

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**“ SUMINISTRO DE ENERGIA
ELECTRICA AL DISTRITO DE
ANDAGUA OPTO. DE AREQUIPA ”**

T E S I S

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE :
INGENIERO ELECTRICISTA**

LINER ELIAS CANO NUÑEZ

LIMA - PERU - 1985

*A mis padres Alcides Cano Peralta
y Mery Núñez de Cano, quienes con
abnegada labor hicieron de mí, sus
sueños realidad; u*

*A mis colaboradores con quienes
fue posible realizar la labor que
se relata en esta tesis.*

I N D I C E

PAG

INTRODUCCION

CAPITULO I

DESCRIPCION DEL AREA DEL PROYECTO Y ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

1.1 Delimitación de la Localidad	1
1.1.1 Ubicación Geográfica	1
1.1.2 Delimitación	1
1.1.3 Accesos	1
1.1.4 Principales Actividades Económicas	2
1.2 Estudio del Mercado Eléctrico	5
1.2.1 Generalidades	5
1.2.2 Metodologías	5
1.2.2.1 Método de Comparación	5
a) Pronóstico de la Población	6
b) Pronóstico del Número de Viviendas	8
c) Pronóstico del Número de Abonados Domésticos	9
d) Pronóstico del Consumo Unitario Doméstico y Alumbrado Público	11
e) Pronóstico del Consumo Neto Doméstico y Alumbrado Público	12
f) Pronóstico del Número de Abonados Comerciales	15
g) Pronóstico del Consumo Unitario Comercial	17
h) Pronóstico del Consumo Neto Comercial	18
i) Pronóstico del Consumo de Cargas Especiales	18
j) Pronóstico del Consumo Neto Total	19
k) Pronóstico del Consumo Bruto Total	20

l) Máxima Demanda de Potencia	26
1.2.2.2 Método de Encuestas	26
a) Sector Doméstico	26
b) Sector Comercial	27
c) Cargas Especiales	28
d) Sector Alumbrado Público	29
e) Proyección de la Demanda	30

CAPITULO II

INGENIERIA DE PROYECTO

Generalidades	33
2.1 Diseño de la Central Hidroeléctrica	33
2.1.1 Potencial Hidráulico	33
2.1.2 Obras Civiles	36
2.1.2.1 Desarenador	36
2.1.2.2 Cámara de Carga	38
2.1.2.3 Tubería de Presión	38
c) Cálculo del Diámetro	40
b) Cálculo de la Velocidad del Agua	42
c) Cálculo del Espesor	43
d) Cálculo de Pérdidas por Fricción	43
2.1.2.4 Casa de Máquinas	44
2.1.3 Obras Electromecánicas	46
2.1.3.1 Selección de la Turbina Hidráulica	46
a) Cálculo de Potencia	48
b) Cálculo del Diámetro y Ancho de la Rueda	49
c) Cálculo del Número de Revoluciones	49
d) Cálculo de Velocidades Específicas	49
2.1.3.2 Selección del Generador	53
2.1.3.3 Tablero de Control y Protección	57
2.1.3.4 Selección del Transformador de Potencia Principal	59

	PAG
2.2 <i>Diseño de la Línea y Red de Distribución</i>	
2.2.1 <i>Cálculo de la línea de Subtransmisión en 10 KV</i>	59
2.2.1.1 <i>Generalidades</i>	59
2.2.1.2 <i>Cálculo Eléctrico del Conductor</i>	60
- <i>Características de la Red</i>	60
- <i>Características del Conductor a Utilizarse</i>	60
- <i>Separación entre Conductores</i>	60
- <i>Reactancia Inductiva</i>	61
- <i>Resistencia</i>	61
- <i>Corriente a Transportar</i>	62
- <i>Caída de Tensión Porcentual</i>	62
- <i>Tensión de Envío</i>	62
- <i>Potencia de Envío</i>	62
- <i>Pérdida de Potencia</i>	62
2.2.1.3 <i>Cálculo Mecánico del Conductor</i>	63
- <i>Características del Conductor Utilizado</i>	63
- <i>Hipótesis de Cálculo</i>	63
- <i>Cuadro Resumen</i>	67
2.2.1.4 <i>Cálculo Mecánico de Soportes de Subtransmisión</i>	69
- <i>Cálculo de Esfuerzos</i>	69
- <i>Momentos Actuantes</i>	72
- <i>Conclusión</i>	76
- <i>Red Primaria</i>	76
- <i>Cálculo de Esfuerzos</i>	77
- <i>Momentos Actuantes</i>	79
- <i>Conclusión</i>	83
2.2.1.5 <i>Cálculo de Crucetas</i>	83
- <i>Aislador Tipo Pin</i>	84
- <i>Aislador de Suspensión</i>	85
2.2.1.7 <i>Cimentación de Postes</i>	86
2.2.2 <i>Cálculo de Redes de Distribución en Baja Tensión</i>	87
2.2.2.1 <i>Cálculo Eléctrico de Conductores</i>	87
- <i>Consideraciones</i>	87
2.2.2.2 <i>Cálculo Mecánico de Conductores</i>	101

	PAG
- Características de los Conductores Utilizados	101
- Hipótesis de Cálculo	101
2.2.2.3 Cálculo Mecánico de Soportes	105
- Cálculo de Esfuerzos	105
- Momentos Actuantes	107
- Conclusión	111
2.2.2.4 Selección de Aisladores	111
- Aisladores Tipo Carrete	111

CAPITULO III

ESPECIFICACIONES TECNICAS Y MONTAJE

3.1 Suministro de Materiales y Equipos	130
3.1.1 Tubería de Presión	130
3.1.2 Turbina Hidráulica	130
3.1.3 Generador	131
3.1.4 Tablero de Control y Protección	131
3.1.5 Subestación de Salida	132
3.1.5.1 Transformador Trifásico	132
3.1.5.2 Cortacircuito-Fusible	133
3.1.5.3 Pararrayos	134
3.1.5.4 Sistema de Puesta a Tierra	135
3.1.6 Conductores	135
3.1.6.1 Ensayos	135
3.1.6.2 Embalaje	136
3.1.6.3 Conductor para Línea de Subtransmisión	136
3.1.6.4 Conductores para Red Secundaria	136
3.1.6.5 Conductor de Amarre para Alta Tensión	137
3.1.6.6 Conductor de Amarre para Baja Tensión	137
3.1.6.7 Conductor de Alimentación a Luminaria	137
3.1.6.8 Datos que debe Proporcionar el Fabricante	138
3.1.7 Elementos de Fijación del Conductor	138
3.1.7.1 Manguitos de Empalme	138
a) Pruebas	138
- Pruebas Mecánicas	138

- Pruebas Eléctricas	139
3.1.8 Aisladores y Accesorios	139
3.1.8.1 Tipo Pin para 10 KV	140
3.1.8.2 Tipo Suspensión para 10 KV	140
3.1.8.3 Tipo Carrete para Baja Tensión	141
3.1.8.4 Accesorios de Morseteria	141
3.1.9 Subestaciones de Distribución	142
3.1.9.1 Transformadores de Distribución	143
3.1.9.2 Cortacircuito-Fusible	144
3.1.9.3 Pararrayos	145
3.1.9.4 Puesta a Tierra	145
3.1.10 Soportes y Crucetas	145
3.1.10.1 Normas	145
3.1.10.2 Pruebas	145
3.1.10.3 Postes para Línea de 10 kV	145
3.1.10.4 Crucetas	145
3.1.10.5 Postes para Baja Tensión	146
3.1.11 Retenidas	146
3.1.11.1 Conductor	147
3.1.11.2 Pernos	147
3.1.11.3 Guarda Cables	147
3.1.11.4 Conector de Sujeción de Cable	147
3.1.11.5 Grapa para Fin de Cable	147
3.1.11.6 Varilla de Anclaje	147
3.1.11.7 Bloque de Anclaje	147
3.1.11.8 Canaleta de Protección	148
3.1.11.9 Braquete	148
3.1.12 Elementos de Puesta a Tierra	148
3.1.12.1 Conductor	148
3.1.12.2 Grapas	148
3.1.12.3 Dispersores	149
3.1.13 Interruptores	149
3.1.13.1 De Baja Tensión	149
3.1.13.2 Horario	149
3.1.14 Cajas para Equipo de Baja Tensión	149
3.1.15 Lámparas	150
3.1.16 Luminarias	150

	PAG
3.1.17 Pastorales	150
3.1.18 Portalineas	150
3.1.19 Separadores	151
3.1.20 Conectores y Grapas	151
3.1.21 Cortacircuitos-Fusibles para Lamparas	151
3.1.22 Medidores de Energía Eléctrica	151
3.1.23 Contractores	151
3.2 Montaje	
3.2.1 Condiciones de Montaje	153
3.2.1.1 Programas de Trabajo	153
3.2.1.2 Transportes y Manipuleo de Materiales	153
3.2.1.3 Control y Seguridad	153
3.2.1.4 Planos de Registro	153
3.2.2 Montaje de Postes	154
3.2.3 Montaje de Crucetas, Aisladores y Accesorios	155
3.2.3.1 Montaje de Crucetas	155
3.2.3.2 Montaje de Aisladores	155
3.2.4 Montaje de Retenidas	156
3.2.5 Puesta a Tierra	157
3.2.6 Tendido de Conductores	157
3.2.7 Montaje de Subestaciones	158
3.2.8 Pruebas	159
3.2.9 Secuencia de Montaje	159

CAPITULO IV

METRADO Y PRESUPUESTO

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

5.1 Costo del Proyecto	170
5.2 Comparación con la Alternativa Térmica Equivalente	171
5.3 Análisis Económico Nacional	177

	PAG
5.3.1 <i>Introducción</i>	177
5.3.2 <i>Objetivo</i>	177
5.3.3 <i>Metodología</i>	177
5.3.3.1 <i>Beneficios</i>	178
5.3.3.2 <i>Costos</i>	181
5.3.4 <i>Premisas Consideradas</i>	181
5.3.5 <i>Beneficios del Proyecto</i>	182
5.3.5.1 <i>Beneficios de los Recursos Asignados</i>	182
- <i>Ingresos por Venta de Energía</i>	182
- <i>Excedente del Consumidor</i>	183
- <i>Valor Residual</i>	184
- <i>Beneficios por Recursos Desplazados</i>	184
5.4 <i>Costos Nacionales del Proyecto</i>	184
5.4.1 <i>Costos de los Recursos Asignados</i>	184
5.4.1.1 <i>Costos de Inversión a Precios de Mercado</i>	184
5.4.1.2 <i>Costos de Inversión a Precios Sombra</i>	185
5.4.1.3 <i>Capital de Trabajo</i>	185
5.4.1.4 <i>Costos de Operación y Mantenimiento</i>	185
5.4.1.5 <i>Cronograma de Inversiones</i>	186
5.4.2 <i>Costos de los Recursos Desplazados</i>	186
5.4.3 <i>Resultados</i>	186
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	201

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

PLANOS

RELACION DE CUADROS

<i>Nº</i>	<i>T I T U L O</i>	<i>PAG</i>
1	<i>Datos Estadísticos</i>	13
2	<i>Cuadro Consolidado</i>	25
3	<i>Cuadro Consolidado Método de Encuestas</i>	32
4	<i>Factores de Corrección por Altura</i>	55
5	<i>Factores de Corrección por Temperatura</i>	56
6	<i>Dimensiones de Postes</i>	71
7	<i>Subestación Nº 1: Circuito Nº 1</i>	90
8	<i>Subestación Nº 1: Circuito Nº 2</i>	92
9	<i>Subestación Nº 1: Circuito Nº 3</i>	94
10	<i>Subestación Nº 2: Circuito Nº 1</i>	96
11	<i>Subestación Nº 2: Circuito Nº 2</i>	98
12	<i>Subestación Nº 2: Circuito Nº 3</i>	100
13	<i>Alternativa Hidráulica</i>	173
14	<i>Alternativa Térmica Equivalente</i>	174
15	<i>Valores Actualizados de Costos</i>	175
16	<i>Valor Presente</i>	176
17	<i>Demanda de Potencia y Venta de Energía</i>	187
18	<i>Costo Total y Consumo de Energía sin el Proyecto</i>	188
19	<i>Costo Total y Consumo de Energía a ser sustituida por el Proyecto</i>	189
20	<i>Energía a sustituir con el Proyecto y Determinación del Precio de la Energía Sustituible</i>	190
21	<i>Resumen de los Ingresos por Venta de Energía y del consumidor en el Horizonte del Planeamiento del Proyecto.</i>	191
22	<i>Excedente del Consumidor</i>	192
23	<i>Costo de Inversión a precios de Mercado</i>	193
24	<i>Costo de Inversión a Precios Sombra</i>	194
25	<i>Costos de Operación y Mantenimiento a Precios de Mercado</i>	195
26	<i>Costos de Operación y Mantenimiento a Precios Sombra</i>	196
27	<i>Cronograma de Inversiones a Precio de Mercado</i>	197

N°	T I T U L O	PAG
28	<i>Cronograma de Inversiones a Precios Sombra</i>	198
29	<i>Flujo de Análisis Económico Nacional</i>	199
30	<i>Evaluación Técnica-Económica</i>	200

RELACION DE LAMINAS

Nº	T I T U L O	PAG
1	Mapa Departamental de Arequipa	4
2	Diagrama de Flujo	7
3	Pronóstico del Coeficiente de Electrificación	10
4	Consumo unitario Doméstico y AP.Vs N° de Abonados Domésticos.	14
5	Pronóstico de la Relación entre el N° de Abonados Domésticos y el N° de Abonados Comerciales	16
6	Diagrama de Carga Unitario: Año Inicial	21
7	Diagrama de Carga 1984: Año Inicial	22
8	Diagrama de Carga Unitario: Año Final	23
9	Diagrama de Carga 2009: Año Final	24
10	Ubicación de la Localidad de Andagua : Area del Proyecto	35
11	Esquema Hidráulico	37
12	Sedimentación de la Arena	39
13	Selección Preliminar de la Tubería de Presión	41
14	Area para la Casa de Máquinas de Centrales Hidroeléctricas	45
15	Selección Preliminar de la Turbina	47
16	Selección del Tipo de Turbina Standard	50
17	Dimensiones de la Turbina	51
18	Esquema de Principio del Sistema Eléctrico	58
19	Subestación N° 1: C-1	89
20	Subestación N° 1: C-2	91
21	Subestación N° 1: C-3	93
22	Subestación N° 2: C-1	95
23	Subestación N° 2: C-2	97
24	Subestación N° 2: C-3	99
25	Central Hidroeléctrica Andagua: Turbina-Generador, Vista de Planta	113
26	Central Hidroeléctrica Andagua: Turbina-Generador, Vista de Frente	114
27	Sistema de Puesta a Tierra	115
28	Ensamble Tipo E1	116
29	Ensamble Tipo E2	117

Nº	T I T U L O	PAG
30	Ensamble Tipo E3	118
31	Ensamble Tipo E4	119
32	Ensamble Tipo E5	120
33	Ensamblados Tipos E7 y E8	121
34	Ensamblados Tipos E9 y E10	122
35	Retenidas Tipos V1 y V2	123
36	Pastoral	124
37	Separador para Derivaciones en B.T.	125
38	Derivaciones en Red de Baja Tensión	126
39	Portalineas	127
40	Amarres	128
41	Grampas y Conectores	129
42	Curva de Demanda de Energía y Excedente del Consumidor	180

RELACION DE PLANOS

Nº

T I T U L O

1	<i>Desarenador y Cámara de Carga</i>
2	<i>Perfil de la Caída, Tubería y Anclajes</i>
3	<i>Casa de Máquinas</i>
4	<i>Perfil Longitudinal de la Línea de Sub-Transmisión</i>
5	<i>Línea de Sub-Transmisión : El Molino-Andagua</i>
6	<i>Sub-Estación : Ensamble Tipo E6</i>
7	<i>Diagrama de Cargas</i>
8	<i>Electrificación de Andagua</i>

I N T R O D U C C I O N

El presente trabajo tiene por objeto presentar en forma sintética el aprovechamiento de los recursos hidroenergéticos existentes en el Perú para dotar de energía eléctrica a los pueblos aislados que no tienen posibilidad de interconexión con los pequeños y/o grandes sistemas eléctricos.

El objetivo primordial es el de expresar los lineamientos y consideraciones adoptadas, que servirán de base para desarrollar el Proyecto Definitivo de Suministro de Energía Eléctrica a la localidad de Andagua, así como también servir de referencia a estudiantes y profesionales de Ingeniería, que deseen incursionar en el campo de la electrificación Rural y Urbana.

El estudio efectuado comprende básicamente el diseño electromecánico y dimensionamiento de la Pequeña Central Hidroeléctrica, Línea de Sub-Transmisión y Redes de Baja Tensión, para cuya elaboración se ha desarrollado los siguientes capítulos.

CAPITULO I	Descripción del área del Proyecto y estudio del Mercado Eléctrico.
CAPITULO II	Diseño de la Central Hidroeléctrica, Línea de Sub-Transmisión y Redes de Distribución.
CAPITULO III	Especificaciones Técnicas y Montaje:
CAPITULO IV	Metrado y Presupuesto
CAPITULO V	Análisis Económico

CAPITULO I

DESCRIPCION DEL AREA DEL PROYECTO Y ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

1.1 DELIMITACION DE LA LOCALIDAD

1.1.1 UBICACION GEOGRAFICA

El Distrito de Andagua se encuentra ubicado en la Provincia de Castilla, en la región de la Sierra Sur del país en el departamento de Arequipa, a 3,560 msnm. Geográficamente se localiza en las coordenadas siguientes:

Entre 72°20' y 72°23' de longitud Oeste de Greenwich y los paralelos 15°28' y 15°32' de latitud Sur. Lámina N° 1.

1.1.2 DELIMITACION

El abastecimiento energético de la localidad de Andagua estará ligado a la infraestructura de riego existente.

Estas obras de riego permiten el aprovechamiento hidroenergético de un rápido que se produce en el canal cercano al Cerro Mauras, en la zona denominada "El Molino" al Nor-Este del pueblo, a 1.5 km aproximadamente.

La información básica sobre la infraestructura de riego fue proporcionado por el Ministerio de Agricultura con sede en Arequipa. Después de efectuar el reconocimiento de campo se ha determinado que de ser atendida eléctricamente, el proyecto es técnica y económicamente factible.

1.1.3 ACCESOS

La vía de acceso a la localidad de Andagua desde la ciudad de Arequipa se detalla a continuación:

Arequipa-Aplao 179 km por carretera asfaltada, hasta el puente Punta Colorada 152 km y carrete

ra afirmada hasta Aplao 27kms. Aplao-Viraco unida por 83 km de carretera sin afirmar y Viraco-Andagua unida por 56 km de trocha carrozable. Distancia total Arequipa-Andagua 318 km. Lámina N° 1.

1.1.4 PRINCIPALES ACTIVIDADES ECONOMICAS

La Principal actividad económica del Distrito de Andagua es la agricultura y ganadería, a la cual se dedica aproximadamente el 80% de la población económicamente activa (PEA) destacando la producción de papa y cereales (trigo, maíz, cebada, legumbres y hortalizas). Estos productos alcanzan el mercado de consumo en muy pequeñas proporciones, siendo entre otras actividades económicas de menor escala el comercio.

Dentro del ámbito turístico, Andagua (tierra de los volcanes) es una zona altamente propicia para el desarrollo de la actividad turística, mostrándonos su geografía como atractivo turístico, por ejemplo los volcanes gemelos del Mauras, el Pucamauras, el Ticllo, el Huachalanqui, el Ticsu, el Antaymarka, el Yanacanalla, todos ellos inactivos.

Nota aparte, son las cataratas, como la de Sanquilaya, que en su parte más baja forma la laguna de Pumajallo, donde abundan las truchas. Las aguas siguen su curso, para luego perderse en la laguna de Chachas, en donde curiosamente el río queda enterrado en varios kilómetros. Posteriormente el río Andagua, reaparece en la laguna de Mamacocha, en Ayo.

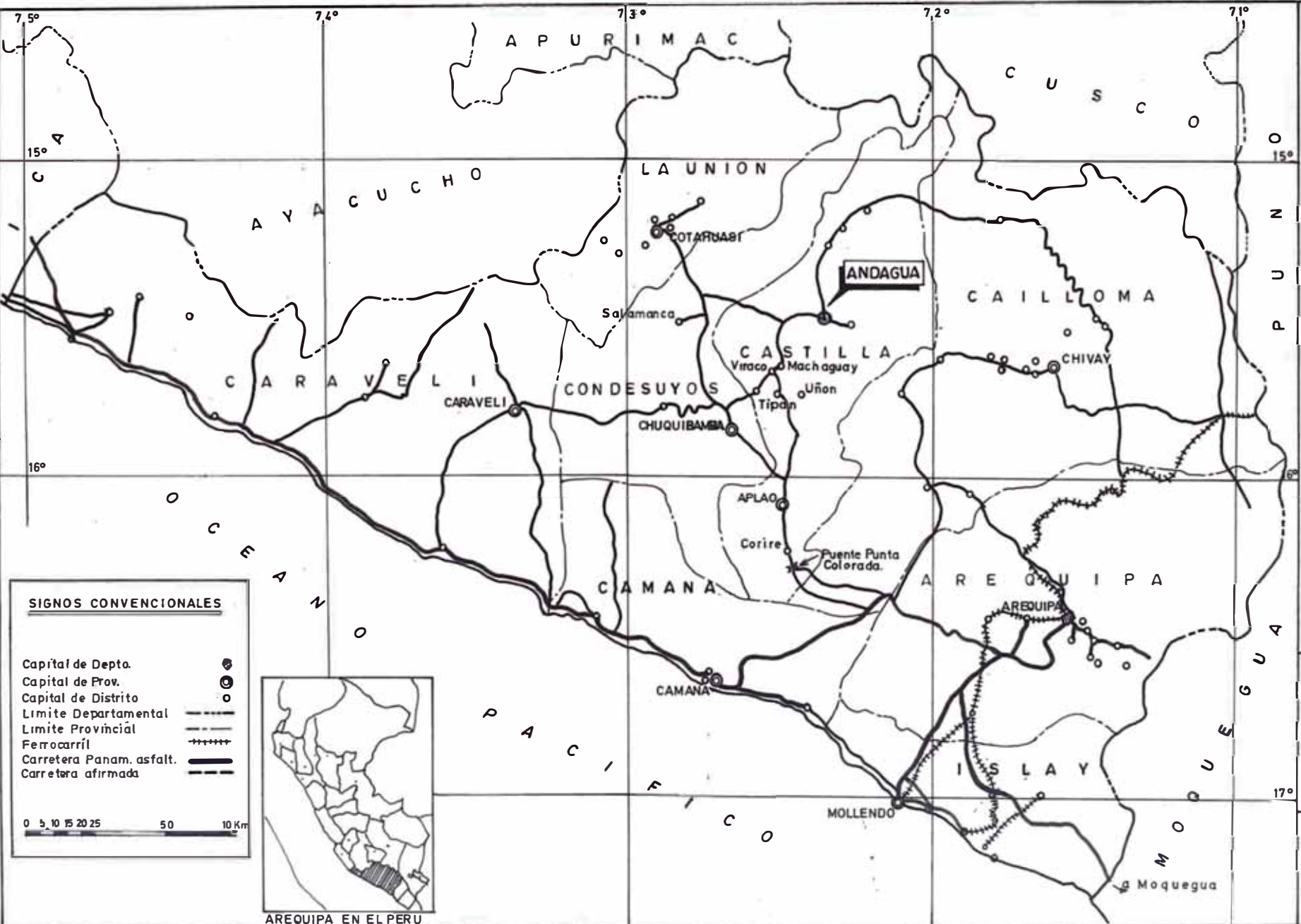
Su relieve está formado por valles pequeños y estrechos como el Hawayguana, Huayrapata y Ccerura siendo su clima frío la mayor parte del año, con variaciones de temperatura entre el día y la noche con poca humedad atmosférica y abundantes

precipitaciones estacionales (enero-abril).

En lo histórico, es zona de grandes realizaciones pre-incas, lo cual se evidencia por la gran cantidad de vestigios señalados anteriormente, como an denerías, canales de irrigación y caminos interco nectados con Caylloma, Cuzco, Aplao, Camaná y Are quipa.

Estas huellas materiales en proceso de desmoronamiento, nos hablan de por sí de lo maravilloso y grandioso que fue nuestro pasado.

Por las características singulares enumeradas se dinamizará el turismo en esta región con la elec trificación, para hacer conocer al mundo "el valle de los volcanes".



SIGNOS CONVENCIONALES

- Capital de Depto.
- Capital de Prov.
- Capital de Distrito
- Limite Departamental
- Limite Provincial
- ++++ Ferrocarril
- ==== Carretera Panam. asfalt.
- ==== Carretera afirmada

0 5 10 15 20 25 50 10 Km



AREQUIPA EN EL PERU

1.2 ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

1.2.1 GENERALIDADES

Los lineamientos que se plantean en el desarrollo del presente estudio, están encuadrados dentro del marco referencial que requiere el desarrollo del estudio de Mercado Eléctrico correspondiente a una pequeña localidad.

En términos generales, la ejecución de un proyecto de estas características cumple un aspecto social muy importante, además de promover el desarrollo económico de la región.

Dado que esta localidad no tiene información histórica necesaria para la evaluación de la demanda ni tampoco para el estudio de los recursos hídricos, se está empleando 2 métodos que determinen la demanda eléctrica de esta localidad netamente rural.

1.2.2 METODOLOGIAS

1.2.2.1 METODO DE COMPARACION

El método utilizado se basa en lo que actualmente emplea la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, quien recomienda su aplicación para el caso de localidades que están encuadrados dentro de la categoría de Pequeños Centros (1).

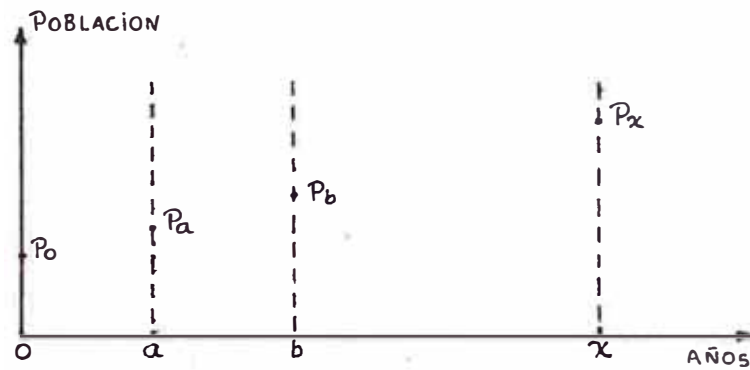
El valor de los parámetros y/o factores que se utilizan se adoptan teniendo en consideración los datos estadísticos y el grado de desarrollo socio-económico que a nivel departamental posee la zona geográfica, agregándose a éstas las apreciaciones recogidas en el lugar.

(1) Pequeños centros: Se dice así a las capitales provinciales y/o distritales que tengan al año 2003 poblaciones menores de 20,000 habitantes.

A fin de poder desarrollar la evaluación de la demanda en forma práctica, se muestra en la Lámina N° 2 el diagrama de flujo previsto.

a) PRONOSTICO DE LA POBLACION

La proyección de la población se ha realizado teniendo en cuenta el modelo matemático siguiente:



$$P_x = P_0 + x \Delta_0 + x(x-a) \Delta_0^2$$

Donde :

$$\Delta_0 = \frac{P_a - P_0}{a}$$

$$\Delta_0^2 = \frac{P_0}{ab} + \frac{P_a}{a(a-b)} + \frac{P_b}{b(b-a)}$$

P_0 = Población dato año base (cens. 1961)

P_a = Población dato año intermedio (1972)

P_b = Población dato año final (1981)

P_x = Población requerida, ver anexo N° 1

a = 1972-1961 = 11

b = 1981-1961 = 20

x = Año al que se proyecta

Tomando como base la información poblacional proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística que a continuación se muestra.

Censo Año	Población Urbana (Hab)
1940	981
1961	1305
1972	1163
1981	1238

Se tiene:

$$Px = 1.062x^2 - 24.58x + 1305$$

Para $23(1984) \leq x \leq 48(2009)$

A continuación se muestra la proyección de población para algunos años.

Año	Población
1984	1303
1989	1451
1994	1653
1999	1907
2004	2215
2009	2576

b) PRONOSTICO DEL NUMERO DE VIVIENDAS

El número de viviendas existentes es es tá dado por la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{VIV} = \frac{N^{\circ} \text{ de habitantes}}{R_{h/v}}$$

donde :

$R_{h/v}$ = Relación habitantes/vivienda tomado de las encuestas efectuadas, cuyo valor per manece constante durante - todo el período de estudio.

En base a las encuestas tomadas se tiene que la relación habitantes-vivienda es 6.

Año	Viviendas
1984	217
1989	242
1994	275
1999	318
2004	369
2009	429

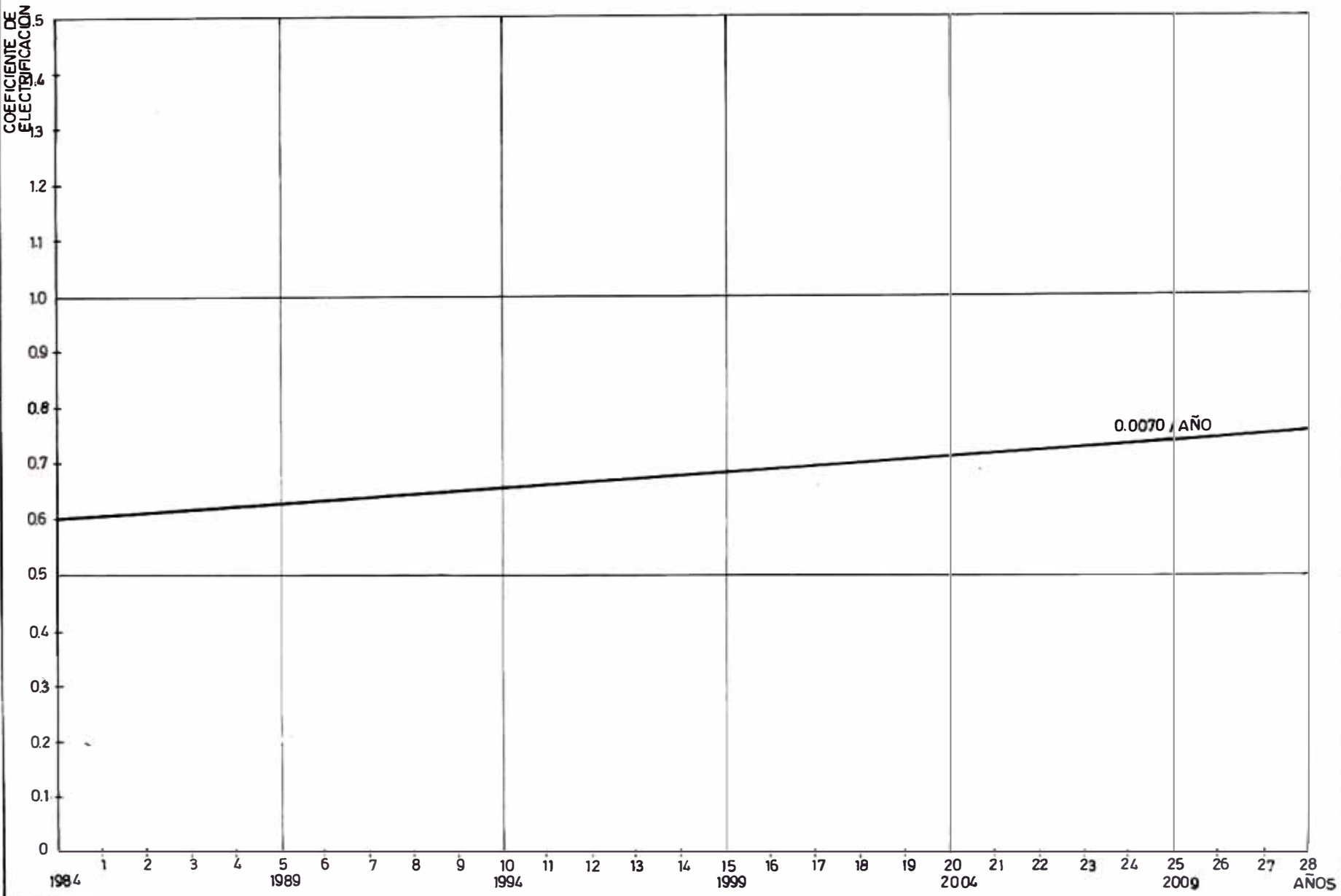
c) PRONOSTICO DEL NUMERO DE ABONADOS DOMESTICOS.

El número de abonados domésticos resulta de multiplicar el número de viviendas calculadas, por un coeficiente de electrificación cuyo valor se estima de la curva que aparece en la lámina N° 3.

Esta curva se elaboró teniendo en cuenta las apreciaciones personales obtenidas durante la visita realizada al lugar y las condiciones que exige el Banco de la Vivienda para financiar las redes de baja tensión (2).

$$N^{\circ} \text{ AB.DO} = N^{\circ} \text{ VIV} \times C_e$$

(2) El Banco de la Vivienda exige que el 80% de la población estén inscritos en el padrón respectivo lo que significa que el primer año deben tener servicios aproximadamente el 60% de los usuarios que se va incrementando a razón de 0.007 por año según recomendación de Electroperú para lo calidades de tipo B como es Andagua.



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO :
ELIAS CANO N.

APROBO :
ING. R. OCAÑA

FECHA :
MARZO 85

De acuerdo a la Lámina N° 3 el coeficiente de electrificación (Ce.) varía de 0.60-0.775 cuyo incremento anual es 0.007 con la cual se obtiene el cuadro siguiente:

Año	Ce.	N° AB.DD
1984	0.600	130
1989	0.635	154
1994	0.670	185
1999	0.705	224
2004	0.740	273
2009	0.775	333

d) PRONOSTICO DEL CONSUMO UNITARIO DOMESTICO Y ALUMBRADO PUBLICO.

El consumo de energía eléctrica por parte de los sectores doméstico y alumbrado público, se ha calculado - en base a los datos estadísticos de las localidades que tienen servicio eléctrico a cargo de Electoperú y Concejos Municipales de la Región Sur. Dichas localidades han sido seleccionadas teniendo en cuenta características similares en población y altitud.

Para estimar este consumo, mediante el método de los mínimos cuadrados, se halló que la función matemática - de mejor ajuste resulta ser el tipo exponencial.

$$y = ax^b$$

donde:

$$Y = \frac{\text{Consumo anual del Sec.Dom. y A.P.}}{\text{Abonados Domésticos}}$$

X = Número de abonados domésticos

a y b=Parámetros de la ecuación

Teniendo como base los datos estadísticos de 20 localidades pertenecientes a los departamentos de Apurímac, Arequipa, Ayacucho, Cuzco, Moquegua y Puno (cuadro N° 1) se ha determinado la ecuación exponencial siguiente:

$$Y = 57.46X^{0.4429} \quad FC = 0.95$$

Lámina N° 4 y Anexo N° 2

Con la cual se ha elaborado el cuadro que a continuación se muestra.

Año	CU-DO. AP (kWh)
1984	496
1989	535
1994	580
1999	631
2004	689
2009	753

e) PRONOSTICO DEL CONSUMO NETO DOMESTICO Y ALUMBRADO PUBLICO.

Para poder determinar el consumo neto del sector doméstico y alumbrado público se multiplica el número de abonados domésticos por el consumo anual del sector doméstico y alumbrado público unitario.

DATOS ESTADISTICOS

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION CENSO 1981	ALTITUD msnm.	SERVICIO ELECTRICO A CARGO DE									
					ELECTROPERU						CONC. MUNICIPAL			
					1978		1979		1980		1981		1981	
					AB.DO	KWH/AD	AB.DO	KWH/AD	AB.DO	KWH/AD	AB.DO	KWH/AD	AB.DO	KWH/AD
APURIMAC	ANDAHUAYLAS	CHINCHEROS	850	2,777			99	426	104	445	119	448		
	AYMARAES	COTARUSE	729	3,250	101	517	96	463						
	ANTABAMBA	MOLLEBAMBA	1923	3,566	106	462								
AREQUIPA	CASTILLA	APLAO	1941	610									300	680
		CORIRE	1339	432									250	620
	LA UNION	COTAHUASI	1301	2,683	132	488			141	532	142	571		
AYACUCHO	HUAMANGA	LA QUINUA	751	3,396			49	286						
	LA MAR	SAN MIGUEL	1440	2,655					239	661				
CUZCO	ACOMAYO	ACOMAYO	1419	3,250									170	560
	PARURO	PARURO	727	3,084			106	514						
	PAUCARTAMBO	PAUCARTAMBO	1620	2,950									150	520
	CANAS	YANAOCA	1,152	3,923									68	372
MOQUEGUA	M. NIETO	CALACCA	1,782	2,660							58	321		
PUNO	AZANGARO	CHUPA	1,055	3,840									280	640
		MUNANI	1,756	3,930									115	500
		SAN JOSE	1,267	4,050									114	448
	CARABAYA	COASA	1,200	3,783									134	560
		OLLACHEA	1,308	2,725									80	375
	SANDIA	SANDIA	1,682	1,750							193	572		
	SAN ROMAN	CABANILLAS	1,684	3,876									273	696

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO :
ELIAS CANO N.

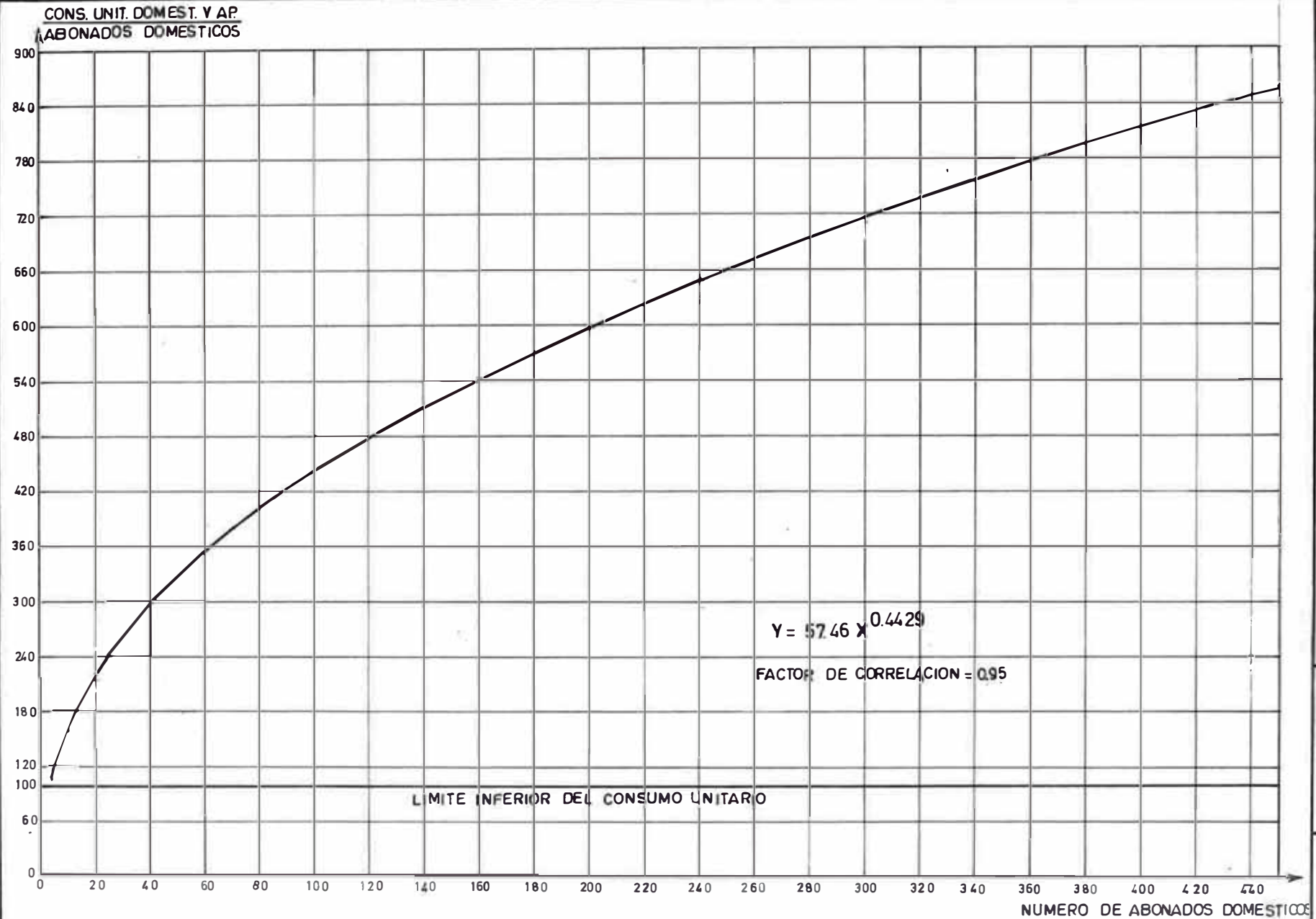
APROBO :
ING. R. OCAÑA

FECHA :
MARZO 85

DATOS ESTADISTICOS

TESIS
DE GRADO

CUA DRO
1



CN-DO.AP= XY

A continuación se muestra el consumo neto doméstico y alumbrado público - para algunos años.

