

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingenieria Electrica y Electronica



“Sistema Electrico San Marcos - Ichocan”

TESIS

Para optar el Titulo Profesional de:

Ingeniero Electricista

Javier Angel Paredes Quiroz

PROMOCION 1983 - II

LIMA - PERU

1984

INDICE

INTRODUCCION

I ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

1.1 DEMANDA

1.2 OFERTA

1.3 BALANCE DEMANDA OFERTA

II PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

2.1 ALTERNATIVAS DE TRAZO

2.2 SELECCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

III INGENIERIA DEL PROYECTO

3.1 HIDROLOGIA

3.2 CALCULO DE LA TUBERIA DE PRESION

3.3 CALCULOS ELECTROMECHANICOS DE LA CENTRAL

3.4 CALCULOS DE LA LINEA DE TRANSMISION

IV ESPECIFICACIONES TECNICAS

4.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA CENTRAL

4.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA LINEA

V ANALISIS ECONOMICO

CONCLUSIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

PLANOS

INTRODUCCION

El país cuenta con una gran cantidad de pueblos aislados de todos los beneficios que brinda la sociedad moderna, principalmente por la carencia de un adecuado sistema de comunicación, debido a la difícil y caprichosa geografía que estos presentan, sin embargo como contraparte a esta característica de nuestro accidentado territorio, el país cuenta con un gran número de posibles aprovechamientos hidroeléctricos, ya que en nuestras serranías se cuenta con un gran número de "saltos", aunque generalmente con pequeños caudales con los que se pueden obtener potencias que oscilan entre los 100 y 1,000 Kw, los cuales son suficientes para satisfacer las necesidades de estos pequeños pueblos y más aún, propiciar y alentar el desarrollo de las actividades socio-económicas típicas de éstos; ya que la electricidad, con el transcurrir de los años, ha llegado a constituirse en un elemento esencial en el progreso económico y social de los pueblos.

El presente trabajo tiene por objeto la Electrificación de la zona de influencia del proyecto denominado SISTEMA ELECTRICO SAN MARCOS-ICHOCAN, ubicado en el departamento de Cajamarca, y presenta las características indicadas anteriormente, donde aprovechando las aguas del Rio Muyoc

se trata de integrar a la zona de influencia del proyecto a los beneficios que brinda la electricidad; y contribuir con ésto al desarrollo social y económico de las localidades que comprende el proyecto.

CAPITULO I

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

1.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA.

El presente estudio corresponde a las localidades de San Marcos, Ichocan, Lic-Lic, Masma, Shirac, Chancay y Paucamarca.

1.1.1 PERIODO DE ESTUDIO.

El estudio de demanda lo realizamos para un periodo de 20 años a partir del inicio de operación del sistema, sin restricciones, el cual nos dará los lineamientos para el equipamiento de la Central y del pequeño sistema eléctrico.

Definiciones para el presente estudio :

- a) Año cero : Año 1983
- b) Año uno del estudio : Año 1984
- c) Año del inicio de operación
del Sistema : Año 1987
- d) Año veinte desde el inicio de
operación del sistema : Año 2007

e) Todos los datos que se consignan son al 31 de Diciembre del año respectivo, salvo indicación contraria.

f) El período de estudio se desglosa en dos etapas para cada una de las localidades.

- Primera Etapa :

Los primeros cuatro años del estudio corresponden a la construcción de la Central, Construcción de Líneas de Transmisión y de las redes de distribución. Se asume que no hay incremento en el consumo de la energía eléctrica en aquellas localidades (caso San Marcos) que cuentan con servicio eléctrico y no existe consumo de energía en aquellas que a la fecha no cuentan con servicio eléctrico.

- Segunda Etapa :

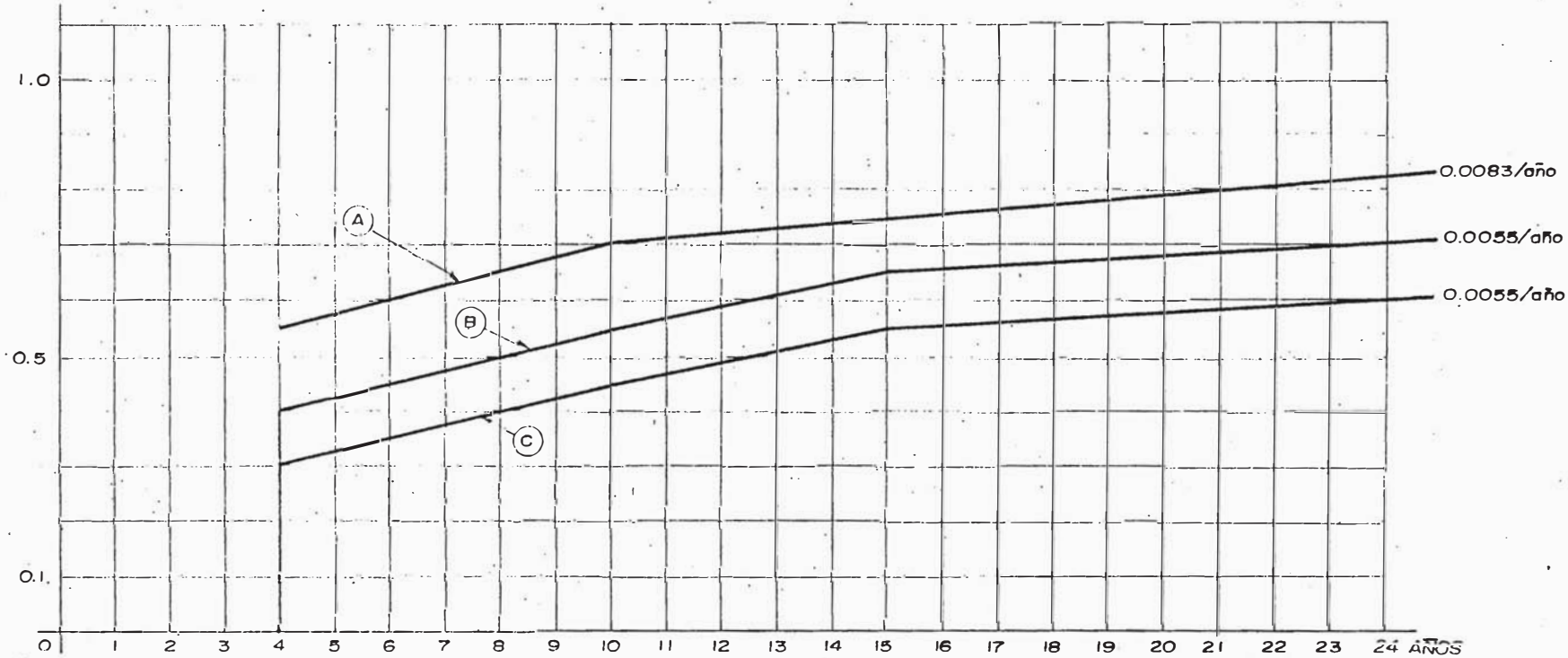
Comprende los años 1987 al 2007, en la cual se espera las conexiones al sistema de todos los posibles usuarios, dado que no habrá demanda insatisfecha, un índice de estas nos lo da la curva de electrificación (Ver fig. 1.1).

1.1.2 METODOLOGIA DEL ESTUDIO.

La metodología a ser utilizada en el presente estudio será mediante la aplicación de técnicas estadísticas en base a datos históricos y dividiendo en sectores para disminuir la incertidumbre del estudio de la demanda.

PRONOSTICO DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION.

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION



Las localidades que comprenden el sistema han sido clasificadas en 2 categorías, basados principalmente en el número de habitantes así como de su desarrollo socio-económico.

Así tenemos :

LOCALIDAD -----	CATEGORIA -----
San Marcos	A
Ichocan	B
Chancay	B
Shirac	B
Faucamarca	C
Masma	C
Lic-Lic	C

1.1.2.1 DESARROLLO POBLACIONAL.

El desarrollo poblacional se realiza tomando como base la información de los censos de 1961, 1972, 1981, el cual se muestra en el Cuadro No. 1.1.

CUADRO No. 1.1

LOCALIDAD	POBLACION DEL CENSO		
	1961	1972	1981
SAN MARCOS	1534	2135	2665
ICHOCAN	874	563	631
LIC-LIC	625	600	704
MASMA	231	374	271
SHIRAC	1001	738	937
CHANCAY	533	333	441

El cuadro Nro. 1.2, muestra las tasas intercensales, en el que se observa la existencia de emigración hacia otras localidades que ofrecen mejores condiciones de vida u otras ventajas comparativas.

CUADRO No. 1.2
TASA INTERCENSAL (%)

LOCALIDAD	PERIODOS CENSALES		
	1961 - 1972	1972 - 1981	1961 - 1981
SAN MARCOS	3.0	2.4	2.8
ICHOCAN	*	1.2	*
LIC-LIC	*	1.8	0.6
MASMA	4.5	*	0.8
SHIRAC	*	2.7	*
CHANCAY	*	3.2	*

CUADRO Nro. 1.3

PROYECCION DE LA POBLACION

SISTEMA : SAN MARCOS - ICHOCAN

ANO	S.MARCOS	ICHOCAN	LICLIC	MASMA	SHIRAC	CHANCAY	PAUCAMARCA
1987	3157	670	747	287	995	468	219
1988	3246	677	755	290	1005	473	221
1989	3336	684	762	293	1015	478	223
1990	3430	690	770	296	1025	482	225
1991	3526	697	777	299	1035	487	227
1992	3625	704	785	302	1046	492	230
1993	3726	711	793	305	1056	497	232
1994	3830	718	801	308	1067	502	234
1995	3938	726	809	311	1077	507	237
1996	4048	733	817	314	1088	512	239
1997	4161	740	825	317	1099	517	241
1998	4278	748	834	320	1110	522	244
1999	4398	755	842	324	1121	528	246
2000	4521	763	850	327	1132	533	249
2001	4647	770	859	330	1144	538	251
2002	4777	778	867	333	1155	544	254
2003	4911	786	876	337	1167	549	256
2004	5049	794	885	340	1178	555	259
2005	5190	802	894	344	1190	560	261
2006	5335	810	903	347	1202	566	264
2007	5485	818	912	350	1214	571	267

Es razonable suponer que la implementación de un Servicio Eléctrico no restringido conjuntamente con los programas intersectoriales, traerán consigo un aumento de fuentes de trabajo y un mejor nivel de vida, con esta medida aceptamos que la corriente emigratoria disminuirá y mas bien inmigren de otras localidades.

Por tanto consideramos que la tasa de incremento poblacional para San Marcos sea del 2.8% y para las otras localidades la mínima que recomienda la metodología mencionada anteriormente, es decir del 1%. En el cuadro 1.3 se muestra la población proyectada para los años 1987 a 2007.

CUADRO No. 1.4

NUMERO DE HABITANTES POR VIVIENDA

LOCALIDAD	Censo 1961	Censo 1972	Censo 1981
SAN MARCOS	4.3	3.2	3.3
ICHOCAN	5.6	2.6	3.4
LIC-LIC	5.5	3.5	3.6
MASMA	4.5	3.5	3.3
SHIRAC	3.7	3.5	2.7
CHANCAY	4.8	3.4	2.5

1.1.2.2 PRONOSTICO DEL Nro. DE VIVIENDAS.

El Cuadro No. 1.4 muestra la relación del número de habitantes por vivienda como resultado de los censos, para el estudio se ha considerado que el número de habitantes por vivienda sea de 3.5, valor que se mantiene inalterable para el período de estudio.

El Cuadro No. 1.5 muestra el número de viviendas para los años 1987 a 2007.

1.1.2.3 PRONOSTICO DEL NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS.

El número de abonados domésticos resulta de multiplicar la cantidad de viviendas determinadas en el acápite anterior por el coeficiente de Electrificación. Este valor se estima de las curvas que aparecen en la figura 1.1. La selección de una de las curvas se realiza teniendo en cuenta las encuestas y apreciación personal durante el trabajo de campo realizado en cada una de las localidades en estudio. La clasificación de cada una de estas localidades es como sigue:

Tipo A:

Representa a las localidades de San Marcos que cuenta con servicio de energía eléctrica, con un coeficiente de electrificación mayor o igual a 0.5, pero con demanda insatisfecha.

CUADRO Nro. 1.5

PROYECCION DEL NUMERO DE VIVIENDAS

SISTEMA : SAN MARCOS - ICHOCAN

ANO	S.MARCOS	ICHOCAN	LICLIC	MASMA	SHIRAC	CHANCAY	PAUCAMARCA
1987	2012	168	213	72	284	134	62
1988	2013	169	216	73	287	135	63
1989	2014	171	218	73	290	136	64
1990	2015	173	220	74	293	138	64
1991	2016	174	222	75	296	139	65
1992	2017	176	224	75	299	141	66
1993	2018	178	227	76	302	142	66
1994	2019	180	229	77	305	143	67
1995	2020	181	231	78	308	145	68
1996	2021	183	233	79	311	146	68
1997	2022	185	236	79	314	148	69
1998	2023	187	238	80	317	149	70
1999	2024	189	241	81	320	151	70
2000	2025	191	243	82	323	152	71
2001	2026	193	245	83	327	154	72
2002	2027	195	248	83	330	155	72
2003	2028	196	250	84	333	157	73
2004	2029	198	253	85	337	158	74
2005	2030	200	255	86	340	160	75
2006	2031	202	258	87	343	162	75
2007	2032	204	260	88	347	163	76

Tipo B:

Representa a las localidades de Ichocan, Chancay y Shirac que tienen un servicio restringido y con una demanda insatisfecha.

TIPO C:

Representa a las localidades que a la fecha no cuentan con servicio eléctrico, en ésta se clasifican las localidades de Masma, Lic-Lic y Paucamarca.

El cuadro Nro. 1.6 muestra la proyección del número de abonados domésticos para el período de estudio.

1.1.2.4 PRONOSTICO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DEL

SECTOR DOMESTICO.

Se evalúa en base a una demanda máxima unitaria considerando una tasa de crecimiento anual y un mejoramiento del factor de carga. La tasa de crecimiento anual considerada es del 3.5%.

Para la localidad de San Marcos tipo A se considera un consumo anual inicial de 550 kWh por consumidor, en la localidad de Ichocan, Shirac y Chancay (tipo B) se considera un consumo de 300 kWh, mientras que para Masma, Lic-Lic y Paucamarca (tipo C) un consumo de 200 kWh.

Estos valores han sido estimado en base a los diagramas de carga elaborados de acuerdo a las costumbres

CUADRO Nro. 1.6

PROYECCION DEL NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS

SISTEMA : SAN MARCOS - ICHOCAN

ANO	S.MARCOS	ICHOCAN	LICLIC	MASMA	SHIRAC	CHANDAY	FAUCAMARCA
1987	496	67	64	22	85	54	25
1988	533	72	70	23	93	57	27
1989	572	76	75	25	100	61	28
1990	612	81	81	27	108	65	30
1991	655	86	87	29	116	68	32
1992	699	90	93	31	124	72	34
1993	745	95	99	33	132	76	36
1994	775	100	105	35	140	80	37
1995	805	106	111	37	148	84	39
1996	836	111	118	40	157	88	41
1997	869	116	124	42	166	93	43
1998	903	121	131	44	174	97	45
1999	938	124	134	45	178	99	46
2000	974	126	136	46	182	101	47
2001	1011	128	139	47	185	103	48
2002	1050	131	142	48	189	104	49
2003	1090	133	145	49	193	106	50
2004	1132	136	147	50	196	108	51
2005	1175	138	150	51	200	110	51
2006	1220	141	153	52	204	112	52
2007	1266	143	156	53	208	114	53

de los pobladores.

Los gráficos 1.2 y 1.3 y 1.4 muestran los diagramas de carga para un consumidor promedio para las localidades de tipo A, B y C, respectivamente.

El pronóstico del consumo de energía eléctrica para el sector doméstico se determina multiplicando el consumo unitario por el número de abonados domésticos correspondiente.

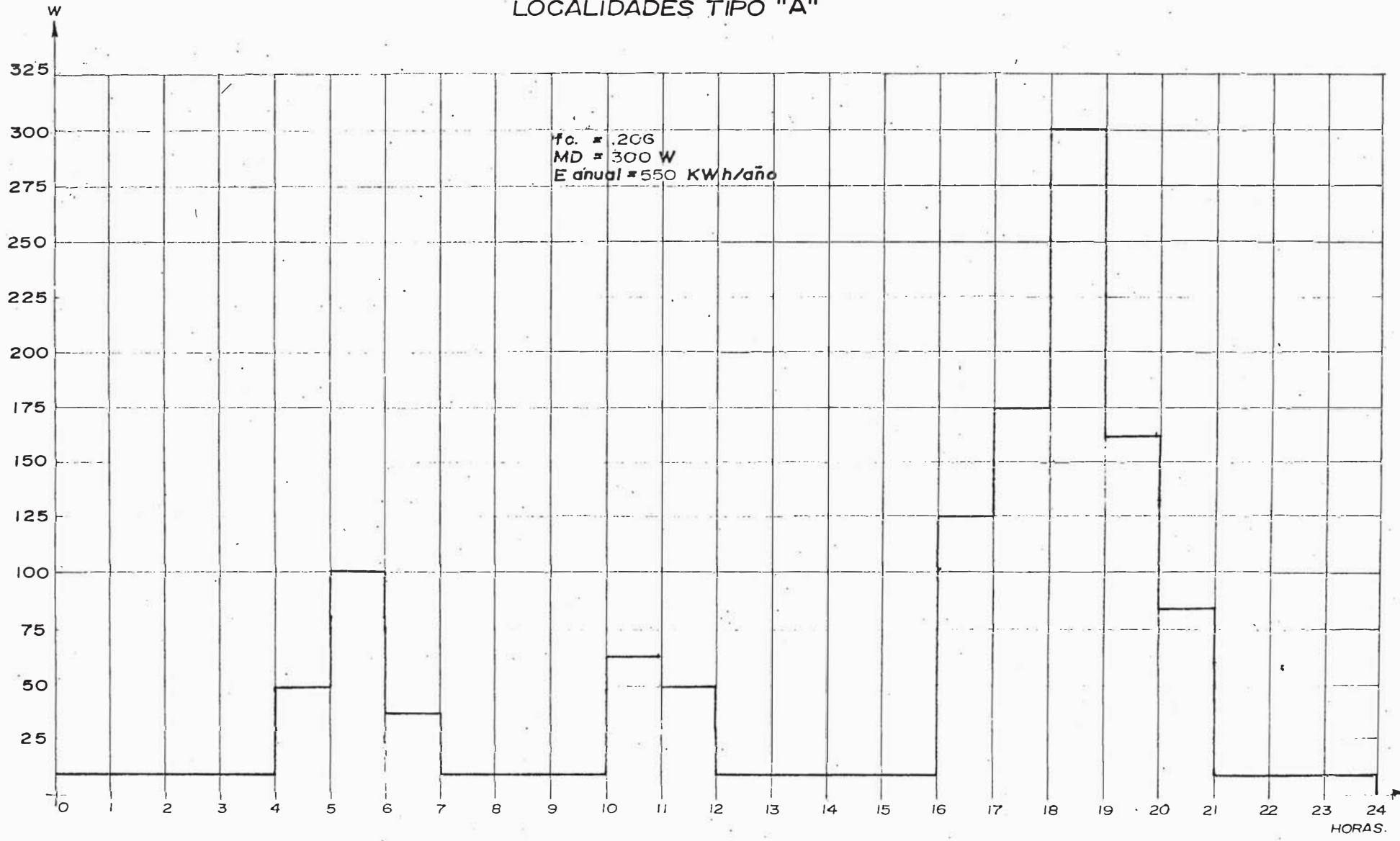
1.1.2.5 PRONOSTICO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DEL

SECTOR ALUMBRADO PUBLICO.

Las necesidades de este sector se evalúan en función del número de plazas y/o parques, así como la longitud de las calles a iluminarse obtenidos de los planos de manzaneo y lotización de cada localidad:

El siguiente cuadro muestra la longitud de calles a iluminarse :

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE UN CONSUMIDOR DOMESTICO DE LOCALIDADES TIPO "A"



$f_c = .206$
 $MD = 300 W$
 $E_{anual} = 550 KWh/año$

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE UN CONSUMIDOR DOMESTICO DE LOCALIDADES TIPO "B"

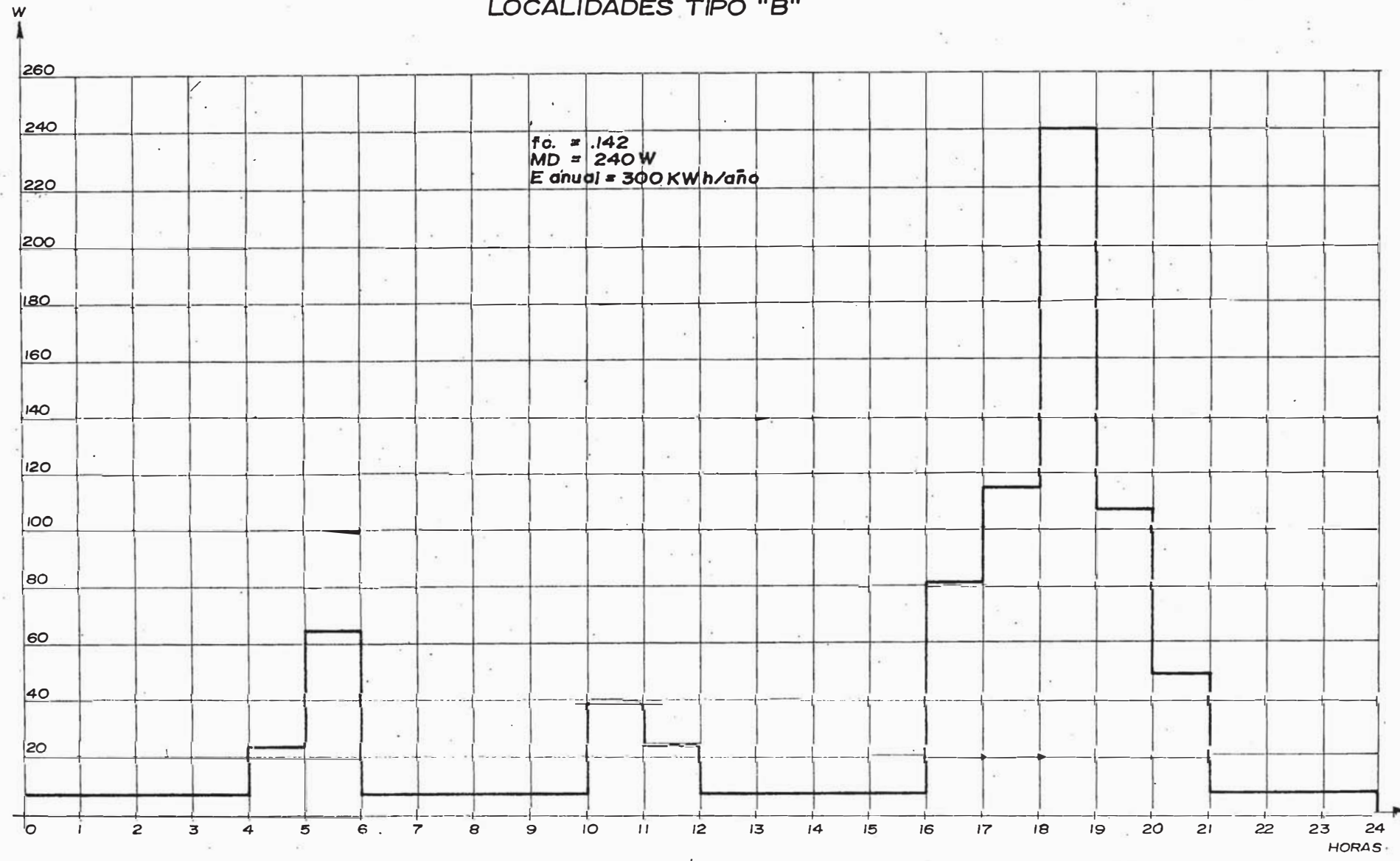
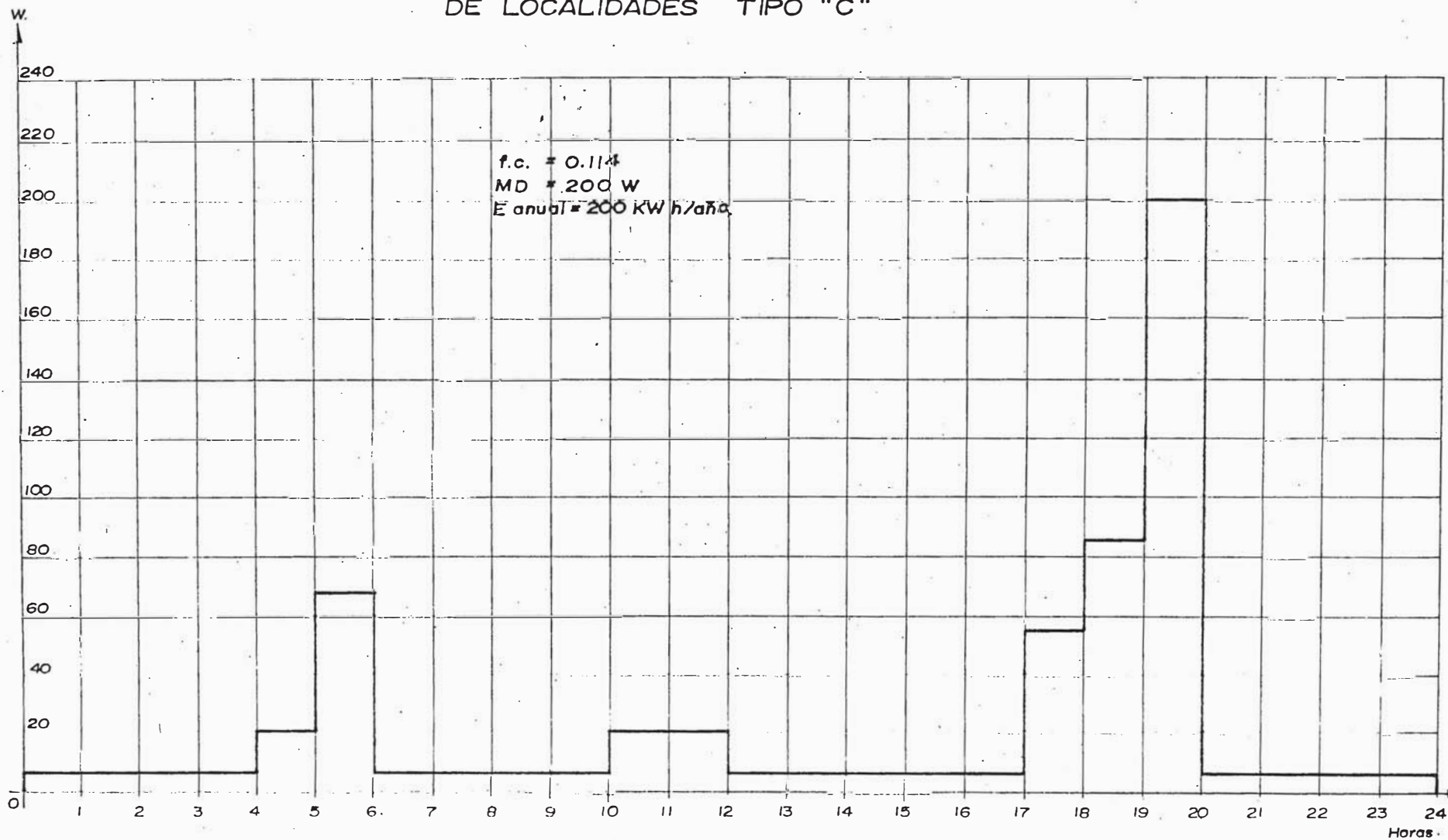


DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE UN
CONSUMIDOR DOMESTICO
DE LOCALIDADES TIPO "C"



LOCALIDAD	TIPO DE LOCALIDAD	LONGITUD DE CALLES (m)
San Marcos	A	10,190
Ichocan	B	3,120
Lic-Lic	C	1,000
Masma	C	1,000
Shirac	B	1,050
Chancay	B	1,500
Faucamarca	C	1,500

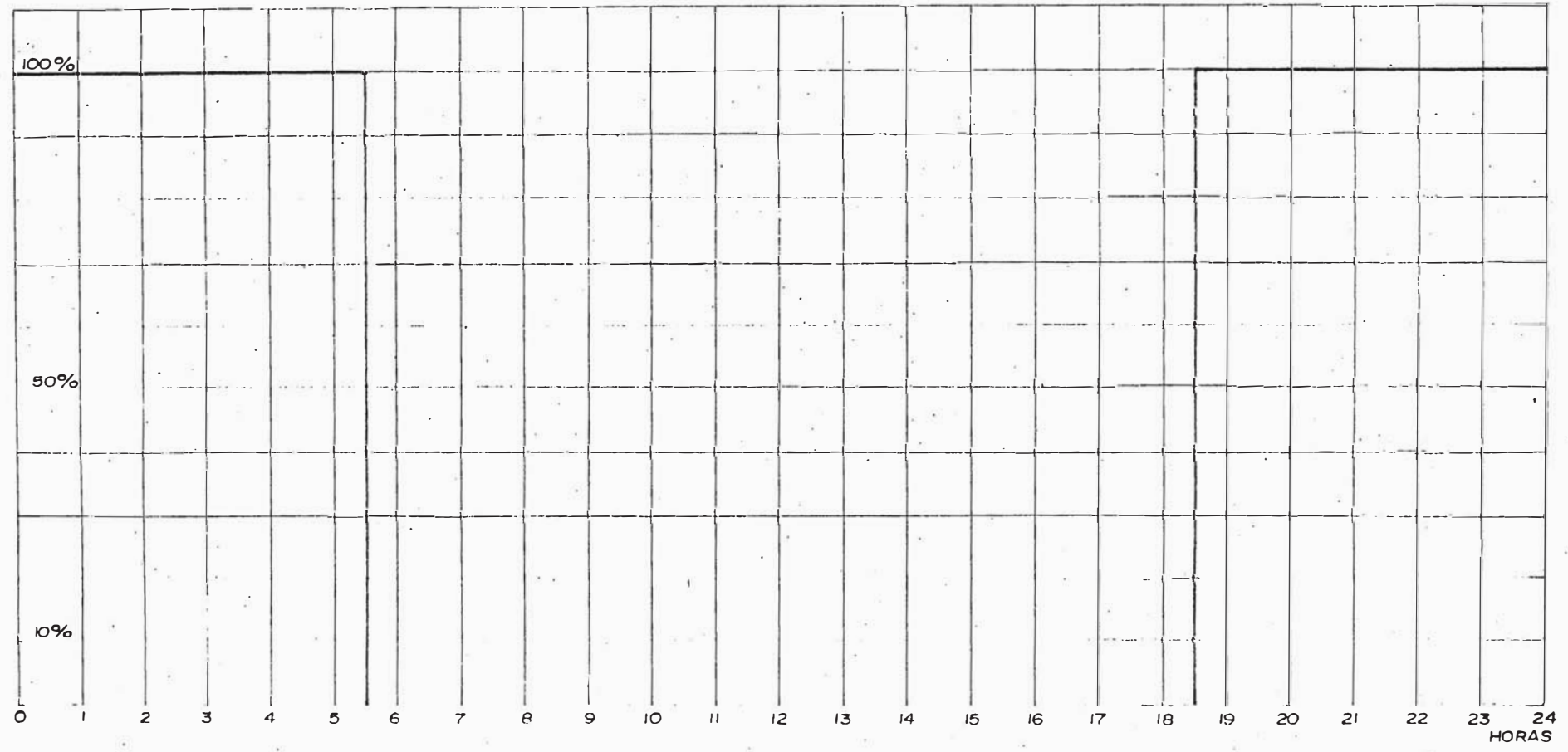
En la localidad de San Marcos se ha considerado los artefactos de iluminación, lámparas de vapor de mercurio de 125W (140W totales) mientras que para las otras localidades con igual tipo de lámparas pero de 80 W (90 W totales). En la iluminación de calles se considera una lámpara por cada 35 metros y en el pronóstico, para las localidades de San Marcos, Ichocan y Chancay se ha estimado la tasa de crecimiento igual a la poblacional.

