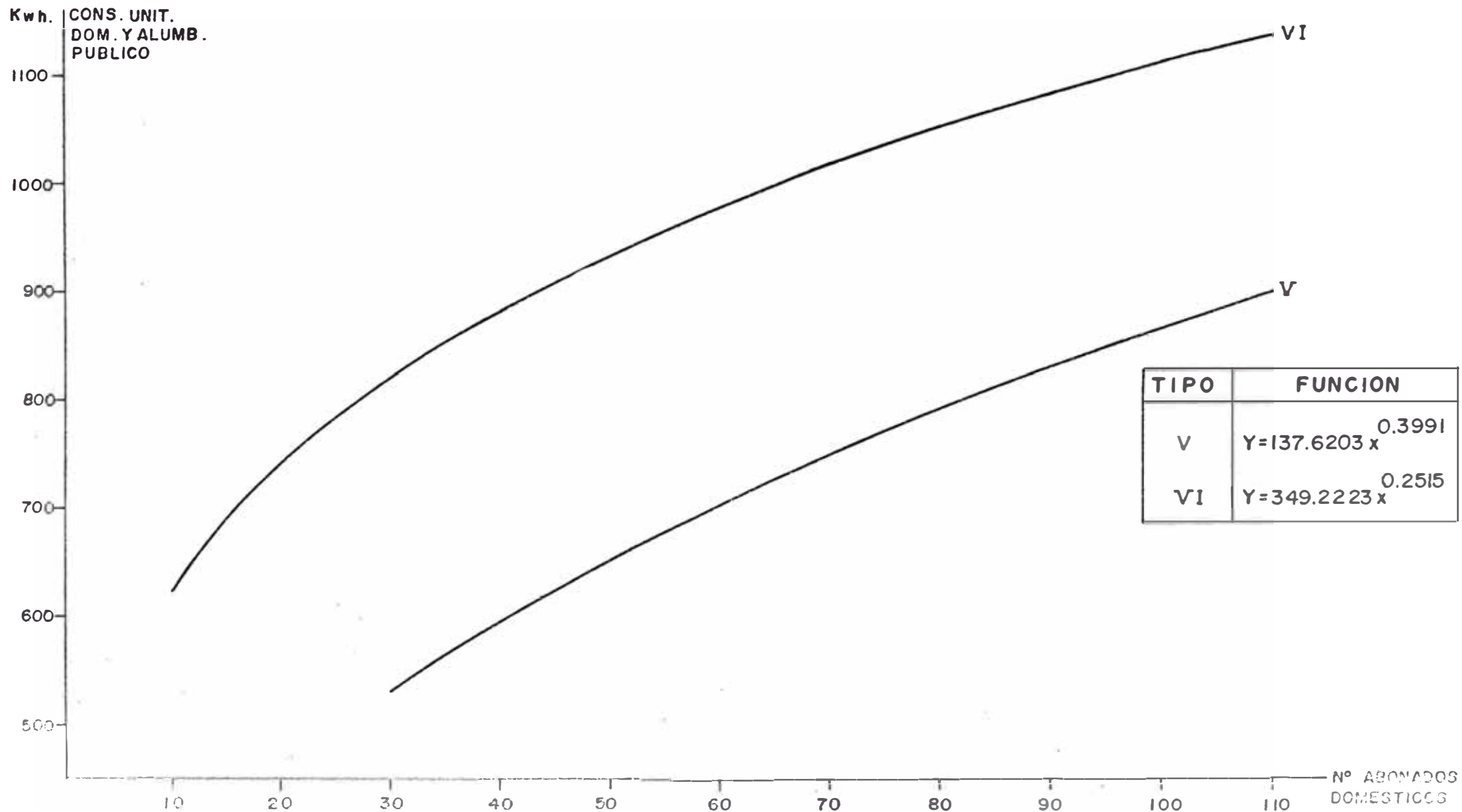
N° ABONADOS  
DOMESTICOS.

CONSUMO UNITARIO DOMESTICO Y ALUMBRADO PUBLICO VS. NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS



# ESTUDIO DE LA DEMANDA

## CONSUMO UNITARIO DOMESTICO Y ALUMBRADO PUBLICO VS. NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS



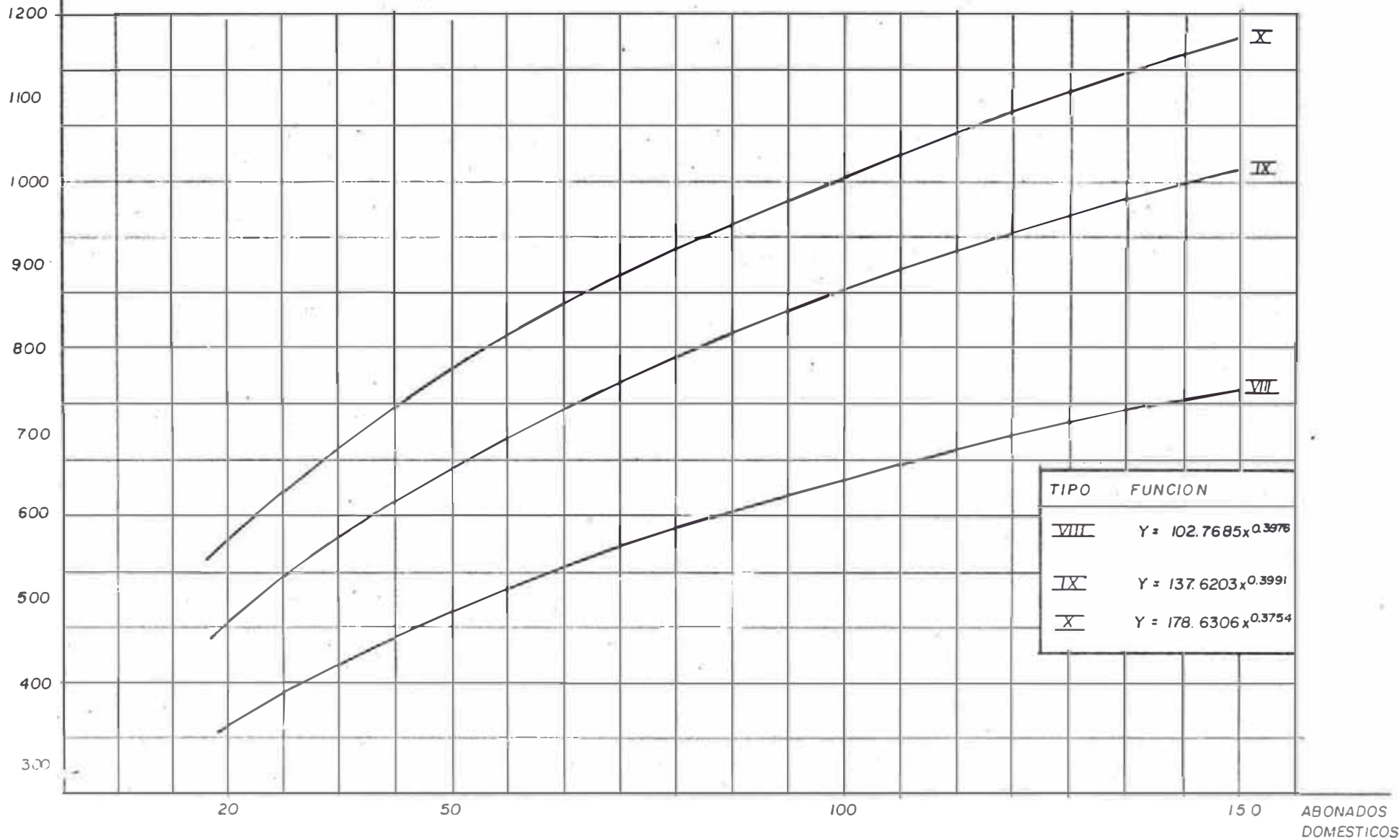


Cons. Uni. Dom y Alumb. Pub.

### ESTUDIO DE LA DEMANDA

Kwh

Consumo Unitario Domestico y Alumbrado Publico VS Numero de Abonados Domesticos

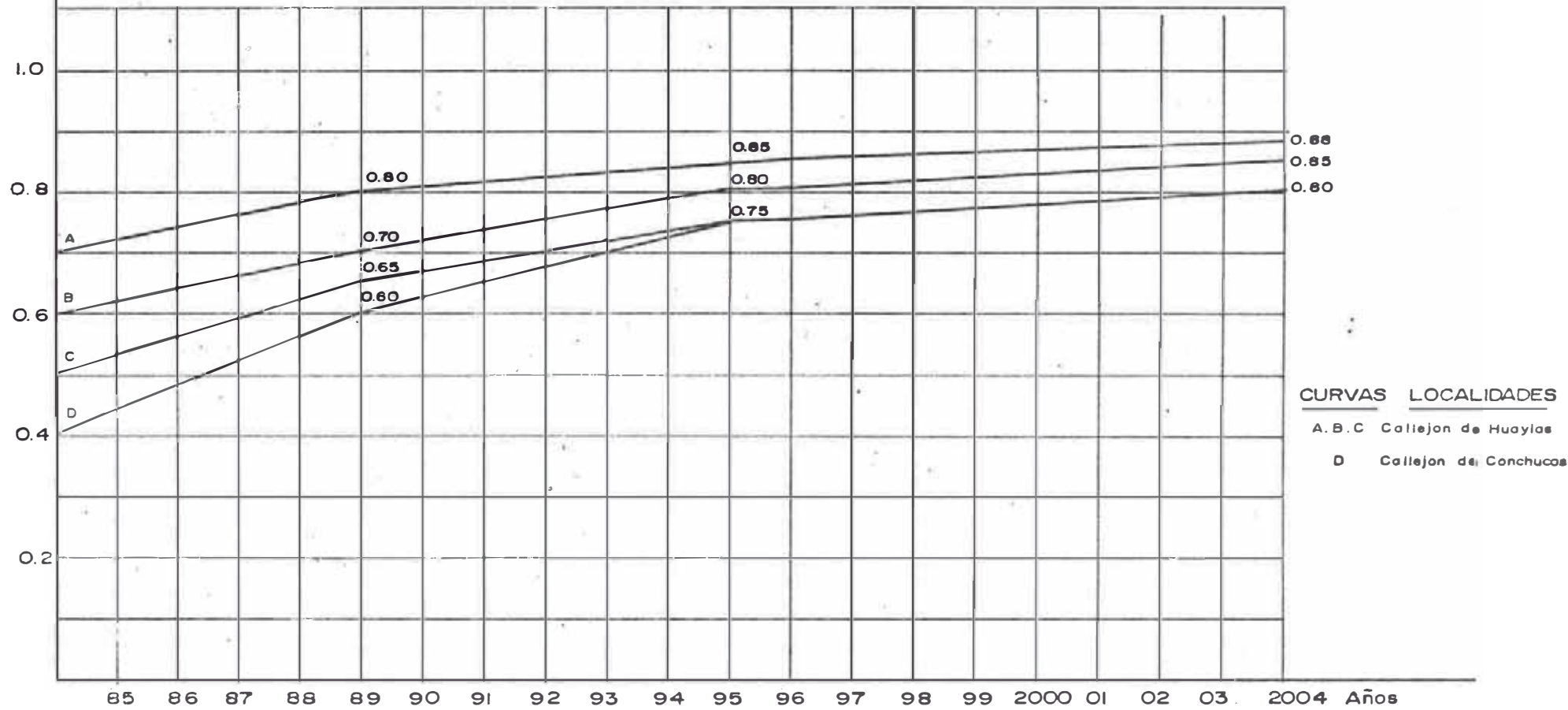


# ESTUDIO DE LA DEMANDA

LAMINA N° 2-07

C.E

## CURVAS DE COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION



15% de acuerdo a su nivel de desarrollo.

Los porcentajes antes mencionados se mantienen cons  
tantes en el período de análisis.

• Sector Industrial

El consumo neto del sector industrial se calculó -  
como un porcentaje del consumo doméstico y alumbrado público más el consumo neto comercial, los porcentajes adoptados según el tipo de localidad es co  
mo sigue y son constantes en el período de análisis.

<u>Localidad</u>	<u>%</u>
Con servicio	8 y 12
Sin servicio	8 y 10

• Sector Uso General

En este sector están comprendidas las demandas co  
rrespondientes a las iglesias, municipalidades, postas médicas, locales escolares y otros lugares pú  
blicos.

El consumo neto de energía ha sido hallado como un porcentaje de la suma de los consumos domésticos, -  
alumbrado público y comercial, relación que se man  
tiene constante durante todo el período de análisis.

Los porcentajes obtenidos para las localidades con servicio eléctrico se estimó en el rango de 10% a 20%.

Para las localidades no electrificadas se consideró 8% y 10% para todo el período de análisis.

En general, para adoptar porcentajes en los 3 últi-

mos sectores se ha tomado como referencia sus características socio-económicas, tamaño y posibilidades de desarrollo de la zona.

• Consumo Neto Total de Energía de los Centros Poblados

Resulta de la suma aritmética de las demandas de energía de cada uno de los sectores de consumo antes citado.

• Consumo Bruto Total de Energía de los Centros Poblados

Es la adición al consumo neto total de las correspondientes pérdidas. Estas pérdidas a nivel de distribución han sido estimadas como un porcentaje del consumo neto total considerando los siguientes valores:

<u>Población Actual</u>	<u>% Pérdidas</u>
menos de 1,000	10
1,000 - 3,000	12
mayores de 3,000	15

Este porcentaje de pérdidas es constante todo el período de análisis.

El cuadro No. 2.2 muestra los valores del consumo bruto total de energía del servicio público a nivel de subestaciones.

• Máxima Demanda de Potencia de los Centros Poblados

Se estima a partir del consumo bruto total y de las horas de utilización de la máxima demanda. Estos valores son adoptados en base al comportamiento de las demandas en localidades y subestaciones del Sis

## RESUMEN DEL SERVICIO PUBLICO DE LOS SISTEMAS CALLEJON DE HUAYLAS P.S.E

ENERGIA (MWH)

S. E. o AÑOS P.S.E	SHINGAL CARAZ	ARHUAYPAMPA CARHUAZ	HUARAZ	TICAPAMPA	P.S.E. HUARI	P.S.E. CHAVIN DE HUANTAR	AMPLIACION HUALLANCA	TOTAL
1985	4,834.7	4,374.4	14,523.4	2,748.0	1,469.6	971.5	693.0	29,614.6
1986	5,259.2	4,805.9	15,620.9	3,042.1	1,680.7	1,118.4	772.3	32,299.5
1987	5,732.8	5,292.7	16,645.8	3,375.7	1,905.9	1,278.8	857.1	35,088.8
1988	6,234.6	5,815.0	17,795.3	3,725.6	2,149.6	1,449.5	955.4	38,125.0
1989	6,772.3	6,375.4	19,163.3	4,108.9	2,409.2	1,635.6	1,056.7	41,521.4
1990	7,199.1	6,803.4	20,568.4	4,411.9	2,606.1	1,780.3	1,132.1	44,501.3
1991	7,651.4	7,254.4	21,978.1	4,750.5	2,817.7	1,942.3	1,210.5	47,604.9
1992	8,120.0	7,712.9	23,596.4	5,097.5	3,041.6	2,111.0	1,299.9	50,979.3
1993	8,626.2	8,215.1	25,033.5	5,469.9	3,278.6	2,283.3	1,386.0	54,292.6
1994	9,151.2	8,731.9	26,678.7	5,860.6	3,524.4	2,477.1	1,481.1	57,905.0
1995	9,692.4	9,288.3	28,250.5	6,278.0	3,787.3	2,677.3	1,581.6	61,555.4
1996	10,283.8	9,863.1	29,938.8	6,726.1	4,066.9	2,891.0	1,692.8	65,462.5
1997	10,753.9	10,305.9	31,820.1	7,041.9	4,243.9	3,023.2	1,765.1	69,054.0
1998	11,226.1	10,768.3	33,419.2	7,376.6	4,419.7	3,157.5	1,843.9	72,211.3
1999	11,742.6	11,246.7	35,533.4	7,731.5	4,608.3	3,298.1	1,929.6	76,090.2
2000	12,267.1	11,751.2	37,749.5	8,111.7	4,802.4	3,455.4	2,017.2	80,154.5
2001	12,815.9	12,275.7	39,681.7	8,498.4	5,010.1	3,607.1	2,107.2	83,996.1
2002	13,392.4	12,826.1	42,022.4	8,899.7	5,220.4	3,775.9	2,200.3	88,337.2
2003	13,927.1	13,391.6	44,566.5	9,329.1	5,442.6	3,944.4	2,301.3	92,972.6
2004	14,618.2	13,988.3	47,129.0	9,769.4	5,671.5	4,122.6	2,407.1	97,705.1

tema Callejón de Huaylas.

En el cuadro No. 2.3 se puede apreciar los valores de Máxima Demanda de potencia del servicio público a nivel de subestaciones, las horas de utilización son:

<u>Habitantes</u>	<u>Hu,</u>
Callejón de Conchucos	de 2,500 a 2,975
menos de 1,000	de 2,900 a 3,375
1,000 - 3,000	de 3,000 a 3,475
mayores de 3,000	de 3,000 a 3,775

Estos valores son crecientes linealmente durante el período de análisis.

#### 2.2.5 Proyección de la Demanda Eléctrica de Autoproductores y Proyectos de Inversión.

##### • Autoproductores

Se han considerado como demanda los centros mineros que actualmente operan, tomando como base las encuestas realizadas en la zona de estudio con relación al crecimiento de la producción (KWh/tn.) que a su vez depende del potencial minero del área donde trabajan y de los precios en el mercado. Se tomó también la demanda probable estimada por los propios autoproductores, mediante la capacidad instalada actual y planes de ampliación de las minas y plantas concentradoras.

Los principales autoproductores que se encuentran comprendidos en el área de influencia del proyecto son:

**RESUMEN DEL SERVICIO PUBLICO DE LOS SISTEMAS CALLEJON DE HUAYLAS P.S.E**  
**POTENCIA (KW)**

S. E o AÑOS P.S.E	SHINGAL CARAZ	ARHUAYPAMPA CARHUAZ	HUARAZ	TICAPAMPA	P.S.E. HUARI	P.S.E. CHAVIN DE HUANTAR	AMPLIACION HUALLANCA	TOTAL
1985	1,630.8	1,462.1	4,859.7	924.6	558.8	391.8	265.5	10,093.3
1986	1,759.4	1,593.7	5,222.5	1,015.1	635.0	446.2	293.5	10,965.4
1987	1,902.3	1,741.7	5,593.4	1,117.3	715.2	504.8	323.1	11,931.9
1988	2,052.1	1,899.0	5,971.4	1,223.2	800.9	566.2	357.2	12,870.0
1989	2,211.3	2,066.1	6,354.4	1,338.2	890.9	632.5	391.7	13,885.7
1990	2,331.8	2,187.7	6,815.1	1,425.3	956.0	682.3	416.4	14,814.6
1991	2,458.5	2,314.6	7,276.4	1,522.4	1,025.4	737.8	441.6	15,776.7
1992	2,588.3	2,442.0	7,839.4	1,620.7	1,097.9	794.0	470.5	16,852.8
1993	2,728.2	2,581.1	8,307.5	1,725.4	1,174.0	850.5	497.7	17,864.4
1994	2,871.6	2,722.6	8,877.1	1,834.2	1,251.9	914.0	527.8	18,999.2
1995	3,017.8	2,874.2	9,054.1	1,949.6	1,334.4	978.5	559.1	19,767.7
1996	3,177.2	3,029.2	9,635.0	2,072.7	1,421.5	1,046.8	593.8	20,976.2
1997	3,296.9	3,140.9	10,181.2	2,153.3	1,470.6	1,085.5	614.5	21,942.9
1998	3,415.3	3,256.8	10,732.2	2,238.4	1,518.5	1,122.7	637.2	22,921.1
1999	3,545.3	3,375.7	11,387.2	2,328.4	1,569.8	1,163.0	661.8	24,031.2
2000	3,675.7	3,500.8	12,041.8	2,424.6	1,622.2	1,207.7	686.8	25,159.6
2001	3,811.5	3,629.8	12,400.5	2,521.3	1,678.3	1,251.0	712.1	26,004.5
2002	3,953.3	3,764.5	13,060.8	2,620.8	1,734.3	1,297.4	738.3	27,175.4
2003	4,101.5	3,901.5	13,821.3	2,727.0	1,793.3	1,343.6	766.7	28,451.9
2004	4,252.0	4,045.8	14,586.3	2,834.9	1,853.6	1,392.3	796.0	29,760.9

<u>S.E. Caraz</u>	<u>Situación actual</u>
- Cia. Minera Taminasa	no conectado
<u>S.E. Huaraz</u>	
- Concentradora Patay	no conectado
- Minera Sto. Toribio	conectado
- Concentradora Sta. Rosa	no conectado
<u>S.E. Ticapampa</u>	
- Concentradora Pelayo	no conectado
- Cia. Minera Alianza	conectado
- Concentradora Bco, Minero	no conectado
- Concentradora Extramin	no conectado
- Concentradora Esmeralda	no conectado
- Concentradora Cátac	conectado
- Concentradora Pilar de Saragoza	no conectado
- Minera Huascarán	no conectado
<u>P.S.E. Huari</u>	
- Cia. Minera Esparta	no conectado
<u>P.S.E. Chavín de Huantar - San Marcos.</u>	
- Cia. Minera Gran Bretaña	no conectado

• Proyectos de Inversión

Para los proyectos de inversión se tomó en cuenta la situación de avance de los estudios respectivos,



las previsiones oficiales de su puesta en operación y los requerimientos de energía de potencia definidos en dichos estudios. Así tenemos:

- Embalse Recreta con una previsión de potencia de 210 kW, alimentada desde la Subestación Ticapampa en 1987.
- Proyecto Minero Antamina con una carga de 24,000 kW, perteneciente a MINEROPERU, alimentado desde la L.T. 138 kV. Huallanca - Antamina en 1991.

En los cuadros Nos. 2.4 y 2.5 se presentan las proyecciones de energía y máxima demanda de potencia - de los rubros Autoproductores y proyectos de Inversión.

#### 2.2.6 Consumo Bruto Total de Energía del Sistema

Es la suma del consumo del servicio público, auto-productores y proyectos de inversión a nivel de subestación y pequeños sistemas eléctricos. Los resultados se presentan en el cuadro No. 2.6.

#### 2.2.7 Máxima Demanda de Potencia Total del Sistema

Es la suma de la máxima demanda de potencia del servicio público, autoproducidos y proyectos de inversión a nivel de subestación y pequeños sistemas eléctricos. Los resultados se presentan en el cuadro No. 2.7.

### 2.3 DESCRIPCION DE LA OFERTA DE POTENCIA

La Oferta eléctrica actual para el sistema del Callejón de Huaylas y parte del Callejón de Conchucos está constituida principalmente por la C.H. Cañón -





**RESUMEN TOTAL DE LOS SISTEMAS CALLEJON DE HUAYLAS P.S.E**  
ENERGIA (MWH)

S. E. o AÑOS P.S.E	SHINGAL CARAZ	ARHUAYPAMPA CARHUAZ	HUARAZ	TICAPAMPA	P.S.E. HUARI	P.S.E. CHAVIN DE HUANTAR	AMPLIACION HUALLANCA	TOTAL
1985	7,987.7	4,374.4	20,699.4	32,313.0	8,827.6	16,739.5	693.0	91,634.6
1986	8,412.2	4,805.9	21,796.9	32,607.1	9,038.7	16,886.4	772.3	94,319.3
1987	8,885.8	5,292.7	22,821.8	34,108.7	9,263.9	32,814.8	857.1	114,044.8
1988	9,387.6	5,815.0	23,971.3	28,764.6	9,507.6	32,985.5	955.4	111,386.9
1989	9,925.3	6,375.4	25,339.3	29,147.9	9,767.2	33,171.6	1,056.7	114,783.3
1990	10,352.1	6,803.4	30,082.4	29,721.9	15,746.1	33,316.3	1,132.1	127,154.2
1991	10,804.4	7,254.4	31,492.4	24,190.5	15,957.7	178,478.3	1,210.5	269,387.9
1992	11,273.0	7,712.9	33,110.4	25,081.5	16,181.6	178,647.0	1,299.9	273,306.3
1993	11,779.2	8,215.1	34,547.5	25,453.9	16,418.6	178,819.3	1,386.0	276,619.6
1994	12,304.2	8,731.9	36,192.7	25,844.6	16,664.4	179,013.1	1,481.1	280,231.9
1995	12,845.4	9,288.3	40,392.5	27,488.0	16,927.3	179,213.3	1,581.6	287,736.2
1996	13,436.8	9,863.1	42,080.8	27,936.1	17,206.9	179,427.0	1,692.8	291,643.3
1997	13,906.9	10,305.9	43,962.1	28,251.9	17,383.9	179,559.2	1,765.1	295,134.9
1998	14,379.1	10,768.3	45,561.2	28,586.6	17,559.7	179,693.5	1,843.9	298,392.2
1999	14,895.6	11,246.7	47,675.4	28,941.5	17,748.3	179,834.1	1,929.6	302,271.1
2000	15,420.1	11,751.2	49,891.5	29,321.7	17,942.4	179,991.4	2,017.2	306,335.4
2001	15,968.9	12,275.7	51,823.7	29,708.4	18,150.1	180,143.1	2,107.2	310,176.9
2002	16,545.4	12,826.1	54,164.4	30,109.7	18,360.4	180,311.9	2,200.3	314,518.0
2003	17,150.1	13,391.6	56,708.5	30,539.1	18,582.6	180,480.4	2,301.3	319,153.4
2004	17,771.2	13,988.3	59,271.0	30,979.4	18,811.5	180,658.6	2,407.1	323,086.9

**RESUMEN TOTAL DE LOS SISTEMAS CALLEJON DE HUAYLAS P.S.E**  
**POTENCIA (KW)**

S. E. O P.S.E. AÑOS	SHINGAL CARAZ	ARHUAYPAMPA CARHUAZ	HUARAZ	TICAPAMPA	P.S.E. HUARI	P.S.E. CHAVIN DE HUANTAR	AMPLIACION HUALLANCA	TOTAL
1985	2,430.8	1,462.1	6,109.7	6,234.6	1,958.8	3,391.8	265.5	21,853.4
1986	2,559.4	1,593.7	6,472.5	6,325.1	2,035.0	3,446.2	293.5	22,725.3
1987	2,702.3	1,741.7	6,843.4	6,737.3	2,115.2	6,504.8	323.1	26,967.8
1988	2,852.1	1,899.0	7,221.4	5,843.2	2,200.9	6,566.2	357.2	26,940.1
1989	3,011.3	2,066.0	7,604.4	5,958.2	2,290.9	6,632.5	391.7	27,955.1
1990	3,131.8	2,187.7	8,615.1	6,095.3	3,456.0	6,682.3	416.4	30,584.5
1991	3,258.5	2,314.6	9,076.4	5,192.4	3,525.4	30,737.8	441.6	54,546.8
1992	3,388.3	2,442.0	9,639.4	5,370.7	3,597.9	30,794.0	470.5	55,702.9
1993	3,528.2	2,581.1	10,107.5	5,475.4	3,674.0	30,850.5	497.7	56,714.5
1994	3,671.6	2,722.6	10,677.1	5,584.2	3,751.9	30,914.0	527.8	57,849.1
1995	3,817.8	2,874.2	11,354.1	5,889.6	3,834.4	30,978.5	559.1	59,307.7
1996	3,977.2	3,029.2	11,935.0	6,012.7	3,921.5	31,046.8	593.8	60,516.2
1997	4,096.9	3,140.9	12,481.2	6,093.3	3,970.6	31,085.5	614.5	61,482.9
1998	4,215.3	3,256.8	13,032.2	6,178.4	4,018.5	31,122.7	637.2	62,461.1
1999	4,345.3	3,375.7	13,687.2	6,268.4	4,069.8	31,163.0	661.8	63,571.2
2000	4,475.7	3,500.8	14,341.8	6,364.6	4,122.2	31,207.7	686.8	64,699.5
2001	4,611.5	3,629.8	14,700.5	6,461.3	4,178.3	31,251.0	712.1	65,544.4
2002	4,753.3	3,764.5	15,360.8	6,560.8	4,234.3	31,297.4	738.3	66,709.4
2003	4,901.5	3,901.5	16,121.3	6,667.0	4,293.3	31,343.6	766.7	67,995.0
2004	5,072.0	4,045.8	16,886.3	6,774.9	4,353.6	31,392.3	796.0	69,301.0

del Pato con una potencia instalada de 150 MW. la cual forma parte del sistema interconectado Centro-Norte Medio. Además cuenta con pequeñas centrales hidroeléctricas, grupos térmicos que hacen un total en potencia instalada de 10,477 kW en autoproducciones y 943 KW. en servicio público.

#### 2.4 BALANCE DEMANDA - OFERTA DE POTENCIA

Con el objeto de determinar la magnitud de los déficits de potencia a cubrirse hasta el año 2,004, se ha elaborado el Balance Demanda-Oferta de Potencia en el área de influencia del Proyecto, mostrado en el Cuadro No. 2.8, en base a la proyección de la demanda y a la oferta que considera la capacidad de transformación existente en las subestaciones del Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas y que alcanza a 11.31 MW.

Puede apreciarse en el cuadro que se presentarían - déficits de potencia desde el año 1985, que sería - de 4.93 MW, y que ésta situación se iría agudizando en los siguientes años, siendo el déficit de potencia en el año 2,004 de 21.45 MW.

#### 2.5 RESULTADOS

La demanda de potencia actual (1983) del servicio público y autoproducciones del Sistema del Callejón de Huaylas es 8,600 Kw. y la demanda de energía es de 36,318 MWh.