Año	CN-DO.AP (kWh)
1984	64,480
1989	82,390
1994	107,300
1999	141,344
2004	188,097
2009	250,749

f) PRONOSTICO DEL NUMERO DE ABONADOS CO
MERCIALES.

El número de abonados comerciales, es
tá dado por la siguiente expresión:

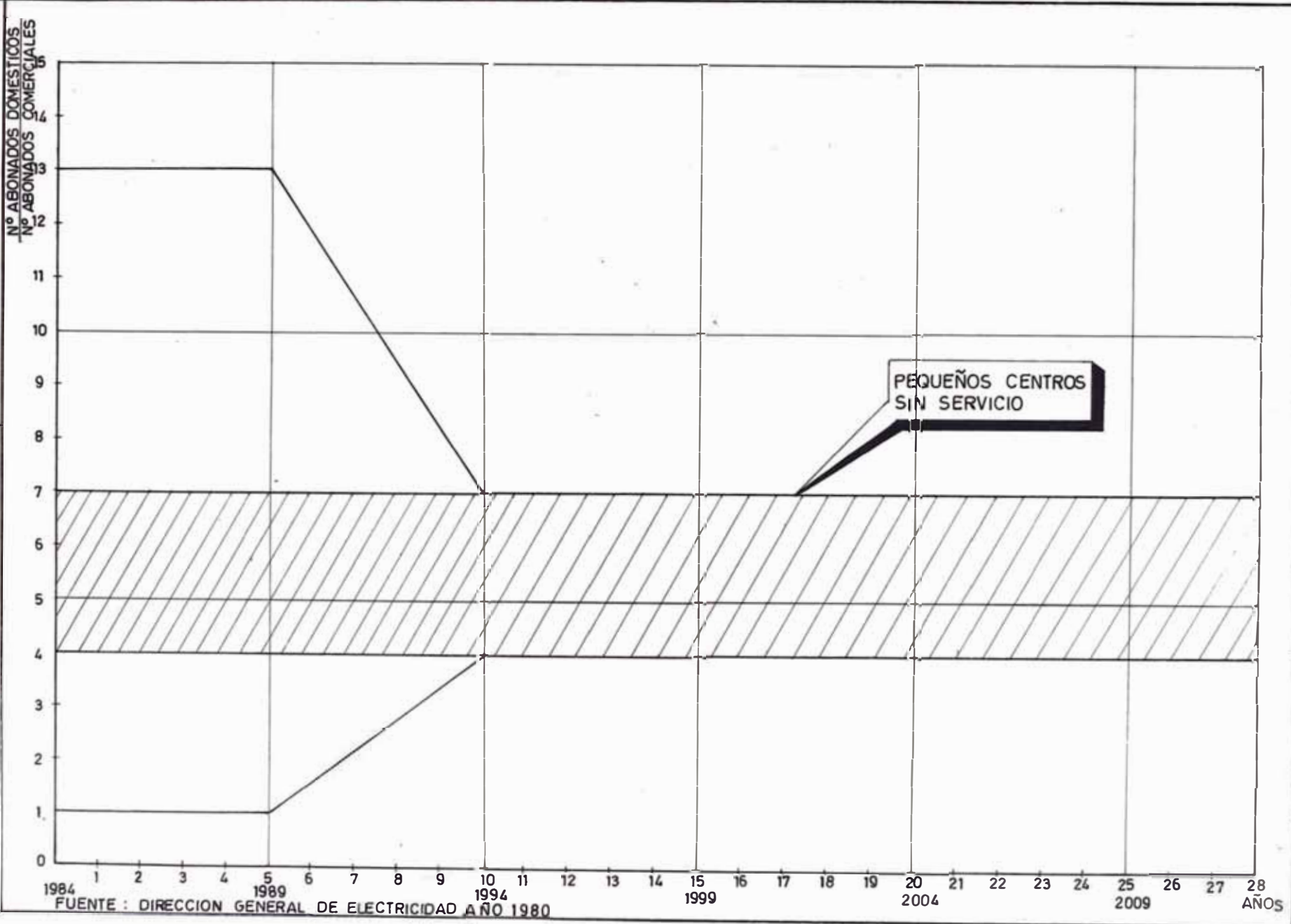
$$N^{\circ} \text{ AB.CO} = \frac{N^{\circ} \text{ AB.DO}}{R_{ad/ac}}$$

Donde:

$R_{ad/ac}$ es la relación entre abonados domésticos y comerciales cuyo valor - se ha determinado de las encuestas to
madas, así como de las apreciaciones hechas en la localidad.

La lámina N° 5 nos permite apreciar - que la mencionada relación se encuen-
tra entre 4 y 7 cuyos valores son con
siderados como límites normales, den-
tro de las cuales esta relación se -
mantiene constante durante el período de análisis.

Se ha podido constatar en el lugar, la existencia de poco intercambio comer-



FUENTE : DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD AÑO 1980

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO : ELIAS CANO N.

APROBO : ING. R. OCAÑA

FECHA : MARZO 85

cial asumiéndose 7 como valor más representativo para la relación de abonados domésticos-abonados comerciales, con la cual se tiene (3):

ANO	Nº AB.CO
1984	19
1989	22
1994	26
1999	32
2004	39
2009	48

g) PRONOSTICO DEL CONSUMO UNITARIO COMERCIAL.

El consumo unitario comercial se halla a partir de la relación siguiente:

$$CU-CO = CU-DO.AP \times R_{cc/cd}$$

El valor de dicha relación se ha estimado teniendo en cuenta las encuestas tomadas en el lugar y las apreciaciones respectivas hechas durante el trabajo de campo.

El valor más representativo asignado a la relación de los consumos unitario comercial y unitario doméstico -AP ($R_{cc/cd}$) es 1.

(3) Localidad de tipo B, es aquella localidad que al año 2003 tiene entre 1,000 a 3,000 habitantes. Fuente : Manual de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Volúmen II de OLADE.

ANO	CU-CO (KWh)
1984	496
1989	535
1994	580
1999	631
2004	689
2009	753

h) PRONOSTICO DEL CONSUMO NETO COMERCIAL

El consumo neto comercial es igual al consumo unitario comercial por el número de abonados comerciales.

$$CN-CO = CU-CO \times N^{\circ} AB.CO$$

A continuación se muestra el consumo neto comercial para algunos años.

ANO	CN - CO (kWh)
1984	9,424
1989	11,770
1994	15,080
1999	20,192
2004	26,871
2009	36,144

i) PRONOSTICO DEL CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES.

Se considera así a la demanda eléctrica correspondiente a colegios, comisaría, iglesia, posta médica, municipio, etc. que de acuerdo a lo observado en el lugar representa aproximadamente - el 3% de la suma del consumo doméstico y alumbrado público más el consumo

comercial (4).

$$C-CE = 3\% (CN-DO.AP+CN-CO)$$

ANO	C-CE (kWh)
1984	2,217
1989	2,825
1994	3,674
1999	4,846
2004	6,449
2009	8,607

J) PRONOSTICO DEL CONSUMO NETO TOTAL

El consumo neto total viene expresado por:

$$C.Netto = CN-DO.AP+CN-CO+C-CE$$

ANO	C.Netto (kWh)
1984	76,121
1989	96,985
1994	126,051
1999	166,382
2004	221,417
2009	295,500

K) PRONOSTICO DEL CONSUMO BRUTO TOTAL

Resulta de adicionar al consumo neto total las correspondientes pérdidas de energía que representan para esta localidad el 10% a nivel de distribución, valor representativo que permanece constante durante todo el período de estudio (4).

(4) Fuente:OLADE Volumen II Aspectos Socio-Económicos

$$C.Bruto = C.Neto + Pérdidas$$

ANO	Pérdidas (kWh)	C.Bruto (kWh)
1984	7,612	83,733
1989	9,698	106,683
1994	12,605	138,656
1999	16,638	183,020
2004	22,142	243,559
2009	29,550	325,050

L) MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA

La máxima demanda se ha calculado a partir del consumo bruto total y el número de horas de utilización de máxima demanda.

Para esta localidad y teniendo en cuenta la duración diaria del servicio eléctrico de las localidades vecinas, se ha estimado 6.57 horas diarias de utilización de máxima demanda, lo que corresponde a 2,400 horas al año inicial, siendo este valor creciente durante todo el período de análisis (4).

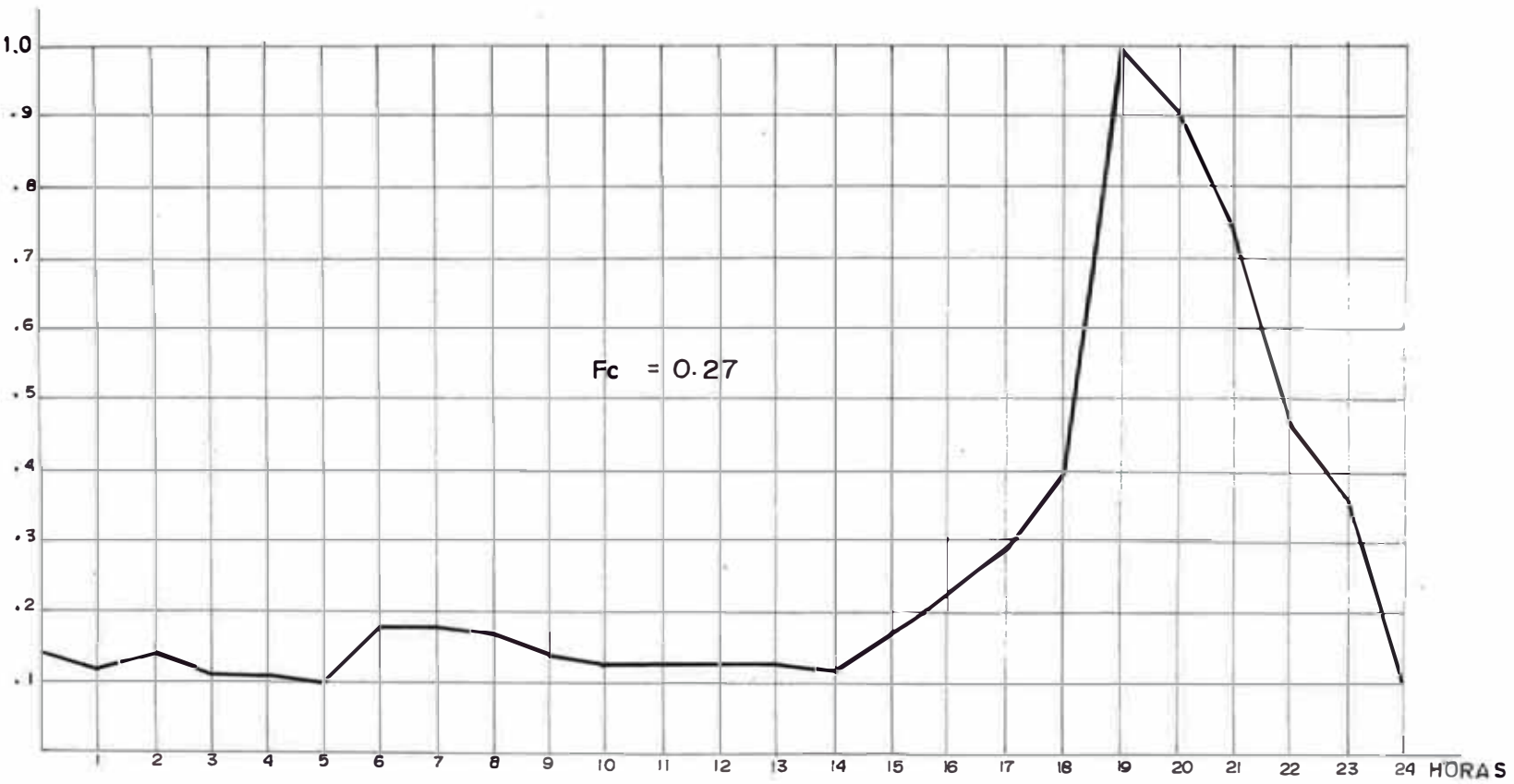
$$MD = \frac{C.Bruto}{Hu}$$

ANO	Hu	MD (kW)
1984	2,400	35.0
1989	2,550	42.0
1994	2,700	51.0
1999	2,850	64.0
2004	3,000	81.0
2009	3,150	103.0

DIAGRAMA DE CARGA UNITARIO
(ano Inicial)

TESIS
DE GRADO

LAMINA
6



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO:
ELIAS CANO N.

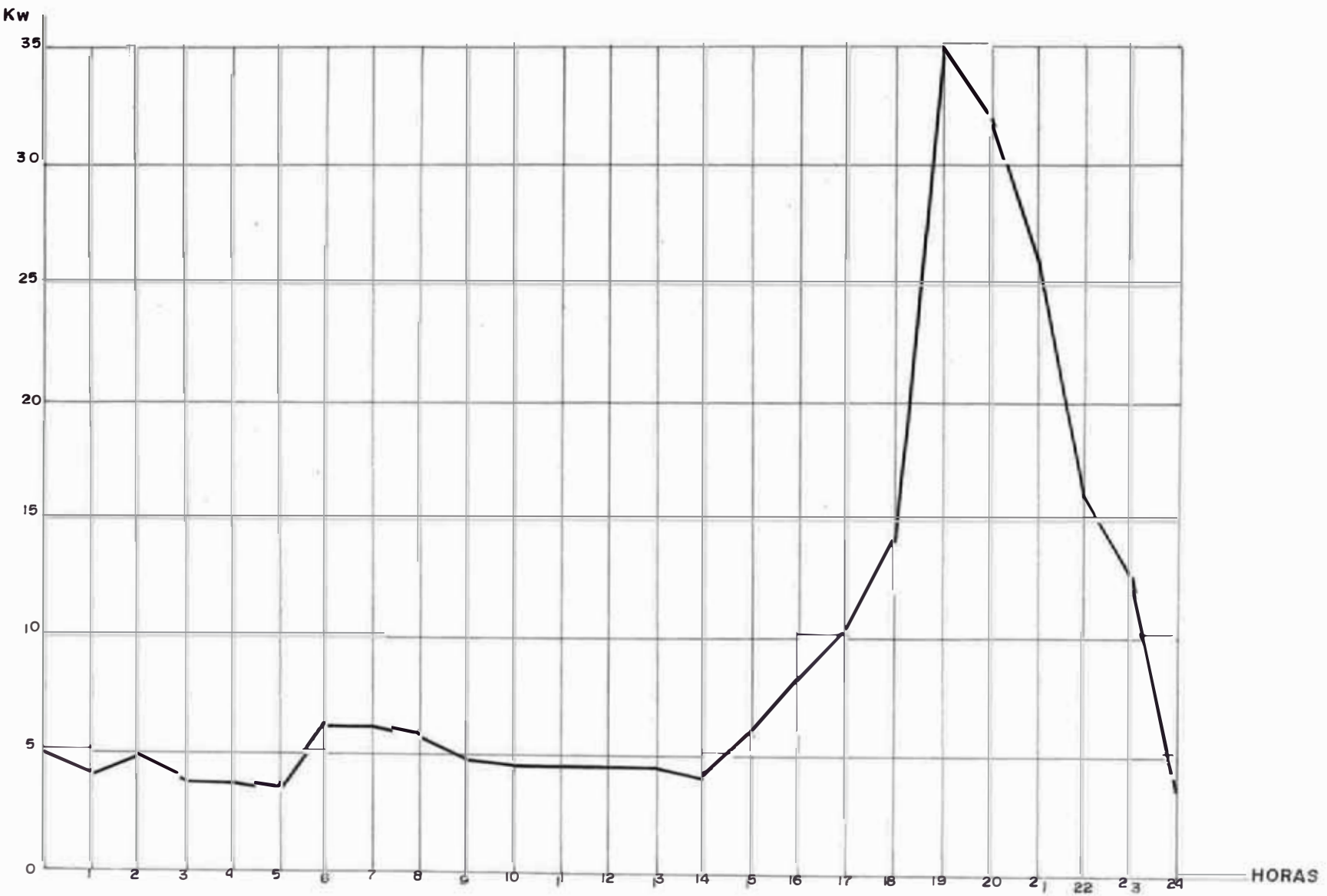
APROBO:
ING. R. OCAÑA

FECHA:
NOVIEMBRE 85

DIAGRAMA DE CARGA 1984
(año inicial)

TESIS
DE GRADO

LAMINA
7



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

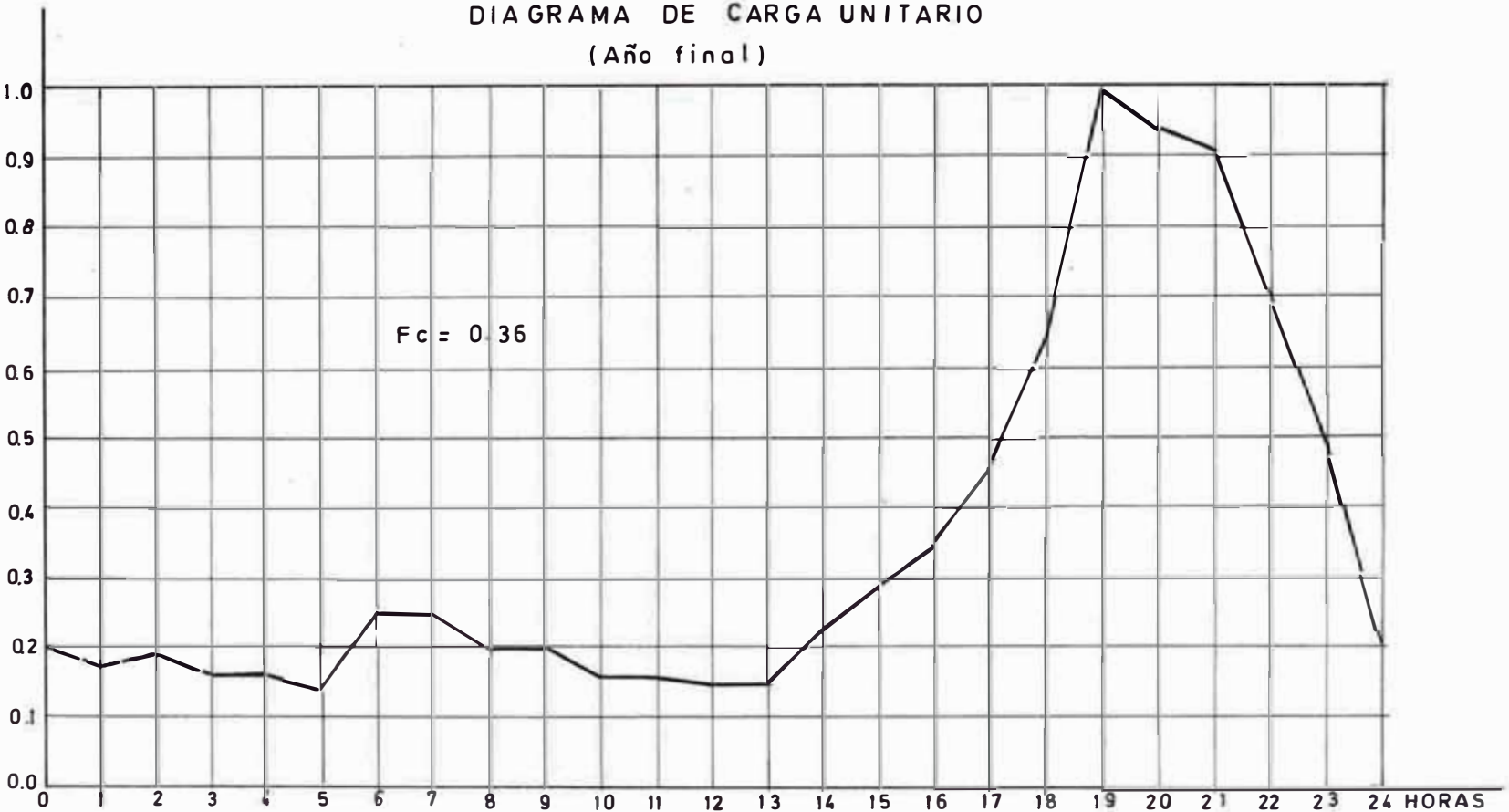
FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

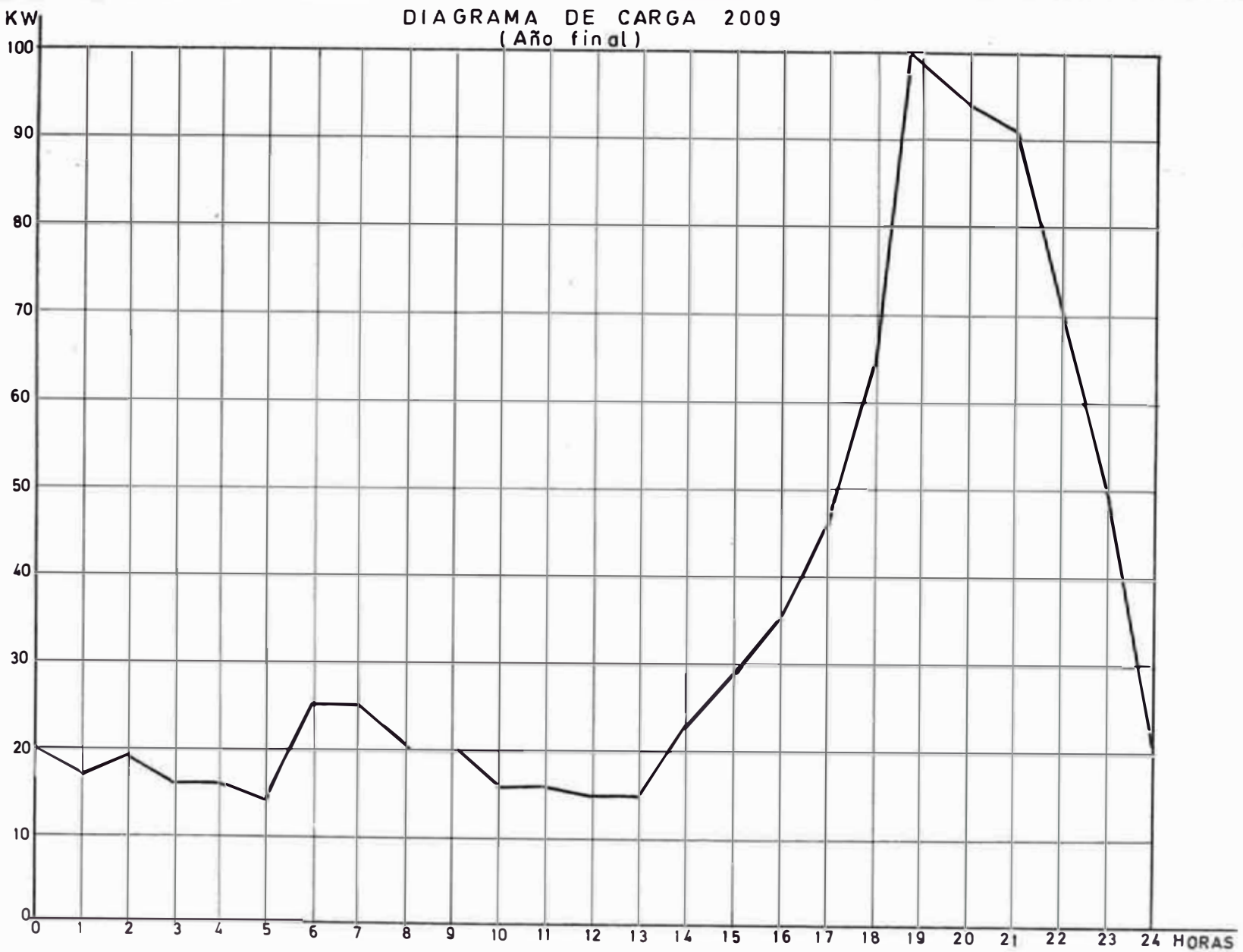
ANALIZO:
ELIAS CAÑO N.

APROBO:
ING. R. OCANA

FECHA:
NOVIEMBRE 8

DIAGRAMA DE CARGA UNITARIO
(Año final)





UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

1.2.2.2 METODO DE ENCUESTAS

En base al desarrollo poblacional se ha elaborado el estudio de la demanda de potencia y consumo de energía al año 1984 sectorizándose las necesidades en:

- a) Sector Doméstico
- b) Sector Comercial
- c) Cargas Especiales y
- d) Sector Alumbrado Público

a) SECTOR DOMESTICO

El consumo de energía eléctrica en este sector se puede dividir en:

- Iluminación y
- Artefactos electrodomésticos

-ILUMINACION

De acuerdo a las encuestas efectuadas se ha obtenido como resultado un promedio de tres habitaciones por vivienda.

Si asignamos a cada cuarto una lámpara incandescente de 50W, se tendrá un total de 150 Watts como Potencia instalada (PI), afectado por un factor de demanda (FD) de 0.5, con 4 horas diarias de utilización de máxima demanda de 6 p.m. a 10 p.m.

-ARTEFACTOS ELECTRODOMESTICOS

De la visita efectuada a la zona se estableció que los artefactos de mayor uso en las localidades de características similares en población y altitud que tienen servicio eléctrico son: Radios, tocadiscos, estufas y algunas refrigeradoras.

Se consumirá 200 W por vivienda co

mo promedio en este rubro afectado - por un factor de demanda de 0.7 de 8 a.m. - 8 p.m.

Rubro	Iluminac.	Art. Eléct.
PI	150 W	200 W
FD	0.5	0.7
Dem/rubro	75 W	140 W
DT/viv	215 W	

La máxima demanda particular (MD_p) viene expresado por:

$$MD_p = DT_{/viv} \times N^{\circ} \text{VIV} \times FS$$

Donde: $DT_{/viv}$ = Demanda total por vivienda.

$N^{\circ} \text{VIV}$ = Número de viviendas

FS = Factor de simultáneidad.

b) SECTOR COMERCIAL

Este sector está representado por comerciantes minoristas que abastecen a la población bienes de consumo básico. Cabe mencionar que la totalidad de las casas comerciales están constituidas por viviendas cuyos propietarios alternan sus actividades domésticas con el comercio.

De acuerdo a las encuestas efectuadas en la localidad, se detectó la existencia de 15 establecimientos comerciales con un promedio de 3 habitaciones por comercio repartidos de la siguientes manera.

Rubro	Iluminación	Artefactos Electrodomésticos
PI/habit.	100 W	
PI/comercio	300 W	200 W
Fd	0.5	0.7
Dem/rubro	150 W	140 W
DT/com	290 W	

La máxima demanda comercial (MD_c) está expresado por:

$$MD_c = DT/com \times NT \times FS$$

Donde:

DT/com = Demanda total por comercio

NT = Número de tiendas

FS = Factor de simultaneidad

c) CARGAS ESPECIALES

Dado la importancia de este sector, se ha con-
siderado como un caso aparte del sector comercial y se ha determinado su Máxima Demanda (MD) en base a las encuestas efectuadas con dicho fin y de acuerdo a la distribución siguiente:

NOMBRE	Nº Habit.	Watts Habitac.	Watts Local
Gobernación	4	100	400
Juzgado de Paz	4	100	400
Guardia Civil	5	100	500
Correo	2	100	200
Posta Médica	8	100	800
Hotel	5	100	500
Watts Instalados	2,800 W		

NOMBRE	N° Locales	Focos/ Local	Watts/ Foco	Watts/ Rubro
Municipalidad	3	15	100	4,500
Iglesia	1	20	100	2,000
Capilla Mayor	1	10	100	1,000
Capilla Menor	4	2	100	800
Watts Instalados			8,300 W	

NOMBRE	N° Locales	Watts/ Local	Watts/ Rubro
Centro Base	1	500	500
Escuelas	2	500	1,000
Colegio	1	1,500	1,500
Watts Instalados		3,000 W	

$$PI = 2,800 + 8,300 + 3,000 = 14,100 \text{ W}$$

$$MD = PI \times FS$$

$$MD = 14,100 \times 0.75 = 10.6 \text{ kW}$$

Valor que permanece constante durante todo el período de estudio.

d) SECTOR ALUMBRADO PUBLICO

Se ha determinado la demanda de este sector en base a los watts asignados a cada luminaria y al plano catastral de la localidad, Plano N° 7

Teniendo en cuenta el ancho de las calles, que varían de 4 a 6m, la intensidad del tráfico peatonal y/o vehicular costos de luminaria etc. se ha optado iluminar con lámparas de luz mixta de 160 watts los cuales irán colocados unilateralmente y a 35 m de separación promedio.

Por la amplitud de la Plaza de Armas, se le ha asignado 4,800 W.

La longitud total de las calles a iluminarse es 5,260m.

$$N^{\circ} \text{Lumin.} = \frac{5,260}{35} = 151$$

$$PI = N^{\circ} \text{Lumin.} \times \text{Watts/Luminaria} + 4,800 \text{ W}$$

$$PI = 151 \times 160 + 4,800 \text{ W} = 28.96 \text{ kW}$$

$$MD = PI \times FS$$

$$MD = 28.96 \times 1 = 28.96 \text{ kW el primer año.}$$

e) PROYECCION DE LA DEMANDA

El proyecto se ha determinado para 25 años de duración, proyectándose la demanda de acuerdo a las consideraciones siguientes:

- Para el sector doméstico y comercial se ha considerado una tasa de crecimiento de máxima demanda de 2.76% valor que representa la tasa de crecimiento poblacional (i) hallado en base, a la ecuación siguiente:

$$P_F = P_i (1 + i)^n$$

Donde:

$$P_F = 2,576 \text{ habitantes, población del año 25 (*)}$$

$$P_i = 1,303 \text{ habitantes, población del año 0 (*)}$$

$$n = 25 \text{ años}$$

$$i = \left(\frac{2,576}{1,303} \right)^{1/25} - 1 = 2.76\%$$

El crecimiento del número de viviendas se dará mayormente dentro del área urbana.

(*) P_F y P_i fueron hallados empleando la fórmula polinomial, ver anexo N° 1.

- En el sector de cargas especiales, la demanda del año 1984 permanecerá constante durante todo el período de análisis debido a que en este sector no existe ningún proyecto de ampliación por estar considerados como cargas fijas.
- En el sector alumbrado público se tiene previsto ampliar los servicios de alumbrado con una tasa de crecimiento de máxima demanda de 1% debido a que existe poco espacio de ampliación de la frontera urbana.
- De acuerdo a Normas del Código Nacional de Electricidad se estima en 5% el porcentaje de pérdidas.

**CUADRO CONSOLIDADO
(METODO DE ENCUESTAS)**

**TESIS
DE GRADO**

**CUADRO
3**

AÑO		M A X I M A D E M A N D A (kW)					
		SECTOR DOMESTICO	SECTOR COMERCIAL	CARGAS ESPECIALES	ALUMBRADO PUBLICO	PERDIDAS 5%	TOTAL
0	1984	20.60	3.00	10.60	28.96	3.16	66.32
1	1985	21.17	3.08	10.60	29.25	3.20	67.30
2	1986	21.75	3.17	10.60	29.54	3.25	68.31
3	1987	22.35	3.26	10.60	29.83	3.30	69.34
4	1988	22.97	3.35	10.60	30.14	3.35	70.41
5	1989	23.60	3.44	10.60	30.44	3.40	71.48
6	1990	24.26	3.53	10.60	30.74	3.45	72.58
7	1991	24.93	3.63	10.60	31.05	3.51	73.72
8	1992	25.61	3.73	10.60	31.36	3.56	74.86
9	1993	26.32	3.83	10.60	31.67	3.62	76.04
10	1994	27.09	3.94	10.60	31.99	3.68	77.26
11	1995	27.79	4.05	10.60	32.31	3.73	78.48
12	1996	28.56	4.16	10.60	32.63	3.80	79.75
13	1997	29.35	4.27	10.60	32.96	3.86	81.04
14	1998	30.16	4.39	10.60	32.29	3.87	81.31
15	1999	30.99	4.51	10.60	33.62	3.99	83.71
16	2000	31.85	4.64	10.60	33.96	4.05	85.10
17	2001	32.72	4.76	10.60	34.29	4.12	86.49
18	2002	33.63	4.90	10.60	34.64	4.19	87.96
19	2003	34.56	5.03	10.60	34.98	4.26	89.43
20	2004	35.51	5.17	10.60	35.34	4.33	90.95
21	2005	36.49	5.31	10.60	35.69	4.40	92.49
22	2006	37.50	5.46	10.60	36.05	4.48	94.09
23	2007	38.53	5.61	10.60	36.41	4.56	99.71
24	2008	39.60	5.76	10.60	36.77	4.64	97.37
25	2009	40.69	5.93	10.60	37.14	4.72	99.08
MAXIMA DEMANDA TOTAL = 99 KW							

**UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA**

ANALIZO :
ELIAS CANO N.

APROBO :
ING. R. OCAÑA

FECHA :
MARZO 85

CAPITULO II

INGENIERIA DE PROYECTO

GENERALIDADES

El diseño de la Central, Línea de Subtransmisión y Redes de Distribución, está delimitado por los siguientes factores principales:

- a) Utilizar recursos hídricos sin desmedro de la agricultura.
- b) Utilizar la infraestructura existente para disminuir costos.
- c) Baja densidad de carga
- d) Electrificación del tipo rural, debido a que Andagua es una zona netamente andina.
- e) Condiciones meteorológicas y parámetros adoptados según lo establecido por el Código Nacional de Electricidad para zonas con altitud mayor de 3,000 m.s.n.m.
- f) Flexibilidad en el sistema para permitir su desarrollo.

También se ha tenido en cuenta utilizar:

- a) Tensiones normalizadas por Electroperú
- b) Normas ITINTEC para el uso de postera de madera tratada.
- c) Normas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas para Nomenclatura de Conductores y/o Parámetros.

2.1 DISEÑO DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA

2.1.1 POTENCIAL HIDRAULICO

La zona del proyecto pertenece a la cuenca del río Andagua, el cual al unirse posteriormente con el río Colca, forman el río Majes que aguas abajo toma el nombre de río Camaná, para luego desembocar en el Océano Pacífico.

El río Andagua atraviesa la región al pie del

distrito del mismo nombre en dirección Norte-Sur. Discurre recibiendo aguas provenientes de los nevados Firura, Huajrahuirí, Marcani, Apo y otros - que constituyen una cadena de nevados que bordean los 5,500 msnm. pertenecientes a la Cordillera de los Andes. Lámina N° 10

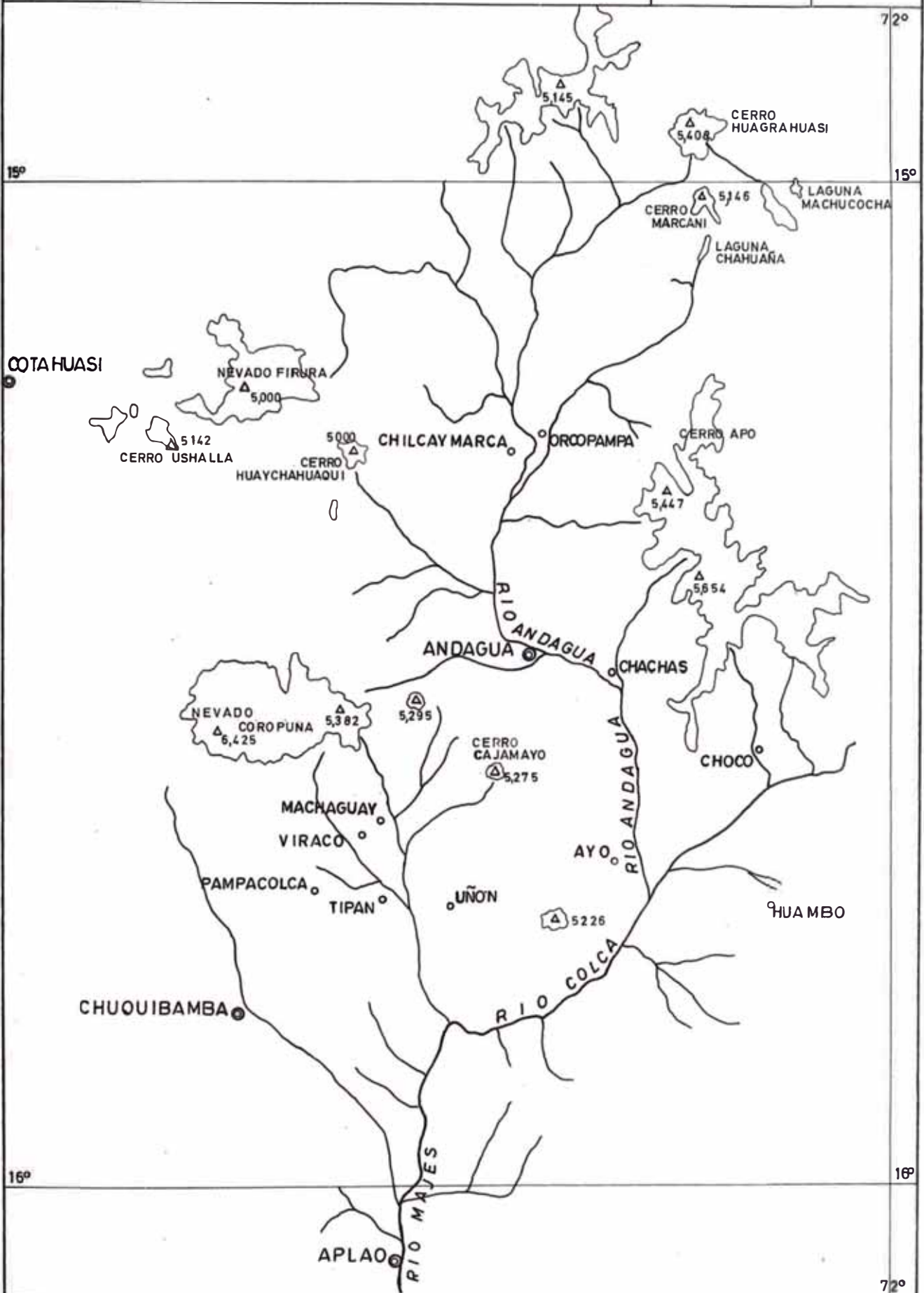
Tales cauces por ser provenientes de deshielos mantienen un régimen permanente de escurrimiento registrándose avenidas en los meses de Enero-Abril. El aprovechamiento hidroenergético utilizará la infraestructura existente, el cual consiste en un canal de irrigación, que data de la época incaica. Este canal aprovecha parte del caudal disponible del río Andagua, siendo su capacidad aproximada de $1 \text{ m}^3/\text{seg}$.

Las aguas que conduce este canal sirve para irrigar los terrenos situados en la zona alta y baja del pueblo, mediante dos pequeños canales de derivación, uno de ellos revestido de concreto que sirve para irrigar los terrenos de la parte baja y el otro excavado en tierra que conduce las aguas hacia los terrenos de la parte alta.

El canal matriz está ubicado en la margen derecha del río y su longitud desde la toma hasta el lugar "El Molino" es de 7 km. aproximadamente.

