

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y  
ELECTRONICA



"ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA  
ELECTRIFICACION DEL CALLEJON DE  
CONCHUCOS"

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

FELIX NESTOR PONTE ALEJOS

PROMOCION: 1993 - I

LIMA - PERU

1997

## SUMARIO

La necesidad de energía eléctrica en el Callejón de Conchucos, nos permitió postular el presente estudio. En donde se plantean tres alternativas, encontrando la mejor solución que permitirá atender la demanda de energía eléctrica de esta importante área geográfica rica por sus atractivos turísticos.

El estudio de mercado elaborado nos permitió conocer la demanda - oferta actual y proyectada, el cual fue desarrollado mediante el método estadístico y de campo. Constituyéndose este capítulo en la base del estudio.

Los capítulos posteriores se desarrollaron considerando parámetros que se ajustan a la realidad y a la experiencia profesional, dando como resultado una alternativa que es viable desde el punto de vista técnico, económico y financiero.

El estudio de factibilidad elaborado servirá como modelo de otros estudios, los cuales deberían de tener el mismo tratamiento para la toma de decisiones.

Elaborado el estudio, se formulará la ingeniería de detalle para el desarrollo de las obras, en la magnitud necesaria, sin gravar innecesariamente a la empresa o institución que las implemente.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ELECTRIFICACION DEL  
CALLEJON DE CONCHUCOS**

TITULO : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA  
ELECTRIFICACION DEL CALLEJON DE CONCHUCOS  
AUTOR : Félix Néstor Ponte Alejos  
GRADO : Titulo Profesional de Ingeniero Electricista  
FACULTAD : Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
CIUDAD : Lima - Perú  
AÑO : 1997

## EXTRACTO

El presente estudio denominado: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ELECTRIFICACION DEL CALLEJON DE CONCHUCOS, consta de seis (06) capítulos que a continuación se describen:

En el capítulo I se inicia con la descripción detallada de área en estudio, con la finalidad se obtener datos estadísticos que servirán para realizar el estudio de mercado.

En el capítulo II se evalúa la demanda y oferta de energía actual y proyectada al año 2011.

En el capítulo III se plantean tres (03) alternativas para la solución de la deficiencia de energía eléctrica que a continuación se detalla:

- Central hidroeléctrica "Rurec" complementada con una central térmica del orden de 1000 KW.
- Línea de transmisión Carhuaz - Acopalca en 66 KV.

- Centrales térmicas de Huari y San Marcos.

A su vez se realiza la evaluación de alternativas planteadas, dando como resultado la alternativa térmica.

El capítulo IV lo constituye la ingeniería básica de la alternativa solución, para nuestro caso se describe las especificaciones técnicas de las centrales térmicas de Huari y San Marcos y los planos de la ingeniería básica de las tres (03) alternativas se muestran al final del presente estudio.

El capítulo V y VI se realizan la evaluación económico - financiero de la alternativa solución, mostrándose cuadros con valores y parámetros que reflejan la factibilidad del estudio.

## INDICE

INTRODUCCION	1
OBJETIVOS	2
CAPITULO I	
DESCRIPCION DEL AREA EN ESTUDIO	3
1.1 Area de influencia	3
1.2 Datos estadísticos	3
1.3 Actividades económicas	3
1.3.1 Minera	3
1.3.2 Agricultura	4
1.3.3 Industria	4
1.3.4 Transporte	5
Cuadro	6
CAPITULO II	
ESTUDIO DE MERCADO	7
2.1 Objeto	7
2.2 Evaluación de la demanda	7
2.2.1 Premisas	7
2.2.2 Metodología	7

2.2.3	Demanda actual	9
2.2.4	Pronóstico de la demanda	10
2.3	Evaluación de la oferta	10
	Gráficos y cuadros	11
<b>CAPITULO III</b>		
<b>ANALISIS DE ALTERNATIVAS</b>		20
3.1	Objeto	20
3.2	Planteamiento de alternativas	20
3.3	Evaluación de alternativas	22
3.3.1	Evaluación de la alternativa N° 01	22
3.3.2	Evaluación de la alternativa N° 02	26
3.3.3	Evaluación de la alternativa N° 03	30
3.4	Comparación de alternativas	32
	Gráficos y cuadros	33
<b>CAPITULO IV</b>		
<b>INGENIERIA BASICA</b>		48
4.1	Introducción	48
4.2	Centrales térmicas Huari y San Marcos	49
4.2.1	Equipamiento electromecánico	49
4.2.1.1	Motor diésel	50
4.2.1.2	Generador	51
4.2.1.3	Panel de control electrónico modular (EMCP)	52
4.2.1.4	Tablero	54

4.2.1.5	Patio de llaves	54
4.2.2	Obras civiles	63
	Catálogos	66
<b>CAPITULO V</b>		
	<b>ANALISIS ECONOMICO</b>	71
5.1	Inversiones	71
5.1.1	Costos directos	71
5.1.2	Costos indirectos	71
5.1.3	Costo de construcción	72
5.2	Gastos de explotación del proyecto	72
5.2.1	Gastos de operación y mantenimiento	72
5.2.2	Gastos generales y administrativos	73
5.3	Ingresos anuales del proyecto	73
5.3.1	Venta de energía	73
5.3.2	Tarifa	73
5.4	Rentabilidad económica del proyecto	73
5.5	Análisis de sensibilidad	74
	Cuadros	76
<b>CAPITULO VI</b>		
	<b>ANALISIS FINANCIERO</b>	82
6.1	Costo total de la inversión	82
6.2	Plan financiero del proyecto	82
6.2.1	Endeudamiento externo	82

<b>6.2.2 Recursos propios</b>	<b>83</b>
<b>6.3 Rentabilidad financiera</b>	<b>83</b>
<b>6.4 Análisis de sensibilidad</b>	<b>84</b>
<b>6.5 Proyecciones financieras</b>	<b>84</b>
<b>Cuadros</b>	<b>86</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>98</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>100</b>
<b>PLANOS</b>	<b>102</b>

## INTRODUCCION

El estudio de factibilidad para la electrificación del Callejón de Conchucos, constituye un conjunto de propuestas sobre lo que es indispensable hacer en el curso de los próximos 15 años, no solo para satisfacer las necesidades actuales de energía eléctrica de las localidades en estudio, sino en sus proyecciones alternativas, para sustentar el desarrollo de la zona, famosa por sus atractivos turísticos.

Este estudio está constituido por las siguientes partes:

- a. **Estudios Básicos:** Presenta la descripción del área en estudio, estudio de mercado y el análisis de alternativas.
- b. **Ingeniería Básica:** Comprende la definición de las características principales de las instalaciones y cronograma de implementación de la alternativa seleccionada.
- c. **Evaluación Económica-Financiera:** Muestra la factibilidad económica del proyecto, contempla los programas de inversiones y financiero para la ejecución, los gastos e ingresos anuales en la etapa operativa del proyecto y su sensibilidad ante los cambios de variables significativas.

## OBJETIVOS

- a. Definir técnica y económicamente la mejor solución para atender las necesidades de suministro de energía eléctrica en el área denominado como Callejón de Conchucos.
  
- b. Proporcionar la información básica para implementar adecuadamente la fase de ingeniería de detalle.

## CAPITULO I DESCRIPCION DEL AREA EN ESTUDIO

### 1.1 Area de influencia

El proyecto de electrificación del Callejón de Conchucos, está geográficamente ubicado en el departamento de Ancash, provincia Huari.

El mercado eléctrico, corresponde a las localidades de: Acopalca, Ampas, Cajay, Carhuayoc, Chavín de Huantar, Colcas, Huancha, Huantar, Huari, Huaytuna, Mallas, Masín, Pomachaca, Quercos, Rahuapampa, San Marcos, Uliá, y Yacya.

### 1.2 Datos estadísticos

La estadística de población proviene de los Censos de 1961, 1972, 1981 y 1993 de donde se extrae para la zona urbana.

En el cuadro N° 1.2 se muestra datos estadísticos de población.

### 1.3 Actividades económicas

#### 1.3.1 Minera

Yacimientos de Cobre, Plata y Molibdeno. El principal centro es el Yacimiento de Antamina.

## YACIMIENTO ANTAMINA

RESERVAS (MM TM)	LEY (%)	MATERIAL
60	2.28	COBRE
60	1.47	ZINC
60	0.80	PLATA
60	0.04	MOLIBDENO

El proyecto Antamina, cuenta con estudio de factibilidad.

La inversión para la preparación de la mina es de 80 millones de dólares (1990), incluye la construcción de una central termoeléctrica de 15MW, cuyo costo es de 10 millones de dólares y emplearía principalmente antracita de la Mina de Contonga (San Marcos).

### 1.3.2 Agricultura

La principal actividad es la agropecuaria, que absorbe al mayor porcentaje de la población económicamente activa.

Entre los principales cultivos destacan:

- Trigo : 51563 TM
- Papa : 12879 TM
- Maíz : 4225 TM

### 1.3.3 Industria

Está representada fundamentalmente por empresas de artesanía y pequeña industria.

#### 1.3.4 Transporte

Se cuenta con carretera sin afirmar, partiendo desde la localidad de Catac a 35 Km. de Huaráz.

TRAMO	KILOMETROS
CATAC - CHAVIN	75
CHAVIN - SAN MARCOS	9
SAN MARCOS - HUARI	35
POMACHACA - RAHUAPAMPA	11

CUADRO N° 1.2

LOCALIDAD	CENSO 61 (HAB)	CENSO 72 (HAB)	CENSO 81 (HAB)	CENSO 93 (HAB)	TASA DEL PERIODO (%)	TASA PARA CALCULO (%)
ACOPALCA	521	581	635	716	1.00	1.00
AMPAS	431	481	404	455	0.03	0.50
CAJAY	280	364	438	419	1.37	1.10
CARHUAYOC	383	427	462	521	0.96	0.96
CHAVIN DE HUANTAR	1279	1309	1394	1537	0.58	1.10
COLCAS	593	662	465	524	-0.61	0.50
HUANCHA	164	183	196	221	0.92	0.92
HUANTAR	1142	1274	1149	827	-0.95	1.10
HUARI	2209	2465	2234	3614	1.33	1.10
HUAYTUNA	402	449	320	361	-0.56	0.50
MALLAS	963	1074	889	1002	-0.03	0.50
MASIN	313	349	342	618	1.94	1.10
POMACHACA	137	160	187	211	1.39	1.10
QUERCOS	286	319	346	390	0.97	0.97
RAHUAPAMPA	416	464	487	322	-0.62	0.50
SAN MARCOS	1326	1430	1051	2737	1.88	1.10
ULIA	156	174	219	247	1.53	1.10
YACYA	799	891	844	951	0.47	0.50
TOTAL	11800	13056	12062	15673		

## CAPITULO II ESTUDIO DE MERCADO

### 2.1 Objeto

El presente capítulo tiene por objeto presentar la estimación de las necesidades de energía eléctrica del Callejón de Conchucos para el período 1997-2011.

### 2.2 Evaluación de la demanda

#### 2.2.1 Premisas

En el desarrollo del estudio de mercado eléctrico, se consideraron las siguientes premisas:

- a. La demanda total se desagrega en los sectores: Residencial, Comercial, Industrial Menor, Uso General, Alumbrado Público y Cargas Especiales.
- b. El mercado eléctrico está constituido por las localidades que se señala en el ítem 1.1.

#### 2.2.2 Metodología

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica se efectúa para un período de 15 años. La metodología considera la inter relación industrial, comercial, uso general con el sector residencial; así mismo presenta 2 etapas de desarrollo, la de gabinete para lo cual se emplea la información

censada, índices de consumo de energía y aproximación a localidades semejantes.

La otra etapa, corresponde al trabajo de campo, permite reconocer las cargas especiales y verificar los datos asumidos en función de las características socio-económicas

### Secuencia de cálculo

#### a. Consumo de energía en el sector residencial (E<sub>r</sub>):

- N° familias = ( P/d ) ; donde:

P : Población

d : Densidad familiar (N° de Miembros / Familia)

- N° Usuarios=N° Familias \* c.e; Donde:

c.e.: Coeficiente de Electrificación

Ver Grafico N° 2.2.2.A

- (Consumo Unit. Anual/Usuario)=Y ; Donde:  $Y \propto (N^{\circ} \text{ Usuarios})^n$

$\alpha, n$  : Constantes.

Ver Grafico N° 2.2.2.B

- $E_r = N^{\circ} \text{ Usuarios} * (Y)$

#### b. Consumo de energía en el sector comercial (E<sub>c</sub>):

- $E_c = k_1 * k_2 * (E_r)$ ; Donde:

$K_1 = [0.10-0.20]$ ,  $K_2 = [1.10-3.00]$

#### c. Consumo de energía en el sector industrial menor (E<sub>im</sub>) :

- $E_{im} = C_1 * E_r$ ; sin Servicio Eléctrico
- $E_{im} = C_2 * E_r$ ; con Servicio Eléctrico

$$C_1 = [0.05-0.10], C_2 > 0.10$$

d. Consumo de energía en el sector uso general ( $E_{ug}$ ):

-  $E_{ug} = K * E_r$ ; Donde:

$$K = [0.03 - 0.05]$$

e. Consumo de energía en el sector de alumbrado público ( $E_{ap}$ ):

-  $E_{ap} = R_1 * (N^{\circ} \text{ Viviendas})$

-  $E_{ap} = R_2 * (N^{\circ} \text{ Viviendas})$ ; Donde:

$$R_1 = [80-100]; \text{ Localidad Grande.}$$

$$R_2 = [100-120]; \text{ Localidad Pequeña.}$$

f. Consumo de energía en el sector de cargas especiales ( $E_{ce}$ ):

- $E_{ce}$ : Estos consumos se pronostican en forma individual para cada carga, analizando la factibilidad de su incorporación al sistema.

g. Máxima demanda de la localidad (MD)

-  $MD = E_b / (f_c * 8760)$ ; en KW Donde:

$$E_b = E_n + E_{pd} + E_{pg}; \text{ Energía Bruta}$$

$$E_n = E_r + E_c + E_{lm} + E_{ug} + E_{ap} + E_{ce}; \text{ Energía Neta.}$$

$$E_{pd} = 0.10 * E_n; \text{ Pérdida en el Sistema de Distribución.}$$

$$E_{pg} = 0.05 * E_n; \text{ Pérdida en el Centro de Generación.}$$

$$f_c = [0.2-0.30]; \text{ Factor de Carga (Grafico N}^{\circ} \text{ 2.2.2.C).}$$

### 2.2.3 Demanda actual

En los cuadros N<sup>o</sup> 2.2.3.A, 2.2.3.B y 2.2.3.C se presenta la demanda actual.

#### 2.2.4 Pronóstico de la demanda

En los cuadros N° 2.2.4.A y 2.2.4.B, se resume el pronóstico de la demanda por energía eléctrica.

#### 2.3 Evaluación de la oferta

El área en estudio, cuenta con generación hidroeléctrica y generación térmica.