La máxima demanda de potencia y el consumo bruto de energía estimados para el año 2,004, teniendo en - cuenta el afianzamiento de la L.T. objeto del presente estudio es de:

**BALANCE DEMANDA – OFERTA DE POTENCIA  
( MW )**

CUADRO Nº 2.8

AÑO	MAXIMA DEMANDA	OFERTA DE POTENCIA	BALANCE DE POTENCIA (MW)
1985	16.24	11.31	- 4.93
1986	16.95	11.31	- 5.64
1987	18.35	11.31	- 7.04
1988	17.82	11.31	- 6.51
1989	18.64	11.31	- 7.33
1990	20.03	11.31	- 8.72
1991	19.84	11.31	- 8.53
1992	20.84	11.31	- 9.53
1993	21.69	11.31	-10.38
1994	22.65	11.31	-11.34
1995	23.94	11.31	-12.63
1996	24.95	11.31	-13.64
1997	25.81	11.31	-14.50
1998	26.68	11.31	-15.37
1999	27.68	11.31	-16.37
2000	28.68	11.31	-17.37
2001	29.40	11.31	-18.09
2002	30.44	11.31	-19.13
2003	31.59	11.31	-20.28
2004	32.76	11.31	-21.45

**Notas:**

- 1) Todos los balances indican déficits de Potencia
- 2) La Oferta está dada por la capacidad de transformación de las SS.EE. del Sistema del Callejón de Huayllas.

	<u>KW</u>	<u>MWh</u>
- Sistema Callejón de Huaylas	32,759	122,009
- Ampliación Huallanca	796	
- P.S.E. Huari	4,354	18,658
- P.S.E. Chavín de Huantar - San Marcos (subsidiario)	31,392	180,658
TOTAL:	<u>69,301</u>	<u>323,886</u>

Las proyecciones de demanda de energía y potencia del servicio público, autoprodutores y proyectos de inversión a nivel de subestaciones y pequeños sistemas eléctricos, se pueden apreciar en los cuadros Nos. 2.2, 2.3, 2.4 y 2.5 y a nivel de consolidado en los cuadros Nos. 2.6, 2.7 y 2.8.

Estos valores permitirán definir la ampliación e implementación del sistema eléctrico existente en cuanto a su transformación y transmisión.

Los resultados totales obtenidos permiten determinar que para el período 1985- 2004 la máxima demanda de potencia y el consumo bruto de energía crece a una tasa promedio anual de:

	<u>KW(%)</u>	<u>MWh(%)</u>
- Sistema Callejón de Huaylas	3.8	3.3
- Ampliación Huallanca	5.9	6.8
- P.S.E. Huari	4.3	4.1
- P.S.E. Chavín de Huantar - San Marcos	12.4	13.3

En las láminas Nos. 2-08, 2-09 y 2-10 se aprecia gráficamente la proyección de las demandas de potencia a nivel de subestaciones de pequeños sistemas eléctricos, a nivel de sistemas y la proyección de los factores de carga, respectivamente.



La Lámina No. 2-11 presenta los índices percapita promedio del servicio público notándose que los índices de la zona del Callejón de Huaylas son mejores al del Callejón de Conchucos considerado.

La Lámina No. 2-12 muestra los índices de incidencia de habitantes, energía y potencia del servicio público en la cual porcentualmente predomina la Subestación Huaraz.

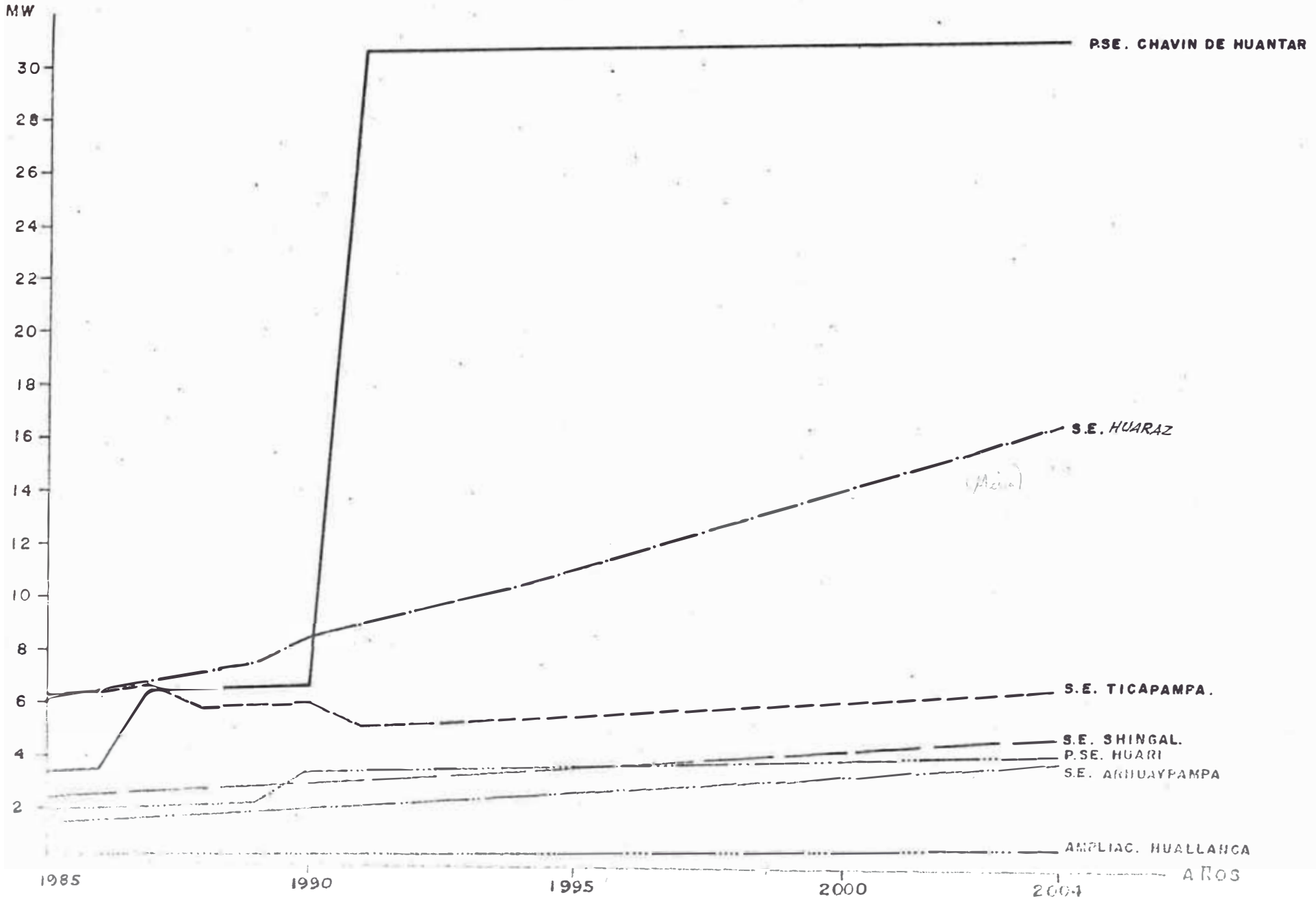
En la lámina No. 2-13 se aprecia los índices de incidencia (%) totales de nuestra proyección (habitantes, energía, potencia) notándose el predominio en energía y potencia del pequeño sistema eléctrico Chavín de Huantar que es resultado del proyecto de inversión minera de Antamina.

En las láminas Nos. 2-14 y 2-15 se grafican los índices de crecimiento del servicio público y los índices de crecimiento del servicio público, autoproductores y proyectos de inversión respectivamente, notándose en ésta última que la energía de la Subestación - Ticapampa decrece, el cual es consecuencia de la salida parcial de la Compañía Minera Alianza S.A. El P.S.E. Chavín de Huantar tiene el más alto porcentaje de crecimiento anual debido a que incluye el proyecto de inversión minera Antamina.

Finalmente en la lámina N° 2-10 se observa que el factor de carga total decrece, en razón de que algunas cargas mineras, cuyo factor de carga es alto, se desconectan del sistema.

# ESTUDIO DE LA DEMANDA

## PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA TOTAL

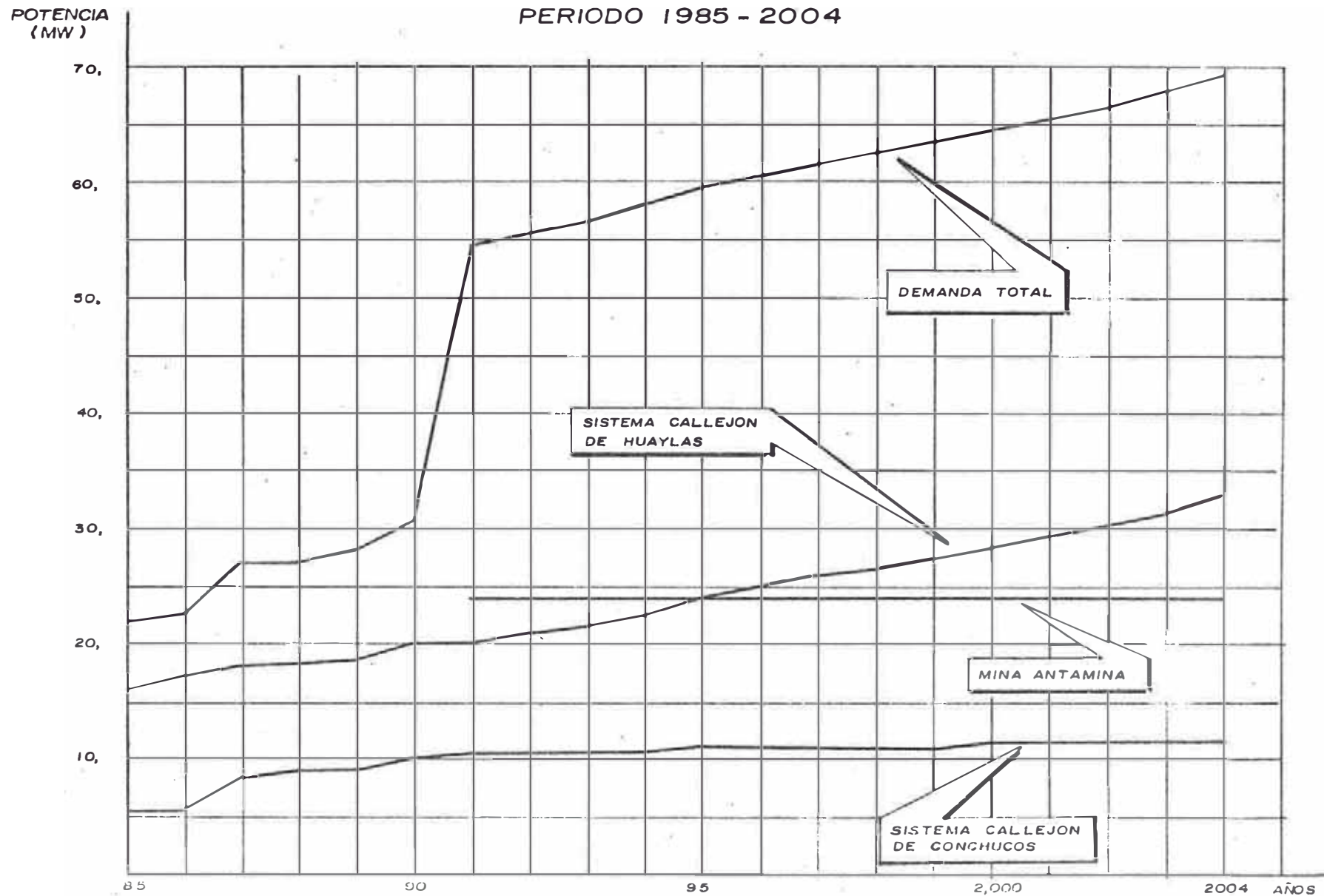


# ESTUDIO DE LA DEMANDA

## PROYECCION DE LA DEMANDA

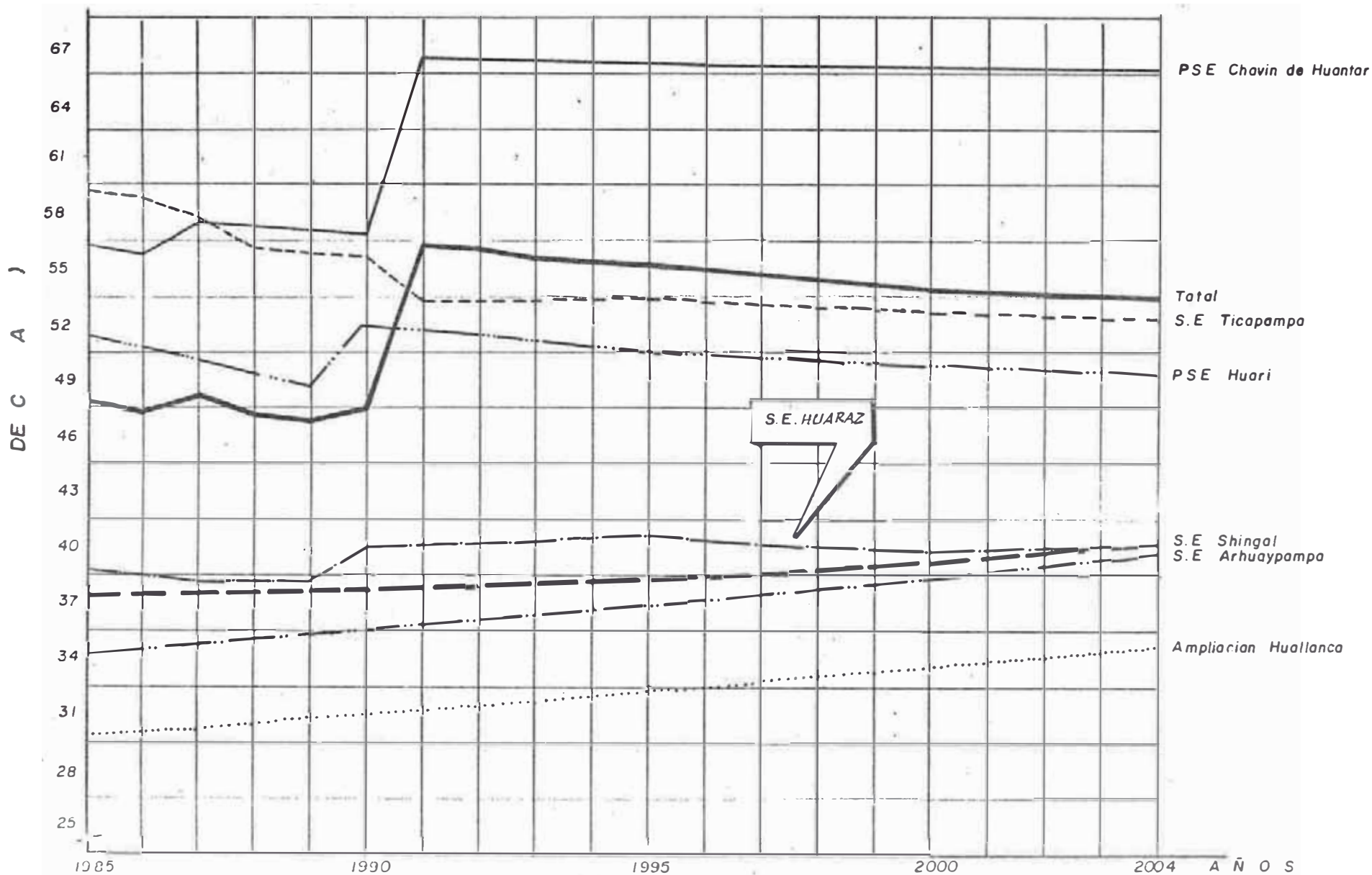
### PERIODO 1985 - 2004

LAMINA N° 2-09



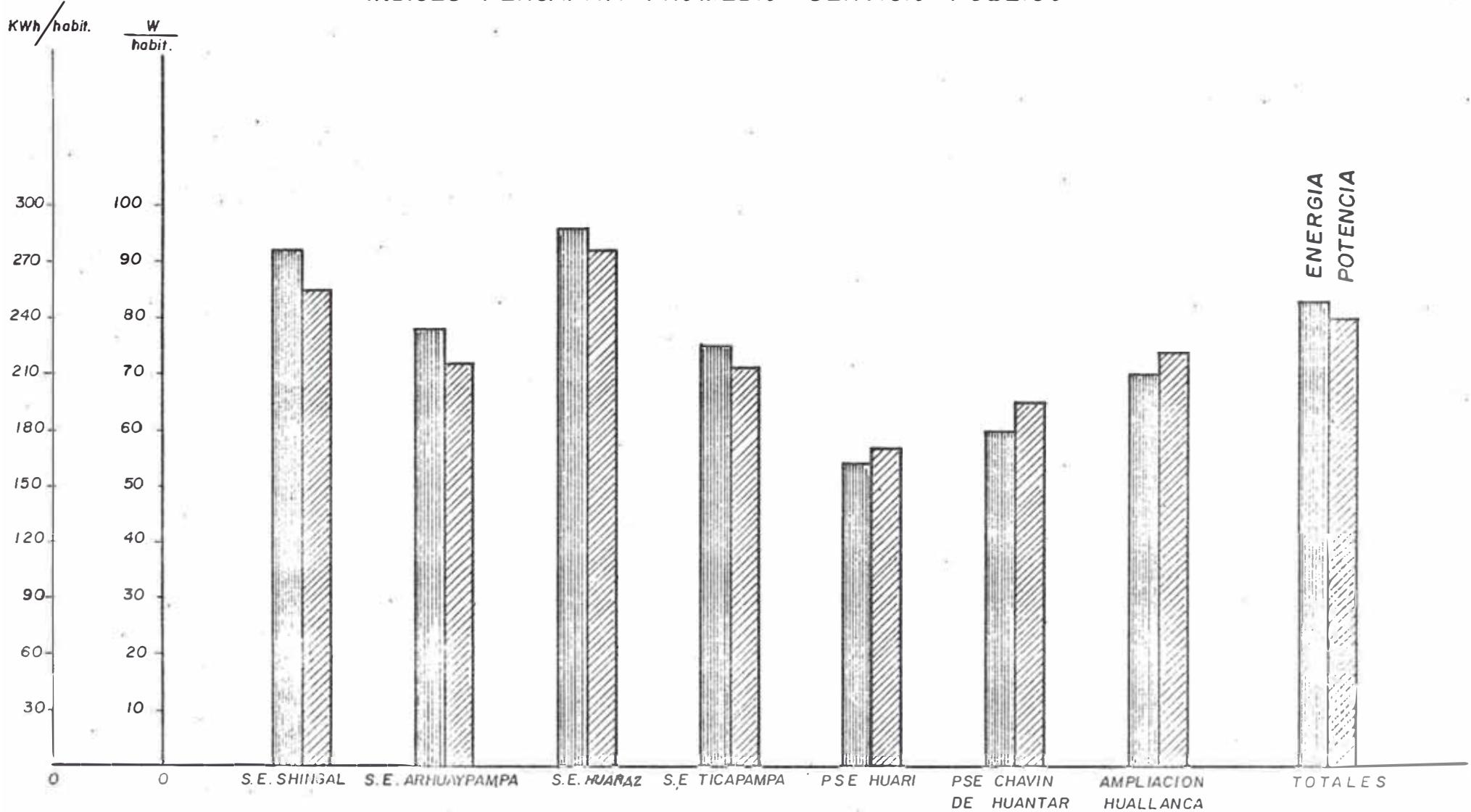
# ESTUDIO DE LA DEMANDA PROYECCION DE LOS FACTORES DE CARGA TOTALES

LAMINA Nº 2-10



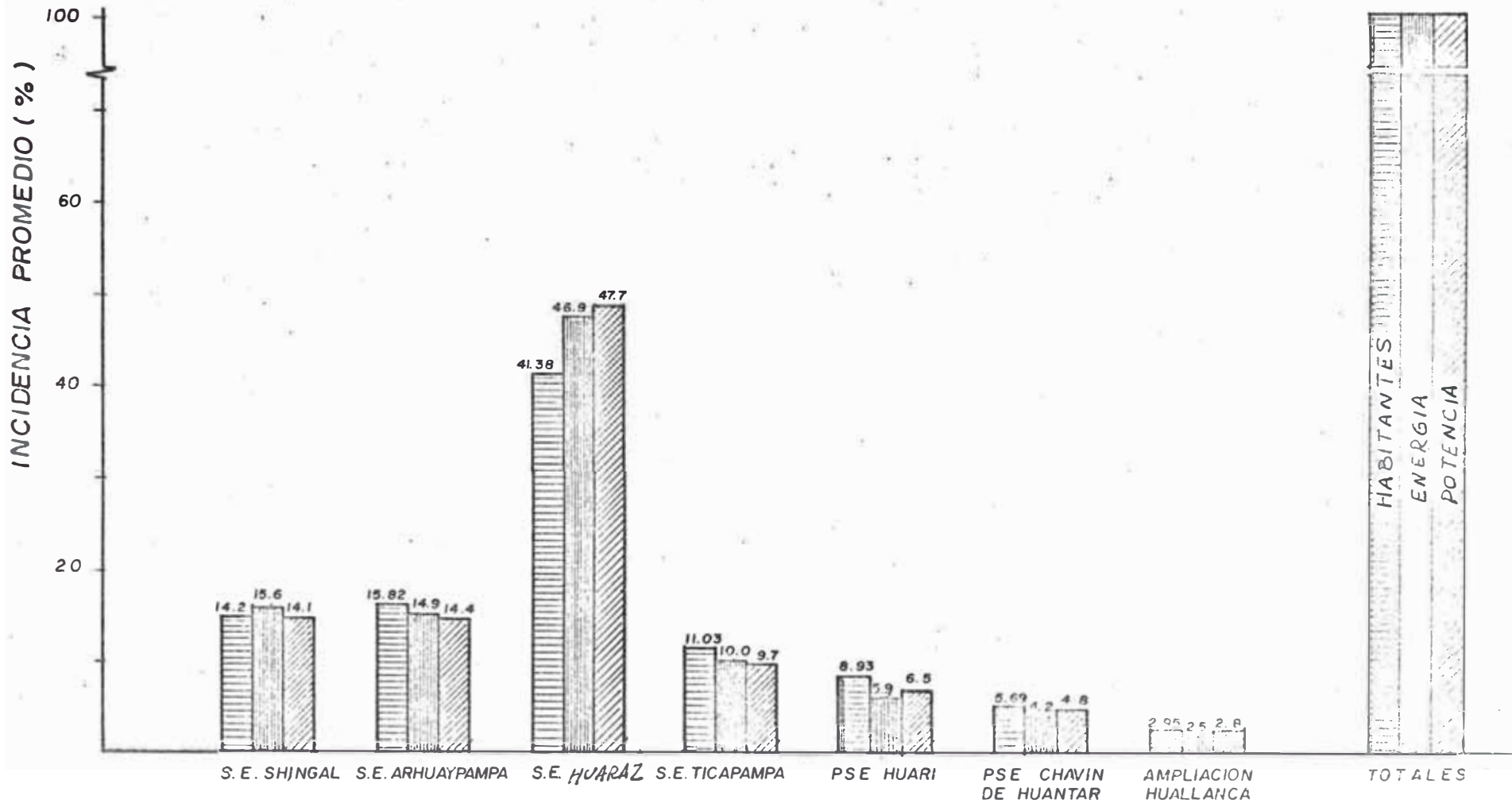
# ESTUDIO DE LA DEMANDA

## INDICES PERCAPITA PROMEDIO SERVICIO PUBLICO



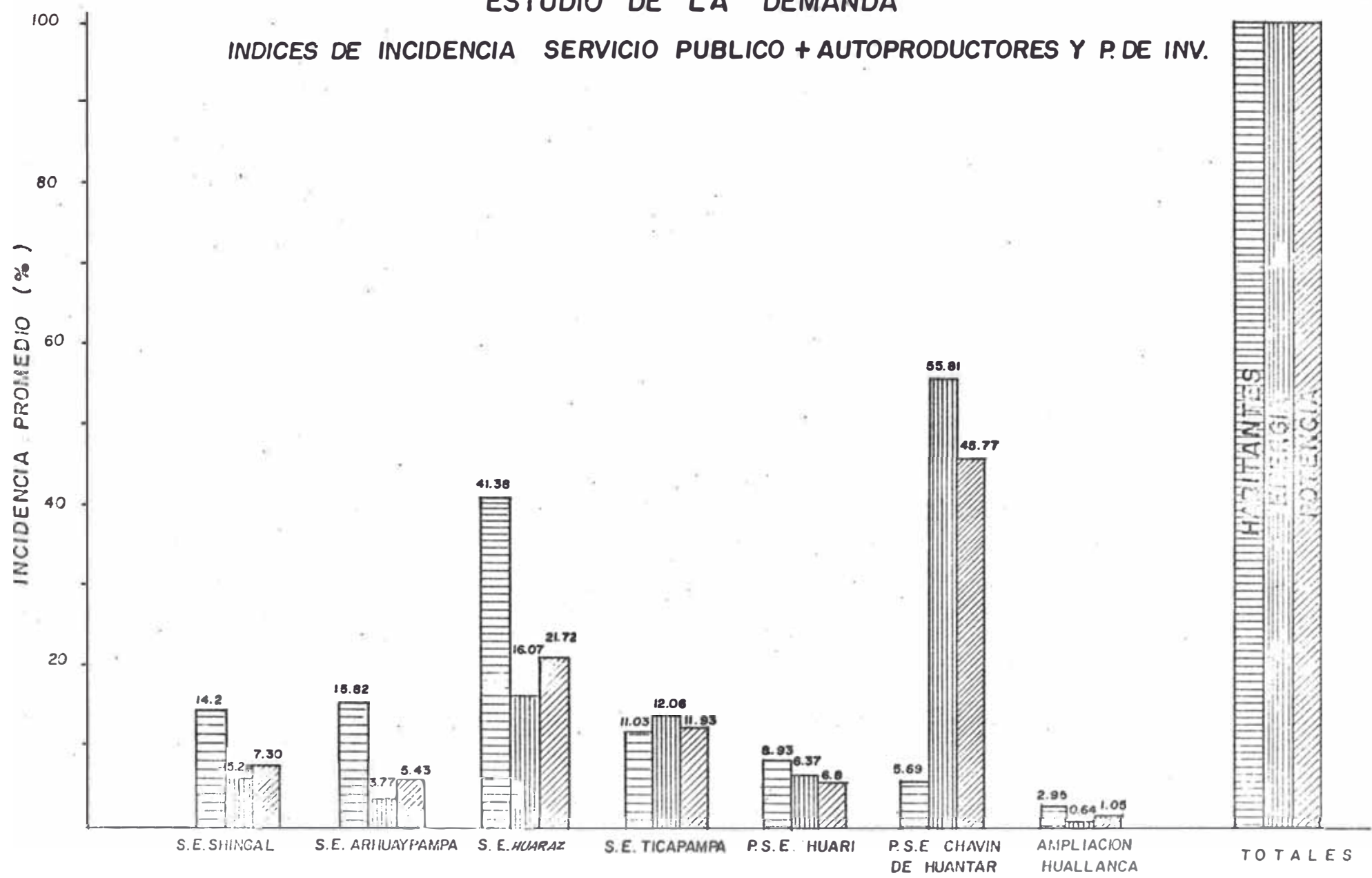
# ESTUDIO DE LA DEMANDA

## INDICES DE INCIDENCIA SERVICIO PUBLICO



# ESTUDIO DE LA DEMANDA

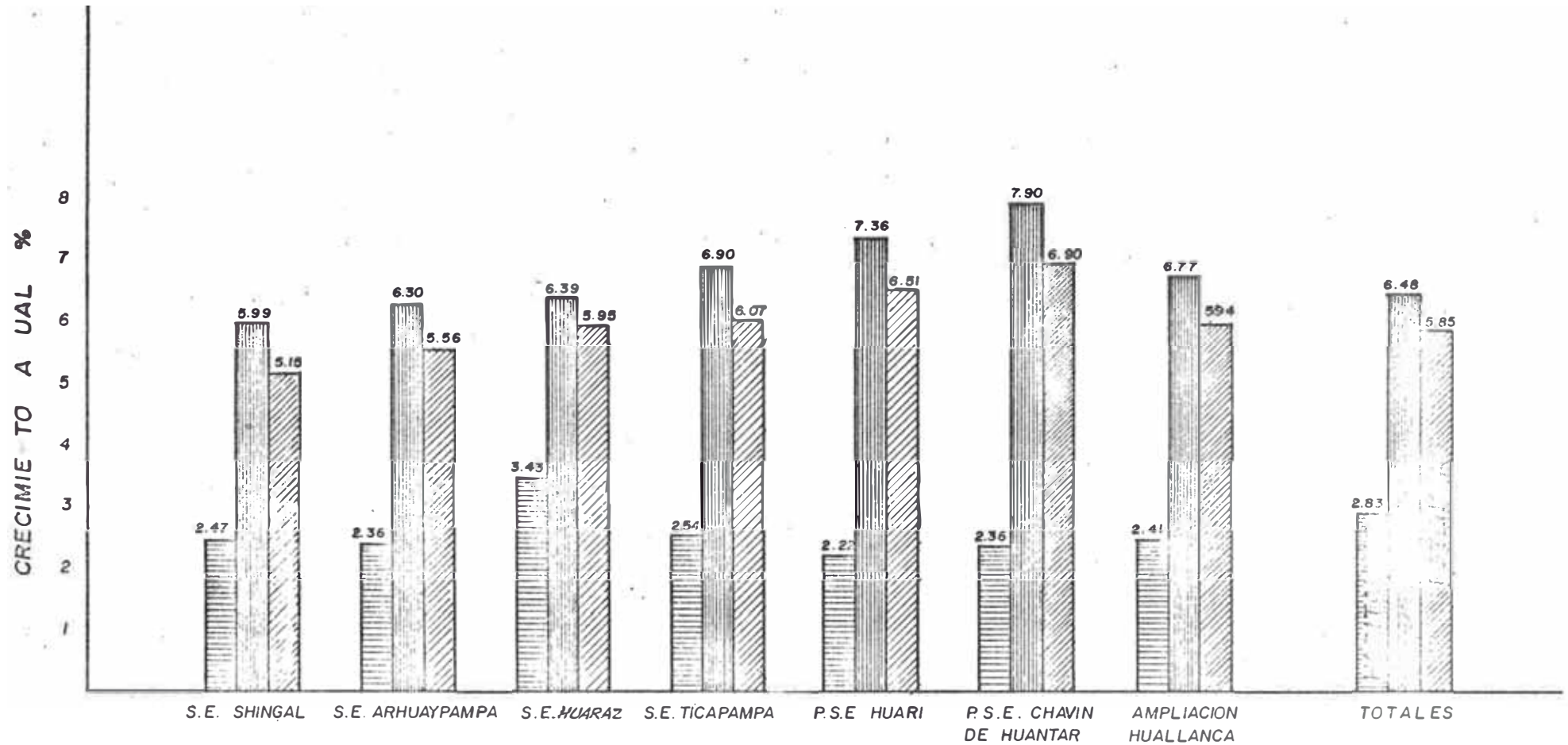
INDICES DE INCIDENCIA SERVICIO PUBLICO + AUTOPRODUCTORES Y P. DE INV.