El aforo que realice en noviembre de 1982 y julio de 1983 con personal de la Dirección de Desarrollo Eléctrico del Ministerio de Energía y Minas, arrojó un caudal de 600 lts/seg (época de estiaje).

Actualmente se encuentra en construcción un canal revestido de concreto hacia el anexo Soporó. Este canal reemplazará al existente excavado en tierra el cual servirá para irrigar los terrenos de la zona alta del pueblo y anexo. Una vez concluido, captará aproximadamente la mitad del agua del canal matriz y la otra mitad irá hacia los terrenos de la zona baja por el canal de derivación existente.



En el esquema hidráulico se propone usar 280 lts/sg. para generación eléctrica, del flujo de agua - que va hacia la zona baja. aprovechando la configuración topográfica existente. Una vez turbinada las aguas, volverán al mismo cauce sin perjuicio de riego. Lámina N° 11.

El salto está ubicado en el lugar denominado "El Molino".

2.1.2 OBRAS CIVILES

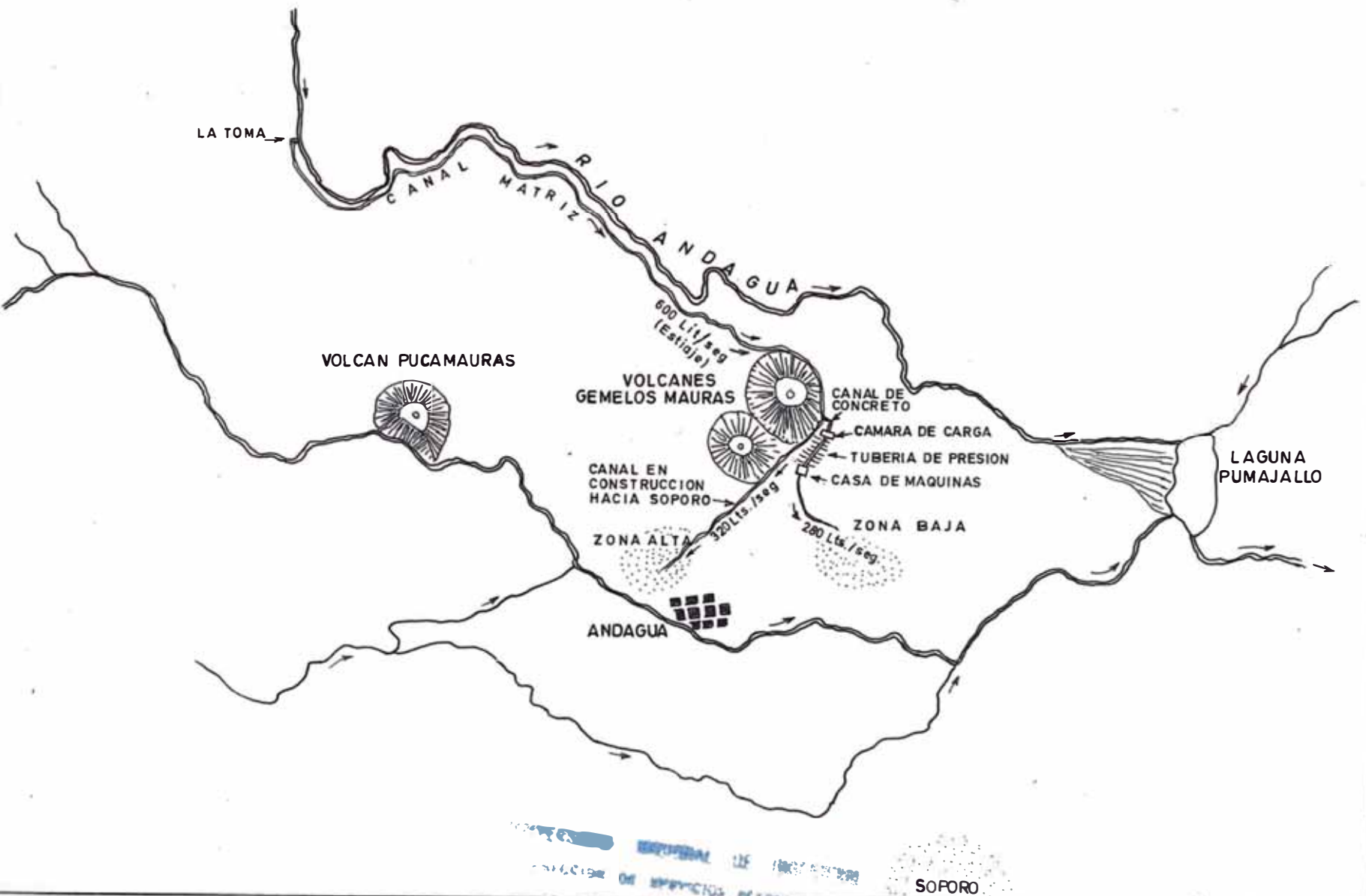
Se seguirá una metodología simple para completar el diseño de la parte civil, las obras de captación y conducción existen, faltando el diseño - del desarenador, cámara de carga, tubería de presión, casa de máquinas y estructura de descarga. En este capítulo se presentan los criterios básicos, particularmente, en cada caso, se tendrá que hacer las consideraciones precisas para el mejor aprovechamiento de las condiciones que presenta el lugar donde se espera construir la mini central.

2.1.2.1 DESARENADOR

Cualquier tipo de toma siempre deja penetrar cierta cantidad de material sólido que produce muchos perjuicios, pues se va sedimentando en el fondo del canal reduciendo su capacidad a lo largo del tiempo; tratándose de canales que sirven a Centrales Hidroeléctricas, parte del caudal sólido llega hasta las turbinas - produciendo desgaste por cavitación.

Este problema se evita construyendo adecuadamente un desarenador en el que se deposita el material fino debido a la reducción de velocidad.

Por límite de espacio, nuestro desarenador está ubicado junto a la Cámara de Carga, que para su diseño, se ha adoptado -



Los siguientes criterios:

- . Velocidad de agua en el desarenador -
0.1 - 0.3 m/seg
- . Tamaño de partículas a sedimentar -
0.15 - 0.30 mm \emptyset
- . Capacidad de desarenación entre 1.5-2
veces la capacidad teórica.
- . Los tiempos de sedimentación varían de
acuerdo al tamaño del grano, el cual
se muestra en la lámina N° 12 .

Para cumplir con nuestros propósitos el desarenador será de la forma mostrada en el Plano N° 1

2.1.2.2 CAMARA DE CARGA

Las funciones principales de la cámara de carga son las siguientes:

- . Permite la conexión entre el sistema de conducción y tubería de presión.
- . Permite la sedimentación y eliminación de materiales sólidos que vienen por el canal.
- . Impide el acceso de materiales sólidos de arrastre y flotantes a la tubería de presión.
- . Desaloja el exceso de agua en horas en que la cantidad de agua consumida por las turbinas es inferior al caudal de diseño.
- . Crea un volumen de reserva de agua que permite regular las cargas en exceso.
- . Evita la entrada de aire a la tubería de presión, ya que mantiene una altura suficiente. Ver Plano N° 1

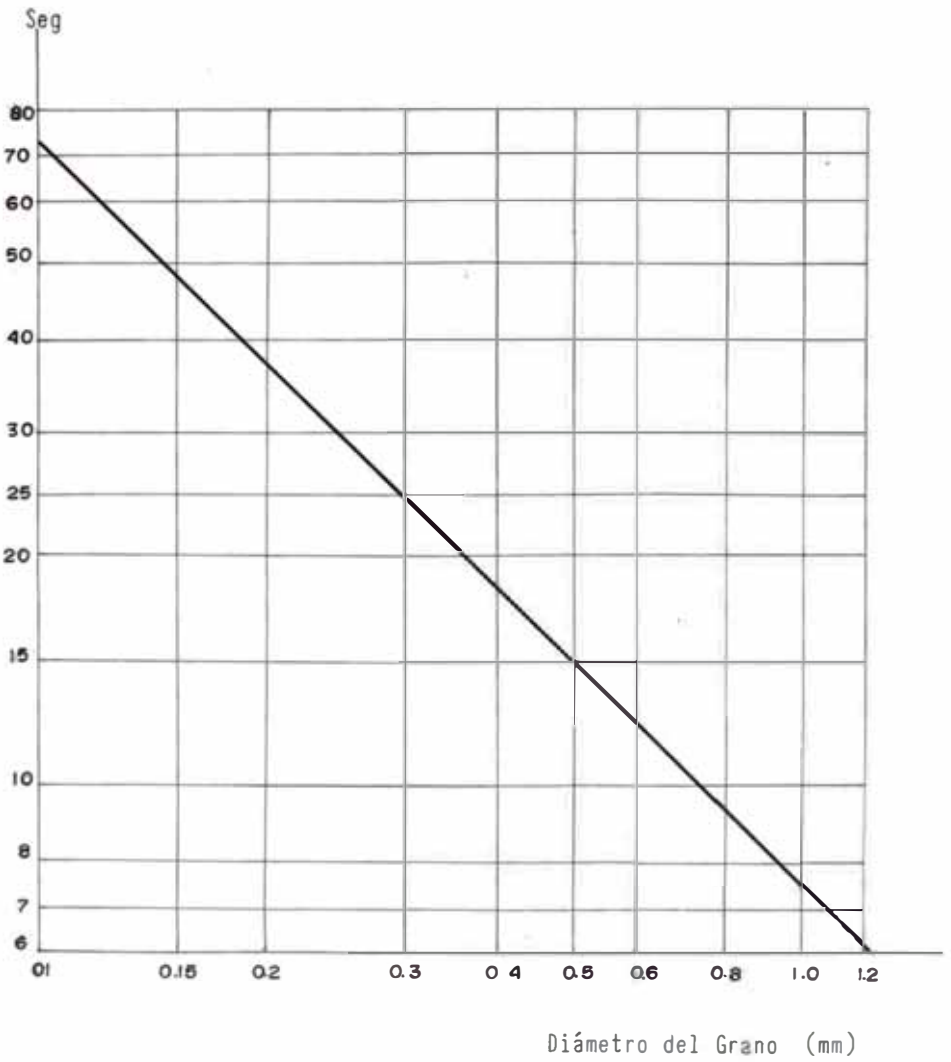
2.1.2.3 TUBERIA DE PRESION

La tubería de presión estará ubicada al

SEDIMENTACION DE LA ARENA

TESIS
DE GRADO

LAMINA:
12



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO:
ELIAS CANO N.

APROBO:
ING. R. OCAÑA

FECHA:
MARZO 85

exterior, cuyo extremo superior se inicia aproximadamente en la cota 3561 msnm.
Plano N°2

Para dimensionar la tubería se ha efectuado los siguientes cálculos:

a) CALCULO DEL DIAMETRO

El diámetro del conducto forzado se obtiene mediante la fórmula siguiente:

$$\varnothing = \sqrt[7]{\frac{5.2 Q^3}{H}}$$

Donde:

$$H = H_b + h_1$$

$$H_b = 54 \text{ m, altura bruta}$$

$$h_1 = \text{Sobrepresión debido al golpe de ariete, estimado en 30\% de la altura hidrostática (altura bruta).}$$

$$Q = \text{Caudal máximo en m}^3/\text{seg} = 0.28$$

$$\varnothing = \text{Diámetro en m.}$$

$$\varnothing = \sqrt[7]{\frac{5.2 \times 0.28^3}{70.2}} = 0.40 \text{ m}$$

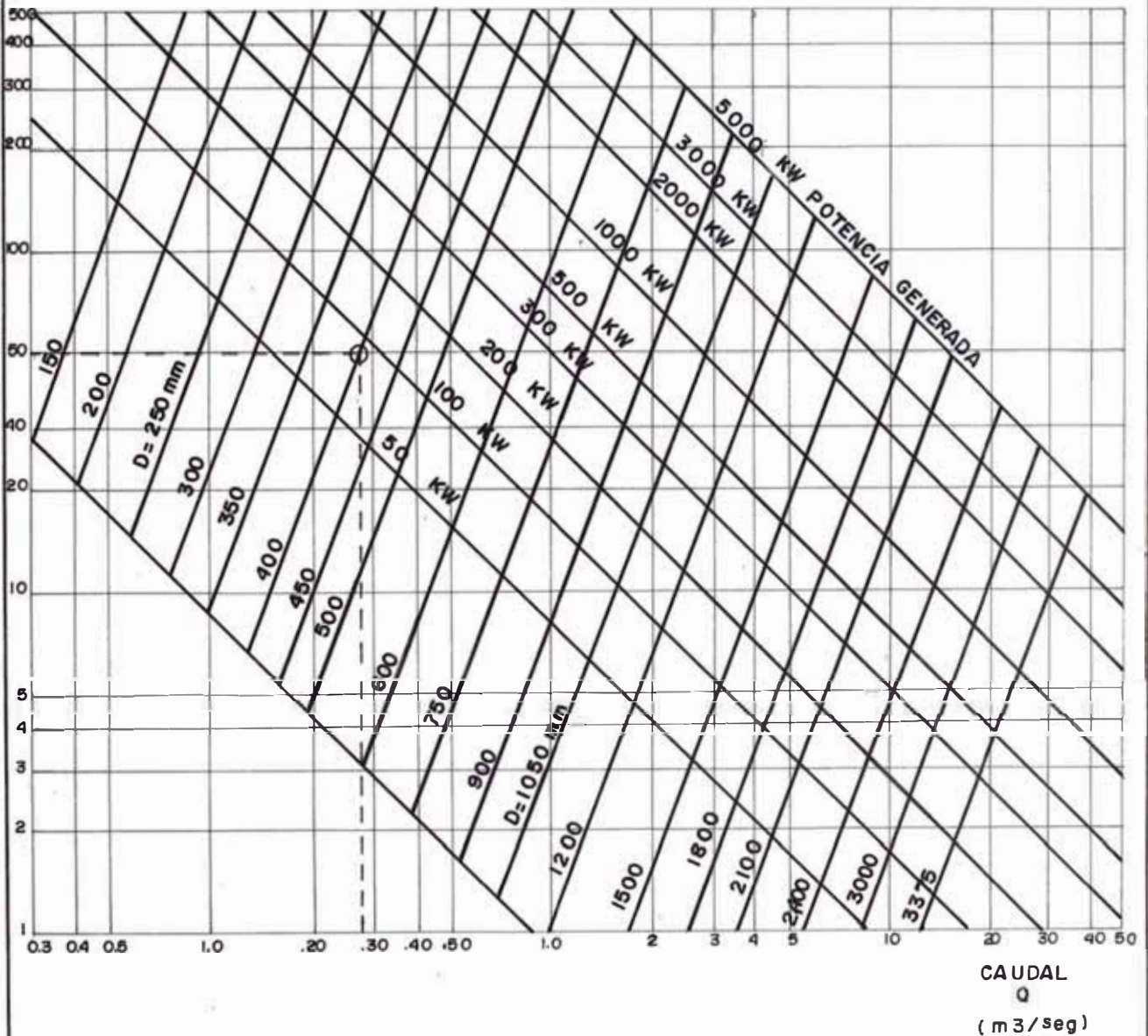
También se puede obtener el diámetro de la tubería, utilizando el gráfico H vs Q presentado en la Guía Técnica de Diseño Preliminar de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas -OLADE- Lámina N° 13. Los datos de entrada son:

$$\text{Altura Neta} = 50 \text{ m}$$

$$\text{Caudal Máximo} = 0.28 \text{ m}^3/\text{seg}$$

resultando así 400 mm de diámetro, que es coincidente con el valor anterior que por estandarización del fabricante se opta por 16" \varnothing .

SALTO NETO
H (m)



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO:
ELIAS CANO N.

APROBO:
ING. R. DCAÑA

FECHA:
MARZO 85

b) CALCULO DE LA VELOCIDAD DEL AGUA EN LA TUBERIA.

Para determinar la velocidad del agua en la tubería empleamos la siguiente fórmula:

$$V = \frac{4Q}{\pi \phi^2}$$

Donde:

$$Q = 0.28 \text{ m}^3/\text{seg}$$

$$\phi = 16'' = 0.406 \text{ m}$$

$$V = \frac{4 \times 0.28}{\pi \times 0.406^2} = 2.16 \text{ m/seg}$$

Actualmente con el perfeccionamiento de los reguladores y de las disposiciones contra el golpe de ariete se puede llegar a velocidades de 7 m/seg, pero no conviene alcanzar esta cifra, siendo recomendable un rango de 2-7 m/seg. Las velocidades demasiado elevadas, además de las pérdidas de carga, pueden dar lugar a los siguientes inconvenientes:

- Aumentar los golpes de ariete, obligando indirectamente a emplear mayores espesores.
- Se hacen más difíciles las condiciones de regulación, obligando a poner volantes más pesados o a admitir fuertes sobre-elevaciones instantáneas de velocidad.
- La energía perdida en la tubería incrementa la turbulencia, produciéndose se torbellinos que resultan perjudiciales para el buen funcionamiento de la turbina.

c) CALCULO DE ESPESOR

El espesor de la tubería de presión se obtiene empleando la siguiente fórmula:

$$e = \frac{HB \times \emptyset}{2 K} + e_0$$

Siendo :

$$HB = H_b + H'b$$

Donde:

e = Espesor del conducto forzado en mm.

HB = Altura de presión media interna en m.

H_b = Altura bruta en m = 54 m

$H'b$ = Altura de sobrepresión en m, igual al 50% de H_b .

K = Esfuerzo de tensión en la tubería = 12 kg/mm^2

e_0 = 3 - 5 mm, escogemos 3 mm por ser el más desfavorable

$$e = \frac{81 \times 0.4064}{2 \times 12} + 3.0 = 4.37 \text{ mm}$$

adoptamos $e = \frac{3 \cdot 11}{16}$ como espesor

d) CALCULO DE PERDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERIA.

Para evaluar las pérdidas por fricción en la tubería se emplea la siguiente fórmula:

$$h_{\text{perd}} = \frac{V^2}{2g} \times F \times \frac{L}{D}$$

Donde:

V = Velocidad del agua en la tubería (m/seg)

F = Factor de rugosidad del material

$$= (0.0144)$$

L = Longitud de tubería en m (63m)

D = Diámetro de tubería en m.

g = 9.80 m/seg²

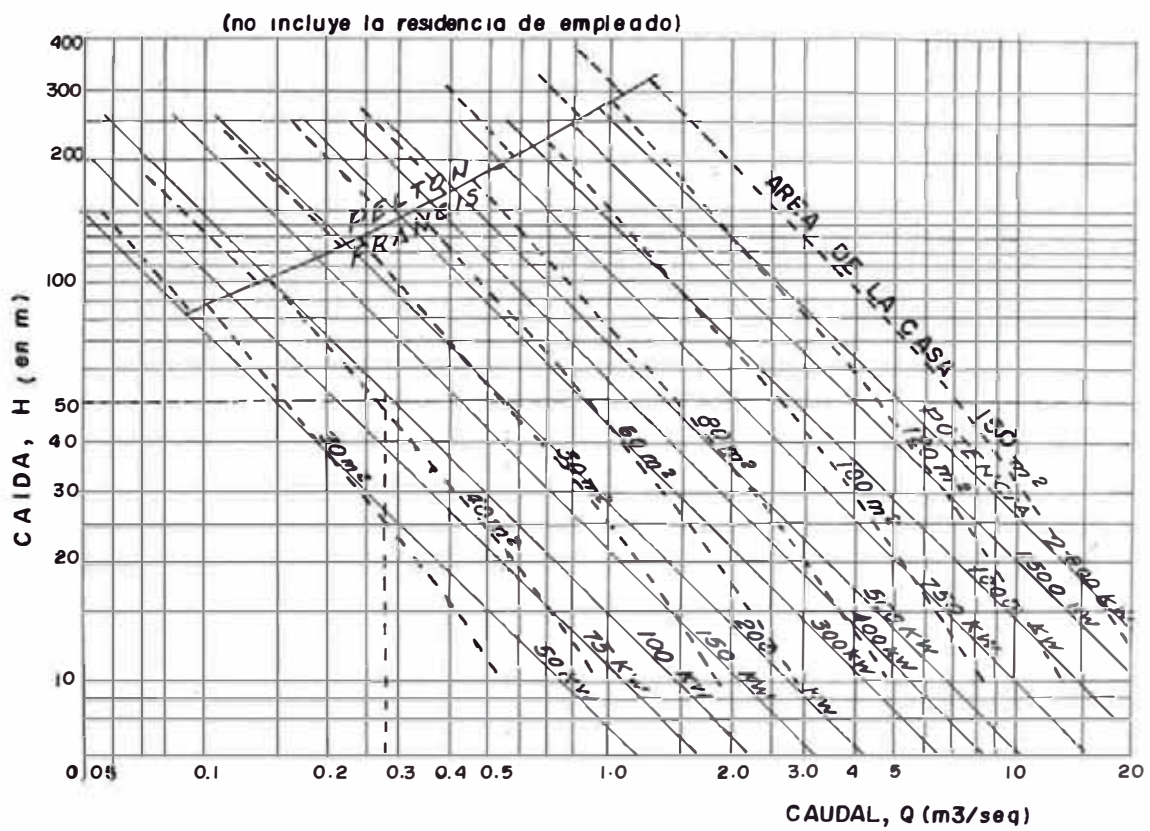
$$h_{\text{perd}} = \frac{2.16^2}{2 \times 9.8} \times 0.0144 \times \frac{63}{0.4} = 0.54 \text{ m}$$

2.1.2.4 CASA DE MAQUINAS

La casa de máquinas se encuentra ubicada en una plataforma preparada con tal fin a 3,514 msnm en el lugar denominado "El Molino".

La construcción será diseñada para albergar un grupo de 116 kW y teniendo en cuenta los criterios siguientes:

- a) Utilización de materiales de construcción disponibles en el lugar.
- b) Facilidad de acceso y simplicidad de la construcción.
- c) Considerar entre otros factores el esfuerzo admisible del suelo y materiales a utilizar para el cimiento de la casa de máquinas.
- d) El emplazamiento de los equipos se hará de acuerdo a los datos y esquemas proporcionados por el fabricante para que de esta manera se realice un anclaje sólido que evite vibraciones y/o roturas durante la operación.
- e) Los planos de diseño deberán contener todos los detalles posibles para que un albañil o maestro de obra pueda fácilmente interpretarlo, ver lámina correspondiente.
- f) Dimensionamiento
Utilizando el gráfico de la Lámina N° 14, con caudal de 0.28 m³/seg y caída



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO:
ELIAS CANO N.

APROBO:
ING. R. OCAÑA

FECHA:
MARZO 85

neta de 50 m que se indica en dicha lámina, determinamos aproximadamente 40 m^2 al cual añadimos 12 m^2 para considerar ambientes destinados a taller, almacén y otros servicios.

$$\text{Area total} = 52 \text{ m}^2$$

g) Canal de Descarga

Es la estructura que permite el flujo del agua desde la salida de la turbina hasta el cauce existente utilizado para el riego de la parte baja del pueblo.

El diseño hidráulico de la estructura de descarga seguirá los pasos establecidos correspondientes al diseño de canales, que estará a cargo del profesional competente, siendo fundamental considerar un elemento de amortiguamiento para evitar la erosión a la salida. Plano N°3

2.1.3 OBRAS ELECTROMECANICAS

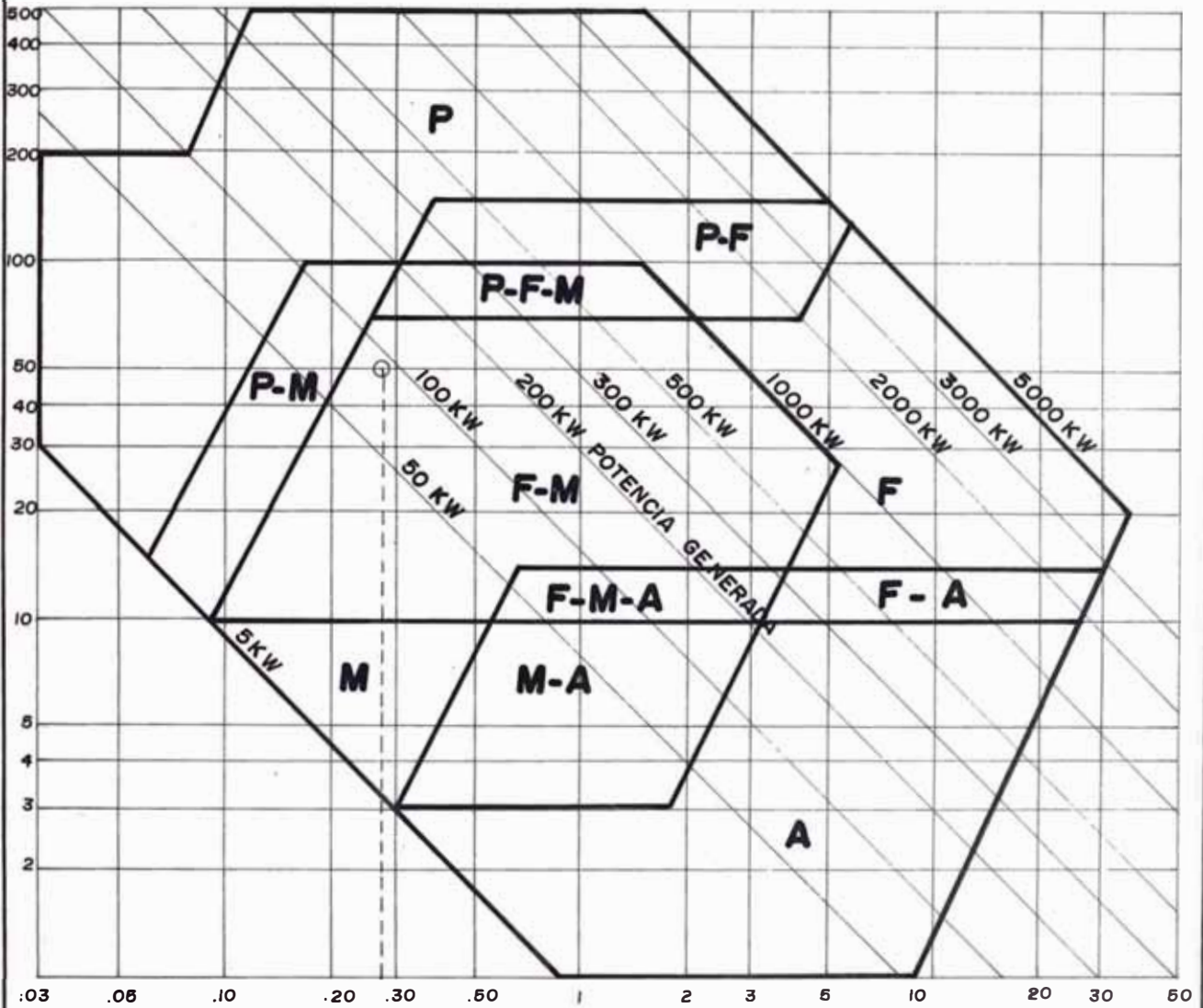
2.1.3.1 SELECCION DE LA TURBINA HIDRAULICA

Existen muchos criterios para la selección del tipo de turbina a ser empleado en un proyecto específico. En nuestro caso, las características disponibles de caudal ($Q = 0.28 \text{ m}^3/\text{seg}$) y altura neta ($H = 50 \text{ m}$) elige dos tipos de turbina. Las turbinas Michell Banki y las turbinas Francis de eje horizontal, 1 rueda, 1 descarga. Lámina N° 15

De las dos alternativas elegimos el primero por los aspectos siguientes:

- Las turbinas Michell Banki funcionan en forma eficiente con cargas bajas de agua.

SALTO
Hn
(m)



CAUDAL
Q
(m³/seg.)

- P = TURBINA PELTON DE 1 o 2 TOBERAS
- F = TURBINA FRANCIS
- M = TURBINA MICHEL-BANKI
- A = TURBINA AXIAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO:

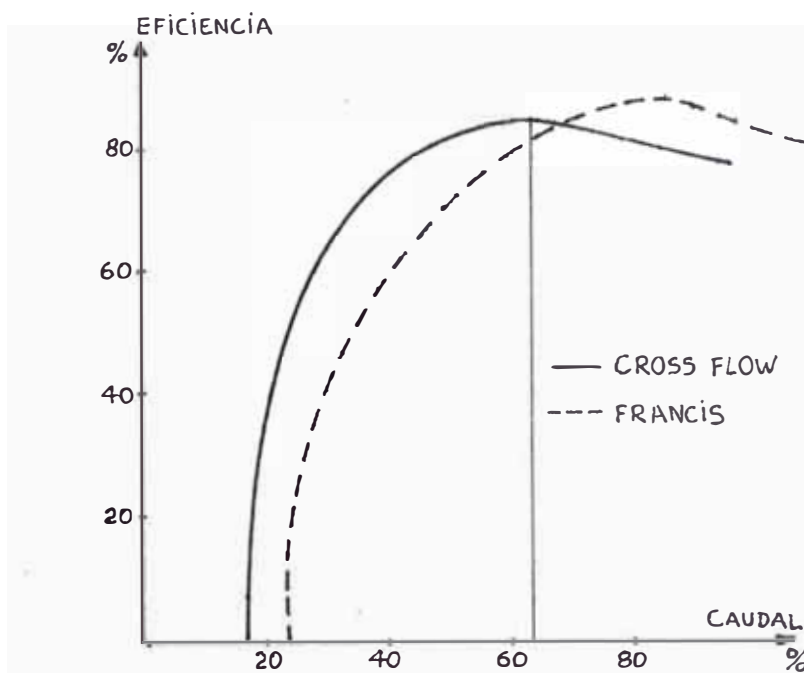
APROBO:

FECHA:

ELIAS CANO N.

ING. R. OCAÑA

MARZO 85



- Los cambios de caída afectan mucho la eficiencia de las turbinas, sin embargo en el tipo de turbina Cross Flow este efecto es mucho menor.
- El tipo de turbina Cross Flow es ideal para pequeñas centrales hidroeléctricas ya que puede aplicarse para caídas de 1 a 200 m y caudales de 0.002 a 8 m³/seg, cubriendo así todo el área de pequeñas centrales hidráulicas.

a) CALCULO DE POTENCIA

$$P = Q \times H \times 9.8 \times n$$

Siendo:

$$Q = \text{Caudal} : 0.28 \text{ m}^3/\text{seg}$$

$$H = \text{Caída neta} : 50 \text{ m}$$

$$n = \text{Eficiencia de la turbina} : 76\%$$

(la máxima eficiencia de esta tur

bina es 5% menos que la turbina Francis)

$$P = 0.28 \times 50 \times 9.8 \times 0.76 = 104.2 \text{ kW}$$

$$P = 140 \text{ Hp}$$

b) CALCULO DEL DIAMETRO Y ANCHO DE RUEDA

$$Q = 0.87 \times b \times D \times \sqrt{H}$$

Donde:

b = ancho de rueda (m)

D = diámetro de rueda (m)

Reemplazando se tiene:

$$b \times D = 0.046 \text{ m}^2$$

Estas dimensiones lo tomamos de acuerdo a los datos de turbinas standarizadas por Nikki Corporation. Lámina N° 16.

<u>D</u>	<u>b</u>	<u>D x b</u>	} NK-30
0.30	0.45	0.135	
0.30	0.30	0.090	
0.30	0.15	0.045	

Para nuestro caso tomamos el inmediato superior o sea el de 0.090 mm² que corresponde al tipo NK-3030, cuyas dimensiones se detalla en la lámina N° 17.

c) CALCULO DEL NUMERO DE REVOLUCIONES

$$n = 39.3 \frac{\sqrt{H}}{D}$$

Siendo:

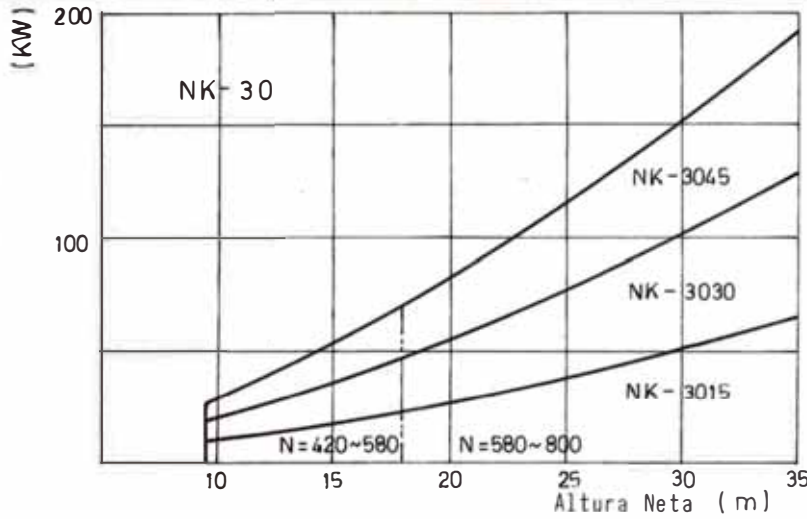
D = Diámetro : 0.30m

$$n = 39.3 \frac{\sqrt{50}}{0.30} = 926.30$$

Escogemos: n = 900 rpm.

d) CALCULO DE VELOCIDADES ESPECIFICAS

(ns y nq)



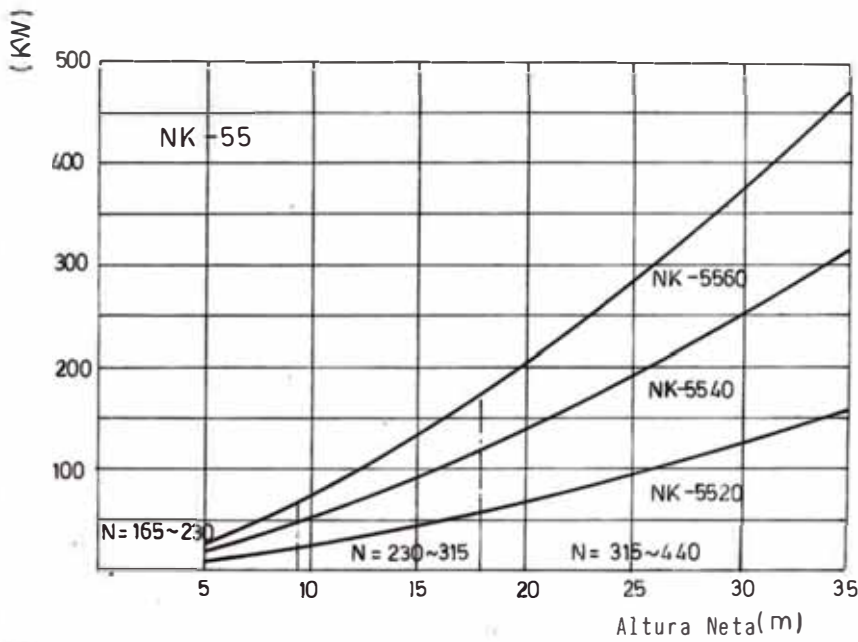
NOTA

1. Tipo NK - [30] [15]

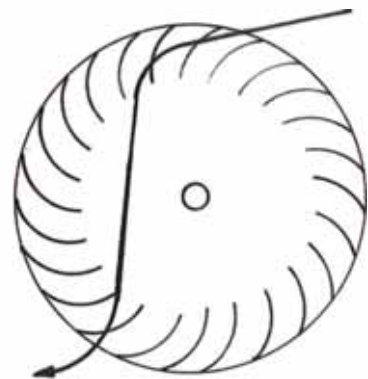
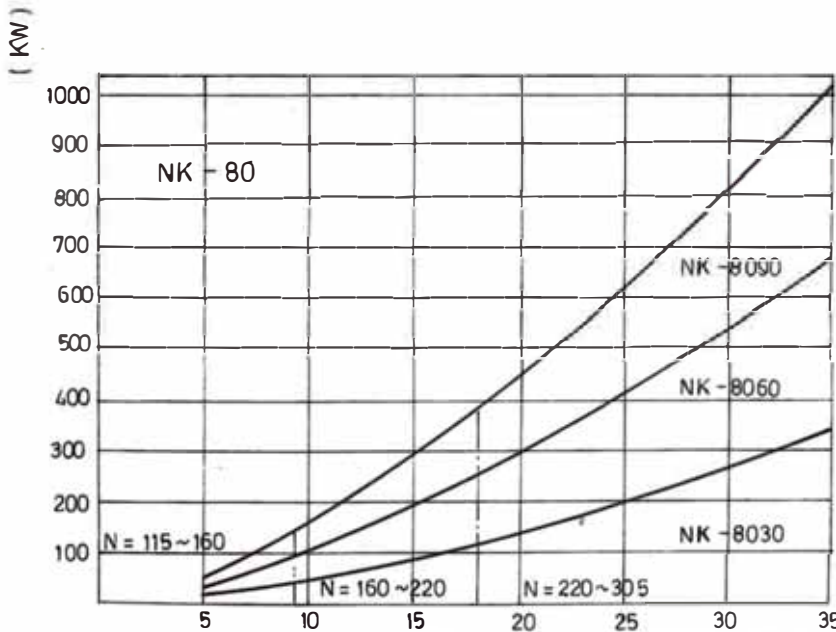
Ancho de rueda (150mm)

Diámetro Ext. de la rueda (300 mm)

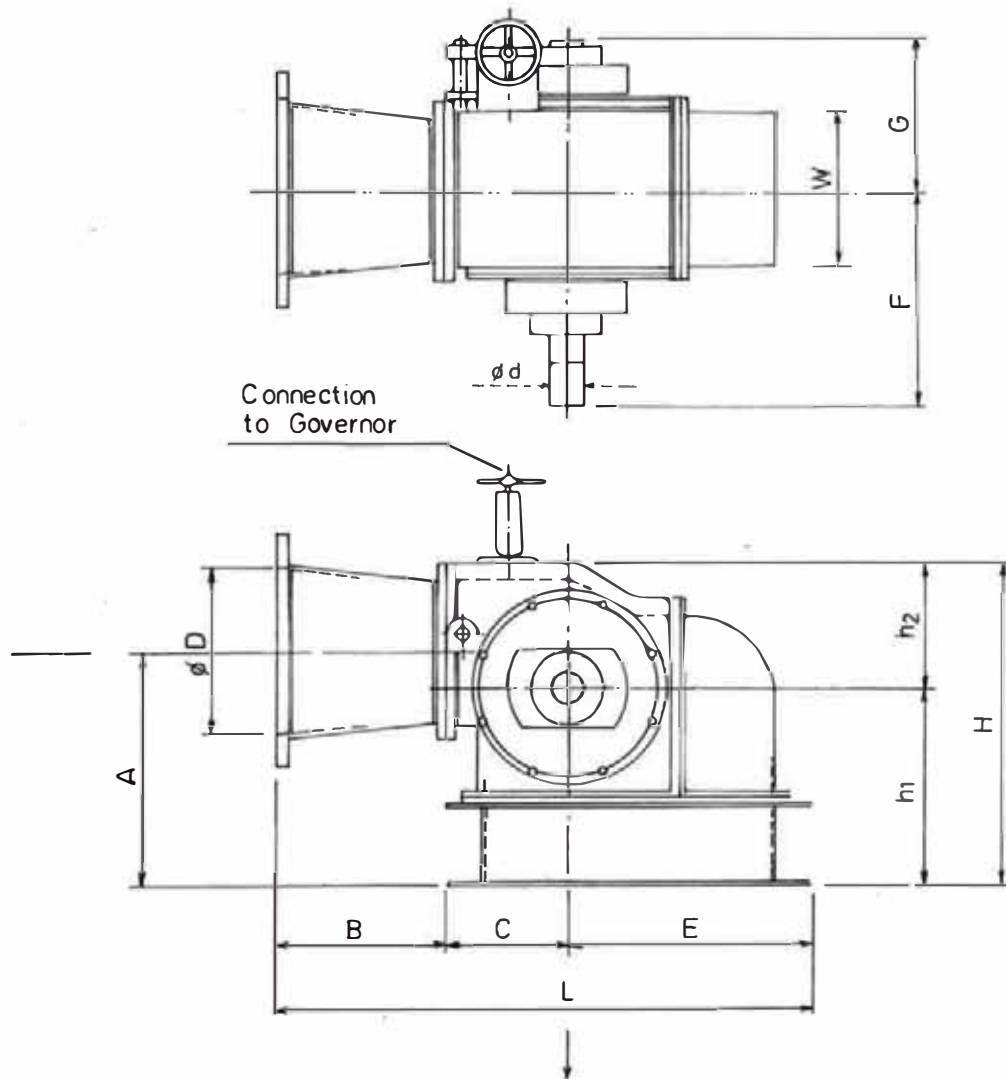
2 Válido también para caídas mayores de 35m.