En el resto de localidades el consumo se mantiene constante durante el período de estudio.

En la iluminación de plazas (o parques) se considera un consumo constante.

De acuerdo al diagrama de carga del sector (ver figura Nro. 1.5) se ha considerado 11 horas diarias de utilización.

SECTOR ALUMBRADO PUBLICO
DIAGRAMA DE CARGA DIARIO (1987)



1.1.2.6 PRONOSTICO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DEL

SECTOR COMERCIAL.

El consumo neto de energía eléctrica del sector comercial en cada localidad, resulta de multiplicar el consumo unitario comercial por el número de abonados comerciales durante todo el período de estudio. El consumo unitario comercial y el número de abonados comerciales se halla teniendo en consideración los valores que aparecen en el siguiente cuadro:

	No. DE ABONADOS DOMESTICOS	CONSUMO UNITARIO COMERCIALES
LOCALIDADES .	No. DE ABONADOS COMERCIAL	CONSUMO UNITARIO DOMESTICO
-----	-----	-----
A	5	1.25
B	6	1.05
C	7	1.00
-----	-----	-----

1.1.2.7 PRONOSTICO DEL CONSUMO DE ENERGIA DEL SECTOR

INDUSTRIAL.

Dadas las características que presentan las cargas que conforman este sector, la denominación correcta sería "sector pequeñas industrias".

En el estudio de Campo se detectan las siguientes cargas :

SAN MARCOS:

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA Kw	MAXIMA DEMANDA Kw
-----	-----	-----
20 carpinterías	53	20
8 panaderías	16	7
1 fca. de gaseosas	2	1
2 molinos de panes	21	12

TOTAL		40

Asumiendo un factor de simultaneidad de 0.8 obtenemos una máxima demanda diversificada de 32 kw. Se considera un factor de carga inicial de 0.3 anual.

La proyección del consumo se estimó considerando una tasa de crecimiento del 4% anual.

ICHOCAN :

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA Kw	MAXIMA DEMANDA Kw
-----	-----	-----
3 molinos	25	11

SHIRAC :

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA Kw	MAXIMA DEMANDA Kw
-----	-----	-----
1 molino	10	3
6 talleres de carpintería	15	4
1 taller de herrería	5	1

TOTAL		8

CHANCAY :

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA Kw	MAXIMA DEMANDA Kw
-----	-----	-----
1 aserradero	5	2
2 molinos	20	9

TOTAL		11

PAUCAMARCA :

DESCRIPCION	POTENCIA INSTALADA Kw	MAXIMA DEMANDA Kw
-----	-----	-----
1 molino	10	4

Para cada una de estas localidades se asume un factor de simultaneidad de 0.5 con lo que se obtiene la

máxima demanda diversificada, el factor de carga inicial es de 0.2 y para la proyección del consumo se considera una tasa de crecimiento anual del 2%.

1.1.2.8 PRONOSTICO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA DEL SECTOR CARGAS ESPECIALES.

Dentro de este sector consideramos todos los suministros que no pueden catalogarse dentro de un determinado sector.

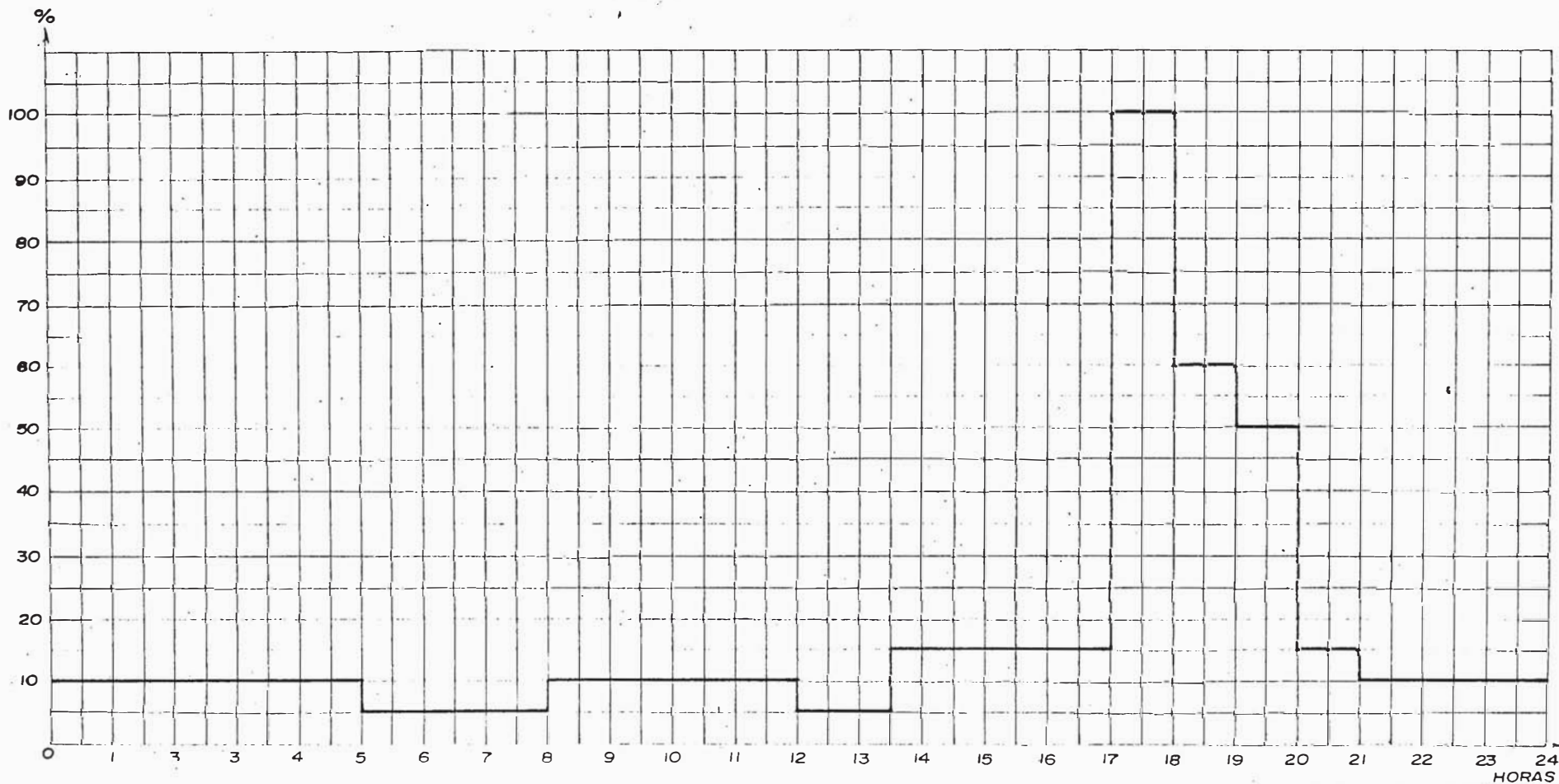
Existe una variedad de pequeñas cargas que podrían incluirse en este sector, pero no tienen significación desde el punto de vista eléctrico, por ello para el estudio consideramos aquellas que son representativas de este sector; las otras son asumidas por la carga asignada al lote.

Las cargas más representativas fueron detectadas en los trabajos de campo y son las que se muestran en los cuadros Nros. 1.7, 1.8 y 1.9, 1.10, 1.11 y 1.12 correspondiente a las localidades de San Marcos, Ichocan, Shirac, Chancay, Masma y Paucamarca, respectivamente.

Teniendo en cuenta las actividades en cada una de las cargas y del conjunto, se construyó un diagrama de carga unitario promedio para el período de estudio (figura 1.6), con la máxima demanda de cada una de las localidades se calculó el consumo inicial, y aplicando la tasa poblacional se proyectó el consumo neto de este sector.

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO

CARGA : CARGAS ESPECIALES
LUGAR : LOCALIDADES TIPO B
 $f_c \text{ anual} = 0.26$



Se considera también un mejoramiento progresivo del factor de carga, para la localidad de San Marcos se considera un factor de carga inicial de 0.36 mientras que para el resto de localidades de 0.2.

CUADRO No. 1.7

CARGAS ESPECIALES - LOCALIDAD SAN MARCOS

DESIGNACION	POTENCIA INSTALADA (kW)	MAXIMA DEMANDA (kW)
MUNICIPALIDAD	10	5
COMISARIA	4	2
3 ESCUELAS	6	3 c/u
COLEGIO SECUNDARIO	10	5
JUZGADO DE PAZ	1	1
SIPA, MINIST. DE AGRICULT.	1	1
LOCAL PIP	6	3
MERCADO DE ABASTOS	13	8
CAMAL	2	1
CENTRO DE SALUD	7	3
2 IGLESIAS	5	3 c/u
PLAZA DE TOROS	1	1
3 MOLINOS	10	5 c/u
TOTAL		54

La máxima demanda diversificada se obtuvo asumiendo un factor de simultaneidad de 0.4, con lo que se obtiene 22KW.

CUADRO No. 1.8

CARGAS ESPECIALES - LOCALIDAD ICHOCAN

DESIGNACION	POTENCIA INSTALADA (kW)	MAXIMA DEMANDA (kW)
MUNICIPIO	4	2
COMISARIA	2	1
OFICINA DE ESTUDIO	2	1
COMPLEJO DEPORTIVO	2	2
CASA DE FUERZA	1	1
CASA PARROQUIAL	2	2
BIBLIOTECA RURAL	1	1
PLAZA DE TOROS	2	2
4 IGLESIAS	2	2 c/u
3 ESCUELAS	4	2 c/u
COLEGIO	4	2
HOTEL	2	1
ENTEL PERU	2	1
POSTA MEDICA	6	3
TOTAL		33 Kw

Para obtener la máxima demanda diversificada, se asume un factor de simultaneidad de 0.5 con lo que obtiene 16 KW.

CUADRO No. 1.9

CARGAS ESPECIALES - LOCALIDAD SHIRAC

DESIGNACION	POTENCIA INSTALADA (kW)	MAXIMA DEMANDA (kW)
MUNICIPIO	4	2
ESCUELA PRIMARIA	4	2 c/u
COLEGIO	4	2
2 IGLESIAS	2	2 c/u
TOTAL		10

Para obtener la máxima demanda diversificada, se asume un factor de simultaneidad de 0.5 con lo que obtiene 5 KW.

CUADRO No. 1.10

CARGAS ESPECIALES - LOCALIDAD CHANCAY

DESIGNACION	POTENCIA INSTALADA (kW)	MAXIMA DEMANDA (kW)
ESCUELA	4	2
2 COLEGIOS	4	2 c/u
2 MOLINOS	4	2 c/u
IGLESIAS	1	1
TOTAL		9

Para obtener la máxima demanda diversificada, se asume un factor de simultaneidad de 0.5 con lo que se obtiene 4 Kw.

CUADRO No. 1.11

CARGAS ESPECIALES - LOCALIDAD MASMA

DESIGNACION	POTENCIA INSTALADA (kW)	MAXIMA DEMANDA (kW)
COLEGIO PRIMARIO	4	2
IGLESIAS	4	2
TOTAL		4

Para obtener la máxima demanda diversificada, se asume un factor de simultaneidad de 0.5 con lo que se obtiene 2 Kw.

CUADRO No. 1.12

CARGAS ESPECIALES - LOCALIDAD PAUCAMARCA

DESIGNACION	POTENCIA INSTALADA (kW)	MAXIMA DEMANDA (kW)
MUNICIPIO	4	2
3 ESCUELAS	4	2 c/u
IGLESIAS	4	2
TOTAL		8

Para obtener la máxima demanda diversificada, se asume un factor de simultaneidad de 0.5 con lo que se obtiene 4 Kw.

1.1.2.9 PRONOSTICOS DEL CONSUMO NETO TOTAL DE ENERGIA

ELECTRICA.

Es el resultado de la suma de los pronósticos anteriormente estimados.

1.1.2.10 PRONOSTICO DEL CONSUMO BRUTO TOTAL DE ENERGIA

ELECTRICA.

Resulta de adicionar al consumo neto total, las correspondientes pérdidas de energía han sido consideradas en un 10% del consumo neto total.

El Cuadro No.1.13 muestra el pronóstico del consumo bruto total de Energía Eléctrica para los años 1988 a 2007, para las localidades en estudio.

1.1.2.11 PRONOSTICO DE LA MAXIMA DEMANDA TOTAL DE POTENCIA.

Resulta de dividir el consumo bruto entre las horas de utilización.

Las horas de utilización consideradas para el estudio son :

CUADRO Nro. 1.13

PRONOSTICO DEL CONSUMO BRUTO TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA

SISTEMA : SAN MARCOS - ICHOCAN

ANO	SAN MARCOS	ICHOCAN	LICLIC	MASMA	SHIRAC	CHANCAY	FAUCAMARCA	TOTAL
1988	796,833	92,324	29,590	21,428	50,637	56,668	39,846	1,087,326
1989	854,250	96,072	31,744	22,152	53,658	59,490	41,110	1,158,477
1990	916,212	100,037	34,057	22,930	56,891	62,485	42,454	1,235,066
1991	983,077	104,233	36,537	23,764	60,351	65,662	43,882	1,317,506
1992	1,055,231	108,673	39,196	24,659	64,052	69,033	45,399	1,406,241
1993	1,133,089	113,371	42,044	25,617	68,007	72,608	47,011	1,501,747
1994	1,198,876	118,343	45,094	26,643	72,234	76,399	48,722	1,586,311
1995	1,268,965	123,604	48,358	27,740	76,749	80,420	50,540	1,676,376
1996	1,343,651	129,172	51,849	28,914	81,568	84,684	52,471	1,772,309
1997	1,423,252	135,064	55,580	30,169	86,712	89,204	54,520	1,874,501
1998	1,508,104	141,299	59,567	31,510	92,198	93,997	56,696	1,983,371
1999	1,598,569	145,997	62,255	32,415	95,959	97,561	58,297	2,091,052
2000	1,695,033	150,907	65,088	33,367	99,916	101,293	59,975	2,205,579
2001	1,797,910	156,039	68,074	34,372	104,080	105,199	61,734	2,327,407
2002	1,907,642	161,404	71,220	35,430	108,460	109,290	63,577	2,457,024
2003	2,024,704	167,014	74,536	36,545	113,069	113,574	65,510	2,594,952
2004	2,149,600	172,880	78,029	37,720	117,919	118,061	67,537	2,741,746
2005	2,282,872	179,016	81,709	38,958	123,021	122,762	69,662	2,898,000
2006	2,425,101	185,434	85,587	40,262	128,389	127,686	71,891	3,064,349
2007	2,576,905	192,149	89,671	41,636	134,037	132,845	74,228	3,241,471

LOCALIDAD	HORAS DE UTILIZACION INICIAL	INCREMENTO ANUAL
San Marcos	3,700	50
Ichocan, Chancay	2,360	35
Shirac, Masma	2,300	25
Lic-Lic, Faucamarca	2,300	25

El pronóstico de la máxima demanda total de potencia para el período de operación del Sistema se muestra en el cuadro 1.14.

CUADRO Nro. 1.14

PRONOSTICO DE LA MAXIMA DEMANDA TOTAL DE POTENCIA

SISTEMA : SAN MARCOS - ICHOCAN

ANO	SAN MARCOS	ICHOCAN	LICLIC	MASMA	SHIRAC	CHANCAY	PAUCAMARCA	TOTAL
1987	275	36	11	9	20	22	16	389
1988	290	36	12	9	21	22	16	407
1989	305	37	13	9	22	23	17	426
1990	321	38	14	9	23	24	17	447
1991	339	39	15	10	24	25	18	469
1992	358	41	16	10	25	26	18	493
1993	378	42	16	10	27	27	18	518
1994	393	43	18	10	28	28	19	539
1995	409	44	19	11	30	29	19	561
1996	427	46	20	11	31	30	20	584
1997	445	47	21	11	33	31	21	609
1998	464	49	22	12	34	33	21	635
1999	484	50	23	12	36	33	22	660
2000	506	51	24	12	37	34	22	686
2001	529	52	25	12	38	35	22	714
2002	553	53	26	13	39	36	23	743
2003	578	55	27	13	40	37	23	774
2004	606	56	28	13	42	38	24	806
2005	634	57	29	14	43	39	24	840
2006	664	59	30	14	45	40	25	877
2007	696	60	31	14	46	42	26	915

1.2 ESTUDIO DE LA OFERTA

1.2.1 OFERTA EXISTENTE

Se cuenta con la existencia de una Central Hidráulica existente, con una potencia garantizada para el sistema de 60 Kw y una Central térmica de 100 Kw.

La Central Hidroeléctrica se encuentra en buenas condiciones de operación, requiriendo únicamente un buen mantenimiento y una mejora de su bocatoma, puesto que el mal estado de esta impide que la central opere en época de lluvias (dicha central aprovecha las aguas del Río Muyoc, perteneciente a la cuenca del Río Marañon).

Actualmente, la Central Térmica opera en reemplazo de la Central Hidroeléctrica, el funcionamiento es entre las 6.00 p.m. y las 12.00 horas, por lo que el servicio brindado es restringido, el estado de las redes de distribución y el grupo de generación insuficientes, motivo por el cual existe una demanda insatisfecha.

1.2.2 CENTRAL HIDROELECTRICA EN PROYECTO

Las características de la Central hidroeléctrica seleccionada es la siguiente :

Altura Bruta	129.86
Caudal	0.32 m ³ /s

Con lo que dicha central podría entregar una potencia de 300 Kw al sistema.

1.2.3 CENTRAL HIDROELECTRICA PARA LA SEGUNDA ETAPA

Esta sería una central que aprovecharía las aguas turbinadas de la 1era., si no hay otro proyecto alternativo también debería implementarse junto con la primera, como 2 centrales en cascada. La potencia estimada de esta central es del orden de 110 Kw.

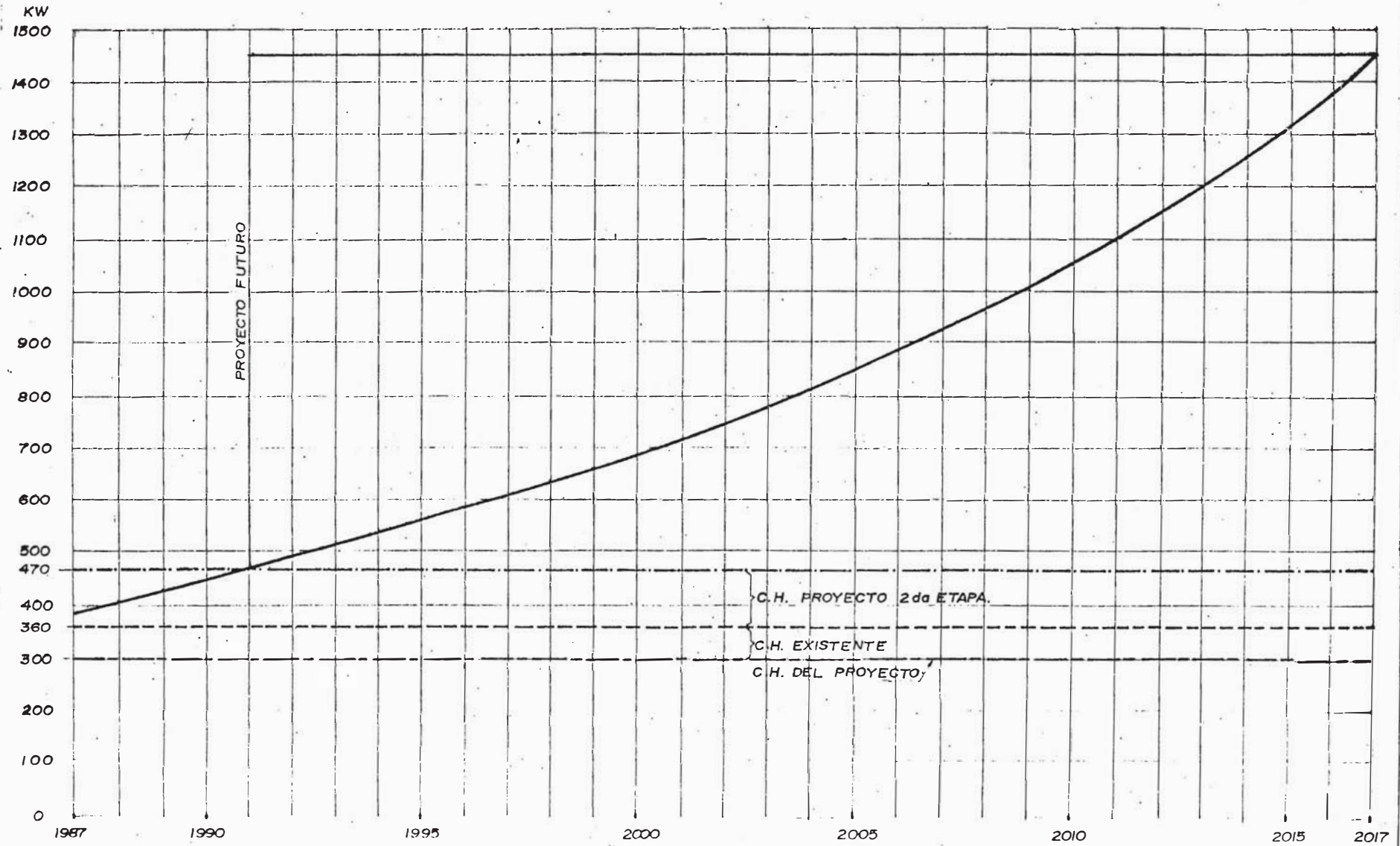
1.3 BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA

En la fig. 1.1 se observa, la forma como se cubriría la demanda del sistema bajo el supuesto que también se construiría la 2da. etapa correspondiente a la Central en proyecto.

Como se puede ver habrá déficit de generación a partir de fines de 1991.

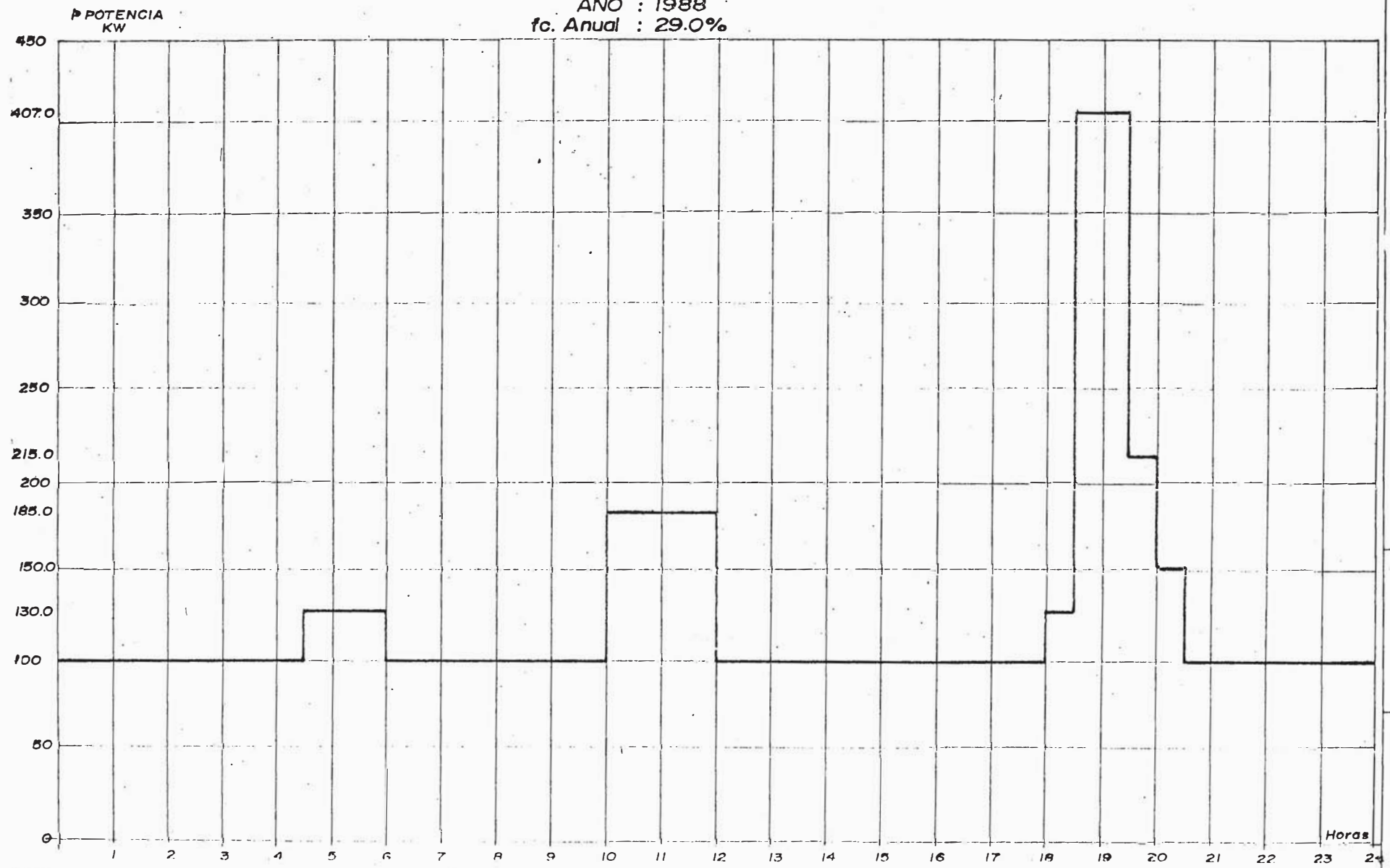
En las figuras 1.2 y 1.3 puede apreciarse las partes del diagrama de carga que requiere ser cubierto por otra central o centrales cuya potencia total o suma de potencias para el año 2,007 sea del orden de 450 Kw.

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA SISTEMA : SAN MARCOS - ICHOCAN



REPARTO DE CARGA

AÑO : 1988
fc. Anual : 29.0%



REPARTO DE CARGA.

AÑO : 2007
fc. Anual : 40.0%



CAPITULO II

PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

2.1 ALTERNATIVAS DE TRAZO

2.1.1 GENERALIDADES.

La culminación de los estudios básicos de Ingeniería, permite plantear alternativas de Conformación de Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE), que después de un análisis Técnico-Económico define la alternativa óptima del Sistema.

En el análisis de alternativas se ha tenido en cuenta los materiales existentes en la zona del Proyecto el cual se puede utilizar en toda la postería de las Líneas de Transmisión y Redes de Distribución y además debemos tener en cuenta la existencia de una Planta de tratamiento de madera en la ciudad de Cajamarca y a cargo de la oficina de forestación CICAFOR; todo esto incide enormemente en la reducción de los costos al utilizar postes de madera.