# ESTUDIO DE LA DEMANDA

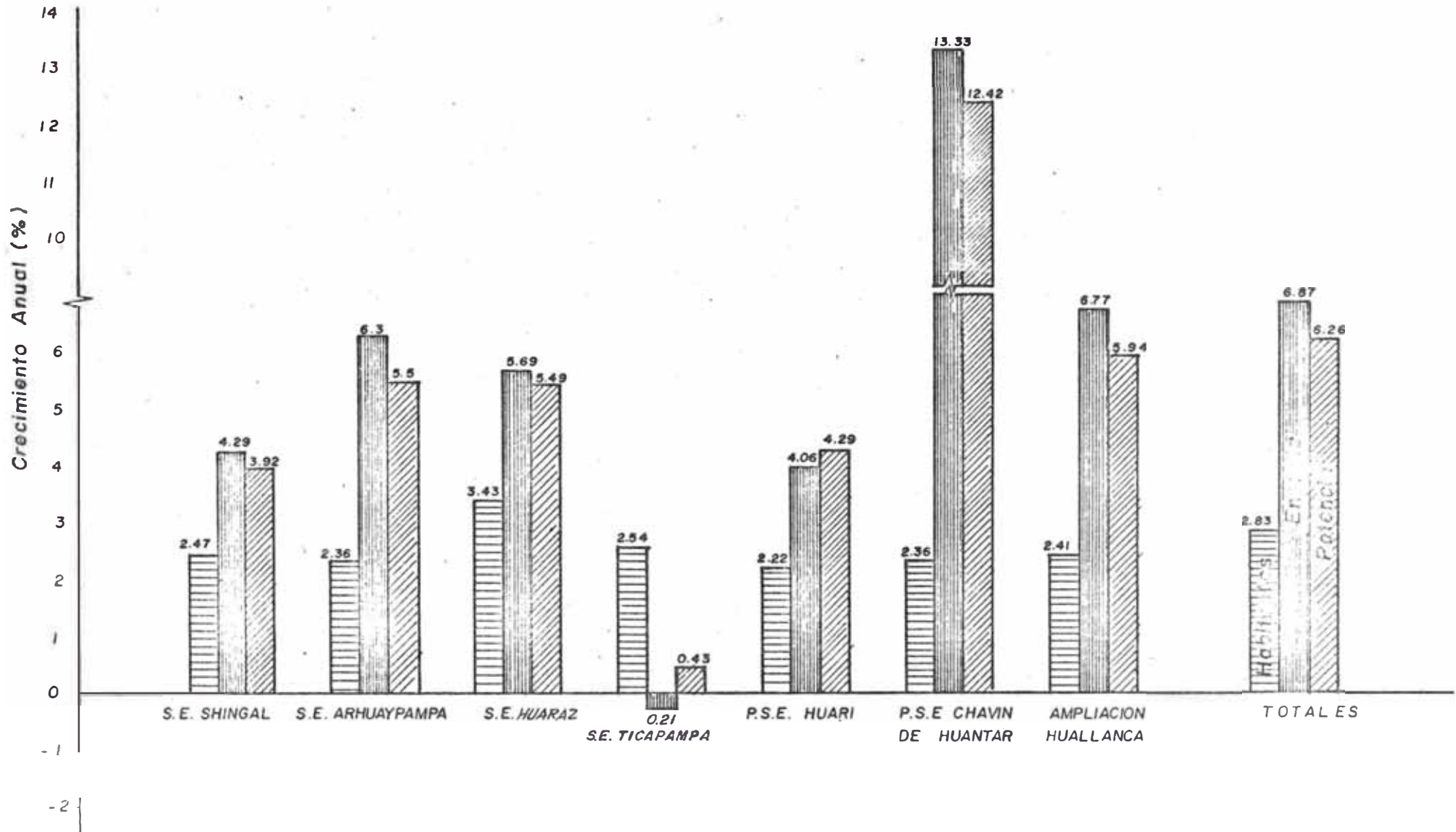
LAMINA N° 2-14

## INDICES DE CRECIMIENTO SERVICIO PUBLICO





INDICES DE CRECIMIENTO SERVICIO PUBLICO + AUTOPRODUCTORES y P. DE INV.



## CAPITULO III

### FORMULACION Y SELECCION DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION

#### 3.1 INTRODUCCION

En la actualidad el suministro eléctrico al Callejón de Huaylas es poco confiable debido a la antigüedad de su sistema de transmisión y al crecimiento de su demanda eléctrica, limitando de esta forma, el desarrollo integral del área del proyecto.

En consecuencia, el objeto de este capítulo es seleccionar el esquema de transmisión más conveniente, así como su oportunidad de implementación de tal forma que garantice una buena calidad de servicio, regulación de tensión y flexibilidad de operación del futuro sistema de transmisión seleccionado.

#### 3.2 PREMISAS PARA EL PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

Considerando las alternativas técnicamente factibles con el fin de determinar la configuración del sistema de transmisión de energía asociado a la C.H. Cañón del Pato en lo que concierne al patio de llaves, línea de transmisión y las subestaciones involucradas; se procederá a evaluar técnica y económicamente las mismas de acuerdo a las siguientes consideraciones:

##### 3.2.1 Mercado Eléctrico

Según el estudio del mercado eléctrico, el área del proyecto se encuentra ubicada en las zonas del Callejón de Huaylas y parte del Callejón de Conchu

cos del Departamento de Ancash, el cual contempla el suministro eléctrico a 230 localidades menores y 45 capitales de distritos, autoprodutores mineros y futuros proyectos de inversión.

La demanda de potencia y consumo de energía eléctrica de los centros de carga para ser abastecidos desde la C.H. Cañón del Pato están representados por el Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas, los Pequeños Sistemas Eléctricos de Huari, Chavín de Huantar y San Marcos.

Las cargas más importantes están constituidas por el sistema del Callejón de Huaylas con una demanda de 32.7 MW el año 2004 y en el Callejón de Conchucos destaca el complejo minero de Antamina, proyecto de inversión desarrollado por MINERO PERU, con una potencia máxima requerida de 24 MW. De las coordinaciones efectuadas con MINERO PERU, considerando la priorización de los proyectos en el sector se estima que este complejo entre en operación en una sola etapa en 1991.

### 3.2.2 Equipamiento Electromecánico

#### • Patio de Llaves C.H. Cañón del Pato (S.E.Huallanca)

El patio de llaves de la C.H. Cañón del Pato es del tipo exterior y ubicado próximo a la casa de máquinas, a una altitud aproximada de 1,400 m.s.n.m.

Actualmente, el patio de llaves indicado, se encuentra limitado físicamente por el Río Santa, la ciudad de Huallanca y las faldas del Cerro Sillacatac.

En consecuencia, el patio de llaves en 138 kV, dispone solamente de dos espacios físicos para celdas de línea, requiriéndose ampliar los pórticos en di

rección vertical, con el objeto de brindar facilidades para las futuras salidas de líneas en 138 kV.

En el caso del patio de llaves en 66 kV, no se cuenta en la actualidad con espacios físicos como para instalar algún equipamiento adicional futuro. Para el planteamiento de alternativas se ha analizado la posibilidad de efectuar obras civiles en las faldas del cerro Sillacatac con el objeto de ampliar los espacios físicos a un nivel superior del actual patio de llaves y asimismo, la construcción de muros de contención para proteger a la subestación de posibles derrumbes o deslizamientos de tierra o piedras.

• S.E. Huaraz Nueva

Como resultado de las coordinaciones efectuadas con la Municipalidad de la ciudad de Huaraz y la zona de ELECTROPERU, en lo que respecta a sus planes de expansión urbana y facilidades de llegada y salida de líneas de transmisión y subtransmisión, se ha convenido que la Nueva Subestación estará ubicada en el lado Nor-Este de la ciudad de Huaraz, a 1 km. de distancia del centro de la ciudad, en una zona denominada Shancayán.

3.2.3. Niveles de Tensión adoptados

Dadas las características del flujo de potencia, la distancia a transmitir y las restricciones de espacios físicos en el patio de llaves de la C.H. Cañón del Pato, se han considerado para el planteamiento de alternativas, las tensiones de 138 kV. y 66 kV que son las existentes en el referido Patio de Llaves.

### 3.2.4 . Aspectos de las Líneas de Transmisión

#### • Trazo preliminar de las líneas de transmisión

Teniendo en consideración, la ampliación del patio de llaves de la SE. Huallanca, la ubicación definitiva de la S.E. Huaraz Nueva y la ubicación preliminar de la S.E. Antamina, se ha efectuado el trazo preliminar de los tramos de Línea Huallanca-Huaraz y Huaraz-Antamina.

#### • Calibres de Conductores

Para el cálculo de los parámetros y costos estimados de las líneas de transmisión, se han considerado calibres aproximadamente equivalentes a líneas existentes, similares en el país, así tenemos:

Para 138 kV. : 240 mm<sup>2</sup> en Aleación de Aluminio

Para 66 kV. : 250 MCM en Aleación de Aluminio

### 3.3 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

Teniendo en cuenta las premisas para la selección del Sistema de Transmisión asociado al Afianzamiento Energético del Eje Huallanca-Huaraz-Ticapampa, se han seleccionado dentro de las diversas posibilidades técnicas, dos alternativas que son las más representativas, estas son:

#### 3.3.1 Alternativa No. 1 : L.T. 138 kV Huallanca-Huaraz Nueva (Un circuito) y L.T. 138 kV Huallanca-Antamina (Un circuito).

Esta alternativa considera la ampliación del Pa -

tio de Llaves de la C.H. Huallanca, con la instalación de dos celdas de líneas a 138 kV, de donde saldrán dos líneas de transmisión, en simple terna a 138 kV, la primera de ellas en dirección a la S. E. Huaraz Nueva(1987), la cual permitirá afianzar el suministro eléctrico del Callejón de Huaylas. - La otra línea en 138 kV, se conectará con Antamina en el año 1991, fecha en que se prevé la explotación de dicho asiento minero por parte de MINERO - PERU.

El esquema eléctrico de esta alternativa se muestra en el plano No. TG-301.

Esta alternativa comprende el siguiente equipamiento:

#### Año 1987

- Celda de salida de línea en 138 kV en la S. E. Huallanca, equipada con:
  - . Dos seccionadores de barra
  - . Un interruptor
  - . Un seccionador de línea (con cuchilla de puesta a tierra)
  - . Transformadores de corriente
  - . Equipo de onda portadora
  - . Transformadores de tensión capacitivos
  - . Pararrayos
  - . Sistema de protección, medición, mando, control, etc.

La disposición del equipo en el patio de llaves de la central ha sido considerado para conectarse al sistema de doble barra existente en la S.E. Huallanca.

Línea en simple terna de 138 kV de aproximadamente 94 km. de longitud entre el patio de llaves de la C.H. Huallanca y la S.E. Huaraz Nueva.

Celda de llegada de línea en 138 kV en la S.E. Huaraz Nueva, equipada con los mismos elementos de maniobra, medición y protección que los de la celda en 138 kV de Huallanca.

Un transformador de potencia de 138/66/13.8 kV, 20/10/10 MVA en la S.E. Huaraz Nueva con sus respectivos elementos de maniobra y protección, con los transformadores de corriente incorporados en los aisladores pasatapas (Lados de 138 y 66 kV).

Dos celdas de salida de línea en la S.E. Huaraz Nueva a 66 kV que comprende cada una:

- . Un seccionador de barra
- . Un interruptor
- . Un seccionador de línea (con cuchilla de puesta a tierra).
- . Transformadores de corriente
- . Transformadores de tensión capacitivos
- . Equipo de onda portadora
- . Pararrayos
- . Sistema de protección, medición, mando, control, etc.

En cuanto a la disposición del equipo de la S. E. Huaraz Nueva ha sido considerada para conectarse a un sistema de simple barra tanto en el nivel de 138 kV como en el nivel de 66 kV.

#### Año 1991

- Celda de salida de línea en 138 kV en la S. E.

Huallanca equipada con los mismos elementos de maniobra, medición y protección que los de la celda de salida en 138 kV de la línea Huallanca-Huaraz Nueva.

- Línea en simple terna a 138 kV de 180 km. de longitud entre la S.E. Huallanca y S.E. Antamina.
- Celda de llegada de línea en 138 kV en la S.E. Antamina equipada con los mismos elementos de maniobra, medición y protección que los de la celda de salida en 138 kV de la L.T. Huallanca-Antamina.
- Dos transformadores de potencia de 138/13.8 kV y 20 MVA c/u. en la S.E. Antamina con sus respectivos elementos de maniobra, medición y protección, con los transformadores de corriente incorporados en los aisladores pasatapas (Lado de 138 kV). Asimismo, esta subestación prevé instalar un banco de condensadores estáticos de aproximadamente 8 MVAR.
- Derivación en "T" hacia la S.E. San Marcos, ubicada a 14 km. de la S.E. Antamina y cuyo equipamiento comprende:
  - . Un seccionador de línea (con cuchillo de puesta a tierra).
  - . Un interruptor
  - . Transformadores de corriente
  - . Transformadores de tensión capacitivos
  - . Equipos de onda portadora
  - . Pararrayos
  - . Sistema de protección, medición, mando, control, etc.



- Un transformador de potencia de 138/20/10 kV y 7/7/3 MVA en la S.E. San Marcos, con sus respectivos elementos de maniobra, medición y protección, con los transformadores de corriente incorporados en los aisladores pasatapas (Lado de 138 kV).

En cuanto a la disposición del equipo en la S.E. San Marcos, la derivación en "T" se conecta directamente al transformador de potencia, es decir no se ha previsto instalar sistema de barras.

#### Año 1995

- En este año se ha previsto la ampliación de la S.E. Huaraz Nueva mediante la instalación de otro transformador de 138/66/13.8 kV, 20/10/10 MVA, equipado con los mismos elementos de maniobra; medición y protección que el transformador instalado en la Primera Etapa (1987).

#### 3.3.2 Alternativa No.2: L.T. 66 kV Huallanca-Huaraz Nueva (dos circuitos) y L.T. 138 kV Huallanca-Antamina (Un circuito)

Considera el Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz-Ticapampa mediante la implementación de dos circuitos en 66 kV entre el patio de llaves de la C.H. Huallanca y la S.E. Huaraz Nueva.

Asimismo este esquema de transmisión incluye el cambio de conductor de la línea existente en 66 kV, por otro de mayor sección con el objeto de disminuir la caída de tensión y las pérdidas de transmisión de la línea, asegurando de esta forma el suministro y la calidad de servicio de todo el

sistema eléctrico en condiciones normales de operación.

Por otro lado, en vista de la reducida capacidad de transmisión de las líneas en 66 kV, el suministro de energía eléctrica a las cargas lejanas de Antamina, Huari y San Marcos, se efectuará necesariamente con una línea de transmisión a 138 kV. en simple terna, entre Huallanca y Antamina.

El esquema eléctrico de esta alternativa se presenta en el plano No. TG-302 cuyo equipamiento se indica a continuación:

#### Año 1987

- Dos celdas de salida de línea a 66 kV en Huallanca, equipada cada una con:
  - . Un seccionador de barra
  - . Un interruptor
  - . Un seccionador de línea (con cuchilla de puesta a tierra)
  - . Transformadores de corriente
  - . Transformadores de tensión capacitivos
  - . Equipos de onda portadora
  - . Pararrayos
  - . Relés de protección, medición, mando, control, etc.

La disposición del equipo en la S.E. Huallanca ha sido considerado para instalar un sistema de simple barra para las salidas de las líneas, siendo alimentadas desde el sistema en doble barra existente en el patio de llaves de la C.H. Huallanca a través de los transformadores de potencia 138/66 kV respectivos.

- Un transformador de potencia de 138/66 kV y 15 MVA en la S.E. Huallanca, equipado con sus respectivos elementos de maniobra, protección y medición, con los transformadores de corriente instalados en los aisladores pasatapas.
- Una línea de doble terna a 66 kV de aproximadamente 94 km. de longitud entre la S.E. Huallanca y la S.E. Huaraz Nueva.
- Cambio de conductor de la línea existente a 66 kV por otro de mayor sección (250 MCM).
- Dos celdas de llegada a línea a 66 kV en la S.E. Huaraz Nueva, equipadas con los mismos elementos de maniobra que las celdas de salida en 66 kV de Huallanca.
- Dos transformadores de potencia de 66/13.8 KV, de 7 MVA, cada uno en la S.E. Huaraz Nueva, equipados con sus respectivos elementos de maniobra, protección y medición, con los transformadores de corriente instalados en los aisladores pasatapas (Lado de 66 kV).
- Dos celdas de salida de línea en 66 kV en la S.E. Huaraz Nueva, equipadas con los mismos elementos de maniobra que las celdas de llegada en 66 kV provenientes de la línea Huallanca-Huaraz Nueva, dirigidas hacia las Subestaciones Carhuaz y Ticapampa, respectivamente.
- Un banco de condensadores estáticos de aproximadamente 25 MVAR a instalarse en la S.E. Huaraz Nueva.

El sistema de barras en la S.E. Huaraz será de -

simple barra, el cual alimentará a 4 celdas de línea y 2 de transformadores de potencia como equipamiento final.

Año 1991

Comprende las instalaciones para el suministro eléctrico de Antamina, San Marcos, y Huari, cuyo equipamiento es el mismo que se ha descrito para la Alternativa 1.

### 3.4 EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE ALTERNATIVAS

#### 3.4.1 Evaluación Técnica

##### 3.4.1.1 Comparación Técnica de Alternativas

Para la elección de la mejor alternativa se tendrán en cuenta los siguientes factores:

##### a) Seguridad de Suministro

De acuerdo con la premisa de que el Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz-Ticapampa cubrirá las demandas de potencia y energía de una gran cantidad de centros poblados y compañías mineras situadas en los centros de Huaylas y Conchucos, se ha realizado el análisis de las dos alternativas planteadas, teniendo en cuenta principalmente que las cargas más importantes serán la ciudad de Huaraz en el Callejón de Huaylas y el Asiento Minero de Antamina en la zona del Callejón de Conchucos.

En ambas alternativas la alimentación se realiza desde el sistema de doble barra existente en el patio de llaves de la S.E. Huallanca.

En la Alternativa No. 1, el suministro eléctrico en 138 kV desde Huallanca está plenamente garantizado, ya que para una falla en barras de - 138 kV, el servicio no será interrumpido puesto que se realizaría la conmutación de barras para conjurar dicha contingencia.

Por otro lado, en la S.E. Huaraz Nueva se ha previsto un sistema de simple barra en 138 kV., puesto que, finalmente sólo albergará una celda de línea y dos celdas de transformadores de potencia, y para estos requerimientos es suficiente esta configuración de barras.

En cuanto a la energía que servirá para abastecer al Complejo Minero de Antamina y que llegará a la S.E. Antamina muy próxima a ella a través de la L.T. Huallanca-Antamina, 138 kV, 1 circuito; se ha previsto la llegada de la lí - nea a un sistema de simple barra, siendo esta configuración adecuada y confiable ya que finalmente esta barra sólo albergará una celda de llegada de línea y dos transformadores de potencia.

En lo que concierne a la Alternativa No. 2, el suministro eléctrico se hace en 66 kV a través de un transformador 138/ 66 kV que se conecta a un sistema de simple barra en 66 kV y desde el cual salen dos circuitos hacia la S.E. Huaraz Nueva, cuyo sistema de barras también es simple porque, si bien es cierto a esta barra se conectarán 4 celdas de línea y 2 de transformadores de potencia, la importancia de esta S.E. decrece en comparación con aquella que posee la Alternativa No. 1, puesto que en la Alternativa No. 2, el mayor nivel de tensión que

se tiene es sólo 66 kV.

Asimismo, en la Alternativa No. 2, una falla en el transformador de potencia 138/66 kV en la S. E. Huallanca, eliminaría totalmente el suministro a las cargas de Huaraz.

b) Facilidad de Operación y Mantenimiento

En cuanto a la operación del sistema, en la Alternativa No. 1, el telemando del patio de llaves de la S.E. Huaraz Nueva y también de la S. E. Antamina podría ser realizado desde la C. H. Huallanca pues la tensión es de 138 kV, es más en una etapa posterior podría realizarse el telemando desde la S.E. Chimbote ya que funcionará en el futuro un Centro de Control de la Red Interconectada en el área de dicha Subestación.

Mientras que en la Alternativa No. 2, con una tensión de 66 kV. el telemando sobre la S.E. Huaraz Nueva sólo podrá efectuarse desde la C.H. Huallanca, no pudiéndose realizar éste desde el Centro de Control.

Por lo tanto, es evidente la mayor facilidad de operación por telemando para la Alternativa No. 1.

En el aspecto de las facilidades para el mantenimiento, la alternativa que ofrece mejores características es la No. 2, puesto que se cuenta con una línea de doble terna que permite efectuar labores de mantenimiento en sus equipos de maniobra, mientras está operativa la otra terna, aún cuando hacer el mantenimiento de los patios de llaves de la C.H. Huallanca y de Huaraz, impliquen sacar fuera de servicio toda la línea,-

por cuanto ambas subestaciones cuentan con un sistema de simple barra.

La Alternativa No. 1 tiene el inconveniente, de que en cualquier caso, sea para realizar el mantenimiento de la línea o de los patios de llaves de las subestaciones involucrados, se tendría que sacar necesariamente fuera de servicio la línea en 138 kV.

c) Simplicidad del Sistema de Protección.

En ambas alternativas, el sistema de protección serviría básicamente para proteger el tramo de línea entre el patio de llaves de la C.H. Huallanca y la S.E. Huaraz Nueva, siendo esta protección a base de los siguientes tipos de relés:

- . Relés de Distancia (21)
- . Relés de Sobrecorriente (51)
- . Relés de Sobrecorriente a tierra (51 N)
- . Relés Direccionales de falla a tierra (67 N)
- . Relés de Recierre (79)

Cabe señalar, que en la Alternativa No. 1, ante la ocurrencia de una falla en la línea, al actuar los relés y provocar la apertura de los interruptores, dejaría la línea totalmente fuera de servicio, mientras que en la Alternativa No. 2 existe la posibilidad de que si la falla no fuera de tipo atmosférico, se podría conservar en operación una de las dos ternas en 66 kV.

d) Capacidad de Transportes del Sistema de Transmisión

En cuanto a la Alternativa No. 1, un sistema de transmisión con un nivel de tensión en 138 kV, -

permite una mayor capacidad de transmisión que con líneas a 66 kV (Alternativa No. 2) y esta ventaja hace posible alimentar cargas lejanas - como el caso de Antamina, San Marcos y Chavín - de Huantar; que se beneficiarían de la oferta hidroeléctrica de la C.H. Huallanca.

e) Características del Terreno

En lo referente a los requerimientos de área del terreno para las subestaciones, en la Alternativa No. 1, el equipamiento para la celsa de salida de la línea en 138 kV se haría en un sector libre que existe en el patio de llaves de la C.H. Huallanca, es decir sería una ampliación del sistema de barras existentes, por lo que no habría ningún requerimiento adicional del terreno.

En cambio, la Alternativa No. 2 tiene el inconveniente de que los requerimientos de terreno para la ampliación del patio de llaves de la S.E. Huallanca implicarían hacer grandes movimientos de tierra, así como la construcción de grandes muros de contención, pues la única alternativa de ampliación para la subestación sería excavar el cerro adyacente con el consiguiente peligro de deslizamiento de tierra y/o piedras sobre el equipo electromecánico existente, obviamente los costos de las obras civiles serían elevados en esta alternativa, factor que encarece definitivamente la Alternativa No. 2.

En lo que respecta al área del terreno prevista para la S.E. Huaraz Nueva, los requerimientos de terreno son los mismos para ambas alternativas.



### 3.4.1.2 Elección Técnica

De la comparación técnica de alternativas se determina que la Alternativa No. 1 sería la más conveniente por las siguientes razones:

- Brindar un aceptable grado de confiabilidad de suministro y continuidad de servicio a las cargas que alimenta ante fallas en barras de 138 kV en la S.E. Huallanca, situación que no se observa en la Alternativa No. 2 si ocurriera una falla en el transformador de potencia que alimenta a las dos ternas de la línea en 66 kV.
- Desde el punto de vista de control y telecomunicaciones la Alternativa No. 1 proporciona mayor facilidad de operación por telemando si es que las operaciones se efectuarán desde el Centro de Control de Chimbote.
- Requiere de un área de terreno y obras civiles mucho menores para la ampliación del patio de llaves de la C.H. Huallanca que en el caso de la Alternativa No. 2.

Adicionalmente, tiene las siguientes ventajas:

- Permitirá la implementación por parte de MINERO PERU, de la línea de transmisión en 138 kV. Huallanca-Antamina, en caso de que se concrete el Proyecto Minero de Antamina.
- El nivel de tensión seleccionado (138 kV) evitará hacer la transformación 138/66 kV. prevista en la Alternativa No. 2, asimismo es la tensión más adecuada teniendo en cuenta la magnitud de las cargas y las grandes distancias a

que éstas se encuentran del punto de generación eléctrica.

### 3.4.2 Evaluación Económica de Alternativas

En esta sección se efectúa el análisis económico-comparativo de las alternativas técnicas planteadas en 3.3 con la finalidad de determinar cual de ellas es la más apropiada desde el punto de vista económico.

#### • Metodología de Evaluación

Se utilizará el método del Valor Actual Neto, basándose todos los cálculos únicamente en costos, cuyos resultados nos indicarán que la alternativa que tenga el menor Valor Actual Neto, será la económicamente más ventajosa.

#### • Premisas de Cálculo

La evaluación económica estará basada en las siguientes premisas:

- El período de análisis considerado es de 30 años a partir de 1987.
- Se considera como año de referencia (año cero) - para los descuentos respectivos, el año de 1983, con un cambio de 2050 soles por cada dólar americano.
- El valor residual de los equipos instalados se ha calculado con el criterio de depreciación lineal hasta el fin del período de análisis.
- Se asumen las siguientes vidas útiles:
  - Líneas de transmisión : 30 años
  - Subestaciones : 30 años

- Todo el análisis se hace a precios constantes.
- No se consideran en este caso, el Sistema de Transmisión Huallanca- Antamina en 138 kV y las ampliaciones de las Subestaciones: Caraz, Carhuaz y Ticapampa, por ser comunes a las dos alternativas.
- Se ha considerado la tasa de descuento del 11% que representa el costo de oportunidad de capital para la Empresa Concesionaria de Electricidad.

Además a manera de sensibilidad, se ha utilizado para los cálculos correspondientes, otras tasas de descuento, tales como: 9%, 13% y 15%.

• Inversiones y Gastos Operativos en el Sistema de Transmisión.

a) Costos directos

Componen este rubro el costo de los suministros de las líneas de transmisión y subestaciones que comprende cada alternativa, así como el transporte, montaje y pruebas de recepción.

Para estimar los costos de las diferentes instalaciones de cada alternativa, se tuvo en cuenta una actualización de los costos unitarios de los equipos de las subestaciones y de los materiales que componen las líneas de transmisión en base a los diseños correspondientes de líneas y subestaciones existentes y en proyecto.

Por otro lado, se han considerado solamente los gastos de obras civiles para la construcción de las líneas de transmisión y para la ampliación del patio de llaves en 66 kV de la C.H. Cañón - del Pato y no se ha considerado estos gastos en las Subestaciones de Huaraz y Antamina debido a

que en ambas alternativas sus costos en obras ci  
viles resultan ser aproximadamente iguales, los  
cuales no afectarán la sensibilidad en la compa-  
ración económica de cada alternativa.

Los precios se han considerado en moneda extran-  
jera, al cambio de 1 dólar = S/. 2,050 soles cal  
culados a Octubre de 1983.

b) Costos Indirectos

Se han estimado en base a los costos directos co  
rrespondientes a los siguientes rubros:

- Ingeniería y Administración : 5% del costo di  
recto
- Imprevistos : 8% del costo di  
recto

c) Costo de Construcción

Es la sumatoria de los costos directos e indirec  
tos del proyecto y a este nivel se realiza la e-  
valuación económica.