Flujo de agua



Altura Neta (m)



(mm)

Type	A	B	C	ϕD	ϕd	E	F	G	H	h_1	h_2	L	W
NK - 3015	425	300	220	300	60	440	350	230	590	360	230	960	180
NK - 3030	425	350	220	400	70	440	440	320	590	360	230	1010	330
NK - 3045	425	400	220	500	80	440	530	410	590	360	230	1060	480
NK - 5520	780	450	400	450	95	810	430	310	1080	660	420	1660	240
NK - 5540	780	530	400	600	115	810	560	440	1080	660	420	1740	440
NK - 5560	780	610	400	750	135	810	680	560	1080	660	420	1820	640
NK - 8030	1130	700	590	700	135	1180	590	470	1580	960	620	2470	360
NK - 8060	1130	800	590	900	170	1180	790	670	1580	960	620	2570	660
NK - 8090	1130	900	590	1100	200	1180	990	870	1580	960	620	2670	960

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N.

APROBO
ING R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

$$ns = N \frac{\sqrt{P}}{\sqrt[4]{H^5}}$$

Donde:

P = Potencia en CV

H = Salto neto (m)

N = Velocidad en rpm

$$ns = 900 \frac{\sqrt{141.7}}{\sqrt[4]{50^5}} = 80.58$$

$$nq = \frac{\sqrt{Q}}{\sqrt[4]{H^3}}$$

Donde:

Q = Caudal

$$nq = 900 \frac{\sqrt{0.28}}{\sqrt[4]{50^3}} = 25.33$$

Comprobación

$$Nh = 0.075 \left(\frac{ns}{nq} \right)^2 \text{ eficiencia hidráulica de la turbina}$$

$$Nh = 0.76$$

De acuerdo a la tabla siguiente, ns y nq están dentro del rango de las turbinas Michell Banki así como Nh empleado para determinar la potencia de la turbina (5).

(5) Fuente: Metodología sintética para el cálculo y especificación preliminar de M.C.H. desarrollado por el Ing. E. Indacochea R. de S. y editado por OLADE.

TIPO DE TURBINA	ns	nq
Pelton de una tobera	10 a 29	3 a 9
Pelton de dos o más toberas	29 a 39	9 a 18
-----	-----	-----
Michell Banki	29 a 220	9 a 68
-----	-----	-----
Francis Lenta	59 a 124	18 a 38
Francis Normal	124 a 220	38 a 68
Francis Rápida	220 a 440	68 a 135
Hélice y Kaplan	342 a 980	105 a 300

2.1.3.2 SELECCION DEL GENERADOR

Es usual seleccionar para este tipo de Centrales, generadores sincrónicos (alternadores) cuya característica principal - se encuentra en la constante relación que existe entre la velocidad del rotor y la frecuencia del campo magnético. Quiere decir que el rotor gira a la velocidad del campo magnético giratorio.

$$120f = np$$

Siendo : f = frecuencia en Hz

n = velocidad de rotación en rpm

P = número de polos

Esta máquina es excitada por un campo magnético continuo generado por la excitatriz ubicado en el mismo eje del generador. La selección del generador se realiza en función de la potencia a generar, la tensión generada, velocidad de rotación, altura

sobre el nivel del mar y temperatura del medio ambiente entre otros.

La potencia a generar se determina por la siguiente relación:

$$P_G = P_t \times N_g \times N_{tr}$$

Donde:

P_t = Potencia de la turbina en kW

N_g = Eficiencia del generador = $1 - 0.06P^{-2}$

N_{tr} = Eficiencia de transmisión igual a 1 por ser acoplamiento directo.

P = Número de polos

$$P_G = 104.2 \times 0.96 \times 1 = 100.0 \text{ kW}$$

La mayoría de generadores tienen garantía de entregar su potencia nominal de placa para condiciones de hasta 1000 msnm y a 40° C de temperatura ambiente.

Como nuestro generador será instalado a 3,560 msnm es necesario tener en cuenta los factores de corrección por altura y por temperatura (Cuadros N° 4 y 5)

Luego se tiene:

$$P_G = 100 \times 1.1675 = 116.75 \text{ kW}$$

Utilizamos un generador de 116 kW con factor de potencia de 0.8, el cual nos da una potencia aparente de 145 kVA.

Para calcular el N° de polos se emplea la relación siguiente:

$$np = 120f$$

n = Velocidad de rotación en rpm

p = N° de polos

f = Frecuencia en Hz

$$p = \frac{120 \times 60}{900} = 8$$

FACTORES DE CORRECCION POR ALTURA

PIES	METROS	FACTOR
3,300	990	1.0
3,500	1100	1.005
4,000	1200	1.0125
4,500	1350	1.0225
5,000	1500	1.0325
5,500	1650	1.0425
6,000	1800	1.05
6,500	1950	1.06
7,000	2100	1.07
7,500	2250	1.08
8,000	2400	1.09
8,500	2550	1.1
9,000	2700	1.11
9,500	2850	1.12

PIES	METROS	FACTOR
10,000	3,000	1.13
10,500	3,150	1.1375
11,000	3,300	1.1475
11,500	3,450	1.1575
12,000	3,600	1.1675
12,500	3,750	1.175
13,000	3,900	1.185
13,500	4,050	1.195
14,000	4,200	1.205
14,500	4,350	1.215
15,000	4,500	1.225
15,500	4,650	1.235
16,000	4,800	1.245
16,500	4,950	1.255

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIAFACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICAANALIZO
ELIAS CANO NAPROBO
ING. R. OCAÑAFECHA
MARZO 85

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA

°C	°F	FACTOR
40	104	1.0
41	105.75	1.01
42	107.75	1.02
43	109.25	1.03
44	111.0	1.04
45	113.0	1.05
46	114.75	1.06
47	116.5	1.07
48	118.25	1.081
49	120.0	1.09
50	122.0	1.1
51	123.75	1.11
52	125.5	1.12

°C	°F	FACTOR
53	127.25	1.13
54	129.0	1.14
55	131.0	1.15
56	133.00	1.16
57	135.0	1.17
58	136.5	1.18
59	138.0	1.19
60	140.0	1.2
61	142.0	1.21
62	143.5	1.22
63	145.5	1.23
64	147.0	1.24
65	149.0	1.25

De acuerdo a los cálculos, con 116 kW de potencia y 8 polos estimamos el diámetro y longitud del generador en 0.84 m y 1.75 m aproximadamente.

2.1.3.3 TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION

Toda central por pequeña que sea siempre debe estar provista de un tablero de control y protección que tiene como finalidad centralizar los equipos eléctricos auxiliares, permitiendo así una adecuada operación y supervisión del funcionamiento de la Central. Para este caso específico el tablero deberá tener un panel en el cual irán instaladas los equipos de control y protección provistos de alarma remota (timbre y luz) para condiciones de falla, anunciadores, interruptores de protección, control, instrumentos registradores, medidores, indicadores, etc.

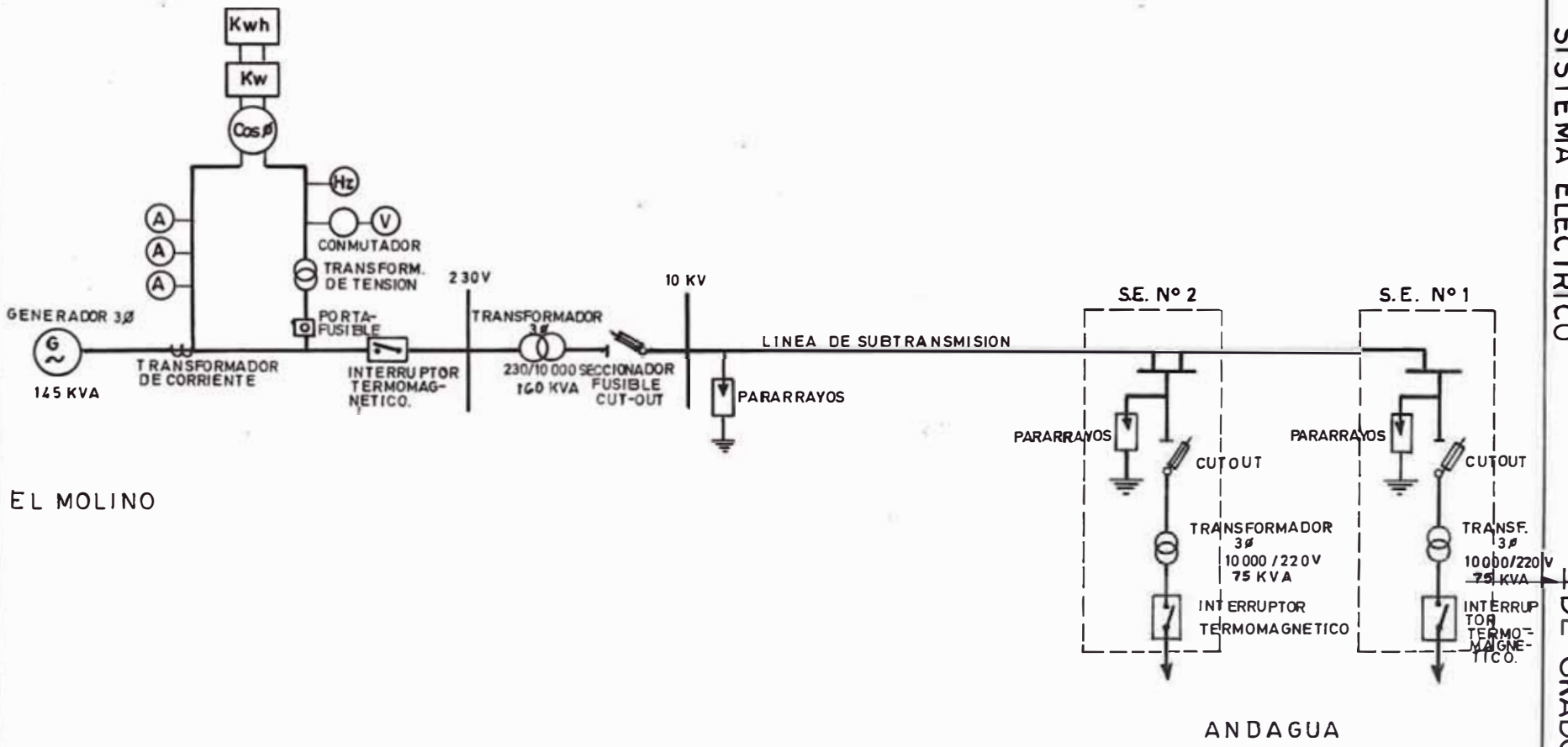
Uno de los elementos principales para la protección es el Interruptor el cual sirve de enlace para conectar el generador con la línea, y se clasifican de acuerdo al tipo, voltaje, capacidad normal de corriente y capacidad de ruptura pudiendo ser estos magnéticos, de aire, de gas, de aceite y de vacío, siendo indicativos del medio en el cual el arco eléctrico es extinguido. Para nuestro caso el generador va conectado al sistema a través del interruptor termomagnético. Ver el esquema de principio del Sistema Eléctrico. Lámina N° 18.

Una de las partes más importantes en la operación de una Central Hidroeléctrica es la Seguridad y Protección, tal es así que las fallas por corto circuito, fallas a tierra,

ESQUEMA DE PRINCIPIO DEL SISTEMA ELECTRICO

TESIS DE GRADO

LAMINA 18



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO : ELIAS CANO N.

APROBO : ING. R. OCANA

FECHA : MARZO 85

etc. deben ser identificadas para luego tomar las acciones correctivas y prevenir daños al personal y equipo.

En la protección del generador, además del interruptor termomagnético se emplearán 3 pararrayos conectados a la línea, los cuales protegen contra las sobretensiones de origen atmosférico y un cortacircuito fusible tipo cut-out por fase en el lado de alta tensión para la protección del transformador de potencia principal. Ver Lámina N° 18.

2.1.3.4 SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA - PRINCIPAL

Para efecto de elevar la tensión producida en el generador se utilizará un transformador trifásico de 160 kVA de potencia con relación de transformación nominal de 230/10,000 V. Ver detalles al respecto en el capítulo III y en la respectiva lámina.

2.2 DISEÑO DE LA LINEA Y RED DE DISTRIBUCION

2.2.1 CALCULO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION EN 10kV

2.2.1.1 GENERALIDADES

El cálculo de la línea de subtransmisión - se ha realizado teniendo en cuenta el Código Nacional de Electricidad y Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, así como los objetivos que persigue el presente proyecto.

Se estableció la conveniencia de adoptar: 10 kV como tensión de transmisión por ser ésta la normalizada por Electroperú y la más conveniente para este proyecto, según la Norma DGE correspondiente. Ver página 9

del Código Nacional de Electricidad. Tomo IV.

El uso de madera tratada favorece el diseño desde el punto de vista técnico y económico, también debe tenerse en cuenta que el tramo en las partes en que ésta atraviesa la localidad será utilizada como red primaria y secundaria.

2.2.1.2 CALCULO ELECTRICO DEL CONDUCTOR

- CARACTERISTICAS DE LA RED

Longitud de la línea "L" : 1,778m

Tensión entre fases de la línea "V" : 10 kV

Altura sobre el nivel del mar : 3,600 msnm

Frecuencia "f" : 60 HZ

Cos Ø : 0.8

Número de ternas : 1

- CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR A UTILIZAR SE.

Calibre : 16 mm²

Material : Cu cableado, desnudo.

Nº hilos : 7

Sección (S) : 16 mm²

Resistencia a 20°C en c.c: 1.17 ohm/km

Temple Duro (α) : 0.00382°C⁻¹

Diámetro nominal : 5.10 mm

- SEPARACION ENTRE CONDUCTORES

La distancia mínima entre conductores menores de 35 mm² a mitad de vano viene expresado por la siguiente fórmula:

$$d = 0.0076V + 0.65 \sqrt{F - 0.6} \quad (m)$$

Donde:

V = Tensión en kV

F = Flecha máxima en m

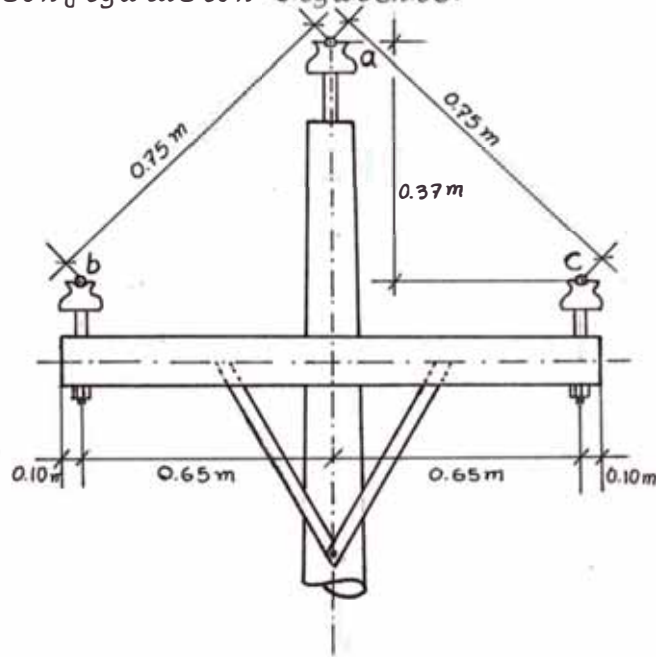
Para un vano promedio de 60 m asumimos
 $F = 1.00 \text{ m}$.

$$d = 0.0076 \times 10 + 0.65 \sqrt{1 - 0.60}$$

$$d = 0.487 \text{ m}$$

- REACTANCIA INDUCTIVA (ohm/km)

Teniendo en cuenta la utilización de crucetas de 1.5 m de longitud, asumimos la configuración siguiente:



$$x_L = 2 \pi F L = 0.0754 \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \text{ ohm/km}$$

Donde:

$$DMG = \text{Distancia Media Geométrica}$$

$$DMG = \sqrt[3]{ab \cdot ac \cdot bc} = \sqrt[3]{0.75^2 \times 1.30} = 90 \text{ cm}$$

RMG = Radio Medio Geométrico propio -
de conductores de 7 hilos

$$RMG = 0.4642 \sqrt{S} = 0.4642 \sqrt{0.16} = 0.1857 \text{ cm}$$

$$x_L = 0.4662 \text{ ohm/km}$$

- RESISTENCIA (ohm/km)

$$R_{40^\circ C} = R_{20^\circ C} [1 + \alpha(T_2 - T_1)] \text{ ohm/km}$$

$$= 1.17 [1 + 0.00382(40 - 20)]$$

$$R_{40^\circ C} = 1.26 \text{ ohm/km}$$

- CORRIENTE A TRANSPORTAR

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi}$$

Donde:

P = Potencia en kW

V = Tensión en kV

$\cos \phi = 0.8$

$$I = \frac{100}{\sqrt{3} 10 0.8} = 7.22 \text{ A}$$

- CAIDA DE TENSION EN CONDUCTORES

$$\text{Activa} = RI = 16.17V$$

$$\text{Reactiva} = X_L I = 5.98V$$

Donde :

$$R = r_{40^\circ C} L = 2.24 \text{ ohm}$$

$$X_L = x_L L = 0.829 \text{ ohm}$$

$$L = \text{Longitud de la línea} = 1.778 \text{ km}$$

- CAIDA DE TENSION PORCENTUAL EN LA LINEA

$$\Delta V = \frac{PL}{10 V^2} (r + x_L \tan \phi) \%$$

$$\Delta V = 0.29 \%$$

- TENSION ENTRE FASES

$$E^2 = \left(\frac{V}{\sqrt{3}} \cos \phi + RI \right)^2 + \left(\frac{V}{\sqrt{3}} \sin \phi + X_L I \right)^2$$

Para V = 10,000 voltios se tiene:

$$E = 5,790.03 \text{ voltios}$$

- TENSION DE ENVIO (V)

$$V = \sqrt{3} E = 10,028.6 \text{ voltios}$$

- POTENCIA DE ENVIO (P₂)

$$P_2 = \sqrt{3} V I \cos \phi$$

$$P_2 = 100,329.62 \text{ W}$$

- PERDIDA DE POTENCIA

$$p = \frac{P_2 - P}{P} \times 100 = 0.33\%$$

2.2.1.3 CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

- CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR DE COBRE DE 16 mm²

Material : Cobre electrolitico, cableado de 7 hilos desnudo.

Diámetro (Ø): 5.10 mm

Sección (S) : 16 mm²

Peso Teórico (W_c): 143 kg/km

Carga de Ruptura (TR): 621 kg

Coefficiente de dilatación lineal (β) : 17 x 10⁻⁶ °C⁻¹

Módulo de elasticidad (E) : 12,560 kg/mm²

- HIPOTESIS DE CALCULO

Para efectos de cálculo se han considerado las siguientes hipótesis:

a) PRIMERA HIPOTESIS: DE MAXIMOS ESFUERZOS

- Temperatura mínima : -15°C

- Velocidad máxima del viento (v) : 90 km/h

- Sin hielo

- Coeficiente de seguridad (CS): 3

b) SEGUNDA HIPOTESIS : DE TEMPLADO

- Temperatura media : 10°C

- Presión de viento : Nula

- Coeficiente de TCD : 26%

c) TERCERA HIPOTESIS : DE FLECHA MAXIMA

- Temperatura máxima : 40°C

- Presión del viento : Nula

Utilizamos la ecuación de cambio de estado del método de Truxa.

$$P_2^2 \left[P_2 + \beta E (\theta_2 - \theta_1) + \frac{G_1^2 d^2 E}{24 P_1^2} \right] - P_1^2 = \frac{G_2^2 d^2 E}{24}$$

Donde:

- P_1 = Esfuerzo de la hipótesis I, kg/mm^2
- P_2 = Esfuerzo de la nueva hipótesis kg/mm^2
- θ_1 = Temperatura inicial en $^\circ\text{C}$
- θ_2 = Temperatura final en $^\circ\text{C}$
- G_1 = Peso específico por área de la hipótesis I, $\text{kg/mm}^2 \times \text{m}$
- G_2 = Peso específico por área de la nueva hipótesis, $\text{kg/mm}^2 \times \text{m}$
- β = Coeficiente de dilatación lineal $17 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$
- E = Módulo de elasticidad $12,650 \text{ kg/mm}^2$
- d = Vano promedio, 60m asumido

* Cálculo de G_1

$$P_v = kv^2 \text{ kg/m}^2$$

Donde:

- v = velocidad del viento = 90 km/h
- k = 0.0042 para superficies cilíndricas
- $P_v = 34.02 \text{ kg/m}^2$

- Presión del viento sobre el conductor

$$P_{v1} = P_v \phi$$
$$P_{v1} = 0.1735 \text{ kg/m}$$

- Peso de la costra de hielo

$$p_h = 0$$

- Peso resultante

$$w_{r1} = \sqrt{(w_c + p_h)^2 + P_{v1}}$$

$$w_{r1} = 0.225 \text{ kg/m}$$

- Peso específico por área

$$G_1 = \frac{w_{r1}}{S} = 0.014 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$$

* Cálculo de P_1

- Tiro admisible

$$T_1 = \frac{T_R}{C_S} = 207 \text{ kg}$$

$$P_1 = \frac{T_1}{S} = 12.9 \text{ kg/mm}^2 < 16.8 \text{ kg/mm}^2$$

(Código Nacional de Electricidad).

* Cálculo de G_2

- Presión del viento sobre el conductor

$$P_{V_2} = 0$$

- Peso resultante

$$W_{R_2} = \sqrt{W_C^2 + P_{V_2}^2}$$

$$W_{R_2} = 0.143 \text{ kg/m}$$

- Peso específico por área

$$G_2 = \frac{W_{R_2}}{S} = 0.0089 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$$

* Cálculo de P_2

Utilizando la ecuación de cambio de estado se tiene:

$$P_2^2 (P_2 - 5.29) = 150.3$$

$$P_2 = 7.78 \text{ kg/mm}^2$$

* Tiro resultante

$$T_2 = P_2 \times S = 124.48 \text{ kg}$$

* Tensión de cada día

$$TCD = \frac{T_2}{T_R} \times 100 = 20\% < 26\% \text{ (Código Nacional de Electricidad)}$$

* Cálculo de G_3

Como no existe viento ni hielo según la hipótesis III

$$G_3 = \frac{W_{R_3}}{S} = \frac{0.143}{16} = 0.0089 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$$

* Cálculo de P_3

Utilizando la ecuación de cambio de estado se tiene:

$$P_3^2 (P_3 + 1.155) = 150.3$$

$$P_3 = 4.96 \text{ kg/mm}^2$$

* Tiro resultante

$$T_3 = P_3 \times S = 79.36 \text{ kg}$$

* Cálculo de flechas

$$F = \frac{W_r d^2}{8T}$$

donde:

$$W_r = \text{Peso resultante kg/m}$$

$$T = \text{Tiro resultante kg}$$

$$d = \text{Longitud del vano m}$$

A continuación se tiene el cuadro resumen para las tres hipótesis.

C U A D R O R E S U M E N

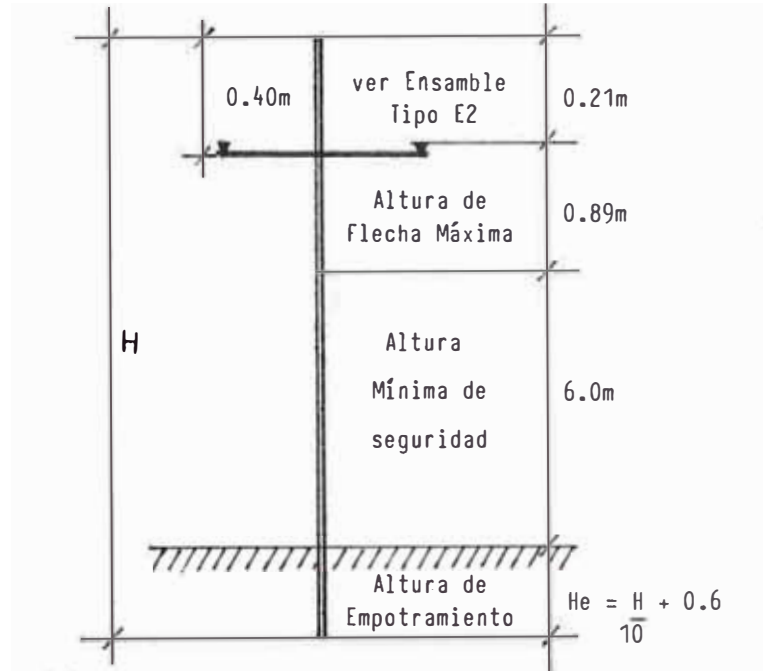
C O N D U C T O R 16mm ²		
- 15° C Con Viento	Peso Resultante (W _{r1}) kg/m	0.225
	Peso específico por área (G1) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.014
	Tiro (T ₁) kg	207
	Esfuerzo (P ₁) kg/ mm ²	12.90
	Flecha (F ₁) m	0.489
10° C Sin Viento	Peso Resultante (W _{r2}) kg/m	0.143
	Peso específico por área (G2) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0089
	Tiro (T ₂) kg	124.48
	Esfuerzo (P ₂) kg/ mm ²	7.78
	Tensión de cada día (TCD) %	20
	Flecha (F ₂) m	0.520
40°C Sin Viento	Peso Resultante (W _{r3}) kg/m	0.143
	Peso específico por área (G3) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0089
	Tiro (T ₃) kg	79.36
	Esfuerzo (P ₃) kg/mm ²	4.96
	Flecha (F ₃) m	0.89

De acuerdo al Plano N° 8 el tramo comprendido entre el poste N° 30 y las S.E. N° 2 pasando por la S.E. N° 1 tienen vanos de 70 m que re solviendo para los tres estados obtenemos el siguiente cuadro de valores.

CONDUCTOR 16 mm ²		
-15°C Con viento	Tiro (T ₁)kg	207
	Flecha (F ₁)m	0.666
10°C Sin viento	Tiro (T ₂)kg	125.12
	Flecha (F ₂)m	0.700
40°C Sin viento	Tiro (T ₃)kg	84.80
	Flecha (F ₃)m	1.03

2.2.1.4 CALCULO MECANICO DE SOPORTES DE SUBTRANSMISION

Dimensionamiento del Poste



$$H = \frac{H}{10} + 0.6 + 6.0 + 0.89 + 0.21$$

$H = 8.55$ m, escogemos postes de 9m

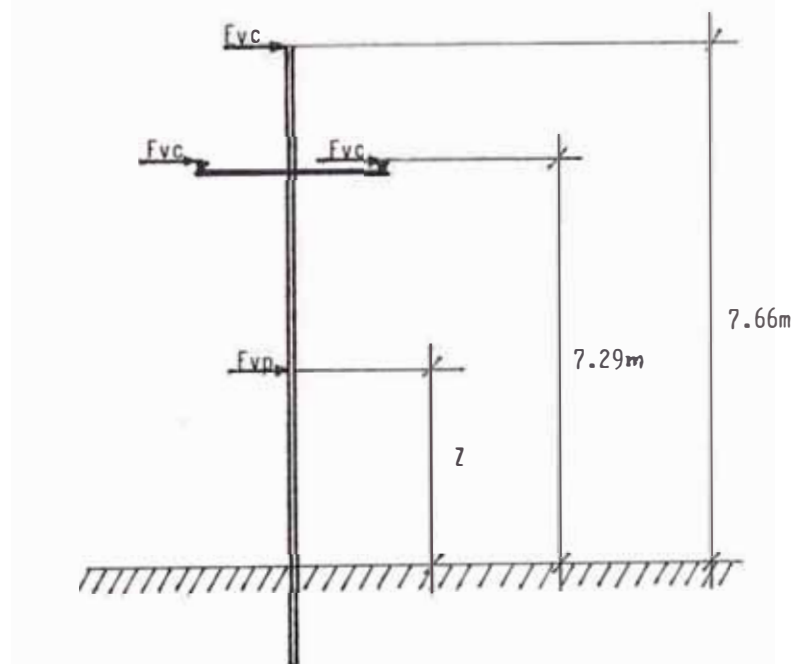
- CALCULO DE ESFUERZOS

Cargas a soportar

F_{vp} = Fuerza del viento sobre el poste

F_{vc} = Fuerza del viento sobre el conductor

T_c = Fuerza de tracción de los conductores



- Fuerza del viento sobre del poste
Viene dado por la siguiente expresión:

$$F_{vp} = P_v \times \Delta VP$$

Donde:

P_v = Presión unitaria del viento, 34 kg/m^2

$$\Delta VP = h_i \times \frac{D_b + D_v}{2}$$

Siendo:

h_i = Altura útil del poste de 9m, = 7.5m

D_b = Diámetro de la base de empotramiento

D_v = Diámetro de vértice del poste

Según normas ITINTEC, Cuadro N° 6

Para postes de 9 m, clase 7-Grupo D se tiene:

$$C_b = 63 \text{ cm} \longrightarrow D_b = 20 \text{ cm}$$

$$C_v = 38 \text{ cm} \longrightarrow D_v = 12 \text{ cm}$$

$$\Delta VP = 7.5 \times \frac{0.20 + 0.12}{2} = 1.2 \text{ m}^2$$

$$F_{vp} = 34 \times 1.2 = 40 \text{ kg}$$

Punto de Aplicación (Z)

$$= \frac{h_i}{3} \times \frac{D_b + 2D_v}{D_b + D_v} = \frac{7.5}{3} \times \frac{0.2 + 2 \times 0.12}{0.2 + 0.12} = 3.44 \text{ m}$$

$$Z = 3.44 \text{ m}$$

- Fuerza del viento sobre los conductores

$$F_{vc} = d \times \emptyset \times P_v \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

Donde:

d = vano medio : 60 m

\emptyset = diámetro del conductor de 16 mm^2

P_v = presión del viento : 34 kg/m^2

$$F_{vc} = 60 \times 0.0051 \times 34 \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F_{vc} = 10.4 \cos \frac{\alpha}{2}$$

- Fuerza de tracción de los conductores

$$T_c = 2T \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2}$$

T = Tiro del conductor en la hipótesis de templado : 124.48 kg

$$T_c = 249 \frac{\alpha}{2}$$

Fuerza total sobre los conductores (Fc)

$$F_c = F_{vc} + T_c$$

$$F_c = 10.4 \cos \frac{\alpha}{2} + 249 \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2}$$

- MOMENTOS ACTUANTES (M)

- Momento debido al viento sobre el poste (Mvp)

$$M_{vp} = F_{vp} \times Z$$

$$M_{vp} = 40.8 \times 3.44 = 140.35 \text{ kg-m}$$

- Momento debido al viento sobre los conductores (Mvc)

$$M_{vc} = F_c \times 7.66 + 2 \times F_c \times 7.29 = 22.24 F_c$$

$$M_{vc} = 231.3 \cos \frac{\alpha}{2} + 5,537.8 \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2}$$

Momento actuante

$$M = M_{vp} + M_{vc}$$

$$M = (140.35 + 231.3 \cos \frac{\alpha}{2} + 5,537.8 \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2}) \text{ kg-m}$$

- El coeficiente de trabajo (Rv) en la sección de falla se calcula a través de la siguiente relación:

$$R_v = \frac{10M}{d^3} = \frac{M}{8} \text{ kg/cm}^2$$

Donde:

d=diámetro del poste en tierra : 20 cm

- El esfuerzo debido a cargas verticales (Rc) en la sección de empotramiento, viene expresado por

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + K \frac{h_i^2 S}{m I} \right)$$

Donde:

P = Suma de cargas verticales en kg

K = 0.02 coeficiente para la madera

S = Sección en el empotramiento: mm²

hi = Largo útil: 7.5 m

m = Coeficiente de fijación: 0.25 cuando un extremo está empotrado y el otro libre

$I = \frac{\pi d^4}{64}$ momento de Inercia en la sección de empotramiento: cm⁴

Cálculo:

P = Peso del poste + peso del conductor de 16 mm² + peso accesorios + peso operario.

$$P = 290 \text{ kg} + 0.143 \text{ kg/m} \times 60 \times 3 + 15 \text{ kg} + 70 \text{ kg} = 400.7 \text{ kg}$$

$$I = \frac{\pi}{64} \times 20^4 = 7,854 \text{ cm}^4$$

$$S = \frac{\pi}{4} \times 20^2 = 31,416 \text{ mm}^2$$

Reemplazando se tiene:

$$R_c = 0.06P \text{ kg/cm}^2$$

Para P = 400.7 kg

$$R_c = 24.0 \text{ kg/cm}^2$$

Calculamos el valor de R Total para diferentes valores de α

α	M kg-m	Rv kg-cm ²	R Total Rv+Rc (kg/cm ²)
0	371.65	46.45	70.45
5	621.98	76.62	100.62
10	853.42	106.67	130.67
20	1,329.76	166.22	190.22
30	1,797.06	224.63	248.63
60	3,109.56	388.69	412.69

El peso del poste de madera tratada ha sido proporcionado por los fabricantes.

De acuerdo al cuadro anterior se usarán retendidas para ángulos mayores de 20° porque,

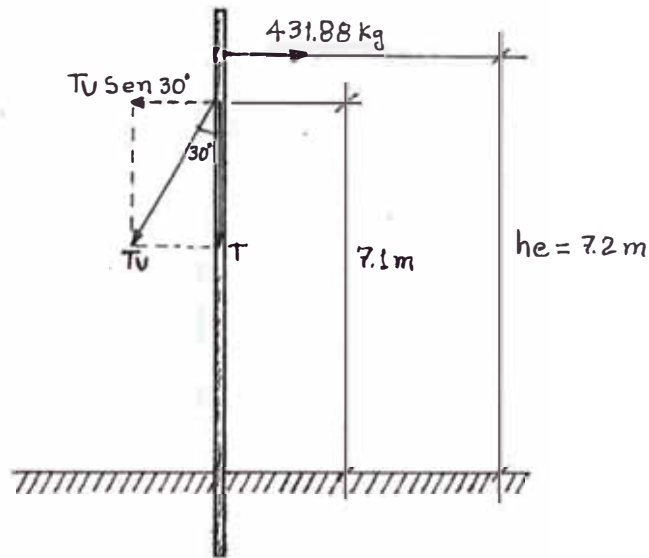
$$R. Total < \frac{\text{Esfuerzo de rotura}}{CS}$$

Donde:

CS = Coeficiente de seguridad

$$R. Total < \frac{600}{3} = 200 \text{ kg/cm}^2$$

- Retenida para ángulos de $20^\circ - 60^\circ$



Esfuerzo en la punta (X), referido a 30 cm de la cabeza.

$$X = \frac{M}{h_e} = \frac{3,109.56}{7.2} = 431.88 \text{ kg}$$

Donde:

$h_e = \text{largo activo} = h_i - 0.3 = 7.2 \text{ m}$

M = Momento actuante calculado para

$$\alpha = 60^\circ$$

Colocamos el viento a 40 cm de la punta

$$\sum M_o = 0$$

$$7.1 \text{ Tv Sen } 30^\circ = 431.88 \times 7.2$$

$$T_v = 875.9 \text{ kg}$$

$$T = T_v \text{ Cos } 30^\circ = 875.9 \times \text{Cos } 30^\circ = 758.6 \text{ kg}$$

El esfuerzo por pandeo (R_c) debido a las cargas verticales es :

$$P = 400.7 + 758.6 = 1,159.3 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.06 \times 1,159.3 = 69.56 \text{ kg/cm}^2 \ll 200 \text{ kg/cm}^2$$

- Retenida para ángulos de $60^\circ - 90^\circ$



$$\Sigma M_o = 0$$

$$T_v \text{ Sen } 30^\circ \times 7.1 = F_c \times 7.66 + 2F_e \times 7.29 + F_{vp} \times 3.44$$

$$3.55 T_v = 22.24 F_c + 3.44 F_{vp}$$

$$3.55 T_v = 22.24 \left(10.4 \text{ Cos } \frac{\alpha}{2} + 249 \text{ Sen } \frac{\alpha}{2} \right) + 40.8 \times 3.44$$

$$3.55 T_v = 231.3 \text{ Cos } \frac{\alpha}{2} + 5,537.8 \text{ Sen } \frac{\alpha}{2} + 140.35$$

$$\text{Para } \alpha = 90^\circ$$

$$T_v = 1,188.65 \text{ kg}$$

Componente vertical (T)

$$T = T_v \text{ Cos } 30^\circ = 1,029.4 \text{ kg}$$

El esfuerzo por pandeo (R_c) será:

$$P = 400.7 + 1,029.4 = 1,430.1 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.06 \times 1,430.1 = 85.8 \text{ kg/cm}^2 \ll 200 \text{ kg/cm}^2$$

- Poste terminal

Para $\alpha = 180^\circ$ se tiene:

$$7.1 \text{ Sen } 30^\circ T_v = 231.3 \text{ Cos } 90^\circ + 5,537.8 \text{ Sen } 90^\circ + 140.35$$

$$T_v = 1,599.48 \text{ kg}$$

Componente vertical (T)

$$T = T_v \text{ Cos } 30^\circ = 1,385.2 \text{ kg}$$

El esfuerzo por pandeo (R_c) será

$$P = 400.7 + 1,385.2 = 1,785.9 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.06 \times 1,785.9 = 107.15 \text{ kg/cm}^2 < 200 \text{ kg/cm}^2$$

- CONCLUSION

Se usará postes de 9m con esfuerzo máximo de flexión de 600 kg/cm^2 , clase 7, grupo D.

Hasta 20° sin retenida

De 20° - 90° con retenida y

Poste terminal con retenida

- RED PRIMARIA

A continuación se presenta los cálculos mecánicos de soportes de subtransmisión que cruzan la población y que además llevan circuitos de la red secundaria.

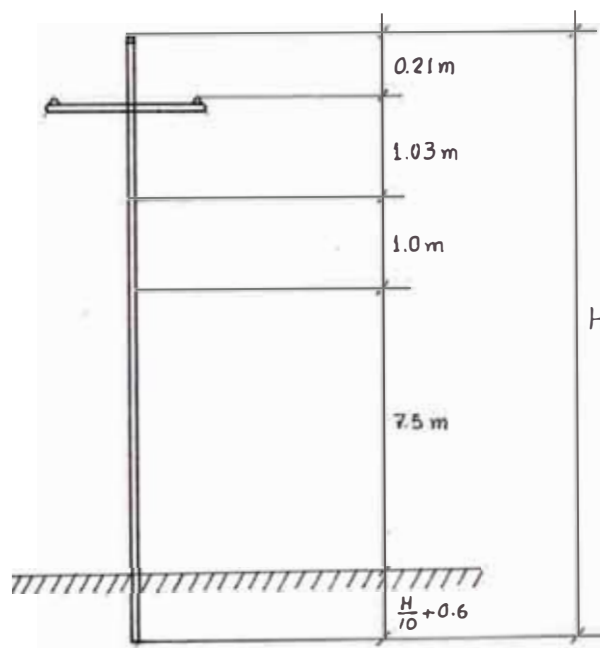
Según el Plano N° 8, se trata del tramo entre el poste N° 30 (PLL) y la Subestación N° 2, pasando por la Subestación N° 1.

- DIMENSIONAMIENTO DEL POSTE

Largo útil del poste de red secundaria: 7.5m

Separación mínima a los postes de baja tensión: 1.0m.

Longitud libre para flecha : 1.03m



$$H = \frac{H}{10} + 0.6 + 7.5 + 1.0 + 1.03 + 0.21$$

$$H = 11.49 \text{ m}$$

Escogemos postes de 12m.