En el Gráfico N° 2.3 se muestra la oferta actual.

#### OFERTA ACTUAL DE POTENCIA ELECTRICA

DESCRIPCION	POTENCIA EFECTIVA (KW)
C.H. MARIA JIRAY	1459
C.H. SAN MARCOS	80
C.T. CHAVIN	80
C.T. HUARI	80

# ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ELECTRIFICACION DEL CALLEJON DE CONCHUCOS

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION Vs. TIEMPO

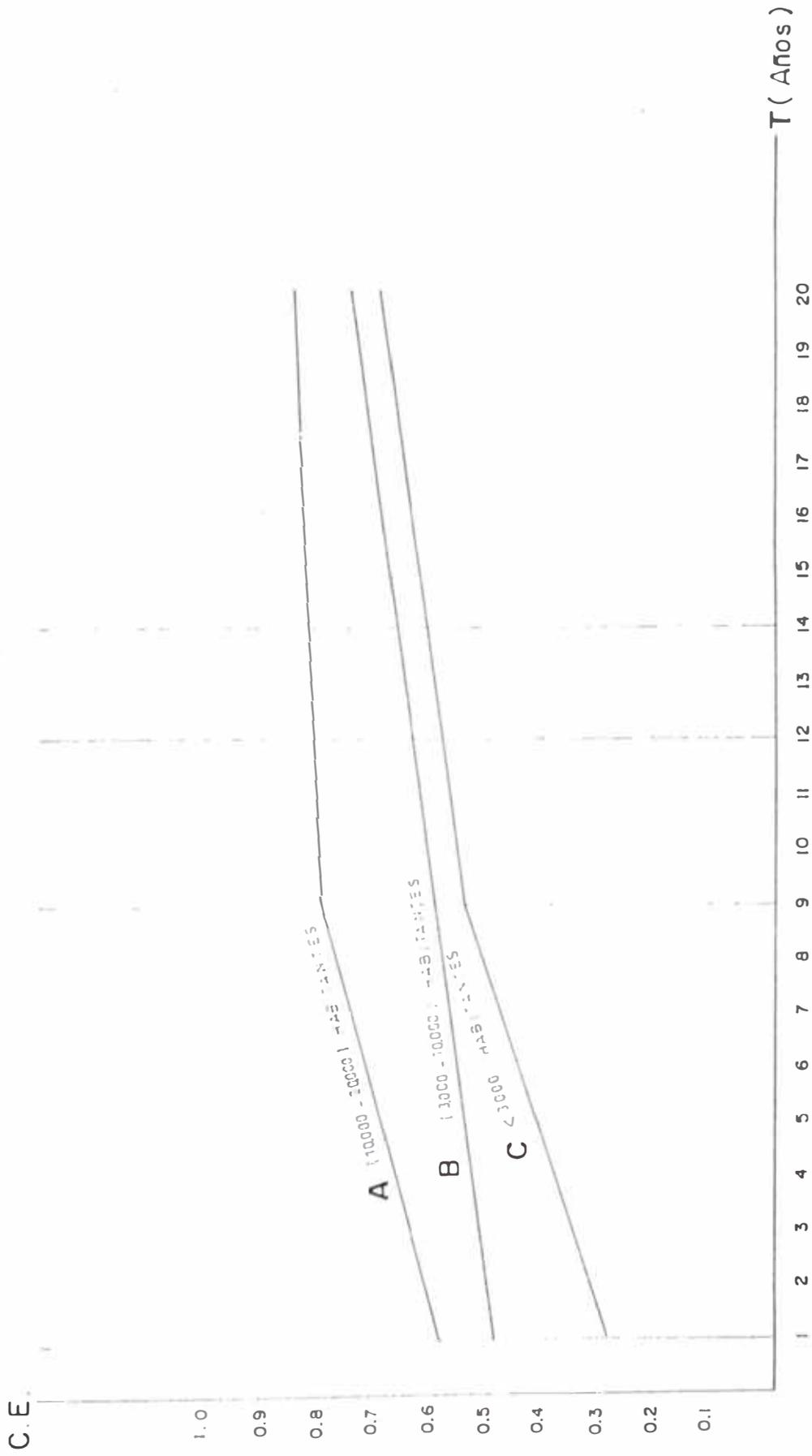


GRAFICO N° 2.2.2.A

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ELECTRIFICACION  
DEL CALLEJON DE CONCHUCOS

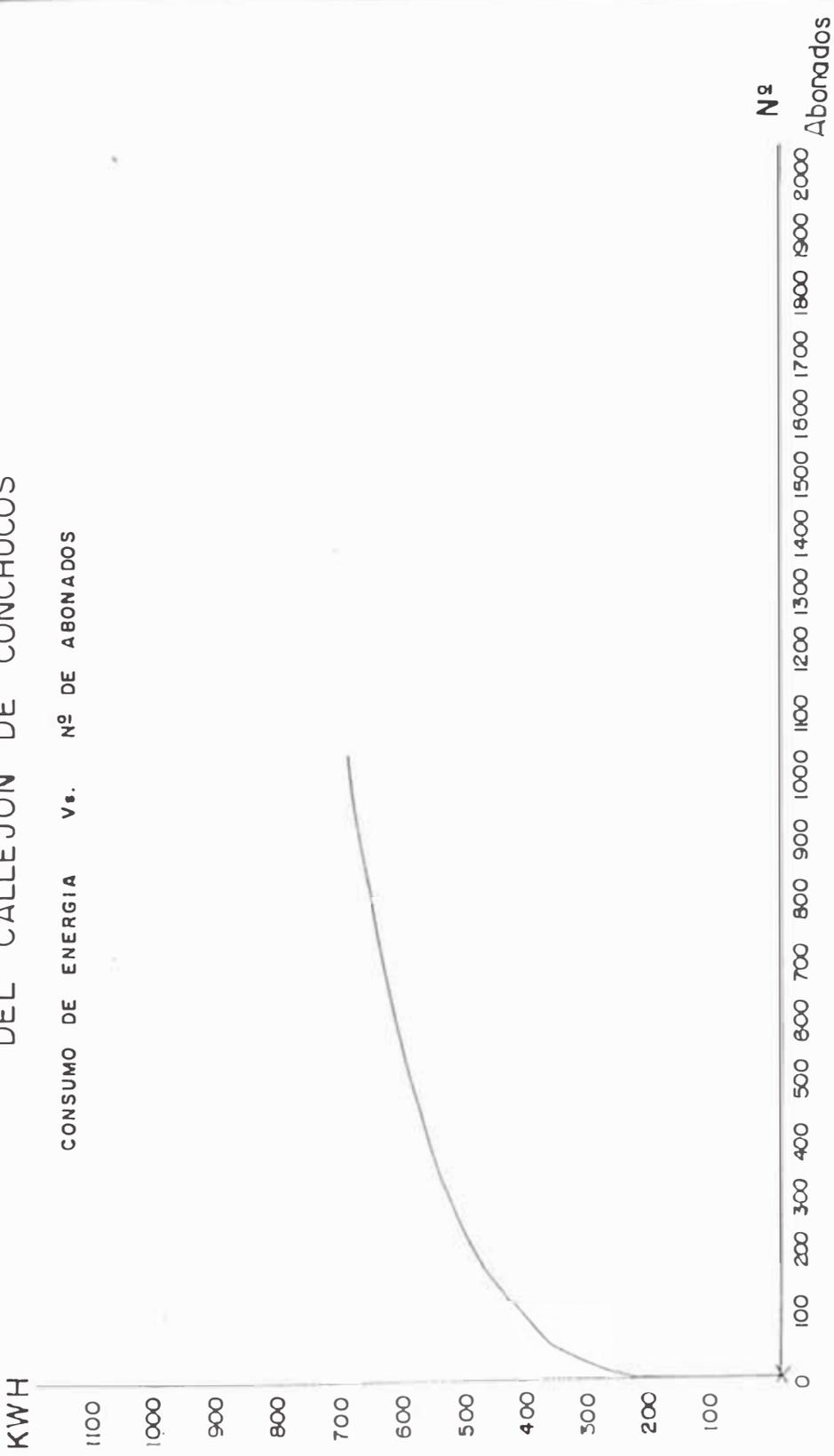
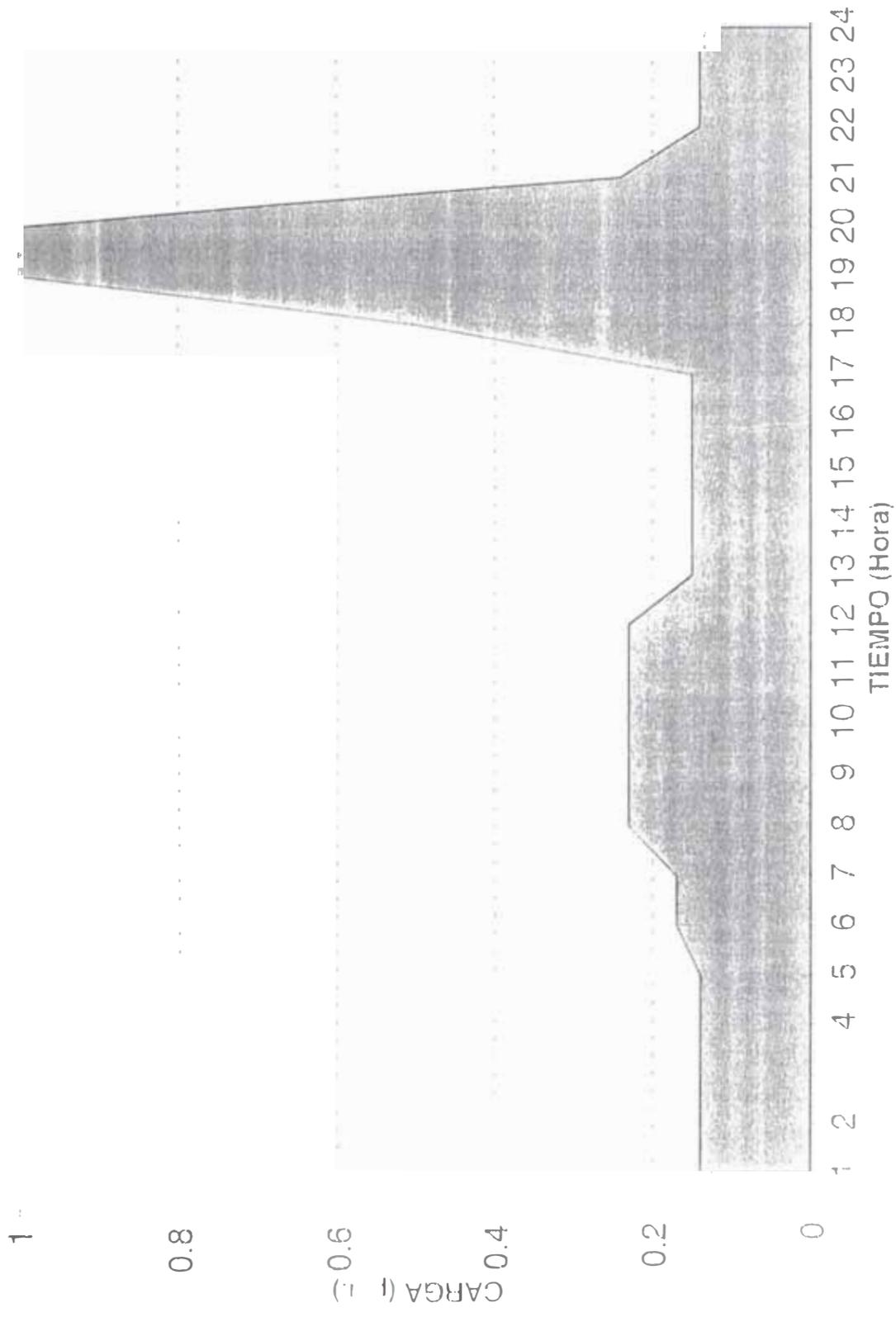


GRAFICO N° 2.2.2.B

# GRAFICO N° 2.2.2.C

(Factor de carga = 0.25 )



CUADRO N° 2.2.3.A

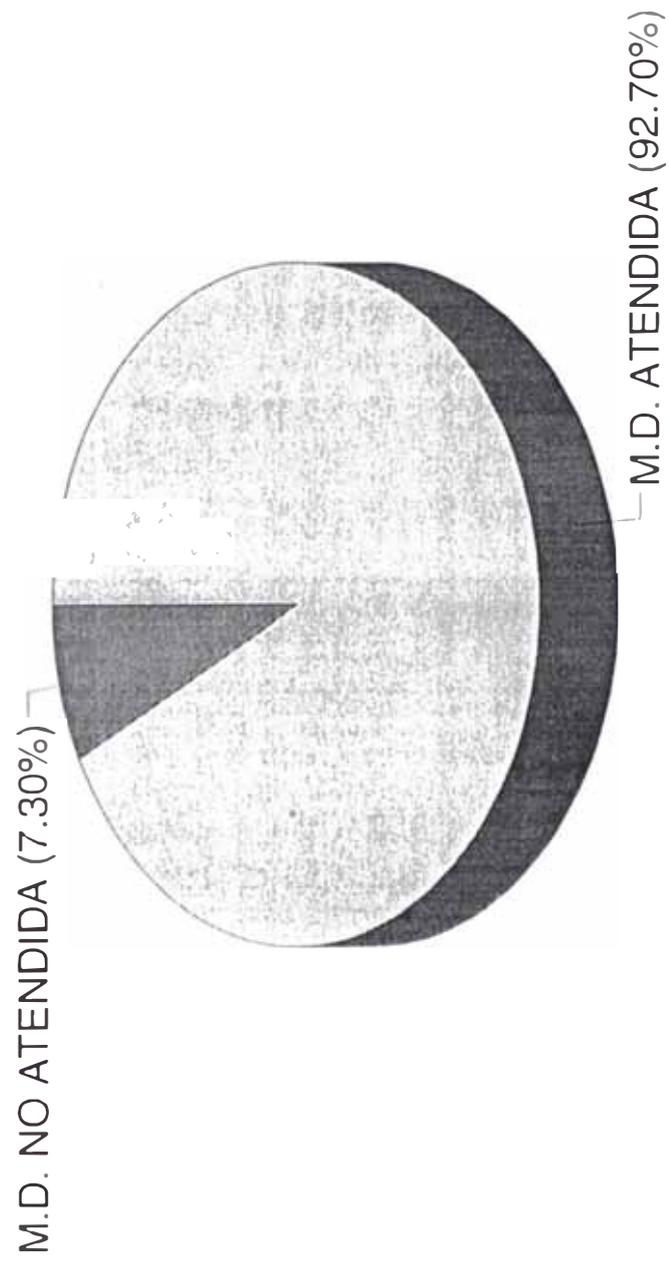
CALCULO PARA 1996		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	USO GENERAL	ALUM PUBL	CARG ESP	E. NETA	Epd	Epg	E. BRUTA
LOCALIDAD	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)	(KWH)
ACOPALCA	15942	7014	3985	478	13280	7971	48670	4867	2434	55971	
AMPAS	8309	3656	2077	249	8356	4154	26801	2680	1340	30821	
CAJAY	7524	3311	1881	226	7787	3762	24490	2449	1224	28163	
CARHUAYOC	10182	4480	509	305	9655	5091	30223	3022	1511	34757	
CHAVIN DE HUANTAR	46682	20540	11671	1400	22806	23341	126440	12644	6322	145407	
COLCAS	10134	4459	507	304	9623	5067	30093	3009	1505	34607	
HUANCHA	3045	1340	152	91	4093	1522	10243	1024	512	11780	
HUANTAR	19578	8614	4895	587	15369	9789	58833	5883	2942	67658	
HUARI	125494	55217	31374	3765	53412	62747	332009	33201	16600	381810	
HUAYTUNA	6000	2640	1500	180	6629	3000	19950	1995	997	22942	
MALLAS	25220	11097	1261	757	18401	12610	69346	6935	3467	79748	
MASIN	12997	5719	3249	390	11485	6498	40337	4034	2017	46388	
POMACHACA	2867	1261	143	86	3921	1433	9712	971	486	11169	
QUERCOS	6777	2982	1694	203	7229	3389	22274	2227	1114	25616	
RAHUAPAMPA	5109	2248	1277	153	5913	2554	17255	1726	863	19843	
SAN MARCOS	104640	46041	26160	3139	40483	52320	272783	27278	13639	313701	
ULIA	3578	1574	179	107	4590	1789	11818	1182	591	13590	
YACYA	23434	10311	1172	703	17464	11717	64801	6480	3240	74521	
TOTAL	437512	192505	93686	13125	260496	218756	1216080	121608	60804	1398492	