En base al tamaño de las cargas definidas en el Estudio de Prefactibilidad y las longitudes de líneas de interconexión eléctrica al centro de generación, se ha considerado para la evaluación de las alternativas las tensiones de 10 y 20 kV, no siendo necesario utilizar

tensiones mayores, debido a que las cargas y las líneas de Transmisión son pequeñas.

También se realiza en el análisis de alternativas, la comparación Técnico-Económico de usar conductores de cobre ó aleación de aluminio en las líneas de transmisión dando mayor objetividad a la selección de la alternativa óptima.

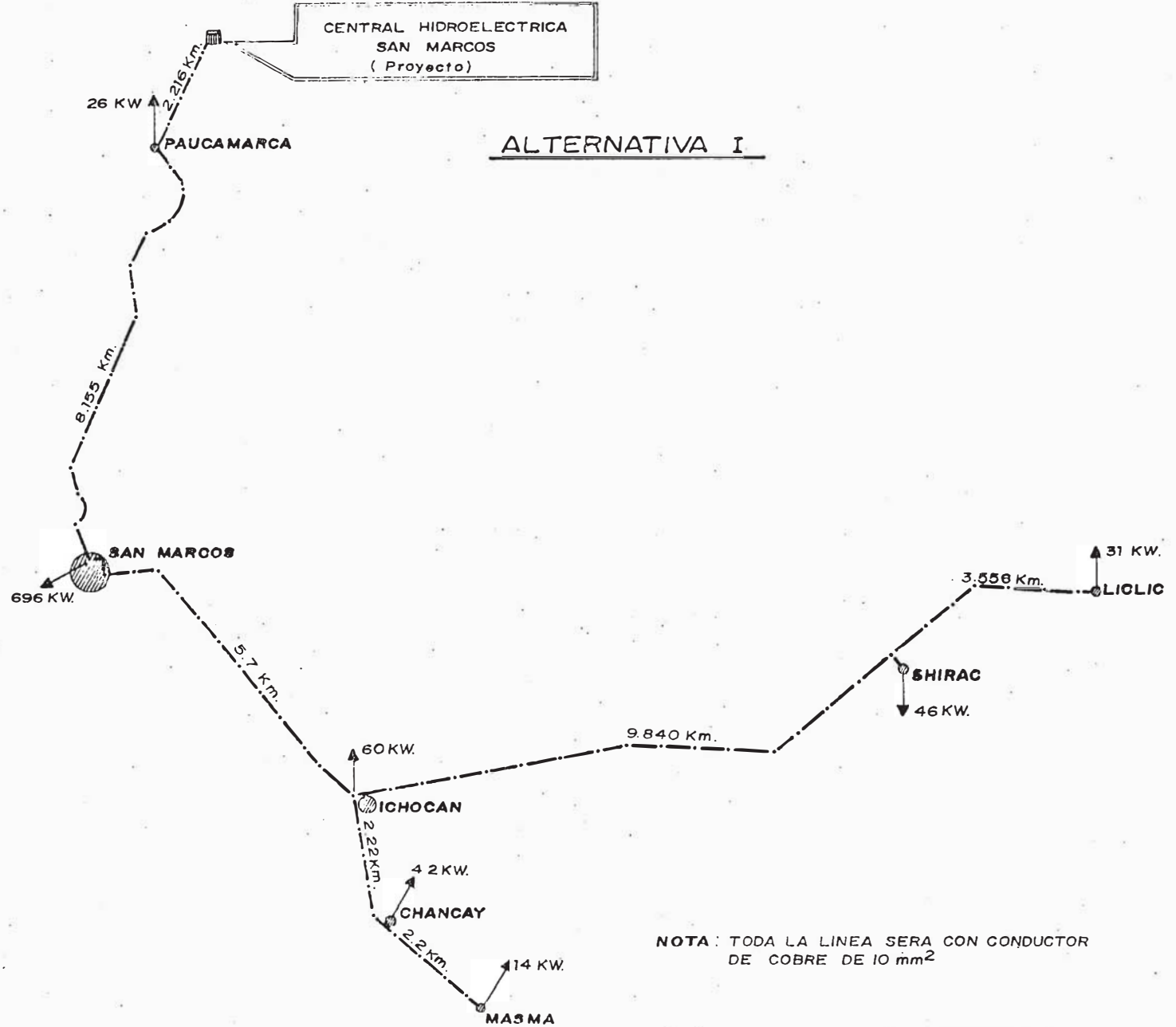
Es importante precisar que en este capítulo se presenta la metodología y los resultados de las alternativas mientras que los costos desagregados se presentan en el anexo 1.

2.1.2 DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS.

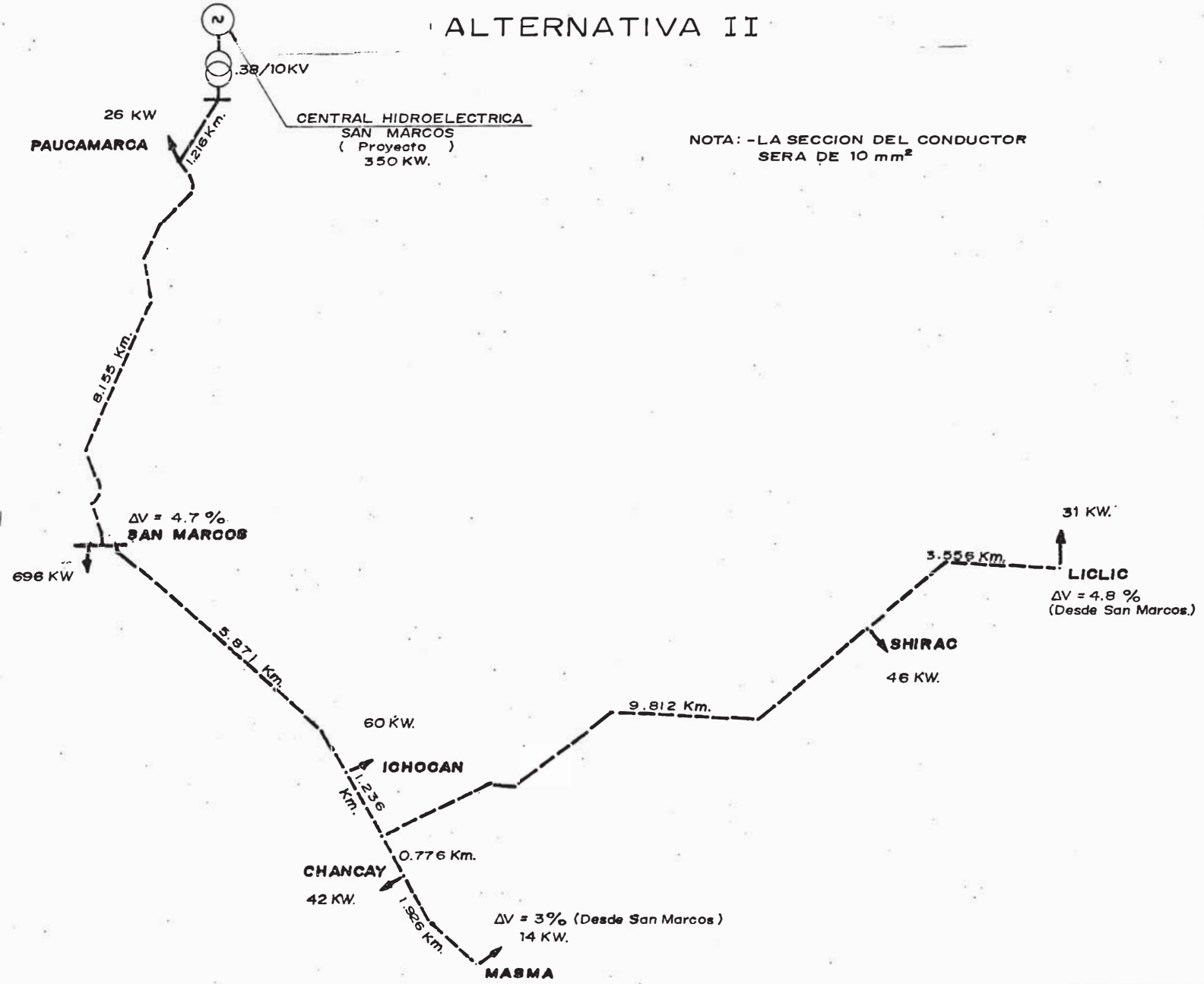
Las alternativas propuestas se presentan en los gráficos Nro. 2.1 y 2.1 como alternativa I y II respectivamente.

ALTERNATIVA I :

En la configuración de esta Alternativa, se considera la instalación en la casa de fuerza de la Central Hidroeléctrica, de una Celda de Transformación para dos salidas y la construcción de 31.664 Km. de Línea de Transmisión. Una de las salidas corresponde a la línea que interconectaría la Central con la población de Faucamarca (1.312 Km.). La otra salida corresponde a la línea que interconectaría la Central Hidroeléctrica con todas las



ALTERNATIVA II



26 KW
PAUCAMARCA

CENTRAL HIDROELECTRICA
SAN MARCOS
(Proyecto)
350 KW.

NOTA: -LA SECCION DEL CONDUCTOR
SERÁ DE 10 mm²

ΔV = 4.7 %
SAN MARCOS

696 KW

60 KW

ICHOCAN

CHANCAY

42 KW

ΔV = 3% (Desde San Marcos)
14 KW.

MASMA

SHIRAC

46 KW

31 KW

LICLIC

ΔV = 4.8 %
(Desde San Marcos.)

demás localidades del PSE llegando primero a San Marcos e Ichocán (5.7 Km.), en Ichocán la línea se deriva hacia los anexos de Chancay (2.22 Km.) y Masma (2.2 Km.), la línea troncal continua de Ichocán hacia los anexos de Shirac (10.04 Km.) y Liclic (3.64 Km.).

En la interconexión San Marcos - Ichocán esta Alternativa presentà como ventaja la línea existente con postería de fierro y la cercanía a la carretera pero sin embargo existe el peligro latente de deslizamientos y avenidas que convergerían en el primer tramo de esta interconexión, tal como se sustenta en el Informe y Plano Geológico, pudiendo producir problemas en la alimentación de una gran parte de las localidades que conforman este Pequeño Sistema Eléctrico.

Por otra parte en el primer tramo de la interconexión entre Ichocán y Shirac, esta Alternativa presenta la desventaja de un terreno inestable que llevaría a un montaje especial en la postería lo que elevaría enormemente el costo de la obra.

En esta Alternativa la línea abre la posibilidad de integrar centros poblados pero de escasa densidad de Población.

ALTERNATIVA II:

En la configuración de esta Alternativa, se considera la instalación en la Casa de Fuerza de la Central

Hidroeléctrica, de una celda de transformación para dos salidas y la construcción de 31.308 Km. de Línea de Transmisión.

Entre Paucamarca - Central Hidroeléctrica - San Marcos la disposición de la línea es la misma que para la Alternativa I. De San Marcos la línea sale hacia un punto (5.249 Km.) de una pequeña derivación a Ichocán siendo la longitud de esta derivación 0.253 Km. La línea interconecta a los anexos Chancay (0.888 Km.) y Masma (1.960 Km.), para interconectar Ichocán con los anexos Shirac (10.064 Km.) y Liclic (3.556 Km.).

En esta Alternativa, en el tramo San Marcos - Ichocán la línea pasa por un terreno que presenta una topografía suave y que a pesar de no estar muy cerca la carretera su acceso es fácil y además no presentará peligros latentes por efectos geodinámicos, tal como ocurre en la Alternativa I.

En el tramo hacia Shirac y Liclic el terreno es estable y se presta a la disminución de costos para el montaje y mantenimiento de la línea de Transmisión.

Esta Alternativa además permite la integración de centros poblados con mayor densidad de Población a través de derivaciones relativamente cortas; entre ellas los poblados de Milco, Marayvilca y Poro Poro Grande. La selección de esta Alternativa bajo el estudio y evaluación Geológico permite sustentarlo como el óptimo; considerando que un desastre natural incidirá en un incremento sustancial de

costo social. El informe geológico, (anexo Nro. 4) verifica la consistencia de la selección óptima de esta Alternativa.

2.1.3 COMPARACION TECNICO-ECONOMICO DE ALTERNATIVAS.

Aunque desde un punto de vista geológico y de la mayor capacidad de integración de centros poblados, es más recomendable la Alternativa Nro. II en este acápite se presenta un análisis técnico-económico de ambas alternativas.

Para ambas alternativas se ha utilizado conductor de cobre y posteria de madera nacional (eucalipto) tratada con sales preservantes de 11 m. de longitud, debido al menor costo y a la presencia abundante en la zona del Proyecto.

La disposición de conductores es en la forma triangular, con las distancias establecidas en el anexo Nro. 1.

Para el cálculo de la caída de tensión, aparte de considerar la reactancia en función de la disposición geométrica, la resistencia ha sido considerada a 40 C.

Los costos de materiales y de montaje están referidos al mes de julio de 1984, los mismos que aparecen detallados en el anexo Nro. 1.

Las figuras 2.1 y 2.2 muestran la configuración y diagramación de distribución de cargas de alternativas I y II, respectivamente.

En el Cuadro Nro. 2.1 y Nro. 2.2 se presentan los cálculos eléctricos de ambas alternativas. En dichos cálculos se ha considerado que la línea de transmisión de la central San Marcos transmite solo la capacidad de generación de la central.

El Cuadro Nro. 2.3 muestra que la más económica corresponde a la Alternativa II, lo cual permite escoger esta Alternativa.

Para la alternativa seleccionada se hizo la comparación con conductor de aleación de aluminio, el Cuadro Nro. 2.4 muestra los cálculos eléctricos y en el cuadro Nro. 2.5 los resultados de la comparación económica.

Como podrá apreciarse la Alternativa con conductor de aluminio es la más económica, pero siendo esta diferencia de costos menos que el 7% y teniendo la disponibilidad y seguridad de contar con el suministro oportuno de conductores de cobre en nuestro país, considerando que este sistema deberá implementarse con conductores de cobre.

CUADRO Nro. 2.1

ALTERNATIVA I-COBRE SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN

CALCULO DE CAIDA DE TENSION

PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE LONGITUD POT(kW) Km	CALIBRE mm2	CAIDA TENS. (%)	SUM CAIDA TENS. (%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350				
PAUCAMAR	26.00	350 1.216	10	0.95	0.95	3682
S.MARCOS	696.00	324 8.155	10	5.91	6.87	21159
ICHOCAN	60.00	193 5.930	10	2.56	2.56	5459
SHIRAC	46.00	77 9.840	10	1.70	4.26	1442
LIC-LIC	31.00	31 3.556	10	0.25	4.50	84
CHANCAY	42.00	56 2.220	10	0.28	4.54	172
MASMA	14.00	14 2.200	10	0.07	4.60	11
TOTAL DE PERDIDAS						32009

CUADRO Nro. 2.2

ALTERNATIVA II-COBRE SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN

CALCULO DE CAIDA DE TENSION
(AÑO 2007)

PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE LONGITUD POT(kW) Km	CALIBRE mm2	CAIDA TENS. (%)	SUM CAIDA TENS. (%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350				
PAUCAMAR	26.00	350 1.216	10	0.95	0.95	3682
S.MARCOS	696.00	324 8.155	10	5.91	6.87	21159
ICHOCAN	60.00	193 5.871	10	2.54	2.54	5405
DERIVACI	0.00	133 1.236	10	0.37	2.90	540
SHIRAC	46.00	77 9.812	10	1.69	4.59	1438
LIC-LIC	31.00	31 3.556	10	0.25	4.84	84
CHANCAY	42.00	56 0.776	10	0.10	3.00	60
MASMA	14.00	14 1.926	10	0.06	3.06	9
TOTAL DE PERDIDAS						32378

CUADRO Nro 2.3

COMPARACION DE COSTOS CON CONDUCTOR DE COBRE (S/.)

ALTERN	TENSION	LINEAS	S.E. SALIDA	S.E. DISTRIB.	ADICIONAL	TOTAL
I	10 kV	431,627,915	23,083,750	77,654,450		532,366,115
	20 kV	485,235,465	31,275,000	107,906,600	29,316,864	653,733,929
II	10 kV	428,833,143	23,083,750	77,654,450		529,571,343
	20 kV	481,275,236	31,275,000	107,906,600	29,316,864	649,773,700

CUADRO Nro. 2.4

ALTERNATIVA II-ALUMINIO SISTEMA SAN MARCOS-ICHOCAN

CALCULO DE CAIDA DE TENSION

PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE LONGITUD POT(kW) Km	CALIBRE mm ²	CAIDA TENS.(%)	SUM CAIDA TENS.(%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350				
FAUCAMAR	26.00	350 1.216	16	1.08	1.08	4239
S.MARCOS	696.00	324 8.155	16	6.69	7.77	24361
ICHOCAN	60.00	193 5.871	16	2.87	2.87	6223
DERIVACI	0.00	133 1.236	16	0.42	3.29	622
SHIRAC	46.00	77 9.812	16	1.91	5.20	1655
LIC-LIC	31.00	31 3.556	16	0.28	5.48	97
CHANCAY	42.00	56 0.776	16	0.11	3.40	69
MASMA	14.00	14 1.926	16	0.07	3.46	11
TOTAL DE PERDIDAS						37278

CUADRO Nro 2.5

COMPARACION DE COSTOS SEGUN EL TIPO DE CONDUCTOR
(S/.)

ALTERN	TENSION	LINEAS	S.E.SALIDA	S.E. DISTRIB.	TOTAL
COBRE	10 kV	428,833,143	23,083,750	77,654,450	529,571,343
ALUMINIO	10 kV	398,353,573	23,083,750	77,654,450	499,091,773

2.2 SELECCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

2.2.1 TENSION UTILIZADA

Para la elección del sistema de distribución en las diferentes localidades se ha considerado 3 alternativas : Sistema 3Ø - 380/220 V, Sistema 1Ø - 220 V y el Sistema 1Ø - 440/220V.

El sistema 3Ø de 220 no se analiza debido a que ya es conocido que el sistema 380/220 es más ventajoso.

2.2.1.1 SISTEMA 3Ø - 380/220

En esta alternativa de suministro, las cargas se distribuyen alternativamente a cada una de las fases, tratando de balancear el circuito, de tal manera que la corriente de retorno por el neutro no sea mayor del 10% que la correspondiente a la potencia media del circuito (3 fases).

El cálculo de la sección del conductor de las 3 fases, se realiza por capacidad de corriente, y por caída de tensión empleando la fórmula :

$$V\% = \frac{P \times L}{10 \times V^2} (r + x \operatorname{tg} \theta)$$

donde :

P = vatios

L = metros

V = Volt (380V)

\emptyset = ángulo de factor de potencia

r = ohm/km

x = ohm/km

En caso que la corriente correspondiente al alumbrado público sea mayor, el cálculo de la sección del conductor neutro se hace en base a la carga del alumbrado público previsto (aunque la localidad no cuente con alumbrado público inicial), igualmente se tiene presente la capacidad de corriente del conductor y la caída de tensión de éste empleando la fórmula :

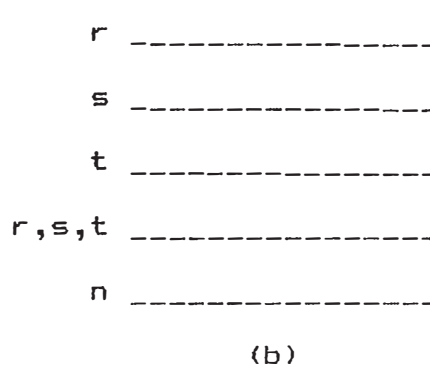
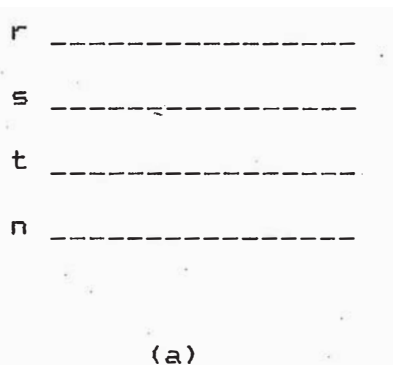
$$V\% = \frac{2PL}{10 V^2} (r + x \operatorname{tg} \emptyset)$$

donde :

V = 220 Volt

La distribución de las fases para la alimentación del alumbrado público se hace en lo posible tratando de equilibrar las corrientes en la subestación, para esto se destinan fases diferentes por circuito.

De esta manera nuestra red de distribución estará compuesta por 4 conductores (a) en el caso de no tener alumbrado público y 5 conductores (b) si se cuenta con alumbrado público.



2.2.1.2 SISTEMA 10 - 220

Para esta alternativa se considera la capacidad de corriente, y la caída de tensión en el conductor, aplicando la fórmula:

$$V\% = \frac{2PL}{10 V^2} (r+xtg\theta)$$

donde :

$$V = 220 \text{ Volt}$$

Esta fórmula es válida para el cálculo de las redes para las localidades que no cuentan con alumbrado público (a).

Si la localidad cuenta con alumbrado público, lleva 3 conductores (b) y para el cálculo de caída de tensión se ha utilizado las siguientes expresiones :

$$V\% = \frac{2P_{spL}}{10 V^2} (r+xtg\theta) + \frac{P_{apL}}{10V^2} (r+xtg\theta) \quad y$$

$$V\% = \frac{2P_{apL}}{10 V^2} (r+xtg\theta) + \frac{P_{spL}}{10V^2} (r+xtg\theta)$$

y para la determinación de la sección del conductor se adopta aquella que arroje una mayor sección del conductor.

De esta manera nuestra red de distribución estará compuesta por 2 conductores (a) en el caso de no tener alumbrado público y 3 conductores (b) si se cuenta con alumbrado público.

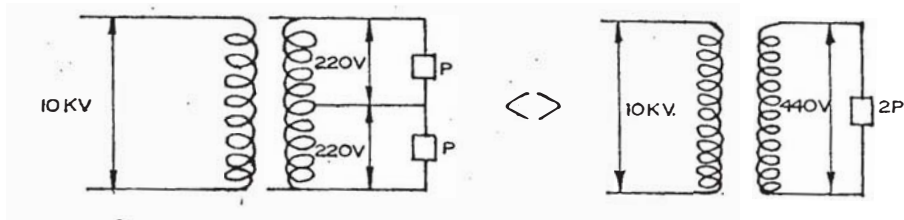
(a)

(b)

2.2.1.3 SISTEMA 10 - 440/220

Para el cálculo de la sección del conductor en esta alternativa, se considera que las cargas en el circuito

están balanceadas, de tal manera que éste se comporte como el monofásico en 440 Volt equivalente así tenemos:



Similarmente a los sistemas anteriores se calcula la sección del conductor por capacidad de corriente y por caída de tensión donde la fórmula de caída de tensión viene expresado por :

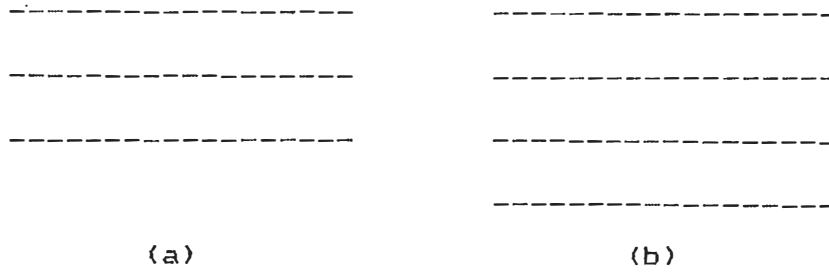
$$V (\%) = \frac{2PL}{10 V^2} (r + x \operatorname{tg} \theta)$$

donde :

$$V = 440 \text{ Volt}$$

El cálculo de la sección del conductor proveniente del tap central del transformador, se efectúa en base a la potencia del alumbrado público chequeando la capacidad de corriente y caída de tensión en el conductor empleando la fórmula anterior con la excepción del valor de tensión que en este caso es 220 Volt.

En caso de no contar con alumbrado público inicial la red de distribución tendría 3 conductores (a) mientras que existe alumbrado público tendrá 4 conductores (b).



Se tratará en lo posible de balancear la carga del alumbrado público en el transformador, tomando una fase diferente para cada circuito.

2.2.2 CRITERIOS TECNICO - ECONOMICO

Para determinar la alternativa más recomendable se ha considerado 2 aspectos bien demarcados: El económico y el técnico.

2.2.2.1 CRITERIO TECNICO

En este aspecto se tiene en cuenta los beneficios que brinda cada uno de los siguientes sistemas citados.

La principal diferencia entre estas alternativas radica en la caída de tensión y en la capacidad de transmisión de potencia que se logra con una misma sección de conductor.

Para comparar las siguientes expresiones, consideramos $x_{30} = x_{10} = x$, incurriendo con un mínimo error.

30 - 380/220

10 - 220

20 - 440/220

$$V\% = \frac{PL}{V} (r+xtg\phi)$$

$$V = \frac{2PL}{V} (r+xtg\phi)$$

$$V = \frac{2PL}{V} (r+xtg\phi)$$

$$P = \frac{V \times V}{L (r+xtg\phi)}$$

$$P = \frac{V \times V}{2L (r+xtg\phi)}$$

$$P = \frac{V \times V}{2L (r+xtg\phi)}$$

$$P = \frac{K}{L} \frac{V^2}{2} \times k_2$$

$$P = \frac{K}{2L} \frac{V^2}{2}$$

$$P = \frac{K}{2L} \frac{V^2}{2}$$

$$P \times L = \frac{K}{3} \times V^2$$

$$P \times L = \frac{K}{3} \times \frac{V^2}{2}$$

$$P \times L = \frac{K}{3} \times \frac{V^2}{2}$$

$$P \times L = 6K$$

$$P \times L = K$$

$$P \times L = 4K$$

Estas últimas expresiones nos muestran que el sistema 30 - 380/220 tiene una mayor capacidad de transmisión de potencia, para una misma fracción de caída de tensión, además puede satisfacer cargas trifásicas resultando de esta manera la alternativa técnicamente más ventajosa.

2.2.2.3 CRITERIO ECONOMICO

Para este aspecto podemos definir 2 tipos de localidades típicas (urbanas y rurales), y estudiar para estas, las alternativas más viables.

a) Localidades Rurales

En estas localidades se evalúa cada alternativa considerando únicamente los costos de conductores, aisladores y transformadores puesto que los otros elementos son los mismos para todas las alternativas.

El Cuadro Nro. 2.6, nos muestra los resultados de una localidad rural típica.

b) Localidades Urbanas

Al igual que en las localidades rurales con las mismas consideraciones se elabora el Cuadro Nro. 2.7 donde se muestra los resultados de los sistemas en estudio.

Para estas localidades se ha encontrado el radio económico de las subestaciones, para esto se varía la potencia de las mismas y se evalúa los costos de todos los elementos componentes de la red primaria, secundaria, así como su respectivo montaje, y se compara el costo por usuario del servicio eléctrico.

Para ilustrar este análisis se considera una localidad típica representativa del sistema la cual ha sido estructurada en base a manzanas de 70 x 70 mts. una densidad de 16 usuarios por manzana con 0.4 Kw de máxima demanda por usuario y una potencia de 90 W., para cada artefacto de iluminación (lámpara de vapor de mercurio de 90 W).