En los cuadros Nos. 3.1 y 3.2 se presenta los flu  
jos de inversiones por componentes de cada alter-  
nativa.

d) Gastos de Operación y Mantenimiento

Para estimar los gastos por concepto de sueldos,  
salarios, materiales, repuestos y servicios, se  
han asumido los siguientes porcentajes:

- Para el equipo de subes- 1% de la inversión  
taciones : correspondiente
- Para el equipo de líneas 2% de la inversión  
de transmisión : correspondiente

CRONOGRAMA DE INVERSIONES

(Miles de Dólares)

Cuadro No. 3.1

ALTERNATIVA N° 1

SISTEMA DE TRANSMISION HUALLANCA-HUARAZ EN 138 kV

Descripción	A Ñ O S			
	1985	1986	1993	1994
<u>AÑO 1987</u>				
1. L.T. Huallanca-Huaraz	3577.4	2384.9		
2. Ampliac. S.E. Huallanca	414.8	223.4		
3. S.E. Huaraz Nueva	1607.	866.6		
<u>AÑO 1995</u>				
1. Ampliac. S.E. Huaraz Nueva			685.	369.
- Total Costo Directo	5599.2	3474.9	685.	369.
- Ingeniería, Superv., Gastos Administrativos	280.	173.7	34.2	18.5
- Imprevistos	448.	278.	54.8	29.5
Costo total de Construcción	6327.2	3926.6	774.	417.

CRONOGRAMA DE INVERSIONES

Cuadro No. 3.2

(Miles de Dólares)

ALTERNATIVA N° 2

SISTEMA DE TRANSMISION HUALLANCA-HUARAZ EN 66 kV

Descripción	A Ñ O S		
	1985	1986	1987
<u>AÑO 1987</u>			
1. L.T. Huallanca-Huaraz 66 kV	2942.8	1961.8	
2. Obras Civiles: Ampliac. terreno patio de llaves 66 kV y muros de contención S.E. Huallanca	200.	-	
3. S.E. Huallanca (Ampliac)	1267.5	682.5	
4. S.E. Huaraz Nueva 66/13.8 kV	1170.9	630.5	
5. Compensación capacitiva en Huaraz: 25 MVAR	211.3	113.7	
<u>AÑO 1988</u>			
1. Instalación de conductor nuevo (250 MCM) en L.T. 66 kV existente			473.
- Total Costo Directo	5792.5	3388.5	473.
- Ingeniería, Superv. y Gastos Administrativos	289.6	169.4	23.6
- Imprevistos	463.4	271.1	37.9
Costo total de Construcción	6545.5	3829.	534.5

• Costos de Pérdidas de Transmisión

En base a los resultados de flujo de potencia, se ha cuantificado las pérdidas de energía por efecto JOULE de la L.T. Huallanca-Huaraz para ambas alternativas.

Con respecto a las pérdidas por efecto corona, solamente se han estimado para la línea en 138 kV. En el caso de las líneas en 66 kV, estas pérdidas resultan despreciables y no se han tomado en cuenta en la evaluación económica de las alternativas.

Los costos anuales de las pérdidas de transmisión se indican en el cuadro No. 3.3.

• Resultados

En los cuadros Nos. 3.4 y 3.5 se indican anualmente los costos a precios constantes y el valor actual neto de las Alternativas 1 y 2 para tasas de descuento del 9%, 11%, 13% y 15%.

Las relaciones de costos actualizados de la Alternativa 1 con respecto a la Alternativa 2, son las siguientes:

Alternativas	Tasas de Descuento			
	9%	11%	13%	15%
- No. 1	1	1	1	1
- No. 2	1.008	1.009	1.011	1.013

De estos resultados podemos inferir, que aún cuando ambas alternativas son aproximadamente e-

COSTOS DE PERDIDAS DE TRANSMISION

Cuadro No. 3.3

(Miles de Dólares)

AÑOS	Alternativa N° 1 (138 kV)				Alternativa N° 2 (66 kV)	
	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas corona (kW)	Pérdidas totales de transm (kW)	Costo de pérdidas de transm	Pérdidas Joule (kW)	Costo de pérdidas de transm
1987	786	205	991	92.85	463.	43.38
1988	776.6	205	981.6	92.00	725.6	67.98
1989	792	205	997	93.41	789.9	74.00
1990	825	205	1030	96.50	917.4	85.95
1991	825	205	1030	96.50	882.6	82.69
1992	844	205	1049	98.28	976.3	91.47
1993	864	205	1069	100.16	1030.5	96.55
1994	888.6	205	1093.6	102.46	1158.4	108.53
1995	920.6	205	1125.6	105.46	1305.0	122.27
1996	947.7	205	1152.7	108.00	1431.2	134.10
1997	970	205	1175	110.10	1529.3	143.28
1998	992.6	205	1197.6	112.21	1631.4	152.85
1999	1019	205	1224	114.70	1752.5	164.20
2000	1046.3	205	1254.3	117.52	1882.7	176.40
2001	1066.4	205	1271.4	119.12	1974.8	185.03
2002	1095.8	205	1300.8	121.88	1984.5	185.93
2003	1129	205	1334.0	125.00	2094.3	196.22
2004	1231.2	205	1436.2	134.60	2212.5	207.30



COMPARACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS

AFIANZ. SISTEMA DE TRANSMISION HUALLANCA-HUARAZ-TICAPAMPA

(MILES DE DOLARES AMERICANOS)

ALTERNATIVA 1 (138 KV)

CUADRO N° 3.4

ANIOS	INVERSION SISTEMA TRANSMISI	COSTO OPERACION MANTENIMI	COSTO PERDIDAS TRANSMISI	VALOR RESIDUAL	COSTO TOTAL ANJAL
1985	6327.20	0.0	0.0	0.0	6327.20
1986	3926.50	0.0	0.0	0.0	3926.50
1987	0.0	159.90	92.85	0.0	262.75
1988	0.0	169.90	92.00	0.0	261.90
1989	0.0	169.90	93.41	0.0	263.31
1990	0.0	169.90	96.50	0.0	266.40
1991	0.0	169.90	96.50	0.0	266.40
1992	0.0	169.90	98.28	0.0	268.18
1993	774.00	169.90	100.16	0.0	1044.06
1994	417.00	169.90	102.46	0.0	689.36
1995	0.0	181.80	105.46	0.0	287.26
1996	0.0	181.80	108.00	0.0	289.80
1997	0.0	181.80	110.10	0.0	291.90
1998	0.0	181.80	112.21	0.0	294.01
1999	0.0	181.80	114.70	0.0	296.50
2000	0.0	181.80	117.52	0.0	299.32
2001	0.0	181.80	119.12	0.0	300.92
2002	0.0	181.80	121.88	0.0	303.68
2003	0.0	181.80	125.00	0.0	306.80
2004	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2005	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2006	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2007	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2008	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2009	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2010	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2011	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2012	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2013	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2014	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2015	0.0	181.80	134.60	0.0	316.40
2016	0.0	181.80	134.60	-317.60	-1.20

VALORES ACTUALIZADOS DE COSTOS ANUALES AL AÑO 1983

TASA %	9.0	11.0	13.0	15.0
VALOR ACTUAL	11072.3	10133.9	9453.0	8836.9

COMPARACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS

AFIANZ. SISTEMA DE TRANSMISION HUALLANCA-HUARAZ-TICAPAMPA

(MILES DE DOLARES AMERICANOS)

ALTERNATIVA 2 (66 KV)

CUADRO N° 3.5

ANIOS	INVERSION SISTEMA TRANSMISION	COSTO OPERACION MANTENIMIENTO	COSTO PERDIDAS TRANSMISION	VALOR RESIDUAL	COSTO TOTAL ANUAL
1985	6545.50	0.0	0.0	0.0	6545.50
1986	3829.00	0.0	0.0	0.0	3829.00
1987	534.50	159.10	43.38	0.0	735.98
1988	0.0	169.80	67.93	0.0	237.78
1989	0.0	169.80	74.00	0.0	243.80
1990	0.0	169.80	85.95	0.0	255.75
1991	0.0	169.80	82.69	0.0	252.49
1992	0.0	169.80	91.47	0.0	261.27
1993	0.0	169.80	96.55	0.0	266.35
1994	0.0	169.80	108.53	0.0	273.33
1995	0.0	169.80	122.27	0.0	292.07
1996	0.0	169.80	134.10	0.0	303.90
1997	0.0	169.80	143.28	0.0	313.08
1998	0.0	169.80	152.85	0.0	322.65
1999	0.0	169.80	164.20	0.0	334.00
2000	0.0	169.80	176.40	0.0	346.20
2001	0.0	169.80	185.03	0.0	354.83
2002	0.0	169.80	185.93	0.0	355.73
2003	0.0	169.80	196.22	0.0	366.02
2004	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2005	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2006	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2007	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2008	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2009	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2010	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2011	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2012	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2013	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2014	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2015	0.0	169.80	207.30	0.0	377.10
2001	0.0	169.80	207.30	-17.82	359.28

VALORES ACTUALIZADOS DE COSTOS ANUALES AL AÑO 1983

TASA %	9.0	11.0	13.0	15.0
VALOR ACTUAL	11157.0	10273.3	9553.8	8950.8

equivalentes, la Alternativa No. 1 es la de menor valor actual neto.

### 3.5 PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE TRANSMISION - SELECCIONADO

#### 3.5.1 Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz-Ticapampa

De la evaluación técnico-económica de las alternativas se ha seleccionado la Alternativa No. 1 como la más conveniente por las razones expuestas en sus acápite. respectivos.

La alternativa seleccionada para el afianzamiento del sistema de transmisión Huallanca-Huaraz-Ticapampa estaría conformada por el siguiente equipo principal:

##### Primera Etapa

Comprende lo siguiente:

- a) Ampliación S.E. Huallanca
  - Ampliaciones en el sistema de barras existentes en el Patio de Llaves de la C.H. Huallanca para albergar la salida de la línea en 138 kV.
  - Una celda de salida en 138 kV para la Línea Huallanca -Huaraz Nueva.
- b) Línea de Transmisión
  - Línea de Transmisión en simple terna en 138 kV con una longitud aproximada de 94 km. entre el Patio de Llaves de la C.H. Huallanca y la S.E. Huaraz Nueva.

c) Subestación Huaraz Nueva

- . Una celda de llegada en 138 kV para la línea Huallanca-Huaraz Nueva.
- . Un sistema de simple barra al exterior en 138 kV.
- . Un transformador de potencia 138/66/13.8 kV, 20/10/10 MVA.
- . Un sistema a simple barra al exterior en 66 kV.
- . Dos celdas de salida en 66 kV para las líneas hacia las Subestaciones de Ticapampa y Carhuaz, respectivamente. .

d) Ampliación de Subestaciones existentes

En el esquema de transmisión seleccionado se han previsto ampliaciones y/o modificaciones en las instalaciones existentes (Líneas y/o Subestaciones) las mismas que por su naturaleza y magnitud han sido comunes en el planteamiento de las alternativas y son las que se describen a continuación:

S.E. Shingal (Caraz)

Reemplazo del transformador de potencia existente (2.5 MVA) por otro de 7 MVA, 66/13.8 kV con su equipamiento de maniobra, protección y medición respectivo.

S.E. Arhuaypampa (Carhuaz)

Reemplazo del transformador existente (0.8 MVA) por otro de 5 MVA, 66/13.8 kV con su equipamiento de maniobra, protección y medición respectivo.

S.E. Ticapampa (Recuay)

En este caso se ha previsto el reemplazo, solamente del transformador existente ( 5MVA) por otro de 7 MVA, 66/13.8 kV; permaneciendo inalterable el resto del equipamiento debido a que ha sido instalado recientemente.

Segunda etapa

S.E. Huaraz Nueva

Comprende la instalación adicional de un transformador de potencia de 20/10/10 MVA, 138/66/13.8 kV con su respectivo equipamiento de protección, medición y maniobra.

3.5.2 Suministro Eléctrico al Complejo Minero de Antamina

Se ha previsto inicialmente que entrará en operación el año de 1991, siendo la ejecución del equipamiento indicado más adelante responsabilidad de MINERO PERU, Solamente la S.E. San Marcos estará a cargo de la Empresa Concesionaria de Electricidad.

El equipamiento comprende las siguientes instalaciones:

a) Ampliación S.E. Huallanca

- Una celda de salida de línea en 138 kV para la línea Huallanca-Antamina.

b) Línea de Transmisión

- Línea de Transmisión en simple terna a 138 kV con una longitud de 180 km. entre las Subestaciones Huallanca y Antamina.

c) Subestación Antamina

- Una celda de llegada de línea en 138 kV para la línea Huallanca-Antamina.
- Un sistema de simple barra al exterior en 138 kV.
- Dos transformadores de potencia de 138/13.8 kV y 20 MVA c/u.

d) Subestación San Marcos

- Una derivación en "T" hacia la S.E. San Marcos ubicada a 14 km. de la S.E. Antamina.
- Una celda de llegada de línea en 138 kV.
- Un transformador de potencia de 138/20/10 kV y 7/7/3 MVA.

## CAPITULO IV

### INGENIERIA DEL PROYECTO

#### 4.1. INTRODUCCION

##### 4.1.1 Objetivo

En el presente capítulo, se presentan los aspectos generales de diseño de la alternativa de solución seleccionada, denominada: L.T. 138 kV Huallanca - Huaraz, que son susceptibles de afectar su validez técnica y económica, además se señalan los lineamientos generales de orden técnico, a que debe sujetarse dicha línea de transmisión, con el objeto de efectuar un estimado de los costos de inversión, operación y mantenimiento, en que se incurrirá al ejecutarlo.

##### 4.1.2 Alcances

Los aspectos generales de diseño analizados aquí, sólo sirven para establecer los límites, dentro de los cuáles la alternativa seleccionada resulta técnicamente factible, teniendo en cuenta los criterios establecidos por los Códigos y Normas vigentes.

La definición de los aspectos principales de diseño, servirán de base para estimar el programa de desembolsos durante la construcción, costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento de su explotación a lo largo del período de pre-visión considerado.

El proyecto se encuentra ubicado en la zona Nor-este del Perú, en el Departamento de Ancash, en

el llamado Callejón de Huaylas, el mismo que es recorrido por el río Santa y por la Carretera Pativilca-Huaraz-Caraz.

#### 4.2 FACTORES GEOGRAFICOS

##### 4.2.1 Condiciones Ambientales

El clima en la zona del Proyecto, es variable a lo largo del recorrido de la línea, teniendo su origen en Huallanca (1,400 m.s.n.m.) y culminando en la ciudad de Huaraz (3,040 m.s.n.m.).

Para efectos de cálculo se han adoptado valores promedio, propios de la zona, proporcionados por SENAMHI en sus diferentes estaciones climatológicas ubicadas a lo largo del recorrido de la línea. Estos valores son:

- Temperatura media anual : 12° C
- Temperatura máxima absoluta : 29° C
- Temperatura mínima absoluta : - 10° C
- Velocidad máxima del viento : 25 m/seg.
- Velocidad media del viento : 18 m/seg.
- Precipitación media anual : 1,000 mm.
- Altitud: Variable 1,400 ms.n.m. a 3,040 m.s.n.m.
- Días de tormenta al año : 40
- Humedad relativa media : 70%

##### 4.2.2 Descripción del trazo

Como resultado del análisis de los costos geográficos, el reconocimiento topográfico de la zona y los criterios básicos de ingeniería, el trazo seleccionado, presenta las siguientes características:



- Longitud total de la línea : 93.6 Km.
- Altitud del punto inicial (Huallanca) : 1,400 m.s.n.m.
- Altitud del punto final (Huaraz) : 3,200 m.s.n.m.
- Punto más alto : 3,200 m.s.n.m.
- Río que cruza : Santa
- Cruce de carretera : Huaraz-Caraz

El recorrido de la línea, se inicia en el Patio de Llaves de la C.H. Huallanca, asciende por el Cerro Sillacátac y continúa el recorrido por la margen derecha del Río Santa en dirección aguas arriba y bordeando la carretera Huallanca-Caraz hasta llegar a un punto en el que cruza el Río Santa, y la línea continúa, pasando por las afueras de la ciudad de Caraz. A partir de aquí la línea prosigue paralela a la línea de transmisión existente de 66 kV y bordeando la carretera Huaraz-Caraz; en este recorrido la línea para muy cerca de los poblados de Yungay, Mancos, Tingua, Carhuaz, Monterrey, etc, hasta llegar finalmente a la SE. Huaraz Nueva, ubicada en una zona denominada Shancayan.

El trazo de la línea en 138 kV, está indicado en los planos Nos. TG-401 y TG-402.

#### 4.2.3 Vías de Acceso

El acceso a la línea de transmisión, se realizará por la carretera principal que une las ciudades de Huaraz-Caraz-Huallanca, ya que el electroducto está orientado en gran parte por dicha carretera.

Las trochas de acceso por abrirse para la línea serán pocas, ya que los caminos de acceso a la línea existente (66 kV), servirán para el nuevo trazo de la línea.

#### 4.3 CODIGOS Y NORMAS

En la elaboración del presente capítulo, se ha tenido en cuenta el Código Eléctrico del Perú (Edición 1960), el Código Nacional de Electricidad, el Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica No. 12378 y demás Normas inherentes, emitidas por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

#### 4.4 CONDICIONES GENERALES DE DISEÑO

##### 4.4.1 Satisfacción de la Demanda

Los elementos que conforman el Sistema de Transmisión propuesto, tendrán características que permitan transmitir y transformar con eficiencia, los requerimientos energéticos del Area del Proyecto - hasta el año 2,004.

##### 4.4.2 Calidad de Servicio

Las pérdidas por efecto JOULE, Corona y límite máximo de caída de tensión no deben sobrepasar los siguientes límites:

- . Pérdida de Potencia Activa por efecto JOULE : 10%
- . Pérdida de Potencia Activa por efecto CORONA : 2.0 kW/Km-terna
- . Máxima caída de tensión : 15%

##### 4.4.3 Distancias Mínimas

Son las que se indican a continuación:

- Altura mínima sobre el suelo en áreas rurales : 6.3 m.
- Altura mínima sobre calles, callejones y caminos vecinales : 6.0 m.
- Altura mínima sobre carreteras principales : 7.0 m.
- Distancia mínima con líneas de telecomunicaciones : 4.4 m.
- Distancia mínima horizontal entre fases : 5.0 m.
- Distancia mínima entre partes activas y los soportes de cambios de dirección : 2.5 m.

#### 4.4.4 Factores de Seguridad

El suministro de energía eléctrica se realizará en forma estable y permanente, para lo cual se supone que los esfuerzos electromecánicos serán suficientes para soportar las condiciones climatológicas - más críticas, adoptando para ello, factores de seguridad iguales o superiores que los prescritos por las Normas y Códigos Nacionales e Internacionales, respectivos.

#### 4.5 SELECCION DE EQUIPOS Y MATERIALES

##### 4.5.1 Líneas de Transmisión

###### 4.5.1.1 Conductor

En el diseño de una línea de transmisión se deben determinar el material y el calibre del conductor de fase.

Como elemento importante y básico de la línea de transmisión, el conductor de fa

ses debe ser objeto de un análisis técnico económico comparativo entre varias alternativas a fin de seleccionar el conductor óptimo.

- Material del Conductor

Dada la accidentada topografía del recorrido de la línea, especialmente en los primeros kilómetros, así como la presencia de obstáculos importantes tales como: ríos, carreteras, quebradas y otros accidentes geográficos de gran envergadura, se plantean dos tipos de materiales para la selección del conductor de fase de la línea, siendo éstos:

- . El Aluminio reforzado con Núcleo de Acero (ACSR).
- . El Aluminio reforzado con Núcleo de Aleación (ACAR).

- Calibre del conductor

En el análisis comparativo entre conductores, para la obtención del calibre óptimo, se escogen conductores de secciones típicas, partiendo de un diámetro mínimo de 17 mm. a fin de limitar el efecto Corona y las perturbaciones de alta frecuencia.

Así se tiene, que de conformidad con los criterios de diseño impartidos por el Dr. Giovanni Barera, se debe tener como diámetro mínimo el obtenido con la fórmula siguiente:

$$D_{\min} = \frac{M \times kV}{100 \times t \times \sqrt{\delta}} \quad (\text{cm})$$

donde:

M es un factor que depende del número de conductores por fase, t un factor que es función de la suciedad del medio ambiente y  $\delta$  es la densidad relativa correspondiente. Así se tiene:

$$D_{\min} = \frac{1.1 \times 138}{100 \times 1 \times 0.7831} = 1.7 \text{ cm.}$$

Los valores de la sección y diámetro de cada tipo de conductor se indican a continuación:

Secciones (mm<sup>2</sup>):

ACSR : 187.5, 210.3, 248.4, 298.1, 347.8

ACAR : 179.9, 202.7, 253.3, 304. , 354.7

Diámetros (mm):

ACSR : 17.78, 18.82, 20.47, 22.43, 24.21

ACAR : 17.35, 18.45, 20.6, 22.55, 24.43

### - Comparación económica

#### ● Función Objetivo

La comparación económica para determinar la sección óptima de la L.T. Huallanca-Huara, está basada en la optimización de la Función Objetivo (F.O.), la cual incluye todos aquellos parámetros que por lo general varían, cuando cambia la sección del

conductor. Esta Función Objetivo se calcula mediante la suma de los siguientes costos parciales:

- Costo de las torres de acero (CTA)
- Costo del conductor (CC)
- Costo de pérdidas Joule Actualizadas (CPJA)
- Costo de pérdidas Corona Actualizadas (CPCA)

No se han considerado otros costos, tales como: aisladores, accesorios y ferretería, cable de guarda, caminos de acceso, etc., porque la influencia de estos parámetros no afectan la sensibilidad de la Función Objetivo, cuya incidencia sería solamente sumar una constante a la curva de costos sin alterar la ubicación del punto óptimo. Ver la Metodología de Cálculo en el Anexo "B".

- Costos Parciales de la Función Objetivo

- a) Costo de Torres de Acero

- En cada tipo de conductor, se estimó el peso de la torre, mediante la aplicación de la ecuación empírica de Marjerrison, la cual nos da una mejor correlación con los pesos reales según el tipo de estructura. Esta ecuación requiere como datos básicos: la geometría de las estructuras típicas (plano No. TG-403), la flecha máxima y el esfuerzo máximo para la hipótesis más fría del conductor.

Por otro lado, en función del trazo de la línea y con un vano básico de 350 m. se determinó una cantidad aproximada de estructuras normales y por tipos, permitiendo de esta manera estimar un peso total de torres para toda la línea en 138 kV.

Finalmente, se halla un costo total por torres de acero en base a un precio unitario del acero de 2.9 dol/Kg. (Octubre 1983), cuyo valor incluye los rubros de suministro (FOB), transporte marítimo, transporte terrestre y el montaje de la estructura de acero.

b) Costo del Conductor Instalado

Se calcularon los costos directos en función del peso de cada tipo de conductor y en base a los siguientes costos unitarios estimados a Octubre de 1983.

ACSR	:	5 dol/Kg
ACAR	:	7.8 dol/Kg

Estos costos incluyen costo de suministro (FOB), transporte marítimo (FOB-CIF), transporte terrestre y el montaje del conductor.

c) Costo de Pérdidas Joule Actualizadas

El cálculo de las pérdidas Joule es función lineal de la resistencia eléctrica de cada tipo de conductor y una función cuadrática de los flujos máximos de potencia a transmitir en cada año por la línea.

Estos flujos se han calculado, bajo la premisa que la línea transporta la máxima demanda de todo el Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas, durante un período de análisis de 25 años a partir - de 1987.

Los costos anuales de la energía perdi- da por efecto Joule se han actualizado al año de referencia (1983) con una tasa de descuento del 11% y una tarifa - estimada a Octubre 83 de 0.03824 dol/KWh.

Asimismo, los factores de pérdida de la línea, se han calculado anualmente como una función de los factores de carga de la demanda eléctrica del Callejón de Huaylas.

d) Costo de Pérdidas Corona Actualizadas

Para la estimación de las pérdidas Corona, se ha utilizado la fórmula empírica de Peek, para el cual, según los análisis climatológicos de la zona del pro - yecto se ha estimado que durante el año exista un 25% de tiempo bueno y un 75% en tiempo malo.

Finalmente, los costos de las pérdidas de energía por Efecto Corona, que se - mantienen constantes en todo el período de análisis (25 años), se han actualizado el año de referencia (1983) con una tasa de descuento del 11% y una tarifa de 0.03824 dol/KWh.



● Resultados

Los valores de la Función Objetivo se han graficado en función de la Sección de los Conductores de ACAR y ACSR (Lámina No. 4-01).

Estos resultados nos permiten inferir las siguientes secciones óptimas de conductores (SOC) recomendadas para la línea en 138 kV:

<u>Material</u>	<u>SOC (mm<sup>2</sup>)</u>	<u>FO (Dólares)</u>	<u>Relación Porcentual</u>
ACAR	253.35	3'901,590	102.3 %
ACSR	248.4	3'813,480	100 %

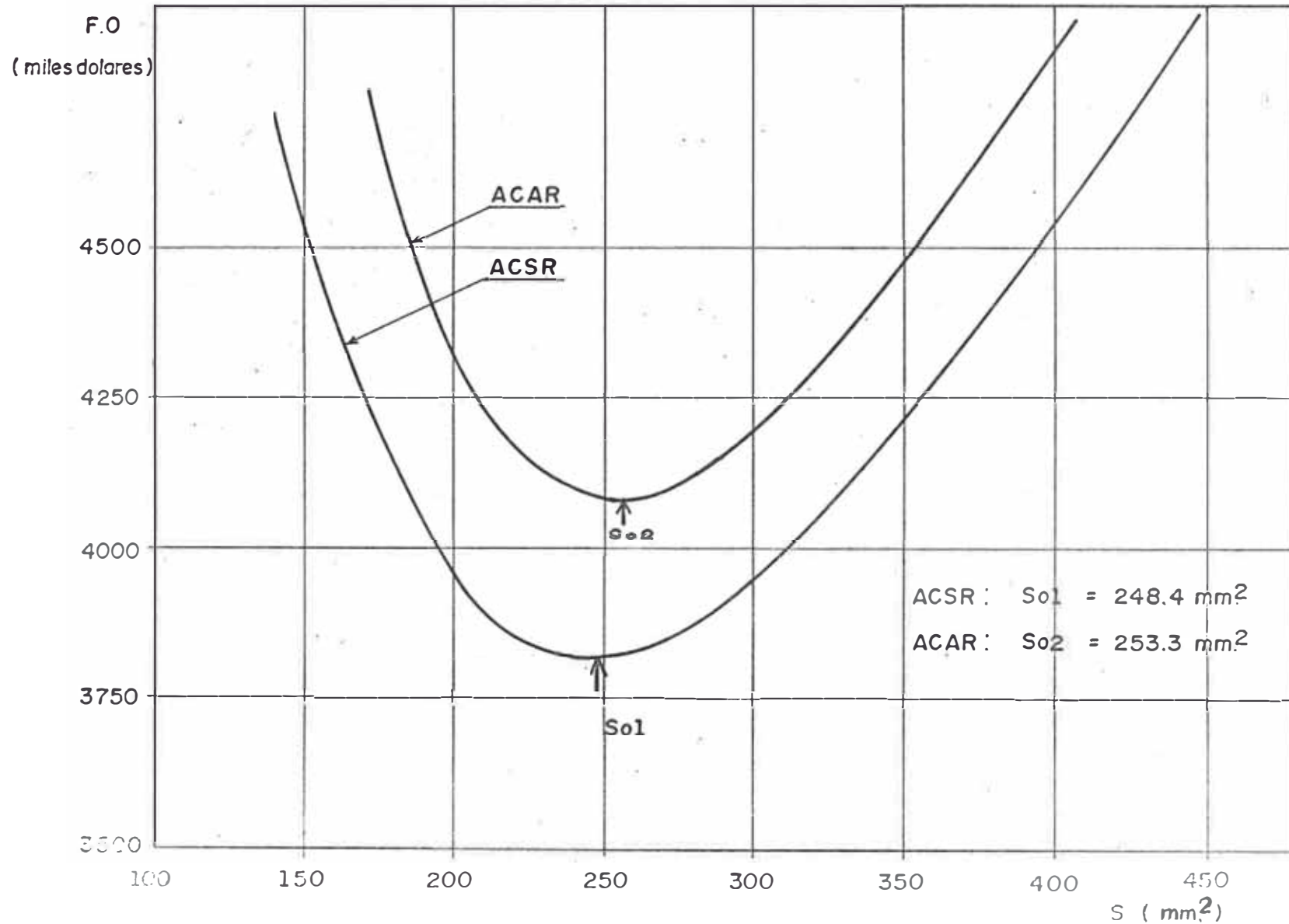
La relación porcentual de las F.O., nos indica que ambos tipos de conductores resultan ser aproximadamente equivalentes, siendo el ACSR de menor costo y el que presenta mejores características mecánicas que el conductor ACAR.