CUADRO Nº 2.2.3.B

AÑO : 1996

LOCALIDAD	SERVICIO ELECTRICO	M.D. (KW) ATENDIDA	M.D. (KW) NO ATENDIDA
ACOPALCA	SI	26	
AMPAS	NO		14
CAJAY	SI	13	
CARHUAYOC	NO		16
CHAVIN DE HUANTAR	SI	66	
COLCAS	SI	16	
HUANCHA	NO		5
HUANTAR	SI	31	
HUARI	SI	174	
HUAYTUNA	SI	10	
MALLAS	SI	36	
MASIN	SI	21	
POMACHACA	NO		5
QUERCOS	SI	12	
RAHUAPAMPA	SI	9	
SAN MARCOS	SI	143	
ULIA	NO		6
YACYA	SI	34	
TOTAL M.D. (KW)		592	47
TOTAL M.D. ( % )		92.7	7.3

## GRAFICO N° 2.2.3.C



CUADRO Nº 2.2.4.A

LOCALIDAD	PRONOSTICO DE LA ENERGIA BRUTA (KWH)														
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ACOPALCA	57433	63236	69355	75792	82551	89637	97052	104804	112896	121335	130128	139279	148796	158687	168958
AMPAS	31217	33998	36900	39920	43058	46313	49685	53172	56774	60492	64325	68273	72338	76518	80814
CAJAY	28962	31767	34729	37851	41136	44584	48200	51987	55947	60085	64403	68907	73598	78483	83565
CARHUAYOC	35615	38987	42538	46270	50185	54284	58570	63045	67713	72577	77638	82902	88371	94049	99941
CHAVIN DE HUANTAR	149317	166122	183850	202508	222106	242658	264176	286674	310169	334678	360218	386808	414468	443218	473079
COLCAS	35051	38139	41362	44716	48201	51815	55559	59431	63431	67559	71815	76199	80711	85353	90123
HUANCHA	12053	13068	14135	15256	16430	17659	18941	20279	21674	23125	24633	26201	27828	29515	31264
HUANTAR	69611	76846	84491	92551	101031	109939	119281	129067	139304	150002	161169	172816	184954	197592	210743
HUARI	389704	431119	474376	519471	566407	615187	665821	718319	772694	828961	887138	947242	1009295	1073318	1139333
HUAYTUNA	23235	25247	27346	29531	31801	34155	36593	39115	41720	44409	47180	50036	52974	55997	59103
MALLAS	80788	88443	96430	104745	113385	122348	131632	141235	151157	161397	171955	182833	194023	205545	217383
MASIN	47717	52537	57628	62996	68642	74573	80792	87306	94119	101238	108670	116420	124436	132905	141653
POMACHACA	11477	12465	13508	14607	15762	16974	18244	19574	20964	22416	23931	25510	27154	28866	30646
QUERCOS	26253	28726	31330	34067	36939	39946	43092	46377	49803	53374	57091	60957	64974	69146	73475
RAHUAPAMPA	20096	21811	23599	25461	27395	29402	31479	33628	35848	38139	40500	42933	45437	48012	50658
SAN MARCOS	320855	357472	395973	436363	478653	522856	568988	617067	667115	719155	773211	829310	887481	947754	1010159
ULIA	13967	15196	16494	17861	19299	20807	22389	24044	25775	27582	29468	31434	33482	35614	37831
YACYA	75491	82606	90029	97758	105788	114118	122746	131671	140892	150409	160222	170331	180736	191439	202440
<b>E. BRUTA TOTAL</b>	<b>1428841</b>	<b>1577786</b>	<b>1734075</b>	<b>1897725</b>	<b>2068769</b>	<b>2247255</b>	<b>2433240</b>	<b>2626794</b>	<b>2827996</b>	<b>3036931</b>	<b>3253695</b>	<b>3478390</b>	<b>3711123</b>	<b>3952009</b>	<b>4201167</b>

CUADRO N° 2.2.4.B

LOCALIDAD	PRONOSTICO DE LA MAXIMA DEMANDA (KW)														
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ACOPALCA	26	29	32	35	38	41	44	48	52	55	59	64	68	72	77
AMPAS	14	16	17	18	20	21	23	24	25	28	29	31	33	35	37
CAJAY	13	15	16	17	19	20	22	24	26	27	29	31	34	36	38
CARHUAYOC	16	18	19	21	23	25	27	29	31	33	35	38	40	43	46
CHAVIN DE HUANTAR	58	76	84	92	101	111	121	131	142	153	164	177	189	202	216
COLCAS	16	17	19	20	22	24	25	27	29	31	33	35	37	39	41
HUANCHA	6	6	6	7	8	8	9	9	10	11	11	12	13	13	14
HUANTAR	32	35	39	42	46	50	54	59	64	68	74	79	84	90	96
HUARI	178	197	217	237	259	281	304	328	353	379	405	433	461	490	520
HUAYTUNA	11	12	12	13	15	16	17	18	19	20	22	23	24	26	27
MALLAS	37	40	44	48	52	56	60	64	69	74	79	83	89	94	99
MASIN	22	24	26	29	31	34	37	40	43	46	50	53	57	61	65
POMACHACA	5	6	6	7	7	8	8	9	10	10	11	12	12	13	14
QUERCOS	12	13	14	16	17	18	20	21	23	24	26	28	30	32	34
RAHUAPAMPA	9	10	11	12	13	13	14	15	16	17	18	20	21	22	23
SAN MARCOS	147	163	181	199	219	239	260	282	305	328	353	379	405	433	461
ULIA	6	7	8	8	9	10	10	11	12	13	13	14	15	16	17
YACYA	34	38	41	45	48	52	56	60	64	69	73	78	83	87	92
M.D. TOTAL	652	720	792	867	945	1026	1111	1199	1291	1387	1486	1588	1695	1805	1918

## CAPITULO III ANALISIS DE ALTERNATIVAS

### 3.1 Objeto

Definir la mejor alternativa para atender las necesidades de energía eléctrica de área del proyecto.

### 3.2 Planteamiento de alternativas

La atención de las necesidades de energía eléctrica en el período de pronóstico puede efectuarse mediante las siguientes alternativas:

- 1.- Central Hidroeléctrica "RUREC" de 1500 KW en dos etapas complementada con una Central Térmica del orden de 1000 KW. ubicada en la localidad de San Marcos y que se construirá en dos etapas la primera de 500 KW en el primer año del proyecto y la segunda también de 500 KW en el año 11.
- 2.- Línea de Transmisión Carhuaz - Acopalca en 66 KV.
- 3.- Dos Centrales Térmicas instaladas en San Marcos y Huari respectivamente, que complementan la oferta actual constituida por la Central Hidroeléctrica de San Marcos y María Jiray.

### **Alternativa N° 01**

Que se construirá entre enero 1997 y diciembre de 1999. Igualmente en el primer año de este periodo se construiría la primera etapa de 500 KW de la Central Térmica.

En el año 11 se construiría la segunda etapa de la Central Térmica de 500 KW, con la cual se atenderá la demanda hasta el año 2011.

En el gráfico N° 3.2.A se presenta el Programa de Equipamiento.

### **Alternativa N° 02**

Que se construiría entre enero de 1997 y diciembre de 1998. En el primer año de este período se construirá una Central Térmica del orden de 120 KW que operaría durante 1 año hasta el inicio de operación de la Línea de Transmisión.

La Línea de Transmisión en 66 KV. simple terna para atender una demanda del orden de 1500 KW, partiría de la S.E. Arhuaypampa de la localidad de Carhuaz, pasando por la Quebrada Honda y los Nevados de Jacabamba hasta la localidad de Acopalca.

A partir del inicio de operación de la Línea de Transmisión continuarán operando la Central Hidroeléctrica María Jiray San Marcos, paralizándose las Centrales Térmicas.

Las Centrales Térmicas quedarían en reserva para otorgar confiabilidad al sistema.

En el gráfico N° 3.2.B se presenta el Programa de Equipamiento.

**Alternativa N° 03 :**

Se construirá dos Centrales Térmicas cada una de 1000 KW ubicadas en las localidades de Huari y San Marcos, desde las cuales se atendería la demanda de todo el sistema.

La Central Térmica de Huari se construiría en 1997, iniciando sus operaciones en 1998. La Central Térmica de San Marcos se construiría en el año 2004. Ambas centrales estarán constituidas por dos unidades de 500 KW cada una.

Las Centrales Térmicas antiguas se paralizan.

En el gráfico 3.2.C, se presenta el Programa de Equipamiento.

**3.3 Evaluación de alternativas**

Las alternativas delineadas y definidas técnicamente serán comparadas económicamente y para ello se empleará el Costo Actual Neto Económico cuya relación es la siguiente:

**CANE :** Costos de Inversión + Costos de Operación - Valor Residual

Será mejor alternativa la que se obtenga el mejor CANE.

**3.3.1. Evaluación de alternativa N° 01**

Consta de dos partes, La primera corresponde a una Central Térmica de 1000 KW, con dos unidades de 500 KW.

La segunda corresponde a la Central Hidroeléctrica Rurec de 1500 KW.

## A) Central térmica

### Premisas:

- Consumo de combustible: 14 KWH/GIn; 1.6 U\$\$/GIn.  
Consumo de lubricante: 1500 KWH/GIn; 8 U\$\$/GIn.  
Mantenimiento de grupo: 1% anual del costo de equipamiento, puesto en el lugar de operación.
- Depreciación del grupo : se considera depreciación lineal durante la vida útil del grupo la cual se estima en 30,000 horas, por tratarse de grupos rápidos.
- Costo de equipamiento : 300 U\$\$/KW
- Depreciación de obras Civiles: se considera depreciación lineal durante el periodo de vida util, estimada en 40 años.
- Costo de obras Civiles: 30% del costo de equipamiento.
- Gastos de personal : se considera dos operadores, uno por maquina debido a que solo opera 3 horas/día, con un gasto total por operador de 400 U\$\$/mes.

### Costos de operación :

Del Cuadro N° 3.3.1.1 se obtiene un gasto total actualizado de 153,208 US\$.

### Costos de inversión

Del Cuadro N° 3.3.1.2 se obtiene un total de inversión actualizado de 285,323 US\$.

Valor residual

## a) Cálculo del Valor Residual del Equipamiento:

Del Cuadro N° 3.3.1.3 obtenemos el total de horas de operación, luego:

- Horas Residuales (Grupos 1 y 2):

$$60,000 - 6,570 = 53,430$$

Valor Residual Actualizado del Equipamiento:

$$53,430 \times f_n \times d_n; \text{ donde:}$$

- $f_n$ : Factor de Actualización (n=15 e interés compuesto igual a 8%)

- $d_n$ : Depreciación Horaria del Equipamiento:

$$300 \text{ US\$/KW} \times 1000 \text{ KW} / 60,000\text{h} = 5 \text{ US\$/ hora}$$

$$\text{Luego: } 53,430 \times 0.3152 \times 5 = 84,206 \text{ US\$}$$

## b) Cálculo del Valor Residual Actualizado de las Obras Civiles:

Grupos 1 :

$$\frac{0.3 \times 300 \text{ US\$/KW} \times 500\text{KW} \times 26\text{Años} \times f_n}{40 \text{ Años}}$$

$$= 9,220 \text{ US\$}.$$

Grupos 2 :

$$\frac{0.3 \times 300 \text{ US\$/KW} \times 500\text{KW} \times 36\text{Años} \times f_n}{40 \text{ Años}}$$

$$= 12,766 \text{ US\$}.$$

$$\text{Total Valor Residual Actualizado: } 21,986 \text{ US\$}$$

Costo actual neto:

$$\text{CAN} = 153,208 + 285,323 - (84,206 + 21,986)$$

$$\text{CAN} = 332,339 \text{ US\$}.$$

## B) Central hidroeléctrica

### Premisas:

- Costo de Construcción: 2,500 US\$/KW.  
Costo de Equipamiento: 60% Costo de Construcción.
- Costo de Obras Civiles: 40% Costo de Construcción.
- Costo de Mantenimiento: 1.5% Anual del Costo de Construcción.
- Vida util del Equipamiento: 25 Años.
- Vida util de las Obras Civiles es de 40 años.

### Costos de operación

Del Cuadro Nº 3.3.1.4 se obtiene un gasto total actualizado de 1'250,019 US\$.

### Costos de inversión

Del Cuadro Nº 3.3.1.5 se obtiene un total de inversión actualizado de 3'495,473 US\$.

### Valor residual

#### a) Cálculo del Valor Residual del Equipamiento:

Al cabo de 12 años de operación, el Valor Residual será:

$$\frac{2'250,000 \times 13 \times f_n}{25 \text{ AÑOS}} =$$

$$= 368,784 \text{ US$}.$$

#### b) Cálculo del Valor Residual Actualizado de las Obras Civiles:

Al cabo de 12 años de operación, las Obras Civiles tendrán los siguientes valores actualizados:

$$\frac{1'500,000 \times 28 \times f_n}{40 \text{ AÑOS}} =$$

$$= 330,960 \text{ US\$}.$$

**Costo actual neto:**

$$\text{CAN} = 1'250,019 + 3'495,473 - (368,784 + 330,960)$$

$$\text{CAN} = 4'045,748 \text{ US\$}.$$

**Costo total de alternativa N° 01 :**

$$\text{CAN} : \text{CAN (central térmica)} + \text{CAN (central hidroeléctrica)}$$

$$\text{CAN} : 332,339 + 4'045,748$$

$$\text{CAN} : 4'378,087 \text{ US\$}.$$

**3.3.2 Evaluación de alternativa N° 02**

Consta de dos partes, una Línea de Transmisión de 66 KV y una Central Térmica de 120 KW que operaría el año 1998, mientras se construye la Línea de Transmisión.