- CALCULO DE ESFUERZOS

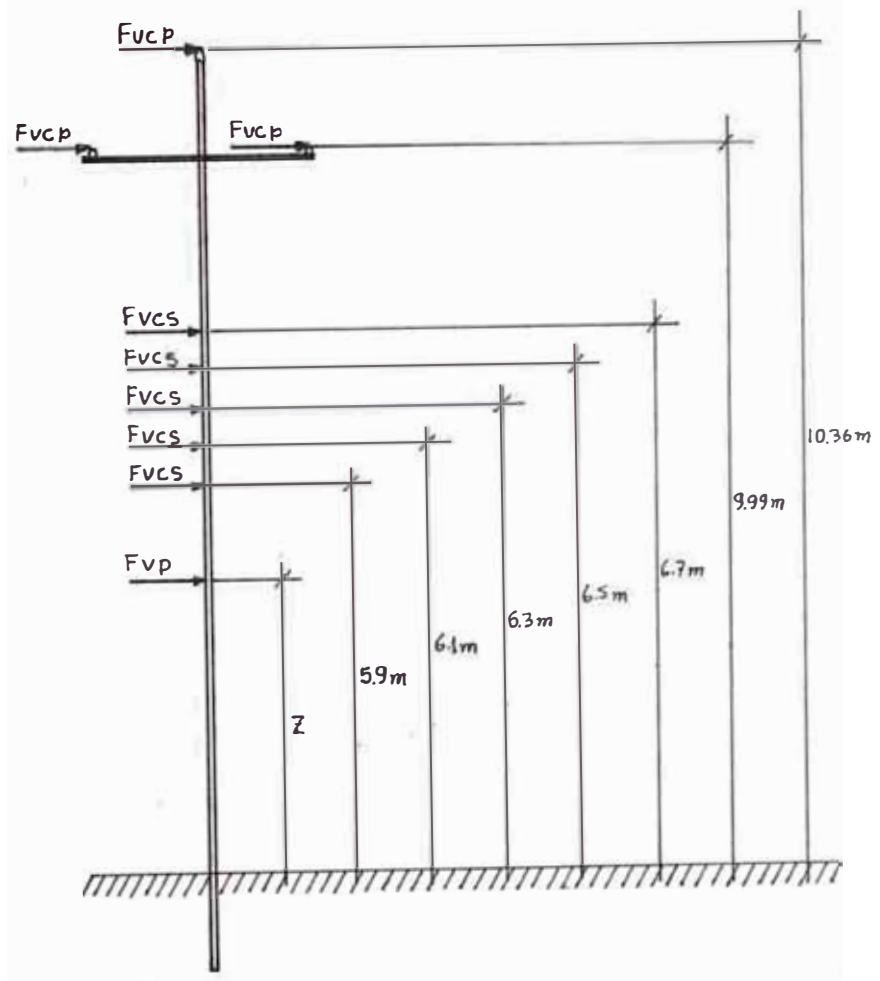
Para el caso más desfavorable

Cargas a soportar

F_{vp} = Fuerza del viento sobre el poste

F_{cp} = Fuerza total del viento sobre el conductor primario.

F_{cs} = Fuerza total del viento sobre los conductores secundarios.



- Fuerza del viento sobre el poste (Fvp)

$$F_{vp} = P_v \times \Delta PV$$

$$P_v = 34 \text{ kg/m}^2$$

$$\Delta PV = h_i \times \frac{D_b + D_v}{2}$$

$$h_i = 10.2 \text{ m}$$

Para postes de 12m, clase 6, grupo C se tiene:

$$C_b = 71 \text{ cm}; D_b = 22.6 \text{ cm}$$

$$C_v = 38 \text{ cm}; D_v = 12 \text{ cm}$$

$$\Delta PV = 10.2 \times \frac{0.226 + 0.12}{2} = 1.76 \text{ m}^2$$

$$F_{vp} = 34 \times 1.76 = 60 \text{ kgs}$$

- Punto de Aplicación (Z)

$$Z = \frac{h_i}{3} \times \frac{D_b + 2D_v}{D_b + D_v}$$

$$= 4.58 \text{ m}$$

- Fuerza del viento sobre el conductor primario (Fvcp)

$$F_{vcp} = d \varnothing P_v \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$d = \text{vano} : 70 \text{ m}$$

$$\varnothing = \text{diámetro del conductor de } 16 \text{ mm}^2$$

$$P_v = 34 \text{ kg/m}^2$$

$$F_{vcp} = 70 \times 0.0051 \times 34 \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F_{vcp} = 12.14 \cos \frac{\alpha}{2}$$

- Fuerza de tracción del conductor primario (Tcp)

$$T_{cp} = 2 T \sin \frac{\alpha}{2}$$

$$T_{cp} = 250.24 \sin \frac{\alpha}{2}$$

T = Tiro del conductor en la hipótesis de templado : 125.12 kgs

- Fuerza total sobre el conductor primario (Fcp)

$$F_{cp} = F_{vcp} + T_{cp}$$

$$F_{cp} = 12.14 \cos \frac{\alpha}{2} + 250.24 \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2}$$

- Fuerza total sobre los conductores secundarios (Fcs)

$$F_{cs} = F_{vcs} + T_{cs} \quad \text{calculado en la p\u00e1g. 107}$$

$$F_{cs} = 10.53 \cos \frac{\alpha}{2} + 399.2 \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2}$$

- MOMENTOS ACTUANTES

Mvp = Momento debido al viento sobre el poste

Mvc = Momento total debido al viento sobre los conductores.

M = Momento actuante

- Momento debido al viento sobre el poste

$$M_{vp} = F_{vp} \times Z$$

$$M_{vp} = 60 \times 4.58 = 274.8 \text{ kg-m}$$

- Momento total debido al viento sobre los conductores (Mvc)

a) Momento debido al viento sobre el conductor primario.

$$M_{vcp} = F_{cp} \times 10.36 + 2 F_{cp} \times 9.99 = 30.3 F_{cp}$$

$$M_{vcp} = 30.3 \left(12.14 \cos \frac{\alpha}{2} + 250.24 \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2} \right)$$

$$M_{vcp} = 367.84 \cos \frac{\alpha}{2} + 7,582.27 \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2}$$

b) Momento debido al viento sobre los conductores secundarios.

$$M_{vcs} = 331.7 \cos \frac{\alpha}{2} + 12,574.8 \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2}$$

- Momento actuando (M)

$$M = M_{vp} + M_{vcp} + M_{vcs}$$

$$M = 274.8 + 699.54 \cos \frac{\alpha}{2} + 20,157.07 \operatorname{Sen} \frac{\alpha}{2}$$

en kg-m

El coeficiente de trabajo (Rv) es:

$$R_v = \frac{10M}{d^3} = \frac{10M}{22.6^3} = 0.0866 M \text{ kg/cm}^2$$

El esfuerzo debido a cargas verticales (Rc) es:

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + 0.08 \frac{h_i^2 S}{I}\right) = 0.0675 P \text{ kg/cm}^2$$

Siendo P = Peso total

P = peso del poste + peso de conductores + peso de operario

$$P = 455 + (0.143 \times 70 \times 3 + 0.26 \times 35 \times 5) + 20 + 70 \\ = 620.5 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.0675 \times 620.5 = 41.88 \text{ kg/cm}^2$$

Calculamos el valor de R Total para diferentes valores de α .

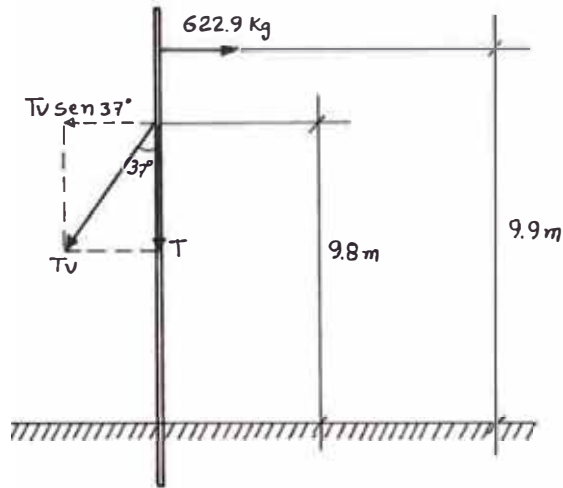
α	M kg - m	Rv kg/cm ²	R Total Rv+Rc (kg/cm ²)
0	974.34	80.37	126.25
5	1,852.9	160.46	202.34
20	2,728.4	236.28	278.16
20	4,463.9	385.58	428.48
30	6,167.5	534.10	575.98
60	10,959.1	949.0	990.88

De acuerdo al cuadro anterior se usarán retenidas para $\alpha >$ de 5°. El poste de 12 m clase 6, grupo C, tiene un esfuerzo máximo de flexión de 700 kg/cm² que con CS = 3 se tiene 234 kg/cm² de esfuerzo de trabajo.

R.Total debe ser menor que 234 kg/cm² para no usar retenidas.

El peso del poste fue proporcionado por el fabricante

- Retenida para ángulos de $5^\circ - 30^\circ$



Esfuerzo en la punta (X) referido a 30 cm de la cogolla.

$$X = \frac{M}{h_e} = \frac{6,167.5}{9.9} = 622.9 \text{ kg}$$

$$\Sigma M_o = 0$$

$$T_v \text{ sen } 37^\circ \times 9.8 = 622.9 \times 9.9 \quad T_v = 1,045.6 \text{ kg}$$

$$T = T_v \text{ Cos } 37^\circ = 1,045.6 \times \text{Cos } 37^\circ = 835.0 \text{ kg}$$

Esfuerzo por pandeo debido a las cargas verticales.

$$P = 620.5 + 835 = 1,455.5 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.0675 \times 1,455.5 = 98.2 \text{ kg/cm}^2 << 234 \text{ kg/cm}^2$$

Retenida para ángulos de $30^\circ - 60^\circ$

Esfuerzo en la punta (X)

$$X = \frac{M}{h_e} = \frac{10,959.1}{9.9} = 1,107 \text{ kg}$$

$$\Sigma M_o = 0 \text{ (figura anterior)}$$

$$T_v \text{ sen } 37^\circ \times 9.8 = 1,107 \times 9.9 \quad T_v = 1,858 \text{ kg}$$

Componente vertical (T)

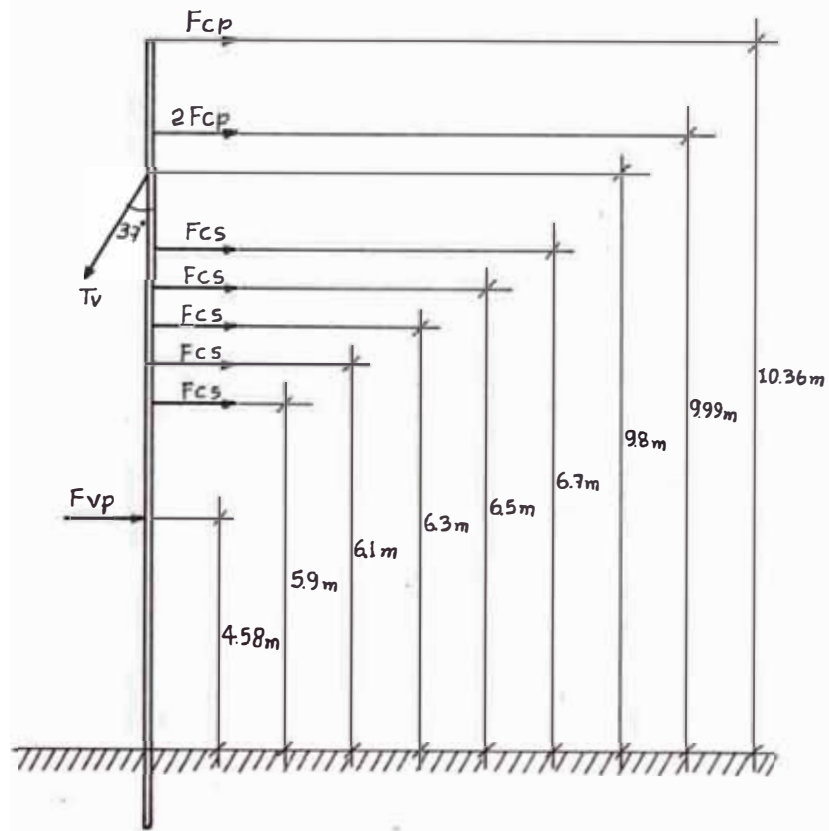
$$T = T_v \text{ cos } 37^\circ = 1,483.8 \text{ kg}$$

Esfuerzo por pandeo debido a las cargas verticales.

$$P = 620.5 + 1,483.8 = 2,104.3 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.0675 \times 2,104.3 = 142 \text{ kg/cm}^2 << 234 \text{ kg/cm}^2$$

- Retenida para ángulos de $60^\circ - 90^\circ$



$$\Sigma M_o = 0$$

$$T_v \text{ Sen } 37^\circ \times 9.8 = F_{cp}(30.3) + F_{cs} \times 31.5 + F_{vp} \times 4.58$$

$$5.9 T_v = (12.14 \text{ Cos } \alpha + 250.24 \text{ sen } \alpha) \times 30.3$$

$$+ (10.53 \text{ cos } \alpha + 399 \frac{\sqrt{2}}{2} \text{ sen } \alpha) 31.5 + 60 \times 4.58$$

$$5.9 T_v = 274.8 \frac{\sqrt{2}}{2} + 699.54 \text{ Cos } \frac{\alpha}{2} + 20,157.07 \text{ sen } \frac{\alpha}{2}$$

Para $\alpha = 90^\circ$

$$5.9 T_v = 15,022.65 : T_v = 2,546.2 \text{ kg}$$

Componente vertical (T)

$$T = T_v \text{ cos } 37^\circ = 2,033.5 \text{ kg}$$

Esfuerzo por pandeo debido a las cargas verticales.

$$P = 620.5 + 2,033.5 = 2,654 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.0675 \times 2,654 = 179.1 \text{ kg/cm}^2 < 234 \text{ kg/cm}^2$$

- CONCLUSION

Se usará postes de 12 m con esfuerzo máximo de flexión de 700 kg/cm^2 , clase 6, grupo C.
Hasta 5° sin retenida
De 20° - 90° con retenida y
Poste terminal con retenida

2.2.1.5 CALCULO DE CRUCETAS

Se ha adoptado crucetas de las siguientes características:

Longitud : 1.50 m

Sección : 10 cm x 10 cm

Las cargas impuestas a la cruceta son :

P = Peso del conductor + Peso de aisladores y ferrería + Peso eventual de 1 hombre

$$P = 0.143 \times 60 \times 1 + 15 + 70$$

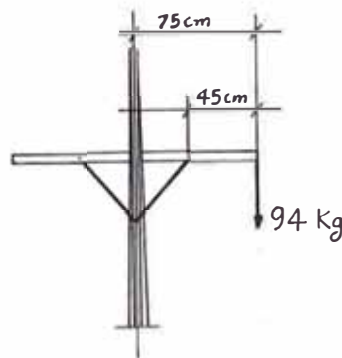
$$P = 94 \text{ kg}$$

Esfuerzo actuante:

$$\sigma_A = \frac{M}{W}$$

donde : M = Momento actuante kg-cm

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



$$\sigma_A = \frac{94 \times 45}{166.67} = 25.4 \text{ kg/cm}^2$$

Esfuerzo resistente de la madera : 400 kg/cm^2

$$C.S. = 15.7$$

- Caso más desfavorable:

Por rotura de un conductor a -15°C 207 kg

$$T = \frac{207 \times 75}{166.67} = 93.15 \text{ kg/cm}^2$$

$$C.S. = 4.3$$

2.2.1.6 SELECCION DE AISLADORES

- Aisladores para Red Primaria

*Condiciones de operación:

- Tensión nominal entre líneas : 10 kv
- Altitud : 3,600 msnm
- Temperatura máxima ambiental : 40°C
- Contaminación ambiental : Ninguna
- Interferencia (Líneas de comunicación, transmisores) : Nula
- Conductor que soporta : CU-16 mm²

- AISLADOR TIPO PIN

Máxima tensión de línea (U), considerando que el transformador de salida está equipada con taps de $\pm 2.5\% \pm 5\%$ se tiene:

$$U = 1.05 \times 10 \times FH = 10.5 FH \text{ kV}$$

Donde:

FH = Factor de corrección por altitud

La máxima tensión de línea (V) se multiplicará por el siguiente factor (FH)

$$FH = 1 + 1.25(H - 1000) \times 10^{-4}$$

H = altitud en m

$$FH = 1.325$$

$$U = FH \times 10.5 = 1.325 \times 10.5 = 13.9 \text{ kV}$$

- Tensión mínima de flameo bajo lluvia (Uc)

$$Uc = 2.1.(U + 5) \text{ kV}$$

$$Uc = 39.69 \text{ kV}$$

- Longitud de la línea de fuga

$$L \text{ (cm)} = \frac{m \times U}{N \times \sqrt{\sigma}}$$

m = coeficiente de suciedad : 2.0

U = 13.9 kV

N = # de aisladores : 1

σ = densidad relativa del aire: 0.9293

$$L = \frac{2.0 \times 13.9}{1 \times \sqrt{0.9293}} = 28.84 \text{ cm (11.35 pulg)}$$

- Carga de Rotura (Q_{rot}).

Fuerza debido al viento sobre el conductor de
Cu - 16 mm^2 en ángulo de línea de 5°

$$F_{vc} = d \times \phi \times P_v \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$F_{vc} = 10.4 \cos \frac{\alpha}{2}$$

Componente debido al tiro del conductor

$$T_c = 2T \sin \frac{\alpha}{2}$$

Donde :

T = Tiro del conductor : 207 kg

$$T_c = 414 \sin \frac{\alpha}{2}$$

La fuerza total será:

$$F_{\max} = F_{vc} + T_c$$

$$F_{\max} = 10.4 \cos \frac{\alpha}{2} + 414 \sin \frac{\alpha}{2} = 10.4 \cos 2.5^\circ + 414 \sin 2.5^\circ$$

$$F_{\max} = 28.45 \text{ kg}$$

Carga de rotura del aislador con CS = 3

$$Q_{rot} = 28.45 \times 3 = 85.35 \text{ kg}$$

- AISLADOR DE SUSPENSION

Se emplearán para ángulos mayores de 30° y en terminales de línea, su cálculo eléctrico es similar al aislador PIN.

Carga de Rotura

Se calculará con el conductor de Cu-16mm² y ángulo de línea de 60°

$$F_{max} = 10.4 \cos \frac{\alpha}{2} + 414 \sin \frac{\alpha}{2} = 10.4 \cos 30^\circ + 414 \sin 30^\circ$$

$$F_{max} = 216 \text{ kgs}$$

Carga de rotura con CS = 3

2.2.1.7 CIMENTACION DE LOS POSTES

Aplicando el método Valenzi, se debe cumplir:

$$F \times (h_e + t) \leq \frac{P}{2} \left(\frac{a + 4P}{3aS} \right) + k b T^3$$

Donde:

F = Esfuerzo del poste en la punta (kgs)

: 550 kgs clase 7, grupo D.

h_e = Altura efectiva del poste (m) : 7.2 m

T = Altura empotrada (m) : 1.5 m

P = Peso del poste : 290 kg

a = Largo del hueco (m)

b = Ancho del hueco (m)

S = Presión máxima admisible al fondo del hueco (kg/m²) : 20,000 kg/m²

k = Cte definida por la densidad del terreno (kg/m³) : 2,000 kg/m³

(tierra de trabajo fácil, medio)

- Momento actuante (M_a)

$$M_a = F(h_e + t) = 550(7.2 + 1.5) = 4,785 \text{ kg-m}$$

- Momento Resistente (M_r)

asumiendo a = 0.70m y b = 0.70 m

$$M_r = \frac{290}{2} \left(0.70 \times \frac{4 \times 290}{3 \times 0.70 \times 20,000} \right) + 2,000 \times 0.70 \times 1.5^3$$

$$M_r = 4,830.5 \text{ kg-m}$$

Los postes se fijarán al terreno por medio de coronas de piedra, cubriendo con éstas el fondo del hueco de 70 cm de lado y 1.50 m de profundidad y apizonando luego. La profundidad del hueco varía según el tamaño del Poste.

2.2.2 CALCULO DE REDES DE DISTRIBUCION EN BAJA TENSION

2.2.2.1 CALCULO ELECTRICO DE CONDUCTORES

CONSIDERACIONES

a) Servicio Particular

Potencia estimada = 800 W/lote

$$I = \frac{P \times fs}{\sqrt{3} V \cos \phi} = \frac{800 \times 0.50}{\sqrt{3} \times 380 \times 0.8} = 0.76 \text{ amp/lote}$$

$$R_{40^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} (1 + \alpha \Delta T) \text{ con } \alpha = 0.00382$$

$$X_L = 0.0754 \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right)$$

Donde :

$$DMG = \sqrt[3]{20 \times 20 \times 40} = 25.2 \text{ cm}$$

$$RMG = 0.4642 \sqrt{S}$$

Caída de tensión (ΔV)

$$\Delta V = \sqrt{3} (R \cos \phi + X_L \text{ Sen } \phi) IL$$

Con los datos anteriores, elaboramos el siguiente cuadro, donde ΔV se expresa en función de la corriente y longitud que en este caso son las variables.

Conductor	25 mm ²	16 mm ²	10 mm ²
R _{20°C} (Ω/km)	0.73	1.17	1.86
R _{40°C} (Ω/km)	0.7858	1.2594	2.0021
X _L (Ω/km)	0.3534	0.3703	0.3880
ΔV (Ω/m)	0.001456IL	0.02130IL	0.03177IL

b) Alumbrado Público

Potencia por luminaria = 160 W

$$I = \frac{P}{V \times \cos \phi} = \frac{160}{220 \times 1.0} = 0.73 \text{ Amp/luminaria}$$

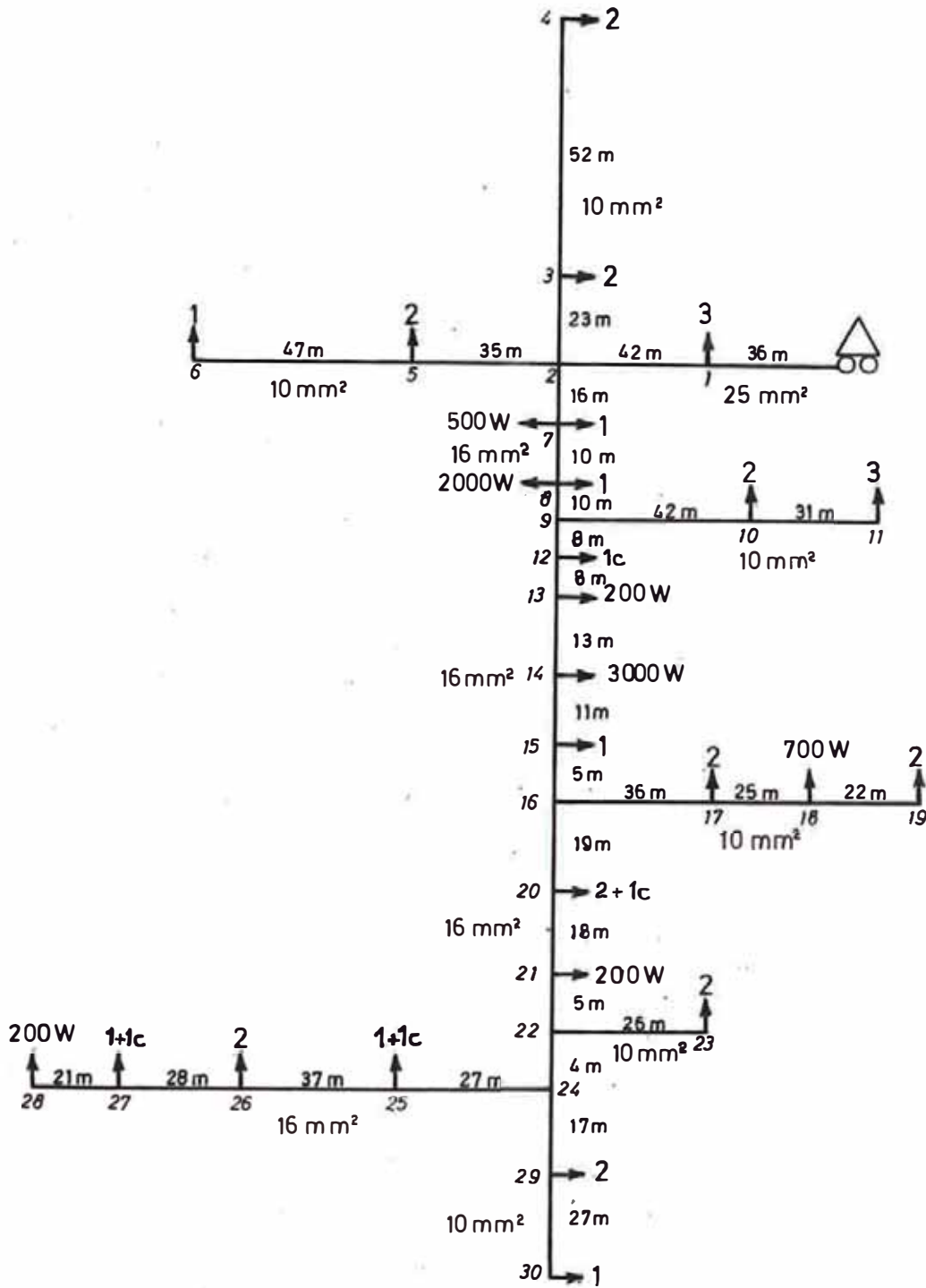
$$R_{40^\circ} C = R_{20^\circ} C (1 + \alpha \Delta T) \text{ con } \alpha = 0.00382$$

$$XL = 0.0754 \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right)$$

Donde :

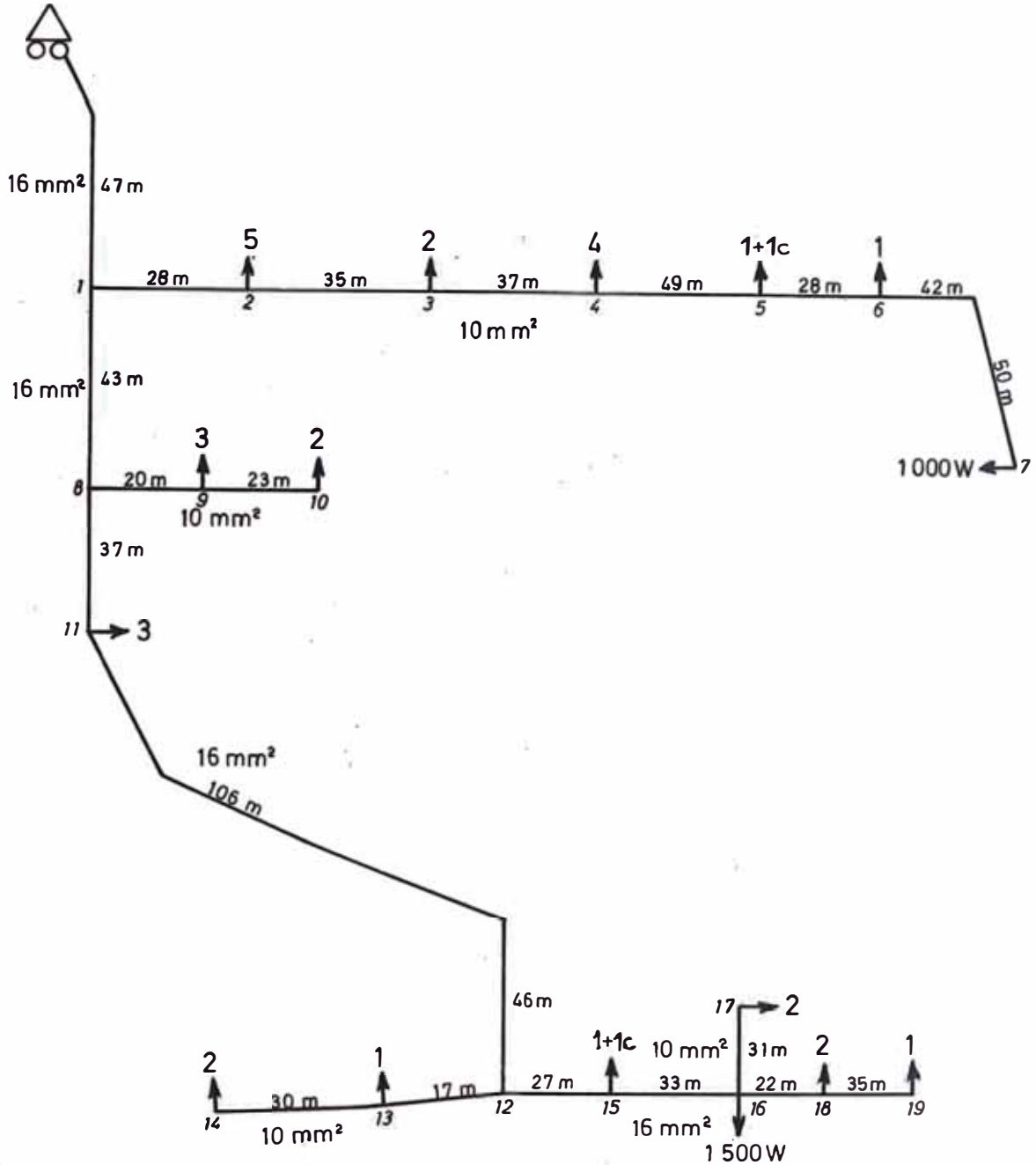
$$DMG = \sqrt{20 \times 20} = 20 \text{ cm}$$

$$RMG = 0.4642 \sqrt{5}$$



PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
N° Lote	3	---	2	2	2	1	1+500 w	1+2,000w	---	2	3	1c	200w	3,000w	1
I	2.28		1.52	1.52	1.52	0.76	1.71	4.56		1.52	2.28	0.76	0.38	5.70	0.76
ΣI	41.04	38.76	3.04	1.52	2.28	0.76	33.44	31.73	27.17	3.80	2.28	23.37	22.61	22.23	16.53
S	25	25	10	10	10	10	16	16	16	10	10	16	16	16	16
L	36	42	23	52	35	47	16	10	10	42	31	8	8	13	11
ΔV	2.15	2.37	0.22	0.25	0.25	0.11	1.14	0.67	0.58	0.51	0.22	0.40	0.38	0.62	0.39
ΣΔV	2.15	4.52	4.74	4.99	4.77	4.88	5.66	6.33	6.91	7.42	7.64	7.31	7.69	8.31	8.70

PUNTO	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
N° Lote	---	2	700w	2	2+1c	200w	---	2	---	1+1c	2	1+1c	200w	2	1
I		1.52	1.33	1.52	2.28	0.38		1.52		1.52	1.52	1.52	0.38	1.52	0.76
ΣI	15.77	4.37	2.85	1.52	11.40	9.12	8.74	1.52	7.22	4.94	3.42	1.90	0.38	2.28	0.76
S	16	10	10	10	16	16	16	10	16	16	16	16	16	10	10
L	5	36	25	22	19	18	5	26	4	27	37	28	21	17	27
ΔV	0.17	0.50	0.23	0.11	0.46	0.35	0.09	0.13	0.06	0.28	0.27	0.11	0.02	0.12	0.06
ΣΔV	8.87	9.37	9.60	9.71	9.33	9.68	9.77	9.90	9.83	10.11	10.38	10.49	10.51	9.95	10.01



PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
NºLote	---	5	2	4	1+1c	1	1000w	---	3	2	3	---	1	2	1+1c
I		3.8	1.52	3.04	1.52	0.76	1.90		2.28	1.52	2.28		0.76	1.52	1.52
ΣI	29.07	12.54	8.74	7.22	4.18	2.66	1.90	16.53	3.80	1.52	12.73	10.45	2.28	1.52	8.17
S	16	10	10	10	10	10	10	16	10	10	16	16	10	10	16
L	47	28	35	37	49	28	92	43	20	23	37	152	17	30	27
ΔV	2.91	1.12	0.97	0.85	0.65	0.24	0.56	1.51	0.24	0.11	1.00	3.38	0.12	0.15	0.47
ΣΔV	2.91	4.03	5.00	5.85	6.50	6.74	7.30	4.42	4.66	4.77	5.42	8.80	8.92	9.07	9.27

PUNTO	16	17	18	19
NºLote	1,500w	2	2	1
I	2.85	1.52	1.52	0.76
MI	6.65	1.52	2.28	0.76
S	16	10	16	16
L	33	31	22	35
ΔV	0.47	0.15	0.11	0.06
ΣΔV	9.74	9.89	9.85	9.91

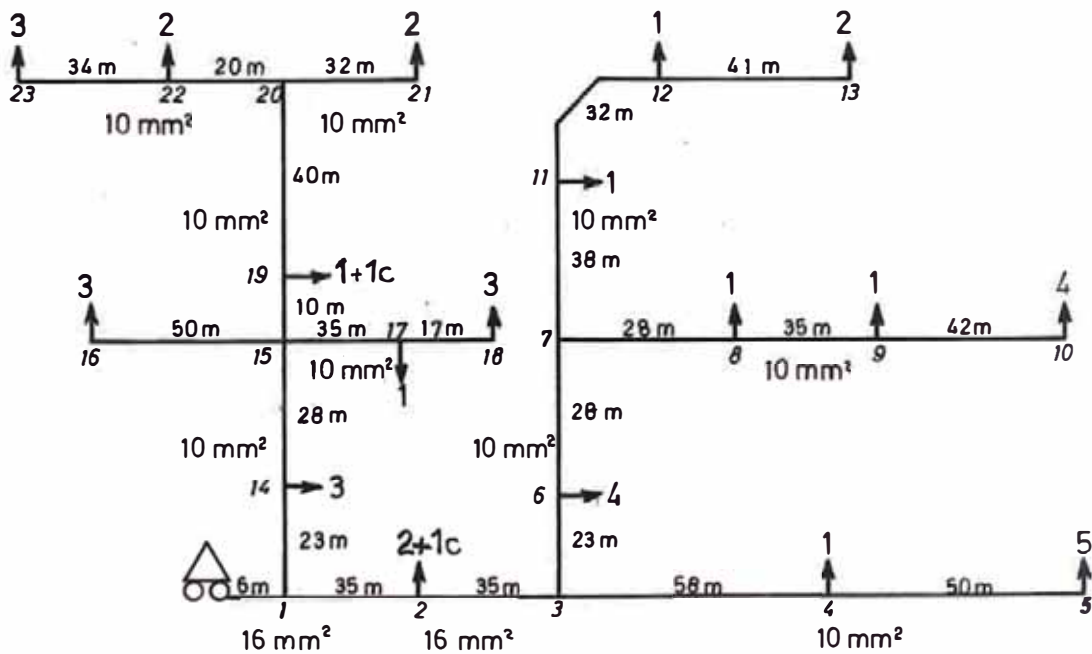
UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANON

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85



PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
NºLote	---	2+1c	---	1	5	4	---	1	1	4	1	1	2	3	---
I		2.28		0.76	3.80	3.04		0.76	0.76	3.04	0.76	0.76	1.52	2.28	
ΣI	31.92	17.48	15.20	4.56	3.80	10.64	7.60	4.56	3.80	3.04	3.04	2.28	1.52	14.44	12.16
S	16	16	16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
L	6	35	35	58	50	23	28	28	35	42	38	32	41	23	28
ΔV	0.41	1.30	1.13	0.84	0.60	0.78	0.67	0.41	0.42	0.41	0.37	0.23	0.20	1.06	2.55
ΣΔV	0.41	1.71	2.84	3.68	4.28	3.62	4.29	4.70	5.12	5.52	4.66	4.89	5.09	1.47	2.55

PUNTO	16	17	18	19	20	21	22	23
NºLote	3	1	3	1+1c	---	2	2	3
I	2.28	0.76	2.28	1.52		1.52	1.52	2.28
MI	2.28	3.04	2.28	6.84	5.32	1.52	3.80	2.28
S	10	10	10	10	10	10	10	10
L	50	35	17	10	40	32	20	34
ΔV	0.36	0.34	0.12	0.22	0.67	0.15	0.24	0.25
ΣΔV	2.91	2.89	3.01	2.77	3.44	5.59	3.68	3.93

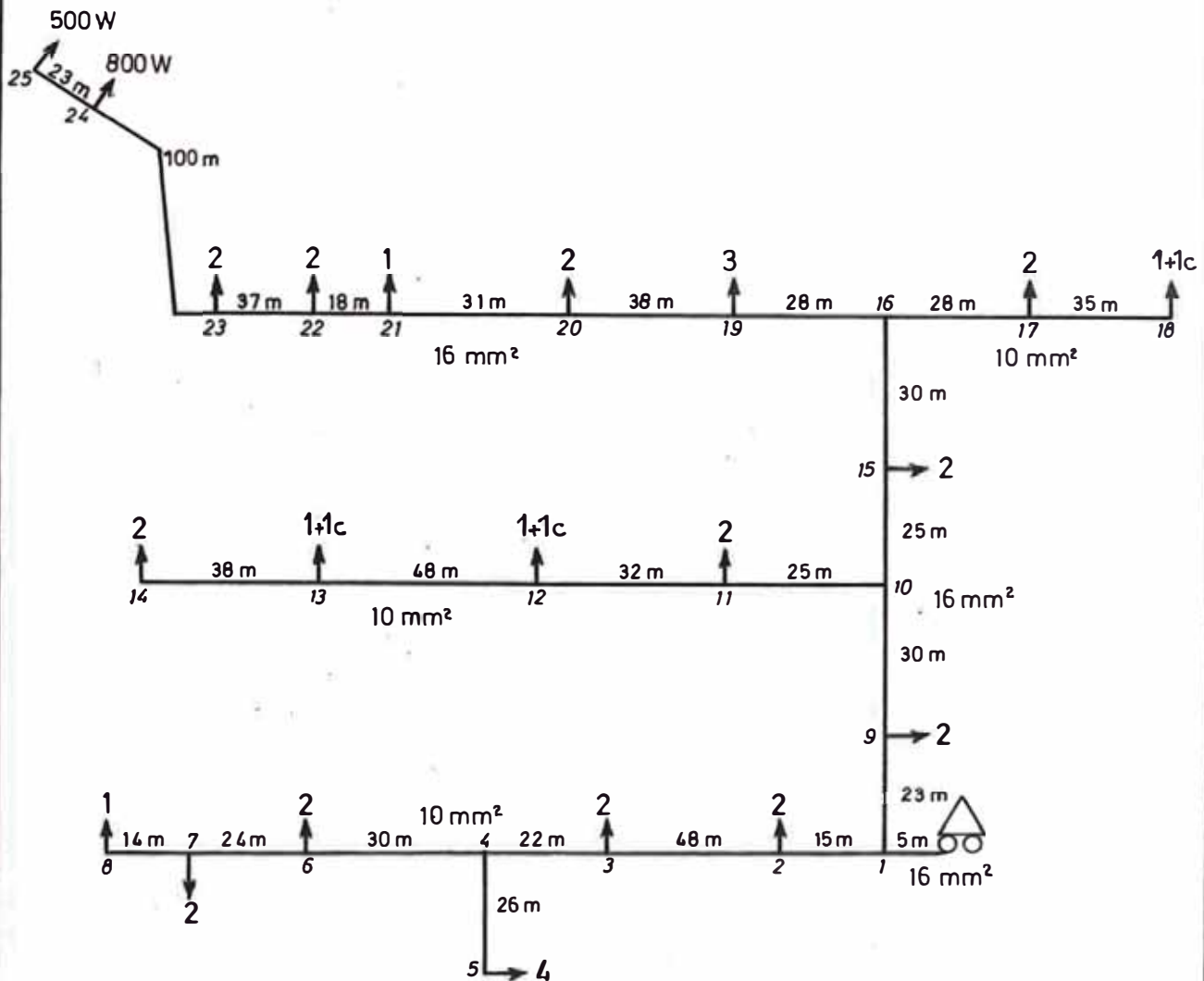
UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N