- Características del Conductor Seleccionado

Según el análisis anterior, se concluye adoptar un conductor de una sección de 248.4 mm<sup>2</sup>. en Aluminio-Acero (ACSR), el mismo que presenta las siguientes características principales:

- No. de hilos AL/Acero : 30/7.
- Sección transversal : 248.4 mm<sup>2</sup>.
- Composición, número y diámetro de los hilos
  - Aluminio : 30/2.92 mm
  - Acero : 7/2.92 mm
- Diámetro exterior : 20.47 mm
- Carga de rotura : 9,072 Kg
- Peso unitario : 924.1 Kg/Km

**FUNCION OBJETIVO (FO) - Versus - SECCION DEL CONDUCTOR (S)    LAMINA Nº 4-01**  
**L.T. HUALLANCA-HUARAZ 138 kV. ST, 94 km.**



- . Resistencia a 20°C en c.c: 0.1430 Ohmios/Km
- . Módulo de elasticidad : 7,700 Kg/mm<sup>2</sup>
- . Coeficiente de dilata -  
ción lineal : 18.9 x 10<sup>-6</sup> oC<sup>-1</sup>

#### 4.5.1.2 Cable de Guarda

A fin de tener una protección satisfactoria contra las sobretensiones se prevé el empleo de un cable de guarda de acero galvanizado a lo largo de la línea de transmisión, cuyas características son las siguientes:

- . Sección real : 51.08 mm<sup>2</sup>
- . Número de hilos : 7
- . Diámetro exterior: 3/8" (9.52mm)
- . Peso unitario : 0.405 Kg/m
- . Tiro de rotura : 6,976 Kg
- . Coef. de dilata -  
ción : 115 x 10<sup>-7</sup> oC<sup>-1</sup>
- . Resistencia DC a  
20 °C : 4.52 Ohm/Km

La altura de colocación de éste cable de guarda, permite obtener un ángulo de protección efectivo y satisfactorio contra las descargas atmosféricas.

Asimismo el cable de guarda sirve para la protección de la línea contra fallas a tierra, pues a través de éste y el sistema de puesta de tierra de la línea se absorben dichas corrientes de falla.

En el Anexo "C" se muestran los cálculos realizados para encontrar la sección

del cable de guarda.

#### 4.5.1.3 Aisladores

La línea de transmisión atraviesa zonas consideradas limpias de contaminación ambiental o de residuos industriales, además está sometida a lluvias periódicas que lavarían el polvo que pudiera impregnarse en los aisladores.

Así pues se ha determinado emplear aisladores de las siguientes características:

- . Tipo : Standard-casqui - llo-bola
- . Material : Porcelana
- . Dimensiones : 10" x 5 3/4" (254mm x 146 mm)
- . Carga mínima de rotura : 7,000 Kg.

Estos aisladores deberán soportar un valor de la tensión de flameo al 50% de la onda de impulso negativa de 761 kV - pico (mínimo) y una tensión de sostenimiento a frecuencia industrial de 351 kV<sub>ef.</sub> (mínimo) en condiciones húmedas.

Derivado de lo anterior, resuelta que las cadenas de aisladores deberían ser de 10 aisladores, pero teniendo en cuenta la elevada humedad relativa de la ruta que atraviesa la línea, se concluye que los soportes de alineamiento llevarán cadenas de 11 aisladores y los de

anclaje y/o cambio de dirección llevarán cadenas de 12 aisladores.

Además éstas contarán con cuernos descargadores, como protección contra las descargas atmosféricas y cortocircuitos.

#### 4.5.1.4 Soportes

Se adoptaron estructuras de acero galvanizado autosoportadas, por las siguientes razones:

- Son fáciles de transportar
- Son más estables a los movimientos sísmicos.
- Permiten un diseño flexible para la configuración más adecuada de acuerdo al tipo de terreno.

No se han adoptado postes metálicos, porque para el nivel de 138 kV. tendrían que ser importados, siendo su costo mayor o igual al costo de una torre metálica, además su transporte sería dificultoso por su gran peso, sobre todo en zonas de difícil acceso.

Tampoco se han elegido los postes de madera, porque tendrían que ser importados, con la consiguiente fuga de divisas, que el estado no estaría dispuesto a desembolsar, además ocupan mayor derecho de paso, pues la configuración de las fases es horizontal (FLAT).

Las torres serán tipo "PINO", puesto que se

adaptan muy fácilmente a zonas accidentadas y/o pobladas, son fáciles de transportar y montar en obra y ocupan menor derecho de paso.

#### 4.5.2 Subestaciones

##### 4.5.2.1 Ampliación del Patio de Llaves de la C.H. Huallanca

El Patio de Llaves de la C.H. Huallanca se encuentra ubicado en un área enclavada al frente de la central y dentro de los límites del Campamento de Viviendas del personal de la Empresa Concesionaria de Electricidad.

La ampliación del referido Patio de Llaves, comprende básicamente la extensión de las barras existentes (doble barra) y la derivación de una celda de línea en 138 kV hacia Huaraz a fin de transportar la energía requerida por el sistema eléctrico asociado.

En los planos Nos. TG-404 y TG-405 se muestra el esquema unifilar y la disposición del equipamiento correspondiente.

##### 4.5.2.2 Subestación Huaraz Nueva: 20/10/10 MVA, 138/66/13.8 kV

Esta subestación tiene por finalidad suministrar energía eléctrica a las ciudades de Huaraz y poblados adyacentes, desde la línea de transmisión a 138 kV proveniente de Huallanca. También desde esta subestación saldrán dos líneas en 66 kV hacia Ticapampa y Carhuaz respectivamente, aprovechando

la línea existente.

La subestación Huaraz Nueva estará ubicada en el lugar denominado Shancayán, en el lado Nor-oeste de las afueras de la ciudad de Huaraz, aproximadamente a 700 mt. del Río Quilcay, el cual atraviesa la ciudad de oeste a este, antes de desembocar en el Río Santa.

La distancia entre la S.E. Huaraz Nueva y el centro de la ciudad es aproximadamente de 1.5 Km., siendo el área de terreno prevista de 115 x 100 mts., asimismo a pocos metros de la subestación pasa una vía carrozable que conduce al pueblo de Shancayán, por lo que no habría problemas en cuanto a las vías de acceso.

El equipamiento de la Subestación será el siguiente:

Equipo de 138 kV

Un juego de simple barra

Una celda de línea

Dos celdas de transformador 138/66/13.8 kV

Dos transformadores 138/66/13.8 kV, 20/10/10 MVA.

Equipo de 66 kV

Un juego de simple barra

Dos celdas de línea

Dos celdas de transformador

Equipo de 13.8 kV.

Cinco celdas de línea

Una celda de transformador

Una celda de transformador de servicios auxiliares

Una celda de transformador de puesta a tierra

Los transformadores de potencia tendrán regulación automática bajo carga en el lado de 138 kV.

El diagrama unifilar de esta subestación se ilustra en el plano No. TG-406 y la disposición de sus equipos correspondientes en el plano No. TG-407.

#### 4.5.2.3 Ampliación Subestación Ticapampa: 7MVA, 66/13.8 kV.

Esta subestación recepciona a la línea en 66 kV, proveniente de la S.E. Huaraz Nueva, a fin de suministrar energía eléctrica a las ciudades de Ticapampa, Recuay y poblaciones adyacentes y las cargas mineras existentes en dicha zona.

La subestación Ticapampa está ubicada en una pequeña meseta elevada a 500 mts. de la ciudad de Ticapampa.

La ampliación prevista consiste en el reemplazo del transformador existente (5 MVA) por uno de 7 MVA, sin variar las dimensiones del área que ocupa la subestación.

La ampliación de la subestación comprende lo siguiente:

##### Equipo de 66 kV

- Un transformador 66/13.8 kV, 7 MVA.

##### Equipo de 13.8 kV

- Una celda de transformador de puesta a tierra.

En el plano No. TG-408, se muestra el esquema unifilar de la subestación y el plano No. TG-409, la disposición del equipamiento respectivo.

#### 4.5.2.4 Ampliación Subestación Arhuaypampa (Carhuaz): 5 MVA, 66/13.8 kV.



En esta subestación se recibirá el flujo energético que proviene de Huaraz, a través de la línea en 66 kV. Huaraz Nueva - Arhuaypampa (Carhuaz), para alimentar a la ciudad de Carhuaz, pueblos cercanos y cargas industriales y mineras de la zona.

Está ubicada en el lugar denominado Arhuaypampa, a 800 mt. de la ciudad de Carhuaz, en un desvío de la carretera que conduce al poblado de Shilla, encontrándose en un lugar elevado con respecto a la ciudad de Carhuaz.

Aquí tampoco será necesario ampliar el área que ocupa la actual subestación.

Las ampliaciones comprenden lo siguiente:

#### Equipo de 66 kV

- Una derivación en "T" de la línea.
- Una celda de transformador 66/13.8 kV.
- Un transformador 66/13.8 kV, 5 MVA (En reemplazo del existente de 0.8 MVA).

#### Equipo de 13.8 kV

- Cuatro celdas de salida.
- Una celda de transformador.
- Una celda de transformador de servicios auxiliares.
- Una celda de transformador de puesta a tierra.

El diagrama unifilar de esta subestación, se aprecia en el plano No. TG-410 y su correspondiente disposición de equipos en el Plano No. TG-411.

#### 4.5.2.5 Ampliación Subestación Shingal (Caraz): 7 MVA, - 66/13.8 kV.

Esta subestación está ubicada en el lugar denominado Shingal, y se encuentra a una distancia aproximada de 2 Km. de la ciudad de Caraz y en dirección sur-este.

En la ampliación que se prevé, el área que ocupa la subestación será incrementada ligeramente cuando se realicen los trabajos de reemplazo y ampliación de los equipos electromecánicos.

El equipamiento para las ampliaciones comprende:

#### Equipo de 66 kV.

- Una derivación en "T" de la línea.
- Una celda de transformador 66/13.8 kV.
- Un transformador 66/13.8 kV, 7 MVA (En reemplazo del existente de 2.5 MVA).

#### Equipo de 13.8 kV

- Cinco celdas de salida.
- Una celda de transformador.
- Una celda de transformador de servicios auxiliares.
- Una celda de transformador de puesta a tierra.

En el plano No. TG-412, se muestra el esquema unifilar de esta subestación y en el plano No. TG-413, la disposición del equipamiento correspondiente.

## 4.6 CALCULOS ELECTRICOS

### 4.6.1 Datos de la Línea de Transmisión

L.T. Huallanca- Huaraz Nueva

- |                   |   |        |
|-------------------|---|--------|
| - Tensión Nominal | : | 138 kV |
| - Frecuencia      | : | 60 Hz. |

- No. de fases : 3
- No. de conductores/fase : 1
- Tipo y sección del conductor : ACSR- 248.4 mm<sup>2</sup>.
- Cable de guarda : Acero galvanizado, 3/8" Ø, Cantidad: 1
- Longitud : 94 Km.
- Altitud promedio : 2,300 m.s.n.m.

#### 4.6.2 Cálculo del Efecto Corona

Para obtener una indicación del comportamiento eléctrico del conductor considerado en la línea de transmisión del Proyecto, con respecto al efecto corona se calcula la tensión crítica disruptiva mediante la fórmula de PEEK:

$$U_b = 21.1 \times M_o \times r \times \delta \times \ln (D/r) \quad (\text{kV})$$

donde:

$$\delta = \frac{3.92 b}{273 + t} \quad \text{y} \quad 21.1 \text{ Rigidez dieléctrica del aire} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \frac{\text{kV}}{\text{cm}}$$

$$b = \text{antilog} \left( \log 76 - \frac{h}{18336} \right) \quad (\text{cm Hg})$$

siendo:

$U_b$  = Tensión eficaz simple de disrupción (kV)

$M_o$  = Coeficiente de rugosidad superficial del conductor

$r$  = Radio exterior del conductor (cm)

$\delta$  = Densidad relativa del aire

$D$  = Espaciamiento mínimo entre fases (cm)

$b$  = Presión barométrica corregida (cm Hg)

$t$  = Temperatura promedio (°C)

$h$  = Altura (m.s.n.m.).

La tensión crítica disruptiva con mal tiempo es:

$$U_m = 0.80 U_b$$

"Las pérdidas de potencia activa por efecto corona - serán significativas, si la tensión de fase en esta do normal es mayor que la tensión crítica disruptiva" y se calcula con la siguiente fórmula:

$$P = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} \cdot (U_f - 0.80 U_b)^2 \times 10^{-5} \dots$$

( $\frac{KW}{Km}$ )

$$P_t = 3 P$$

donde:

P = pérdida de potencia activa unitaria por fase

P<sub>t</sub> = pérdida de potencia activa trifásica por efecto corona.

f = frecuencia (Hz)

U<sub>f</sub> = tensión nominal de fase.

Teniendo en cuenta los siguientes datos, se hicieron los cálculos respectivos, cuyos resultados se muestran a continuación:

Datos: H = 2,300 m.s.n.m.

$$M_o = 0.85$$

$$r = 1.0235 \text{ cm.}$$

$$\delta = 0.783$$

$$D = 548 \text{ cm.}$$

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$U_f = \frac{138}{\sqrt{3}} = 79.7 \text{ kV}$$

Los resultados son:

$$U_b = 89.60 \text{ kV, es decir } U_b > U_f$$

$$U_m = 0.8 U_b = 71.7, \text{ es decir } U_m < U_f$$

Las pérdidas por fase son:

$$P = 0.727 \text{ Kw/Km/ fase}$$

Las pérdidas totales serán:

$$P_t = 3 \times 0.727 = 2.18 \text{ Kw/ Km}$$

Por lo tanto, las pérdidas de potencia activa por efecto corona a lo largo de toda la línea serán:

$$P = P_t \times L = 2.18 \frac{\text{Kw}}{\text{Km}} \times 94 \text{ Km}$$

$$\underline{P = 205.08 \text{ Kw.}}$$

#### 4.6.3 Determinación de los Parámetros de las Líneas de Transmisión

a) Resistencia Eléctrica (r)

$$r_{50^\circ} = r_{20^\circ} (1 + K (t - 20^\circ\text{C})) \quad \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$$

donde:

$r_{50^\circ}$  = Resistencia unitaria del conductor a  $50^\circ\text{C}$

$r_{20^\circ}$  = Resistencia DC a  $20^\circ\text{C} = 0.1430 \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$

K = Coeficiente térmico de resistencia  $\pm 0.0036$

t = temperatura del conductor =  $50^\circ\text{C}$

Reemplazando los datos, tenemos:

$$\underline{r_{50^\circ} = 0.1584 \text{ Ohms/Km}}$$

b) Reactancia Inductiva ( $X_L$ )

$$X_L = 2 \pi f \left( 0.5 + 4.605 \log \left( 2 \frac{D_m}{d_e} \right) \right) \times 10^{-4} \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$$

donde:

$D_m$  = Distancia Media Geométrica entre fases = 5,480 mm

$d_e$  = diámetro exterior del conductor = 20.47mm

$f$  = frecuencia = 60 Hz

Reemplazando los datos, tenemos:

$$\underline{X_L = 0.4926 \text{ Ohms/ Km}}$$

c) Impedancia Inductiva ( $Z$ )

De a) y b) se tiene que:

$$\bar{Z} = r + j X_L$$

$$\bar{Z} = 0.1584 + j 0.4926$$

$$\bar{Z} = 0.51744 \angle 72.17^\circ \text{ Ohm/Km}$$

$$\phi_Z = \text{arc tg } \frac{0.4926}{0.1584} = 72.174^\circ$$

donde:

$Z$  = Impedancia inductiva unitaria

$\bar{Z}$  = Fasor impedancia

$\phi_Z$  = ángulo de la impedancia inductiva

d) Conductancia óhmica ( $G$ )

$$G = \frac{1}{10^3 \times U_1^2} \times (P_c + 0.003 \times N_{Ta})$$

donde:

$U_1$  = Tensión de línea en estado normal (kV)

$P_c$  = Pérdida de potencia activa por efecto corona (Kw)

$N_{Ta}$  = Número total de aisladores

Ya que:

$$U_1 = 138 \text{ kV}, P_c = 205.08 \text{ Kw}, N_{Ta} = 12$$

Tenemos:

$$\underline{G = 0.0000094196} \quad (\text{Mhos})$$

e) Susceptancia capacitiva ( $b_c$ )

$$b_c = 2 \pi f \left( \frac{0.0242 \times 10^{-6}}{\log 2 \frac{Dm}{de}} \right) \quad \left( \frac{\text{Siemens}}{\text{Km}} \right)$$

$$\underline{bc = 3.34 \times 10^{-6}} \quad \text{Siemens/Km}$$

f) Admitancia capacitiva ( $Y_c$ )

Está dada por:

$$\bar{Y}_c = G/l + jb_c \quad (\text{mhos/Km})$$

donde:

$$l = \text{longitud de la línea} = 94 \text{ Km}$$

Asimismo de d) y e) tenemos

$$\bar{Y}_c = (9.4196/94) \times 10^{-6} + j 3.34 \times 10^{-6}$$

$$\bar{Y}_c = 3.341503 \angle 88.28^\circ \quad (\text{mhos/Km})$$

$$\phi_{Y_c} = \text{arc tg} \frac{3.34}{0.1002} = 88.28$$

g) Parámetros totales

$$\bullet R = r \times L = 0.1584 \times 94 = 14.8896 \text{ Ohms}$$

$$\bullet X = X_L \times L = 0.4926 \times 94 = 46.3044 \text{ Ohms}$$

$$\cdot \bar{Z} = R + j X = 14.8896 + j 46.3044$$

$$\bar{Z} = 48.6394 \angle 72.17^\circ \text{ Ohms}$$

$$\cdot B_c = b_c \times L = 3.14 \times 10^{-4} \text{ mhos}$$

$$\cdot \bar{Y}_c = 3.1410 \times 10^{-4} \text{ mhos}$$

h) Impedancia característica o natural.

Aplicando la fórmula:

$$\bar{Z}_c = (\bar{Z} / \bar{Y}_c)^{1/2}$$

donde:

$$\bar{Z}_c = \text{impedancia característica (Ohms)}$$

$$\bar{Z} = \text{impedancia unitaria (Ohms/Km)}$$

$$\bar{Y}_c = \text{admitancia unitaria (mhos/Km)}$$

Resulta:

$$\underline{\underline{\bar{Z}_c = 394 \angle -8.055^\circ \text{ Ohms}}}$$

#### 4.6.4 Determinación de las Constantes generalizadas de las Líneas de Transmisión

Las constantes generalizadas A, B, C y D del cuadripolo equivalente de la línea, se obtienen de de las siguientes fórmulas:

$$\bar{A} = 1 + \bar{Y}_R \bar{Z} = A \angle \alpha^\circ$$

$$\bar{B} = \bar{Z} = B \angle \beta^\circ$$

$$\bar{C} = \bar{Y}_E + \bar{Z} \cdot \bar{Y}_E \cdot \bar{Y}_R + \bar{Y}_R = C \angle \gamma^\circ$$

$$\bar{D} = 1 + \bar{Y}_E \bar{Z} = D \angle \delta^\circ$$



Reemplazando en las fórmulas anteriores, los siguientes valores:

$$\bar{Z} = 14.8896 + j 46.3044 = 48.6394 \angle 72.17^\circ \text{ ohms}$$
$$\bar{Y}_{c/2} = \bar{Y}_R = \bar{Y}_E = 1.57 \times 10^{-4} / 88.28^\circ \text{ mhos}$$

Resulta:

$$\bar{A} = 0.992731 + j 0.002337 = 0.992733 \angle 0.13^\circ$$

$$\bar{B} = 14.8896 + j 46.3044 = 48.6394 \angle 72.17^\circ$$

$$\bar{C} = ( 8.98917 + j 312.7472 ) \times 10^{-6}$$
$$= 3.13 \times 10^{-4} \angle 88.35^\circ$$

$$\bar{D} = 0.992733 \angle 0.13^\circ$$

## 4.7 CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

### 4.7.1 Características del conductor

- . Material : Aluminio con Núcleo de Acero
- . Tipo : ACSR
- . Número de hilos Al/acero : 30/7 hilos
- . Diámetro exterior : 20.47 mm.
- . Sección total : 248.4 mm<sup>2</sup>.
- . Peso unitario : 0.9241 Kg/m.
- . Carga de ruptura : 9,072 Kg
- . Módulo de Elasticidad : 7,700 Kg/mm<sup>2</sup>
- . Coeficiente de dilatación lineal : 18.9 x 10<sup>-6</sup> °C<sup>-1</sup>

#### 4.7.2 Condiciones de Cálculo

- Vano Promedio (d)

De acuerdo a las características del terreno y la ruta que debe atravesar la línea, se estima un vano promedio de 350 mts.

- Desnivel Promedio (h/d)

Se prevé que en el tendido de la línea, existirán en promedio, desniveles del orden del 2%, por lo que se puede asumir que en este caso  $h/d \approx 0$ .

- Carga total sobre el conductor

Comprende el peso propio del conductor, la presión del viento y el peso de la costra de hielo, según las hipótesis de cálculo respectivos.

#### 4.7.3 Hipótesis de cálculo

Teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y las características de las zonas por las que atraviesa la línea de transmisión, se consideran tres hipótesis de cálculo, las que constituyen los estados más críticos y predominantes.

a) Primera Hipótesis : "Máximo Esfuerzo"

- Temperatura mínima (°C) :	- 10
- Presión de viento (Kg/m <sup>2</sup> ):	39
- Espesor de hielo (mm) :	0
- Coeficiente de seguridad :	3

b) Segunda Hipótesis: "Condiciones de Templado"

- Temperatura media (°C) :	12
- Presión de viento (Kg/m <sup>2</sup> ):	0
- Espesor de hielo (mm) :	0
- Coeficiente de seguridad :	5

c) Tercera Hipótesis "Flecha Máxima"

- Temperatura máxima (°C) : 40
- Presión de viento (Kg/m<sup>2</sup>) : 0
- Espesor de hielo (mm) : 0

4.7.4 Metodología de los Cálculos de Cambio de Estado

Tomando como base de cálculo, una de las hipótesis, se determinan los esfuerzos mecánicos en los otros estados, usando la fórmula de TRUXA, para el cambio de estado, cuya representación general es:

$$G_{O_2}^3 + G_{O_2}^2 \left[ \left( \frac{W_{t1} \cdot D}{A \cdot G_{O_1}} \right)^2 \frac{E}{24} \cos^3 \delta + (t_2 - t_1) \alpha \cdot E \cdot \cos \delta - G_{O_1} \right] = \left( \frac{W_{t2} \cdot D}{A} \right) \frac{E}{24} \cos^3 \delta$$

donde:

$G_O$  = Esfuerzo unitario del conductor en el estado  
1 ó 2 (Kg/mm<sup>2</sup>)

además:  $G_O = \frac{T \times \text{EDS} (\%)}{A \times 100}$

T = Tiro de rotura del conductor (Kg)

A = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

EDS (%) / 100 = Coeficiente de rotura del conductor

D = vano (mt)

$W_t$  = carga del conductor en el estado 1 ó  
(Kg/m)

t = temperatura en el estado 1 ó (Kg/m)

$\alpha$  = coeficiente de dilatación lineal (°C<sup>-1</sup>)

$\cos \delta = \cos (\text{arc tg } h/d)$

h = desnivel entre los apoyos (m)

E = Módulo de elasticidad (Kg/mm<sup>2</sup>)

Datos para la Primera Hipótesis:

• Peso propio del conductor :  $W_c$

• Peso de la costra de hielo :  $W_h$

$$W_h = 0.00286 ( e_c^2 + e_c \cdot d_c ) \quad (\text{Kg/m})$$

$e_c$  = espesor de la costra de hielo (mm)

$d_c$  = diámetro del conductor (mm)

• Peso total unitario del conductor :  $W_{c_t}$

$$W_{c_t} = W_c + W_h \quad (\text{Kg/m})$$

• Presión unitaria del viento :  $W_v$

$$W_v = 0.0045 \cdot v^2 \cdot \frac{d_c + 2 e_c}{1000} \quad (\text{Kg/m})$$

• Carga unitaria total del conductor :  $W_t$

$$W_t = (W_{c_t}^2 + W_v^2)^{1/2} \quad (\text{Kg/m})$$

• Tensión Máxima de Trabajo :  $T_{m\acute{a}x}$

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{T}{C.S.} \quad (\text{Kg})$$

• Constante :  $M$

$$M = \frac{T_{m\acute{a}x}}{W_t \cdot D}$$

• Esfuerzo Máximo de Trabajo :  $G_o \text{ máx}$

$$G_{o \text{ máx}} = \frac{T_o \text{ máx}}{A} \quad (\text{Kg/mm}^2)$$

donde:  $T_o \text{ máx} = f. (M, h/d)$

Reemplazando los datos del conductor en la ecuación de Truxa, se encontraron los resultados del comportamiento del mismo, que se muestran en el cuadro No. 4.1 y graficado en la lámina No. 4-02.

Del cuadro No. 4.1, se observa que los tiros de trabajo sobre el conductor para los estados críticos considerados, son de tal magnitud que no hace peligrar la línea. Así tenemos que para la Primera hipótesis el mínimo coeficiente de seguridad hallado es 3.8, que es superior al que establecen las normas que recomienda C.S. = 3, asimismo para el caso de la Segunda hipótesis se halla que el C.S. calculado (5.5) es mayor que el recomendado por las Normas (C.S. = 5).

#### 4.8

#### DETERMINACION DEL AISLAMIENTO

Los aisladores a emplearse, tanto en estructuras de alineamiento como en estructuras de anclaje serán de porcelana tipo Standard de 10" x 5 3/4" con acoplamiento tipo casquillo-bola.

En el área del proyecto, la contaminación ambiental es casi nula y tomando en consideración para efectos de cálculo, las características del sistema tales como: línea con neutro aislado, cable de guarda, máxima resistencia de puesta a tierra de 20 ohms, nivel isocerámico promedio de 40, corriente de rayo de 80 KA, tensión nominal de servicio de 138 kV y una altitud máxima de 3,200 m.s.n.m.; se tiene que la cadena de aisladores tendrá 11 y 12 unidades para las estructuras de alineamiento y anclaje respectivamente, del tipo Standard de 10" x 5 3/4" (254 x 146 mm), cuyas principales características son:

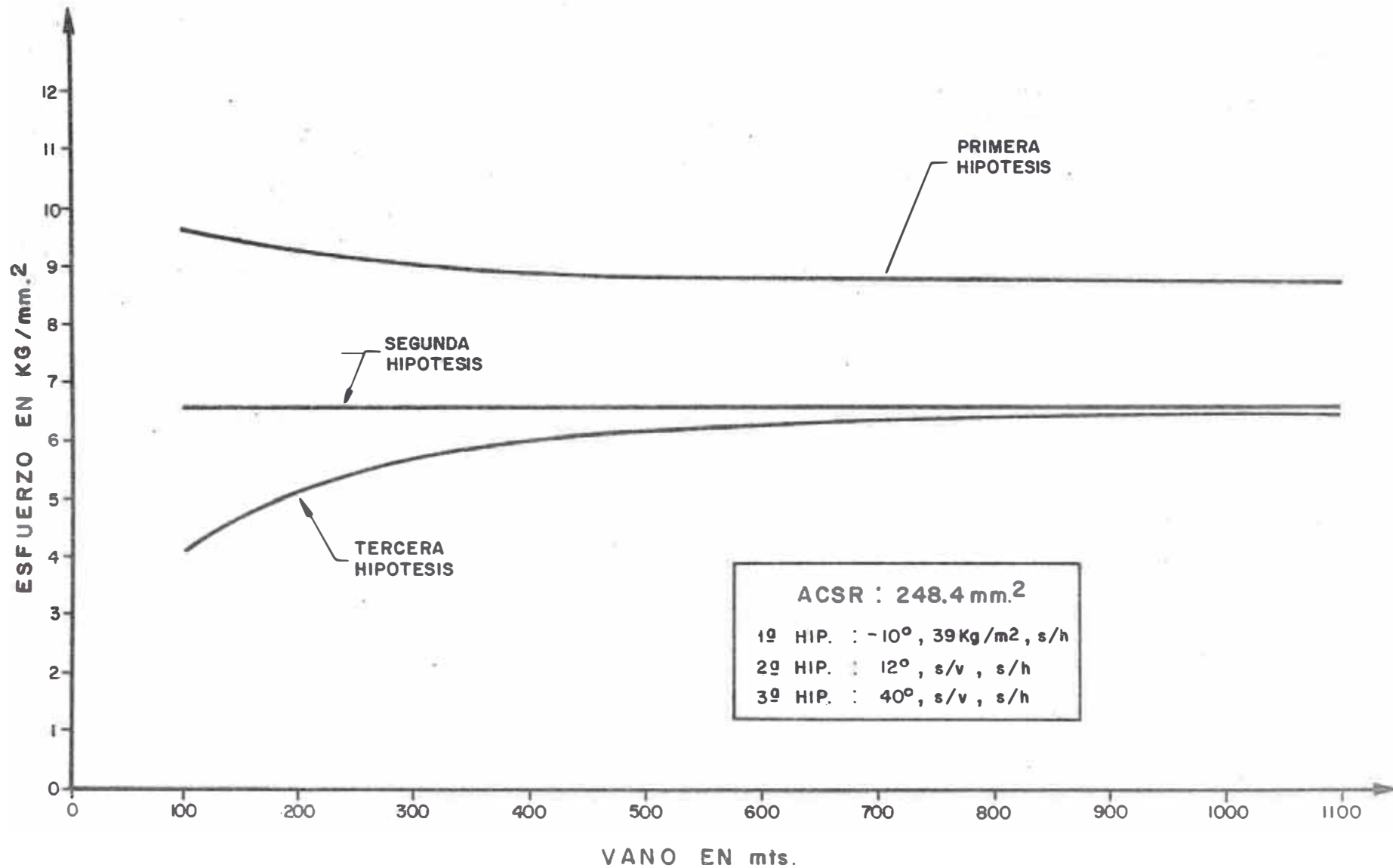
COMPORTAMIENTO DEL CONDUCTOR ACSR ( 248.4 mm.<sup>2</sup> )

CUADRO Nº 4.1

VANO ( mt )	PRIMERA HIPOTESIS			SEGUNDA HIPOTESIS			TERCERA HIPOTESIS		
	TIRO ( Kg )	FLECHA ( mt )	COEFIC. SEGURIDAD	TIRO ( Kg )	FLECHA ( mt )	COEFIC. SEGURIDAD	TIRO ( Kg )	FLECHA ( mt )	COEFIC. SEGURIDAD
100	2,386.20	0.64	3.80	1,632.96	0.71	5.55	1,017.52	1.14	8.91
150	2,344.65	1.46	3.87	1,632.96	1.59	5.55	1,166.52	2.23	7.77
200	2,305.87	2.65	3.93	1,632.96	2.83	5.55	1,273.38	3.63	7.12
250	2,273.92	4.20	3.99	1,632.96	4.42	5.55	1,350.94	5.35	6.71
300	2,249.42	6.11	4.03	1,632.96	6.37	5.55	1,408.00	7.39	6.44
350	2,230.87	8.39	4.07	1,632.96	8.67	5.55	1,450.64	9.77	6.25
400	2,216.84	11.03	4.09	1,632.96	11.33	5.55	1,483.00	12.48	6.11
450	2,206.16	14.03	4.11	1,632.96	14.34	5.55	1,507.94	15.54	6.01
500	2,197.93	17.39	4.13	1,632.96	17.72	5.55	1,527.44	18.94	5.93
550	2,191.49	21.11	4.14	1,632.96	21.44	5.55	1,542.91	22.70	5.87
600	2,186.39	25.19	4.15	1,632.96	25.53	5.55	1,555.34	26.81	5.83
650	2,183.30	29.62	4.155	1,632.96	29.97	5.55	1,565.45	31.27	5.79
700	2,180.04	34.42	4.160	1,632.96	34.78	5.55	1,572.89	36.11	5.76
750	2,177.36	39.58	4.166	1,632.96	39.96	5.55	1,579.98	41.29	5.74
800	2,175.13	45.10	4.170	1,632.96	45.47	5.55	1,585.91	46.83	5.72
850	2,173.26	50.99	4.174	1,632.96	51.35	5.55	1,590.93	52.72	5.70
900	2,171.67	57.24	4.177	1,632.96	57.61	5.55	1,595.19	58.99	5.68
950	2,170.32	63.86	4.180	1,632.96	64.23	5.55	1,598.85	65.61	5.67
1000	2,169.15	70.84	4.182	1,632.96	71.21	5.55	1,602.01	72.61	5.66
1050	2,168.14	78.19	4.184	1,632.96	78.56	5.55	1,604.76	79.97	5.65
1100	2,167.26	85.91	4.186	1,632.96	86.29	5.55	1,607.16	87.70	5.64

# COMPORTAMIENTO MECANICO DEL CONDUCTOR ACSR

LAMINA Nº 4-02



- Tensión de encebamiento en seco : 80 kV
- Tensión de encebamiento bajo lluvia: 50 kV
- Longitud de la línea de fuga : 292 mm
- Esfuerzo electromecánico : 7,000 Kg.