**A) Línea de transmisión**

**Premisas:**

- La integración se efectuará a través de la Subestación de Acopalca 66 / 22.9 -13.2 KV.
- La Línea de Transmisión será a 66 KV con un recorrido de 55.1 Km, simple terna, con estructura de acero galvanizado y conductor de aleación de aluminio AASC, cuyo costo específico es de 25,000 US\$/Km.

- La Subestación de Llegada será de 1.7 MVA, 66/22.9-13.2 KV y el costo específico del equipamiento será de 200 US\$/KVA.
- La Construcción de la Línea de Transmisión y de la Subestación se iniciará el 01 de enero del año 1997.
- Los gastos de operación y mantenimiento de las instalaciones son del 1.5% anual del costo de inversión del equipamiento
- El costo de la energía en la Subestación es de 0.06 US\$/KWH
- La vida útil de las instalaciones es de 25 años y su depreciación es lineal.
- La vida útil de las obras civiles de la Subestación es de 40 años y su costo será del orden del 10% del equipamiento de la Subestación.

#### Costos de operación :

Del Cuadro Nº 3.3.2.1 se obtiene un gasto total actualizado de 831,632 US\$.

#### Costos de inversión

Del Cuadro Nº 3.3.2.2 se obtiene un Costo Total Actualizado de 1'700,107 US\$.

#### Valor residual

a) Cálculo del Valor Residual de las instalaciones:

Al cabo de 13 años de operación, las instalaciones tendrán los siguientes valores actualizados:

$$\frac{1'717,500 \times 12 \times f_a}{25} =$$

$$= 259,851 \text{ US\$}.$$

b) Cálculo del Valor Residual Actualizado de las Obras Civiles:

$$\frac{34,000 \times 27 \times f_a}{40} =$$

$$= 7,234 \text{ US\$}.$$

Costo actual neto:

$$\text{CAN} = 831,632 + 1'700,107 - (259,851 + 7,234)$$

$$\text{CAN} = 2'264,654 \text{ US\$}.$$

B) Central térmica

Premisas:

- Consumo de combustible: 14 KWH/Gln; 1.6 U\$\$/Gln.
  - Consumo de lubricante: 1500 KWH/Gln; 8 U\$\$/Gln.
  - Mantenimiento de grupo: 1% anual del costo de equipamiento, puesto en el lugar de operación.
  - Depreciación del grupo : se considera depreciación lineal durante la vida útil del grupo la cual se estima en 30,000 horas, por tratarse de grupos rápidos.
  - Costo de equipamiento : 300 U\$\$/KW
- Depreciación de obras Civiles: se considera depreciación lineal durante el periodo de vida util, estimada en 40 años.
- Costo de obras Civiles : 30% del costo de equipamiento.
  - Gastos de personal : se considera un operador debido a que solo opera 3 horas/día. El gasto total por el operador será de 400 U\$\$/mes.

Costos de operación :

Del Cuadro Nº 3.3.2.3 se obtiene un gasto total actualizado de 5,679 US\$.

**Costos de inversión**

Del Cuadro N° 3.3.2.4 se obtiene un total de inversión actualizado de 46,800 US\$.

**Valor residual**

a) Cálculo del Valor Residual del Equipamiento:

Horas Residuales:

$$30,000 - 548 = 29,452$$

- Valor Residual Actualizado del Equipamiento:

$$29,452 \times f_n \times d_n; \text{ donde:}$$

- $f_n$ : Factor de Actualización (n=15 e interés compuesto igual a 8%)

- $d_n$ : Depreciación Horaria del Equipamiento:

$$300 \text{ US\$/KW} \times 120 \text{ KW}/30,000\text{h}$$

Se obtiene:

$$d_n = 1.2 \text{ US\$/hora}$$

$$\text{Luego: } 29,452 \times 0.3152 \times 1.2 = 11,140 \text{ US\$}.$$

b) Cálculo del Valor Residual Actualizado de las Obras Civiles:

$$\frac{0.3 \times 300 \text{ US\$/KW} \times 120\text{KW} \times 26\text{Años} \times f_n}{40 \text{ Años}} =$$

$$= 2,213 \text{ US\$}.$$

**Costo actual neto:**

$$\text{CAN} = 5,679 + 46,800 - (11,140 + 2,213)$$

$$\text{CAN} = 39,126 \text{ US\$}.$$

**Costo total de alternativa N° 02 :**

**CAN : CAN (LL.TT.) + CAN (central térmica)**

**CAN : 2'264,654 + 39,126**

**CAN : 2'303,780 US\$.**

**3.3.3 Evaluación de alternativa N° 03****A) Centrales térmicas****Premisas:**

**Consumo de combustible: 14 KWH/Gln; 1.6 U\$\$/Gln.**

**Consumo de lubricante: 1500 KWH/Gln; 8 U\$\$/Gln.**

**Mantenimiento de grupo: 1% anual del costo de equipamiento, puesto en el lugar de operación.**

- **Depreciación del grupo : se considera depreciación lineal durante la vida útil del grupo la cual se estima en 30,000 horas, por tratarse de grupos rápidos.**
- **Costo de equipamiento : 300 U\$\$/KW**
- **Depreciación de obras Civiles: se considera depreciación lineal durante el periodo de vida util, estimada en 40 años.**
- **Costo de obras Civiles : 30% del costo de equipamiento.**
- **Gastos de personal : se considera dos operadores, uno por maquina debido a que solo opera 3 horas/día, con un gasto total por operador de 400 U\$\$/mes.**

**Costos de operación :**

Del Cuadro N° 3.3.3.1 se obtiene un gasto total actualizado de 482,656 US\$.

**Costos de inversión**

Del Cuadro N° 3.3.3.2 se obtiene un total de inversión actualizado de 559,594 US\$.

**Valor residual****a) Cálculo del Valor Residual del Equipamiento:**

Del Cuadro N° 3.3.3.3 obtenemos el total de horas de operación, luego:

- Horas Residuales (Grupos 1,2,3 y 4):

$$120,000 - 19,710 = 100,290$$

Valor Residual Actualizado del Equipamiento:

$$100,290 \times 300 \times f_n \times d_n; \text{ donde:}$$

- $f_n$ : Factor de Actualización (n=15 e interés compuesto igual a 8%)

- $d_n$ : Depreciación Horaria del Equipamiento:

$$300 \text{ US\$/KW} \times 2000 \text{ KW}/120,000\text{h} = 5 \text{ horas}$$

$$\text{Luego: } 100,290 \times 0.3152 \times 5 = 158,057 \text{ US\$}.$$

**b) Cálculo del Valor Residual Actualizado de las Obras Civiles:**

Grupos 1 :

$$\frac{0.3 \times 300 \text{ US\$/KW} \times 500\text{KW} \times 26\text{Años} \times f_n}{40 \text{ Años}} =$$

$$= 9,220 \text{ US\$}.$$

Grupos 2 :

$$\frac{0.3 \times 300 \text{ US\$/KW} \times 500\text{KW} \times 28\text{Años} \times f_a}{40 \text{ Años}} =$$

$$= 9,929 \text{ US\$}.$$

Grupos 3 :

$$\frac{0.3 \times 300 \text{ US\$/KW} \times 500\text{KW} \times 33\text{Años} \times f_a}{40 \text{ Años}} =$$

$$= 11,702 \text{ US\$}.$$

Grupos 4 :

$$\frac{0.3 \times 300 \text{ US\$/KW} \times 500\text{KW} \times 37\text{Años} \times f_a}{40 \text{ Años}} =$$

$$= 13,120 \text{ US\$}.$$

Total Valor Residual Actualizado: 43,971 US\$

Costo actual neto de alternativa N° 03:

$$\text{CAN} = 482,656 + 559,594 - (158,057 + 43,971)$$

$$\text{CAN} = 840,222 \text{ US\$}.$$

### 3.4 Comparación de alternativas

Alternativa N° 01 : 4'378,087 US\$

Alternativa N° 02 : 2'303,780 US\$

Alternativa N° 03 : 840,222 US\$

Como resultado de la comparación se concluye que la ALTERNATIVA N° 03 es ventajosa frente a las dos Alternativas planteadas en el presente estudio.

CUADRO Nº 3.3.1.1

POTENCIA EFECTIVA / POTENCIA INSTALADA:	0.76	COSTO DE OPERADOR (US\$/MES):	400
COSTO DE COMBUSTIBLE (US\$/GALON):	1.6	VIDA UTIL DE CADA GRUPO (HORAS):	30000
COSTO DE LUBRICANTE (US\$/GALON):	8	VIDA UTIL DE OBRAS CIVILES (AÑOS):	40
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (KWH/GALON):	14	NUMERO DE OPERADORES (AÑO 1998):	1
CONSUMO DE LUBRICANTE (KWH/GALON):	1500	NUMERO DE OPERADORES (AÑO 2008):	2
COSTO DE MANTEN. / COSTO DEL EQUIPAM.:	0.01 (ANUAL)	TIEMPO DE OPERACION ( HORAS / AÑO )	548
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$/KW):	300	INTERES COMPUESTO:	0.08
COSTO OO.CC / COSTO EQUIPAMIENTO:	0.30		

COSTOS DE OPERACION															
ANO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
MAXIIMA DEMANDA (KW)	22	250	322					39	131	227	326	428	535	645	758
ENERGIA BRUTA (KWH)	0	114268	152701					22318	76692	136546	202100	273580	351217	435246	525910
POT. INSTALADA (KW)	0	500	500					500	500	500	500	1000	1000	1000	1000
POT. EFECTIVA (KW)	0	380	360					380	380	380	380	760	760	760	760
GASTOS COMBUST.(US\$)	0	13059	17452	R	U	R E	C	2551	8765	15605	23097	31266	40139	49742	60104
GASTOS LUBRIC.(US\$)	0	609	814					119	409	728	1078	1459	1873	2321	2805
MANTEN. GRUPOS (US\$)	0	1500	1500					1500	1500	1500	1500	3000	3000	3000	3000
DEPREC. GRUPOS (US\$)	0	2738	2738					2738	2738	2738	2738	5475	5475	5475	5475
DEPREC. OBRA CIV.(US\$)	0	1125	1125					1125	1125	1125	1125	2250	2250	2250	2250
GASTOS PERSONAL (US\$)	0	400	400					400	400	400	400	800	800	800	800
TOTAL GAST OPERA.(US\$)	0	19431	24028					8432	14936	22096	29938	44250	53537	63589	74434
TOTAL ACTUALIZAD.(US\$)	0	16659	19075					4556	7472	10235	12840	17572	19686	21649	23465
TOTAL DEL COSTO DE OPERACION ACTUALIZADO (ACUMULADO) US\$ / :													153208		

CUADRO N° 3.3.1.2

POTENCIA INSTALADA DE CADA UNIDAD (KW)	500
NUMERO DE UNIDADES	2
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$)	300
COSTO OBRA CIVILES/COSTO DE EQUIPAMIENT	0.30
INTERES COMPUESTO (%)	8

AÑO	1997	2007
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$)	150000	150000
OBRAS CIVILES (US\$)	45000	45000
FACTOR DE ACTUALIZACION	1.00	0.46
INVERSION ACTUALIZADA (US\$)	195000	90323
TOTAL INVERSION ACTUALIZADA (US\$)	:	285323

CUADRO N° 3.3.1.3

ANO	M.D. (KW)	P. I. (KW)	P. E. (KW)	P. G. (KW)	GRUPO 1 (HORAS)	GRUPO 2 (HORAS)	OPERAC. (HORAS)	HORAS OPERAC. ACUMULADO
1	182	2x100	2x80	160	0		0	0
2	250	1x500	1x380	380	548		548	548
3	322	1x500	1x380	380	548		548	1095
4								
5								
6	C.	H.		R	U	R	E	C
7								
8	39	1x500	1x380	380	548		548	548
9	131	1x500	1x380	380	548		548	1095
10	227	1x500	1x380	380	548		548	1643
11	326	1x500	1x380	380	548		548	2190
12	428	2x500	2x380	760	548	548	1095	3285
13	535	2x500	2x380	760	548	548	1095	4380
14	645	2x500	2x380	760	548	548	1095	5475
15	758	2x500	2x380	760	548	548	1095	6570

CUADRO N° 3.3.1.4

COSTO DE CONSTRUCCION ( US\$/KW)	2500	NUMERO DE AUXILIARES / DIA	3
POTENCIA EFECTIVA C.H. RUREC (KW) :	1500	COSTO EQUIPAMIENTO / COSTO CONSTRUCC..	0.60
COSTO DE MANTEN. / COSTO CONSTRUCCION	0 015 (ANUAL)	COSTO OBRAS CIVILES / COSTO CONSTRUCC..	0.40
VIDA UTIL DEL EQUIPAMIENTO (AÑOS):	25	COSTO DE OPERARIO (US\$/MES):	400
VIDA UTIL DE OBRAS CIVILES (AÑOS).	40	COSTO DE AUXILIAR (US\$/MES):	300
NUMERO DE OPERARIOS / DIA	3	INTERES COMPUESTO ( % )	8

COSTOS DE OPERACION															
AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
MANTENIMIENTO (US\$)	0	0	0	56250	56250	56250	56250	56250	56250	56250	56250	56250	56250	56250	56250
PERSONAL (US\$)	0	0	0	25200	25200	25200	25200	25200	25200	25200	25200	25200	25200	25200	25200
DEPRECIAC. EQUIPAM. (US\$)	0	0	0	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000
DEPRECIACION OO.CC. (US\$)	0	0	0	37500	37500	37500	37500	37500	37500	37500	37500	37500	37500	37500	37500
TOTAL GASTO OPERAC.(US\$)	0	0	0	208950	208950	208950	208950	208950	208950	208950	208950	208950	208950	208950	208950
TOTAL ACTUALIZADO (US\$)	0	0	0	153584	142208	131674	121920	112889	104527	96784	89615	82977	76830	71139	65870
TOTAL DEL COSTO DE OPERACION ACTUALIZADO (ACUMULADO) US\$/ :													1250019		

CUADRO N° 3.3.1.5

POTENCIA EFECTIVA C.H. RUREC-1° ETAPA (KW)	1500
COSTO DE CONSTRUCCION ( US\$/KW )	2500
COSTO EQUIPAMIENTO / COSTO CONSTRUCCION	0.60
COSTO OBRAS CIVILES / COSTO CONSTRUCCION	0.40
INTERES COMPUESTO ( % )	8.00
CRONOGRAMA DE INVERSIONES	1997 1998 1999
EQUIPAMIENTO ( % )	30 20 50
OBRAS CIVILES ( % )	50 45 5