CUADRO Nro. 2.6

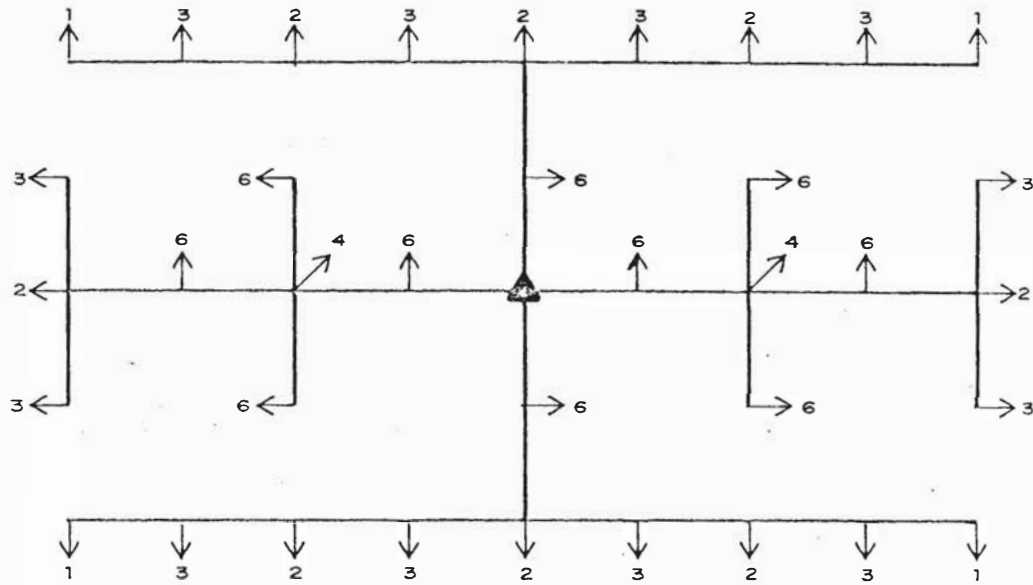
COMPARACION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION
PARA UNA LOCALIDAD TIPICA RURAL

SISTEMA :	3φ - 380/220	1φ - 220	1φ - 440/220
RED PRIMARIA			
CONDUCTORES			
seccion - mm ²	mts. Costo (\$)	mts. Costo (\$)	mts. Costo (\$)
10	420 262.71	280 175.14	280 175.14
AISLADORES			
	Cantidad Costo (\$)	Cantidad Costo (\$)	Cantidad Costo (\$)
	9.00 92.79	6.00 61.86	6.00 61.86
RED SECUNDARIA			
CONDUCTORES			
seccion - mm ²	mts. Costo (\$)	mts. Costo (\$)	mts. Costo (\$)
6	3115 1,650.95	1400 742.00	2800 1,484.00
10	---	---	---
16	---	---	---
25	---	---	---
35	---	700 2,492.00	---
	Subtotal 1,650.95	Subtotal 3,234.00	Subtotal 1,484.00
AISLADORES			
	Cantidad Costo (\$)	Cantidad Costo (\$)	Cantidad Costo (\$)
	100 38.00	60 22.80	80 30.40
TRANSFORMADORES			
	Potencia Costo (\$)	Potencia Costo (\$)	Potencia Costo (\$)
	15kV 1,725.00	15kV 1,547.00	15kV 1,897.50
PUESTA A TIERRA			
	Cantidad Costo (\$)	Cantidad Costo (\$)	Cantidad Costo (\$)
	2 80.00	---	---
COSTO TOTAL	\$ 3,849.45	\$ 5,040.80	\$ 3,648.90

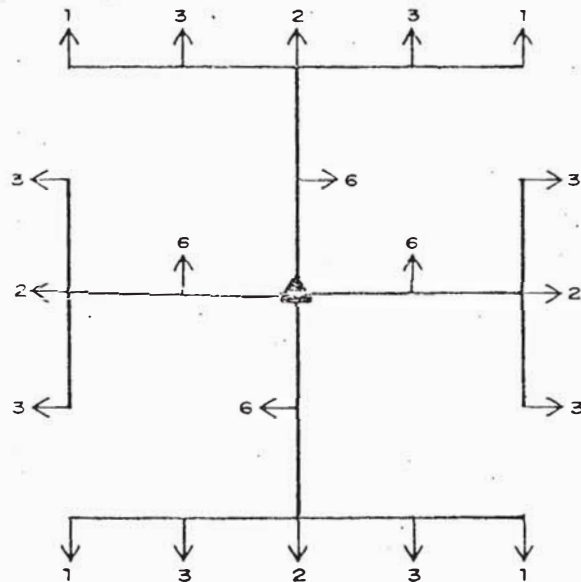
CUADRO Nro. 2.7

COMPARACION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION PARA UNA LOCALIDAD TIPICA URBANA								
SISTEMA :	3Ø - 380/220		1Ø - 220		1Ø - 440/220			
RED SECUNDARIA								
CONDUCTORES								
seccion - mm ²	mts.	Costo (\$)	mts.	Costo (\$)	mts.	Costo (\$)		
6	12,040	6,381.20	4,900	2,597.00	7,945	4,210.85		
10	1,890	2,116.80	2,310	2,587.20	2,590	2,900.80		
16	1,470	2,660.70						
25	2,625	7,140.00	420	1,142.40	2,030	5,521.60		
35	---	---	6,790	24,172.40	2,100	7,476.00		
	Subtotal 18,298.70		Subtotal 30,499.00		Subtotal 20,109.25			
AISLADORES								
	Cantidad	Costo (\$)	Cantidad	Costo (\$)	Cantidad	Costo (\$)		
	515	195.70	412	156.56	412	156.56		
TRANSFORMADORES								
	Potencia	Costo (\$)	Potencia	Costo (\$)	Potencia	Costo (\$)		
	kVA		kVA		kVA			
	2x100	7,222.00	2x100	6,368.00	2x100	7,944.00		
PUESTA A TIERRA								
	Cantidad	Costo (\$)	Cantidad	Costo (\$)	Cantidad	Costo (\$)		
	8	320.00	---	---				
COSTO TOTAL	\$ 26,036.40		\$ 37,023.56		\$ 28,209.81			

PARA 50 KVA.

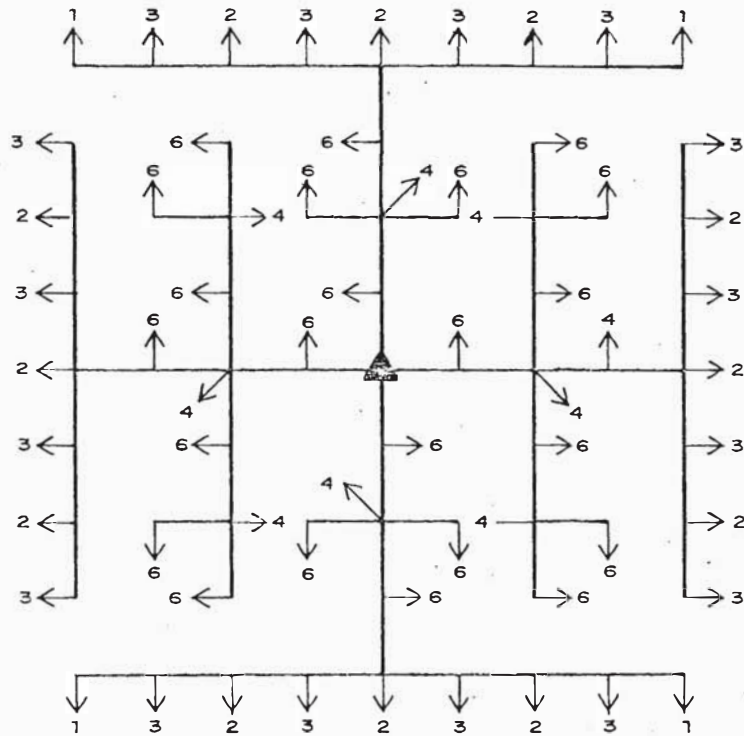


PARA 25 KVA

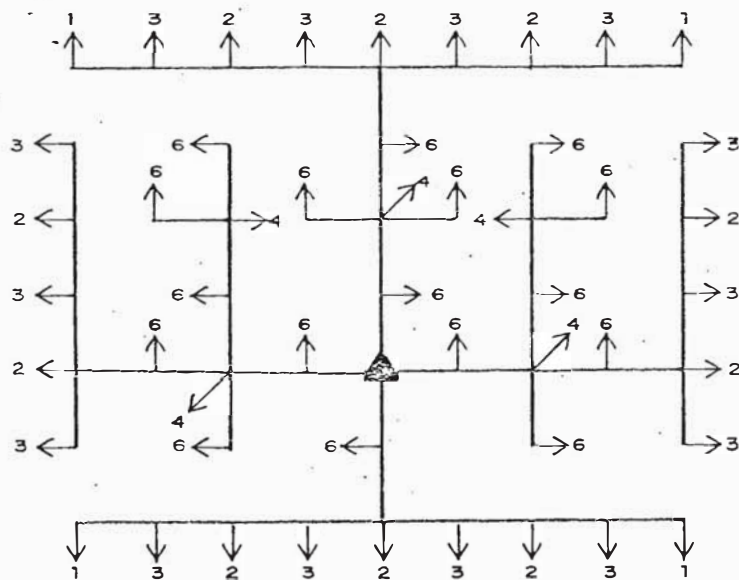


NOTA = LOS NUMEROS, NOS INDICAN LA CANTIDAD DE USUARIOS POR POSTE.

PARA 100 KVA.

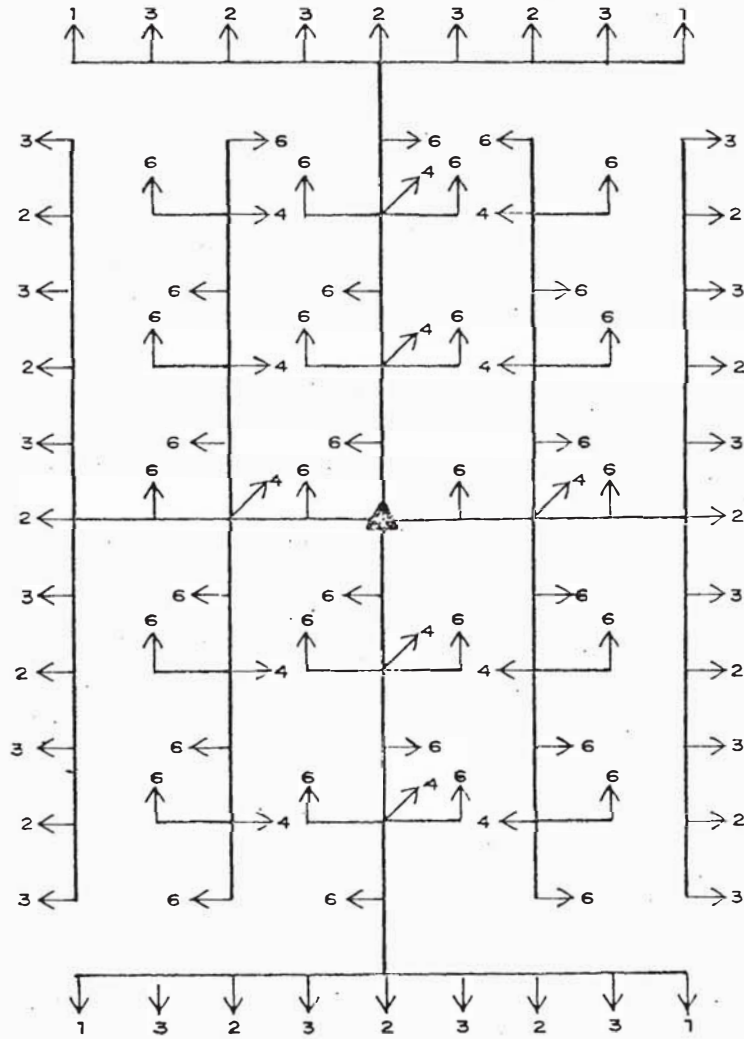


PARA 80 KVA



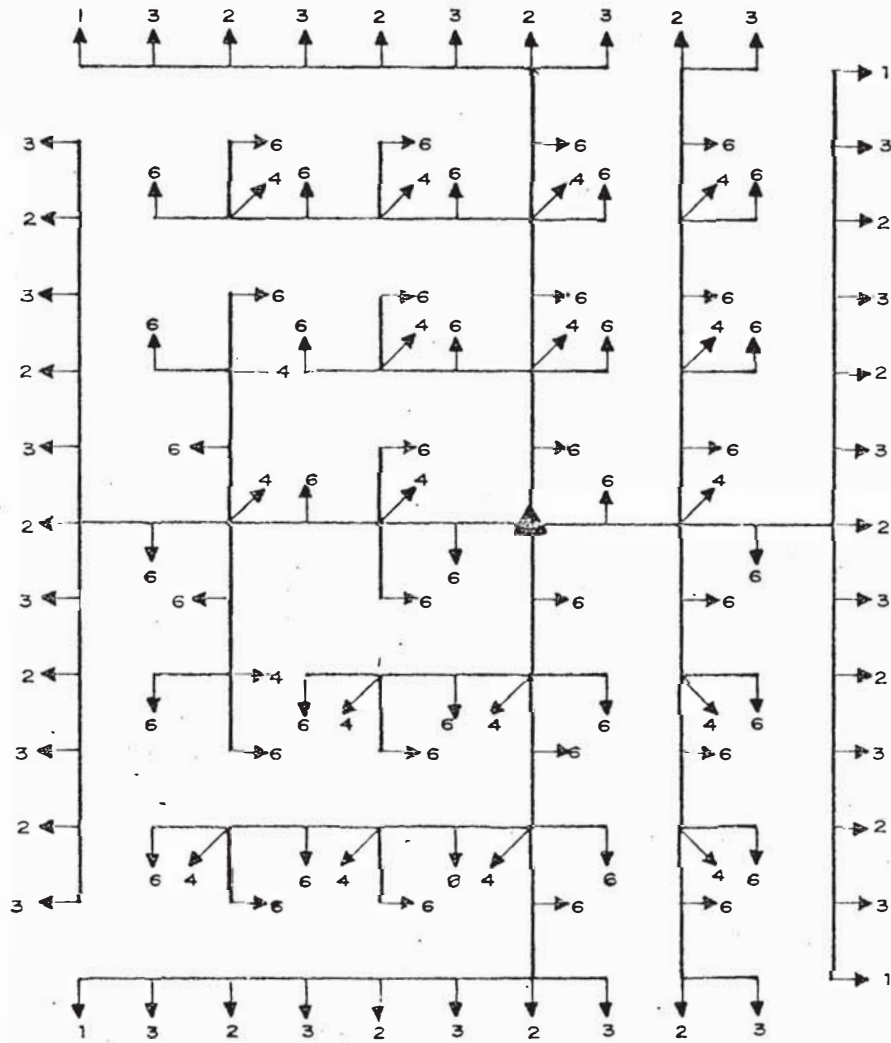
NOTA: LOS NUMEROS, NOS INDICAN LA CANTIDAD DE USUARIOS POR POSTE.

PARA 160 KVA.



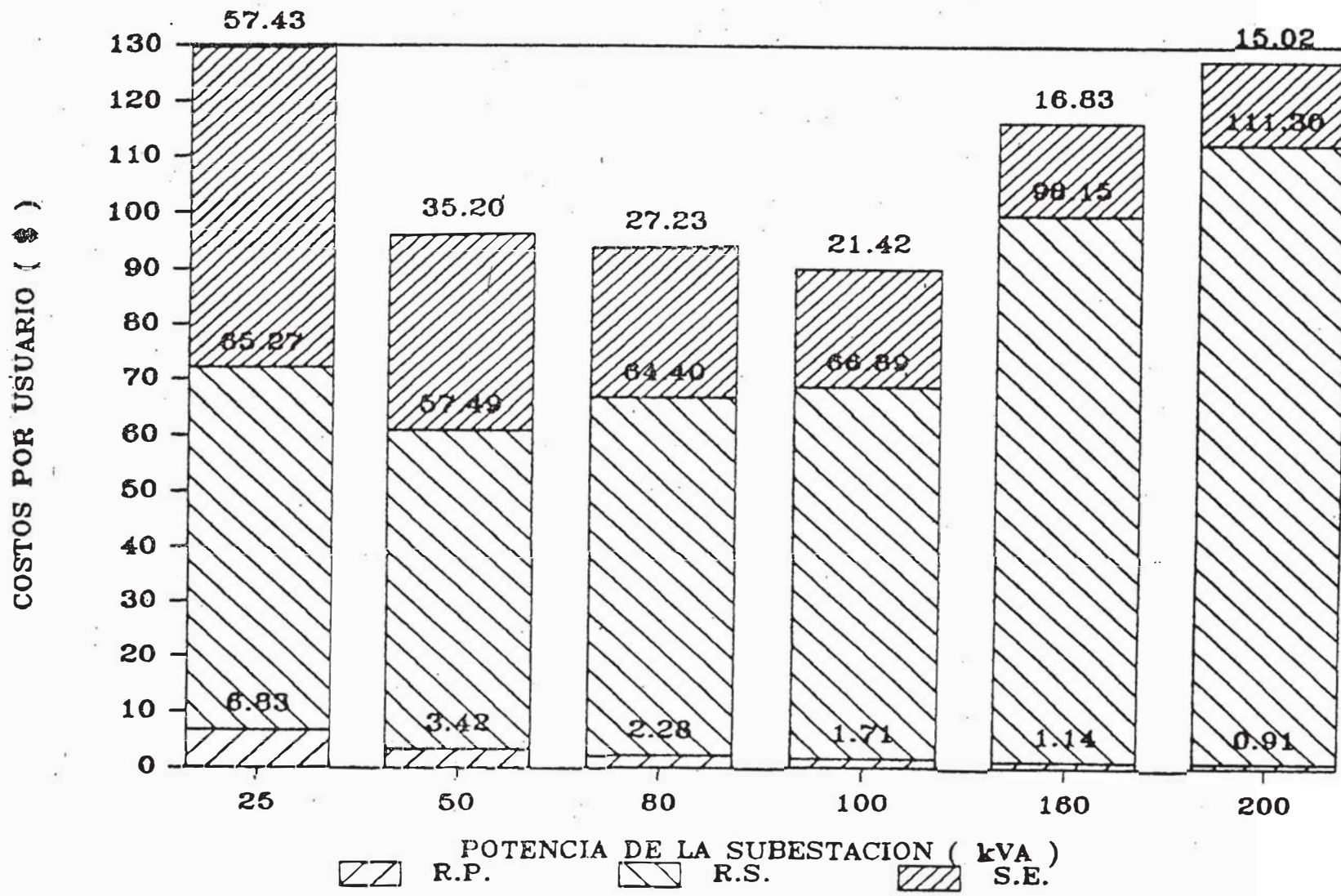
NOTA = LOS NUMEROS, NOS INDICAN LA CANTIDAD DE USUARIOS POR POSTE

PARA 200 KVA



NOTA = LOS NUMEROS, NOS INDICAN LA CANTIDAD DE USUARIOS POR POSTE.

FIGURA Nro. 2.7



CUADRO Nro. 2.8

DETERMINACION DE LA POTENCIA OPTIMA DE LA SUBESTACION PARA UNA LOCALIDAD TIPICA URBANA						
POTENCIA DE SUBESTACION	25kVA	50kVA	80kVA	100kVA	160kVA	200kVA
	25	50	80	100	160	200
COSTO DE LA SUBESTACION POR USUARIO	\$ 57.43	35.20	27.23	21.42	16.83	15.02
COSTO DE LA RED PRIMARIA POR USUARIO	\$ 6.83	3.42	2.28	1.71	1.14	0.91
COSTO DE LA R. SECUNDARI POR USUARIO	\$ 65.27	57.49	64.40	66.89	98.15	111.30
COSTO TOTAL POR USUARIO	\$ 129.53	96.11	93.91	90.02	116.12	127.23

Las figuras Nro. 2.3 al 2.6 la distribución de la red correspondiente. El cuadro Nro.2.8 nos muestra el resumen de costos por usuario y la figura Nro. 2.7, el gráfico para cada una de las potencias de los transformadores.

2.2.2A CONCLUSIONES

Teniendo presente las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas estudiadas se recomienda :

a) El empleo del sistema 3Ø - 380/220, para todas las localidades en estudio, ya que como se ha visto es el sistema técnicamente más adecuado, económicamente el más ventajoso, en las localidades rurales con una densidad de carga relativamente baja, el sistema 1Ø - 440/220, presenta una ligera ventaja económica (ver cuadro Nro. 2.6), sin embargo, esta pequeña diferencia no justifica la introducción en el sistema de una nueva tensión, dejar a la zona sin la posibilidad de tener cargas trifásicas y suponer que esta no llegue nunca a tener una mayor densidad de carga.

b) El empleo de subestaciones entre 50 y 100 kVA en todas las localidades urbanas ya que como se observa en la figura Nro. 2.7 y cuadro Nro. 2.8, presenta un mejor costo.

c) El empleo de subestaciones con potencias de 5, 10 y 15 kVA para todas las localidades rurales, debido a la poca densidad de carga actual de éstas.

. Pese a que C.N.E. en la tabla 3-X normaliza como mínimo 50 kVA, para los transformadores trifásicos, sin embargo, debe permitirse el uso de transformadores trifásicos de menor potencia ya que la potencia total de muchas localidades son inferiores al mínimo indicado en la referida tabla.

d) El empleo del sistema 3Ø - 380/220, ya que disminuye la presión financiera en el momento de implementarse las redes, puesto que el inicio es posible instalar ramales monofásicos o bifásicos. La Empresa deberá realizar mediciones que permitan conocer el comportamiento de la red a fin de determinar el momento en el cual estas queden saturadas y proceder a la instalación de las otras fases.

e) El sistema 380/220 presenta además la ventaja de la fijar el neutro, con lo que se disminuye mucho el riesgo de sobretensiones, riesgo que es muy alto en el sistema 440/230.

CAPITULO III

INGENIERIA DEL PROYECTO.

3.1 HIDROLOGIA.

El estudio Hidrológico es de extrema importancia para definir en base a la curva de duración las frecuencias de los diferentes caudales que serían utilizadas para determinar la capacidad de la Central.

Luego de un análisis de la información hidrometereológica de la cuenca del río Muyoc se decidió que debía tomarse trece años de descargas del mencionado río.

Todas las estaciones pluviográficas o hidrométricas fueron sometidos al proceso de doble masa, de análisis de consistencias en la media y en la desviación estandar, así como correlaciones para completar la información faltante

Se obtuvo los siguientes valores :

Descarga máxima : $36 \text{ m}^3/\text{seg}$ con 100 años de retorno

Descarga mínima : $0.08 \text{ m}^3/\text{seg}$ con 10 años de retorno

Descarga al 90% : $0.32 \text{ m}^3/\text{seg}$.

La información hidrometeorológica ha sido obtenida de los registros del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI).

La morfología de la cuenca tiene como parámetros y valores :

- a.- Area de la cuenca : 218 Km
- b.- Perímetro de la cuenca : 87 Km.
- c.- Coeficiente de compacidad : 1.65
- d.- Factor de forma : 0.14
- e.- Grado de ramificación : 4
- f.- Densidad de drenaje : 0.76 Km/Km²
- g.- Extensión media de escurrimiento superficial : 0.19 Km
- h.- Frecuencia de rios : 0.50 rios/Km²

3.2 CALCULO DE LA TUBERIA FORZADA.

Para un caudal de 0.32 m³/s. y asumiendo una velocidad del agua de 3.5 m/seg. determinamos el diámetro interior del tubo

$$d = 0.35 \text{ m.}$$

3.2.1 CALCULO DEL ESPESOR DE LA TUBERIA.

$$P \times d = 2e \times k$$

donde :

P es la presión total en el interior de la tubería (m)

e espesor de la tubería (mm)

k coeficiente de trabajo del acero 10 Kg/mm²

Admitiendo que la sobrepresión límite (h) es del 30% de la altura del salto (H).

$$P = H + h = 1.3H$$

$$\text{como } H = 129.86 \text{ m.}$$

$$P = 168.18 \text{ m.}$$

$$\text{Por lo tanto } e = 2.94 \text{ mm}$$

Pero como el mínimo espesor debe ser 5 mm, asumimos
 $e = 5 \text{ mm}$

4.2.2 GOLPE DE ARIETE.

Según la teoría de Allieve que comprende todos los factores que intervienen en el golpe de Ariete denominamos celeridad de ondas a la velocidad "a" de propagación de las mismas a lo largo de la tubería y que viene a estar dado por

$$a = \frac{C}{1 + \frac{E}{E} \frac{D}{e}} \text{ m/seg.}$$

donde:

C es la velocidad de propagación del sonido en el agua
(1420 m/seg a 15 C)

E Módulo de elasticidad del material de la tubería
(Kg/m²)

e espesor de la tubería en metros

D diámetro de la tubería

La relación ϵ/E tiene como valor promedio para tubería de acero 0.01

Por lo tanto $a = 835.29$ m/seg.

El tiempo de cierre (T_r) debe ser menor que $2L/a$ siendo L la longitud de la tubería

$$T_r \leq 0.565 \text{ seg}$$

La sobrepresión la obtenemos mediante la siguiente fórmula :

$$h = \frac{a}{g} (V_0 - V_1)$$

donde :

h sobrepresión en m

a la celeridad

V_0 la velocidad de régimen (m/seg)

V_1 la velocidad final (m/seg) después de la maniobra de cierre

$$h = 298.3 \text{ m}$$

que viene a ser mayor que el 30% de sobrepresión asumida por lo que el tiempo de cierre deberá ser mayor a 0.5 seg.

$$t_c = 1.2 \text{ seg}$$

3.3 CALCULOS ELECTROMECHANICOS DE LA CENTRAL.

3.3.1 DATOS BASICOS.

Nivel Máximo de Cámara de Carga	=	2689.26 m.
Nivel Máximo del Canal de Restitución	=	2557.80 m.
Nivel del Piso de la Casa de Máquinas	=	2558.80 m.
Altura Bruta	=	129.86 m.
Caudal	=	0.32 m ³ /s.
Pérdida en la Tubería (100% del Caudal)	=	2.40 m.
Altura Neta	=	127.46 m.

3.3.2 SELECCION DE LA TURBINA.

Número de Unidades : 1

$$P = 13.34 \times 0.32 \times 126.86 \times 0.85 = 460 \text{ CV}$$

$$P = 9.804 \times 0.32 \times 126.86 \times 0.85 = 340 \text{ kW}$$

Velocidad Asumida = 514.7 RPM

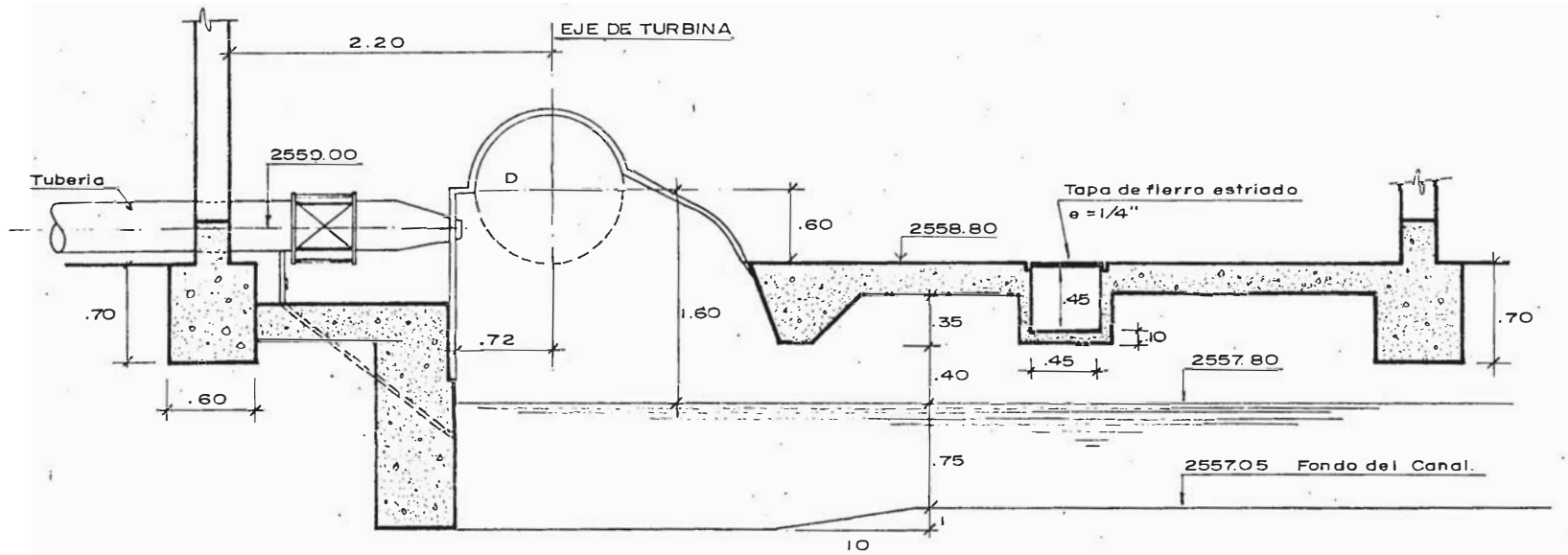
$$s = \frac{514.7 \times 460}{(127.46)} = 25.83 \text{ m-CV}$$

Para $N_s = 26$ corresponde una turbina Pelton de una rueda y un chorro.

- Dimensiones aproximadas de la Máquina :

Diámetro del chorro = 90 mm.

DN = 300



NIVEL MAXIMO DE LA CAMARA DE CARGA= 2689.26
 $HB = 2689.26 - (2558.8 + 0.60) = 129.86$
 PERDIDAS = 2.4m.
 $H_N = 129.86 - 2.4 = 127.46 \text{ m.}$

$$D = 900 \text{ mm. (Diámetro de la rueda)}$$

3.3.3 POTENCIA DEL ALTERNADOR.

$$P = 0.95 \times 338 = 323 \text{ kW}$$

Optamos por un generador de 350 kW., para tener en cuenta la posible mayor eficiencia de la turbina.

Si la eficiencia de la turbina es 0.9 y el alternador 0.955.

$$P = 0.955 \times 0.9 \times 9.804 \times 0.32 \times 127.46 = 343.7 \text{ kW}$$

$$P \approx 350 \text{ kW}$$

Potencia del alternador 350 kW

$$\text{Cos } \emptyset = 0.8$$

$$\text{Pot} = 437.5 \text{ kVA} \approx 440 \text{ kVA}$$

3.3.4 TRANSFORMADOR.

Se utiliza un solo transformador :

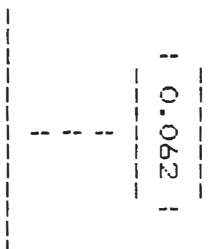
$$P_t = 440 \text{ kVA}$$

(Normalizado = 500 kVA)

3.3.5 CALCULO DE CORTO CIRCUITO.

$$\text{Generador} = 15\% \quad P = 0.35 \text{ MW c/u}$$

$$Z_1 = 0.15 \times \frac{(0.38)^2}{0.35} = 0.062 \text{ ohm, } 50 \text{ ohms a } 10 \text{ kV}$$



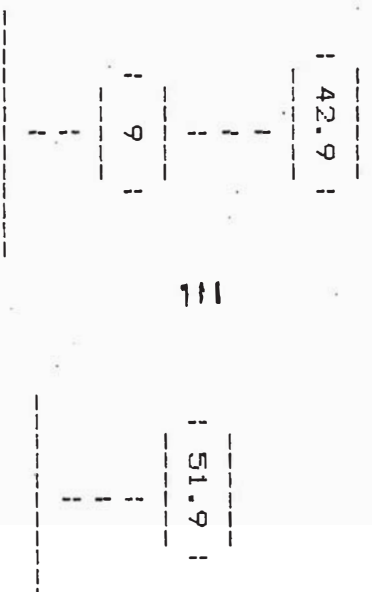
$$I_{CC} = \frac{380}{\sqrt{3} \times 0.062} = 3.54 \text{ KA}$$

$$P_T = 2.3 \text{ MVA}$$

$$\text{-- TRANSFORMADOR} = 4.5\%$$

$$Z_T = \frac{0.045 (0.38)^2}{0.5} = 0.013 \text{ ohm a } 380 \text{ voltios}$$

$$9 \text{ ohms a } 10 \text{ KV}$$



$$I_{CC} = \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 51.9} = 0.12 \text{ KA}$$

$$\text{Poder de Ruptura} = 2.1 \text{ MVA}$$

3.3.6 CALCULO DE LOS CONDUCTORES.

a) De generador a transformador :

$$V = 380 \text{ V.}$$

$$P = 350 \text{ KVA} - \cos \emptyset = 0.8$$

$$I = 665 \text{ Amp.}$$

- Límite Térmico.- Conductor NYY Triplex de ,120mm²
I admisible 378 Amp

2 Conductores por fase en canaleta.- Se acepta esta intensidad porque la temperatura ambiente media es de 13 C.
(Capacidad 674 Amperios en canaleta).