La cadena de 11 aisladores, satisface holgadamente los requerimientos electromecánicos, así como las sollicitaciones de la tensión de impulso de la línea del presente proyecto.

#### SISTEMA DE PROTECCION

Con el objeto de proteger la línea de transmisión, se prevé la utilización del siguiente equipamiento:

##### - Cable de guarda

Para la protección de las líneas de transmisión contra las sobretensiones de origen externo, se usará un cable de guarda, que funcionará como un pararrayos, de acero galvanizado de 3/8" de diámetro. Su instalación se hará en la parte superior de las estructuras, en posición de proteger a los conductores según un ángulo vertical de 30° efectuando desde el cable de guarda una conexión a tierra con un conductor de cobre desnudo cableado, a fin de favorecer la eventual descarga de la sobretensión o sobrecorriente originada por el rayo.

##### - Relés de Protección

En las líneas de transmisión del proyecto, se usarán los siguientes tipos de relés:

- . Relé de distancia (↓)

(↓) Conforman el Sistema de Teleprotección (ver Plano TG-414)



- Relé de sobrecorriente
  - Relé de sobrecorriente a tierra
  - Relé direccional de fases
  - Relé direccional a tierra
  - Relé de recierre automático (↓)
- Asimismo, debido a la presencia de descargas atmosféricas en la zona de recorrido de la línea y con el objeto de prever una mejor protección del sistema de transmisión, se ha previsto la instalación de espinterómetros consistentes en dos cuernos metálicos descargadores a instalarse en los extremos de las cadenas de aisladores.

#### 4.10 CALCULO DE LAS ESTRUCTURAS

Considerando las condiciones meteorológicas donde se instalará la línea de transmisión, los soportes deberán resistir las fuerzas y esfuerzos producidos por el peso propio de los conductores y cable de guarda, así como la acción del viento y la acumulación de hielo sobre los mismos, si los hubiera.

##### 4.10.1 Condiciones de Diseño

###### a) Conductor

- Peso propio unitario :  $W_c = 0.9241 \text{ Kg/mt}$
- Sección total :  $A_c = 248.4 \text{ mm}^2$
- Diámetro exterior :  $d_c = 20.47 \text{ mm}$

###### b) Cable de Guarda

- Peso propio unitario :  $W_{cg} = 0.405 \text{ Kg/mt}$
- Sección total :  $A_{cg} = 51.08 \text{ mm}^2$
- Diámetro exterior :  $d_{cg} = 9.52 \text{ mm}(3/8")$

c) Espesor de la Costra de hielo

- Sobre el conductor :  $e_c = 0$  mm
- Sobre el cable de guarda :  $e_{cg} = 0$  mm

d) Longitud de la cadena de aisladores:  $L_{ca}$

$$L_{ca} = \frac{N \times ha + 490}{1000} = 2.10 \text{ mt.}$$

donde:

$N$  = Número de aisladores

$ha$  = Altura de c/ aislador

#### 4.10.2 Metodología de Cálculo

a) Peso total vertical unitario sobre el conductor y el cable de guarda.

- Sobre el conductor :  $W_{ct}$  (Kg/mt)

- Sobre el cable de guarda :

. Peso de la costra de hielo:  $W_{hcg}$

$$W_{hcg} = 0.00286 (e_{cg}^2 + e_{cg} \times d_{cg}) \text{ (Kg/mt)}$$

. Peso total vertical unitario

:  $W_{cgt}$

$$W_{cgt} = W_{cg} + W_{hcg}$$

b) Fuerza del viento

- Sobre el conductor :  $W_{vc}$  (Kg/mt)

- Sobre el cable de guarda :  $W_{vcg}$

$$W_{vcg} = 0.0045 V^2 \frac{d_{cg} + 2 e_{cg}}{1000} \text{ (Kg/mt)}$$

donde:

$V$  = velocidad del viento (Km/h)

- Sobre el soporte:  $W_{vs}$

$$W_{vs} = A_n \times P \quad (\text{Kg})$$

donde:

$A_n$  = Area perpendicular a la dirección del viento (m<sup>2</sup>).

$P$  = Presión del viento (Kg/m<sup>2</sup>)

Además:

$$A_n = A_t - K^2 A_t \quad (\text{m}^2)$$

donde:

$A_t$  = Area total de la cara expuesta al viento, sin considerar huecos.

$K$  = Coeficiente de utilización del área libre = 0.85

- Sobre la cadena de aisladores :  $W_{vca}$

$$W_{vca} = 0.006 \times v^2 \times A_{ca} \quad (\text{Kg})$$

donde:

$A_{ca}$  = Area frontal de la cadena de aisladores (m<sup>2</sup>).

- Sobre la ménsula :  $W_{vm}$

$$W_{vm} = 0.007 \times v^2 \times A_m \quad (\text{Kg})$$

donde:

$A_m$  = Area frontal de la ménsula (m<sup>2</sup>)

Los valores numéricos de estas cargas, se indican a continuación:

- $W_{ct} = 0.924 \text{ Kg/mt}$
- $W_{cgt} = 0.405 \text{ Kg/mt}$
- $W_{vc} = 0.798 \text{ Kg/mt}$
- $W_{vcg} = 0.371 \text{ Kg/mt}$
- $W_{vs} = 992.25 \text{ Kg/mt}$
- $W_{vca} = 33.53 \text{ Kg}$
- $W_{vm} = 31.85 \text{ Kg}$

c) Fuerza total sobre el conductor.

- Fuerza vertical

Considerando la acción del viento, la carga total sobre el conductor es:

$$W_t = \sqrt{W_{ct}^2 + W_{vc}^2} \quad (\text{Kg/m})$$

Considerando la tensión máxima de trabajo

$T_o$  :

$$T_o = \frac{T_r}{C.S.} \quad (\text{Kg/})$$

La fuerza equivalente sería:

$$T = \sqrt{T_o^2 + W_t \times \frac{d^2}{2}}$$

Los resultados del cálculo de estas fuerzas son:

$$W_t = 1.221 \text{ Kg/mt}$$

$$T_o = 3,024 \text{ Kg.}$$

$$T = 3,031.5 \text{ Kg.}$$

Ver Lámina No. 4-03

#### 4.10.3 Dimensionamiento de la Estructura

- Cálculo de la flecha máxima :  $f_{\text{máx}}$

$$f_{\text{máx}} = \frac{W_t \cdot d^2}{8 T} \quad (\text{mt})$$

- Espaciamiento entre conductores:  $e_c$

$$e_c = K \sqrt{f_{\text{máx}} + L_{ca}} + \frac{U_n}{100 \times (\delta)^{0.5}}$$

dónde:

K : Constante que depende del material del conductor (0.5)

$L_{ca}$  : Longitud de la cadena de aisladores (2.1 m)

$U_n$  : Tensión nominal

$\delta$  : densidad relativa del aire (0.783)

Los valores numéricos de estas distancias son:

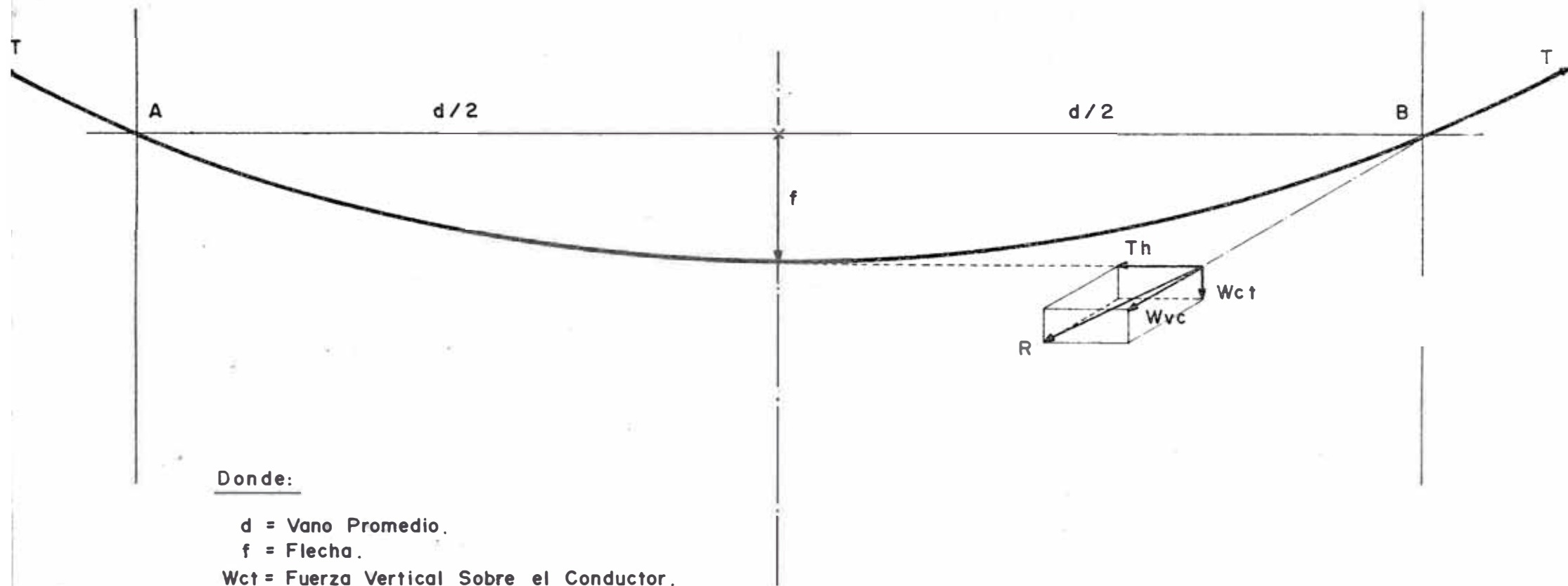
$$f_{\text{máx}} = 6.18 \text{ mt.}$$

$$e_c = 3.00 \text{ mt.}$$

Sin embargo, con la finalidad de reducir las pérdidas de potencia activa por efecto corona se adopta  $e_c = 4.20 \text{ mt.}$  como espaciamen

NOMENCLATURA EN VANO NORMAL (  $h/d = 0$  )

Lamina N° 4-03



Donde:

$d$  = Vano Promedio.

$f$  = Flecha.

$W_{ct}$  = Fuerza Vertical Sobre el Conductor.

$W_{vc}$  = Fuerza del Viento Sobre el Conductor.

$T_h$  = Componente Horizontal de  $T$ .

$R$  = Fuerza Resultante en el Punto  $B = T$ .

to mínimo entre fases.

- Distancia del cable de guarda al conductor:

$$e_{cg}$$

El cable de guarda ubicado en la parte superior de la estructura, deberá cubrir un ángulo vertical de  $30^{\circ}$ , lo que indica que estará ubicado a una altura mínima respecto al conductor de:

$$e_{cg} = \frac{e_c}{t_g \quad \emptyset} \quad (\text{mt})$$

- Altura de la estructura :  $H_s$

Considerando la altura mínima del conductor más bajo sobre el suelo en medio vano, la ubicación del cable de guarda, la longitud de la cadena de aisladores, se tienen los siguientes resultados:

$$e_{cg} = 4.85 \text{ mt.}$$

$$H_s = 25.5 \text{ mt.}$$

La configuración del soporte se muestra en el Plano No. TG-403.

Las estructuras de 84 pies satisfacen los requerimientos establecidos.

#### 4.10.4

#### Selección de la estructura

Esencialmente, lo que se determinará aquí será el peso aproximado de las torres metálicas, usando la fórmula de P.J. Ryle, tenien-

do como datos de cálculo, la altura de la torre, la altura de los conductores sobre el suelo, características de los conductores activos y del cable de guarda, la presión del viento sobre los conductores, los vanos, peso y viento y el tiro sobre los conductores en las condiciones de máximo esfuerzo.

En el Anexo "B" se indica la metodología de cálculo.

Así tenemos que el peso de las torres según el tipo de las mismas serán:

Tipo de Torre	Suspensión	Retención/ángulo
Peso (Kg)	2,105	3,584

#### 4.10.5

#### Fundaciones de las Estructuras

En función de las condiciones de abastecimiento de agregados y agua en las regiones atravesadas por la línea de transmisión a 138 kV., así como de la naturaleza del terreno, se recomienda adoptar las siguientes fundaciones:

- En zonas de difícil acceso, en la cual no es posible encontrar agregados y agua para un concreto de alta calidad, se recomiendan utilizar zapatas metálicas enrejadas, construídas por planchas y ángulos de acero galvanizado y protegidos con una capa de brea. Este tipo de cimentación tiene la ventaja de poder transportarse por piezas y además, permite en áreas de alta resistividad, reducir los valores de la resistencia de pues



ta a tierra en las zapatas de las torres.

- En zonas de fácil acceso y cercanas a la carretera principal, se recomienda utilizar macizos de concreto "Cíclopeo", debido a que sus componentes pueden transportarse fácilmente y en este caso resultan más económicas que las zapatas metálicas.

4.11 PRESUPUESTO

El presupuesto a nivel de costo de construcción de la infraestructura del sistema eléctrico planteado, se ha obtenido de los costos resultantes de proyectos similares y que han sido actualizados al segundo semestre de 1983, los mismos que se presentan en forma disgregada en los cuadros No. 4.2 al 4.8.

Los montos totales de cada rubro se indican a continuación:

Primera Etapa

1) Ampliación S.E. Huallanca, 138 kV

	MN. (S/.x 10 <sup>3</sup> )	ME. (\$)
a) Suministro (FOB) equipo ELMEC	--	382,140
b) Transporte marítimo (FOB-CIF)	--	45,860
c) Transporte local (CIF-sitio)	23,493	--
d) Gastos de aduana	313,363	--
e) Montaje, pruebas y puesta en servicio	117,506	--
f) Obras civiles	41,000	--
Costo Directo:	495,362	428,000

	MN. (S/. x 10 <sup>3</sup> )	ME. (\$)
Total Costo Directo:		669,640
Costo Indirecto :		87,053
Costo a nivel de cons trucción :		<u>756,693</u>

En el Cuadro No. 4.2, se indican los costos detallados de los rubros a), b), c) y d).

2) Subestación Huaraz Nueva 138/66/13.8 kV. -  
20/10/10 MVA.

(Ver cuadro No. 4.3 con los costos detallados de los rubros a), b), c) y d).

	MN. (S/. x 10 <sup>3</sup> )	ME. (\$)
a) Suministro FOB equipo ELMEC	--	1'277,200
b) Transporte marítimo (FOB-CIF)	--	153,300
c) Transporte loca (CIF- Sitio)	78,515	--
d) Gastos de aduana	1'047,345	--
e) Montaje, pruebas y puesta en servicio	392,780	--
f) Obras civiles	<u>410,000</u>	--
Costo Directo:	1'928,640	1'430,500
Total Costo Di recto :		2'371,300
Costo Indirecto:		308,269
Costo a nivel de construcción :		<u>2'679,569</u>

3) Ampliación S.E. Ticapampa

	MN. (S/.x. 10 <sup>3</sup> )	ME. ( \$ )
a) Suministro FOB-Equipo ELMEC	307,500	30,000
b) Transporte marítimo (FOB-CIF)	--	3,500
c) Transporte local (CIF- Sitio)	11,275	--
d) Gastos de aduana	24,600	--
e) Montaje, pruebas y puesta en servicio.	55,350	--
f) Obras Civiles	41,000	--
Costo Directo :	439,725	33,500
Total Costo di- recto :		248,000
Costo Indirecto:		32,240
Costo a nivel de construcción :		<u>280,240</u>

Ver cuadro No. 4.4 con los costos de los rubros a), b), c) y d).

4) Ampliación S.E. Arhuaypampa (Carhuaz)

(Ver cuadro No. 4.5)

	MN. (S/.x 10 <sup>3</sup> )	ME. ( \$ )
a) Suministro FOB equipo ELMEC	307,500	200,000
b) Transporte marítimo (FOB-CIF)	--	24,000
c) Transporte local (CIF- Sitio)	21,525	--
d) Gastos de aduana	164,000	--
e) Montaje, pruebas y pue- sta en servicio	107,625	--
f) Obras Civiles	41,000	--
Costo Directo:	641,650	224,000

	MN.	ME.
	(S/.x 10 <sup>3</sup> )	(\$ )
Total Costo directo :		537,000
Costo Indirecto:		69,810
Costo a nivel de construcción:		<u>606,810</u>

5) Ampliación S.E. Shingal (Caraz)

(Ver cuadro No. 4-6)

	MN.	ME.
	(S/.x 10 <sup>3</sup> )	(\$)
a) Suministro FOB equipo ELMEC	369,000	210,000
b) Transporte marítimo (FOB-CIF)	--	26,000
c) Transporte local CIF-sitio )	24,600	--
d) Gastos de aduana	172,000	--
e) Montaje, pruebas y puesta en servicio	119,925	--
f) Obras civiles	51,250	--
Costo Directo:	736,975	236,000
Total costo directo :		595,500
Costo Indirecto:		77,415
Costo a nivel de construcción :		<u>672,915</u>

6) L.T. Huallanca-Huaraz : 138 kV, simple ter-  
na, 94 km.

<u>a) Suministro</u>	<u>ME. (\$ USA)</u>
- Estructuras de acero	1'600,000
- Conductor ACSR, 477 MCM	1'061,352
- Cable de guarda 3/8" EHS, Ac-G	148,200
- Cadenas de aisladores y accesorios	372,857
- Puestas a tierra	39,630
- Fundaciones	289,000
- Repuestos y otros	57,113
Total suministro (Precios FOB):	<u>3'568,152</u>

b) Precios Totales (Suministro, transporte,  
montaje)

	<u>MN.</u> <u>(S/.x 10<sup>3</sup>)</u>	<u>ME.</u> <u>(\$ USA)</u>
- Precios totales- ex-fábrica(FOB)	--	3'568,152
- Transporte marítimo FOB-CIF	--	582,595
- Transporte terres - tre CIF-Sitio	534,493	--
- Montaje y pruebas	1'626,708	522,379
- Gastos de aduana	2'925,885	--
Costo Directo:	5'087,086	4'673,126
Total costo direc to :		7'154,631
Costo Indirecto:		930,102
Costo a nivel de construcción :		<u>8'084,733</u>

(Ver cuadro No. 4.7

7) Sistema de Telecomunicaciones y Radio Co-  
municaciones

	MN. (S/. x 10 <sup>3</sup> )	ME. (\$ USA)
a) Suministro FOB	242,990	1,550
b) Transporte marítimo (FOB=CIF)	26,729	--
c) Transporte local (CIF-Sitio)	--	4,998
d) Gastos de Aduana	--	199,252
e) Montaje y puesta en servicio	72,897	19,987
Costo Directo:	342,616	225,787
Total costo directo:		452,756
Costo Indirecto :		58,858
Costo a nivel de construcción :		<u>511,614</u>

Segunda Etapa

Ampliación S.E. Huaraz Nueva

(Ver Cuadro No. 4.8)

	MN. (S/. x10 <sup>3</sup> )	ME. (\$ USA)
a) Suministro FOB-equi po ELMEC	--	1'050,000
b) Transporte marítimo (FOB-CIF)	--	120,000
c) Transporte local (CIF-Sitio)	61,500	--
d) Gastos de aduana	820,000	--
e) Montaje, pruebas y puesta en servicio	317,750	--
f) Obras Civiles	61,500	
Costo Directo:	1'260,750	1'170,000
Total Costo direc to :		1'785,000
Costo Indirecto:		232,050
Costo a nivel de construcción :		<u>2'017,050</u>

El resumen de costos, desagregados en moneda nacional y moneda extranjera son los siguientes, en U.S. \$ :

Descripción	MN. (S/ x 10 <sup>3</sup> )	ME. (\$ )	Total (\$)
<u>Primera Etapa</u>			
- L.T. 138 kV.Huallanca-Huaraz	5'087,086	4'673,126	7'154,631
- Ampliación S.E.Huallanca	495,362	428,000	669,640
- S.E.Huaraz Nueva	1'928,640	1'430,500	2'371,300
- Ampliación S.E.Ticapampa	439,725	33,500	248,000
- Ampliación S.E.Carhuaz	641,650	224,000	537,000
- Ampliación S.E. Carraz	736,975	236,000	595,500
- Telecomunicaciones	225,787	342,616	452,756
<u>Segunda Etapa</u>			
- Ampliación S.E. Huaraz Nueva	1'260,750	1'170,000	1'785,000
Costos directos	:10'815,975	8'537,742	13'813,827
Costos indirectos	: 1'406,077	1'109,906	1'795,797
Costo Total de construcción	:12'222,052	9'647,648	15'609,624

NOTA : La columna "Total" se obtiene convirtiendo los costos en moneda nacional (MN) a dólares USA y sumando luego, éstos a los costos en moneda extranjera (ME).

Cambio : 1 Dólar USA = S/. 2,050.00

AMPLIACION SUBESTACION HUALLANCA

COSTOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE

PRECIOS CONSTANTES DE 1983

Cuadro No. 4.2

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
<u>EQUIPO 138 kV .</u>								
1. Interruptor automático	120,000	1	-	120,000	14,400	48,000	3,600	186,000
2. Seccionador tripolar	25,000	2	-	50,000	6,000	20,000	1,500	77,500
3. Seccionador tripolar pero con cuchilla de puesta a tierra	27,000	1	-	27,000	3,240	10,800	810	41,850
4. Pararrayos unipolares	13,000	3	-	39,000	4,680	15,600	1,170	60,450
5. Transformador de tensión	14,000	3	-	42,000	5,040	16,800	1,260	65,100
6. Transformador de corriente	12,000	3	-	36,000	4,320	14,400	1,080	55,800
7. Trampa de onda	7,000	2	-	14,000	1,680	5,600	420	21,700
8. Repuestos y otros	54,140	Est.	-	54,140	6,500	21,660	1,620	83,920
TOTAL SUMINISTRO Y TRANSPORTE:			-	382,140	45,860	152,860	11,460	592,320



SUBESTACION HUARAZ NUEVA 138/66/13.8 kV. 20/10/10 MVA  
PRIMERA ETAPA

COSTOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE  
PRECIOS CONSTANTES DE 1983

Cuadro No. 4.3

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
<u>EQUIPO DE 138 kV.</u>								
1. Transformador de potencia 138/66/13.8 kV, 20/20/10 MVA.	420,000	1	-	420,000	50,400	168,000	12,600	651,000
2. Interruptor automático	120,000	1	-	120,000	14,400	48,000	3,600	186,000
3. Seccionador con cuchilla de puesta a tierra	27,000	1	-	27,000	3,240	10,800	810	41,850
4. Pararrayos	12,000	3	-	36,000	4,320	14,400	1,080	55,800
5. Trampa de onda	7,000	2	-	14,000	1,680	5,600	420	21,700
6. Transformador de tensión tipo capacitivo	14,000	3	-	42,000	5,040	16,800	1,260	65,100
7. Transformador de corriente	12,000	3	-	36,000	4,320	14,400	1,080	55,800
Total Equipo 138 kV.				695,000	83,400	278,000	20,850	1'077,250
<u>EQUIPO DE 66 kV.</u>								
1. Interruptor automático	60,000	2	-	120,000	14,400	48,000	3,600	186,000
2. Seccionador	10,000	2	-	20,000	2,400	8,000	600	31,000
3. Seccionador con cuchilla de puesta a tierra	12,000	2	-	24,000	2,880	9,600	720	37,200
4. Pararrayos	5,000	9	-	45,000	5,400	18,000	1,350	69,750

Cuadro No. 4.3 (Pág. 2)

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
5. Trampa de onda	3,500	4	-	14,000	1,680	5,600	420	21,700
6. Transformador de tensión tipo capacitivo	4,000	6	-	24,000	2,880	9,600	720	37,200
7. Transformador de corriente	4,500	6	-	27,000	3,240	10,800	810	41,850
Total Equipo 66 kV.			-	301,000	36,120	120,400	9,030	466,550
EQUIPO DE 13.8 kV.								
1. Celda metálica con interruptor automático	20,000	7	-	140,000	16,800	56,000	4,200	217,000
2. Pararrayos	1,000	6	-	6,000	720	2,400	180	9,300
3. Cable 15 kV.	60	60 mt.	-	3,600	432	1,440	108	5,580
4. Cabezas terminales	400	4	-	1,600	192	640	48	2,480
5. Repuestos y otros	130,000	Est.	-	130,000	15,600	52,000	3,900	201,500
Total Equipo 13.8 kV.			-	281,200	33,744	112,480	8,436	435,860
TOTAL SUMINISTRO Y TRANSPORTE:				1'277,200	153,264	510,880	38,316	1'979,660

AMPLIACION DE LA SUBESTACION TICAPAMPA

COSTOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE

PRECIOS CONSTANTES DE 1983

Cuadro No. 4.4

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
<u>EQUIPO DE 66 kV.</u>								
1. Transformador de potencia 66/13.8 kV, 7 MVA.	150,000	1	150,000	-	-	-	4,500	154,600
2. Transformador de corriente	4,500	3	-	13,500	1,575	5,400	405	20,880
3. Repuestos y Otros	16,500	Est.	-	16,500	1,925	6,600	495	25,520
TOTAL SUMINISTRO Y TRANSPORTE:			150,000	30,000	3,500	12,000	5,500	201,000
-----								

AMPLIACION DE LA SUBESTACION ARHUAYPAMPA (CARHUAZ)

COSTOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE

PRECIOS CONSTANTES DE 1983

Cuadro No. 4.5

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
<u>EQUIPO DE 66 kV.</u>								
1. Transformador de potencia 66/13.8 kV, 5 MVA	150,000	1	150,000	-	-	-	4,500	154,500
2. Interruptor automático	60,000	1	-	60,000	7,200	24,000	1,800	93,000
3. Seccionador con cuchilla de puesta a tierra	12,000	1	-	12,000	1,440	4,800	360	18,600
4. Pararrayos	5,000	3	-	15,000	1,800	6,000	450	23,250
5. Trampa de onda	3,500	1	-	3,500	420	1,400	105	5,425
6. Transformador de tensión cap.	4,000	3	-	12,000	1,440	4,800	360	18,600
7. Transformador de corriente	4,500	3	-	13,500	1,620	5,400	405	20,925
Total Equipo 66 kV.			150,000	116,000	13,920	46,400	7,980	334,300
<u>EQUIPO DE 13.8 kV.</u>								
1. Celda metálica con interruptor automático	15,000	5	-	75,000	9,000	30,000	2,250	116,250
2. Pararrayos	1,000	3	-	3,000	360	1,200	90	4,650
3. Cable 15 kV	2,000	Est.	-	2,000	240	800	60	3,100
4. Cabezas terminales	400	2	-	800	96	320	24	1,240
5. Repuestos y otros	3,200	Est.	-	3,200	384	1,280	96	4,960
Total Equipo de 13.8 kV.			-	84,000	10,080	33,600	2,520	130,200
TOTAL SUMINISTRO Y TRANSPORTE:			150,000	200,000	24,000	80,000	10,500	464,500