AÑO	1997	1998	1999
EQUIPAMIENTO ( US\$ )	675000	450000	1125000
OBRAS CIVILES ( US\$ )	750000	675000	75000
TOTAL INVERSION ( US\$ )	1425000	1125000	1200000
TOTAL INVERSION ACTUALIZADA ( US\$ )	1425000	1041667	1028807
TOTAL INVERSION ACUMULADA ( US\$ )	:	3495473	

CUADRO Nº 3.3.2.1

LONGITUD DE LL.TT. (Km)	55.1	COSTO DE ENERGIA (EN BARRA) ( US\$/KWH )	0.06
COSTO ESPECIFICO DE LL.TT. ( US\$/Km ) :	25000	POTENCIA TRANSFORMADOR DE SS.EE. (KVA) :	1700
COSTO ESPECIFICO DE SS.EE. ( US\$/KVA )	200	VIDA ÚTIL DEL EQUIPAMIENTO ( AÑOS ) :	25
COSTO DE OPERACION / COSTO EQUIPAMIENTO	0.015	VIDA ÚTIL DE OBRAS CIVILES ( AÑOS ) .	40
COSTO DE OO.CC. / COSTO DE EQUIPAMIENTO	0.10	INTERES COMPUESTO ( % )	8

COSTOS DE OPERACION															
AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ENERGIA BRUTA (KWH)	0	0	152701	195396	242543	294339	350985	412686	479652	552099	630245	726916	847136	978715	1122115
OPERACION Y MANTEN.(US\$)	0	0	25763	25763	25763	25763	25763	25763	25763	25763	25763	25763	25763	25763	25763
DEPRECIAC. EQUIPAM. (US\$)	0	0	68700	68700	68700	68700	68700	68700	68700	68700	68700	68700	68700	68700	68700
DEPRECIACION OO.CC. (US\$)	0	0	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
COMPRA ENERGIA (US\$)	0	0	9162	11724	14553	17660	21059	24761	28779	33126	37815	43615	50828	58723	67327
TOTAL GASTO OPERAC.(US\$)	0	0	104475	107036	109865	112973	116372	120074	124092	128438	133127	138927	146141	154035	162639
TOTAL ACTUALIZADO (US\$)	0	0	82935	78675	74772	71192	67902	64872	62077	59492	57096	55170	53736	52443	51271
TOTAL DEL COSTO DE OPERACION ACTUALIZADO (ACUMULADO) US\$/ :															831632

CUADRO Nº 3.3.2.2

LONGITUD DE LL.TT. (Km) : 55.1  
 COSTO ESPECIFICO DE LL.TT. ( US\$/Km) : 25000  
 COSTO ESPECIFICO DE SS.EE. ( US\$/KVA) : 200  
 POTENCIA TRANSFORMADOR DE SS.EE. (KVA) 1700  
 COSTO OO.CC./COSTO EQUIPAMIENTO SS.EE. : 0.10  
 INTERES COMPUESTO ( % ) : 8.00

	1997	1998
CRONOGRAMA DE INVERSIONES	1997	1998
EQUIPAMIENTO LL.TT. Y SS.EE. ( % )	60	40
OBRAS CIVILES SS.EE ( % )	80	20

AÑO	1997	1998
EQUIPAMIENTO LL.TT. Y SS.EE. ( US\$ )	1030500	687000
OBRAS CIVILES SS.EE. ( US\$ )	27200	6800
TOTAL INVERSION ( US\$ )	1057700	693800
TOTAL INVERSION ACTUALIZADA ( US\$ )	1057700	642407
TOTAL INVERSION ACUMULADA ( US\$ )	1700107	

CUADRO N° 3.3.2.3

POTENCIA EFECTIVA / POTENCIA INSTALADA:	0.76	COSTO OO.CC / COSTO EQUIPAMIENTO:	0.30
COSTO DE COMBUSTIBLE (US\$/GALON):	1.6	COSTO DE OPERADOR (US\$/MES):	400
COSTO DE LUBRICANTE (US\$/GALON):	8	VIDA UTIL DE CADA GRUPO (HORAS):	30000
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (KWH/GALON):	14	VIDA UTIL DE OBRAS CIVILES (AÑOS):	40
CONSUMO DE LUBRICANTE (KWH/GALON):	1500	NUMERO DE OPERADORES (AÑO 1998):	1
COSTO DE MANTEN. / COSTO DEL EQUIPAM.:	0.01 (ANUAL)	TIEMPO DE OPERACION ( HORAS / AÑO )	548
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$/KW):	300	INTERES COMPUESTO	0.08

COSTOS DE OPERACION															
AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
MAXIMA DEMANDA (KW)	22	90													
ENERGIA BRUTA (KWH)	0	41268													
POT. INSTALADA (KW)	0	120													
POT. EFECTIVA (KW)	0	91													
GASTOS COMBUST. (US\$)	0	4716													
GASTOS LUBRIC.(US\$)	0	220													
MANTEN. GRUPOS (US\$)	0	360													
DEPREC. GRUPOS (US\$)	0	657													
DEPREC. OBRA CIV.(US\$)	0	270													
GASTOS PERSONAL (US\$)	0	400													
TOTAL GAST. OPERA.(US\$)	0	6623													
TOTAL ACTUALIZAD.(US\$)	0	5679													
TOTAL DEL COSTO DE OPERACION ACTUALIZADO (ACUMULADO) US\$/ :															5679

CUADRO N° 3.3.2.4

POTENCIA INSTALADA DE CADA UNIDAD (KW)	120
NUMERO DE UNIDADES / CC.TT.	1
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$/KW)	300
COSTO OBRA CIVILES/COSTO DE EQUIPAMEN	0.30
INTERES COMPUESTO (%)	8

AÑO	2007
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$)	36000
OBRAS CIVILES (US\$)	10800
FACTOR DE ACTUALIZACION	1.00
INVERSION ACTUALIZADA (US\$)	46800
TOTAL INVERSION ACTUALIZADA (US\$)	: 46800

CUADRO Nº 3.3.3.1

POTENCIA EFECTIVA / POTENCIA INSTALADA:	0.76	COSTO DE OPERADOR (USS/MES):	400
COSTO DE COMBUSTIBLE (USS/GALON):	1.6	VIDA UTIL DE CADA GRUPO (HORAS):	30000
COSTO DE LUBRICANTE (USS/GALON):	8	VIDA UTIL DE OBRAS CIVILES (AÑOS)	40
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (KWH/GALON):	14	NUMERO DE OPERADORES (AÑO 1998):	1
CONSUMO DE LUBRICANTE (KWH/GALON):	1500	NUMERO DE OPERADORES (AÑO 2000):	2
COSTO DE MANTEN. COSTO DEL EQUIPAM.:	0.01 (ANUAL)	NUMERO DE OPERADORES (AÑO 2005):	3
COSTO DE EQUIPAMIENTO (USS/KW):	300	NUMERO DE OPERADORES (AÑO 2009):	4
COSTO OO.CC. / COSTO EQUIPAMIENTO :	0.30	TIEMPO DE OPERACION ( HORAS / AÑO ).	548
		INTERES COMPUESTO:	0.08

COSTOS DE OPERACION															
AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
MAXIMA DEMANDA (KW)	22	250	322	397	475	556	641	729	821	917	1016	1118	1225	1335	1448
ENERGIA BRUTA (KWH)	9828	114268	152701	195396	242543	294339	350985	412686	479652	552099	630245	726916	847136	978715	1122115
POT. INSTALADA (KW)	0	500	500	1000	1000	1000	1000	1000	1500	1500	1500	1500	2000	2000	2000
POT. EFECTIVA (KW)	0	380	380	760	760	760	760	760	1140	1140	1140	1140	1520	1520	1520
GASTOS COMBUST. (USS)	0	13059	17452	22331	27719	33639	40113	47164	54817	63097	72028	83076	96816	111853	128242
GASTOS LUBRIC.(USS)	0	609	814	1042	1294	1570	1872	2201	2558	2945	3361	3877	4518	5220	5985
MANTEN. GRUPOS (USS)	0	1500	1500	3000	3000	3000	3000	3000	4500	4500	4500	4500	6000	6000	6000
DEPREC. GRUPOS (USS)	0	2738	2738	5475	5475	5475	5475	5475	8213	8213	8213	8213	10950	10950	10950
DEPREC. OBRA CIV.(USS)	0	1125	1125	2250	2250	2250	2250	2250	3375	3375	3375	3375	4500	4500	4500
GASTOS PERSONAL (USS)	0	400	400	800	800	800	800	800	1200	1200	1200	1200	1600	1600	1600
TOTAL GAST.OPERA.(USS)	0	19431	24028	34898	40538	46734	53509	60890	74663	83329	92677	104240	124384	140123	157276
TOTAL ACTUALIZAD.(USS)	0	16659	19075	25651	27589	29450	31222	32897	37350	38597	39748	41395	45736	47706	49580
TOTAL DEL COSTO DE OPERACION ACTUALIZADO (ACUMULADO) USS/ :													482656		

CUADRO Nº 3.3.3.2

POTENCIA INSTALADA DE CADA UNIDAD (KW)	500
NUMERO DE UNIDADES / CC.TT.	2
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$)	300
COSTO DE OBRA CIVILES/COSTO DE EQUIPAMI	0.30
INTERES COMPUESTO (%)	8

AÑO	1997	1999	2004	2008
COSTO DE EQUIPAMIENTO (US\$)	150000	150000	150000	150000
OBRAS CIVILES (US\$)	45000	45000	45000	45000
FACTOR DE ACTUALIZACION	1.00	0.86	0.58	0.43
INVERSION ACTUALIZADA (US\$)	195000	167181	113781	83632
TOTAL INVERSION ACTUALIZADA (US\$)	:	559594		

CUADRO N° 3.3.3.3

ANO	M.D. (KW)	P. I. (KW)	P. E. (KW)	P. G. (KW)	GRUPO 1 (HORAS)	GRUPO 2 (HORAS)	GRUPO 3 (HORAS)	GRUPO 4 (HORAS)	OPERAC. (HORAS)	HORAS OPERAC. ACUMULADO
1	652	470+2x100	470+2x80	630	0				0	0
2	720	470+1x500	470+1x380	850	548				548	548
3	792	470+1x500	470+1x380	850	548				548	1095
4	867	470+2x500	470+2x380	1230	548	548			1095	2190
5	945	470+2x500	470+2x380	1230	548	548			1095	3285
6	1026	470+2x500	470+2x380	1230	548	548			1095	4380
7	1111	470+2x500	470+2x380	1230	548	548			1095	5475
8	1199	470+2x500	470+2x380	1230	548	548			1095	6570
9	1291	470+3x500	470+3x380	1610	548	548	548		1643	8213
10	1387	470+3x500	470+3x380	1610	548	548	548		1643	9855
11	1486	470+3x500	470+3x380	1610	548	548	548		1643	11498
12	1588	470+3x500	470+3x380	1610	548	548	548		1643	13140
13	1695	470+4x500	470+4x380	1990	548	548	548	548	2190	15330
14	1805	470+4x500	470+4x380	1990	548	548	548	548	2190	17520
15	1918	470+4x500	470+4x380	1990	548	548	548	548	2190	19710

## CAPITULO IV INGENIERIA BASICA

### 4.1 Introducción

En este capítulo, se establecen los lineamientos generales de diseños de los diversos componentes del sistema eléctrico propuesto, en base a los resultados obtenidos en el capítulo 3.0

El desarrollo de la ingeniería al definir las características principales de los diversos componentes del sistema, permite una adecuada estimación de los costos de inversión del proyecto, lo que conjuntamente con el programa de construcción propuesto determinan el cronograma de desembolsos durante la construcción que sirve de información base para el análisis económico-financiero, tema desarrollado en el capítulo 5.0 y 6.0.

Los criterios empleados para el diseño de las instalaciones se rigen por Normas Internacionales y el Código Nacional de Electricidad, las mismas que establecen los requerimientos mínimos a que se sujeta el desarrollo de la ingeniería básica.

El análisis de alternativas nos da una solución térmica, por lo que las Centrales Térmicas de Huari y San marcos serán las que se construirán de acuerdo al programa de equipamiento. Dichas centrales cuentan con terreno propio de 300 m<sup>2</sup>, ubicadas en las localidades de Huari (Capital de

la Provincia de Huari) y San Marcos ( Capital del Distrito de San Marcos, Provincia de Huari).

En cada Central Térmica se construirán: 01 cerco de todo el perimetro (incluye un portón de 6 x 4.5m ), 01 cuarto para vigilancia, 01 casa de maquinas (se instalarán 01 tablero, 01 generador, 01 motor, 01 transformador, 01 tanque de combustible, cables y accesorios diversos), 01 patio de llaves, 01 baño, 01 ambiente para los trabajadores.

La Central Térmica de Huari será la primera en operar, entrando la primera unidad el año 1998 y la segunda unidad el año 2000 y la Central Térmica de San Marcos será la ultima en operar, entrando la primera unidad el año 2005 y la segunda unidad el año 2009.

#### **4.2 Centrales térmicas Huari y San Marcos**

Las Centrales Térmicas de Huari y San Marcos son similares y cada una cuenta con dos unidades de 500 KW. Por lo que describiremos características técnicas de una Central Térmica dividida en dos partes: Equipamiento Electromecánico y Obras Civiles.

##### **4.2.1 Equipamiento electromecánico**

Estará comprendida por las siguientes partes:

- Motor Diesel
- Generador
- Panel de Control Electrónico Modular
- Tablero
- Patio de llaves

#### 4.2.1.1 Motor diesel

El compacto motor diesel de cuatro tiempos combina durabilidad con peso mínimo al mismo tiempo que proporciona seguridad de funcionamiento y economía. Funciona con diferentes combustibles.

A continuación las especificaciones técnicas del motor Caterpillar 3508, marca Caterpillar (Se adjunta Catálogo al final del capítulo):

Tipo: Diesel enfriado por agua

Cilindrada: 51.8 lt

- Relación de compresión: 13.5:1

Ciclo: 4 tiempos

Cilindro: 8 en V

Calibre: 170 mm

Carrera: 190 mm

Motor diesel con inyección directa, turboalimentado y con enfriador de aire de admisión.

- Posenfriador

Filtro de aire de una etapa, tipo seco con indicador de servicio

Respiradero del cárter

Enfriador del aceite lubricante

Conexión y brida de escape

Filtro de combustible y aceite lubricante (lado derecho)

Caja de volante SAE 00

Rotación estándar

Regulador de control de velocidad 2301A con activador EG10P

Múltiple de escape seco

Colector de cárter, pando

Bombas de: Transferencia de combustible, Aceite lubricante, con mando de engranajes, Agua de las camisas, con mando de engranajes

Radiador 60/13

Rieles de montaje debajo del grupo electrógeno

Cierre manual

Arranque eléctrico de 24 V de c.c.