- Cortocircuito.

El cortocircuito de falla más desfavorable es de :
3.54 KA.

El conductor soporta para un segundo de falla 12KA,
por lo que la seguridad está garantizada.

- Caída de Tensión - despreciable.

b) Cálculo del Conductor de 10 kV.

V = 10 kV

P = 350 kW, cos ϕ 0.8

I = 25.3 Amp.

- Límite Térmico .-

Sería suficiente con un conductor de 3 x 16 mm².

- Corto circuito.-

La corriente desfavorable es de 0.12 KA. el conductor de 16 mm² soporta este valor.

- Caída de Tensión - Despreciable.

Se adopta 3 x 35 mm², por las siguientes razones:

- a) Disponibilidad del conductor de 16 mm² en el mercado, muy restringida.
- b) Previsión para cubrir la parte de las descargas atmosféricas no controladas.

3.3.7 CALCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.

- Resistividad del Terreno = 100 ohm-m
(En la zona derecha de la Central)
- Longitud de la malla propuesta = 232 m.
- Corriente de falla = $0.12 \times 3 = 0.36 \text{ KA}$

a) Tensión de toque máxima = 125 V

$$V_t = \frac{0.7 \times 100 \times 360}{232} = 108.6 \text{ V}$$

Valor inferior al máximo permitido de 125 V.

- Resistividad de la Malla

$$R = \frac{100}{13.4} + \frac{100}{232}$$

$$R = 7.9 \text{ ohm}$$

b) Tensión de paso.

$$V_p = \frac{0.16 \times 100 \times 360}{232 \times 0.7} = 36 \text{ Voltios}$$

Valor bueno

- Gradiente de Potencial (en la Periferia)

$$G = \frac{100 \times 360}{(95/2)^2} = 117 \text{ Voltios}$$

Valor bueno

3.4 CALCULOS DE LA LINEA DE TRANSMISION

El cálculo de la línea de 10 kV se realiza tomando las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, de las Normas del CEI y los objetivos del proyecto. Así por ejemplo debe considerarse que algunos tramos de la línea serán usados como Red Primaria, en las partes en que estas atraviesen las localidades.

3.4.1 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO Y DETERMINACION DE LAS DISTANCIAS ELECTRICAS.

3.4.1.1 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO.

De acuerdo al Código Nacional de Electricidad Tomo IV y a las Normas CEI el nivel de aislamiento para la tensión nominal de 10 kV, (tensión máxima de 12kV) que deben soportar los equipos con los factores de corrección de altura y temperatura es de :

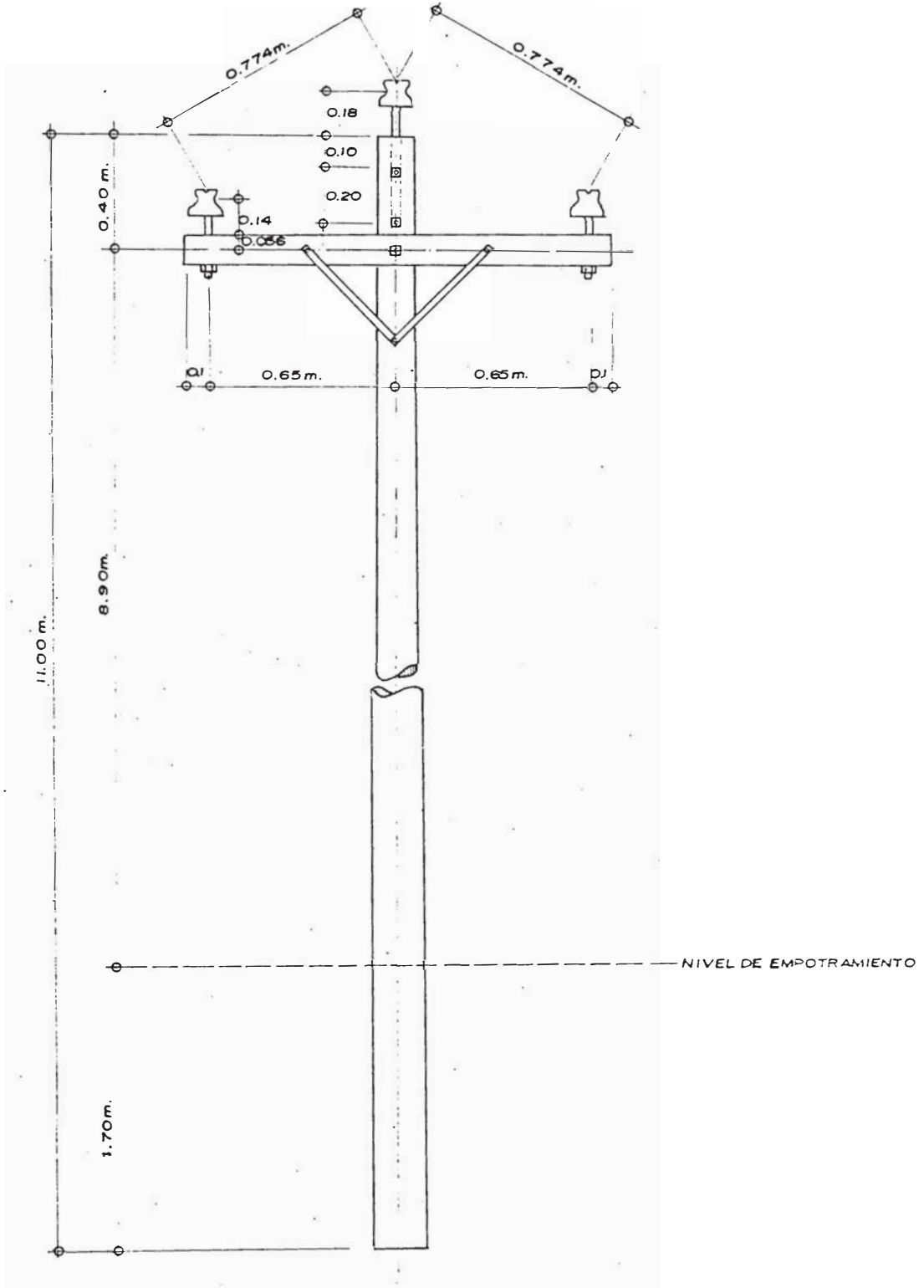
- a) Tensión que debe soportar con onda de frente escarpado 1.2/50 μ s: 95 kV (pico)
- b) Tensión que de soportar a frecuencia industrial corta duración: 34 kV
- c) Mínima separación a masa 20 cms.

3.4.1.2 DISTANCIAS ELECTRICAS.

Sobre la base de un vano de 150 m. se obtiene la flecha máxima referencial de 3.6 m., con la que calculamos la distancia que debe soportar entre conductores (a)

DISPOSICION DE CONDUCTORES

FIG. 3.1



mediante la fórmula:

$$a = 0.762 \text{ kV} + 3.68 \sqrt{f}$$

$$a = 0.762 \text{ kV} \times 10 + 3.68 \sqrt{366} = 77.44 \text{ cm.}$$

Como comprobación utilizamos la fórmula dada por Ing. G. Barera:

$$a = \geq \left(n f + \frac{0.01 \times \text{kV}}{\sqrt{\sigma_1}} \right) \times 0.7$$

donde:

n = coeficiente que para el cobre es 0.5

$\sqrt{\sigma_1}$ = densidad específica del aire 1.2

$$a \geq \left(0.5 \cdot 3.60 + \frac{0.01 \times 10}{1.2} \right) \times 0.7 = 72.24$$

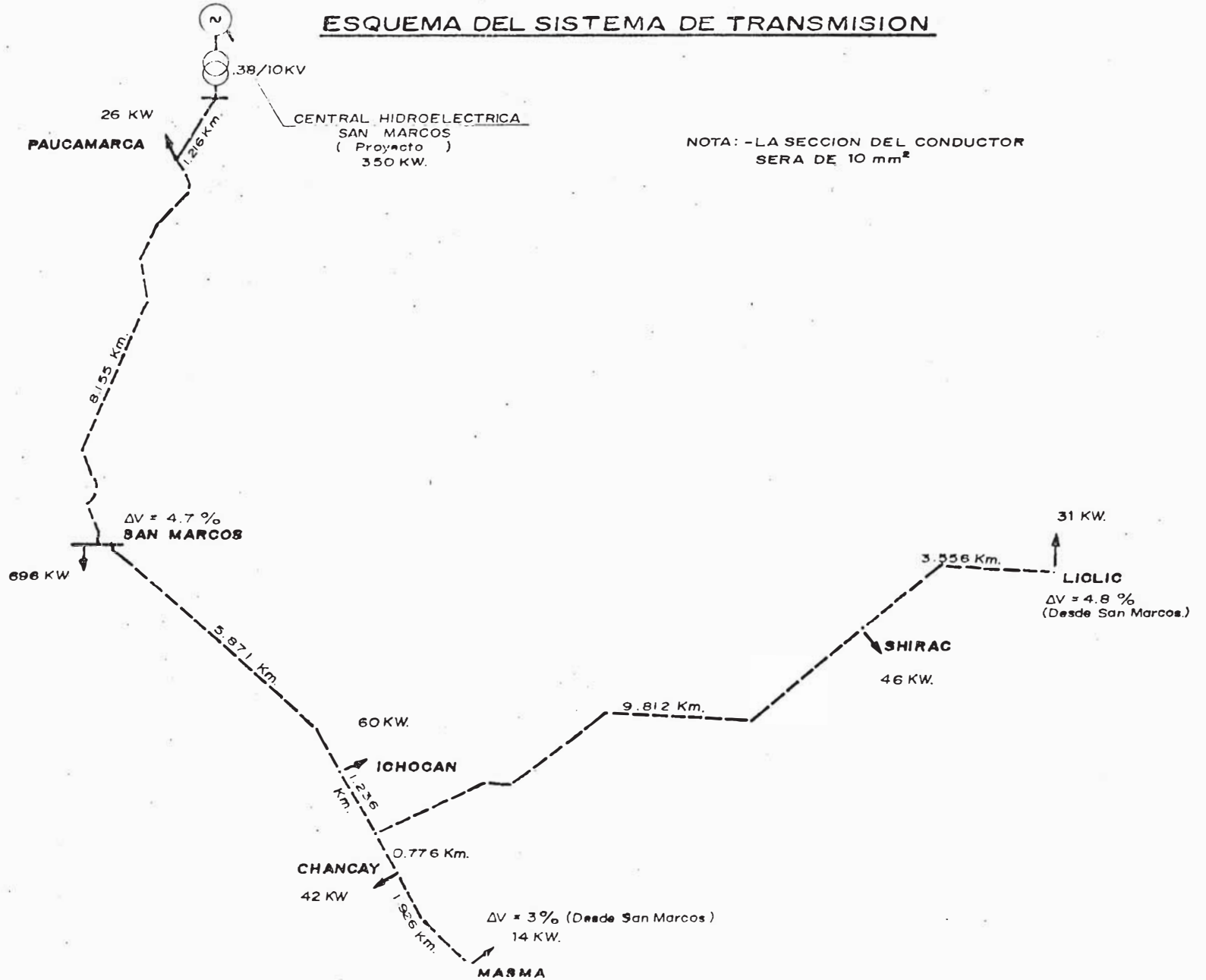
$$a \geq 0.73 \text{ m}$$

En la línea se utilizarán aisladores tipo pin con excepción de los ángulos mayores de 60 tomando como base estos valores se obtiene la disposición de conductores que se muestra en el gráfico 3.1.

3.4.2 CALCULO ELECTRICO.

El cálculo se realiza para el esquema de carga adoptado en el estudio del mercado y que se muestra en el gráfico 3.2, se considera las cargas asignadas como cargas puntuales por la poca longitud o área de las localidades.

ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION



CUADRO Nro. 3.1

 CALCULO DE LA POSICION DE LOS TAPS
 EN LOS TRANSFORMADORES

TENSION DE GENERACION: 10500

CAIDA DE TENSION	TENSION EN EL TRAFOS	POSICION DEL TAP	TENSION EN EL TRAFOS BAJA	CAIDA EN EL TRAFOS CON 8.80	TENSION CON 11.00
0.0%	10500.0	10500	230.0	221.2	210.2
0.5%	10450.0	10500	228.9	220.1	209.1
1.0%	10400.0	10250	233.4	224.6	213.6
1.5%	10350.0	10250	232.2	223.4	212.4
2.0%	10300.0	10250	231.1	222.3	211.3
2.5%	10250.0	10250	230.0	221.2	210.2
3.0%	10200.0	10250	228.9	220.1	209.1
3.5%	10150.0	10000	233.5	224.7	213.7
4.0%	10100.0	10000	232.3	223.5	212.5
4.5%	10050.0	10000	231.2	222.4	211.4
5.0%	10000.0	10000	230.0	221.2	210.2
5.5%	9950.0	10000	228.9	220.1	209.1
6.0%	9900.0	9750	233.5	224.7	213.7
6.5%	9850.0	9750	232.4	223.6	212.6
7.0%	9800.0	9750	231.2	222.4	211.4
7.5%	9750.0	9750	230.0	221.2	210.2

3.4.2.1 CALCULO DE PARAMETROS ELECTRICOS.

3.4.2.1.1 Resistencia.

El cálculo se realiza considerando la resistencia del conductor a 50 C evaluada con la siguiente expresión :

$$r_{50\text{ C}} = r_{20\text{ C}} (1 + \alpha \Delta T)$$

donde:

r_{20} = resistencia de catálogos para 20 C α coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura

$$\alpha = (0.00384 \text{ para el Cu}).$$

ΔT = diferencia de temperatura

3.4.2.1.2 Reactancia Inductiva.

La reactancia inductiva evaluada para la distribución geométrica de conductores adoptada en el acápite 3.4.1.2 se obtiene con la siguiente fórmula:

$$x_L = (4 \pi f \times \ln \frac{D}{r'}) 10^{-4} \text{ ohm/km.}$$

donde:

f = frecuencia 60 Hz.

D = distancia equivalente de los conductores.

r' = radio medio geométrico del conductor

3.4.2.2 SECCION DEL CONDUCTOR.

A fin de obtener una regulación de la tensión compatible con los niveles de tensión establecidos en el

CNE. Se ha efectuado un análisis de regulación de la tensión mediante una adecuada ubicación de los taps de los transformadores tal como se puede apreciar en el cuadro No. 3.1.

Este criterio nos da un margen suficiente como para absorber el crecimiento que pudiese haber en el área del proyecto.

Se ha adoptado conductor de cobre de 10 mm² en todo el recorrido de la Línea de transmisión.

Para este conductor los valores de resistencia y reactancia son :

	r (ohm/Km)	X (ohm/Km)
	$\frac{2}{}$	$\frac{2}{}$
10 mm ²	2.0743	0.4832

Los valores de caída de tensión y pérdidas en la línea para los años : 1987, 1992, 1997, 2002 y 2007. Se muestran en los cuadros : 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, y 3.6, respectivamente.

3.4.3 CALCULO DE AISLADORES.

a) Según el CNE la tensión de servicio debe ser afectada por los factores de corrección de altura y temperatura.

$$F = \frac{273}{t} \cdot t$$

313

CUADRO Nro. 3.2

SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN

CALCULO DE CAIDA DE TENSION
(ANO 1987)

PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE POT(kW)	LONGITUD Km	CALIBRE mm ²	CAIDA TENS.(%)	SUM CAIDA TENS.(%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350					
PAUCAMAR	16.00	350	1.216	10	0.95	0.95	3682
S.MARCOS	274.00	334	8.155	10	6.10	7.05	22485
ICHOCAN	36.00	98	5.871	10	1.29	1.29	1394
DERIVACI	0.00	62	1.236	10	0.17	1.46	117
SHIRAC	20.00	31	9.812	10	0.68	2.14	233
LIC-LIC	11.00	11	3.556	10	0.09	2.23	11
CHANCAY	22.00	31	0.776	10	0.05	1.51	18
MASMA	9.00	9	1.926	10	0.04	1.55	4
TOTAL DE PERDIDAS							27944

CUADRO Nro. 3.3

SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN

CALCULO DE CAIDA DE TENSION
(ANO 1992)

PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE POT(kW)	LONGITUD Km	CALIBRE mm ²	CAIDA TENS.(%)	SUM CAIDA TENS.(%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350					
PAUCAMAR	18.00	350	1.216	10	0.95	0.95	3682
S.MARCOS	358.00	332	8.155	10	6.06	7.01	22217
ICHOCAN	41.00	118	5.871	10	1.55	1.55	2020
DERIVACI	0.00	77	1.236	10	0.21	1.76	181
SHIRAC	25.00	41	9.812	10	0.90	2.66	408
LIC-LIC	16.00	16	3.556	10	0.13	2.79	22
CHANCAY	26.00	36	0.776	10	0.06	1.83	25
MASMA	10.00	10	1.926	10	0.04	1.87	5
TOTAL DE PERDIDAS							28560

CUADRO Nro. 3.4

SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN

CALCULO DE CAIDA DE TENSION
(AÑO 1997)

PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE LONGITUD POT(kW)	Km	CALIBRE mm2	CAIDA TENS. (%)	SUM CAIDA TENS. (%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350					
PAUCAMAR	21.00	350	1.216	10	0.95	0.95	3682
S.MARCOS	445.00	329	8.155	10	6.00	6.96	21817
ICHOCAN	47.00	143	5.871	10	1.88	1.88	2967
DERIVACI	0.00	96	1.236	10	0.27	2.14	282
SHIRAC	33.00	54	9.812	10	1.19	3.33	707
LIC-LIC	21.00	21	3.556	10	0.17	3.50	39
CHANCAY	31.00	42	0.776	10	0.07	2.22	34
MASMA	11.00	11	1.926	10	0.05	2.26	6
TOTAL DE PERDIDAS							29533

CUADRO Nro. 3.5

SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN

CALCULO DE CAIDA DE TENSION
(AÑO 2002)

PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE LONGITUD POT(kW)	Km	CALIBRE mm2	CAIDA TENS. (%)	SUM CAIDA TENS. (%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350					
PAUCAMAR	23.00	350	1.216	10	0.95	0.95	3682
S.MARCOS	553.00	327	8.155	10	5.97	6.92	21553
ICHOCAN	53.00	167	5.871	10	2.19	2.19	4047
DERIVACI	0.00	114	1.236	10	0.32	2.51	397
SHIRAC	39.00	65	9.812	10	1.43	3.94	1025
LIC-LIC	26.00	26	3.556	10	0.21	4.14	59
CHANCAY	36.00	49	0.776	10	0.09	2.59	46
MASMA	13.00	13	1.926	10	0.06	2.65	8
TOTAL DE PERDIDAS							30816

CUADRO Nro. 3.6

SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN							
CALCULO DE CAIDA DE TENSION (AÑO 2007)							
PUNTO	POTENCIA kW	SUM DE LONGITUD POT(kW)	LONGITUD Km	CALIBRE mm ²	CAIDA TENS.(%)	SUM CAIDA TENS.(%)	PERDIDAS wattios
CENTRAL		350					
PAUCAMAR	26.00	350	1.216	10	0.95	0.95	3682
S.MARCOS	696.00	324	8.155	10	5.91	6.87	21159
ICHOCAN	60.00	193	5.871	10	2.54	2.54	5405
DERIVACI	0.00	133	1.236	10	0.37	2.90	540
SHIRAC	46.00	77	9.812	10	1.69	4.59	1438
LIC-LIC	31.00	31	3.556	10	0.25	4.84	84
CHANCAY	42.00	56	0.776	10	0.10	3.00	60
MASMA	14.00	14	1.926	10	0.06	3.06	9
TOTAL DE PERDIDAS							32378

La Central Hidroelectrica del proyecto no cubre la demanda total del sistema por lo que el calculo de caida de tension se considera hasta la localidad de San Marcos , donde se debera implementar una Central Termica (dicha Central no forma parte de este proyecto), que cubra la demanda insatisfecha del sistema y trabaje en paralelo con la Central Hidraulica.

El calculo de caida de tension para las otras localidades se realiza desde la localidad de San Marcos.

$$F_h = 1 + 1.25 (H-1,000) \times 10^{-4}$$

donde:

t = temperatura de servicio en °C (50)

H = altura en m (3,000)

b) Deberán soportar una tensión, bajo lluvia a frecuencia industrial.

$$V_c = 2.1 (V + 5)$$

$$V_c = 37.6 \text{ kV}$$

donde:

V = Tensión nominal de servicio kV

V = Tensión disruptiva bajo lluvia a frecuencia de servicio (kV).

c) Por otro lado la tensión disruptiva en seco debe ser a lo más igual al 75% de la tensión de perforación del aislador.

d) De acuerdo al nivel de aislamiento adoptado el aislador debe soportar una tensión de 95 kV con onda normalizada 1/50us. y 34 kV a frecuencia industrial en prueba de corta duración según CEI.

e) Para estas condiciones se puede adoptar un aislador de clase ANSI 55-4 que posee:

- Tensión de descarga con onda normalizada de 1.5/50us, + 110 kV, - 140 kV.

- Tensión de descarga en seco a frecuencia industrial 70 kV.
- Tensión de descarga bajo lluvia a frecuencia industrial 40 kV.
- Tensión de perforación a frecuencia industrial 95 kV.

3.4.4 PUESTA A TIERRA. -----

En todas las estructuras de la línea de transmisión se conectará toda la ferretería mediante un conductor de cobre de 25 mm², cableado 7 hilos y temple semiduro, que irá unido al cable dispersor de iguales características tal como muestra en la lámina No. LR-02.

La función principal de esta configuración es la de disipar las corrientes de fuga de los aisladores, con la finalidad de proteger a la cruceta de dicha corriente y evacuarla hacia tierra, y no permitir recalentamientos en los pinos y ferretería de los aisladores.

Para las estructuras que contengan dispositivos de protección y/o maniobra, se usará adicionalmente un tubo dispersor, según lámina No. LR-02.

3.4.5 CALCULO DE CORTO CIRCUITO. -----

El análisis de la corriente y potencia de cortocircuito es de una gran importancia para el dimensionamiento de la protección selectiva de líneas, aparatos, transformadores de medida e interruptores.

CUADRO Nro. 3.7

SISTEMA SAN MARCOS - ICHOCAN
 CALCULOS DE CORTO CIRCUITO

	CORRIENTE DE c.c. kA	POTENCIA DE c.c. MVA
GENERADOR	0.290	5.024
TRANSFORMADOR	0.280	4.847
A PAUCAMARCA	0.284	4.911
PAU. SE-1	0.281	4.863
SAN MARCOS		
S.M. SE-9	0.298	5.166
S.M. SE-8	0.299	5.179
S.M. SE-7	0.300	5.189
S.M. SE-6	0.293	5.081
S.M. SE-5	0.300	5.193
S.M. SE-4	0.294	5.097
A SE-3	0.300	5.195
S.M. SE-3	0.297	5.143
2do GENERADOR	0.300	5.197
S.M. SE-2	0.299	5.171
A SE-1	0.297	5.139
S.M. SE-1	0.294	5.095
A ICHOCAN	0.223	3.856
ICH. SE-1	0.210	3.640
ICH. SE-2	0.216	3.739
ICH. SE-3	0.214	3.714
ICH. SE-4	0.218	3.782
DERIVACION	0.208	3.597
SHIRAC		
SHI. SE-1	0.130	2.244
SHI. SE-2	0.128	2.221
SHI. SE-3	0.127	2.194
LICLIC	0.113	1.960
A CHANDAY	0.199	3.446
CHA. SE-1	0.195	3.370
CHA. SE-2	0.191	3.316
CHA. SE-3	0.183	3.168
MASMA		
MAS. SE-1	0.180	3.110
MAS. SE-2	0.174	3.006

La Protección del Sistema de Redes de Distribución será mediante fusibles rápidos en el lado de alta tensión y en el lado de baja tensión con interruptores termomagnéticos.

Para el cálculo de cortocircuito se considera también en la localidad de San Marcos (casa de fuerza de San Marcos) el efecto de la Central termica a implementarse (que no forma parte de este proyecto) que cubra la demanda insatisfecha del Sistema. Los valores asumidos, característicos de esta potencia son :

Generador :

$$\text{Potencia} = 400 \text{ KVA}$$

$$V_{cc} = 15\%$$

Transformador :

$$\text{Potencia} = 500 \text{ KVA}$$

$$V_{cc} = 4.5\%$$

Los valores de cortocircuito obtenidos en cada uno de los transformadores, se muestran en el cuadro Nro.3.7.

3.4.6 CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES.

3.4.6.1 HIPOTESIS ADOPTADAS.

Para el cálculo se adoptan las siguientes hipótesis.

Hipótesis No. 1

Temperatura

^o
- 10 C

Viento 15.12 Kg/m²

Esfuerzo máximo del conductor:

a) Conductor de 10 mm² 11.0 Kg/m²

b) Conductor de 16 mm² 11.0 Kg/m²

Hipótesis No. 2

Temperatura 13 °C

Sin viento

Hipótesis No. 3

Temperatura 40 °C

Sin viento

3.4.6.2 CALCULO MECANICO

Como expresáramos en acápite anteriores, la línea puede ser usada en Red Primaria, este hecho limita el vano predominante a usarse debido además a la máxima altura de postes disponibles en el mercado, el vano predominante máximo será de 150 mts.

Bajo esta premisa y con las hipótesis adoptadas se obtiene, aplicando la fórmula Trucsa:

$$P^2 = \left(\frac{P}{2} + \frac{E a g}{24 P_1} \right)^2 + E \alpha (t_2 - t_1) = \frac{E a g}{24}$$

donde:

F = esfuerzo en Kg/mm²

t = temperatura en °C

g = peso específico en Kg/mm².m

α = coeficiente de dilatación lineal 17 x 10⁻⁶ /C

E = módulo de young 11,500 Kf/mm²

La flecha se obtiene con la fórmula

$$f = \frac{a g}{8 F}$$

f = flecha en metros

Los resultados se muestran en el Cuadro 3.8

3.4.6.3 PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA.

Se determina para las conducciones impuestas en la hipótesis 3 y considerando que la curva a obtenerse es una parábola que es una muy buena aproximación para el valor del vano máximo.

$$Y = ax^2$$

La constante "a" se obtiene de aplicar para un vano medio de 150 m., la flecha obtenida con la hipótesis 3; obteniendo los siguientes valores:

$$a) 10 \text{ mm}^2 \quad Y = 0.05106 x^2$$

El gráfico 3.3 muestra la forma de la curva.