APROBO
ING. ROCANA

FECHA
MARZO 85



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

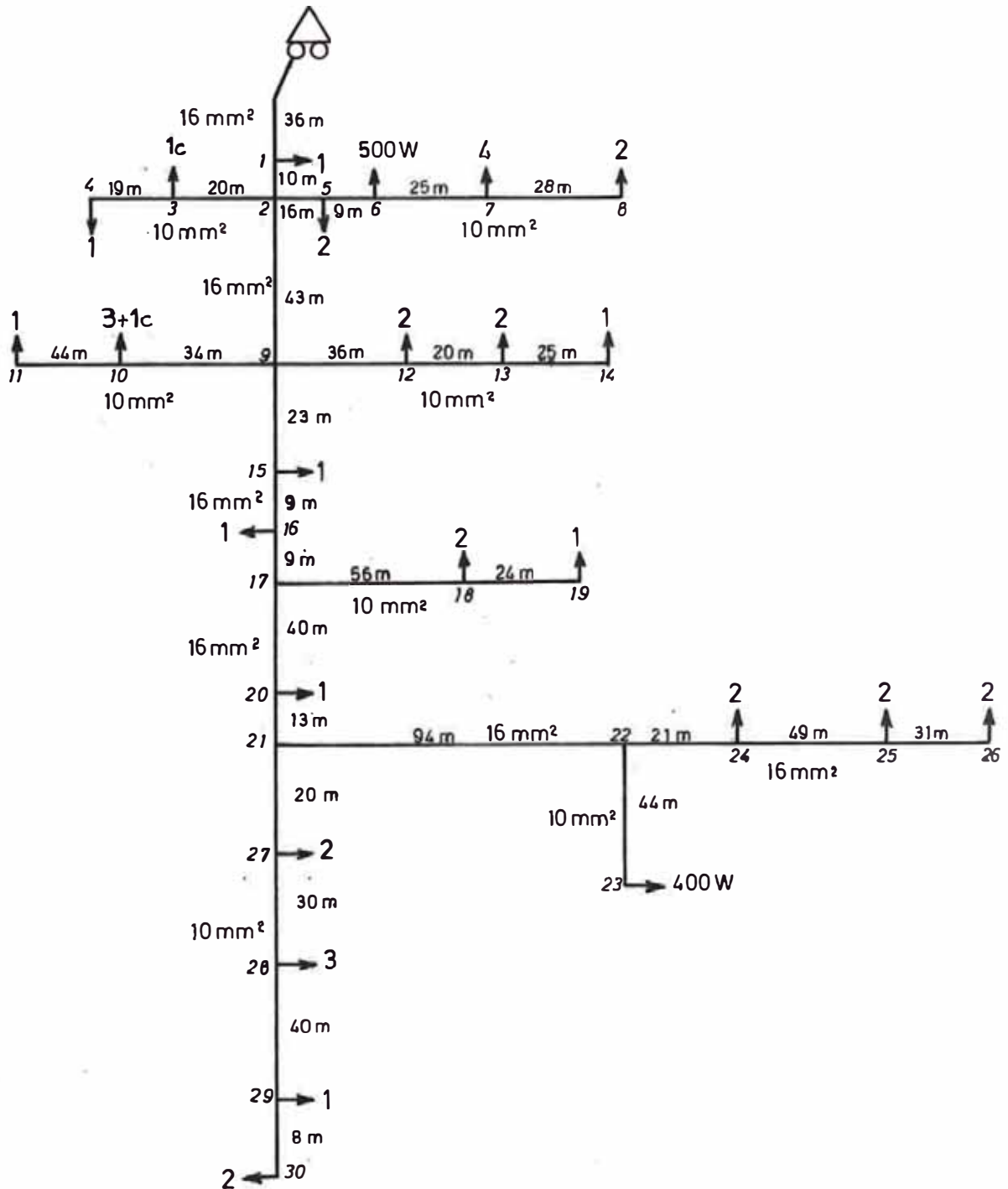
PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
NºLote	---	2	2	---	4	2	2	1	2	---	2	1+1c	1+1c	2	2
I		1.52	1.52		3.04	1.52	1.52	0.76	1.56		1.52	1.52	1.52	1.52	1.52
ΣI	3211	9.88	8.36	6.84	3.04	3.80	2.28	0.76	22.23	20.71	6.08	4.56	3.04	1.52	14.63
S	16	10	10	10	10	10	10	10	16	16	10	10	10	10	16
L	5	15	48	22	26	30	24	14	23	30	25	32	48	38	25
ΔV	0.34	0.47	1.27	0.48	0.25	0.36	0.17	0.03	1.09	1.32	0.48	0.46	0.46	0.18	0.78
ΣΔV	0.34	0.81	2.08	2.56	2.81	2.92	3.09	3.12	1.43	2.75	3.23	3.69	4.15	4.33	3.53

PUNTO	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
NºLote	---	2	1+1c	3	2	1	2	2	800w	500w
I		1.52	1.52	2.28	1.52	0.76	1.52	1.52	1.52	0.95
ΣI	1311	3.04	1.52	10.07	7.79	6.27	5.51	3.99	247	0.95
S	16	10	10	16	16	16	16	16	16	16
L	30	28	35	28	38	31	18	37	100	23
ΔV	0.84	0.27	0.17	0.60	0.63	0.41	0.21	0.31	0.53	0.05
ΣΔV	4.37	4.64	4.81	4.97	5.60	6.01	6.22	6.53	7.06	7.11

SUB-ESTACION Nº2
CIRCUITO 1

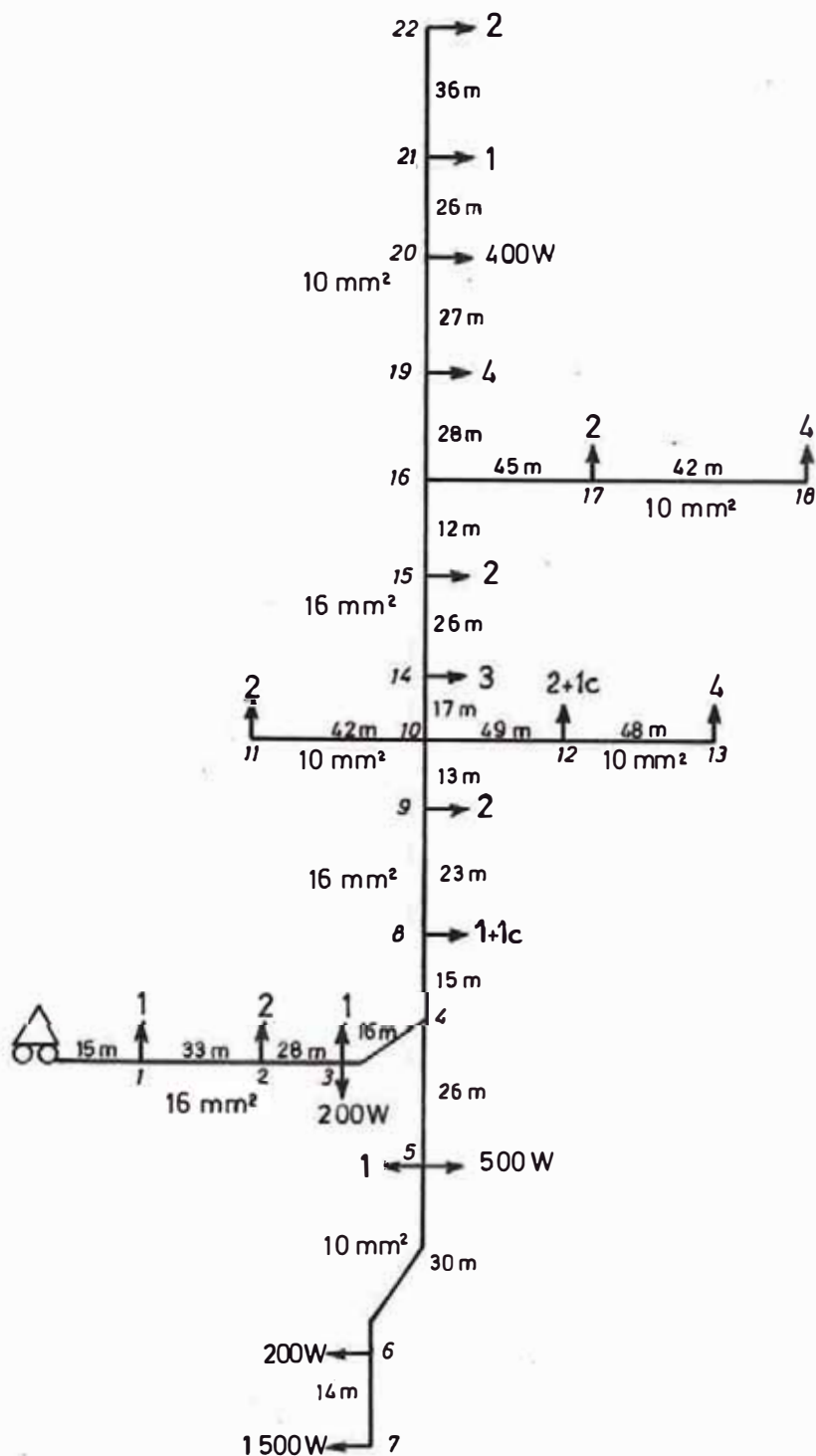
TESIS
DE GRADO

CUADRO
10



PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
N°Lote	1	---	1c	1	2	500w	4	2	---	3+1c	1	2	2	1	1
I	0.76		0.76	0.76	1.52	0.95	3.04	1.52		3.04	0.76	1.52	1.52	0.76	0.76
ΣI	32.87	32.11	1.52	0.76	7.03	5.51	4.56	1.52	23.56	3.80	0.76	3.80	2.28	0.76	0.76
S	16	16	10	10	10	10	10	10	16	10	10	10	10	10	16
L	36	10	20	19	16	9	25	28	43	34	44	36	20	25	23
ΔV	2.52	0.68	0.10	0.05	0.36	0.16	0.36	0.13	2.16	0.41	0.11	0.43	0.15	0.06	0.78
$\Sigma \Delta V$	2.52	3.20	3.30	3.35	3.56	3.72	4.08	4.21	5.36	5.77	5.88	5.79	5.94	6.00	6.14

PUNTO	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
N°Lote	1	---	2	1	1	---	---	400w	2	2	2	2	3	1	2
I	0.76		1.52	0.76				0.76	1.52	11.52	1.52	1.52	2.28	0.76	1.52
ΣI	15.20	14.44	2.28	0.76	12.16	11.40	5.32	0.76	4.56	3.04	1.52	6.08	4.56	2.28	1.52
S	16	16	10	10	16	16	16	10	16	16	16	10	10	10	10
L	9	9	56	24	40	13	94	44	21	49	31	20	30	40	8
ΔV	0.29	0.28	0.41	0.06	1.04	0.32	1.06	0.11	0.21	0.32	0.10	0.38	0.43	0.29	0.04
$\Sigma \Delta V$	6.43	6.71	7.12	7.18	7.75	8.07	9.13	9.24	9.34	9.66	9.76	8.45	8.88	9.17	9.21



PUNTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nº Lote	1	2	1+200w	---	1+500w	200w	1,500w	1+1c	2	---	2	2+1c	4	3	2
I	0.76	1.52	1.14		1.71	0.38	2.85	1.52	1.52		1.52	2.28	3.04	2.28	1.52
Σ I	32.68	31.92	30.40	29.26	4.94	3.23	2.85	24.32	22.80	21.28	1.52	5.32	3.04	14.44	12.16
S	16	16	16	16	10	10	10	16	16	16	10	10	10	16	16
L	15	33	28	16	26	30	14	15	23	13	42	49	48	17	26
ΔV	1.04	2.24	1.81	1.00	0.41	0.31	0.13	0.78	1.12	0.60	0.20	0.83	0.46	0.52	0.67
ΣΔV	1.04	3.28	5.09	6.09	6.50	6.81	6.94	6.87	7.99	8.59	8.79	9.42	9.88	9.11	9.78

PUNTO	16	17	18	19	20	21	22
Nº Lote	---	2	4	4	400w	1	2
I		1.52	3.04	3.04	0.76	0.76	1.52
Σ I	10.64	4.56	3.04	6.08	3.04	2.28	1.52
S	16	10	10	10	10	10	10
L	12	45	42	28	27	26	36
ΔV	0.27	0.65	0.41	0.54	0.26	0.19	0.17
ΣΔV	10.05	10.70	11.11	10.59	10.85	11.04	11.21

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N.

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

2.2.2.2 CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES

- CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES A UTILIZARSE

- Material : Cobre electrolítico, cableado 7 hilos, temple duro, con aislamiento de polietileno resistente a la intemperie.
- Módulo de elasticidad (E) : 12,650 kg/mm²
- Coefficiente de dilatación lineal (β) : $17 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
- Vano (d) : 35 m

CONDUCTOR	25mm ²	16mm ²	10mm ²
Sección (mm ²)	25	16	10
Peso total (kg/km)	260	165	105
Carga de Rotura mínima (kg)	992	621	391
Diámetro nominal exterior (mm)	8.85	6.70	5.67

- HIPOTESIS DE CALCULO

a) HIPOTESIS I

- Temperatura mínima : -15°C
- Velocidad máxima del viento (v) : 90 km/h
- Sin Hielo
- Coefficiente de Seguridad (CS) : 3

b) HIPOTESIS II

- Temperatura media : 10°C
- Presión de Viento : Nula
- Coefficiente de TCD : 26%

c) HIPOTESIS III

- Temperatura : 40°C
- Presión del viento : Nula

Utilizando la ecuación de Truxa en forma similar al cálculo efectuado para la red primaria, se ha elaborado los tres cuadros mostrados a continuación.

C O N D U C T O R 25 mm ²		
-15°C Con viento	Peso Resultante (W _{r1}) Kg/m	0.3977
	Peso específico por área (G1) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0159
	Tiro (T ₁) kg	330.7
	Esfuerzo (P ₁) kg/mm ²	13.2
	Flecha (F ₁) m	0.184
10°C Sin viento	Peso Resultante (W _{r2}) kg/m	0.260
	Peso específico por área (G2) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0104
	Tiro (T ₂) kg	199.6
	Esfuerzo (P ₂) kg/mm ²	7.985
	Tensión de cada día (TCD) %	20
	Flecha (F ₂) m	0.199
40°C Sin viento	Peso Resultante (W _{r3}) kg/m	0.260
	Peso específico por área (G3) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0104
	Tiro (T ₃) kg	106.5
	Esfuerzo (P ₃) kg/mm ²	4.26
	Flecha (F ₃) m	0.374

C O N D U C T O R 16 mm ²		
-15°C Con viento	Peso Resultante (W _{r1}) kg/m	0.2813
	Peso específico por área (G1) $\frac{kg}{mm^2 \times m}$	0.0176
	Tiro (T ₁) kg	207
	Esfuerzo (P ₁) kg/mm ²	12.9
	Flecha (F ₁) m	0.208
10°C Sin viento	Peso Resultante (W _{r2}) kg/m	0.165
	Peso específico por área (G2) $\frac{kg}{mm^2 \times m}$	0.0103
	Tiro (T ₂) kg	120.48
	Esfuerzo (P ₂) kg/mm ²	7.53
	Tensión de cada día (TCD) %	19.4
	Flecha (F ₂) m	0.210
40°C Sin viento	Peso Resultante (W _{r3}) kg/m	0.165
	Peso específico por área (G3) $\frac{kg}{mm^2 \times m}$	0.0103
	Tiro (T ₃) kg	64.8
	Esfuerzo (P ₃) kg/mm ²	4.05
	Flecha (F ₃) m	0.390

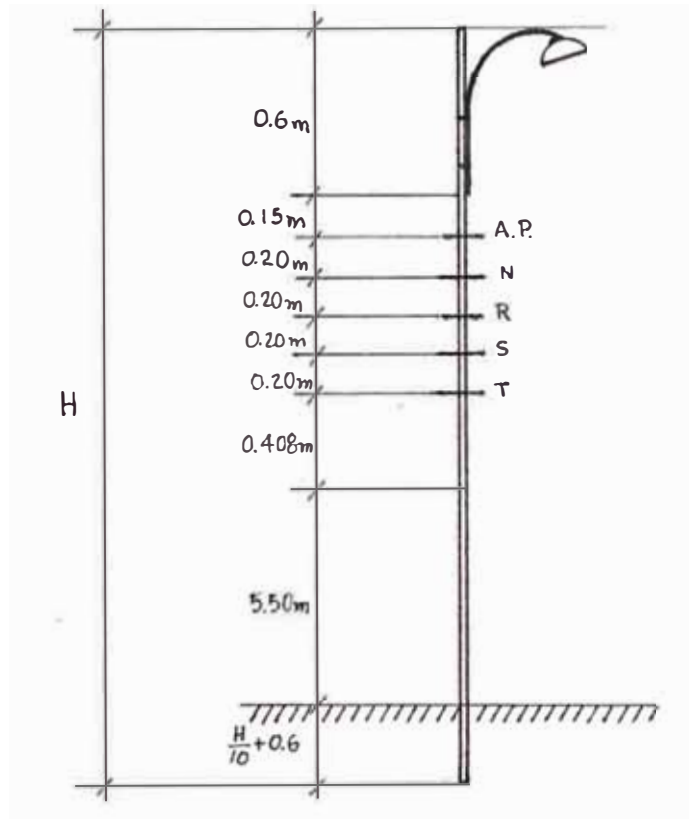
C O N D U C T O R 10 mm ²		
-15°C Con viento	Peso resultante (Wr ₁)kg/m	0.2197
	Peso específico por área (G1) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0219
	Tiro (T ₁)kg	130.3
	Esfuerzo (P ₁)kg/mm ²	13.0
	Flecha (F ₁)m	0.258
10°C Sin viento	Peso resultante (Wr ₂)kg/m	0.105
	Peso específico por área (G2) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0105
	Tiro (T ₂)kg	71.75
	Esfuerzo (P ₂) kg/mm ²	7.175
	Tensión de cada día (TCD) %	18.3
	Flecha (F ₂)m	0.224
40°C Sin viento	Peso resultante (Wr ₃)kg/m	0.105
	Peso específico por área (G3) $\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2 \times \text{m}}$	0.0105
	Tiro (T ₃) kg	39.4
	Esfuerzo (P ₃) kg/mm ²	3.94
	Flecha (F ₃) m	0.408

2.2.2.3 CALCULO MECANICO DE SOPORTES

- Selección de Longitud

Altura mínima del conductor inferior, al piso: 5.5m

Longitud libre para flecha : 0.408m



$$H = \frac{H + 0.6 + 5.5 + 0.408 + 0.80 + 0.15 + 0.60}{10}$$

10

$$H = 8.953m$$

Escogemos postes de 9m

- CALCULO DE ESFUERZOS

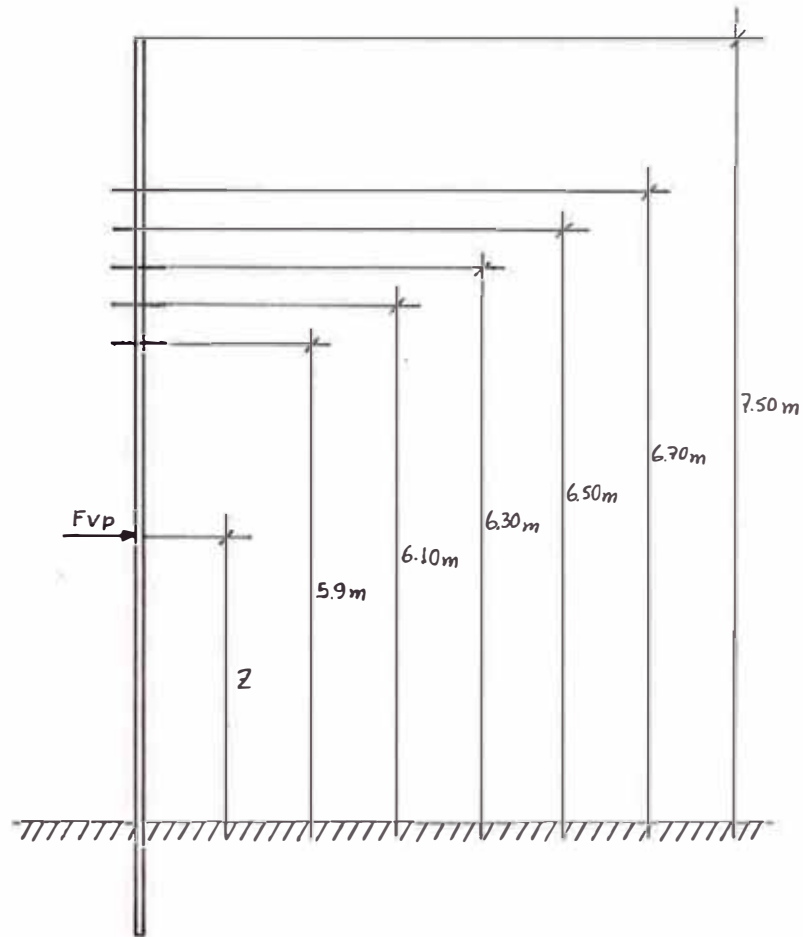
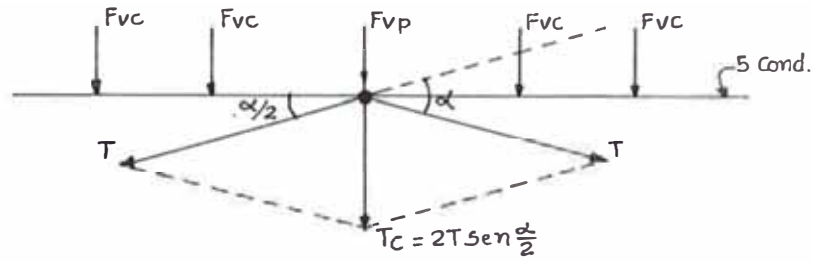
Cargas a soportar

F_{vp} = Fuerza del viento sobre el poste

F_{vc} = Fuerza del viento sobre el conductor

T = Tiro del conductor

R_c = Esfuerzo debido a cargas verticales



* Fuerza del viento sobre el poste (Fvp)

$$F_{vp} = P_v \times \Delta P_v$$

Siendo :

P_v = Presión del viento : 34 kg/m^2

$$\Delta P_v = \frac{h_i \times (D_b + D_v)}{2} \quad \text{Area del poste expuesto al viento}$$

h_i = Largo útil 7.50m

D_b = Diámetro de la línea de tierra del Poste

D_v = Diámetro del vértice del poste

Según Normas Itintec Cuadro N° 6.

Para postes de 9m de longitud, clase 7, Grupo D.

se tiene:

$$Cb=63\text{cm} : Db=20\text{cm}$$

$$Cv=38\text{cm} : Dv=12\text{cm}$$

$$\Delta Pv = \frac{7.5 \times 0.20 + 1.2}{2} = 1.2\text{m}^2 : Fvp=34 \times 1.2=40.8 \text{ kgs}$$

Punto de aplicación de Fvp (Z)

$$Z = \frac{h_i \times Db + 2Dv}{3 \times Db + Dv}$$

$$Z = \frac{7.5}{3} \times \frac{0.2 + 2 \times 0.12}{0.2 + 0.12} = 3.44\text{m}$$

* Fuerza del viento sobre los conductores (Fvc)

$$Fvc = d \times \emptyset \times Pv \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

Donde:

$$d = \text{vano medio} : 35\text{m}$$

\emptyset = diámetro de los conductores

Caso más desfavorable : $(5 \times 25\text{mm}^2)$

$$Fvc = 35 \times 0.00885 \times 34 \times \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$Fvc = 10.53 \cos \frac{\alpha}{2}$$

* Fuerza de tracción de los conductores (Tc)

$$Tc = 2T \sin \frac{\alpha}{2}$$

siendo:

T = Tiro del conductor en la hipótesis de templado
: 199.6kg

$$Tc = 399.2 \sin \frac{\alpha}{2}$$

* Fuerza total sobre los conductores (Fc)

$$Fc = Fvc + Tc$$

$$Fc = 10.53 \cos \frac{\alpha}{2} + 399.2 \sin \frac{\alpha}{2}$$

MOMENTOS ACTUANTES

Mvp = Momento debido al viento sobre el poste

Mvc = Momento debido al viento sobre los conductores.

M = Momento actuante

* Momento debido al viento sobre el poste (Mvp)

$$Mvp = Fvp \times Z$$

$$M_{vp} = 40.8 \times 3.44 = 140.35 \text{ kg-m}$$

* Momento debido al viento sobre los conductores (M_{vc})

$$M_{vc} = F_c (5.9 + 6.10 + 6.30 + 6.50 + 6.70) = 31.5 F_c$$

$$M_{vc} = 31.5 \left(10.53 \cos \frac{\alpha}{2} + 399.2 \sin \frac{\alpha}{2} \right)$$

$$M_{vc} = 331.7 \cos \frac{\alpha}{2} + 12,574.8 \sin \frac{\alpha}{2}$$

* Momento actuante

$$M = M_{vp} + M_{vc}$$

$$M = 140.35 + 331.7 \cos \frac{\alpha}{2} + 12,574.8 \sin \frac{\alpha}{2} \quad \text{kg-m}$$

El coeficiente de trabajo (R_v) de la madera en la sección de falla (empotramiento) por flexión, se obtiene con la siguiente fórmula:

$$R_v = \frac{10M}{d^3} \text{ kg/mm}^2$$

M = Momento flector en kg.m.

d = Diámetro del poste en tierra : cm

El esfuerzo debido a cargas verticales (R_c) en la sección de empotramiento se halla por la fórmula siguiente:

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + \frac{K h_i^2 S}{m I} \right)$$

P = Suma de cargas verticales (kg)

K = 0.02 coeficiente para madera

S = Sección en el empotramiento : mm^2

h_i = Largo útil : 7.5m

m = Coeficiente de fijación : 0.25 cuando un extremo está empotrado y el otro libre.

$$I = \frac{\pi}{64} d^4 \quad \text{Momento de inercia en la sección de empotramiento : cm}^4$$

P = Peso del poste libre + peso de conductores (25mm^2) + peso de accesorios + peso operario.

$$P = 290 \text{ kg} + 0.26 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \times 35 \text{ m} \times 5 + 15 \text{ kg} + 70 \text{ kg} = 420.5 \text{ kg}$$

$$I = \frac{\pi}{64} \times 20^4 = 7,854 \text{ cm}^4$$

$$S = \frac{\pi}{4} \times 20^2 = 314.16 \text{ cm}^2 = 31,416 \text{ mm}^2$$

Reemplazando se tiene:

$$R_c = \frac{466}{31,416} \left(1 + 0.002 \times \frac{7.5^2 \times 31,416}{0.25 \times 7,854} \right) = 0.254 \text{ kg/mm}^2$$

$$R_c = 25.4 \text{ kg/cm}^2$$

α	M kg-m	Rv kg/cm ²	R Total Rv+Rc (kg/cm ²)
0	472.05	59.0	84.4
5	1,019.29	127.4	152.8
10	1,566.75	195.8	221.2
20	2,650.60	331.3	356.7
30	3,715.34	464.4	489.8
60	6,715.00	839.4	864.8

Se usarán retenidas para ángulos mayores de 5° porque el poste de 9m, clase 7, grupo D tiene un esfuerzo máximo a la flexión de 600 kg/cm²; con CS=3 se tiene 200 kg/cm² (Esfuerzo de trabajo)

R Total debe ser menor de 200 kg/cm² para no usar retenidas.

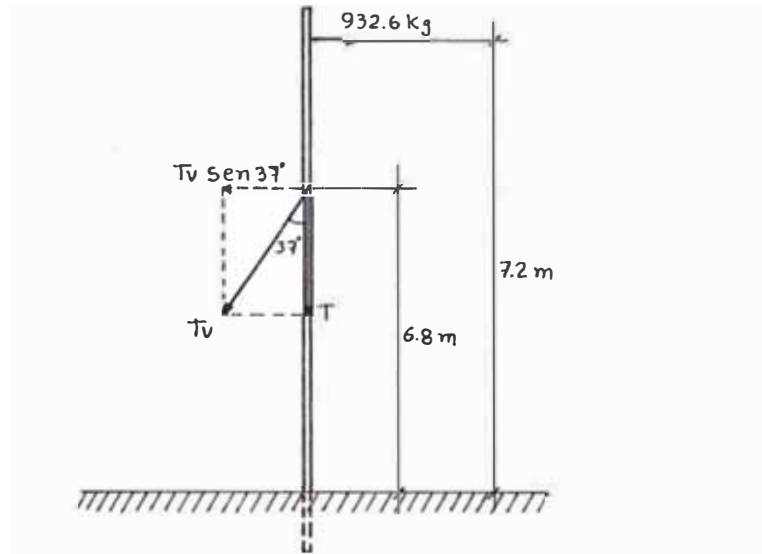
* Poste con retenida de la red secundaria

La acción de la retenida anulará las fuerzas horizontales creando un esfuerzo vertical mayor sobre el poste, se analizará el caso de ángulo de línea de 60°. Esfuerzo en la punta (X). Referido a 30 cm de la cogollera.

$$X = M \quad h_e = \text{Largo activo} : 7.2 \text{ m}$$

h_e

$$X = \frac{6,715}{7.2} = 932.6 \text{ kg}$$



$$\Sigma M_o = 0$$

$$T_v \text{ sen } 37^\circ \times 6.8 = \frac{932.6 \times 7.2}{M}, T_v = 1645.7 \text{ kg (Fuerza en la retenida)}$$

$$T = T_v \cos 30^\circ = 1645.7 \times \cos 37^\circ = 1,316.6 \text{ kg}$$

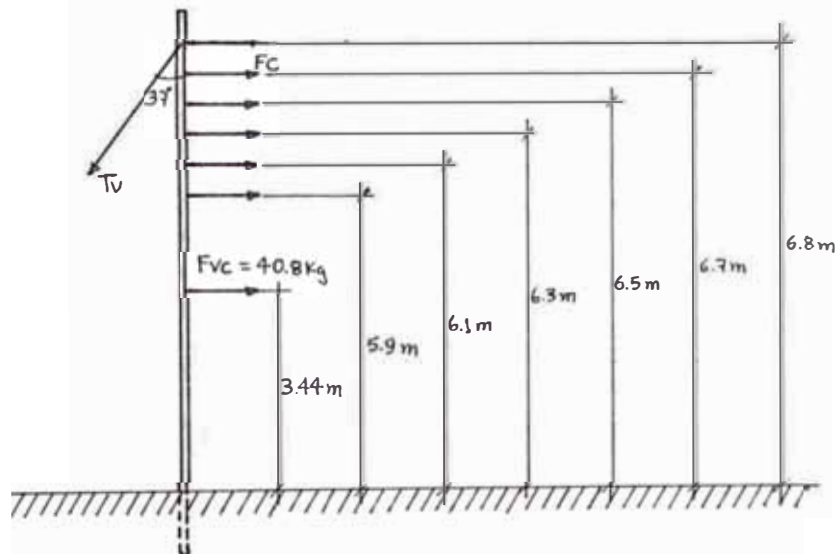
Esfuerzo por pandeo debido a las cargas verticales

$$P = 420.5 + 1,316.6 = 1,737.0 \text{ kg}$$

$$R_c = 0.06P = 0.06 \times 1,737$$

$$R_c = 104.2 \text{ kg/cm}^2 < 200 \text{ kg/cm}^2$$

* Retenida para ángulo de $60^\circ - 90^\circ$



$$\Sigma M_o = 0$$

$$T_v \text{ sen } 37^\circ \times 6.8 = F_c (6.7 + 6.5 + 6.3 + 6.1 + 5.9) + 40.8 \times 3.44$$

$$4.08 T_v = 31.5 \times \left(\frac{10.53 \cos \alpha + 399.2 \text{ sen } \alpha}{2} \right) + 140.352$$

Para $\alpha = 90^\circ$

$$4.08T_v = 9,266.6$$

$$T_v = 2,271.2 \text{ kg}$$

$$\text{Componente vertical (T): } T = T_v \cos 37^\circ = 1,816.97$$

El esfuerzo por pandeo (R_c) será:

$$P = 420.5 + 1,816.97 = 2,237.47 \text{ kg}$$

$$R_c = 2,237.47 \times 0.06 = 134.24 \text{ kg/cm}^2 < 200 \text{ kg/cm}^2$$

* Poste Terminal

De la figura anterior para $\alpha = 180^\circ$ se tiene:

$$4.08T_v = 31.5 \times 399.2 + 140.352$$

$$T_v = 3,116.45 \text{ kg}$$

$$\text{Componente vertical (T): } T = T_v \cos 37^\circ = 2,493 \text{ kg}$$

Esfuerzo por pandeo (R_c)

$$P = 2,493 + 420.5 = 2,913.5 \text{ kg}$$

$$R_c = 2,913.5 \times 0.06 = 174.81 \text{ kg/cm}^2 < 200 \text{ kg/cm}^2$$

CONCLUSION

Se usará postes de 9m con esfuerzo máximo de flexión de 600 kg/cm^2

Hasta 5° sin retenida

De $5^\circ - 90^\circ$ con retenida y

Poste terminal con retenida.

2.2.2.4 SELECCION DE AISLADORES

- AISLADORES TIPO CARRETE PARA RED SECUNDARIA

Condiciones de operación

Tensión nominal entre líneas : 380/220V

Altitud : 3,600msnm

Temperatura máxima ambiental : 40°C

Contaminación ambiental : Nula

Mayor conductor que soporta : 25 mm^2

Tensión mínima de flameo (U_c)

$$U_c = 4U + 1,000$$

Siendo:

$$U = 380 \times 1.325 = 503.5 \text{ V (corrección por altura)}$$

$$U_c = 4 \times 503.5 + 1,000$$

$$U_c = 3,014 \text{ V}$$

Deberá contener en su ranura un conductor de diámetro total igual a 8.85 mm

Carga de rotura mecánica :

Fuerza debido al viento sobre el conductor de Cu-25mm² en ángulo de línea de 60°

$$F_{vc} = \frac{d \times \phi \times P_v \times c \cdot s_{\alpha}}{2} = \frac{35 \times 0.00885 \times 34 \times \cos 30^{\circ}}{2}$$

$$F_{vc} = 9.12 \text{ kg}$$

Componente debido al tiro del conductor

$$T_c = \frac{2T_x \sin \alpha}{2} = \frac{2 \times 330.7 \sin 30^{\circ}}{2} = 330.7 \text{ kg}$$

$$F_{\max} = F_{vc} + T_c = 9.12 + 330.7 = 340 \text{ kg}$$

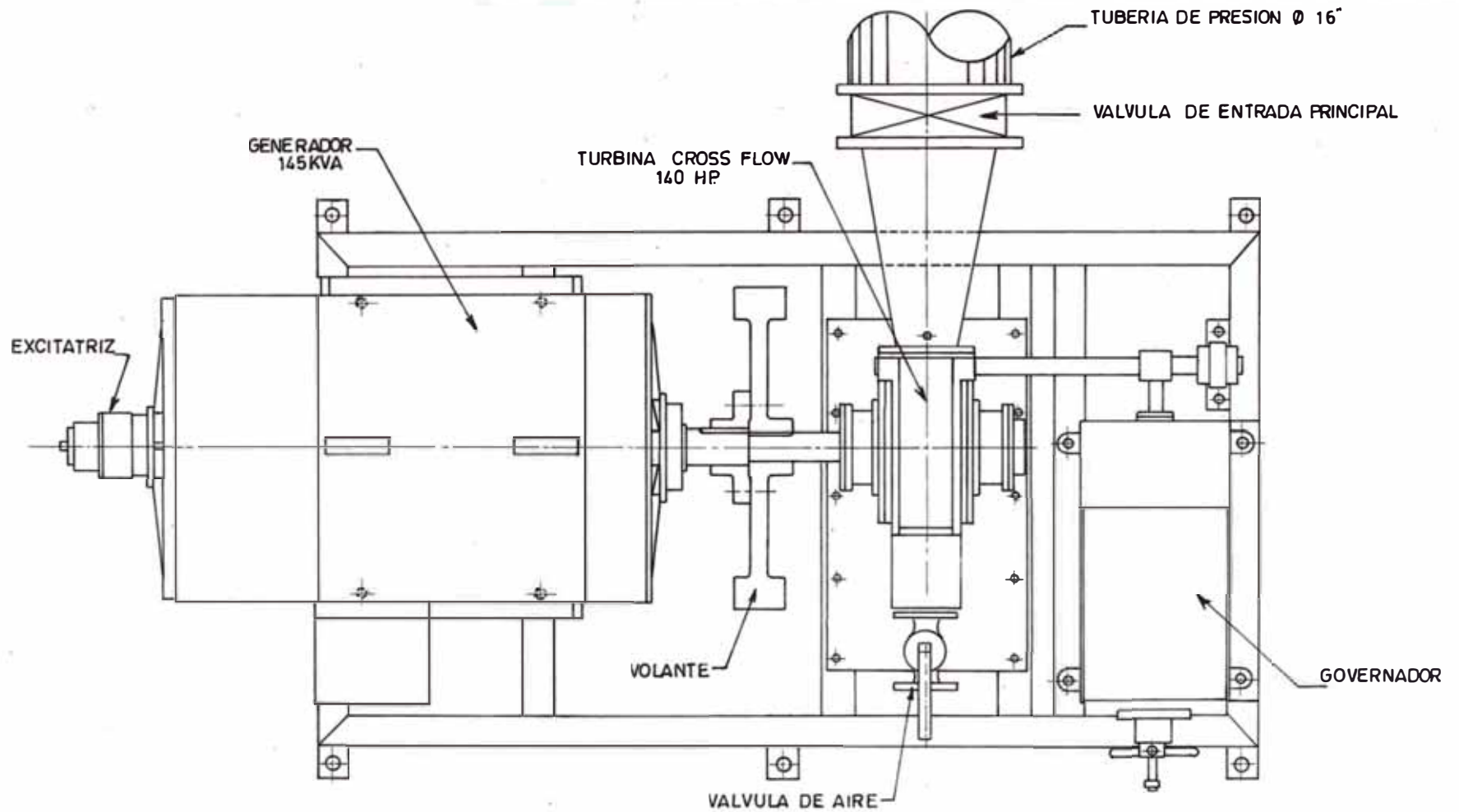
Carga de rotura del aislador con CS=3

$$Q_{rot} = 340 \times 3 = 1,020 \text{ kg}$$

CENTRAL HIDROELECTICA ANDAGUA
TURBINA - GENERADOR VISTA DE PLANTA

TESIS
DE GRADO

LAMINA
25



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO:
ELIAS CANO N.