AMPLIACION DE LA SUBESTACION SHINGAL (CARAZ)

COSTO DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE

PRECIOS CONSTANTES DE 1983

Cuadro No. 4.6

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
<u>EQUIPO DE 66 kV.</u>								
1 Transformador de potencia 66/13.8 kV, 7 MVA.	180,000	1	180,000	-	-	-	5,400	185,400
2 Interruptor Automático	60,000	1	-	60,000	7,200	24,000	1,800	93,000
3 Seccionador con cuchilla de puesta a tierra	12,000	1	-	12,000	1,440	4,800	360	18,600
4 Pararrayos	5,000	3	-	15,000	1,800	6,000	450	23,250
5 Trampa de onda	3,500	1	-	3,500	420	1,400	105	5,425
6 Transformador de tensión cap.	4,000	3	-	12,000	1,440	4,800	360	18,600
7 Transformador de corriente	4,500	3	-	13,500	1,620	5,400	405	20,925
Total Equipo 66 kV.			180,000	116,000	13,920	46,400	8,880	365,200
<u>EQUIPO DE 13.8 kV.</u>								
1 Celda metálica con interruptor automático	15,000	5	-	75,000	9,000	30,000	2,250	116,250
2 Pararrayos	1,000	3	-	3,000	360	1,200	90	4,650
3 Cable 15 kV.	2,000	Est.	-	2,000	240	800	60	3,100
4 Cabezas terminales	400	2	-	800	96	320	24	1,240
5 Repuestos y otros	13,200	Est.	-	13,200	2,384	5,280	696	21,560
Total Equipo 13.8 kV.			-	94,000	12,080	37,600	3,120	146,800
TOTAL SUMINISTRO Y TRANSPORTE:			180,000	210,000	26,000	84,000	12,000	512,000

LINEA DE TRANSMISION 138 kV HUALLANCA- HUARAZ

COSTOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE

PRECIOS DE CONSTANTES DE 1983

Cuadro No. 4.7

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
1. Estructura de Acero	1,812	883TM	-	1'600,000	284,266	696,405	116,914	2'697,585
2. Conductor ACSR, 477 MCM	3,480	305TM	-	1'061,352	188,567	461,957	77,554	1'789,430
3. Cable de guarda	2,850	52TM	-	148,200	26,330	64,504	10,829	249,863
4. Aisladores	35	10653	-	372,857	66,244	162,287	27,245	628,633
5. Puesta a tierra	170	233	-	39,630	7,041	17,249	2,896	66,816
6. Fundaciones	1,240.34	233	289,000	-	-	-	21,117	310,117
7. Repuestos y otros	Estimado		-	57,113	10,147	24,859	4.173	96,292
TOTAL SUMINISTRO Y TRANSPORTE:			289,000	3'279,152	582,595	1'427,261	260,728	5'838,736

SUBESTACION HUARAZ NUEVA 138/ 66/13.8 kV, 20/10/10 MVA-  
SEGUNDA ETAPA

COSTOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE

PRECIOS CONSTANTES de 1983

Cuadro No. 4.8

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
<b><u>EQUIPO DE 138 kV</u></b>								
1 Transformador de potencia 138/66/13.8 kV, 20/10/10 MVA	420,000	1	-	420,000	50,4000	168,000	126,000	651,000
2 Interruptor automático	120,000	2	-	240,000	28,800	96,000	7,200	372,000
3 Seccionador de barra	25,000	3	-	75,000	9,000	30,000	2,250	116,250
4 Pararrayos	12,000	3	-	36,000	4,320	14,400	1,080	55,800
5 Transformadores de tensión tipo capacitivo	14,000	3	-	42,000	5,040	16,000	1,260	65,100
6 Transformador de corriente	12,000	3	-	36,000	4,320	14,400	1,080	55,800
Total Equipo 138 kV:				849,000	101,880	339,600	25,470	1'315,950
<b><u>EQUIPO DE 66 kV</u></b>								
1 Interruptor automático	60,000	1	-	60,000	7,200	24,000	1,800	95,000
2 Seccionador	10,000	4	-	40,000	4,800	16,000	1,200	62,000
3 Pararrayos	5,000	3	-	15,000	1,800	6,000	450	25,250
4 Transformador de corriente	4,500	3	-	13,500	1,620	5,400	405	20,925
Total Equipo 66 kV:				128,500	15,420	51,400	3,855	199,175
<b><u>EQUIPO DE 13.8 kV</u></b>								
1 Celda metálica con interruptor automático	20,000	1	-	20,000	2,400	8,000	600	31,000
2 Pararrayos	1,000	3	-	3,000	360	1,200	90	4,650

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	CANT.	COSTO DE ADQUISICION		TRANSP. MAR. (FOB-CIF)	GASTOS DE ADUANA	TRANSP. LOC. (CIF-SITIO)	COSTO TOTAL
			NACIONAL	EXTRANJERO				
3 Cable 15 kV	60	60 m.	-	3,600	432	1,440	108	5,580
4 Cabeza terminales	400	4	-	1,600	192	640	48	2,480
5 Repuestos y otros	44,300	Est.	-	44,300	5,316	17,720	1,329	68,665
Total Equipo 13.8 kV.				72,500	8,700	29,000	2,175	112,375
TOTAL SUMINISTRO Y TRANSPORTE:			-	1'050,000	126,000	420,000	31,500	1'627,500



#### 4.1.2 CRONOGRAMA DE EJECUCION

En la lámina No. 4-04 se muestra el cronograma de ejecución de estudios y obras del proyecto planteado en la presente Tesis de Grado de Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz - Ticapampa desde la Central Hidroeléctrica de Huallanca.

Se puede apreciar que el plazo total hasta la puesta en operación de la L.T. Huallanca-Huaraz es de 38 meses, de los cuales en los 18 primeros meses se estima la elaboración de los estudios definitivos, así como el financiamiento, licitación y contratación de las obras.



## CAPITULO V

### EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

#### 5.1 GENERALIDADES

En este capítulo se presenta la bondad económica del Proyecto "Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz-Ticapampa", de acuerdo a la alternativa de solución seleccionada: L.T. 138 kV Huallanca-Huaraz.

En el presente análisis se considera el Programa de Inversiones de implementación del Proyecto, los costos e ingresos durante su etapa de operación y la rentabilidad y sensibilidad ante variaciones - eventuales en los parámetros económicos más significativos del Proyecto.

#### PREMISAS ADOPTADAS

- . Horizonte de Planeamiento : 32 años (1985-2016);
- . Tasa de descuento adoptada : 11 % ;
- . Año de referencia : 1,983;
- . En el análisis se utiliza precios constantes de octubre de 1983, con el objeto de evitar distorsiones producidas por la incoincidencia del escalamiento de precios asumido y el ritmo de crecimiento de la inflación, así como de la tasa de tipo de cambio, especialmente en períodos largos de análisis;
- . La proyección de los flujos económicos se efectúan en dólares USA. Los costos e ingresos en moneda nacional se convierten en dólares USA, de acuerdo a la tasa de cambio de la fecha de referencia considerada: 2,050 Soles oro/Dólar USA -Octubre 1983;

- Los flujos económicos se descuentan a 1983;
- Para la evaluación de la rentabilidad económica del proyecto, se usan los siguientes indicadores económicos: Tasa Interna de Retorno, Valor Actual Neto, Relación Beneficio/Costo y Costo de la Energía facturada.

### 5.3

#### INVERSION A NIVEL DE COSTOS DE CONSTRUCCION

De conformidad con lo especificado en los capítulos anteriores, el proyecto comprende la implementación de una Celda de Derivación a 138 kV. - en la Subestación Huallanca, 94 Km. de la Línea de Transmisión a 138 kV. entre Huallanca y Huaraz, una Subestación en Huaraz 138/66/13.8 kV - 20/10/10 MVA y la ampliación de las Subestaciones de Carhuaz, Caraz y Ticapampa a las siguientes capacidades: 7 MVA, 5 MVA y 7MVA respectivamente, todas con la relación de transformación 66/13.8 kV.

La inversión a nivel de costos de construcción - está constituida por la suma de los Costos Directos, Costos Indirectos y Capital de Trabajo.

#### 5.3.1 Costos Directos

Están conformados por los costos de suministro - de equipos, incluyendo las fases de compra, transporte, obras civiles, montaje electromecánico, - pruebas y puesta en servicio.

Éstos costos se determinaron de cotizaciones obtenidas en el último trimestre de 1983, y su resumen es el siguiente:

	<u>En Dólares U.S.A</u>			
	<u>MN.</u>	<u>ME.</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
<u>Primera Etapa</u>				
- Ampliación S.E. Huallanca	241,640	428,000	669,640	4.85
- L.T. Huallanca-Huaraz	2'481,505	4'673,126	7'154,631	51.80
- S.E. Huaraz Nueva	940,800	1'430,500	2'371,300	17.17
- Ampliación S.E. Tica-pampa	214,500	33,500	248,000	1.80
- Ampliación S.E. Carhuaz	313,000	224,000	537,000	3.89
- Ampliación S.E. Caraz	359,500	236,000	595,500	4.31
- Telecomunicaciones	110,140	342,616	452,756	3.28
<u>Segunda Etapa</u>				
- Ampliación S.E. Huaraz Nueva	615,000	1'170,000	1'785,000	12.90
- Total	5'276,085	8'537,742	13'813,827	100.00
%	38.20	61.80	100.00	

### 5.3.2 Costos Indirectos

Resultan de la concepción y administración del proyecto y están constituidos por:

#### a) Ingeniería y Supervisión del Proyecto

Comprende los estudios definitivos y de detalle del proyecto, así como las labores de supervisión durante la etapa de construcción. Se considera como un 3% del costo directo total, teniendo los desembolsos el carácter de locales.

b) Generales y Administrativos

Son los desembolsos ocasionados por la organización encargada de implementar el proyecto. Su incidencia se estima en 2% del costo directo total, pagado íntegramente - en moneda nacional.

c) Imprevistos

Son los desembolsos destinados a cubrir cualquier contingencia del proyecto. Se prevé un 8% del costo directo total, distribuido proporcionalmente a la inversión anual y al tipo de moneda utilizado.

5.3.3 Capital de Trabajo

Son los fondos necesarios para cubrir planillas, cuentas por cobrar, repuestos, etc. durante los primeros meses de explotación del proyecto.

Según se señala en la Ley General de Electricidad este monto debe estar constituido por la suma de los inventarios más el equivalente a dos meses de facturación; de lo cual resulta aproximadamente 396.2 Miles de Dólares.

5.3.4 Inversión a nivel de Costo de Construcción

Su monto total asciende a 15.6 millones de dólares USA a precios constantes del 4to. trimestre de 1983.

A continuación se muestra un resumen:

MONTO			
(Miles de dólares USA)			
	<u>MN.</u>	<u>ME.</u>	<u>Total</u>
• Costo Directo	5,276.08	8,537.74	13,813.82
• Costo Indirecto	685.89	1,109.91	1,795.80
• Inversión a nivel de costo de construcción	5,961.97	9,647.65	15,609.62
%	38.19	61.81	100.

### 5.3.5 Cronograma de Inversiones

Se muestra en el cuadro No. 5.1 y se determina de acuerdo al Cronograma de Inversiones de implementación del Proyecto.

El resumen es el siguiente:

MONTO				
(Miles de dólares USA)				
<u>Años</u>	<u>MN.</u>	<u>ME.</u>	<u>TOTAL</u>	<u>%</u>
1985	2122.2	3826.6	5948.8	38.11
1986	3144.6	4499.2	7643.8	48.97
1993	276.8	661.1	937.9	6.00
1994	418.1	661.0	1079.1	6.92
<b>Total:</b>	<b>5961.7</b>	<b>9647.9</b>	<b>15609.6</b>	<b>100.00</b>

### 5.4 COSTOS DE EXPLOTACION DEL PROYECTO

Estos costos son anuales y están constituidos por los siguientes rubro:

#### 5.4.1 Costos de Operación y Mantenimiento

Comprende los costos por concepto de sueldos, salarios, materiales, repuestos y servicios.

PROGRAMA DE INVERSIONES A NIVEL DE COSTO DE CONSTRUCCION  
(Miles de Dolares)

PRECIOS CONSTANTES	TOTAL			1985			1986			1993			1994		
	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME
<b>OBRAS CIVILES</b>															
Ampliación S.E. Huallanca	20	20	-	20	20	-									
S.E. Huaraz Nueva	200	200	-	200	200	-									
Ampliación Ticapampa	20	20	-	20	20	-									
Ampliación S.E. Arhuaypampa	20	20	-	20	20	-									
Ampliación S.E. Shingal	25	25	-	25	25	-									
Ampliación S.E. Huaraz Nueva	30	30	-	-	-	-				30	30				
SUB TOTAL O.C.	315	315	-	285	285	-				30	30				
<b>EQUIPO ELMEC</b>															
Ampliación Sub-Estación Huallanca	649.5	221.5	428.0	296.1	82.1	214.0	353.4	139.4	214.0						
S.E. Huaraz Nueva	2171.4	740.8	1430.6	990.0	274.7	715.3	1101.4	466.1	715.3						
Ampliación Ticapampa	228.0	194.6	33.4	100.5	83.8	16.7	127.5	110.8	16.7						
Ampliación S.E. Arhuaypampa	517.1	293.1	224.0	232.3	120.3	112.0	284.8	172.8	112.0						
Ampliación S.E. Shingal	570.5	334.5	236.0	256.0	138.0	118.0	314.5	195.5	118.0						
L.T. Huallanca-Huaraz	7154.5	2481.4	4673.1	2919.4	844.0	2075.4	4235.1	1637.4	2597.7						
Ampliación S.E. Huaraz Nueva	1755.0	585.0	1170.0	-	-	-	-	-	-	600.0	215.0	585.0	955.0	370.0	585.0
Sistema de Telecomunicaciones	452.8	110.1	342.7	185.1	50.1	134.9	267.7	59.9	207.8						
<b>SUB TOTAL EQUIPO ELMEC</b>	<b>13489.8</b>	<b>4061.0</b>	<b>8537.8</b>	<b>4979.4</b>	<b>1593.1</b>	<b>3386.3</b>	<b>6764.4</b>	<b>2782.9</b>	<b>3981.5</b>	<b>600.0</b>	<b>215.0</b>	<b>585.0</b>	<b>955.0</b>	<b>370.0</b>	<b>585.0</b>
<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>	<b>13813.8</b>	<b>5276.0</b>	<b>8537.8</b>	<b>5264.4</b>	<b>1873.1</b>	<b>3386.3</b>	<b>6764.4</b>	<b>2782.9</b>	<b>3981.5</b>	<b>600.0</b>	<b>245.0</b>	<b>585.0</b>	<b>955.0</b>	<b>370.0</b>	<b>585.0</b>
Ingeniería y Supervisión	414.3	158.2	256.1	157.9	56.3	101.6	202.9	83.5	119.4	24.9	7.3	17.0	29.6	11.1	17.3
Administración y Gastos Generales	276.3	105.5	170.8	105.3	37.6	67.7	135.3	55.6	79.7	16.6	4.9	11.7	19.1	7.4	11.7
Imprevistos	1105.2	422.0	683.2	421.2	150.2	271.0	541.2	222.6	318.6	64.4	19.8	46.9	74.4	27.6	46.4
<b>TOTAL COSTO DE CONSTRUCCION</b>	<b>15609.6</b>	<b>5961.7</b>	<b>9497.9</b>	<b>5948.8</b>	<b>2122.2</b>	<b>3826.6</b>	<b>7643.8</b>	<b>3144.6</b>	<b>4499.2</b>	<b>937.9</b>	<b>276.8</b>	<b>661.1</b>	<b>1079.10</b>	<b>418.1</b>	<b>661.0</b>



Se estima en 1 % del costo directo.

#### 5.4.2 Gastos Generales y Administrativos

Comprende al personal de administración y auxiliar, así como los gastos generales del proyecto. Se considera globalmente como un 0.5 % del costo directo.

#### 5.4.3 Costo de la Energía requerida al Sistema Huallanca

##### Gastos por compra de energía

A fin de poder cuantificar los ingresos correspondientes al Proyecto, es decir, debido al Sistema de Transmisión, se ha considerado que las instalaciones son administradas independientemente, por lo que la energía a ser transmitida deberá comprarse a una tarifa de generación dada y vendida a un precio tal que cubra este costo y los complementarios, dejando el margen de utilidad que los dispositivos legales vigentes estipulen. Bajo este enfoque, la compra de Energía son los gastos que resultan del producto de la energía comprada por la respectiva tarifa de compra.

La energía a comprar considera 2.5% por concepto de pérdidas en transmisión de la energía vendida, así tenemos:

Años	Energía comprada (MWh)	Monto (●)
1987	37,890.2	535.46
1988	34,741.2	490.96
1989	37,765.7	533.70
1990	44,169.1	624.20
1991	40,951.0	578.71

Años	Energía comprada (MWh)	Monto (●)
1992	44,564.1	629.77
1993	47,541.2	671.85
1994	50,793.3	717.81
1995	58,011.7	819.82
1996	61,509.8	869.25
1997	64,771.6	915.35
1998	67,791.5	958.02
1999	71,431.0	1,009.46
2000	75,236.7	1,063.24
2001	78,805.9	1,113.68
2002	82,867.0	1,142.51
2003	87,217.8	1,232.56
2004	91,652.4	1,295.23

(●) Miles de Dólares USA.

• Tarifa de Compra

Ha sido estimada en base al análisis de los costos de producción por servicios de los 5 últimos años (1978 a 1982) que ha tenido la Unidad Regional de Operaciones Norte Medio - en los rubros de Generación Hidráulica, a partir de lo cual se ha determinado que el costo de la energía generada, sería el 40% del total del costo de servicio; por lo que la tarifa de compra de energía para el Proyecto a octubre 1983 sería de: 14.132 US \$ /MWh.

5.5

INGRESOS DE EXPLOTACION DEL PROYECTO

Está constituida únicamente por la venta de energía eléctrica.

5.5.1

Energía Vendida

Ha sido determinada de acuerdo a la demanda de las SS.EE. Shingal (Caraz), Arhuaypampa (Caraz),

Huaraz Nueva y Ticapampa. Teniendo en cuenta - que en la actualidad este sistema proporciona - alrededor de 35,000 MW-h, las cifras de la energía vendible por efectos del afianzamiento del sistema serían las siguientes:

Años	Energía Vendida (MWh)	Monto (●)
1987	36,966.1	1,799.81
1988	33,893.9	1,650.23
1989	36,844.6	1,793.89
1990	43,091.9	2,098.06
1991	39,952.2	1,945.19
1992	43,477.2	2,116.82
1993	46,381.7	2,258.23
1994	49,554.5	2,412.71
1995	56,596.8	2,755.58
1996	60,009.6	2,921.75
1997	63,191.9	3,076.69
1998	66,138.1	3,220.13
1999	69,688.8	3,393.01
2000	73,401.7	3,573.78
2001	76,883.9	3,743.32
2002	80,845.9	3,936.23
2003	85,090.6	4,142.89
2004	89,417.0	4,353.53
.	.	.
.	.	.
.	.	.
2016	89.417.0	4,353.53

(●) Miles de Dólares USA.

### 5.5.2 Tarifa de Venta de Energía

La tarifa de venta de energía se ha calculado - en base al pliego tarifario No. III aplicable - a la zona del Proyecto y para un nivel de ten - sión de 2.3 kV a 30 kV y corresponde a la tari-

fa No. 33, vigente a octubre de 1983 según Resolución No. 001-83 P-CTE de fecha 29.9.83 y de acuerdo a las siguientes características técnicas:

- . Consumo Diurno : 60% (Entre 10 y 20 Hrs).
- . Consumo Nocturno : 40% (Entre 22 y 10 Hrs).
- . Horas de utilización/  
mes : 312
- . Factor de Potencia : 0.85
- . Tensión de suministro : 13.8 kV

La tarifa aplicable resultante es de 98 soles/  
KWh. ó 48.688 dólares USA/MWh.

### 5.5.3 Ingresos

Viene dado por el producto de la tarifa de venta por la energía vendida y están mostrados en el cuadro anterior.

### 5.6 VALOR RESIDUAL

En los cálculos se tiene en cuenta el valor residual de las instalaciones, considerándolo como un ingreso en el último año del período de análisis.

Para calcular el valor residual, se considera depreciación lineal sobre la inversión a nivel de costo directo, y como vida útil de los equipos la siguiente:

- Línea de Transmisión : 30 años
- Subestaciones : 30 años

## 5.7 RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO

Se calcula de acuerdo a las premisas adoptadas al inicio del presente capítulo y a partir de los flujos reales del Proyecto, los que se presentan en el cuadro No. 5.2 : "Flujo Económico del Proyecto" a precios constantes de 1983.

### 5.7.1 Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE)

Representa el rendimiento de los fondos generales por el proyecto y los fondos invertidos en él, durante el período de análisis:

$$\text{TIRE} = 10.27 \%$$

### 5.7.2 Valor Actual Neto Económico (VANE)

Es el valor presente que resulta de descontar el flujo neto económico del proyecto a la tasa de 11% que representa al costo de oportunidad de capital para la Empresa Concesionaria de Electricidad.

Se obtiene un VANE negativo de 833.87 Miles de dólares USA.

### 5.7.3 Relación Beneficio/Costo (B/C)

Resulta del coeficiente de los beneficios y costos del Proyecto, obteniéndose un valor de:

$$\text{B/C} = 0.95$$

### 5.7.4 Costo de la Energía

Es el cociente entre el costo actualizado y la energía facturada actual aparente. Se obtiene el siguiente resultado:

**FLUJO ECONOMICO DEL PROYECTO**  
( Miles de dolares )

Cuadro N° 5.2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
<b>BENEFICIOS</b>												
Ingresos por venta de Energía	-	-	-	-	1719.81	1650.23	1793.99	2098.06	1945.19	2116.82	2237.23	2412.71
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación del Capital de Trab.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	-	1799.81	1650.23	1793.89	2098.6	1945.19	2116.82	2253.23	2412.71
<b>COSTOS</b>												
Inversiones y Reinv. (Costo de Construc.)	-	-	5948.80	8040.30 *	-	-	-	-	-	-	937.90	1079.10
Compra de Energía	-	-	-	-	535.46	490.96	533.70	624.20	578.71	629.77	671.05	717.01
Gastos Operativos	-	-	-	-	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90	180.90
<b>Total</b>	-	-	5948.80	8040.00	716.36	671.86	714.60	805.10	759.61	810.67	1790.65	1977.01
<b>FLUJO ECONOMICO</b>	-	-	( 5948.80 )	( 9040.60 )	1093.45	978.37	1079.29	1292.96	1185.58	1306.15	467.58	434.90

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>BENEFICIOS</b>												
Ingreso por Venta de Energía	2755.53	2921.75	3076.69	3220.13	3393.01	3573.78	3743.32	3936.23	4142.89	4353.53	4573.23	4802.43
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación del Capital de Trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	396.2
<b>Total</b>	2755.53	2921.75	3076.69	3220.13	3393.01	3573.78	3743.32	3936.23	4142.89	4353.53	4573.23	5202.63
<b>COSTOS</b>												
Inversiones Reinv. (Costos de Construc.)	-	-	-	-	-	209.16	302.50	-	-	-	-	-
Compra de Energía	819.82	869.25	915.35	958.02	1009.46	1063.24	1113.63	1142.51	1232.56	1295.23	1362.43	1435.23
Gastos Operativos	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20	207.20
<b>Total</b>	1027.02	1076.45	1122.55	1155.22	1216.66	1279.60	1343.39	1349.71	1439.76	1502.43	1572.63	1647.63
<b>FLUJO ECONOMICO</b>	1728.56	1845.30	1954.14	2064.91	2176.35	2094.18	2119.94	2586.52	2703.13	2851.10	3010.60	3554.99

- Costo actualizado : 17,677.20 Miles de Dólares USA.
- Energía facturada actual aparente : 333,924 MW-h
- Costo/KWh facturado : 0.053 Dólares Usa = 108.00 Soles

## 5.8 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Con el propósito de determinar el grado en que los indicadores de rentabilidad económica se verían afectados, en relación a cualquier variación que ocurriera en los principales parámetros del proyecto, se desarrolla el presente análisis de sensibilidad para tasas de descuento de 9%, 13%, y 15 %.

### 5.8.1 Variaciones Consideradas

- a) Variación en el costo del equipo Electromecánico.

Se asumen variaciones de orden de - 10% y - 20 % en el costo del equipamiento electromecánico considerado.

- b) Variación en la tarifa.

Se consideran variaciones de + 10% y + 20% en la tarifa del proyecto en términos de dólares USA.

- c) Variación en la compra de energía.

Se determina una variación de - 10% en la tarifa de compra de energía (dólares USA/ KW - h).

### 5.8.2 Resultados

Los resultados del análisis de sensibilidad se presentan en el Cuadro No. 5.3, y en el que se aprecia lo siguiente:

a) Variación de la tasa de descuento.

A tasas de descuento de 13% y 15% se observa que los indicadores económicos siguen siendo negativos, sin embargo una tasa de 9% hace rentable el proyecto. Estos resultados se muestran gráficamente en la Lámina No. 5-01.

b) Variación en el costo del equipo electro-mecánico.

Aquí observamos un mejoramiento de los índices en el caso base, pasando a ser rentable el proyecto sólo para las tasas de descuento de 9% y 11%, ante variaciones de - 10% y - 120%. Los resultados se grafican en la Lámina No. 5-02.

c) Variación en la Tarifa.

Ante variaciones de + 10% y + 20% en la tarifa del proyecto, el proyecto se hace rentable para las tasas de 9% y 11% del caso base, obteniéndose un TIRE de 11.72% y 13.09% respectivamente, asimismo sólo para una variación de + 20% en la tarifa, el proyecto es rentable para la tasa de 13% - en que se obtiene un B/C = 1.0, para los casos restantes, el proyecto no es rentable; en la Lámina No. 5-03, se muestran estos resultados.