Turboalimentadores

Amortiguador de vibraciones

Línea flexibles de combustible

#### 4.2.1.2 Generador

Generador excitado sin escobillas de regulación estática, de un cojinete y conexión en estrella diseñado para combinarse con el rendimiento del Motor Diesel Caterpillar que lo impulsa

A continuación las especificaciones técnicas del Generador Caterpillar SR4 (Se adjunta Catálogo al final del capítulo):

Tipo: Excitador sin escobillas de inductor giratorio y estado sólido

Construcción: De un cojinete, acoplamiento directo

Fases: 3

- **Conexión: En estrella**
- **Tensión de generación: 480V**
- **Aislamiento: Con eje guía**
- **Capacidad de sobreaceleración: 150%**
- **Desviación de onda: Menos del 5%**
- **Capacidad de funcionamiento en paralelo: Estándar con caída de voltaje ajustable**
- **Regulador de voltaje: Detección de tres fases con voltios/Hz**
- **Regulador de voltaje: Menos de +/- 1/2%**
- **Aumento de voltaje: Ajustable para compensar la caída de velocidad del motor y pérdida de línea**
- **Factor de influencia telefónica: Menos de 50**
- **Factor de distorsión armónica: Menos del 3%**
- **Alternador Caterpillar SR4B, de magneto permanente, del tipo sin escobillas.**
- **Regulador de voltaje VR3**

#### **4.2.1.3 Panel de control electrónico modular (EMCP)**

El panel de control electrónico modular EMCP es un tablero de control montado en el generador, disponible en todos los grupos electrógenos integrados Caterpillar. Utiliza módulos de microprocesadores, sellados al medio ambiente, de estado sólido para control del motor y dosificación de corriente alterna. Esta nueva aplicación de técnicas electrónicas avanzadas para el monitoreo de generadores proporciona más características,

precisión y seguridad e funcionamiento que el sistema electromecánico actual y otros sistemas de tableros.

El tablero de control electrónico modular, proporciona estas características estándar de control y monitoreo, muchas de las cuales son optativas en otros tableros:

- Control automático / manual de arranque / parada del motor con cierres de seguridad programables y sus correspondientes indicadores de diodos luminiscentes (LED) para baja presión de aceite, alta temperatura del refrigerante, exceso de giros de arranque, aceleración excesiva y parada de emergencia.  
Giro cíclico del motor - períodos de giro / reposo ajustable de 1 a 60 segundos.
- Cronorruptor de enfriamiento - ajustable de 1 a 30 minutos.
- Excitado para hacer funcionar o cerrar los sistemas de control de combustible.
- Indicador digital LCD para: presión de aceite del motor; temperatura del refrigerante; régimen del motor; voltios de c.c. del sistema; horas de servicio del motor; ocho códigos de diagnóstico del motor; voltaje de C.A. del generador; intensidad de C.A. del generador; y frecuencia del generador.
- Interruptor de control del motor.
- Interruptor selector de fases Amp/Volt.
- Botón de parada de emergencia.

- Interruptor de prueba de indicadores del tablero.
- Potenciómetro de ajuste de voltaje.
- Armario recio NEMA 1/IP 22

#### 4.2.1.4 ablero

Se fabricará un cubículo independiente formando un tablero autosoportado de un solo cuerpo, sin emplear soldadura, únicamente con tornillos.

- El tablero estará diseñado para alojar:
  - a) Un (01) interruptores termomagnéticos de 3x1000 A; poder de ruptura: 30 KA, 480 V, tipo TKMA31000, marca General Electric o similar.
  - b) Un (01) voltímetro, tipo cuadro, para C.A., escala 0-600V con selector de 03 fases, clase 1.5
  - c) Un (01) cosfímetro, tipo cuadro, escala: -0.30 a +0.30, 480V, clase 1.5
  - d) Un equipo de sincronización por lámparas y sincronoscopio, tipo cuadro, 480 V, clase 1.5
  - e) Un transformador de corriente 1000/5 A
  - f) Un frecuencímetro, tipo cuadro, escala 55-65 Hz, 480 V, 5 A, clase 1.5

Las cubículo básico son las siguientes:

Altura: 2000 mm

Profundidad: 600 mm

Ancho: 650 mm

#### 4.2.1.5 Patío de llaves

Estará formado por: Transformador, equipos de protección y otros.

**Transformador**

Transformador trifásico en baño de aceite, con arrollamiento de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, montaje interior o exterior, enfriamiento natural, previsto para las siguientes condiciones de servicio:

Normas de ejecución	:	I.E.C.
Potencia nominal continua	:	600 KVA
Frecuencia	:	60 Hz
Altitud de servicio	:	3100 m.s.n.m.
Relación de Transformación en vacío	:	22900 +/- 2 x 2.5% / 480 V
Esquema lado A.T.	:	Triángulo con cuatro tomas suplementarias conmutables en vacío
Esquema lado B.T.	:	Estrella con neutro accesible
Grupo de conexiones	:	D y n 5

Tensión de ensayo a frecuencia industrial, con fuente independiente durante un minuto:

Lado A.T. : 28 KV

Lado B.T. : 2 KV

Sobretensión con carga continua :

Aceite : 60 °C

Arrollamientos : 65 °C

Ambiente máximo : 40 °C

**Accesorios:**

- Tanque conservador con indicador visual de nivel de aceite.  
Conmutador de tomas suplementarias, con mando sobre la tapa.  
Pozo termométrico.
- Grifo de vaciado y toma de muestras de aceite.  
Placa de características.
- Ganchos de suspensión para levantar la parte activa o el transformador completo.
- Perno para la puerta a tierra del tanque.
- Válvula de seguridad.
- Dotación de aceite.

**Equipos de protección****A) Puesta a Tierra**

- Conductor de bajada a tierra, el cual será de cobre electrolítico, desnudo, cableado de 7 hilos, temple duro,  $16 \text{ mm}^2 \phi$  y estarán fijadas por grampas tipo "U" de bronce.
- La varilla de puesta a tierra, será de cooperweld de  $15.88 \text{ mm } \phi$  x  $2438.40 \text{ mm}$  de longitud, provisto de conector de cobre para varilla.
- Conector tipo grampa de un solo perno.
- Tierra cernida más carbón vegetal aproximadamente 40 Kg y sal industrial aproximadamente 50 Kg, para cada puesta a tierra.

**B) Pararrayo**

Los pararrayos deberán ser clase distribución, metal óxido sin

explosores, consistirá en un conjunto de espacios explosores y resistencia de característica no lineal, contenidos en un aislador de porcelana y/o polímero. Serán hermeticamente sellados y aprueba de explosiones con bornes de tierra y para ser conectado entre fase y tierra, para ser instalados a una altura de operación e 3300 m.s.n.m en un sistema eléctrico de 22.9/13.2 KV de tensión nominal con neutro corrido y multiples puestas a tierra.

**Características Principales:**

- Tensión nominal del sistema : 22.9 KV
- Máxima tensión de servicio del sistema : 24 KV
- Frecuencia : 60 Hz
- Condición del neutro : Estrella
- Tensión nominal del pararrayos : 18 KV
- Clase : Distribución
- Tipo : Metal óxido
- Corriente nominal de descarga : 10 KA
- Tensión de resistencia a frecuencia industrial : 50 KV
- Tensión de resistencia a onda de choque : 150 KV pico

**C) Seccionador Fusible CUT-OUT**

Los seccionadores fusibles tipo "CUT-OUT" serán unipolares, para servicio exterior, diseñado para operar a una altitud de 3700 m.s.n.m en un

sistema eléctrico 22.9/1.2 KV de tensión nominal, 60 Hz, con neutro corrido y multiples puestas a tierra. El porta fusible constará de un tubo de material aislante en cuyo interior se instalará el fusible; tendrá contactos plateados y un ojo para insertar la pertiga de operación.

El portafusible irá montado sobre aisladores de porcelana. Los seccionadores fusible se suministraran con abrazadera de acero galvanizado para su montaje directo sobre crucetas, tal como se muestra en los detalles de los Planos del Proyecto.

Los cortocircuitos estarán provistos de terminales universales, para conductores de aluminio.

Los fusibles serán del tipo expulsión, su capacidad se indica en los Planos del Proyecto.

#### Características Principales:

Los seccionadores fusibles deberán cumplir con la Norma ANSI y CEI aplicables y serán de las siguientes características:

- Instalación : Exterior
- Tipo de aislante : Porcelana
- Tensión Nominal : 25 KV
- Capacidad de portafusibles : 100 A.
- Fusibles : Tipo expulsión
- Corriente de interrupción : 2.5 KA RMS  
simetrico
- Tensión no disruptiva a frecuencia industrial : 50 KV RMS

- Tensión no disruptiva al impulso (1.2 x 50µs) : 150 KV pico

### Otros

#### A) Poste de Madera

Antes de ser sometidos al tratamiento de preservación, los postes deberán ser cortados, talados y/o rebajados.

Los postes seleccionados para el tratamiento deberán tener suficiente espesor de albura para garantizar las penetraciones y retención de preservantes, así mismo, deberán estar libres de suciedad y toda sustancia que pueda interferir con el tratamiento.

El procedimiento para el tratamiento podrá ser en vacío - presión o Boucherie.

Las sustancias preservantes será sales hidrosolubles para lograr una retención de sustancia activa de 9.6 kg/cm<sup>3</sup>.

Los postes tendrán en el tope elementos metálicos para evitar las rajaduras.

#### Características principales:

Las características principales de los postes de madera tratada son los siguientes:

Longitud (m)	:	12
Material	:	Madera tratada Grupo D
Clase	:	5
Diámetro mínimo en cabeza (mm)	:	149

Diámetro mínimo empotramiento (mm)	:	258
Esfuerzo mínimo flexión (kg/cm <sup>2</sup> )	:	de 500 a 600
Carga de rotura (kg)	:	860

## B) Cruceta

Las crucetas de madera tratada de procedencia nacional deberán ser cortadas, taladradas y/o rebajadas antes de ser sometidas al tratamiento de preservación.

Se considerarán aceptables las siguientes sustancias o soluciones preservantes:

- Preservante Hidrosolubles a base de cromo, cobre, boro, arsénico y solución amoniacal.

Sales derivadas del Pentaclorofenol

- Creosota

La retención neta de sustancia o solución preservante no deberá ser inferior a:

- 9.6 Kg de ingredientes activo por m<sup>3</sup> de madera tratada , para preservantes hidrosolubles.
- 130 kgs. de creosota por m<sup>3</sup> de madera tratada.
- 6.5 kg. de Pentaclorofenol por m<sup>3</sup> de madera tratada.

Los valores mecánicos mínimo requeridos para la especie de madera utilizada para crucetas se muestra a continuación, corresponden a madera seca con un contenido de humedad de aproximadamente 12%.

Módulo de elasticidad	:	$110 \times 10^{-3} \text{ Kg/cm}^2$
Esfuerzo último a la flexión	:	$870 \text{ Kg/cm}^2$
Esfuerzo al aplastamiento:		
Paralelo a la fibra	:	$460 \text{ Kg/cm}^2$
Perpendicular a la fibra	:	$70 \text{ Kg/cm}^2$
Esfuerzo de corte paralelo a la fibra (cizallamiento)	:	$70 \text{ Kg/cm}^2$

La longitudes de las crucetas serán de 2.40 metros.

### C) Conductor AASC

Los conductores serán de aleación de aluminio del tipo Aluminio, Magnesio y Silicio. Serán cableados concéntricamente.

Los hilos de la última capa o capa exterior serán cableados a la mano derecha, estando las capas interiores cableados en sentido contrario entre si.

Las características principales requeridas son las que se enumeran a continuación:

Material Aleación aluminio	:	AASC
Sección Transversal ( $\text{mm}^2$ )	:	16
Número de hilos	:	7
Diámetro exterior del Conductor (mm)	:	5.1
Peso teórico unitario (kg/m)	:	0.043
Resistencia eléctrica a $20^\circ \text{C}$ ( $\Omega/\text{kg}$ )	:	2.15
Carga de rotura mínima del conductor (kg):	:	41.4

Módulo de elasticidad final (Kg/mm <sup>2</sup> )	:	5700
Coefficiente de expansión lineal (1/°C)	:	0.000023

Los accesorios del conductor son:

- Manguitos de empalme
- Manguitos de reparación
- Conectores de derivación
- Varillas de armar
- Grampa de suspensión
- Grampa de anclaje

#### D) Aislador tipo PIN

Las características particulares de cada uno de los tipos de aisladores tipo PIN son los siguientes:

Clase	:	56-2
Diámetro (mm)	:	230
Altura (mm)	:	165
Resistencia mínima en voladizo(Lbs)	:	3000
Tensión de flameo baja frecuencia		
En seco (KV)	:	110
En lluvia (KV)	:	70
Distancia de fuga mínima (mm)	:	432
Diámetro de rosca acoplamiento para el PIN	:	35 mm
Voltaje de radio interferencia máximo		
a 1000 KHz (KV)	:	100

<b>Material</b>	<b>:</b>	<b>Porcelana Vidriada</b>
<b>Color</b>	<b>:</b>	<b>Marrón</b>

#### **4.2.2 Obras civiles**

Las Obras Civiles se centran basicamente en la construcción del macizo de fundación, canaletas, buzones y bases de apoyo, en terreno del tipo rocoso.

Dentro de los materiales usar tenemos:

##### **Cemento:**

El cemento será del tipo portland tipo I, que cumple con las Normas ASTM C-150.

##### **Aditivo:**

Se empleará aditivos como acelerantes de fragua, reductores de agua y densificadores plastificantes.

#### **A) Construcción del maciso de fundación**

Antes de proceder a la instalación del grupo es necesario construir primeramente el macizo de fundación para su asentamiento asi como el respectivo solado de 0.15m de altura. Al mismo tiempo hace falta realizar los correspondientes canales para la alimentación de combustible y cables de salida a la red.

Los trabajos de concreto armado será con  $f'c=210 \text{ Kg/cm}^2$ , para los macizos de los grupos electrogenos.

Al vaciar el concreto de los macizos deberán tomarse las precauciones necesarias para evitar rajaduras, contracciones y/o dilataciones, de tal

forma que el acabado del concreto sea impecable.

**B) Canaleta de distribución de petróleo**

Comprende las labores de excavaciones, así como los trabajos de concreto armado y acabados.

**C) Canaletas de distribución eléctricaa transformador**

Comprende las labores de excavación, así como los trabajos de concreto armado y acabados

**D) Bases de apoyo del tanque diario de agua y petróleo**

Comprende las labores de excavación , así como los trabajos de concreto armado y acabados.

**E) Buzones eléctricos y ductos**

Comprende las labores de excavación, así como los trabajos de concreto armado y acabados.

Excavación de zanjas para proceder a la colocación de tres ductos de concreto de 8" de diámetro sobre un terreno dispuesto de cama de tierra cernida con un espesor de 10 cm.

**F) Complementación**

Comprende las labores previas a los trabajos específico de montaje y puesta de operación de la Central Térmica.

- a. Montaje de las puertas de los ambientes de la Central Térmica.
- b. Colocación de malla metálica de alambre Nº 12 cocada 1<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" plastificada en las ventanas existentes, sujetas por platinas en sus bordes.