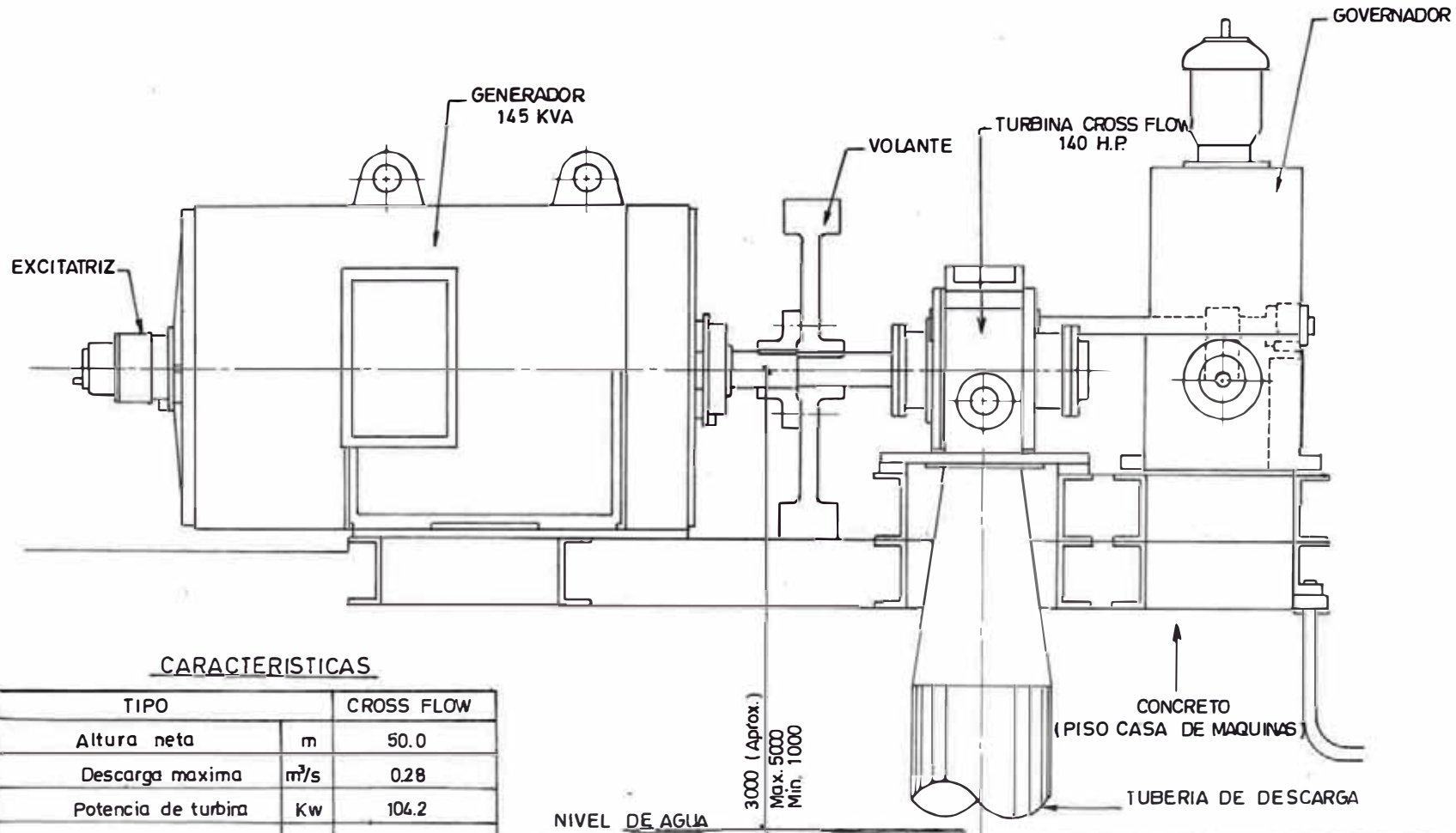
APROBO:
ING. R OCAÑA

FECHA:
MARZO 85

CENTRAL HIDROELECTICA ANDAGUA
TURBINA - GENERADOR VISTA DE FRENTE

TESIS
DE GRADO

LAMINA
26



CARACTERISTICAS

TIPO		CROSS FLOW
Altura neta	m	50.0
Descarga maxima	m ³ /s	0.28
Potencia de turbina	Kw	104.2
Velocidad	rpm	900

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO .

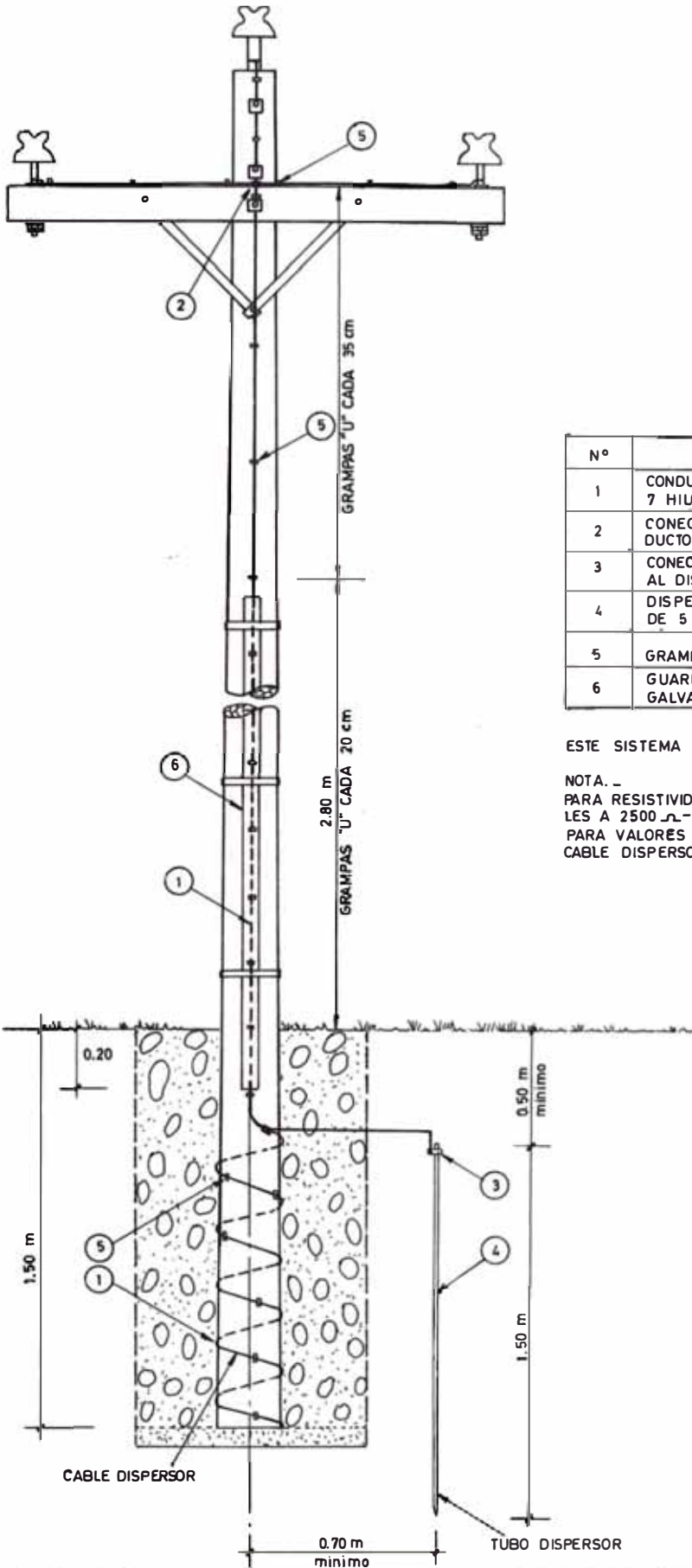
ELIAS CANO N.

APROBO:

ING. R. OCAÑA

FECHA:

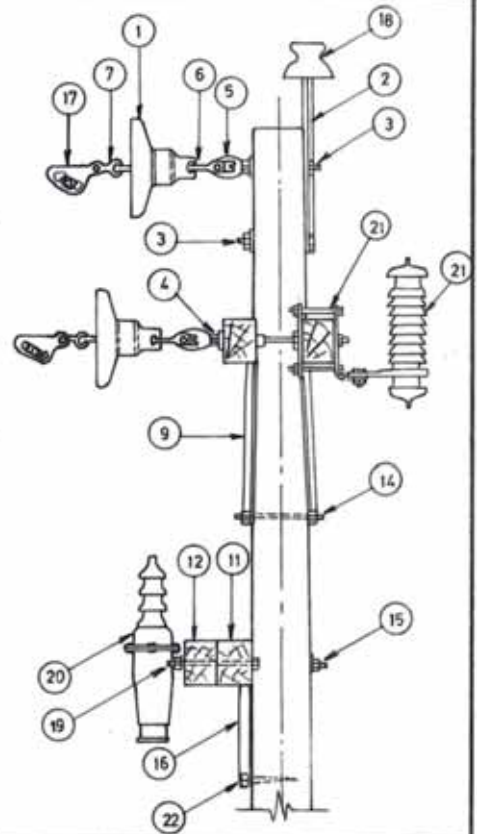
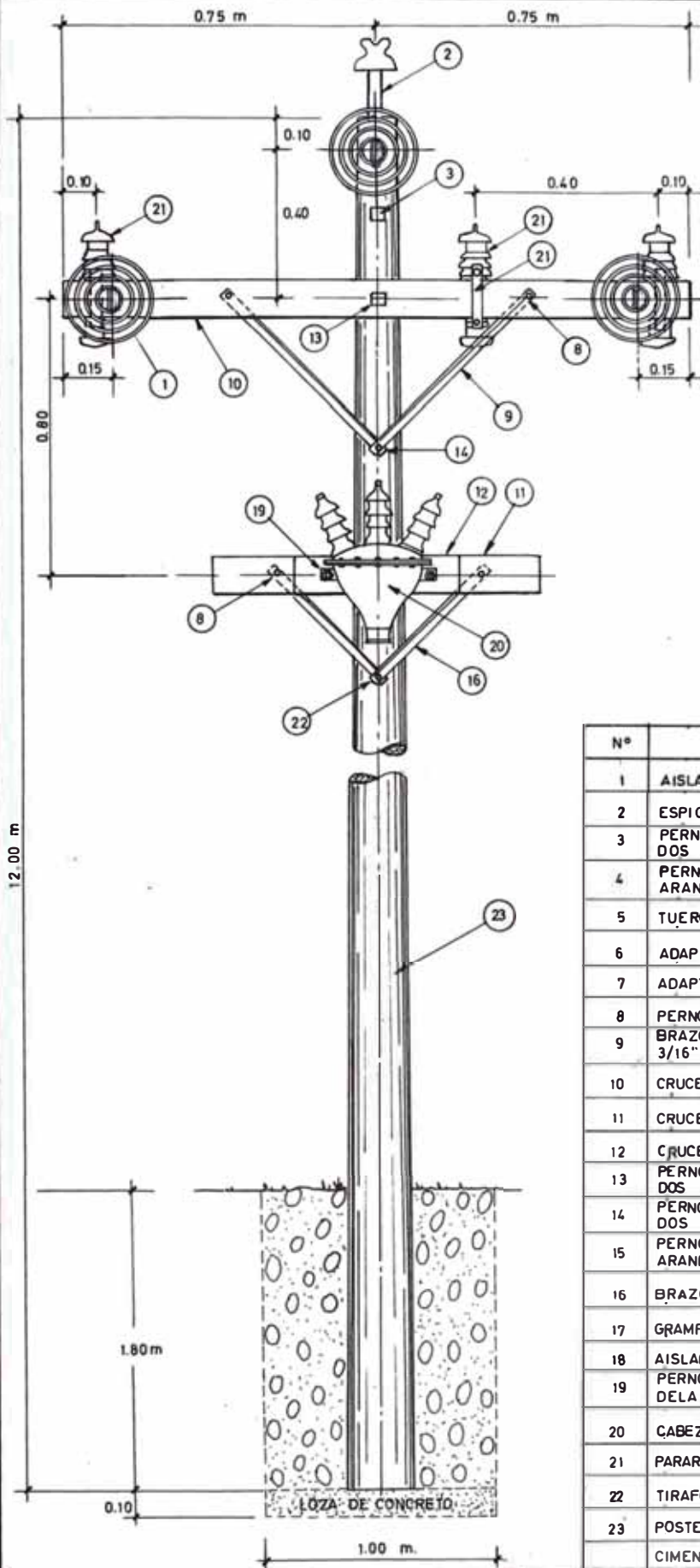
MARZO 85



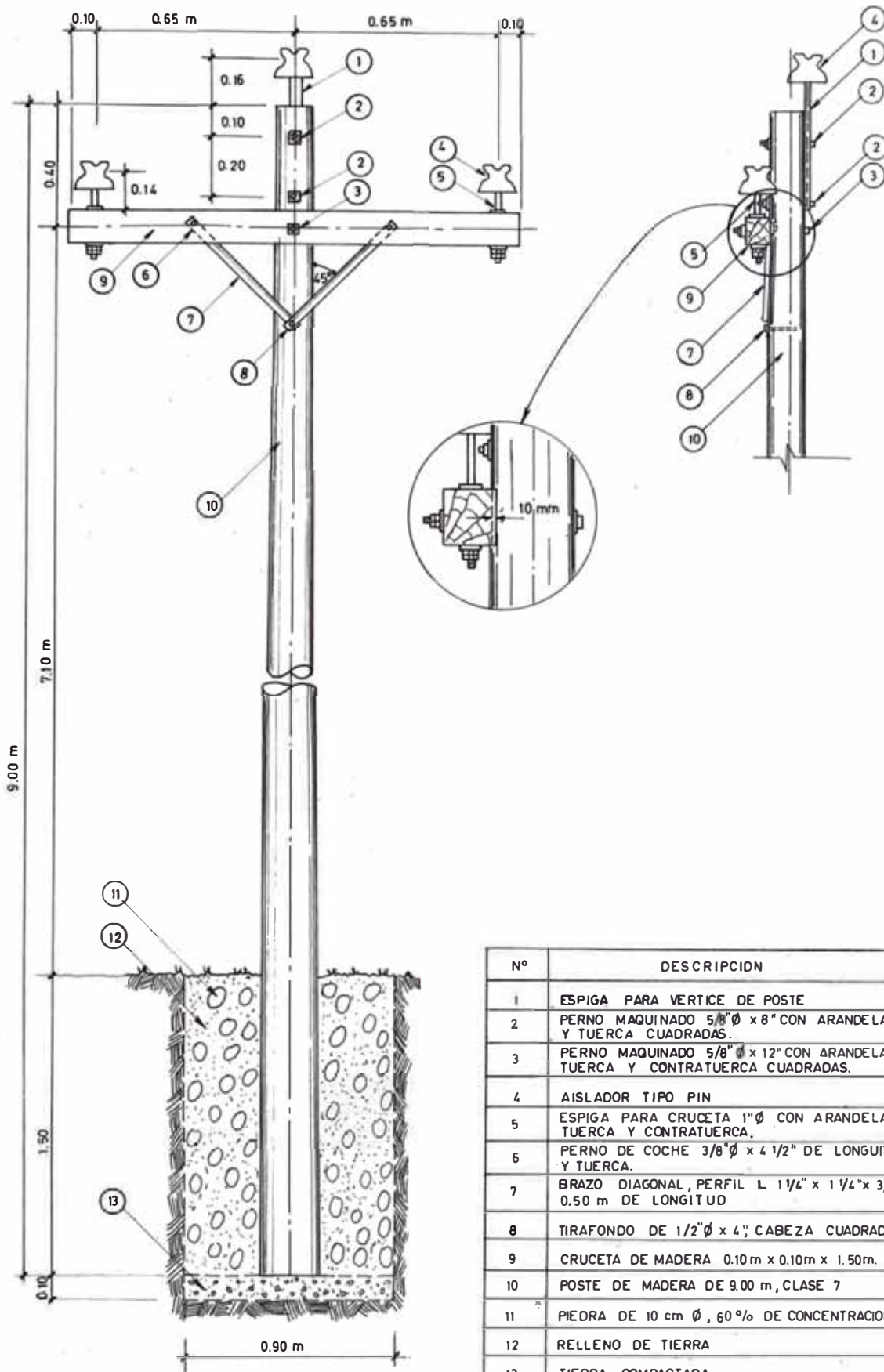
Nº	DESCRIPCION	CANT.
1	CONDUCTOR DE COBRE DE 25 mm ² , CABLEADO 7 HILOS, TEMPLE SEMIDURO.	16 m
2	CONECTOR DE DOBLE VIA EN CRUZ PARA CONDUCTOR DE COBRE DE 25 mm ²	1
3	CONECTOR DE UNION DEL CABLE DE COBRE AL DISPERSOR	1
4	DISPERSOR : TUBO DE FIERRO GALVANIZADO DE 5 cm Ø x 1.50 m	1
5	GRAMPA "U" PARA FIJAR EL CABLE AL POSTE	40
6	GUARDACABLE : MEDIACAÑA DE PLANCHA GALVANIZADA DE 3" Ø Y 2.50 m.	1

ESTE SISTEMA ES VALIDO PARA TODOS LOS ENSAMBLES CON 10 KV

NOTA. -
 PARA RESISTIVIDADES ESPECIFICAS DEL TERRENO MENORES O IGUALES A 2500 Ω-cm. SE USARA UNICAMENTE EL CABLE DISPERSOR.
 PARA VALORES MAYORES DE RESISTIVIDAD SE USARA, ADEMAS DEL CABLE DISPERSOR, EL TUBO DISPERSOR.



N°	DESCRIPCION	CANT.
1	AISLADOR TIPO SUSPENSION	3
2	ESPIGA PARA VERTICE DE POSTE	1
3	PERNO DE DOBLE ARMADO 5/8" Ø x 8" CON DOS ARANDELAS Y TUERCAS.	2
4	PERNO DE DOBLE ARMADO 5/8" Ø x 14" CON 4 ARANDELAS Y 4 TUERCAS.	2
5	TUERCA OJO PARA PERNO DE 5/8"	3
6	ADAPTADOR BOLA - HORQUILLA	3
7	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO	3
8	PERNO DE COCHE 3/8" Ø x 4 1/2" Y TUERCA.	6
9	BRAZO DIAGONAL, PERFIL L 1 1/4" x 1 1/4" x 3/16" x 0.70m	4
10	CRUCETA DE MADERA 0.10m x 0.10m x 1.50m.	2
11	CRUCETA DE MADERA 0.10m x 0.10m x 1.00m	2
12	CRUCETA DE MADERA 0.10m x 0.10m x 0.50m	1
13	PERNO DE DOBLE ARMADO 5/8" Ø x 14" CON DOS ARANDELAS Y DOS TUERCAS.	1
14	PERNO DE DOBLE ARMADO 1/2" Ø x 8" CON DOS TUERCAS.	1
15	PERNO DE MAQUINA 5/8" Ø x 15" CON DOS ARANDELAS Y TUERCA.	1
16	BRAZO DIAGONAL, PERFIL 1 1/4" x 1 1/4" x 0.50m	2
17	GRAMPA DE ANCLAJE TIPO UNIVERSAL	3
18	AISLADOR TIPO PIN	1
19	PERNO DE MAQUINA 1/2" Ø x 10" CON ARANDELA Y TUERCA.	2
20	CABEZA TERMINAL PARA 10 Kv	1
21	PARARRAYO Y ABRAZADERA DE MONTAJE	3
22	TIRAFONDO 1/2" Ø x 4", CABEZA CUADRADA.	1
23	POSTE DE MADERA DE 12.00m, CLASE 6.	1
	CIMENTACION IGUAL AL ENSAMBLE E2	



Nº	DESCRIPCION	CANT.
1	ESPIGA PARA VERTICE DE POSTE	1
2	PERNO MAQUINADO 5/8" Ø x 8" CON ARANDELA Y TUERCA CUADRADAS.	2
3	PERNO MAQUINADO 5/8" Ø x 12" CON ARANDELAS, TUERCA Y CONTRATUERCA CUADRADAS.	1
4	AISLADOR TIPO PIN	3
5	ESPIGA PARA CRUCETA 1" Ø CON ARANDELA TUERCA Y CONTRATUERCA.	2
6	PERNO DE COCHE 3/8" Ø x 4 1/2" DE LONGITUD Y TUERCA.	2
7	BRAZO DIAGONAL, PERFIL L 1 1/4" x 1 1/4" x 3/16" x 0.50 m DE LONGITUD	2
8	TIRAFONDO DE 1/2" Ø x 4"; CABEZA CUADRADA.	1
9	CRUCETA DE MADERA 0.10 m x 0.10 m x 1.50 m.	1
10	POSTE DE MADERA DE 9.00 m, CLASE 7	1
11	PIEDRA DE 10 cm Ø, 60% DE CONCENTRACION.	
12	RELLENO DE TIERRA	
13	TIERRA COMPACTADA.	

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA.

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO :

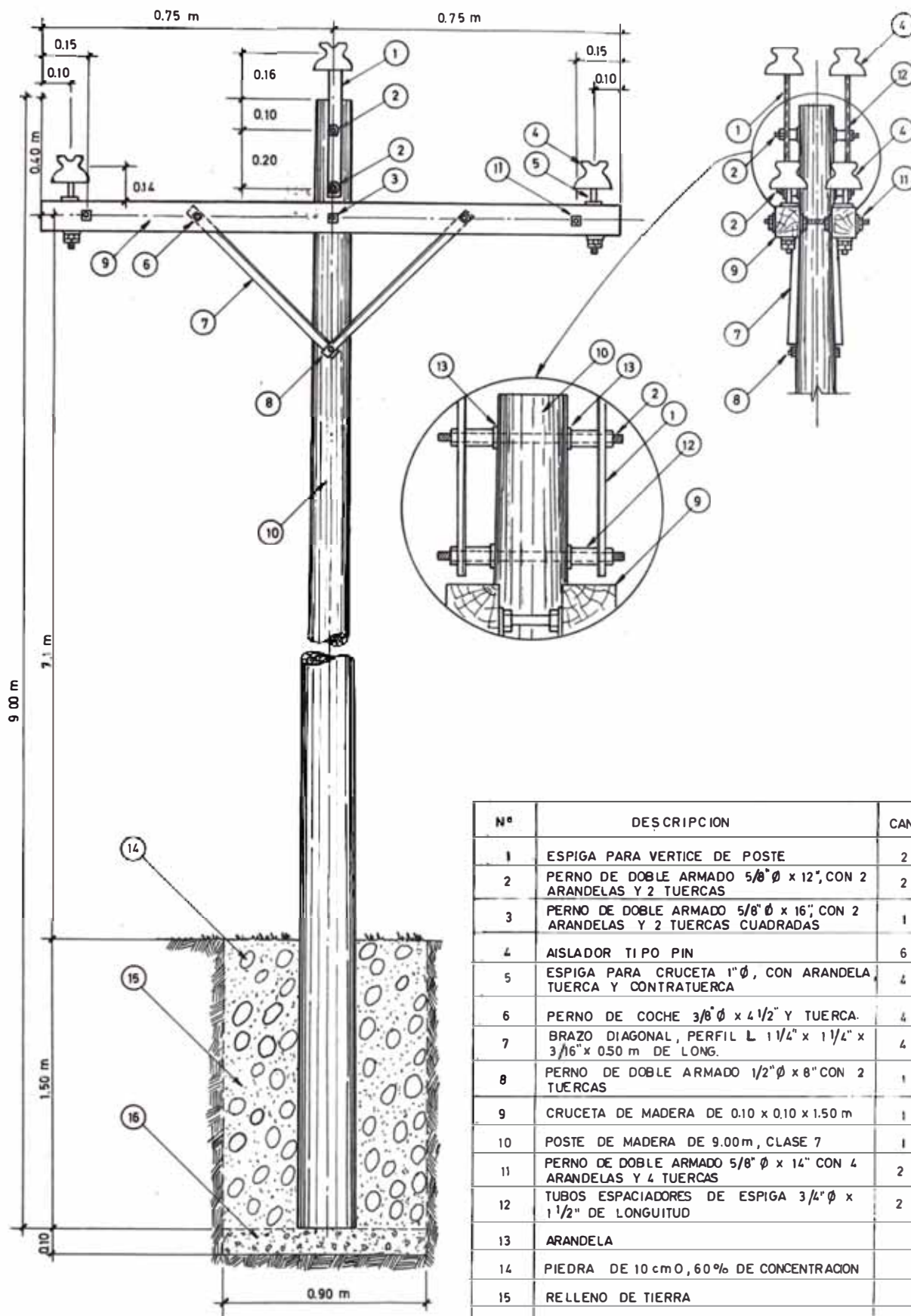
ELIAS CANO N.

APROBO :

ING. R. ÓCAÑA

FECHA :

MARZO 85



Nº	DESCRIPCION	CANT.
1	ESPIGA PARA VERTICE DE POSTE	2
2	PERNO DE DOBLE ARMADO 5/8" Ø x 12", CON 2 ARANDELAS Y 2 TUERCAS	2
3	PERNO DE DOBLE ARMADO 5/8" Ø x 16", CON 2 ARANDELAS Y 2 TUERCAS CUADRADAS	1
4	AISLADOR TIPO PIN	6
5	ESPIGA PARA CRUCETA 1" Ø, CON ARANDELA, TUERCA Y CONTRATUERCA	4
6	PERNO DE COCHE 3/8" Ø x 4 1/2" Y TUERCA.	4
7	BRAZO DIAGONAL, PERFIL L 1 1/4" x 1 1/4" x 3/16" x 0.50 m DE LONG.	4
8	PERNO DE DOBLE ARMADO 1/2" Ø x 8" CON 2 TUERCAS	1
9	CRUCETA DE MADERA DE 0.10 x 0.10 x 1.50 m	1
10	POSTE DE MADERA DE 9.00 m, CLASE 7	1
11	PERNO DE DOBLE ARMADO 5/8" Ø x 14" CON 4 ARANDELAS Y 4 TUERCAS	2
12	TUBOS ESPACIADORES DE ESPIGA 3/4" Ø x 1 1/2" DE LONGUITUD	2
13	ARANDELA	
14	PIEDRA DE 10 cm Ø, 60% DE CONCENTRACION	
15	RELLENO DE TIERRA	
16	TIERRA COMPACTADA	

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO :

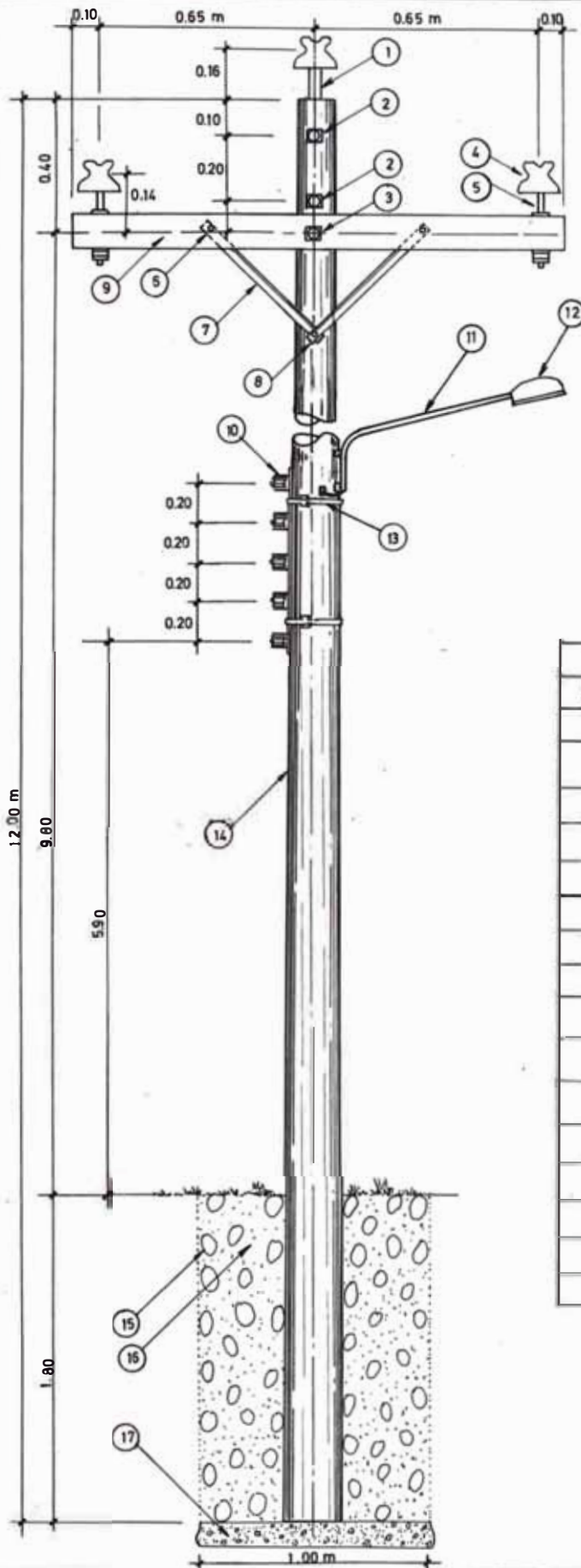
ELIAS CANO N.

APROBO :

ING. R. OCAÑA

FECHA

MARZO 85



Nº	DESCRIPCION	CANT.
1	ESPIGA PARA VERTICE DE POSTE	1
2	PERNO DE 5/8"Ø x 8" CON ARANDELA Y TUERCA CUADRADA	2
3	PERNO DE 5/8"Ø x 12" CON ARANDELAS, TUERCA Y CONTRATUERCA CUADRADAS	1
4	AISLADOR TIPO PIN	3
5	ESPIGA PARA CRUCETA 1"Ø CON ARANDELA TUERCA Y CONTRATUERCA.	2
6	PERNO DE COCHE 3/8" x 4 1/2" Y TUERCA	2
7	BRAZO DIAGONAL, PERFIL L 1 1/4" x 1 1/4" x 3/16" x 0.50 m DE LONGITUD	2
8	TIRAFONDO DE 1/2"Ø, CABEZA CUADRADA	1
9	CRUCETA DE MADERA DE 0.10 m x 0.10 m x 150 m	1
10	PORTALINEAS CON 5 AISLADORES TIPO CARRETE	1
11	PASTORAL DE TUBO GALVANIZADO CON 1.30 m DE AVANCE	1
12	LUMINARIA Y LAMPARA DE LUZ MIXTA DE 160 W	1
13	ABRAZADERA DE ACERO, TIPO BAND - IT 3/4"	2
14	POSTE DE MADERA DE 12.00 m, CLASE 6	1
15	PIEDRA DE 10 cm Ø, 60% DE CONCENTRACION	
16	RELLENO DE TIERRA	
17	TIERRA COMPACTADA	

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO:

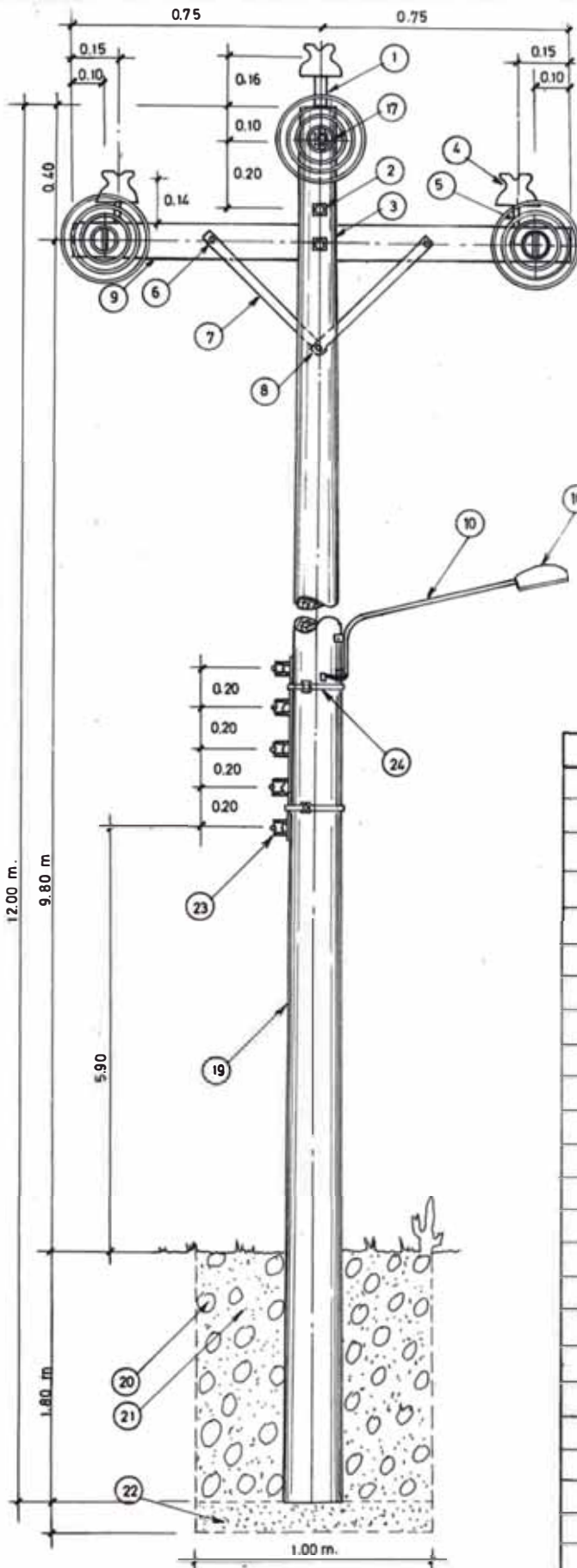
ELIAS CANO N

APROBO:

ING. R. OCAÑA

FECHA:

MARZO 85



Nº	DESCRIPCION	CANT.
1	ESPIGA PARA VERTICE DE POSTE	1
2	PERNO MAQUINADO 5/8" Ø x 8" CON ARANDELA Y TUERCA CUADRADA.	2
3	PERNO MAQUINADO 5/8" Ø x 12" CON 2 ARANDELAS TUERCA Y CONTRATUERCA.	1
4	AISLADOR TIPO PIN	3
5	ESPIGA PARA CRUCETA 1" Ø CON ARANDELA TUERCA Y CONTRATUERCA.	2
6	PERNO DE COCHE 3/8" Ø x 4 1/2" Y TUERCA	2
7	BRAZO DIAGONAL, PERFIL L 1 1/4" x 1 1/4" x 3/16" x 0.50 m	2
8	TIRAFONDO DE 1/2" Ø x 4", CABEZA CUADRADA.	1
9	CRUCETA DE MADERA DE 0.10 x 0.10 x 1.50 m	1
10	PASTORAL DE TUBO GALVANIZADO CON 1.30 m DE AVANCE.	1
11	TUERCA OJO PARA PERNO DE 5/8" Ø	3
12	ADAPTADOR BOLA - HORQUILLA	3
13	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO	3
14	GRAMPA DE ANCLAJE TIPO UNIVERSAL	3
15	AISLADOR TIPO SUSPENSION	3
16	LUMINARIA Y LAMPARA DE LUZ MIXTA DE 160 w.	1
17	PERNO DE DOBLE ARMADO 1/2" Ø x 8", CON DOS TUERCAS.	1
18	PERNO DE OJO 5/8" Ø x 10" CON 2 ARANDELAS Y 1 TUERCA.	3
19	POSTE DE MADERA DE 12.00 m, CLASE 6	1
20	PIEDRA DE 10 cm. Ø, 60% DE CONCENTRACION	
21	RELLENO DE TIERRA.	
22	TIERRA COMPACTADA	
23	PORTALINEAS CON 5 AISLADORES TIPO CARRETE	1
24	ABRAZADERA DE ACERO, TIPO BAND-IT 3/4	2

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO :

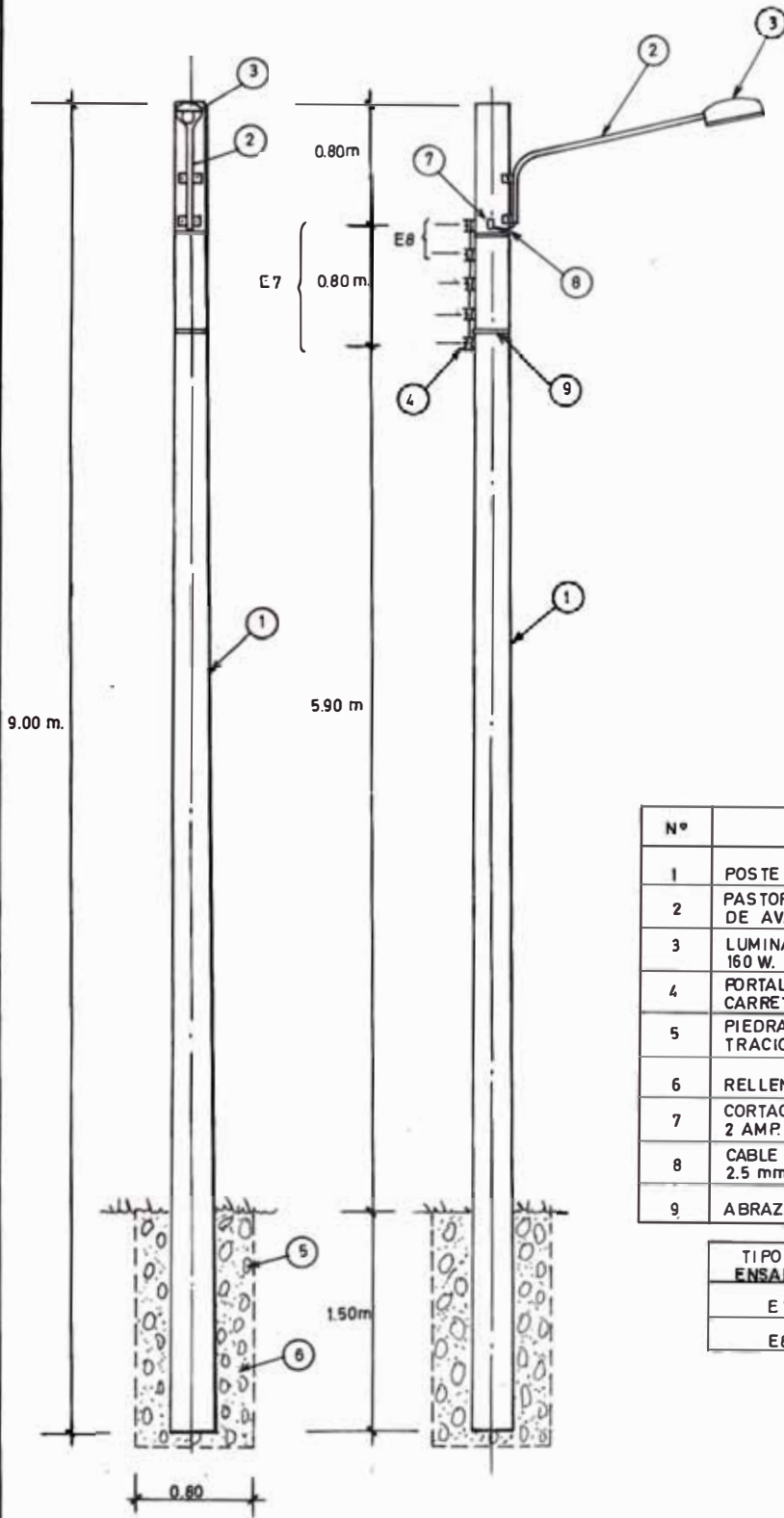
ELIAS CANO N.