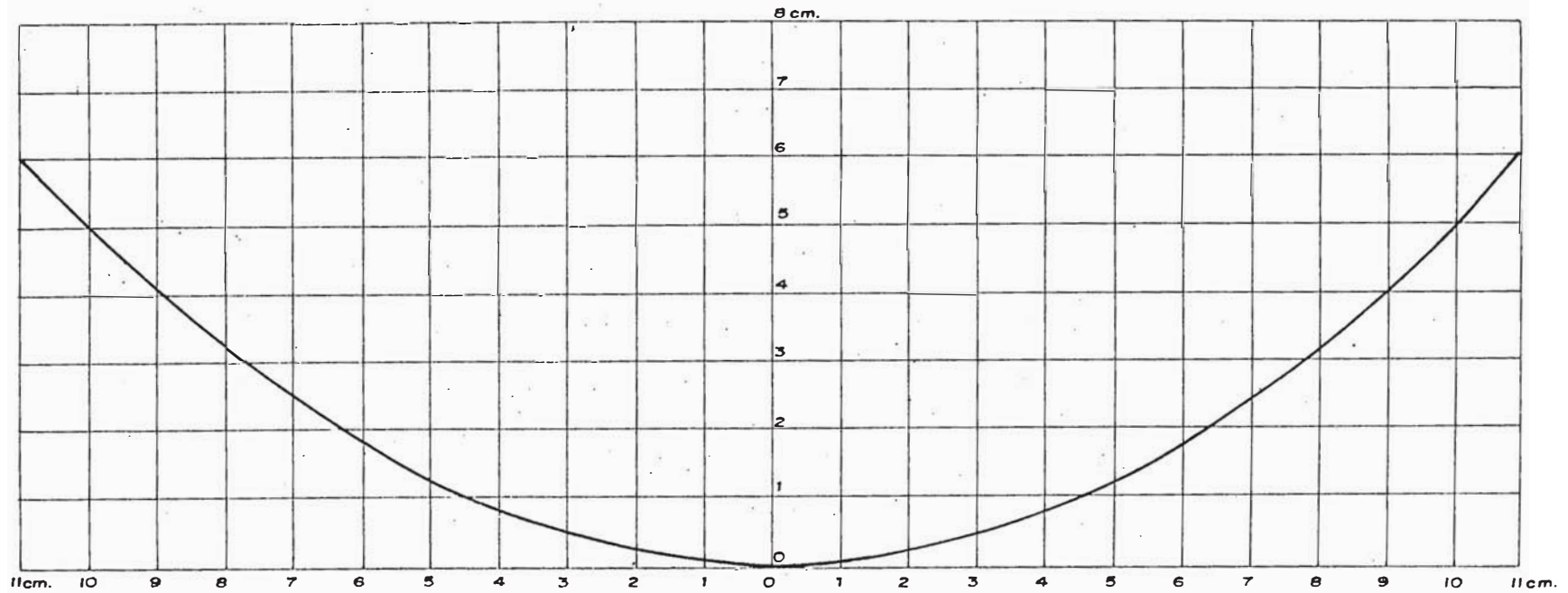
CUADRO 3.8

SECCION (mm ²)	HIPOTESIS	ESFUERZO (Kg/mm ²)	TIRO (Kg)	FLECHA (m)
10	1	11.00	110.00	2.30
10	2	8.38	83.80	3.02
10	3	7.26	72.56	3.49

PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO DE 10mm^2

FIG. 3.3



ESCALA: 1/500 VERTICAL
1/2000 HORIZONTAL

$$S = 10.00 \text{ mm}^2$$

$$\sigma = 838 \text{ Kg/mm}^2$$

$$d = 150 \text{ m.}$$

$$f. \text{ max.} = 3.60 \text{ m.}$$

3.4.7 CALCULO DE SOPORTES.

La altura adoptada para el soporte corresponde a la máxima altura obtenida en el mercado.

Con la distribución de conductores del acápite anterior más la evaluación de la fuerza del viento sobre los soportes y conductores se obtiene el diagrama de fuerzas en el poste que se muestra en el gráfico 3.4.

Para el cálculo genérico se adopta la cruceta de 1.5m. por ser la predominante y se verifican posteriormente todas.

Las fuerzas del viento sobre el poste trasladadas a 0.30 m. del tope son :

Clase 6, Grupo D 11.78 Kg.

Las cargas del viento sobre los conductores referidas a 0.30 m. del tope se muestran en el cuadro 3.9.

3.4.7.1 HIPOTESIS ADOPTADAS.

El cálculo de los soportes se realiza para las siguientes hipótesis :

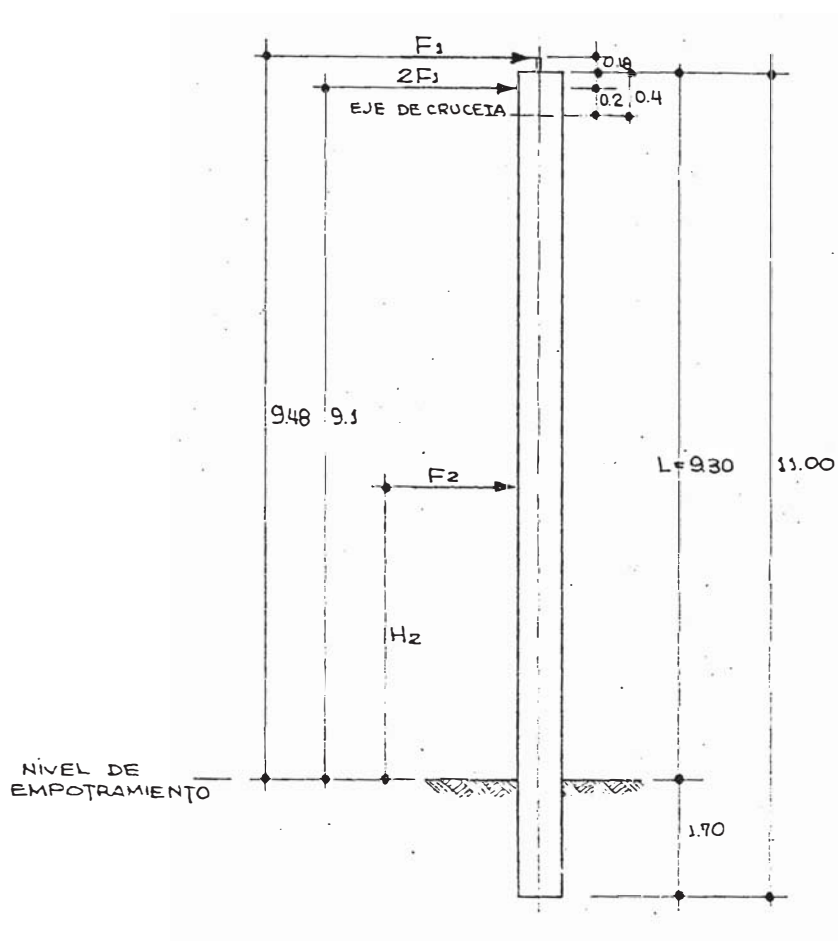
Hipótesis 1:

- Poste de alineamiento.

La carga debida a la presión del viento sobre el poste y los conductores. Factor de seguridad 3.

DISPOSICION DE CONDUCTORES

FIG. 3.4



F_1 = FUERZA DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES

F_2 = FUERZA DEL VIENTO SOBRE EL SOPORTE

H_2 = ALTURA DE APLICACION DE LA FUERZA DEL VIENTO SOBRE EL POSTE

CUADRO 3.9

CARGA DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES (kg)		
VANO	10mm ²	16mm ²
40	8	9
50	9	12
70	13	17
75	14	18
100	19	24
125	24	30
140	26	33
150	28	36
160	30	38
170	32	40

CUADRO 3.10

ESFUERZO SOBRE EL POSTE DE ALINEAMIENTO (kg)		
VANO	10mm ²	16mm ²
40	19	21
50	21	24
70	25	28
75	26	30
100	31	35
125	35	41
140	38	45
150	40	47
160	42	50
170	44	52

CUADRO 3.11

ESFUERZO EN POSTE DE ALINEAMIENTO CON ROTURA DE UN CONDUCTOR (kg)		
VANO	10mm	16mm ²
40	117	186
50	118	187
70	118	187
75	118	187
100	119	188
125	120	189
140	121	190
150	121	190
160	122	190
170	122	191

CUADRO 3.12

FUERZAS EN LOS POSTES DE FIN DE LINEA	
SECCION (mm ²)	FUERZA (kg)
10	341.50
16	543.57

Hipótesis 2:

- Poste de alineamiento.

Igual a la anterior pero con rotura de un conductor en la posición más desfavorable. Factor de seguridad 2.

Hipótesis 3:

- Poste de fin de línea.

La carga del viento sobre el poste y conductor más el esfuerzo de los 3 conductores. Factor de seguridad 3.

Hipótesis 4:

- Poste de ángulo.

La carga debido a la presión del viento sobre el poste y conductores más el tiro originado por el ángulo. Factor de seguridad 3.

El desarrollo de las 3 primeras hipótesis se muestra en los cuadros 3.10 al 3.12.

Para el caso de soportes de cambio de dirección se ha evaluado los esfuerzos para vanos de 40m a 180m ángulos de 5 a 90 con la siguiente expresión:

$$T = 2F \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} + F_{cv} \operatorname{Cos} \frac{\alpha}{2} + F_{vp}$$

donde:

T = fuerza total aplicada al poste

F = tiro del conductor

F_{cv} = fuerza del viento sobre los conductores

F_{vp} = fuerza del viento sobre el poste

α = Angulo de la línea.

CUADRO 3.13

FUERZA EN LOS POSTES DE CAMBIO
DE DIRECCION (kg)-10mm²

VANO	5	15	30	45	60	75	90
40	72	131	217	301	380	453	519
50	74	133	219	303	381	454	520
75	78	137	224	307	385	458	523
100	83	142	228	311	389	462	527
125	88	147	233	316	394	465	530
140	91	149	235	318	396	468	532
150	93	151	237	320	398	469	533
160	94	153	239	322	399	471	535
170	96	155	241	323	401	472	536
180	98	157	243	325	403	474	537

El cuadro 3.13 muestra las fuerzas obtenidas.

3.4.8 CALCULO DE LA CRUCETA.

Se ha adoptado crucetas de las siguientes características:

Cruceta de 1.50 m. de longitud

Sección : 3 1/2" x 4 1/2"

Las cargas impuestas a la cruceta son:

$$P = aw + p' + p.$$

$$a = \text{vano (150m)}$$

$$w = \text{peso del conductor (caso 10 mm}^2\text{) 0.09 Kg/m.}$$

$$p' = \text{peso de la ferretería y aisladores}$$

$$p = \text{peso eventual de un hombre}$$

Esfuerzo actuante :

$$A = \frac{M}{w}$$

donde:

$$M = \text{momento actuante Kg/cm.}$$

$$w = \text{módulo de sección cm}^3 = \frac{bh^2}{6}$$

$$A = \frac{163.5 \times 45}{145.3} = 51 \text{ Kg/cm}^2$$

Esfuerzo resistente para la madera clase E

$$\text{madera } 400 \text{ Kg/cm}^2$$

$$C.S = \frac{400}{51} = 7.5$$

3.4.8.1 CIMENTACION DE POSTE.

Las Normas ITINTEC establecen que para postes de madera, la longitud de empotramiento esta dada por:

$$L = \frac{h}{10} + 0.6$$

donde :

L = Longitud de empotramiento

h = Longitud del poste

L = 1.7 mts.

Además establecemos que para las zonas en que la resistencia del terreno sea menor de 40 Kg/cm², se colocará una losa de concreto de 1.0 x 1.0 x 0.05m

El contratista deberá verificar la resistencia del terreno en cada hueco.

3.4.9 CALCULO DE RETENIDAS.

Las retenidas se han calculado considerando que ellas absorben el 100% de los esfuerzos y utilizando la siguiente expresión :

$$T = \frac{F \times H_1}{H_2 \text{ sen } \theta}$$

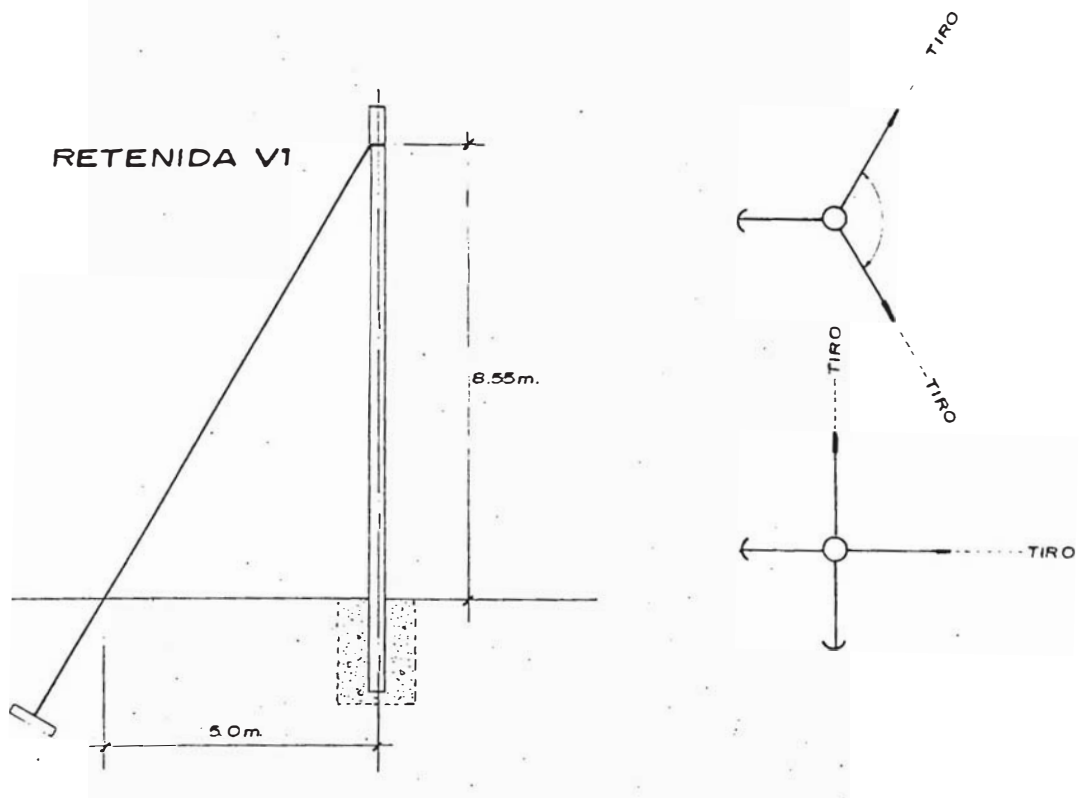
El conductor a usarse será :

- Material de acero galvanizado

- Número de Hilos : 7

ESQUEMA DE RETENIDAS ALTA TENSION

FIG. 3.5



- Diámetro del conductor : 9.53 mm.
- Carga de rotura : 3,159 Kg.
- Factor de Seguridad : 2

Para las condiciones de fuerza obtenidas en el cálculo de los conductores se obtiene la siguiente distribución de retenidas.

CONDICION : SECCION DE LOS CONDUCTORES:

	10 mm ²
- Fin de línea	V 1
- Angulo 90°	2 x V 1
- Angulo 60°	2 x V 1
- Angulo 30°	V 1

El gráfico 3.5 muestra el esquema de la retenida utilizada.

3.4.9.1 ABACO DE UTILIZACION DE SOPORTES. -----

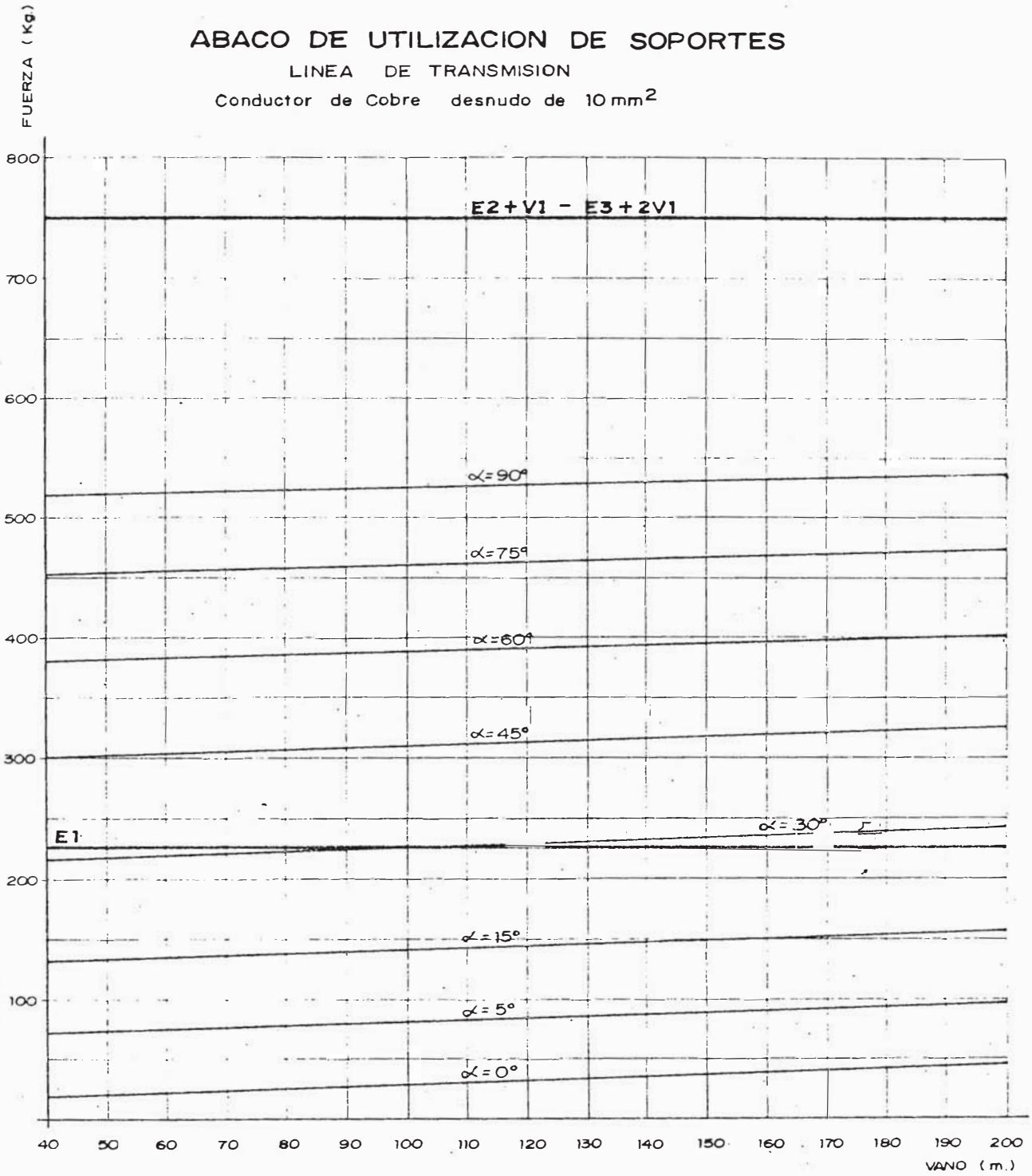
Para los casos de variaciones de vanos y ángulos que se presenten en el replanteo de postes, se ha preparado un abaco de utilización de soportes teniendo en cuenta un coeficiente de seguridad de 3 para el poste, y 2 para las retenidas.

Los gráficos 3.6 y muestran los abacos obtenidos, y su utilización es autoexplicativa.

ABACO DE UTILIZACION DE SOPORTES

LINEA DE TRANSMISION

Conductor de Cobre desnudo de 10 mm²



CAPITULO IV

ESPECIFICACIONES TECNICAS

4.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA CENTRAL

4.1.1 Turbina.

Tipo :

El postor recomendará el tipo de turbina más apropiado en base a las características, condiciones de servicio, operación y mantenimiento. Los cojinetes deben ser suficientemente grandes para resistir el empuje hidráulico del rodete.

Cada turbina del tipo Pelton debe estar completa e incluir rodete, carcasa (envoltura), eje, deflector, tobera(s), para el engrase y empaquetaduras.

Materiales :

Se considerarán materiales de alta calidad de tal manera que garantice el mayor tiempo de vida útil, indicando los criterios de selección. No se aceptarán cojinetes con refrigeración al agua. Los materiales exigidos para el rodete y álabes directrices serán de una aleación de acero del tipo martensítico al 13% de cromo o acero inoxidable, que en su microestructura no presente rezagos de ferrita.

Operación :

La turbina funcionará con una abertura de los directrices del 50 hasta el 100% de la aguja para una turbina del tipo Pelton. El Postor debe especificar cualquier limitación del tiempo de operación de cargas eléctricas que no sean plenas.

El postor incluirá en su suministro las resistencias apropiadas con todos sus accesorios de carga apropiadas con todos sus accesorios de instalación para su funcionamiento u otro dispositivo adecuado para el fin.

4.1.2 Regulador de Velocidad (Gobernador)

Tipo :

El postor suministrará el mejor tipo de regulador de velocidad en base a las características técnicas, condiciones de servicio, operación y mantenimiento. El fabricante del regulador deberá contar con una experiencia no menor de 5 años en la fabricación de este tipo de gobernador.

En caso de que el Postor seleccione un tipo que contenga elementos electrónicos deberá asegurar una construcción modular que permita el fácil recambio. La regulación normal puede ser obtenida mediante el gobernador tipo Proporcional e Integral (PI), y en el caso de regulación abnormal se requeriría un gobernador P.I.D.

(Proporcional, Integral y Derivativo).

El Proveedor preajustará el regulador según sus cálculos y lo suministrará con un rango suficientemente amplio para un fácil ajuste manual.

4.1.3 Engranaje (Caja de Cambios).

En caso necesario el Postor propondrá una caja de cambios del tipo y calibración apropiado.

El engranaje deberá ser de alta precisión para evitar los problemas consiguientes de :

Férridas de potencia

Elevación de temperatura de aceite

Vida útil menor que la normal

Refrigeración con agua.

La caja de cambios debe cumplir con las normas de la AGMA (Sociedad Americana de Manufactureros de Engranajes).

La temperatura de aceite no deberá sobrepasar 65 Grados C. a 100% de carga de la turbina durante operación continua.

4.1.4 Volante y Acoplamiento.

Volante :

En caso que la inercia de las partes rotativas no llegue a ser suficiente para mantener una frecuencia de 60 Hz. se deberá agregar inercia extra al rotor del generador

o se instalará una volante.

La volante podrá instalarse sobre el eje del generador, siempre y cuando cuente con la autorización del proveedor del generador.

La tensión dentro de la volante a la velocidad de embalamiento no debe exceder al 50% de la tensión de rotura.

Acoplamiento :

El acoplamiento debe ser preferiblemente del tipo flexible para turbinas de eje horizontal.

4.1.5 Alternador :

El alternador debe ser de tipo sincrónico sin escobillas autoregulado, con rectificadores rotativos, autoexcitado, dimensionado de acuerdo a la velocidad de embalamiento de la turbina, con bobina de amortiguamiento para operación con carga desequilibrada de 100%.

El ajuste del nivel de tensión será efectuado desde el tablero. La precisión de regulación de tensión estática será no mayor de 0.5% en el rango de $\cos(\phi) = 0$, hasta $\cos(\phi) = 1$ (inductivo) y de $\pm 10\%$ de variación de velocidad. A una corrección brusca de la carga nominal de la tensión bajará no más de 20% durante 1 segundo.

El alternador será diseñado para soportar velocidades en forma continua que irán de 0 (Cero) hasta la

velocidad de embalamiento sin deficiencias ni intervenciones operativas.

Además, registrará a sobrecargas de dos veces la corriente nominal durante 20 segundos y a cortocircuito en sus bornes durante 3 segundos. El aislamiento de las bobinas será tropicalizado y resistirá del ataque de las termitas.

Para asegurar una operación en paralelo estable y la distribución equilibrada de la corriente reactiva, el proveedor debe disponer la utilización de un "Transformador de Corriente Estático".

El alternador deberá trabajar con el neutro puesto a tierra. Para el caso eventual de ocurrir corrientes de triple frecuencia nominal, el proveedor deberá dimensionar la reactancia necesaria proporcionando sus datos.

El nivel de interferencia corresponderá a las exigencias de un servicio público.

El proveedor dispondrá de tres transformadores de corrientes para fines de protección con corriente nominal secundaria de 5 Amperios (5A) ubicado en la caja de bornes.

Los dispositivos electrónicos utilizados deberán soportar las sobretensiones normales en una Central Hidroeléctrica Rural.

El proveedor indicará si el regulador de tensión

dispone de un compensador de caída de tensión de la línea.

El alternador dispondrá de un dispositivo de desexcitación rápida desde el tablero y automático.

4.1.6 Tablero.

Características Generales :

El Postor garantizará el suministro del tipo exacto, no mencionándose éste en detalle; para esto debe incluir en su propuesta todo lo necesario para el buen funcionamiento del mismo en conjunto con los otros elementos de la Central, debiendo cumplir con los estándares de protección.

Aislamiento :

Será previsto a un aislamiento a 400 Volt. de tensión nominal y resistir a una prueba de 1,000 Volt. durante 3 minutos.

Clase de Protección :

Para la caja de relés se dispondrá lo necesario para cumplir con las condiciones de una protección de clase IP - 54.

Materiales :

Se considerarán materiales de buena calidad según técnicas actuales, utilizándose perfiles de acero para la construcción del soporte y planchas para los armarios, conductores y barras de cobre; aislantes de PVC, porcelana

y resina.

Dimensionante :

Se considerará para las barras y aisladores, las dimensiones de acuerdo a la potencia nominal, considerando los efectos térmicos y dinámicos de la corriente y la estabilidad mecánica.

4.1.7 Válvula de Cierre :

Se proveerá una válvula de cierre para cada turbina, de acuerdo a las necesidades de un servicio confiable y seguro. La válvula debe ser de composición robusta, apertura manual y de cierre por peso y por disparo de bobina electromagnética de acción frenada, (solenoides). En caso de que el juego de álabes giratorios de la turbina no cierren, la bobina se des-energiza y el peso cierra a la válvula lentamente, evitando así el golpe de ariete.

Un material adecuado de cierre hermético y resistente a la presión del agua con un factor de seguridad suficiente.

La válvula será probada hidrostáticamente en fábrica al 15% de la presión normal de operación.

4.1.8 Repuestos y Herramientas :

Deberá proporcionarse todas las herramientas para el montaje y mantenimiento. Estas serán de buena calidad e inter-cambiables con las partes originales.

Se proveerán repuestos de buena calidad y en número suficiente para un servicio durante 15,000 horas. Igualmente, se suministrará material de montaje (empaquetaduras, pequeños materiales) en cantidad suficiente para el primer montaje y trabajos de inspección.

Deben incluirse todos los aceites y grasas necesarios para un tiempo de 2 años de operación y 5 años si se trata de materiales que no puedan adquirirse en el mercado nacional.

4.1.9 Inspección, Pruebas y Recepción :

4.1.9.1 Inspección en Fábrica.

Se realizará una inspección visual de equipo verificando su conformidad en cantidad y calidad con lo especificado. El caracol será probado hidrostáticamente en fábrica a una presión 1.5 veces de caída normal. Las piezas rotativas serán balanceadas en conjunto (ensambladas). Aquellas piezas de la turbina del tipo Pelton que estén sujetas a la presión de la caída normal, serán probadas hidrostáticamente en fábrica a 125 veces la presión de la caída normal. Asimismo, se verificará la compatibilidad de los diferentes elementos y sus dimensiones y pesos para el transporte, procediéndose también a un control de la calidad y totalidad de herramientas, repuestos y material de montaje. Para esta ocasión, el fabricante otorgará toda la información necesaria 8 semanas antes de dicha inspección de fábrica.

4.1.9.2 Inspección y Pruebas en sitio :

Se efectuarán todas las inspecciones y pruebas normales que sean necesarias para comprobar la conformidad del equipo instalado, incluyendo :

- Control de la totalidad de piezas y componentes.
- Alineamiento de ejes y balanceo del conjunto rotativo ensamblado.
- Verificar espacios tolerables entre piezas rotativas y estacionarias.
- Estanquedad.
- Funcionamiento.
- Temperatura en operación.
- Rendimiento en diferentes cargas eléctricas.
- Características de regulación de velocidad y tensión.
- Comportamiento de operación en paralelo.
- Comportamiento en embalamiento.

4.1.9.3 Recepción :

La recepción provisional se hará una vez terminado el montaje en el sitio de obra y pruebas respectivas. La recepción definitiva se hará al término del período de garantía .

4.1.10 Montaje.

Incluirá el transporte del equipo desde el puerto o fábrica en el Perú, hasta su lugar de instalación, su descarga, puesta en almacenaje si fuera necesaria su

instalación, su control, puesta en servicio y las inspecciones y pruebas.

Incluye también la conexión con instalaciones limítrofes suministrados por otros (ejemplo: conductor forzado y transformador) con los componentes de la presente Licitación.

La supervisión del montaje incluye la responsabilidad para la instalación, puesta en servicio y pruebas en servicio y pruebas indicadas anteriormente.

Los seguros necesarios estarán incluidos en la oferta.

4.1.11 Accesorios.

El proveedor dispondrá todos los accesorios necesarios para el buen funcionamiento de las instalaciones en la central; estos accesorios incluyen por ejemplo: cables eléctricos entre los alternadores y tablero, cables de mando y control y material de puesta a tierra. Dispositivo para carga mínima del grupo (banco de resistencias).

Con respecto al dimensionamiento de estos accesorios, el proveedor se basará sobre las reglas aceptadas de la técnica y someterá la lista de estos materiales a ELECTROPERU S.A. para su aprobación al momento oportuno antes del despacho.

4.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION

4.2.1 POSTES DE MADERA.

Los postes para la línea de transmisión serán de madera nacional.

De las siguientes características:

Longitud (m)	:	11
Clase	:	6
Grupo	:	D
Ø sin punta (cm)	:	12.7
Ø min línea de tierra	:	23
Carga de rotura (Kg)	:	680

El fabricante suministrará los valores que garantiza referente a:

- Longitud (m)
- Diámetro en el vértice (mm)
- Diámetro en la base (mm).
- Carga de trabajo (kg)
- Carga de rotura aplicada a 30 cm. de la punta.
- Coeficiente de seguridad.
- Flechas provistas para 25%, 50%, 75% y 100% de la carga de trabajo.
- Pesos (kg)
- Máxima desviación del eje.

4.2.2 CRUCETAS. -----

Las crucetas serán fabricadas de acuerdo a los planos respectivos, empleando madera de 3 1/2" x 4 1/2" x 1.50m en los postes de alineamiento y en armados correspondientes.

Las crucetas serán cortadas del mismo tipo de madera que el poste y en forma similar se las someterá al mismo tratamiento de preservación.

Se utilizará dos tipos de crucetas, tal como se muestra en los planos respectivos :

- a. Cruceta simétrica de 1.5 m. de longitud
- b. Cruceta simétrica de 2.2 m. de longitud

El fabricante suministrará los siguientes datos garantizados :

- Tiro horizontal (kg) (carga de trabajo)
- Tiro vertical (kg) (carga de trabajo)
- Tiro transversal (kg) (carga de trabajo)
- Coeficiente de seguridad
- Dimensiones
- Peso

En la inspección y pruebas se realizará :

- a. Verificación de dimensiones
- b. Verificación de acabado
- c. Pruebas de carga

d. Pruebas de rotura.