- c. Lámpara metálica de malla. Consistente de armazones metálicos desmontables a muros adyacentes, armados de ángulos de  $3 \times 3 \times 1\frac{1}{4}$ '' y tee  $2 \times 2 \times 1\frac{1}{4}$ '' cubiertas con malla plastificada de cocada  $1\frac{1}{2}$ '' fabricado con alambre N° 12.
- d. Cerco de malla de protección a transformadores con una puerta todo recubierto de malla plastificada de cocada  $1\frac{1}{2}$ '' de alambre N° 12.

## CAPITULO V ANALISIS ECONOMICO

Tiene por finalidad cuantificar y evaluar las bondades intrínsecas del proyecto denominado: "Centrales Térmicas de Huari y San Marcos" es - decir, flujo real de bienes y servicios absorbidos y generados por éste sin tener en cuenta el financiamiento de la inversión.

El período de análisis es desde el año 1997 al 2011, es decir 15 años.

### 5.1 Inversiones

La inversión requerida para la construcción de las Centrales Térmicas de Huari y San Marcos asciende a 621,276 US\$ a nivel de Costo de Construcción; en ella se incluye los gastos por las obras civiles y equipamiento, que constituyen los Costos Directos; y los gastos de ingeniería y supervisión, gastos generales y administrativos e imprevistos, que constituyen los Costos Indirectos.

El desagregado de estos costos se muestra en el Cuadro N° 5.1.

#### 5.1.1 Costos directos

Incluyen equipos, materiales, transporte, montaje, seguros, obras civiles y pruebas y ascienden a 559,594 US\$.

#### 5.1.2 Costos indirectos

Comprenden los costos de ingeniería y supervisión, gastos generales

y administrativos e imprevistos, y suman 61,682 US\$.

a) Ingeniería y supervisión

Comprenden los desembolsos correspondientes a los estudios definitivos, así como los gastos en la supervisión y control durante la ejecución de las obras. Se han calculado como el 4% del Costo Directo.

b) Gastos generales y administrativos e imprevistos

Considera los gastos de administración del proyecto, de licitación y del personal empleado para estas labores así como material, equipo administrativo y gastos generales que origina la construcción del proyecto. su incidencia se estima en 5% del costo directo.

Con la finalidad de cubrir cualquier eventualidad en la fluctuación de los costos de inversión de los cálculos previos a la ejecución del proyecto, se ha estimado un 5% del costo directo como imprevistos.

### 5.1.3 Costo de construcción

Es la sumatoria de los costos directos e indirectos y asciende a 621,276 US\$.

El resumen se presenta en el Cuadro N° 5.1.3.

## 5.2 Gastos de explotación del proyecto

### 5.2.1 Gastos de operación y mantenimiento

Está constituido por los gastos de personal, gastos de combustible, gastos de lubricantes, repuestos y servicios en la etapa operativa del proyecto. Se han calculado estos gastos de operación y mantenimiento como se muestra en el Cuadro N° 3.3.3.1.(Cáp. 3)

### 5.2.2 Gastos generales y administrativos

Son los gastos en que se incurre para los pagos al personal administrativos y auxiliar, así como los gastos generales que origina la operación integral del proyecto. Se han considerado el 10% de los gastos de operación y mantenimiento.

### 5.3 Ingresos anuales del proyecto

Los ingresos anuales del proyecto están constituidos por la venta de la energía transferida por la Línea de Subtransmisión del Callejón de Conchucos en horas punta.

#### 5.3.1 Venta de energía

La energía a venderse se muestra en Cuadro N° 5.3.1 y corresponde a los despachos "sin" el proyecto.

#### 5.3.2 Tarifa

La tarifa utilizada en el presente estudio es producto de promediar las tarifas tanto de Hidrandina S.A. (Empresa Consecionaria en el área en estudio), como las tarifas de otras empresas que venden energía eléctrica. En todos los casos la generación es térmica.

La tarifa es de 0.10 US\$/KWH y el tipo de cambio es: 1 \$ = 2.70 nuevos soles, de fecha 15 de Noviembre de 1996.

### 5.4 Rentabilidad económica del proyecto

A partir del flujo económico que se muestra en el Cuadro N° 5.4.A. se ha obtenido los parámetros de Rentabilidad Económica, que aparece en el Cuadro N° 5.4.B.

a) Valor actual neto económico

Es el valor presente que resulta de descontar el flujo neto económico del proyecto a la tasa de 12% que representa el costo de oportunidad del capital.

$$\text{VANE} = -24,714 \text{ DOLARES AMERICANOS}$$

( 15.11.96 )

b) Tasa interna de retorno económica (TIRE)

Representa el rendimiento intrínseco de los fondos generados por el proyecto y los fondos invertidos en él. Este indicador se expresa en términos porcentuales.

$$\text{TIRE} = 11.27 \%$$

c) Relación beneficio-costos (B/C)

Es el indicador que resulta del cociente de los beneficios y costos del proyecto descontados al costo de oportunidad de la empresa e indica la relación de fondos invertidos y generados a nivel de unidades de inversión.

$$\text{B/C} = 0.96$$

( 15.11.96 )

## 5.5 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad del proyecto comprende 3 aspectos:

a) Variación en la inversión

Analiza los indicadores VANE y B/C del proyecto variando la inversión desde -30% hasta +30% de 10 en 10%. Este análisis muestra que para una disminución de la inversión del 10% el VANE tiende a ser positivo y la

relación B/C crece y apartir de -10% de variación de la inversión es mayor que la unidad.

**b) Variación en los costos de operación y mantenimiento**

Analiza los indicadores VANE y B/C del proyecto variando los costos de operación y mantenimiento desde -30 hasta +30% de 10 en 10%. Este análisis muestra que para una disminución de los costos de operación y mantenimiento del 10% el VANE tiende a ser positivo y la relación B/C crece y apartir de -20% de variación de los costos de operación y mantenimiento es mayor que la unidad.

**c) Variación en la tarifa**

Muestra el impacto en la rentabilidad económica del proyecto de una variación en la tarifa. Se analiza variaciones desde 2.5% hasta 17.5% de 2.5 en 2.5%. Este análisis muestra que la tarifa de equilibrio (tarifa que hace rentable al proyecto a la tasa de 12%) es de 0.10 \$/KWh.

En el Cuadro Nº 5.5 se muestra el análisis de sensibilidad.

CENTRALES TERMICAS DE HUARI Y SAN MARCOS  
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD  
CUADRO Nº 5.1

DESAGREGADO DE COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

ANO	1997	1999	2004	2008
Equipamiento ( \$ )	150000	128601	87524	64332
Obras Civiles ( \$ )	45000	38580	26257	19300
A. COSTOS DIRECTOS ( \$ )	195000	167181	113781	83632
Ingeniería y Supervisión ( \$ )	7800	5733	2656	1435
Gastos Generales y Administ ( \$ )	9750	7167	3319	1793
Imprevistos ( \$ )	9750	7167	3319	1793
B. COSTOS INDIRECTOS ( \$ )	27300	20066	9295	5022

CENTRALES TERMICAS DE HUARI Y SAN MARCOS  
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD  
CUADRO N° 5.1.3

PROGRAMA DE INVERSIONES A NIVEL DE COSTOS DE CONSTRUCCION ACTUALIZADO

ANO :	1997	1999	2004	2008	TOTAL
Equipamiento ( \$ )	150000	128601	87524	64332	430457
Obras Civiles ( \$ )	45000	38580	26257	19300	129137
A. COSTOS DIRECTOS ( \$ )	195000	167181	113781	83632	559594
Ingenieria y Supervisión ( \$ )	7800	5733	2656	1435	17624
Gastos Generales y Administ ( \$ )	9750	7167	3319	1793	22029
Imprevistos ( \$ )	9750	7167	3319	1793	22029
B. COSTOS INDIRECTOS ( \$ )	27300	20066	9295	5022	61682
C. COSTOS DE CONSTRUCCION (A+B)	222300	187247	123075	88654	621276

CENTRALES TERMICAS DE HUARI Y SAN MARCOS  
 CUADRO N° 5.3.1  
 VENTAS DE ENERGIA

AÑO	( \$ )
1997	0
1998	13328
1999	19236
2000	26583
2001	35638
2002	46708
2003	60153
2004	76385
2005	95883
2006	119194
2007	146950
2008	183050
2009	230389
2010	287468
2011	355954
FECHA BASE	: 15 NOVIEMBRE 1996
PRECIO DE ENERGIA (\$/KWH)	: 0.10
TIPO DE CAMBIO ( S./ \$ )	: 2.70

CENTRALES TERMICAS DE HUARI Y SAN MARCOS  
 CUADRO N° 5.4.A  
 FLUJO ECONOMICO  
 ( DOLARES )

ANO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>BENEFICIOS</b>															
Venta de Energia	0	13328	19236	26583	35638	46708	60153	76385	95883	119194	146950	183050	230389	287468	355954
DL 163	0	2666	3847	5317	7128	9342	12031	15277	19177	23839	29390	35510	46078	57494	71191
Valor Residual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Recuperación del Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BENEFICIO</b>	0	15994	23083	31900	42765	56049	72183	91662	115059	143033	176341	219560	275467	344961	427145
<b>COSTO</b>															
Inversiones y Reinversiones	222300	0	187247	0	0	0	0	123075	0	0	0	88654	0	0	0
Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variaciones del Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de Explotación:															
-Operación y Mantenimiento	0	16559	19075	25651	27589	29450	31222	32897	37350	38597	39748	41395	45736	47706	49580
-Gastos Generales y Administrativos	0	1666	1907	2565	2759	2945	3122	3290	3735	3860	3975	4110	4574	4771	4958
<b>TOTAL COSTO</b>	222300	18325	208229	28216	30348	32395	34345	159262	41085	42457	43722	134189	50309	52477	54538
<b>FLUJO ECONOMICO</b>	-222300	-2331	-185146	3684	12417	23654	37839	-67600	73974	100576	132618	85471	226158	292484	372607

CENTRALES TERMICAS DE HUARI Y SAN MARCOS  
 CUADRO N° 5.4.B  
 INDICADORES DE RENTABILIDAD ECONOMICA  
 DOLARES,

T. D. ( % )	VAN ( B )	VAN ( C )	VANE	B/C
8	920134	778196	141937	1.18
9	840490	748280	92210	1.12
10	769184	720859	48326	1.07
11	705238	695678	9560	1.01
12	647797	672512	-24714	0.96
13	596116	651159	-55044	0.92
14	549541	631444	-81902	0.87
15	507502	613207	-105705	0.83
16	469498	596310	-126812	0.79
TIRE :				11.27 %

CENTRALES TERMICAS DE HUARI Y SAN MARCOS  
 CUADRO N° 5.5  
 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

VARIACION PORCENTUAL INVERSION

TASA DE DESCUENTO: 12%

%	VAN (B)	VAN (C)	VANE	B/C
-30	647797	536692	111105	1.21
-20	647797	581966	65832	1.11
-10	647797	627239	20559	1.03
0	647797	672512	-24714	0.96
10	647797	717785	-69988	0.90
20	647797	763058	-115261	0.85
30	647797	808331	-160534	0.80

VARIACION PORCENTUAL OPERACION Y MANTENIMIENTO

TASA DE DESCUENTO: 12%

%	VAN (B)	VAN (C)	VANE	B/C
-30	647797	612572	35226	1.06
-20	647797	632552	15246	1.02
-10	647797	652532	-4734	0.99
0	647797	672512	-24714	0.96
10	647797	692492	-44694	0.94
20	647797	712472	-64675	0.91
30	647797	732452	-84655	0.88

TARIFA DE EQUILIBRIO

TASA DE DESCUENTO: 12%

TAR(%)	VAN (B)	VAN (C)	VANE	B/C
2.50	661293	672512	-11219	0.98
5.00	674789	672512	2277	1.00
7.50	688285	672512	15773	1.02
10.00	701780	672512	29269	1.04
12.50	715276	672512	42764	1.06
15.00	728772	672512	56260	1.08
17.50	742268	672512	69756	1.10

TARIFA DE EQUILIBRIO (\$ / KWH):	0.10
----------------------------------	------

## CAPITULO VI ANALISIS FINANCIERO

El análisis financiero trata de determinar si es que el proyecto Central Térmica de Huari y San Marcos resulta rentable en las condiciones financieras actuales.

### 6.1 Costo total de la inversión

Al costo de inversión obtenido en el análisis económico hay que adicionarle los intereses y gastos financieros durante la construcción para obtener el costo total de inversión que asciende a 652,340 US\$.

En el Cuadro N° 6.1.A, 6.1.B, 6.1.C, 6.1.D y 6.1.E , se presenta el programa anual de inversiones por fuentes de financiamiento.

### 6.2 Plan financiero del proyecto

Se ha previsto el financiamiento del total del costo directo del proyecto, habiéndose considerado una línea de crédito.

Los costos directos serían financiados por un organismo internacional de crédito (BID, BIRF, etc.). No se descarta el financiamiento por parte del Estado Peruano, mediante los fondos del Tesoro Público.

#### 6.2.1 Endeudamiento externo

##### a) Crédito de organismo internacional

Financiará los 621,276 US\$ del costo total de la inversión en moneda

extranjera de acuerdo a las siguientes condiciones:

Tasa de interés: 10%

- Período de Gracia: 2 años
- Período de Repago: 13 años

Comisión de Compromiso: 1.5 % anual

- Comisión de Administrac.: 1 % anual

Intereses durante la construcción se capitalizan y estos ascienden a 31,064 US\$.

En el Cuadros N° 6.2 se detalla el flujo de los compromisos que generaría el crédito citado, y se determina la tasa efectiva anual de cada préstamo.

El flujo del crédito permite observar que la tasa de interés efectiva anual del crédito del organismo internacional es de 9.32%.

#### 6.2.2 Recursos propios

No son considerados dentro de los cálculos.

#### 6.3 Rentabilidad financiera

A partir del flujo financiero que se muestra en el Cuadro N° 6.3.A se ha obtenido los parámetros que aparecen en el Cuadro N° 6.3.B y muestran los siguientes resultados:

##### a) Valor actual neto financiero (VANF)

Es el valor presente que resulta de descontar el flujo neto financiero al costo de oportunidad del capital propio de la empresa (12%).

$$\text{VANF} = -51,337 \text{ US\$} \quad ( 15.11.96 )$$

**b) Tasa interna de retorno financiera (TIRF)**

Representa la tasa de rendimiento financiero del proyecto y se obtiene descontando el saldo neto de caja versus los recursos propios aplicados a la inversión.

$$\text{TIRF} = 14.71\%$$

**c) Relación beneficio - costo (B/C)**

Representa la relación entre los fondos financieros invertidos y generados. Se obtiene a partir del cociente del flujo de los costos actualizados a la tasa de descuento (12%).

Ello da una relación B/C para el proyecto de 0.90.