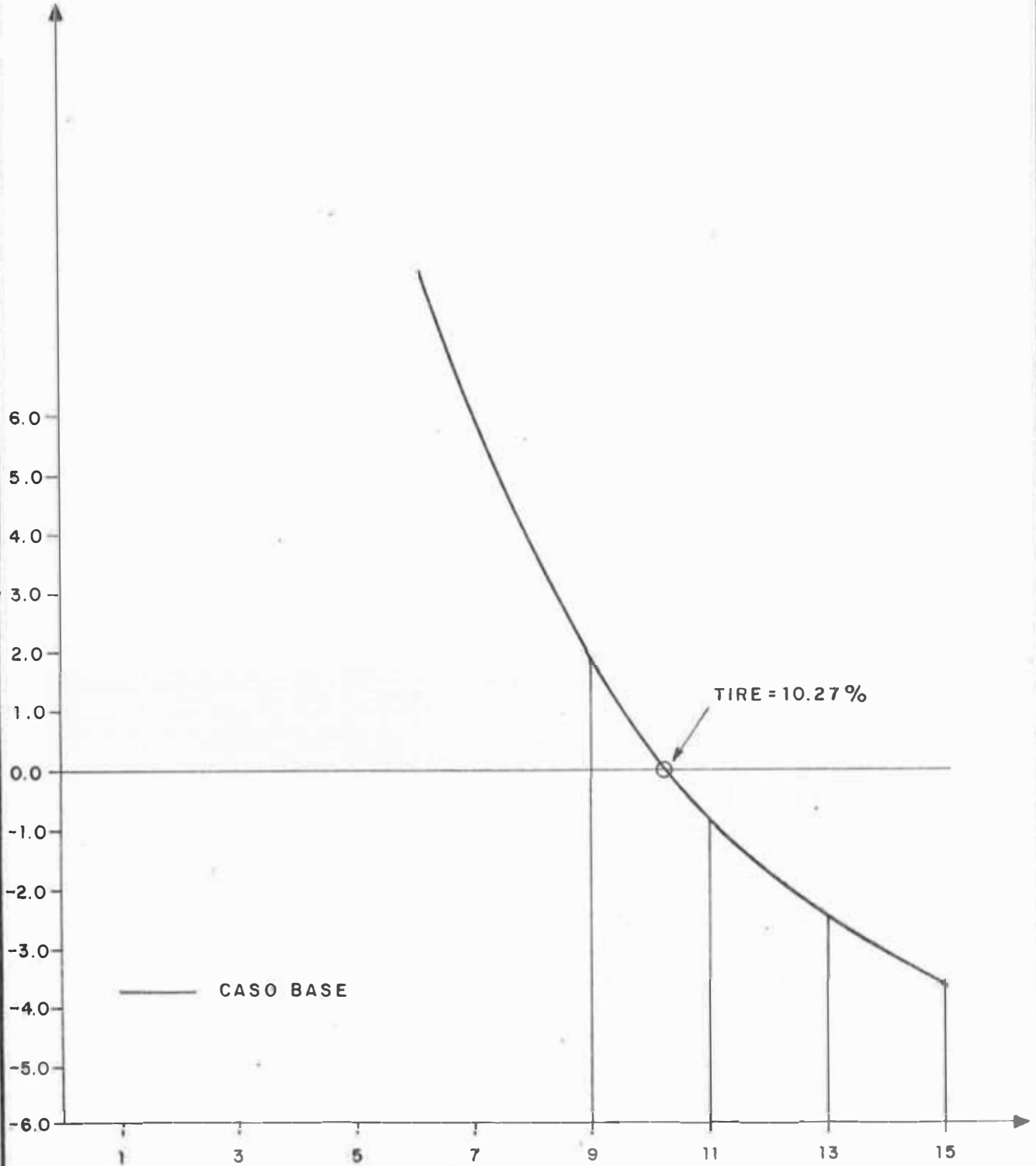
## ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Cuadro Nº 5.3

	TIRE %	9 %		11 %		13 %		15 %	
		VANE	B/C	VANE	B/C	VANE	B/C	VANE	B/C
CASO BASE	10.27	1800.1	1.08	( 833.8)	0.95	( 2552.7)	0.83	(3678.5)	0.74
A) VARIACION ELMEC									
-10	11.24	2955.3	1.15	256.3	1.01	( 1521.6)	0.89	(2700.5)	0.79
-20	12.39	4117.5	1.22	1351.5	1.08	( 485.8)	0.96	(1718.8)	0.85
B) VARIACION TARIFA									
+10	11.72	3994.0	1.19	847.3	1.04	(1233.9)	0.92	(2622.5)	0.81
+20	13.09	6186.9	1.30	2527.9	1.14	84.3	1.0	(1566.7)	0.89
C) VARIACION COMPRA DE ENERG.									
-10	10.71	2447.1	1.12	( 337.7 )	0.98	(2163.2)	0.85	(3366.5)	0.75

# VARIACION DE LA TASA DE DESCUENTO

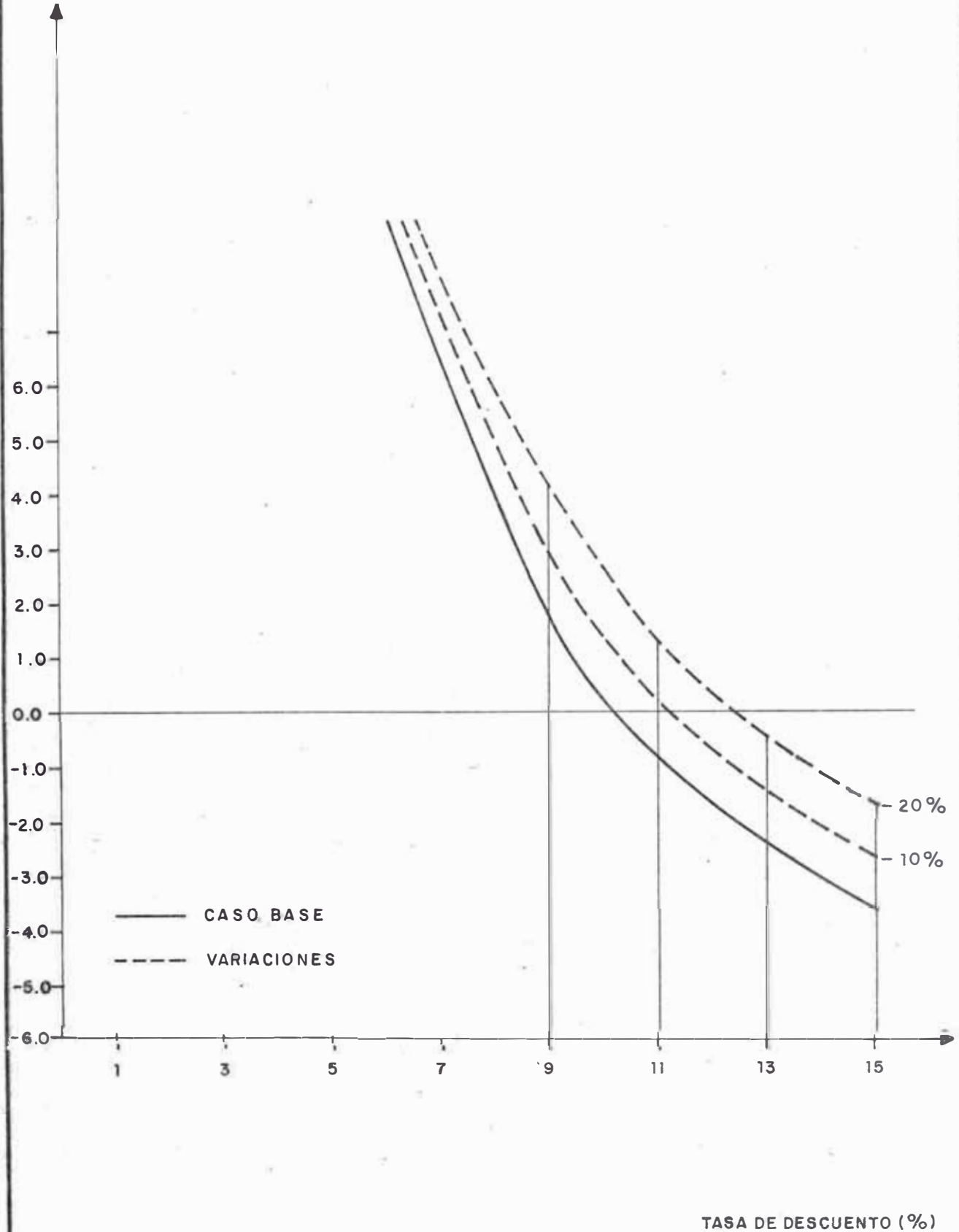
VANE  
(MILLONES DOLARES USA)



TASA DE DESCUENTO (%)

VARIACIONES EN EL COSTO DEL EQUIPO ELMEC

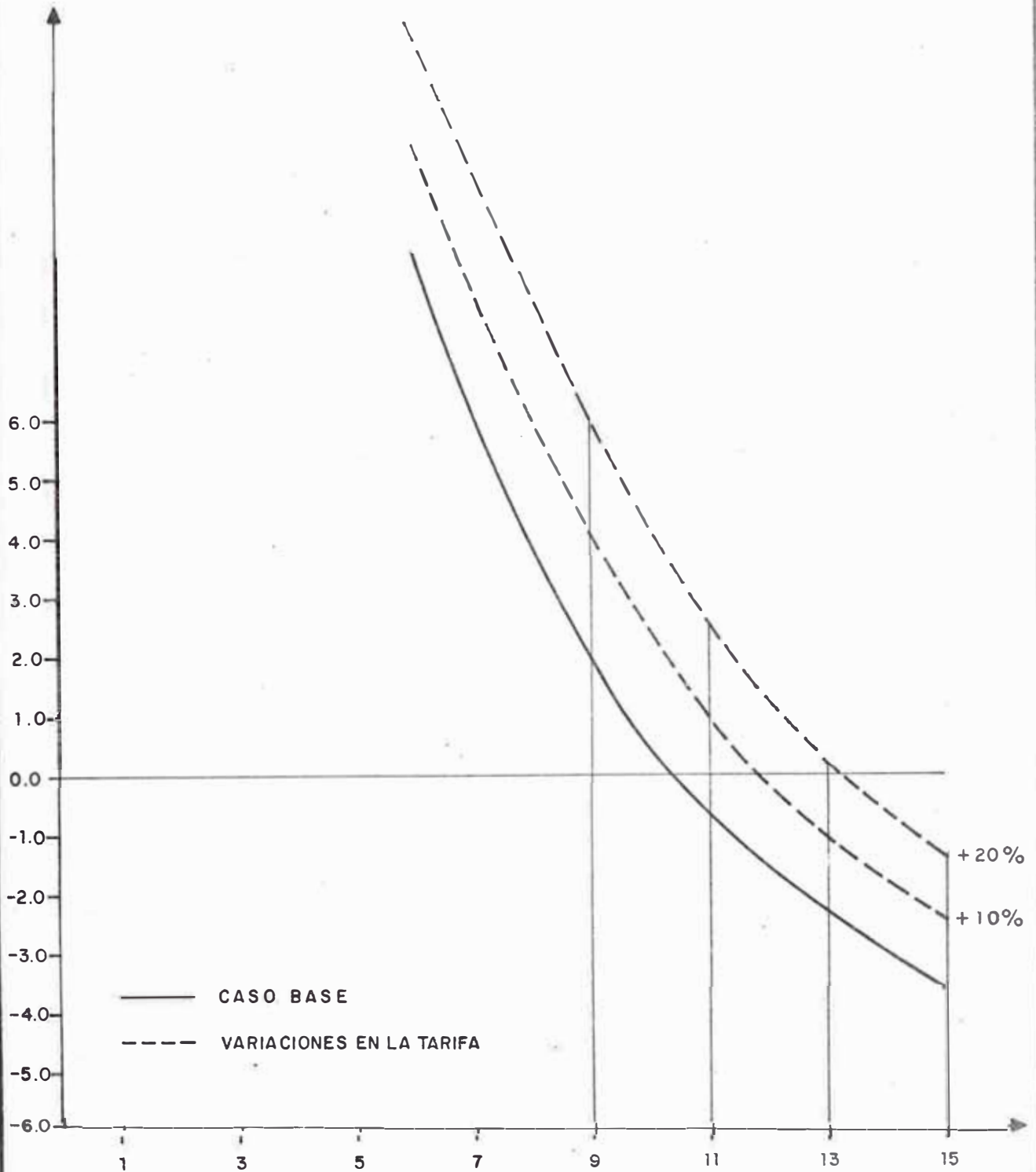
VANE  
(MILLONES DOLARES USA)



TASA DE DESCUENTO (%)

### VARIACION EN LA TARIFA

VANE  
(MILLONES DOLARES USA)



d) Variación en la compra de energía.

Como se observa en los resultados, la variación considerada no cambia sustancialmente - los índices económicos del Proyecto, obtenidos en el caso bases, así se tiene que la TI RE pasa de 10.27% a 10.71% con variación de -10% en el costo de la energía del Sistema - Huallanca. El proyecto, no obstante ésta variación sigue siendo no rentable.

En la Lámina No. 5-04 se muestra gráficamente estos resultados.

5.9 RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

De conformidad con las premisas adoptadas y atendiendo a las magnitudes de los indicadores económicos encontrados en el rubro 5.7, se deduce la no rentabilidad del proyecto, así se tiene:

- Un TIRE de 10.27% frente a un costo de oportunidad del capital de 11 % ;
- Un VANE negativo de 833,870 dólares USA ;
- Una Relación Beneficio-Costo menos que la unidad,  $B/C = 0.95$ , y ;
- Un costo promedio del KWh de 108.00 soles a venderse, es decir 1.10 veces mayor que la tarifa aplicable.

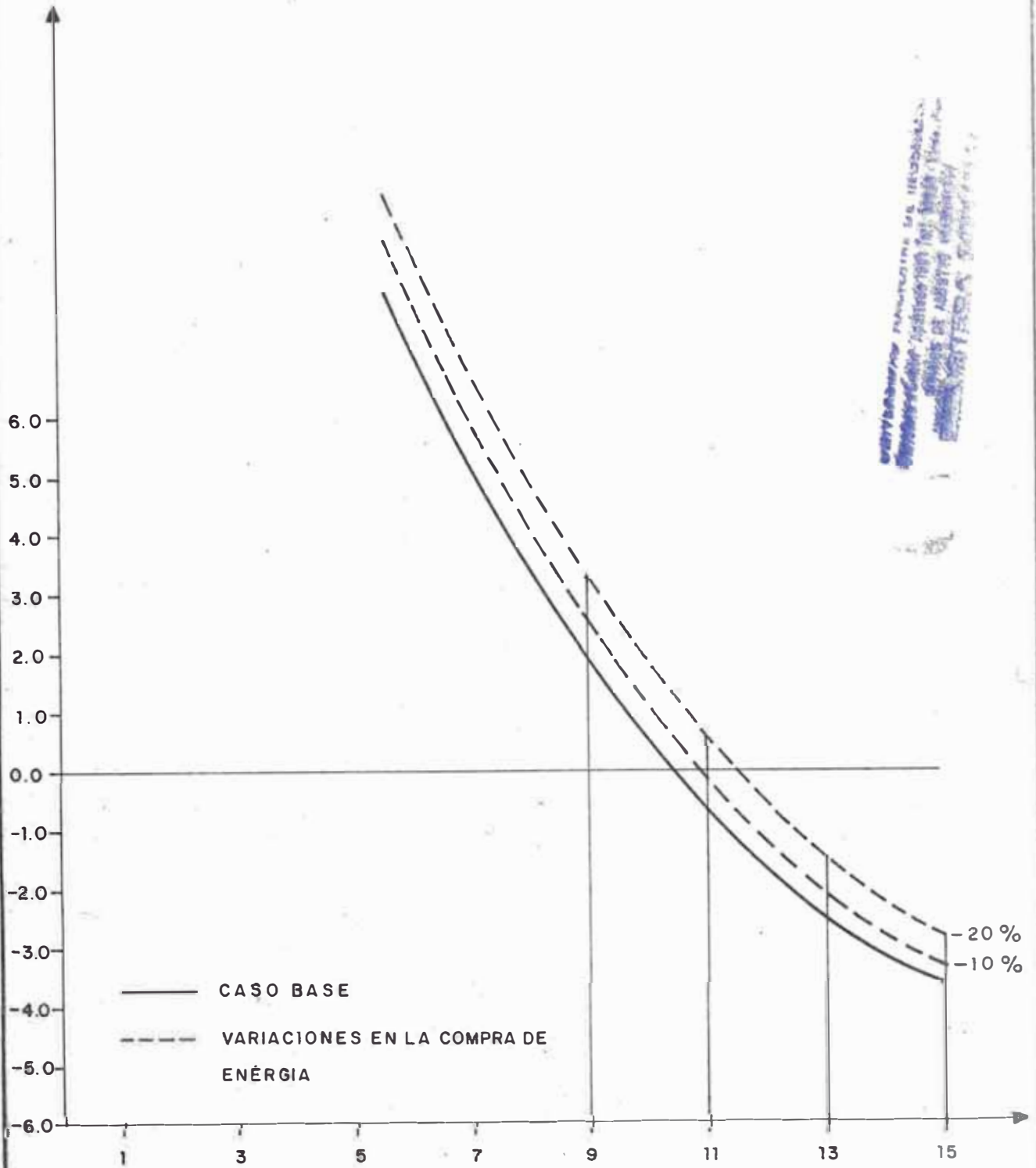
Esto es explicable principalmente por dos razones:

- a) Mercado Eléctrico fundamentalmente de tipo doméstico y comercial.

Como se observa en el capítulo No. 2 de la presente Tesis, el Mercado Eléctrico es fundamentalmente de tipo doméstico y comercial, siendo la incidencia del sector industrial prácticamente nulo, mientras que la del sector minero, si bien cuenta con una infraestructura, de relativa envergadura, son sistemas eléctricos aislados, siendo por lo

VARIACION EN LA COMPRA DE ENERGIA

VANE  
(MILLONES DOLARES USA)



INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS  
 INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS  
 INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS

TASA DE DESCUENTO (%)

tanto autoproductores de energía y no se encuentran en su mayoría conectados al Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas. De allí se tiene un factor de carga relativamente bajo, gravitando en forma directa en la rentabilidad del Proyecto.

b) Tarifa Subvaluada

El Proyecto, de acuerdo al análisis económico, resulta por debajo del mínimo permisible de rentabilidad que es del 11% .

Sin embargo, el problema de rentabilidad de este proyecto radica en que actualmente se tienen tarifas comerciales que no representan el costo real de producción de la energía eléctrica, los que deberían incluir, además de los costos de producción, los márgenes de utilidad de conformidad con los dispositivos legales vigentes. Así tenemos que, de acuerdo a los estudios realizados por la Empresa EDF/SOFRELEC, para la determinación de tarifas reales de la energía eléctrica, se encontró que la Tarifa No. 33, para el Sistema Eléctrico donde se ubica el proyecto, se encuentra subvaluado en 35%.

Asimismo, las tarifas que aplica la Empresa de Servicio Público de Electricidad a nivel nacional, en términos de dólares, disminuyen en lugar de incrementarse. En 1983, la Tarifa No. 33 ha disminuido en 16 %, tal como puede apreciarse en las siguientes cifras:

Tarifa N.33

Período 1983	Inflación (IPC)	Devalua- ción(TC)	S/. /KWh	\$/ KWh
Enero	630.90	1,061.55	59.45	0.0560
Diciembre	1,318.78	2,271.18	107.26	0.0472
Variación (%)	+109.00	+ 114.00	+ 80.00	-16.00

IPC = Índice de Precios al Consumidor

TC = Tasa de cambio



## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

##### 6.1.1 Estudio del Mercado Eléctrico

- a) La máxima demanda de potencia actual (1983) del servicio público y autoprodutores del Sistema del Callejón de Huaylas es 8,600 kW. y la demanda de energía es de 36,318 MW-h.
- b) La máxima demanda de potencia y el consumo bruto de energía estimados para el año 2004, teniendo en cuenta el afianzamiento del Sistema de Transmisión objeto del presente estudio son:

	<u>MW</u>	<u>MWh</u>
- Sistema Callejón de Huaylas	32.7	122,009
- P.S.E. Huari	4.35	18,658
- P.S.E. Chavín de Huantar -San Marcos (Inc. Antamina)	31.4	180,658
Total:	<u>68.45</u>	<u>321,325</u>

- c) Los resultados totales obtenidos permiten determinar que para el período 1985-2004, la máxima demanda de potencia y el consumo bruto de energía crece a una tasa promedio anual de:

	<u>KW (%)</u>	<u>MWh (%)</u>
- Sistema Callejón de Huay-		
las	3.8	3.3
- P.S.E. Huari	4.3	4.1
- P.S.E. Chavín de Huantar-		
San Marcos (Inc. Antamina)	12.4	13.3

d) Las cargas principales lo constituyen las ciudades de Huaraz y Caraz, cuya proyección de máxima demanda y consumo de energía varía, para la primera de los nombrados de 6.1 MW y 20.7 GWH en 1985 a 16.9 MW y 59.2 GWH en el año 2004; y para la segunda de 2.4 MW y 8.0 GWH a 5.1 MW. y 17.8 GWH, para los mismos años, con crecimientos promedio anuales de 4% y 3.5% respectivamente, para ambas ciudades.

e) Del Balance: Demanda- oferta de potencia, efectuado, se obtiene un déficit de potencia de 4.9 MW en el año 1985 y de 21.4 MW en el año 2,004.

#### 6.1.2 Formulación y Selección de Alternativas de Solución

a) Las alternativas estudiadas en la presente Tesis, como posible solución al problema del afianzamiento del sistema eléctrico de transmisión al Eje Huallanca-Huaraz-Ticapampa son:

Alternativa No.1 : L.T. 138 kV Huallanca-Huaraz (un circuito) y L.T. 138 kV Huallanca-Antamina (un circuito).

Alternativa No.2 : L.T. 66 kV Huallanca-Huaraz (dos circuitos) y L.T. 138 kV.Huallanca-Antamina (un circuito).

- b) Ambas alternativas consideran el Suministro Eléctrico al Complejo Minero Antamina mediante la L.T. 138 kV. Huallanca-Antamina, que como se indicó en el capítulo correspondiente, será de responsabilidad de MINERO PERU en cuanto a los estudios y construcción del mismo. No obstante, como la entrada en operación de este Proyecto de Inversión, de gran envergadura, debe producirse dentro del horizonte de planeamiento del presente proyecto, se incluye en esta parte del mismo, a fin de tener una solución integral del área de influencia proyectada en la presente Tesis de Grado.
- c) De la comparación técnica de alternativas, se determina que la Alternativa No. 1 es la más conveniente porque brinda mayor confiabilidad de suministro eléctrico y continuidad de servicio a las cargas respectivas, asimismo proporciona mayor facilidad de operación por telemando desde un Centro de Control Remoto y finalmente, dada la gran magnitud de las cargas y, las distancias con respecto a la central de generación se concluye, que la Alternativa No. 1 es la que presenta mayores ventajas técnicas que la Alternativa No. 2.
- d) Los resultados de la comparación económica, efectuada en las dos alternativas, en base a la utilización del método del Valor Actual Neto, nos muestra lo siguiente:

Alternativa No.	Tasa de Descuento (%)			
	9	11	13	15
1	11,072	10,184	9,453	8,837
2	11,157	10,273	9,554	8,951

Podemos concluir que aún cuando los costos actualizados en miles de dólares USA son aproximadamente iguales, la Alternativa No. 1 es la de menor Valor Actual Neto y por lo tanto la más económica.

- e) Finalmente, se seleccionó como alternativa óptima de solución para el Afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz-Ticapampa en el período 1987-2016 la No. 1; L.T. 138 kV Huallanca-Huaraz, S.E. Huaraz Nueva 138/66/ - 13.8 kV - 20/10/10 MVA y ampliaciones de las subestaciones 66/13.8 kV. existentes Caraz, - Carhuaz y Ticapampa.

### 6.1.3 Ingeniería del Proyecto

- a) Considerando las zonas geográficas de ambiente libre de contaminación salina que recorrerán los electroductos del proyecto, se seleccionó como material de los conductores, el Aluminio con alma de acero (ACSR), con la finalidad de lograr aprovechar su gran resistencia a la tracción, a fin de lograr conseguir mayores vanos y por lo tanto menor número de estructuras.
- b) Por requerimientos técnicos se utilizarán estructuras de acero tipo "PINO", constituidas por perfiles de acero para formar torres de 84 pies de altura.
- c) La subestación Huaraz Nueva estará equipada con dos transformadores 138/66/13.8 kV - 20/10/10 MVA, y entrarán en operación en 1987 la primera unidad, y la segunda en 1995.

En cuanto a las subestaciones 66/13.8 kV. Ca  
raz, Carhuaz y Ticapampa, éstas serán amplia  
das en sus respectivas capacidades de trans  
formación, de 2.5 MVA a 7 MVA, de 0.8 MVA a  
5 MVA, y de 5 MVA a 7 MVA, respectivamente.

- d) Los costos directos, a precios constantes de  
Octubre de 1983, que incluyen suministro de  
equipos y materiales, transporte marítimo y  
local, montaje y obras civiles, ascienden a  
13,813.8 Miles de dólares USA, distribuidos  
en la siguiente forma:

	ME	MN	Total	%
• Línea de Transmi- sión	4,673.1	2,481.4	7,154.5	51.8
• Subestaciones	3,522.0	2,369.5	5,891.5	42.6
• Telecomunicacio- nes	342.7	110.1	452.8	3.3
• Obras Civiles	-	315.0	315.0	2.3
Total:	<u>8,537.8</u>	<u>5,276.0</u>	<u>13,813.8</u>	<u>100.0</u>

- e) El costo neto por kilómetro de línea para el  
sistema eléctrico planteado en el presente pro  
yecto, a nivel de costo directo, asciende a -  
76.1 Miles de dólares USA, mientras que el cos  
to por kilómetro de línea considerando los ru  
bros restantes (Subestaciones, Telecomunicacio  
nes y Obras Civiles) es de 146.9 Miles de Dóla  
res.

- f) Cabe anotar, que la capacidad de las líneas de  
transmisión es superior a la demanda prevista  
en el área del proyecto, por consiguiente, con  
la infraestructura eléctrica planteada en la  
alternativa seleccionada, será posible atender  
requerimientos de proyectos industriales, mi  
neros ú otros relacionados con planes de desa  
rrollo que a la fecha de elaboración de la pre

te Tesis de Grado, no se ha tomado en cuenta en el Estudio de Mercado Eléctrico.

- g) Es preciso indicar, que la Ingeniería del Proyecto, comprende sólo el Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz 138 kV, más no así el Sistema de Transmisión Huallanca-Antamina 138 kV, el cuál como ya se mencionó es responsabilidad de MINERO PERU.

#### 6.1.4 Evaluación Económica del Proyecto

- a) La inversión del proyecto, a nivel de costos de construcción, a precios constantes de Octubre de 1983, asciende a 15,609 Miles de dólares USA, distribuidos en la siguiente forma:

	<u>(Miles de Dólares USA)</u>		
	<u>MN</u>	<u>ME</u>	<u>Total</u>
• Costo Directo:	5,726.1	8,537.7	13,813.8
• Costo Indirecto:	235.9	1,109.9	1,795.8
• Inversión a nivel de costo de construcción :	5,962.0	9,647.6	15,609.6
• %	38.2	61.8	100.0

- b) En los resultados de la evaluación económica se observa la no rentabilidad del proyecto, así tenemos una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de 10.27%, un costo de oportunidad del capital de 11 %, un Valor Actual Neto Económico (VANE) negativo de 833.87 Mi-

les de Dólares USA, una Relación Beneficio/Costo 0.95 y un costo promedio de energía a venderse de S/. 108,00 por KWh; debido básicamente a la naturaleza doméstica y comercial del mercado eléctrico evaluado, así como a la aplicación de una tarifa subvaluada de consumo de energía eléctrica a nivel nacional.

- c) El análisis de sensibilidad efectuado, muestra que los indicadores de rentabilidad económica son más sensibles a las variaciones de los ingresos del proyecto, es decir a las relativas a la tarifa de venta de la energía a venderse. Así se tiene:

Variación en la tarifa (%)	TIRE (%)	VANE (Miles dólares USA)	Relación B/C.
+ 10	11.73	847.3	1.04
+ 20	13.09	2,527.9	1.14

- d) Asimismo, se efectuó el análisis de sensibilidad en cuanto al costo del equipo electromecánico previsto en el proyecto, así se tiene que disminuyendo estos costos en 10%, el proyecto sería rentable con una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de 11.24% y un Valor Actual - Neto Económico (VANE) de 256.3 Miles de Dólares y una Relación Beneficio/Costo de 1.01.

- e) Finalmente, del Análisis de Sensibilidad efectuado, se deduce que si la tarifa comercial del Proyecto se eleva en 10%, éste se hará rentable o si se consigue una reducción en los costos del equipo electromecánico también en 10%, el proyecto será igualmente rentable. Con respecto a la última situación, el mismo

efecto se conseguiría si la cantidad de los equipos y materiales proyectados se redujeran en 10%.

## 6.2

### RECOMENDACIONES

- a) Reforzar el Sistema de Transmisión del Eje - Huallanca-Huaraz-Ticapampa, mediante una Línea de Transmisión en un nivel de tensión de 138 kV, conforme a lo planteado en la presente Tesis de Grado, por las siguientes razones:
- Representa la alternativa de solución óptima para el afianzamiento del Sistema de Transmisión Huallanca-Huaraz, en el período de previsión considerado.
  - Permitirá ampliar la capacidad de oferta de energía eléctrica, pues al implementar la L.T. y ampliar la capacidad de las Subestaciones conexas, se transmitirán mayores bloques de energía con lo que se superarán los déficits actuales, permitiendo a la vez la alimentación de cargas de clientes potenciales importantes de tipo industrial y minero.
  - Con relación a los resultados obtenidos en la Evaluación Económica de la presente Tesis, si bien es cierto muestran la No Rentabilidad del proyecto, permiten deducir la factibilidad técnico-económica del mismo. Igualmente, si se toma en cuenta el carácter social de éste tipo de servicio público, así como el tipo de consumidores, el



cual es preponderantemente doméstico y comercial, se justifican estos resultados, - sin embargo es prioritario reorientar la - Política Tarifaria, a fin de adecuarla a la realidad nacional actual.

- Se beneficiará a 162,500 habitantes, asentados en el Area de Influencia del Proyecto.
  - Permitirá un suministro de energía eléctrica confiable a las cargas consideradas en la presente Tesis, como son las ciudades - de Huaraz, Caraz, Carhuaz y Ticapampa, posibilitando a su vez la electrificación de las localidades y áreas rurales circunvecinas que carecen de servicio eléctrico, lo poseen en deficientes condiciones de operación o tienen generación térmica, a fin de reemplazar, en este último caso la termoelectricidad por hidroelectricidad.
- b) Deben elaborarse los Estudios Definitivos de Detalle del presente Proyecto, con el objeto de definir los equipos y materiales principales que conforman el Proyecto, a fin de que puedan licitarse las obras en forma oportuna, a fin de iniciar su construcción según lo indicado en el Cronograma de Ejecución de Obras presentado en el capítulo respectivo, en el cual se prevé la entrada en operación de la L.T. Huallanca-Huaraz 138 kV. para mediados del año 1987.
- c) Coordinar con MINERO PERU, la fecha probable de la puesta en operación del Complejo Minero de Antamina, la magnitud de su demanda -

eléctrica y su presunta ubicación, a fin de determinar las características eléctricas de su Sistema de Transmisión-Transformación y su posible alimentación desde la C.H. Huallanca, de modo que los Estudios que realice dicha Empresa, tome en cuenta éstas premisas básicas.

## BIBLIOGRAFIA

1. ATLAS HISTORICO GEOGRAFICO Y DE PAISAJES PERUANOS.  
Edición del Instituto Nacional de Planificación.
2. CENSOS NACIONALES DE 1,961, 1,972 y 1,981. Departamento de Ancash. ONEC.
3. ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA elaborado por Montreal Engineering (OVERSEAS) Limited.
4. CODIGO ELECTRICO DEL PERU. 1,976.
5. REDES ELECTRICAS. Zappetti.
6. ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION . Zappetti.
7. LINEAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA.  
Luis María Checa.
8. COPIAS DE LINEAS DE TRANSMISION.  
Dr. Giovanni Barera.
9. CONIMERA III - SELECCION DEL CONDUCTOR PARA L. T. DE 138 kV.  
Ing. Juan Añaños G., 1,975.
10. ELEMENTOS DE PROYECTOS DE INVERSION.  
Arq. Fernando Carbajal D'A.
11. INGENIERIA ECONOMICA.  
Georges A. Taylor.
12. MANUAL DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA.  
Brown Boveri.
13. SUSPENSION INSULATORS.  
Catálogo No. 14. N.K.G. Insulators, Ltd.
14. NORMAS DE LA COMISION ELECTROTECNICA INTERNACIONAL. (CEI).
15. ELECTRIFICACION AL EJE HUANUCO-TINGO MARIA.  
Tesis de Grado, Ing. Héctor Saldaña Ramírez, 1,981.