Las tolerancias aceptadas son las pertinentes de la norma ITINTEC.

El lote de crucetas será aceptado si :

- a.- Todos los componentes de la muestra cumplen con los valores garantizados y sus tolerancias.
- b.- Si de las pruebas realizadas el número de elementos fallados son menores a los estipulados en la Norma ITINTEC.

Las crucetas deberán estar garantizadas contra cualquier defecto de fabricación por 10 años.

4.2.3 CONDUCTORES.

Los conductores a ser suministrados e instalados en la Línea de Transmisión del sistema correspondiente a la Central Hidroeléctrica deberán cumplir las siguientes especificaciones :

a) Material.

Se usará cobre electrolítico 99.99% de pureza, con ductibilidad de 96.7% IACS sólido o cableado concéntrico.

- Temple blando para cables.

- Temple semiduro para conductores de la línea, conductor de tierra y conductor de amarre.

b) Aislamiento.

Solo para el cable de salida al primer poste desde la central con aislamiento NYSY.

c) Normas Aplicables.

Para el proceso de fabricación, requisitos de acabados coeficientes de seguridad, tolerancias, extracción de muestras, métodos de ensayo, etc. Se aplicará las Normas ITINTEC P370.220.

Como normas supletorias para casos no cubiertos por las normas anteriores se usará :

- Pureza del cobre	ASTM	B5-43
- Temple	ASTM	B2-52
- Cableado	ASTM	B8-53(B)
- Conductibilidad	ASTM	B193-49 IACS
- Conductores sólidos	ASTM	B1 y B3
- Calibre	ASA	C7.29
- Carga de rotura	ASTM	E8-54T
- Aislamiento	CET	20=14
	ANSI	C8-35

CARACTERISTICAS TECNICAS DEL CONDUCTOR

SOLICITADO

- Material Conductor	Cu	Cu
- Sección Nominal (mm ²)	10	16
- Número de Alambres	7	7
- Diámetro nominal de los alambres (mm)	1.35	1.70
- Diámetro nominal exterior (mm)	4.05	5.10
- Resistencia Eléctrica Máximo a 20 C en C.C.	1.86	1.17
- Carga Rotura Mínima (kg)	391	621
- Aislamiento	Desnudo	Desnudo
- Espesor mínimo de la cubierta de polietileno (mm).	----	----

4.2.4 AISLADORES Y ACCESORIOS.

4.2.4.1 GENERALIDADES.

Se empleará aisladores tipo pin, tipo campana y tipo carrete. Podrán ser de porcelana o de vidrio endurecido.

La porcelana de los aisladores debe ser sana, libre de defectos y completamente vitrificada, cubriendo completamente todas las partes expuestas del aislador. Cada aislador deberá poseer una marca clara, legible e

indeleble que identifique al fabricante.

Los aisladores no serán afectados por las condiciones atmosféricas, clima, proximidad de la Costa, polución ozono, ácido, álcalis, polvos o cambios bruscos de temperatura entre 0 C y 50 C bajo condiciones de trabajo.

Los aisladores deberán pasar las pruebas según CEI/274/1968 y cumplir con CEI-52-60-75-120-137 y 168, o alternativamente con ASA C29.1, C29.2, C29.3, C29.4, C29.5, C29.6, C29.7, C29.8, C29.9, C68.1, C77.1 (últimas revisiones). AIEE 49.NEMA ASTM A239.

4.2.4.2 AISLADORES TIPO PIN PARA LA LINEA A 10 kV.

Serán de clase ANSI 55.4 Su agujero roscado permitirá alojar un pin de 1" de diámetro. Entre otras, a condiciones dadas por :

- | | |
|-----------------------|-----------|
| - Presión barométrica | 760 mm Hg |
| - Temperatura | 25 C |
| - Presión de vapor | 15.45 mm. |

Se deberán satisfacer los siguientes valores :

- | | |
|---|-------|
| - Tensión de descarga superficial a baja frecuencia : | |
| a. En seco | 70 kV |
| b. Bajo lluvia | 40 kV |

- Tensión de impulso crítica de onda negativa
1.5 x 50 + 110 kV
- 140 kV
- Tensión de perforación a baja frecuencia 95 kV
- Longitud de fuga 9 pulgadas
- Distancia de arco 5 pulgadas
- Carga de rotura aplicada en
voladizo 3,000 libras
- Peso aproximado 3.6 libras

4.2.4.3 AISLADORES DE CAMPANA PARA ANCLAJE DE LA LINEA DE

10KV.^L

(Normas ANSI - 29.5 y C29.6 de 1961)

Serán del tipo CA-515 MC (NGK) o similar, sus dispositivos metálicos de fijación de tipo de badajo y caperuza (Ball and Socket).

Entre otras, a condiciones normales deberán satisfacer los siguientes valores :

- Tensión de descarga superficial a baja frecuencia
 - a. En seco 78 kV
 - b. Bajo lluvia 45 kV
- Tensión de impulso crítica de
onda 1.2/50 s +120 kV
-125 kV
- Tensión de perforación a baja
frecuencia. . 110 kV
- Longitud de fuga 11.5 pulg.

- Resistencia mecánica y eléctrica combinada. 15,000 libras
- Resistencia a la tracción aplicada por 24 horas. 6,000 libras

4.2.4.4 ACCESORIOS DE MORSETERIA.

Los aisladores para alta tensión se montarán fijados mediante accesorios de acero y hierro maleable de las características que se detallan más adelante.

Todos estos elementos, incluyendo tuercas y arandelas serán galvanizados en caliente.

4.2.4.5 PIN PARA AISLADORES DE 10 kV.

Se usará pines de perfil cónico con 1" de diámetro en la punta. Serán fabricados de acero con una resistencia tal que con una carga de 600 kg. en voladizo en la punta se deflexionen un ángulo no mayor de 10 medido entre ejes. El esfuerzo de rotura de acero no será menor de 40 Kg/mm².

Los pines a colocarse en cruceta de madera de 4 1/2" de alto, tendrán una altura libre sobre la cruceta de 177 mm.

La colocación y fijación del pin en el aislador deberá hacerse mediante la adición de un cemento especial o plomo que absorba los esfuerzos que se originan por la diferencia en los coeficientes de dilatación a fin de

garantizar la integridad de los aisladores.

Los pines para fijarse en crucetas vendrán con su tuerca, contratuerca y arandelas respectivas. Los de fijación en tope de poste con sus respectivos accesorios.

4.2.4.6 ELEMENTOS DE FIJACION DE AISLADORES DE ANCLAJE. -----

Los aisladores de anclaje serán provistos de todos los elementos necesarios para el armado tipo badajo y caperuza en forma segura.

La fuerza se transmitirá entre los elementos mediante una adecuada área de apoyo evitando los contactos tipo punto y tipo línea.

Todo el conjunto de dispositivos de fijación de los aisladores tendrán una resistencia mecánica superior a 3,500 Kg.

4.2.4.7 GRAMPAS DE ANCLAJE. -----

Los conductores se fijarán a las cadenas y anclaje mediante grampas de anclaje del tipo empernado. Estas grampas serán construidas de hierro maleable diseñadas en tal forma que eliminen la posibilidad de deformación de los conductores cableados y separación de los hilos de los mismos.

La presión se aplicará sobre el conductor en forma pareja. Las partes internas de las grampas serán lisas,

estarán libres de ondulaciones, bordes cortantes y otras irregularidades.

Solo los extremos del canal que presiona el conductor estarán ligeramente ensanchados. No deberá existir la posibilidad de que se aflojen los pernos.

Las grampas permitirán un deslizamiento del conductor al alcanzar el 95% de la carga de rotura del conductor.

4.2.5 SECCIONADORES-FUSIBLES (CUT-OUT).

La protección de los transformadores en las Subestaciones se realizará mediante seccionadores fusibles (cut-out).

La posición cerrada de los seccionadores estarán asegurada mediante un dispositivo flexible tipo soporte que haga las funciones suficientemente confiable a prueba de aberturas accidentales.

El conjunto permitirá ser operado por pértiga como seccionador y como elemento fusible.

Poseerán dispositivos de indicación visual que muestren claramente cuando un fusible ha operado. Las grampas terminales de los seccionadores fusibles a emplearse en la protección de transformadores permitirá fijar, ajustados mediante pernos, conductores cableados

calibre 25 mm².

Vendrán provistos de abrazaderas empernadas para su montaje en cruceta de madera. Las características eléctricas del conjunto seccionador fusible a emplearse en la protección de transformadores serán las siguientes :

- Tensión nominal 10 kV
- Nivel básico de aislamiento 95 kV
- Tensión de descarga a baja frecuencia:
 - a) En seco 70 kV
 - b) Bajo lluvia 40 kV
- Intensidad del régimen de las áreas de mayor contacto y grampas. Mayor de 100 A
- Capacidad de interrupción Mayor de 6 kA

Portarán elementos fusibles rápidos NEMA tipo K, dimensionados eléctricamente en función de la potencia del transformador que protegen en conformidad con la curva respectiva.

Mecánicamente sus aisladores serán capaces de soportar una fuerza en voladizo superior a los 300 kg.

Se proveerán pértigas adecuadas para operar los fusibles suministrados. Serán construidas de madera recubierta con Maplac, de epoxiglas, plástico laminado u otro material resistente a la humedad a prueba de condensación interior capaz de soportar por cinco minutos una tensión de 75 kV por pie de longitud.

Estarán formadas por secciones fácilmente embonables, tal que logren longitudes de hasta 6 metros para permitir que un operador alcance los fusibles desde el nivel del piso.

El fabricante suministrará los siguientes datos garantizados :

- Tensión nominal (kV)
- Máxima corriente constante (A)
- Poder de ruptura
 - a. Simétrico (kA)
 - b. Asimétrico (kA)
- Nivel básico de aislamiento (kV)
- Resistencia mecánica del aislador
 - a. En tracción
 - b. En compresión
 - c. En flexión

4.2.6 PARARRAYOS.

----- Tipo Válvulas. -----

Manufacturados de acuerdo a las siguientes normas :

CEI	99-1	1,970
	38/1-967	Series I
ANSI	C62.1	1,971
NEMA	LAI	1,968

Por montaje a la intemperie :

- Tensión nominal 10 kV
- Frecuencia en ciclos/segundo 60
- Corriente de descarga con onda 8/20 s 5 kA
- Altitud de utilización 3,000 msnm
- Clase de aterramiento Clase B

- Los terminales a los extremos serán resistentes a la corrosión en ambiente salino. Estarán fijados al cuerpo de porcelana empleando empaquetaduras resistentes al ozono y al efecto del tiempo.

Permitirán el fijar conductores de cobre hasta 50 mm², sin ningún dispositivo adicional.

- Para casos de sobrecarga extrema deberá proveerse de dispositivos de liberación de presión que eviten la explosión del cuerpo de porcelana.

- Vendrán provistos de grampas que le permiten fijarse en posición vertical a una cruceta de madera de 4 1/2 y 3 1/2".

Serán capaces de soportar en sus terminales una fuerza de tiro de hasta 75 Kgr.

El Fabricante suministrará los siguientes datos :

- Tensión nominal (kV)
- Tensión de cebado para onda de 1/50 s (kV)
- Capacidad de descarga (kA)

- Voltaje máximo de descarga (kV)
- Clase de liberación
- Tensión residual máxima a la corriente nominal de descarga (kV de cresta) 8 x 20 s.
- Tensión mínima de descarga a frecuencia industrial (kV).
- Tipo de Pararrayo.

4.2.6 RETENIDAS O ANCLAJE.

4.2.6.1 CABLE.

Acero galvanizado sin alma de cáñamo, construido por 7 hilos de 3.05 mm., de diámetro cada uno, diámetro totalmente de la trenza 9.53 mm, carga de rotura no menor de 3,159 kilos.

4.2.6.2 PERNO.

Perno pasante con ojo y rosca en un extremo. Llevará una arandela soldada al perno a 2 cm. del ojo y rosca para recibir dos tuercas, deberán soportar un tiro no menor de 3,800 kg, 5/8"Ø y de 10" de longitud.

4.2.6.3 GUARDA CABO.

Será de acero galvanizado en caliente, permitirá el ingreso y salida del perno con ojo, aptos para cable de 3/8" de diámetro iguales o similares al 1593 de SLATER.

4.2.6.4 VARILLAS DE ARMAR TIPO PREFORMADO.

Será de acero galvanizado, de diámetro 3/8" y longitud 35", para un tiro de 6,950 libras.

Referencia : "Catálogo Prefomed-Line Products"
Gley-Grip dead-end.

4.2.6.5 VARILLA DE ANCLAJE.

Serán de acero galvanizado de 3/4" de diámetro, traerá en su extremo un ojo para anclaje de dos cables y el otro extremo roscado con su respectiva tuerca. Además, llevará una arandela de 2" x 2" x 1/4" de espesor y de 2.50m de longitud.

4.2.6.6. BLOQUE DE ANCLAJE.

Serán de concreto con mezcla de 250 kg. por m³ y de 45 x 45 x 15 cm., llevará una platina de fierro de 0.30 x 0.30 m. por 1/4" de espesor con hueco de 3/4"Ø en el centro.

4.2.6.7 CANALETA DE PROTECCION.

Serán de latón de 2.4 m. de longitud , deberá estar pintada de amarillo con franjas de 2.5 de ancho transversales.

4.2.6.8 BRAQUETE.

Para soportar el cable al poste, será de tubo de fierro galvanizado de 2" de diámetro y 1.5 m. de longitud. Llevará en la cabeza una grampa deslizante para sujeción del cable, igual o similar al modelo 2035 de SLATER y en el otro extremo una base de acoplamiento al poste igual o similar al modelo 2056 de SLATER.

4.2.6.9 GALVANIZADO.

Todos los componentes metálicos serán galvanizados según lo indicado en las Especificaciones Generales.

4.2.6.10 NORMAS.

Los accesorios cumplirán con las prescripciones permitentes de las siguientes normas:

ASTM 3415-6.47	ASTM A-239-41	ASTM 4-143-46
ASTM A-153	ASTM A-90-53	ASTM A-153

4.2.6.11 PRUEBAS.

El material suministrado deberá pasar las pruebas prescritas en las Normas de 12.11 según se especifica en ellas.

4.2.7 ELEMENTOS PARA LA PUESTA A TIERRA. -----

Los postes de baja tensión y las subestaciones llevarán puesta a tierra, para protección de todas la ferretería, partes metálicas sin tensión y pararrayos. La puesta a tierra estará compuesta por :

4.2.7.1 CONDUCTOR. -----

Para las subestaciones serán de cobre electrolítico, cableado, desnudo 7 hilos, calibre 25 mm². Para la Red Secundaria el conductor corresponde a la puesta a tierra con secciones que se indican en planos correspondientes.

4.2.7.2 GRAMPAS. -----

Grampas para conectar los elementos derivados. Se utilizará grampas de tipo perno partido encobrizado.

4.2.7.3 DISPERSOR. -----

Serán de tubería de fierro galvanizado de 50 mm. de diámetro, con punta perforada y reforzada para penetrar en el suelo (referencia FVB de HELITA).

4.2.7.4 GRAMPAS DE CONEXION DE CABLE AL DISPERSOR. -----

Será de acero galvanizado, permitirá el ingreso del dispersor y cable de tierra en paralelo, traerán perno de ajuste para asegurar buen contacto. Referencia CRA de HELITA.

4.2.8 GRAMPAS - CONECTORES Y MANGOS DE EMPALME. -----

4.2.8.1 GRAMPAS. -----

Para el conexionado del conductor en los lugares que se indican en el plano, se usará grampas de doble vía de cobre o bronce, formadas por dos placas paralelas a su sección y presionadas por dos pernos.

La máxima presión ejercida sobre el conductor no permitirá el deslizamiento del mismo hasta con el 90% de la carga de rotura, no ocasionará deterioro en los hilos que forma el conductor.

Las grampas tendrán una superficie de contacto con los conductores tal que permita la transferencia de corriente hasta el valor de 1.2 de la corriente nominal del conductor, sin originar calentamientos superiores a los del conductor.

4.2.8.2 MANGOS DE EMPALME. -----

Para el empalme del conductor dentro de un vano se utilizará conectores troncocónicos del tipo de presión aptos para cada sección.

Los conectores deberán tener una resistencia mecánica inferior a la del conductor y no permitirán deslizamientos del conductor hasta con el 95% de la carga de rotura.

La superficie de contacto permitirá el paso de por

lo menos 1.2 veces la corriente nominal del conductor sin originar calentamientos superiores a los del propio conductor.

4.2.8.3 CONECTORES DEL TIPO PERNO PARTIDO.

Para el conexionado de conductores de derivación, de la Red de Baja Tensión, que no tengan tiro se utilizarán conectores del tipo de perno partido aptos para la sección del conductor.

4.2.9 EQUIPOS Y MATERIALES INSTALADOS EN LA CASA DE MAQUINAS Y SALIDA PARA LA LINEA DE TRANSMISION.

4.2.9.1 CABLE DE CONEXIONADO DEL PANEL DE BAJA TENSION CON EL TRANSFORMADOR.

- Normas de Fabricación

- a) Para el conductor : ASTM-B3 y E8
- b) Para el aislamiento : CEI-20-14

_ Tipo de Cable : NYY

- Sección del conductor : 185 mm² Triplex

- Número de conductores por Fase : 3

4.2.9.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

- Norma de Fabricación IEC-76 ó ITINTEC 370.002

- Tensión Nominal Primaria 380 Voltios

- Tensión Nominal Secundaria a plena carga 10,000 V.

- Potencia = 500 KVA

- Trifásico
- Neutro sólidamente puesto a tierra en Secundaria (10kV)
- 60 Ciclos/Segundo
- Regulación $\pm 2.5\% \pm 5\%$, en el lado primario, manual, sin carga.
- Grupo de Conexión DYN 5
- Aislamiento en Aceite
- Tanque Principal con válvulas para llenado, vaciado y filtrado del aceite.
- Protegido con Relé Buccholz y Relé térmico con dos contactos, uno de alarma y otro de enganche.
Transformador de corriente en el Neutro para protección.

- El fabricante suministrará los siguientes datos :
 - a) Pérdidas en el Fierro
 - b) Pérdidas en vacío
 - c) Pérdidas en el cobre
 - d) Pérdidas totales
 - e) Error en la relación de Transformación
 - f) Tensión de corto circuito a plena carga y 75 C.
 - g) Corriente nominal primaria
 - h) Corriente nominal secundaria
 - i) Impedancia de c.c. a plena carga y 75 C para el máximo y mínimo número de espiras.
 - j) Aislamiento de las bobinas
 - k) Características de los aisladores pasatapas.
 - l) Dimensiones y pasos.

4.2.4.3 CELDA DE 10 kV.

Serán del tipo "Metal Enclosed" autosoportada, equipada con :

- Terminales para cable de 10 kV-NYSY
- Seccionador de Potencia, Trifásico 75 AMP-10kV Mando Manual.
- Fusibles lentos 10 kV-100 Amp. con fusibles de 60 Amperios.
- Transformadores de Corriente de 60/5 Amp Clase 1, 30 V. A. - 10 kV.
- Equipo de Medición según plano.

4.2.9.4 CABLE DE 10 kV.

- Normas de Fabricación

a) Para el Conductor : ASTM - B3 y B8

b) Para el Aislamiento : CEI - 20-14

- Tipo de cable : NYSY

- Sección del Conductor : 35 mm²

- Número de conductores por fase : 1

4.2.9.5 TERMINALES PARA CABLE DE 10 kV.

Se suministrará terminales que incluyan los conos de esfuerzo, separadores, soportes y aisladores necesarios para cable tipo NYSY de 3 x 35 mm².

Estos terminales serán para montaje a la intemperie en poste.

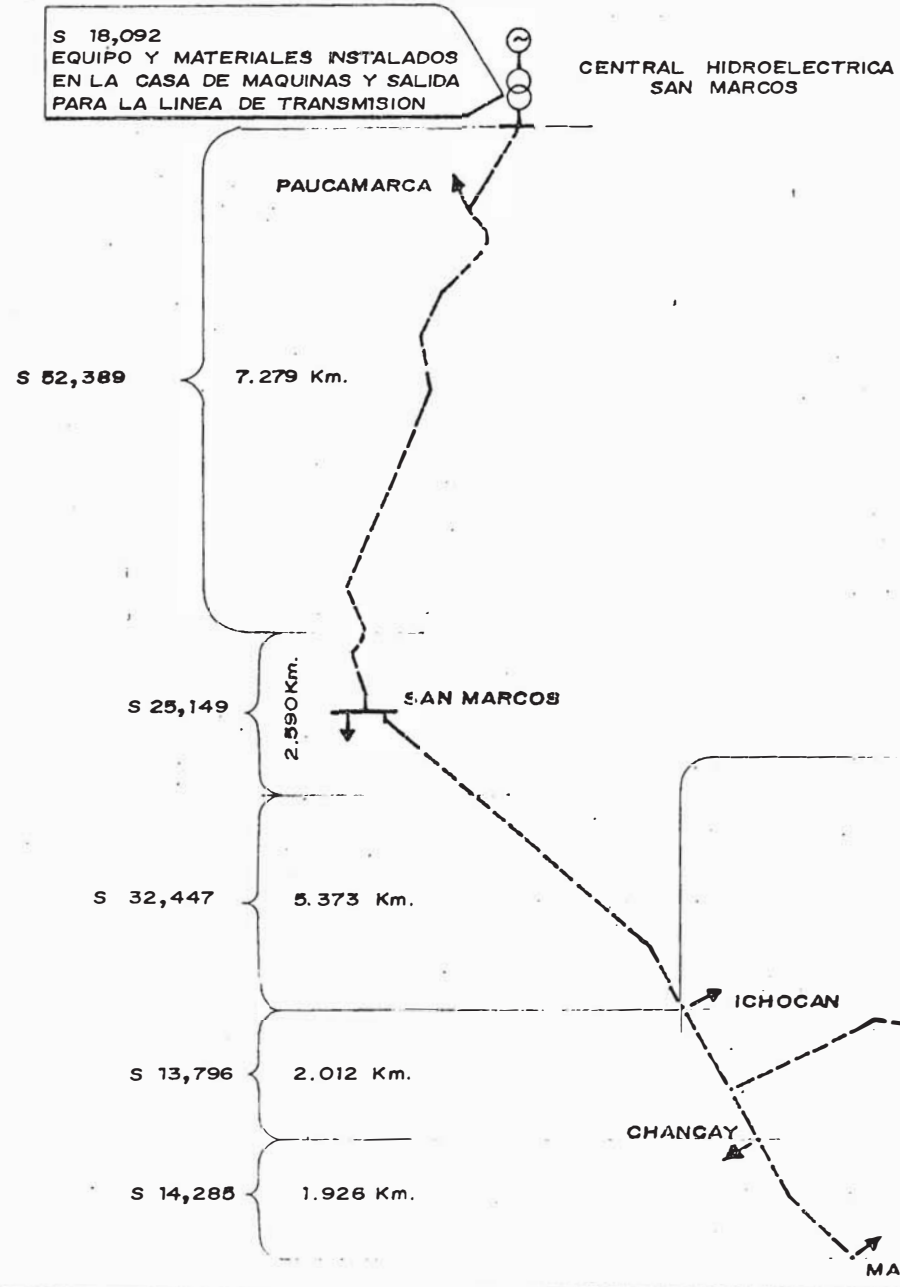
CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

El análisis económico del presente proyecto se realiza evaluando el metrado y presupuesto de cada una de sus 7 localidades : San Marcos, Ichocan, Chancay, Masma, Shirac, Lic-Lic y Paucamarca.

La figura 5.1 nos muestra el monto de inversiones a realizarse, pueblo por pueblo y el costo de la línea por tramos; se usa el tipo de cambio de S/.3,580 soles por dólar, fecha del presupuesto base referencial al 31 de julio de 1984.

A continuación se muestra el metrado y presupuesto global para el sistema.



LOCALIDAD	RED PRIMARIA	RED SECUNDARIA	ACOMETIDA	TOTAL	USUARIOS
SAN MARCOS	106,951	210,788	81,617	399,356	1,240
ICHOCAN	46,109	54,818	19,310	120,237	290
CHANCAY	32,834	51,182	13,411	97,427	144
MASMA	18,658	26,025	4,363	49,047	31
SHIRAC	26,923	36,997	14,592	78,512	145
LICLIC	7,075	18,610	6,145	31,831	47
PAUCAMARCA	9,658	15,115	5,490	30,263	54

RESUMEN	
OBRAS CIVILES	631,811
EQUIPAMIENTO HIDROELECTRICA	214,000
LINEA DE TRANSMISION	246,551
REDES DE DISTRIBUCION Y ACOMETIDAS	806,673
TOTAL	1'899,035

METRADO Y PRESUPUESTO

LINEA DE TRANSMISION
 CLASIFICACION DEL PRESUPUESTO
 =====

	SIMBOLO INDICE	MONTO S/.	COEFICIENTE	INDICE UNIFICADO
POSTES Y CRUCETAS	P	93,764,417	0.106	43
AISLADORES	A	47,269,895	0.054	11
FERRETERIA	F	77,369,690	0.088	02
CONDUCTORES	C	207,631,594	0.235	08
TRANSFORMADORES Y EQUIPO DE MANDO Y PROTECCION	T	47,104,275	0.053	48(75%), 12(25%)
MANO DE OBRA	J	171,283,124	0.194	47
TRANSPORTE	R	61,698,652	0.070	32
GASTOS GENERALES + UTILIDADES	GU	176,530,412	0.200	39
=====				
T O T A L		882,652,058	1.000	

FORMULA POLINOMICA
 =====

$$K = 0.106 Pr/Po + 0.054 Ar/Ao + 0.194 Jr/Jo + 0.053 Tr/To +$$

$$0.088 Fr/Fo + 0.235 Cr/Co + 0.200 GUr/GUo$$

- Los Indices de precio con subindice "o", corresponden a la fecha del presupuesto base (31/07/84)
- Los indices de precio con subindice "r", corresponden a la fecha de pago.

M E T R A D O Y P R E S U P U E S T O
(Materiales y Equipos)

FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		S.E. SAN MARCOS - ICHOCAN		HOJA N		
PROYECTO DE TESIS DE GRADO		OBRA: LINEA DE TRANSMISION		FECHA: 08/84		
Partida	DESCRIPCION	M E T R A D O		C O S T O		
		Unid.	Cantid.	Unitar.	Parcial	Total
A.-	Segun Diseno con materiales y equipos descritos en las laminas y/o planos correspondientes y especificaciones.					
1	SOPORTES					
1.01	Tipo E1 segun lamina L-01	c/u	173	536,909	92,885,257	
1.02	Tipo E2, segun lamina L-02	c/u	6	869,944	5,219,664	
1.03	Tipo E3, segun lamina L-03	c/u	38	1,361,678	51,743,764	
1.04	Tipo E4, segun lamina L-04	c/u	7	1,138,880	7,972,160	
1.05	Tipo E5, segun lamina L-05	c/u	1	2,991,601	2,991,601	
1.06	Tipo E6, segun lamina L-06	c/u	4	1,104,173	4,416,692	
1.07	Tipo E7, segun lamina L-07	c/u	4	2,673,800	10,695,200	
1.08	Tipo E9, segun lamina R-01	c/u	32	536,909	17,181,088	
1.09	Tipo E11, segun lamina R-01	c/u	3	1,104,173	3,312,519	
1.10	Tipo E10, segun lamina R-12	c/u	1	539,068	539,068	
1.11	Tipo E20, segun lamina R-12	c/u	3	1,078,136	3,234,408	
						200,191,421
2	CONDUCTORES DE COBRE					
2.01	Desnudo, de temple semiduro de: -10 mm	m	107,410	1,825	196,023,250	
2.02	Desnudo, temple blando de 6mm	m	816	1,095	893,520	
						196,916,770
3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA					
3.01	Segun lamina LR-02	c/u	9	263,625	2,372,625	
3.02	Idem a 3.1, pero sin tubo disperso	c/u	48	153,217	7,354,416	
						9,727,041

continua...