**6.4 Análisis de sensibilidad**

El análisis de sensibilidad muestra el comportamiento del VANF ante variaciones en la tasa de interés efectiva de los créditos. Ver Cuadro N° 6.4

Se observa que, por ejemplo, para una tasa de interés del crédito del organismo internacional inferior a 10% el VANF tiende a ser positivo.

**6.5 Proyecciones financieras**

A partir de los ingresos y egresos anuales del proyecto y de acuerdo al plan financiero adoptado, se ha proyectado los siguientes estados financieros:

**a) Estado de pérdidas y ganancias**

Se ha efectuado la proyección del Estado de Pérdidas y Ganancias desde el año 1997 hasta el año 2011.

Como se observa en el Estado de Pérdidas y Ganancias, el proyecto

genera utilidades netas a partir del año 2009. Ver el Cuadro N° 6.5.A.

b) Flujo de caja

La proyección del flujo de efectivo para el proyecto se ha efectuado hasta el año 2011, y los resultados se muestran en el Cuadro N° 6.5.B

Como se observa en dicho Cuadro, el proyecto muestra un flujo de caja positivo a partir del año 2009.

c) Balance proyectado

El Cuadro N° 6.5.C muestra el Balance Proyectado hasta el año 2011.

Se puede observar que el proyecto necesita de recursos propios hasta el año 2011.

PROGRAMA DE INVERSIONES POR FUENTES DE FINANCIAMIENTO  
(DOLARES)  
CUADRO Nº 6.1.A

PRIMERA ETAPA: 1997

FUENTE DE FINANCIAMIENTO TIPO DE MONEDA	ENDEUDAMIENTO EXTERNO		RECURSOS PROPIOS		TOTAL
	MN	ME	MN	ME	
<b>COSTO DE CONSTRUCCION</b>					
-Costo de Construcción	0	222300	0	0	222300
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>					
-Intereses durante la Construcción	0	11115	0	0	11115
-Comisión de Compromiso	0	0	0	3335	3335
-Comisión de Administración	0	0	0	2223	2223
<b>INVERSION FIJA</b>					
-Capital de Trabajo	0	0	0	0	0
<b>INVERSION TOTAL</b>	0	233415	0	5558	238973

PROGRAMA DE INVERSIONES POR FUENTES DE FINANCIAMIENTO  
(DOLARES)  
CUADRO Nº 6.1.B

SEGUNDA ETAPA: 1999

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ENDEUDAMIENTO EXTERNO			RECURSOS PROPIOS			TOTAL
	M N	M E	TOTAL	M N	M E	TOTAL	
<b>TIPO DE MONEDA</b>							
<b>COSTO DE CONSTRUCCION</b>							
-Costo de Construcción	0	187247	187247	0	0	0	187247
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>							
-Intereses durante la Construcción	0	9362	9362	0	0	0	9362
-Comisión de Compromiso	0	0	0	0	2809	2809	2809
-Comisión de Administración	0	0	0	0	1872	1872	1872
<b>INVERSION FIJA</b>							
-Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	0	0
<b>INVERSION TOTAL</b>	0	196610	196610	0	4681	4681	201291

PROGRAMA DE INVERSIONES POR FUENTES DE FINANCIAMIENTO  
(DOLARES)  
CUADRO Nº 6.1.C

TERCERA ETAPA: 2004

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ENDEUDAMIENTO EXTERNO		RECURSOS PROPIOS		TOTAL
	M N	M E	M N	M E	
<b>TIPO DE MONEDA</b>					
<b>COSTO DE CONSTRUCCION</b>					
-Costo de Construcción	0	123075	0	0	123075
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>					
-Intereses durante la Construcción	0	6154	0	0	6154
-Comisión de Compromiso	0	0	0	1846	1846
-Comisión de Administración	0	0	0	1231	1231
<b>INVERSION FIJA</b>					
-Capital de Trabajo	0	0	0	0	0
<b>INVERSION TOTAL</b>	0	129229	0	3077	132306

PROGRAMA DE INVERSIONES POR FUENTES DE FINANCIAMIENTO  
(DOLARES)  
CUADRO Nº 6.1.D

CUARTA ETAPA: 2008

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ENDEUDAMIENTO EXTERNO		RECURSOS PROPIOS		TOTAL
	M N	M E	M N	M E	
<b>TIPO DE MONEDA</b>					
<b>COSTO DE CONSTRUCCION</b>					
-Costo de Construcción	0	88654	0	0	88654
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>					
-Intereses durante la Construcción	0	4433	0	0	4433
-Comisión de Compromiso	0	0	0	1330	1330
-Comisión de Administración	0	0	0	887	887
<b>INVERSION FIJA</b>					
-Capital de Trabajo	0	0	0	0	0
<b>INVERSION TOTAL</b>	0	93086	0	2216	95303

PROGRAMA DE INVERSIONES POR FUENTES DE FINANCIAMIENTO  
(DOLARES)  
CUADRO Nº 6.1.E

RESUMEN

FUENTE DE FINANCIAMIENTO TIPO DE MONEDA	ENDEUDAMIENTO EXTERNO		RECURSOS PROPIOS		TOTAL
	M N	M E	M N	M E	
<b>COSTO DE CONSTRUCCION</b>					
-Costo de Construcción	0	621276	0	0	621276
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>					
-Intereses durante la Construcción	0	31064	0	0	31064
-Comisión de Compromiso	0	0	0	9319	9319
-Comisión de Administración	0	0	0	6213	6213
<b>INVERSION FIJA</b>					
-Capital de Trabajo	0	0	0	0	0
<b>INVERSION TOTAL</b>	0	652340	0	15532	667872

**CUADRO N° 6.5.A**  
**ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS**  
**( DOLARES )**

ÁÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>INGRESOS</b>															
Venta de Energía	0	13328	19236	26583	35638	46708	60153	76385	95883	119194	146950	183050	230389	287468	355954
Otros Ingresos	0	133	192	266	356	467	602	764	959	1192	1470	1830	2304	2875	3560
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>0</b>	<b>13461</b>	<b>19428</b>	<b>26849</b>	<b>35994</b>	<b>47175</b>	<b>60754</b>	<b>77149</b>	<b>96842</b>	<b>120386</b>	<b>148420</b>	<b>184880</b>	<b>232693</b>	<b>2903+2</b>	<b>359513</b>
<b>EGRESOS</b>															
<b>GASTOS DE EXPLOTACION</b>															
-Operación y Mantenimiento	0	16659	19075	25651	27589	29450	31222	32897	37350	38597	39748	41395	45736	47706	49580
-Gastos Generales y Administrativos	0	1666	1907	2565	2759	2945	3122	3290	3735	3860	3975	4140	4574	4771	4958
-Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>0</b>	<b>18325</b>	<b>20982</b>	<b>28216</b>	<b>30348</b>	<b>32395</b>	<b>34345</b>	<b>36187</b>	<b>41085</b>	<b>42457</b>	<b>43722</b>	<b>45535</b>	<b>50309</b>	<b>52477</b>	<b>54538</b>
<b>UTILIDAD OPERATIVA</b>	<b>0</b>	<b>-4863</b>	<b>-1554</b>	<b>-1367</b>	<b>5646</b>	<b>14780</b>	<b>26410</b>	<b>40962</b>	<b>55756</b>	<b>77929</b>	<b>104698</b>	<b>139345</b>	<b>182384</b>	<b>237865</b>	<b>304975</b>
<b>GASTOS FINANCIEROS</b>															
-Intereses	0	0	65234	62574	59648	56429	52888	48994	44709	39997	34813	29111	22838	15938	8349
-Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL GASTOS FINANCIEROS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65234</b>	<b>62574</b>	<b>59648</b>	<b>56429</b>	<b>52888</b>	<b>48994</b>	<b>44709</b>	<b>39997</b>	<b>34813</b>	<b>29111</b>	<b>22838</b>	<b>15938</b>	<b>8349</b>
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>0</b>	<b>-4863</b>	<b>-66788</b>	<b>-63941</b>	<b>-54002</b>	<b>-41649</b>	<b>-26479</b>	<b>-8031</b>	<b>11047</b>	<b>37932</b>	<b>69885</b>	<b>110235</b>	<b>159546</b>	<b>221927</b>	<b>296627</b>
<b>UTILIDAD ACUMULADA</b>	<b>0</b>	<b>-4863</b>	<b>-71651</b>	<b>-135592</b>	<b>-189594</b>	<b>-231243</b>	<b>-257722</b>	<b>-265753</b>	<b>-254706</b>	<b>-216774</b>	<b>-146889</b>	<b>-36654</b>	<b>122891</b>	<b>344818</b>	<b>641445</b>

**CUADRO Nº 6.5.B**  
**FLUJO DE CAJA PROYECTADO**  
**( DOLARES )**

INGRESOS	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Venta de Energia	0	13328	19236	25583	35638	46708	60153	76385	95883	119194	146350	183050	230389	287468	355954
Otros Ingresos	0	133	192	256	356	467	602	764	959	1192	1470	1830	2304	2875	3560
Préstamos	195000	0	167181	0	0	0	0	113781	0	0	0	83632	0	0	0
Aporte de Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>195000</b>	<b>13461</b>	<b>186609</b>	<b>26849</b>	<b>35994</b>	<b>47175</b>	<b>60754</b>	<b>190930</b>	<b>96842</b>	<b>120386</b>	<b>148420</b>	<b>268512</b>	<b>232693</b>	<b>290342</b>	<b>359513</b>
<b>EGRESOS</b>															
<b>INVERSION</b>															
-Costo de Construcción	222300	0	187247	0	0	0	0	123075	0	0	0	88654	0	0	0
-Gastos de Aduana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-Comisiones Financieras	5558	0	4681	0	0	0	0	3077	0	0	0	2216	0	0	0
<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>															
-Variaciones Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>SERVICIO DE LA DEUDA</b>															
-Intereses	0	0	65234	62574	59648	56429	52888	48994	44709	39997	34813	29111	22838	15938	8349
-Amortización	0	0	26601	29262	32188	35407	38947	42842	47126	51839	57023	62725	68997	75897	83487
<b>GASTOS DE EXPLOTACION</b>															
-Operación y Mantenimiento	0	16659	19075	25651	27589	29450	31222	32897	37350	38597	39748	41395	45736	47706	49580
-Gastos Generales y Administrativo	0	1666	1907	2565	2759	2945	3122	3290	3735	3860	3975	4140	4574	4771	4958
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>227858</b>	<b>18325</b>	<b>304746</b>	<b>120052</b>	<b>122184</b>	<b>124231</b>	<b>126180</b>	<b>254174</b>	<b>132921</b>	<b>134293</b>	<b>135558</b>	<b>228240</b>	<b>142145</b>	<b>144313</b>	<b>146374</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>	<b>-32858</b>	<b>-4863</b>	<b>-118137</b>	<b>-33203</b>	<b>-86190</b>	<b>-77056</b>	<b>-65426</b>	<b>-63245</b>	<b>-36079</b>	<b>-13907</b>	<b>12862</b>	<b>40272</b>	<b>90548</b>	<b>146030</b>	<b>213140</b>
<b>FLUJO DE CAJA ACUMULADO</b>	<b>-32858</b>	<b>-37721</b>	<b>-155858</b>	<b>-249060</b>	<b>-335250</b>	<b>-412306</b>	<b>-477731</b>	<b>-540976</b>	<b>-577055</b>	<b>-590962</b>	<b>-578100</b>	<b>-537828</b>	<b>-447279</b>	<b>-301250</b>	<b>-88110</b>

## CONCLUSIONES

Los indicadores de rentabilidad económica del la Central Térmica de Huari y San Marcos son:

$$\text{VANE} = - 24,714 \text{ US\$}$$

$$\text{TIRE} = 11.27 \%$$

$$\text{B/C} = 0.96$$

- Estos indicadores se ven distorsionados debido a que los precios de suministro eléctrico (tarifa) son establecidos por un organismo regulador (Comisión de Tarifas Eléctricas), que además de criterios técnicos considera factores políticos para su fijación.
- Los indicadores de rentabilidad financiera del proyecto son los siguientes:

$$\text{VANF} = - 51,337 \text{ US\$}$$

$$\text{TIRF} = 14.71 \%$$

$$\text{B/C} = 0.90$$

- El flujo de los créditos permite obtener una tasa efectiva de crédito de organismo internacional de 9.32 %.
- La estructura del financiamiento planteada permite obtener una tasa de interés efectiva total del préstamo 9.32 % que son menores que

el costo de oportunidad (12%), por lo que el  $VANE > VANF$ . Dicha tasa de interés es menor que la TIRE del proyecto, observándose una  $TIRF > TIRE$ . Con esto se consigue un efecto palanca positivo tanto en el valor actual neto como en la tasa interna de retorno; efecto que se observa al comparar los parámetros financieros con los económicos.

- La capacidad del proyecto para afrontar los compromisos asumidos, mediante los recursos que genere, mostrándose en el estado de flujo de caja del proyecto. Considerando que a partir del año 2007 se obtienen ingresos positivos por su operación; podemos afirmar que a partir de ese año el proyecto se autofinanciará.
- Los indicadores aparentemente poco atractivos obtenidos en la presente evaluación se deben a la tarifa empleada en el análisis de 0.10 \$/KWH, correspondiente al 15 de noviembre de 1996. Sin embargo, en los últimos meses se ha venido elevando la tarifa en términos reales, superando en la actualidad a la tarifa de equilibrio del proyecto que es de 0.10 \$/KWH.
- Por lo anteriormente expuesto, concluimos que el proyecto "Central termica de Huari y San Marcos" es un proyecto atractivo desde el punto de vista económico - financiero.

## BIBLIOGRAFIA

1. "Actualización del estudio de factibilidad Central Hidroeléctrica San Gaban" - Convenio Electroperú S.A./ CordePuno.
2. "Alternativas para el suministro de energía eléctrica de Pucallpa" - Electroperú S.A.
3. "Centrales eléctricas" - G. Zoppeti.
4. "Competitividad del carbón, petróleo y gas en plantas termoeléctricas" - Concejo Nacional de Energía.
5. "Curso: Instalaciones Eléctricas II" - Ing. Carlos Huayllasco M.
6. "Curso: Electrificación Rural" - Ing. Daniel G. Vilela M.
7. "Desarrollo económico y social basado en su minería" - Ministerio de Energía y Minas.

8. "Elaboración de proyectos eléctricos de electrificación de pequeñas localidades" - Electroperú S.A.
9. "Estudio de electrificación rural - Región Modelo Huari" - Cooperación Técnica Electroperú S.A. / GTZ.
10. "Estudio de factibilidad interconexión Tintaya - Socabaya" - Electroperú S.A.
11. "Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas destinadas a la electrificación rural del Perú" - J.I.C.A.
12. "Ingeniería económica" - Blank Tarkin.
13. "Liquidación de la obra: Generación térmica Conchucos" - Hidrandina S.A.
14. "Matemáticas financieras" - Frank Ayres.
15. "Plan nacional de energía 1990-2010" - Ministerio de Energía y Minas.
16. "Seminario de actualización profesional: Grupos electrógeno" - UNI.