...continuacion

4	RETENIDAS						
4.01	Tipo V-1,segun lamina LR-01	c/u	104	192,202	19,989,008		19,989,008
5	EQUIPOS Y MATERIALES INSTALADOS EN LA CASA DE MÁQUINAS Y SALIDA PARA LA LINEA DE TRANSMISION						
5.01	Cable del tipo NYY de 3*120 mm ²	m	30	118,476	3,554,280		
5.02	Interruptor automatico de 3x700 A	c/u	1	3,996,000	3,996,000		
5.03	Transformador de 500 KVA	c/u	1	30,362,000	30,362,000		
5.04	Celda de 10 kV	c/u	1	6,500,000	6,500,000		
5.05	Cable del tipo NYSY-10 kV-3x35 mm ²	m	30	63,445	1,903,350		
							46,315,630
	TOTAL MATERIALES Y EQUIPOS						463,412,829

METRADO Y PRESUPUESTO
(Montaje)

FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		S.E. SAN MARCOS-ICHOCAN		HOJA N	
PROYECTO DE TESIS DE GRADO		OBRA: LINEA DE TRANSMISION		FECHA: 08/84	
Partida	DESCRIPCION	METRADO		C O S T O	
		Unid.	Cantid.	Unitar.	Parcial
B.-	Segun Diseno con materiales y equipos descritos en las laminas y/o planos correspondientes y especificaciones.				
1	SDPORTES				
1.01	Tipo E1 segun lamina LT-01	c/u	173	250,485	43,333,905
1.02	Tipo E2, segun lamina LT-02	c/u	6	310,745	1,864,470
1.03	Tipo E3, segun lamina LT-03	c/u	38	350,540	13,320,520
1.04	Tipo E4, segun lamina LT-04	c/u	7	307,504	2,152,528
1.05	Tipo E5, segun lamina LT-05	c/u	1	431,387	431,387
1.06	Tipo E6, segun lamina LT-06	c/u	4	368,178	1,472,712
1.07	Tipo E7, segun lamina LT-07	c/u	4	479,685	1,918,740
1.08	Tipo E9, segun lamina R-01	c/u	32	250,485	8,015,520
1.09	Tipo E11, segun lamina R-02	c/u	3	368,178	1,104,534
1.10	Tipo E10, segun lamina R-12	c/u	1	250,485	250,485
1.11	Tipo E20, segun lamina R-12	c/u	3	415,324	1,245,972
					75,110,773
2	CONDUCTORES DE COBRE				
2.01	Desnudo, de temple semiduro de: -10 mm	m	107,410	709	76,167,231
					76,167,231
3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				
3.01	Segun lamina LR-02	c/u	9	109,216	982,944
3.02	Idem a 3.1, pero sin tubo disperso	c/u	48	83,280	3,997,440
					4,980,384
4	RETENIDAS				
4.01	Tipo V-1, segun lamina LR-01	c/u	104	91,584	9,524,736
					9,524,736

continua...

...continuacion

5 EQUIPOS Y MATERIALES INSTALADOS EN LA CASA DE MAQUINAS Y SALIDA PARA LA LINEA DE TRANSMISION						
5.01	Cable del tipo NYY de 3x120 mm	m	30	35,000	1,050,000	
5.02	Interruptor automatico de 3x700 A	c/u	1	200,000	200,000	
5.03	Transformador de 500 KVA	c/u	1	3,500,000	3,500,000	
5.04	Celda de 10 kV	c/u	1	300,000	300,000	
5.05	Cable del tipo NYSY-10 kV-3x35 mm	m	30	15,000	450,000	
						5,500,000
	TOTAL MONTAJE					171,283,124

RED PRIMARIA

CLASIFICACION DEL PRESUPUESTO

=====

	SIMBOLO INDICE	MONTO S/.	COEFICIENTE	INDICE UNIFICADO
POSTES, CRUCETAS, AISLADORES CONDUCTORES Y FERRETERIA	P	101,251,439	0.114	43(22%), 11(14%), 08(36%), 02(28%)
TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE PROTECCION	T	329,953,448	0.371	48
MEDIDORES	M	157,160,000	0.177	30
MANO DE OBRA, MATERIALES Y EQUIPO DE MONTAJE, Y TRANSPORTE	J	122,505,110	0.138	47(82%), 32(18%)
GASTOS GENERALES + UTILIDADES	GU	177,717,499	0.200	39
		=====	=====	
TOTAL		888,587,496	1.000	

RED PRIMARIA

FORMULA POLINOMICA

=====

$$K = 0.114 Pr/Po + 0.138 Jr/Jo + 0.177 Mr/Mo +$$

$$0.371 Tr/To + 0.200 GUr/GUo$$

- Los Indices de precio con subindice "o", corresponden a la fecha del presupuesto base (31/07/84)
- Los indices de precio con subindice "r", corresponden a la fecha de pago.

METRADO Y PRESUPUESTO
(Materiales y Equipos)

FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		S.E. SAN MARCOS - ICHOCAN		HOJA N		
PROYECTO DE TESIS DE GRADO		OBRA: REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA		FECHA: 07/84		
Partida	DESCRIPCION	METRADO		C O S T O		
		Unid.	Cantid.	Unitar.	Parcial	Total
A.-	MATERIALES Y EQUIPOS					
	Segun Diseno con materiales y equipos descritos en las laminas y/o planos correspondientes y especificaciones.					
1	SOPORTES					
1.1	Tipo E1 segun lamina LT-01	c/u	3	536,909	1,610,727	
1.2	Tipo E4, segun lamina LT-04	c/u	22	1,138,880	25,055,360	
1.3	Tipo E8, segun lamina R-01	c/u	3	536,909	1,610,727	
1.4	Tipo E9, segun lamina R-01	c/u	35	536,909	18,791,815	
1.5	Tipo E11, segun lamina R-02	c/u	4	1,104,173	4,416,692	
						51,485,321
2	CONDUCTORES DE COBRE					
2.1	Desnudo, de temple semiduro de: -10 mm	m	15,844	1,825	28,915,300	
2.2	Desnudo, de temple blando para amarre de 6 mm ²	m	268	1,095	293,460	
						29,208,760
3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA					
3.1	Segun lamina LR-02	c/u	23	263,625	6,063,375	
3.2	Idea a 3.1, pero sin tub dispersor	c/u	67	153,217	10,265,539	
						16,328,914
4	RETENIDAS					
4.1	Tipo V-1, segun lamina LR-01	c/u	22	192,202	4,228,444	
						4,228,444
5	CENTROS DE TRANSFORMACION SEGUN LAMINA R-13 EQUIPADO CON TRANSFORMADOR TRIFASICO 10/4-23 kV					

continua...

continuación...

5.01	De 5 KVA,segun ensamble E-10	c/u	1	8,613,912	8,613,912
	- Seccionador Fusible 3x3A				
	- Sin equipo de alumbrado publico				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica:				
	2 de 3x15A				
5.02	De 10 KVA,segun ensamble E10	c/u	1	9,289,752	9,289,752
	- Idem a 5.1				
5.03	Idem a 5.02 con los sgtes.cambios	c/u	1	11,659,392	11,659,392
	-Con equipo de alumbrado publico				
5.04	De 15 KVA,segun ensamble E-10	c/u	1	11,794,392	11,794,392
	- Seccionador Fusible de 3x6A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica:				
	3 de 3x15				
5.05	Idem a 5.4 con los sigtes.caebios	c/u	1	11,659,392	11,659,392
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	2 de 3x15				
5.06	De 25 KVA,segun ensamble E10	c/u	1	12,264,732	12,264,732
	- Seccionador Fusible de 3x8A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica:				
	1 de 3x20				
	1 de 3x30				
5.07	Idem a 5.06 con los sgtes.cambios	c/u	1	12,264,732	12,264,732
	- Interruptores con proteccion termagnetica:				
	1 de 3x15				
	1 de 3x30				

continua...

continuacion...

5.08	Idem a 5.07 con los sgtes.cambios	c/u	1	12,264,732	12,264,732
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 1 de 3x15 1 de 3x20				
5.09	Idem a 5.07 con los sgtes.cambios	c/u	1	12,399,732	12,399,732
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 3 de 3x15				
5.10	De 50 KVA segun ensamble E20	c/u	1	14,959,792	14,959,792
	- Seccionador Fusible de 3x10A - Interruptores con proteccion termomagnetica: 1 de 3x20A 1 de 3x30A 1 de 3x40A				
5.11	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	14,959,792	14,959,792
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 1 de 3x15A 1 de 3x30A 1 de 3x40A				
5.12	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	14,959,792	14,959,792
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 2 de 3x15A 1 de 3x30A				
5.13	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	14,824,792	14,824,792
	- Interruptores con proteccion 2 de 3x40A				
5.14	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	14,959,792	14,959,792
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 2 de 3x20A 1 de 3x30A				

continua...

...continuacion

5.15	De 80 KVA segun ensamble E20	c/u	1	17,234,792	17,234,792
	- Seccionador Fusible de 3x20A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x15A				
	1 de 3x20A				
	1 de 3x30A				
	1 de 3x50A				
5.16	Idem a 5.15 con los sgtes.cambios	c/u	1	16,914,792	16,914,792
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x20A				
	1 de 3x40A				
5.17	Idem a 5.15 con los sgtes.cambios	c/u	1	17,184,792	17,184,792
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x15A				
	1 de 3x20A				
	1 de 3x30A				
	1 de 3x40A				
5.18	De 100 KVA segun ensamble E20	c/u	1	17,909,792	17,909,792
	- Seccionador Fusible de 3x20A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	2 de 3x20A				
	1 de 3x40A				
	1 de 3x50A				
5.19	Idem a 5.18 con los sgtes.cambios	c/u	1	17,959,792	17,959,792
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x30A				
	1 de 3x40A				
	2 de 3x60A				
5.20	Idem a 5.18 con los sgtes.cambios	c/u	1	17,909,792	17,909,792
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	3 de 3x40A				
	1 de 3x50A				

...continua

continuacion...

5.21	Idea a 5.15 pero en L.T. con los sigtes.cambios	c/u	1	15,836,656	15,836,656	
	- Interruptores con proteccion termomagnetica					
	1 de 3x30A					
	1 de 3x40A					
5.22	Idea a 5.15 pero en L.T. con los sigtes.cambios	c/u	1	16,021,656	16,021,656	
	- Interruptores con proteccion termomagnetica					
	1 de 3x30A					
	1 de 3x40A					
	1 de 3x50A					
5.22	Idea a 5.15 pero en L.T. con los sigtes.cambios	c/u	1	16,106,656	16,106,656	329,953,448
	- Interruptores con proteccion termomagnetica					
	3 de 3x30A					
	1 de 3x40A					
6	MEDIDORES DE ENERGIA					
6.01	Monofasicos	c/u	1,897	80,000	151,760,000	
6.02	Trifasicos	c/u	54	100,000	5,400,000	
						157,160,000
	TOTAL MATERIALES Y EQUIPOS					588,364,887

METRADO Y PRESUPUESTO
(Montaje)

FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA		S.E. SAN MARCOS - ICHOCAN		HOJA N		
PROYECTO DE TESIS DE GRADO		OBRA: REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA		FECHA: 07/84		
Partida	DESCRIPCION	METRADO		C O S T O		
		Unid.	Cantid.	Unitar.	Parcial	Total
A.-	MATERIALES Y EQUIPOS					
	Segun Diseno con materiales y equipos descritos en las laminas y/o planos correspondientes y especificaciones.					
1	SOPORTES					
1.1	Tipo E1 segun lamina LT-01	c/u	3	250,485	751,455	
1.2	Tipo E4, segun lamina LT-04	c/u	22	307,504	6,765,088	
1.3	Tipo EB, segun lamina R-01	c/u	3	250,485	751,455	
1.4	Tipo E9, segun lamina R-01	c/u	35	250,485	8,766,975	
1.5	Tipo E11, segun lamina R-02	c/u	4	368,178	1,472,712	
						18,507,685
2	CONDUCTORES DE COBRE					
2.1	Desnudo, de temple semiduro de: -10 mm		15,844	707	11,201,708	
						11,201,708
3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA					
3.1	Segun lamina LR-02	c/u	23	109,216	2,511,968	
3.2	Idem a 3.1, pero sin tub dispersor	c/u	67	83,280	5,579,760	
						8,091,728
4	RETENIDAS					
4.1	Tipo V-1, segun lamina LR-01	c/u	22	91,584	2,014,848	
						2,014,848
5	CENTROS DE TRANSFORMACION SEGUN LAMINA R-13 EQUIPADO CON TRANSFORMADOR TRIFASICO 10/4-.23 kV					

...continua

continuacion...

5.01	De 5 KVA,segun ensamble E-10	c/u	1	799,089	799,089
	- Seccionador Fusible 3x3A				
	- Sin equipo de alumbrado publico				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica:				
	2 de 3x15A				
5.02	De 10 KVA,segun ensamble E10	c/u	1	799,089	799,089
	- Idem a 5.1				
5.03	Idem a 5.02 con los sgtes.cambios	c/u	1	799,089	799,089
	-Con equipo de alumbrado publico				
5.04	De 15 KVA,segun ensamble E-10	c/u	1	799,089	799,089
	- Seccionador Fusible de 3x6A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica:				
	3 de 3x15				
5.05	Idem a 5.4 con los sigtes.cambios	c/u	1	799,089	799,089
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	2 de 3x15				
5.06	De 25 KVA,segun ensamble E10	c/u	1	799,089	799,089
	- Seccionador Fusible de 3x6A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica:				
	1 de 3x20				
	1 de 3x30				
5.07	Idem a 5.06 con los sgtes.cambios	c/u	1	799,089	799,089
	- Interruptores con proteccion termomagnetica:				
	1 de 3x15				
	1 de 3x30				

...continua

continuacion...

5.08	Idem a 5.07 con los sgtes.cambios	c/u	1	799,089	799,089
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 1 de 3x15 1 de 3x20				
5.09	Idem a 5.07 con los sgtes.cambios	c/u	1	799,089	799,089
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 3 de 3x15				
5.10	De 50 KVA segun ensamble E20	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Seccionador Fusible de 3x10A - Interruptores con proteccion termomagnetica: 1 de 3x20A 1 de 3x30A 1 de 3x40A				
5.11	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 1 de 3x15A 1 de 3x30A 1 de 3x40A				
5.12	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 2 de 3x15A 1 de 3x30A				
5.13	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion 2 de 3x40A				
5.14	Idem a 5.10 con los sgtes cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion termomagnetica: 2 de 3x20A 1 de 3x30A				

...continua

continuacion...

5.15	De 80 KVA segun ensamble E20	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Seccionador Fusible de 3x20A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x15A				
	1 de 3x20A				
	1 de 3x30A				
	1 de 3x50A				
5.16	Idem a 5.15 con los sgtes.cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x20A				
	1 de 3x40A				
5.17	Idem a 5.15 con los sgtes.cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x15A				
	1 de 3x20A				
	1 de 3x30A				
	1 de 3x40A				
5.18	De 100 KVA segun ensamble E20	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Seccionador Fusible de 3x20A				
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	2 de 3x20A				
	1 de 3x40A				
	1 de 3x50A				
5.19	Idem a 5.18 con los sgtes.cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	1 de 3x30A				
	1 de 3x40A				
	2 de 3x60A				
5.20	Idem a 5.18 con los sgtes.cambios	c/u	1	1,001,128	1,001,128
	- Interruptores con proteccion termomagnetica				
	3 de 3x40A				
	1 de 3x50A				

...continua

continuacion...

5.21	Idem a 5.15 pero en L.T. con los sigtes.cambios	c/u	1	550,000	550,000	
	- Interruptores con proteccion termomagnetica					
	1 de 3x30A					
	1 de 3x40A					
5.22	Idem a 5.15 pero en L.T. con los sigtes.cambios	c/u	1	550,000	550,000	
	- Interruptores con proteccion termomagnetica					
	1 de 3x30A					
	1 de 3x40A					
	1 de 3x50A					
5.23	Idem a 5.15 pero en L.T. con los sigtes.cambios	c/u	1	550,000	550,000	19,854,209
	- Interruptores con proteccion termomagnetica					
	3 de 3x30A					
	1 de 3x40A					
6	MEDIDORES DE ENERGIA					
6.01	Monofasicos	c/u	1,897	15,000	28,455,000	
6.02	Trifasicos	c/u	54	15,000	810,000	
						29,265,000
	TOTAL MONTAJE					68,935,178

R E D S E C U N D A R I A

C L A S I F I C A C I O N D E L P R E S U P U E S T O

	SÍMBOLO INDICE	MONTO S/.	COEFICIENTE	INDICE UNIFICADO
POSTES Y PASTORALES	P	160,981,545	0.109	47.189%, 63(11%)
AISLADORES, LAMPARA, LUMINARIA Y ACCESORIOS ELECTRICOS	A	96,129,273	0.065	11
FERRETERIA	F	193,325,240	0.131	02
CONDUCTORES	C	403,550,559	0.273	08
MANO DE OBRA, MATERIAL Y EQUIPO DE MONTAJE	J	258,390,902	0.175	47
TRANSPORTE	R	71,985,148	0.049	32
GASTOS GENERALES + UTILIDADES	GU	296,090,667	0.200	39
=====				
T O T A L		1,480,453,333	1.000	

F O R M U L A P O L I N O M I C A

$$K = 0.109 Fr/Po + 0.065 Ar/Ao + 0.049 Rr/Ro + 0.175 Jr/Jo + 0.131 Fr/Fo + 0.273 Cr/Co + 0.200 GUr/GUo$$

- Los Indices de precio con subindice "o", corresponden a la fecha del presupuesto base (31/07/84)
- Los indices de precio con subindice "r", corresponden a la fecha de pago.

METRADO Y PRESUPUESTO
(Materiales y Equipos)

FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA	S.E. SAN MARCOS - ICHOCAN	HOJA N				
PROYECTO DE TESIS DE GRADO	OBRA: REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA	FECHA: 07/84				
Partida	DESCRIPCION	METRADO		C O S T O		
		Unid.	Cantid.	Unitar.	Parcial	Total
A.-	MATERIALES Y EQUIPOS					
	Segun Diseno con materiales y equipos descritos en las laminas y/o planos correspondientes y especificaciones.					
1	SOPORTES					
1.1	Tipo E12 segun lamina R-03	c/u	527	491,028	258,771,756	
1.2	Tipo E13 segun lamina R-03	c/u	84	233,823	19,641,132	
1.3	Tipo E14 segun lamina R-03	c/u	5	466,015	2,330,075	
1.4	Tipo E15 segun lamina R-03	c/u	37	218,930	8,100,410	
1.5	Tipo E16 segun lamina R-03	c/u	11	734,218	8,076,398	
						296,919,771
2	MATERIALES ADICIONALES A LOS SOPORTES DE LA LINEA DE TRANSMISION Y/O RED PRIMARIA					
2.1	Pastoral segun R-10	c/u	101	220,860	22,306,860	
2.2	Portalineas de 5 ais.lae. R-07	c/u	168	39,755	6,678,840	
2.3	Portalineas de 4 ais.lae. R-07	c/u	13	29,635	385,255	
2.4	Portalineas de 3 ais.lae. R-07	c/u	0	21,762	0	
2.5	Portalineas de 2 ais.lae. R-07	c/u	1	14,742	14,742	
3	CONDUCTORES DE COBRE					29,385,697
3.1	Con aislamiento para intemperie					
	- 6 mm	m	113,395	2,700	306,166,500	
	- 10 mm	m	8,635	4,600	39,721,000	
	- 16 mm	m	2,280	7,452	16,990,560	
3.2	Temple blando con aisl.para amarre de 6 mm	m	2,656	2,835	7,529,760	
						370,407,820

continua...

...continuacion

4	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA					
	Segun lamina R-12					
4.1	Con 1 jabalina	c/u	93	252,414	23,474,502	
4.2	Con 2 jabalina	c/u	139	309,654	43,041,906	
4.3	Con 3 jabalina	c/u	91	366,894	33,387,354	
						99,903,762
5	RETENIDAS					
5.2	Tipo V-2,segun lamina LR-01	c/u	174	178,060	30,982,440	
5.3	Tipo V-3,segun lamina R-05	c/u	49	267,808	13,122,592	
5.4	Tipo V-4,segun lamina R-06	c/u	17	205,092	3,486,564	
						47,591,596
6	DERIVACIONES,SEGUN LAMINA R-08					
6.1	Derivacion en T,del poste	c/u	27	126,360	3,411,720	
6.2	Derivacion en medio vano en T	c/u	40	133,265	5,330,600	
6.3	Derivacion en medio vano en cruz	c/u	10	103,565	1,035,650	
						9,777,970
	TOTAL MATERIALES Y EQUIPOS					853,986,616

METRADO Y PRESUPUESTO
(Montaje)

FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA	S.E. SAN MARCOS - ICHOCAN	HOJA N
PROYECTO DE TESIS DE GRADO	OBRA: REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA	FECHA: 09/84

Partida	DESCRIPCION	METRADO				C O S T O	
		Unid.	Cantid.	Unitar:	Parcial	Total	
A.-	MATERIALES Y EQUIPOS						
	Segun Diseno con materiales y equipos descritos en las laminas y/o planos correspondientes y especificaciones.						
1	SDPORTES						
1.1	Tipo E12 segun lamina R-03	c/u	527	142,084	74,878,268		
1.2	Tipo E13 segun lamina R-03	c/u	84	134,748	11,318,832		
1.3	Tipo E14 segun lamina R-03	c/u	5	155,096	775,480		
1.4	Tipo E15 segun lamina R-03	c/u	37	121,700	4,502,900		
1.5	Tipo E16 segun lamina R-03	c/u	11	140,406	1,544,466		
							93,019,946
2	MATERIALES ADICIONALES A LOS SD-PORTES DE LA LINEA DE TRANSMISION Y/O RED PRIMARIA						
2.1	Pastoral segun R-10	c/u	101	23,320	2,355,320		
2.2	Portalineas de 5 ais.lam. R-07	c/u	168	12,140	2,039,520		
2.3	Portalineas de 4 ais.lam. R-07	c/u	13	12,140	157,820		
2.4	Portalineas de 3 ais lam. R-07	c/u	0	12,140	0		
2.5	Portalineas de 2 ais lam. R-07	c/u	1	12,140	12,140		
							4,564,800
3	CONDUCTORES DE COBRE						
3.1	Con aislamiento para intemperie						
	- 6 mm	m	113,395	800	90,716,000		
	- 10 mm	m	8,635	880	7,593,800		
	- 16 mm	m	2,280	938	2,138,640		
							100,453,440

...continua

continuacion...

4	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA					
	Segun lamina R-12					
4.1	Con 1 jabalina	c/u	93	96,080	8,935,440	
4.2	Con 2 jabalinas	c/u	139	108,880	15,134,320	
4.3	Con 3 jabalinas	c/u	91	121,680	11,072,880	
						35,142,640
5	RETENIDAS					
5.2	Tipo V-2,segun lamina LR-01	c/u	174	91,584	15,935,616	
5.3	Tipo V-3,segun lamina R-05	c/u	49	91,520	4,484,480	
5.4	Tipo V-4,segun lamina R-06	c/u	17	98,944	1,682,048	
						22,102,144
6	DERIVACIONES,SEGUN LAMINA R-08					
6.1	Derivacion en T,del poste	c/u	27	34,336	927,072	
6.2	Derivacion en medio vano en T	c/u	40	44,336	1,773,440	
6.3	Derivacion en medio vano en cruz	c/u	10	40,742	407,420	
						3,107,932
	TOTAL MONTAJE					258,390,902

A C O M E T I D A S

C L A S I F I C A C I O N D E L P R E S U P U E S T O

	SIMBOLO INDICE	MONTO S/.	COEFICIENTE	INDICE UNIFICADO
CONDUCTOR CONCENTRICO	C	142,982,340	0.276	08
CAJA METALICA	P	105,354,000	0.203	12
MAQUINAS Y HERRAMIENTAS	MH	47,018,365	0.091	37
MANO DE OBRA, MATERIALES DE MONTAJE, ACCESORIOS ELECTRICOS Y TRANSPORTE	A	119,724,009	0.231	47 (87%), 32 (13%)
GASTOS GENERALES + UTILIDADE	GU	103,769,679	0.200	39
		=====	=====	
T O T A L		518,848,393	1.000	

F O R M U L A P O L I N O M I C A

=====

$$K = 0.276 Cr/Co + 0.203 Pr/Po + 0.231 Jr/Jo +$$

$$0.091 Mhr/MHo + 0.200 Gur/GUo$$

- Los indices de precio con subindice "o", corresponden a la fecha del presupuesto base (31/07/84)

- Los indices de precio con subindice "r", corresponden a la fecha de pago.

M E T R A D O Y P R E S U P U E S T O
(Materiales y Equipos)

FACULTAD DE ELCTRICIDAD Y ELECTRONICA		S.E. SAN MARCOS - ICHOCAN		HOJA N	
PROYECTO DE TESIS DE GRADO		OBRA:ACOMETIDAS DOMICILIARIAS		FECHA: 07/84	
Partida	DESCRIPCION	M E T R A D O		C O S T O	
		Unid.	Cantid.	Unitar.	Parcial
A.-	Segun Diseno con materiales y equipos descritos en las laminas y/o planos correspondientes y especificaciones.				
1	CONDUCTORES DE COBRE CONCENTRICO				
1.1	Bipolar de 2 x 6 mm	■	23,820	5,644	134,440,080
1.2	Tripolar de 3 x 6 mm	■	810	10,546	8,542,260
					142,982,340
2	ACCESORIOS SEGUN PLANO				
2.1	Caja de fierro	c/u	1,951	54,000	105,354,000
2.2	Tubo de plastico PVC-SEL de 3/4"Ø	c/u	1,951	2,150	4,194,650
2.3	Separador plastico	c/u	1,951	6,453	12,589,803
2.4	Templador para cable concentrico	c/u	1,245	36,747	45,750,015
2.5	Fusible tipo "C" para 15 A.	c/u	1,951	780	1,521,780
					169,410,248
	T O T A L M A T E R I A L E S Y E Q U I P O S				312,392,588
B	MONTAJE				
1	Segun Plano detalle correspondiente				
1.1	Acometidas simples	c/u	485	69,845	33,874,825
1.2	Acometidas dobles	c/u	706	75,000	52,950,000
1.3	Acometidas a cargas especiales	c/u	54	69,845	3,771,630
	T O T A L M O N T A J E				90,596,455

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1.- De acuerdo al Estudio de Mercado efectuado, se concluye que para satisfacer la demanda eléctrica del Sistema se necesita la implementación de una nueva fuente de generación que entre en funcionamiento a partir del año 1991.
- 2.- De acuerdo al diagrama de carga del sistema el proyecto cobra una gran importancia por la sustitución de petróleo que se haría, ya que nuestra central, en proyecto, opera en la base del sistema desde su inicio.
- 3.- Cabe resaltar que el empleo del sistema 30 - 380/220 seleccionado (según acápite 2.2) disminuye la presión financiera en el momento de implementarse las redes de distribución .
- 4.- Según el presupuesto desarrollado se ha obtenido un costo total alto para el proyecto.
- 5.- Conforme a la distribución de inversiones a realizarse (según gráfico 5.1) las localidades típicamente rurales (localidades tipo C) presentan un mayor costo por usuario que las localidades típicamente urbanas (localidades tipo A y B) . Igualmente se observa que

los tramos de la línea en los que no se cuenta con un fácil acceso tienen un mayor costo por kilómetro que los tramos en que se cuenta con carreteras o caminos cercanos.

6.- El impacto social del proyecto es relevante ya que deberá colaborar en el freno de la emigración y centralización .

RECOMENDACIONES

1.- Se recomienda la ejecución del proyecto, ya que a pesar de ser caro, los beneficios sociales que se pueden obtener serán grandes y servirán para el desarrollo de la zona, este beneficio tendría un mayor realze si:

- Se promueve una agresiva política del uso de la energía eléctrica en todos los sectores de la economía.

- Se promueve y estimula las actividades de la zona, principalmente el agro y la pequeña industria.

- Se promueve y realiza un adecuado sistema de comunicación (camino, carreteras).

2.- La implementación del sistema debe ser priorizada de acuerdo al menor costo por usuario de las obras eléctricas , (según cuadro 5.1) de no tener el financiamiento necesario para implementar integralmente el proyecto.

3.- Para satisfacer la demanda eléctrica del sistema se recomienda la interconexión de este sistema con el Pequeño Sistema Eléctrico de NAMORA - MATARA (Ref. tesis de "SISTEMA ELECTRICO NAMORA - MATARA" Diciembre de 1984 hecha por Ramiro Chavez S.) en el cual se tiene un excedente de energía de generación hidráulica para el año de 2007 de 212 kW, si operara sólo este sistema, al interconectarse se lograría satisfacer la demanda máxima de ambos sistemas hasta el año 2001 con energía hidráulica, a partir de esta fecha podría emplearse una Central térmica que opere únicamente en horas de punta o desarrollar un nuevo proyecto hídrico.

Para dicha interconexión se ha estimado la construcción de una línea que una ambos sistemas desde la Central Namora - Matara hasta la localidad de San Marcos con un recorrido de línea de aproximadamente 12.5 km., a una tensión de 20kV sobre un terreno de fácil acceso, el costo aproximado de esta línea sería de \$108,000, considerando el equipo y materiales necesarios para la línea a 20kV.

Entre las principales ventajas que dicha interconexión brindaría tendríamos :

- Un mejoramiento del factor de planta de la Central del Sistema Namora - Matara.
- La posibilidad de que las localidades que se encuentran cerca de la línea de interconexión puedan

conectarse a la red.

- La importancia que cobra el Proyecto Namora - Matara por la sustitución de petróleo se haría más latente.

- La posibilidad de interconectarse con otros sistema a una tensión más elevada.

BIBLIOGRAFIA

- C.N.E. TOMO I y IV
- C.E.F.
- "LINEAS DE TRANSMISION"
Por Ing. G. Barera
- SISTEMAS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA
J. Robert Eaton
- NORMAS C.E.I. - 99-1 y 71-3
- NORMAS VDE 0100 DE PROTECCION ELECTRICA
Hornig/Schneider
- MANUAL DE PUESTAS A TIERRA
F. Ruiz Vasallo
MANUAL "STANDARD" DEL INGENIERO ELECTRICISTA
A. E. Knowlton
- ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DEL SISTEMA
SAN MARCOS-ICHOCAN
Por ELECTROPERU.
- REDES ELECTRICAS
Por G. Zopetti
- CENTRALES HIDROELECTRICAS
Por G. Zopetti
- POSTES DE MADERA PARA LINEAS DE TRANSMISION
Por la U.N.A.