APROBO :

ING. R. OCAÑA

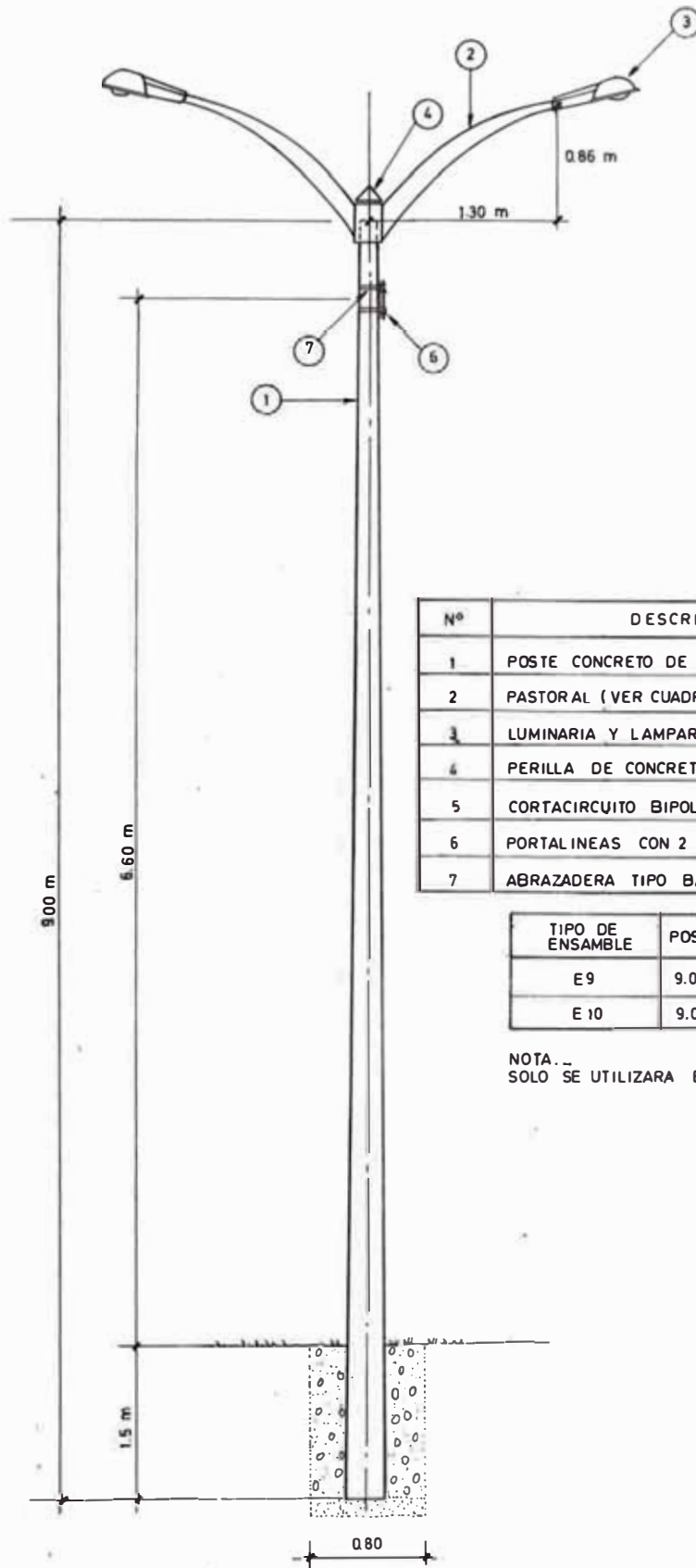
FECHA :

MARZO 85



Nº	DESCRIPCION	CANT.
1	POSTE DE MADERA, 9m, CLASE 7	1
2	PASTORAL DE TUBO GALVANIZADO CON 1.30m DE AVANCE	1
3	LUMINARIA Y LAMPARA DE LUZ MIXTA DE 160 W.	1
4	PORTALINEAS DE 5 Ø 2 AISLADORES TIPO CARRETE	1
5	PIEDRAS DE 10 cm Ø, 60% DE CONCENTRACION	
6	RELLENO DE TIERRA	
7	CORTACIRCUITO DE 5 AMP CON FUSIBLE DE 2 AMP.	1
8	CABLE DE ALIMENTACION A LA LUMINARIA. 2.5 mm ² EXTRAFLEXIBLE.	2.5 m
9	ABRAZADERA TIPO BAND IT 3/4	2

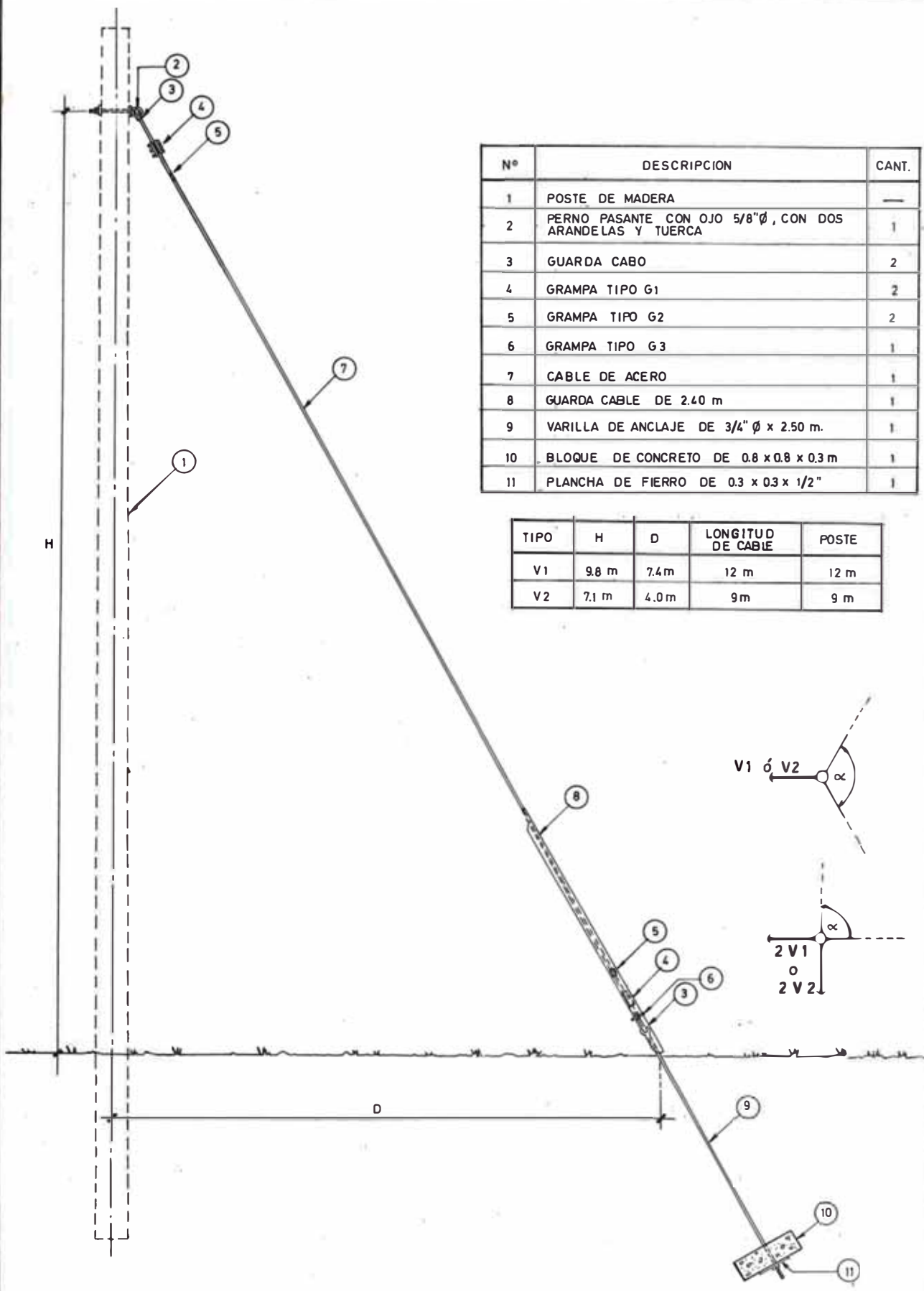
TIPO DE ENSAMBLE	PORTALINEAS
E 7	PARA 5 AISLADORES
E 8	PARA 2 AISLADORES



Nº	DESCRIPCION	CANT.
1	POSTE CONCRETO DE 9m /200/120/225	1
2	PASTORAL (VER CUADRO AL PIE)	1
3	LUMINARIA Y LAMPARA DE LUZ MIXTA	
4	PERILLA DE CONCRETO	1
5	CORTACIRCUITO BIPOLAR	1
6	PORTALINEAS CON 2 AISLADORES	1
7	ABRAZADERA TIPO BAND - IT 3/4	2

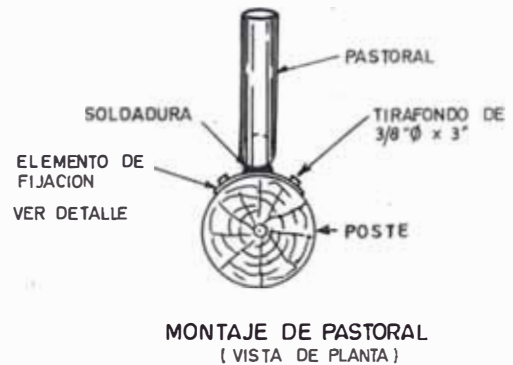
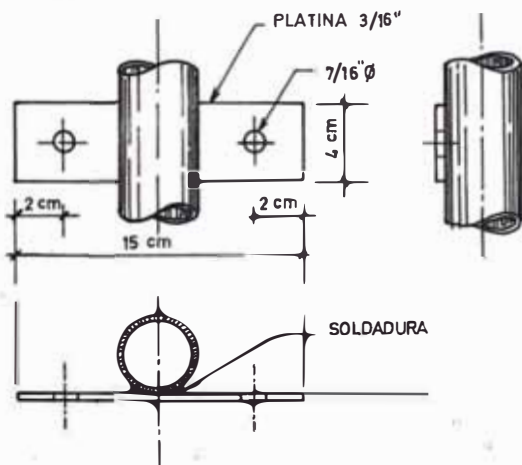
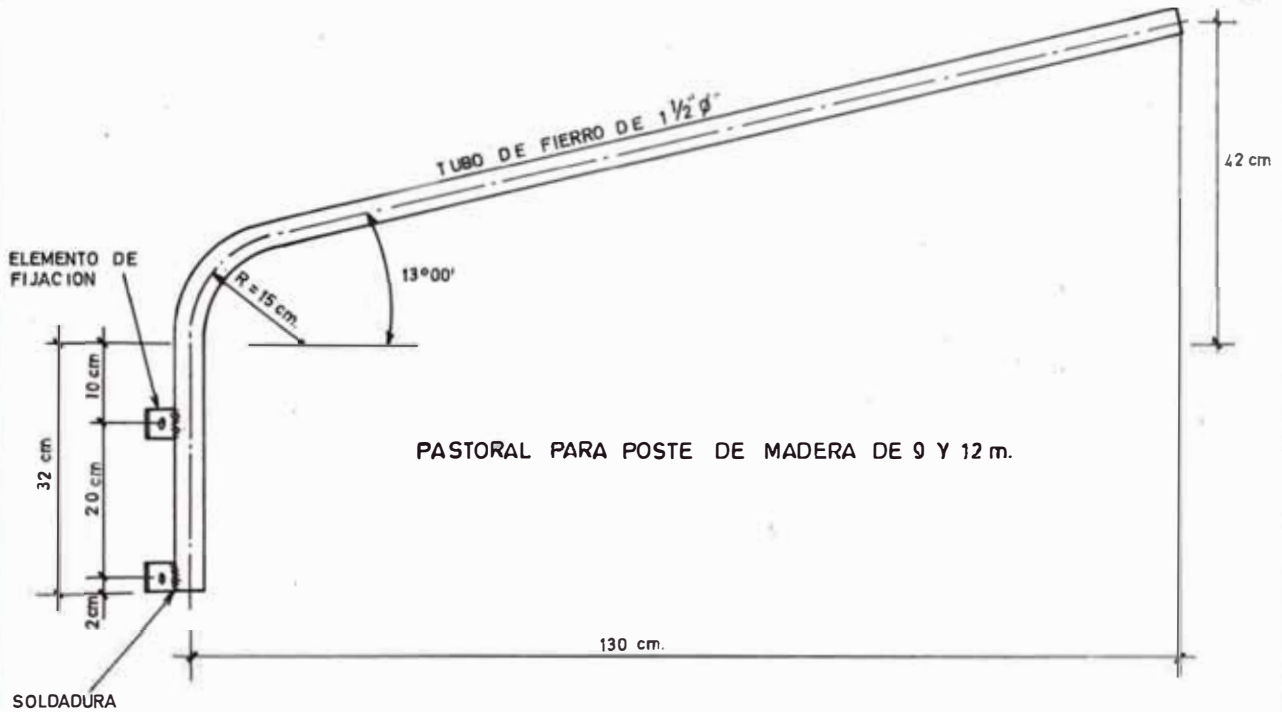
TIPO DE ENSAMBLE	POSTE	TIPO DE PASTORAL
E9	9.0 m	SUCRE "C" DOBLE
E10	9.0 m	SUCRE "C" TRIPLE

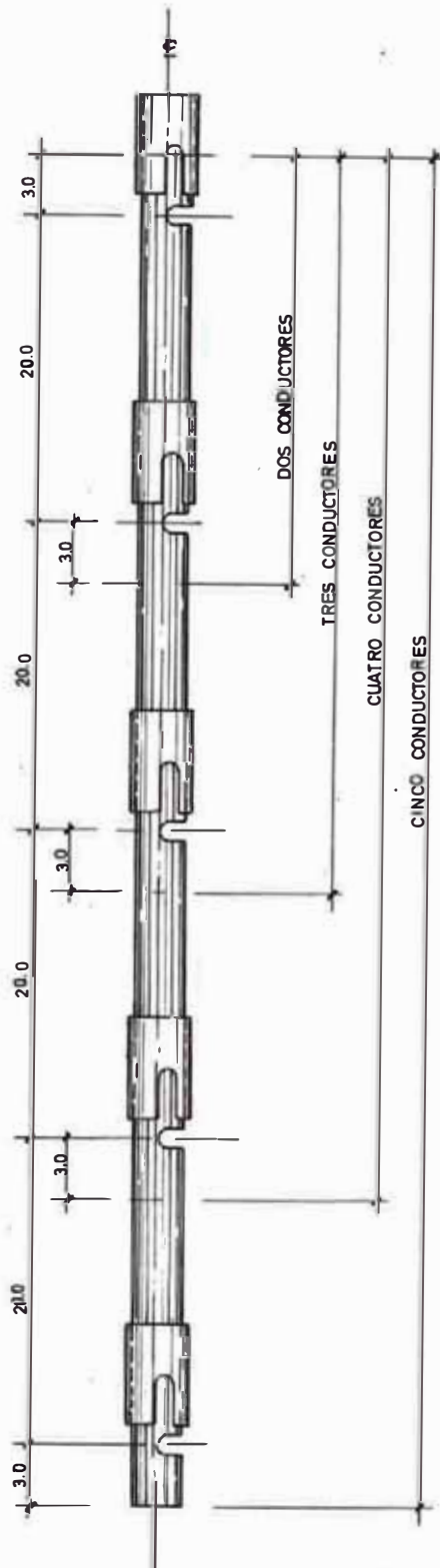
NOTA: SOLO SE UTILIZARA EN LA PLAZA Y EL PARQUE.



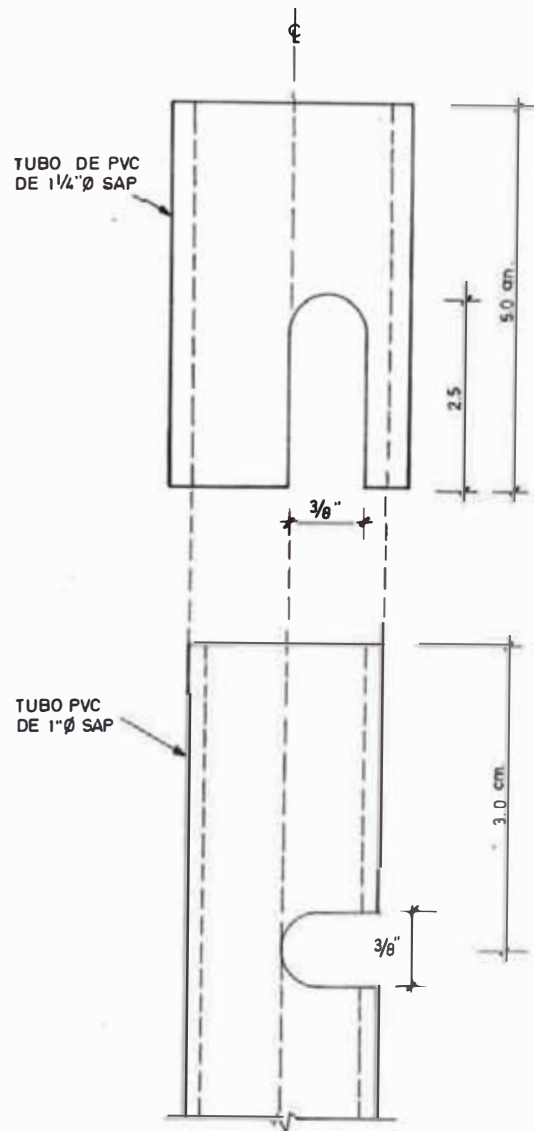
N°	DESCRIPCION	CANT.
1	POSTE DE MADERA	—
2	PERNO PASANTE CON OJO 5/8"φ, CON DOS ARANDELAS Y TUERCA	1
3	GUARDA CABLE	2
4	GRAMPA TIPO G1	2
5	GRAMPA TIPO G2	2
6	GRAMPA TIPO G3	1
7	CABLE DE ACERO	1
8	GUARDA CABLE DE 2.40 m	1
9	VARILLA DE ANCLAJE DE 3/4" φ x 2.50 m.	1
10	BLOQUE DE CONCRETO DE 0.8 x 0.8 x 0.3 m	1
11	PLANCHA DE FIERRO DE 0.3 x 0.3 x 1/2"	1

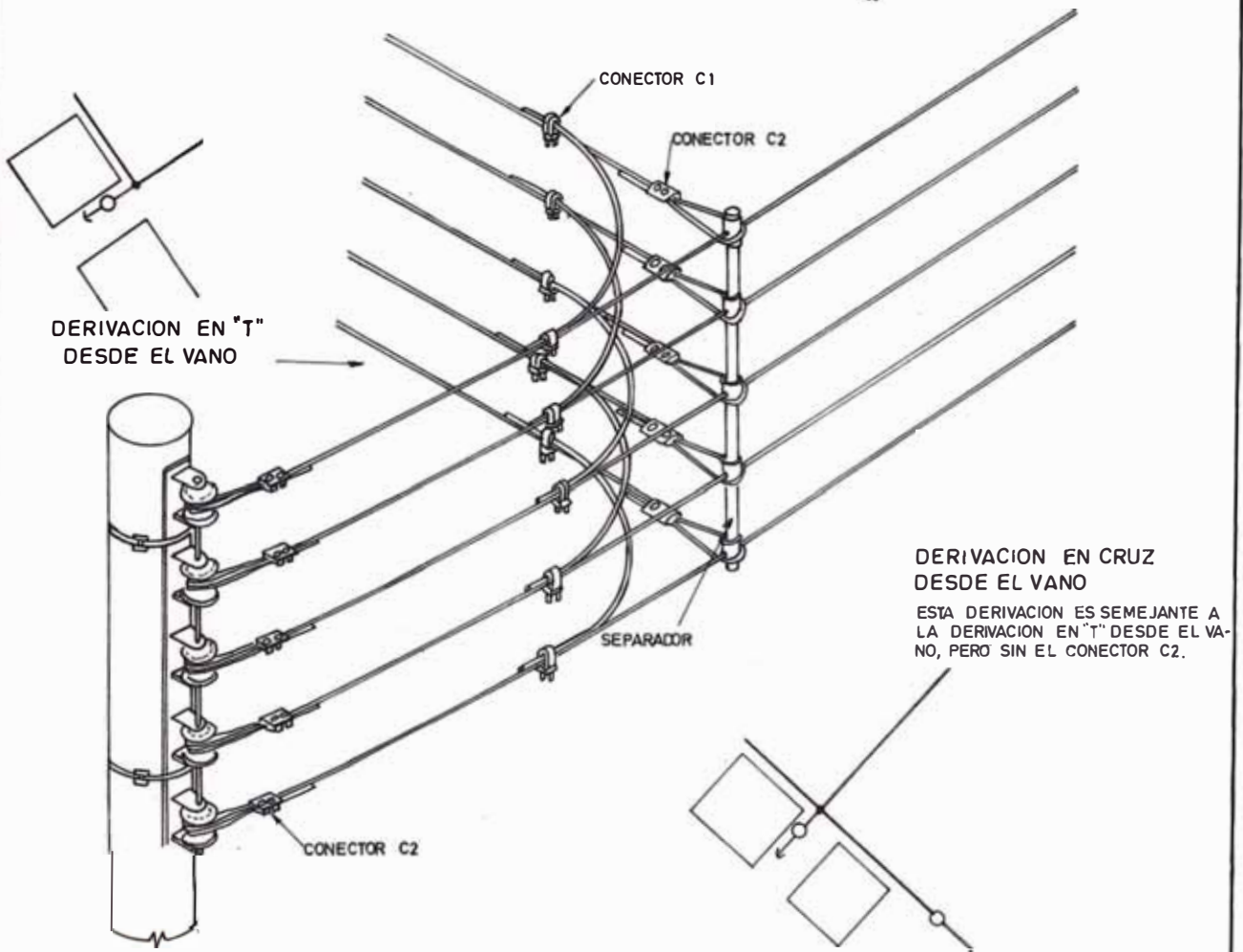
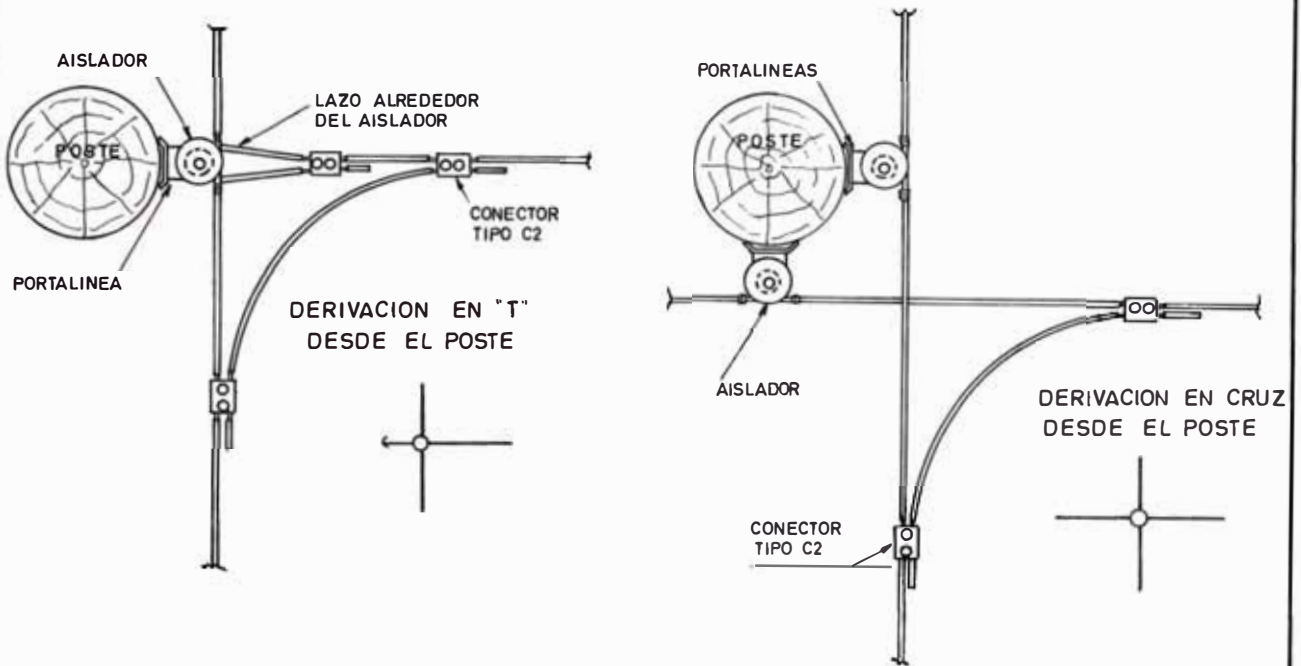
TIPO	H	D	LONGITUD DE CABLE	POSTE
V1	9.8 m	7.4 m	12 m	12 m
V2	7.1 m	4.0 m	9 m	9 m

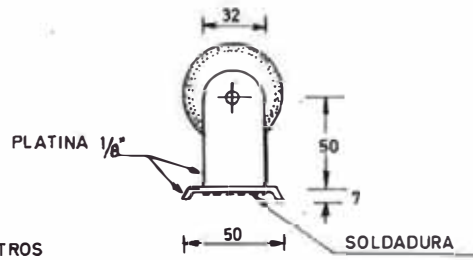
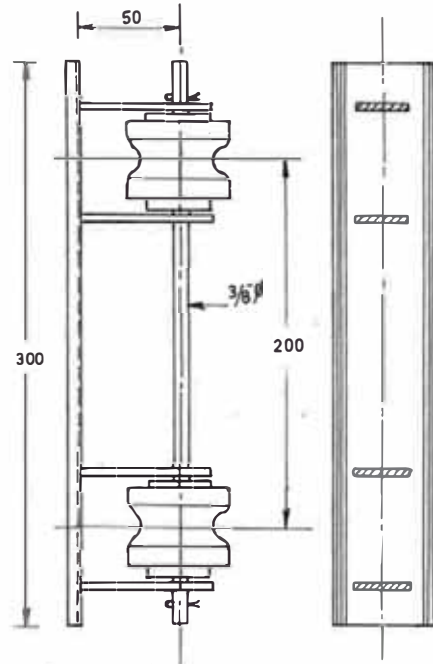
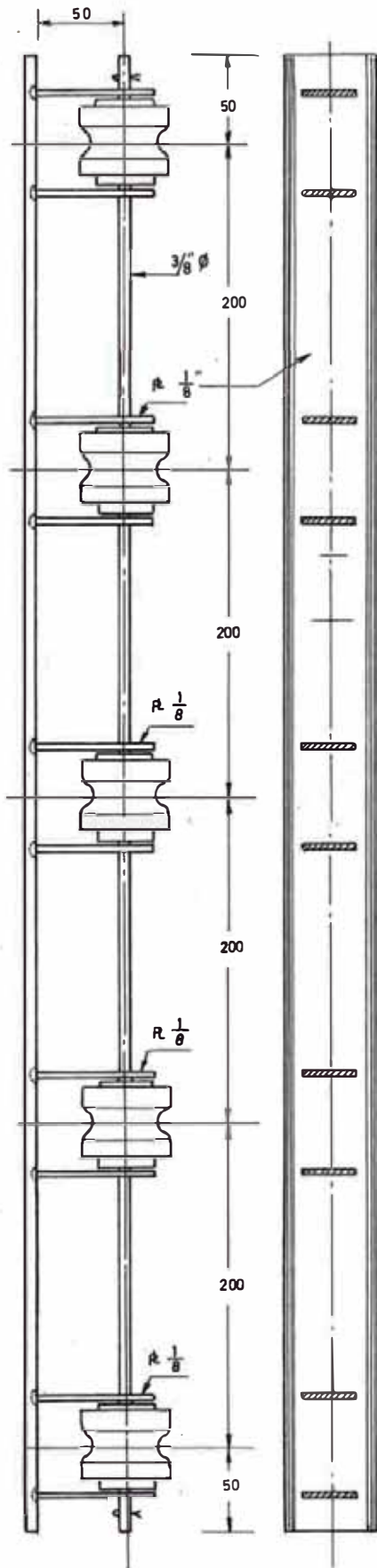




DIMENSIONES EN CENTIMETROS

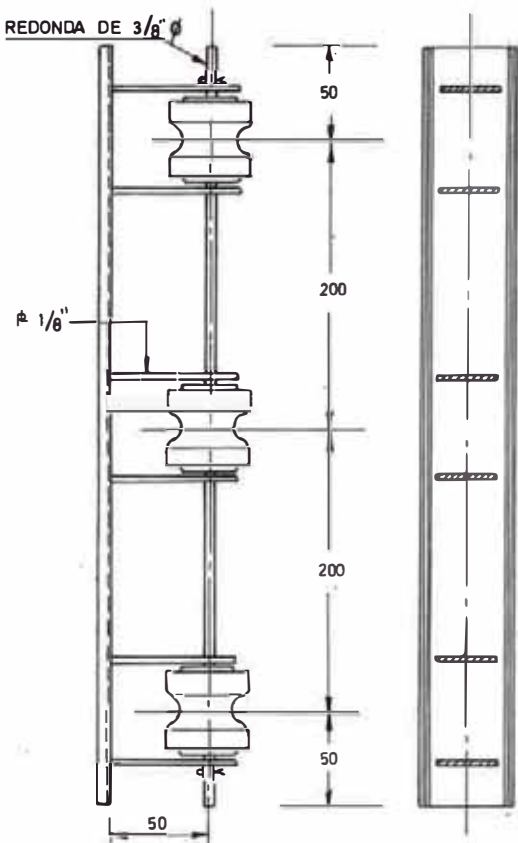






LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS

BARRA REDONDA DE 3/8" Ø



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

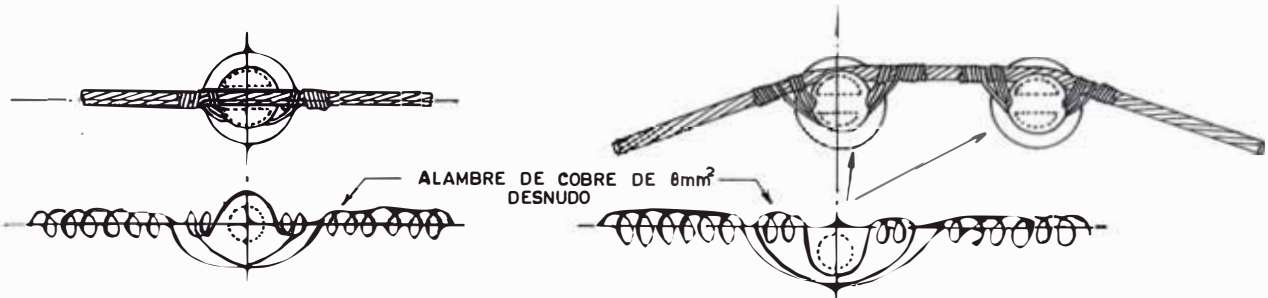
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO : ELIAS CANO N.

APROBO : ING. R. OCAÑA

FECHA : MARZO 85

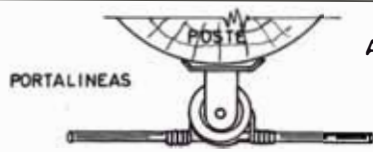
AMARRES EN CONDUCTORES DE ALTA TENSION



AMARRE EN ALINEAMIENTO

AMARRE EN CAMBIO DE DIRECCION

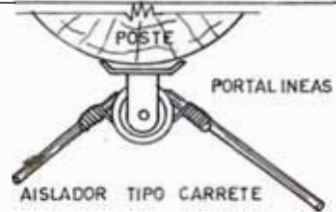
ESTE AMARRE DEBERA USARSE EN TODO CAMBIO DE DIRECCION CON ENSAMBLES DE UNO (E2) O DOS (E3) AISLADORES POR CONDUCTOR



PORTALINEAS

AISLADOR TIPO CARRETE

AMARRES EN CONDUCTORES DE BAJA TENSION



PORTALINEAS

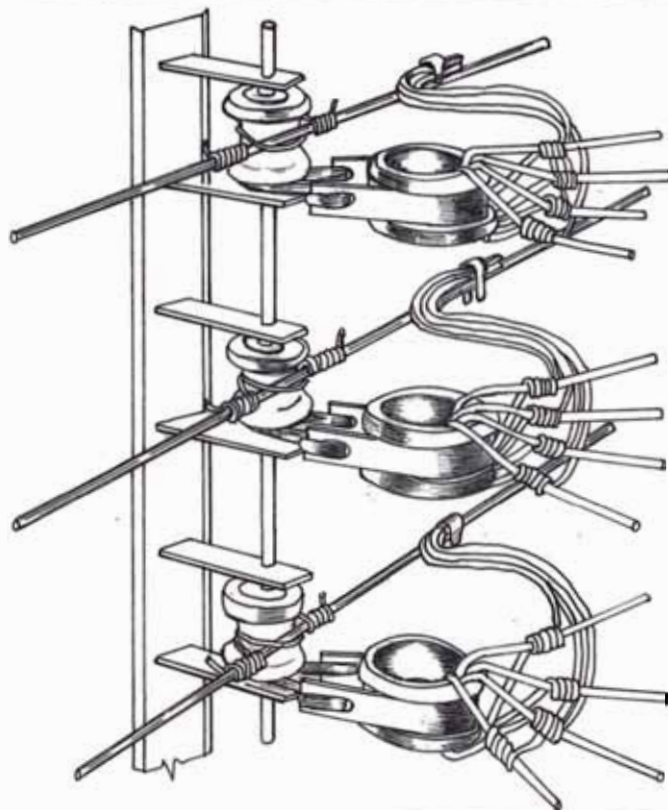
AISLADOR TIPO CARRETE



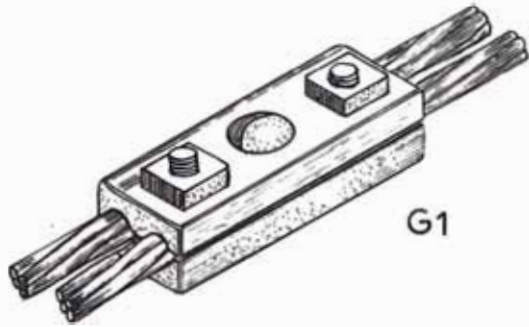
AMARRE EN ALINEAMIENTO



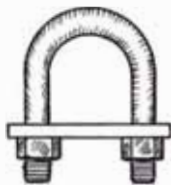
AMARRE EN CAMBIO DE DIRECCION



AMARRE PARA ACOMETIDA MULTIPLE



G1



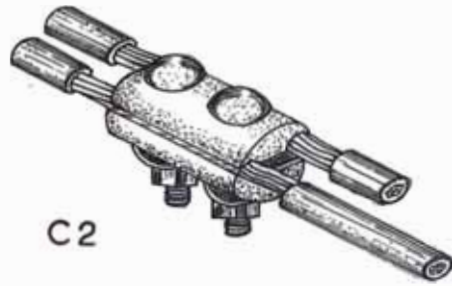
G2



G3



C1



C2



C3

CAPITULO III

ESPECIFICACIONES TECNICAS Y MONTAJE

3.1 SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS

3.1.1 TUBERIA DE PRESION

La turbina hidráulica será alimentada por una tubería que partiendo de la cámara de carga llegará hasta la válvula principal de compuerta de la turbina, el cual ha sido calculado y tendrá las siguientes características:

Longitud	:	63 m
Nivel estático superior	:	3,561 msnm
Altitud del piso de la casa de máquinas	:	3,515 msnm
Salto bruto estático disponible	:	54 m
Salto neto	:	50 m
Caudal nominal	:	0.28 m ³ /seg
Velocidad del agua en la tubería	:	2.16 m/seg
Diámetro interior de la tubería	:	0.4 m (16")
Espesor de la tubería	:	0.76 mm (3/16")
Material	:	Acero A-285 grado B
Número de tramos	:	11
Número de codos	:	2

3.1.2 TURBINA HIDRAULICA

Se ha proyectado instalar una turbina hidráulica dotada de un gobernador tal como se muestra en la lámina N° 25 cuyas dimensiones serán proporcionadas por el proveedor. Las características de la turbina son las siguientes:

Tipo	:	Michell Banki (Cross Flow) de eje horizontal.
Número de unidades	:	1
Salto Neto	:	50 m
Caudal	:	0.28 m ³ /seg
Potencia nominal	:	140 HP

Velocidad	:	900 rpm
Eficiencia	:	76%
Acoplamiento al generador:		<i>Directo</i>
Accesorios:		
- Válvula principal de admisión		
- Válvula de aire		

3.1.3 GENERADOR

Se ha previsto la instalación de un generador trifásico con excitatriz acoplado en el mismo eje.

Las características del generador son:

Tipo	:	Trifásico, síncrono de eje <u>ho</u> rizontal.
Número de unidades	:	1
Altura de instalación	:	3,600 msnm
Potencia nominal	:	145 kVA
Tensión nominal	:	230 V
Rango de regulación de tensión	:	\pm 5%
Factor de potencia	:	0.8
Corriente nominal	:	364 A
Frecuencia	:	60 Hz
Rango de variación de frecuencia	:	\pm 0.5%
Número de polos	:	8
Velocidad nominal	:	900 rpm
Eficiencia	:	96%

3.1.4 TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION

Para la medición, protección y mando del generador así como para la puesta en marcha y parada de la turbina se utilizará 1 tablero de las características siguientes:

Gabinete metálico autosoportado, fabricado con perfiles angulares, forrado con planchas de fierro de 3/32" de espesor en las partes laterales y con planchas de 1/16" en la parte frontal, protegido con el siguiente tratamiento de pintura.

- Limpieza profunda de las superficies metálicas.
- Aplicación de 2 capas de pintura base y 2 de acabado tipo esmalte semimate al horno.

-Altura : 2.00 m

-Ancho : 0.80 m

-Profundidad : 0.40 m

Conexionado con sus respectivas barras de cobre electrolítico de 99.9% de conductividad con pernería niquelada o de bronce.

Este tablero de control y medición estará equipado con un interruptor termomagnético, tres transformadores monofásicos de tensión, de 10/0.22 kV, 5KVA, tres transformadores de corriente de 100/5 A, 60 Hz, un conmutador voltímetro - 0-RS-ST-TR, un voltímetro escala 0-300 V clase 1.5, tres amperímetros escala 0-20A, clase 1.5, un frecuencímetro de 57-60-63 Hz, un cosfímetro, un indicador de potencia activa (kilovatímetro) de 0-150 kW, un indicador de kWh, tres zócalos portafusibles de 300 V provistos de sus respectivos fusibles, para protección del circuito voltimétrico en BT.

3.1.5 SUBESTACION DE SALIDA

Dentro del local de la casa de máquinas habrá un área disponible para la subestación que estará circundado por un cerco de malla metálica soportado por una estructura metálica de perfiles angulares de 2" x 2" x $\frac{3"}{16}$, tendrá las siguientes dimensiones:

Ancho : 2.00 m

Largo : 2.50 m



Altura : 2.00 m

En la parte anterior llevará una puerta metálica cubierta con malla metálica de dimensiones apropiadas para el transformador trifásico.

3.1.5.1 TRANSFORMADOR TRIFASICO

El transformador principal será en baño de aceite, enfriamiento natural, con arrollamiento de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, montaje interior, previsto para las siguientes condiciones de servicio:

Potencia nominal : 160 kVA

Frecuencia	:	60 Hz
Altura de Trabajo	:	3,600 msnm
Relación de transformación en vacío	:	$10,000 \pm 2.5\% \pm 5\% / 230 \text{ V}$
Esquema lado A.T.	:	
Esquema lado B.T.	:	
Grupo de Conexiones	:	Yd5
Temperatura de ambiente máximo	:	40° C

Accesorios:

- Tanque conservador con indicador visual de nivel de aceite.
- Conmutador de tomas suplementarias con mando sobre la tapa.
- Termómetro bimetálico, con contador de alarma y desconexión.
- Ruedas orientables en planos perpendiculares.
- Grifo de vaciado y toma de muestras de aceite.
- Placa de características.
- Orejas de suspensión.
- Borne de puesta a tierra.

Esta subestación llevará protección y seccionamiento, mediante cortacircuitos, fusibles, pararrayos y puesta a tierra de las características siguientes:

3.1.5.2 CORTACIRCUITO FUSIBLE

Serán unipolares del tipo cut-out para intemperie - con apertura de fusible y normal mediante pértiga para 15 kV de tensión máxima de servicio y altura de trabajo de 3,600 msnm. Irán montados en el poste de salida.

Referencia	:	Cat.N° C710-112PB CHANCE
Capacidad	:	100 A
Capacidad de Interrupción	:	10 KA
Máxima tensión de servicio	:	15 kV
B.I.L.	:	110 kV

Máxima distancia a tierra: 216 mm

Portarán elementos fusibles rápidos Nema Tipo K, dimensionado electricamente en función de la potencia del transformador.

Para el transformador de 160 kVA se utilizará fusibles de 20 A.

3.1.5.3 PARARRAYOS

Será del tipo auto-válvula para montaje a la intemperie de las características siguientes:

Tensión nominal	:	10 kV
Tensión máxima de operación	:	12 kV
Frecuencia	:	60 Hz
Altura de trabajo	:	3,600 msnm
Tensiones de descarga		
a) Con tensión de impulso de acuerdo a VDE o CEI para: 100% de carga - con onda positiva o negativa 1.2/50 μ s	:	40 kV
b) Con onda de pendiente 100 kV/seg	:	100 kV
c) Superficial a frecuencia nominal valor eficaz de acuerdo a CEI (límite inferior)	:	20 kV
Tensión residual determinada con una onda de intensidad 8/20		
De 5 kA	:	40 kV
De 10 kA	:	44 kV
Intensidad nominal de carga según VDE o CEI	:	5 kA

Sus terminales permitirán fijar conductores de cobre hasta 25 mm² sin ningún dispositivo adicional. Para casos de sobrecarga extrema debe proveerse de dispositivos de liberación de presión que eviten la explosión del cuerpo de porcelana.

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

3.1.5.4 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Este sistema deberá cumplir con los siguientes as
pectos:

- Seguridad del personal de operación.
- Proveer las conexiones a tierra de los neutros del transformador.
- Proveer las conexiones a tierra de los descargadores de sobretensiones de origen atmosférico y pro
tección de la subestación contra sobretensiones.

Todas las partes metálicas expuestas de la instalación, estructuras, carcasas, tanto del transformador, canaletas, cerco metálico, etc, serán conectados a tierra. Los conductores de puesta a tierra serán de cobre electrolítico desnudo de 25 mm² de sección.

Las uniones y juntas deberán ser empernadas o fijadas con grapas.

3.1.6 CONDUCTORES

El material empleado será cobre electrolítico para las líneas de alta y baja tensión así como para las derivaciones, acome
tidas, puentes, amarres, uniones, etc. El temple será tal como se especifica en cada caso siendo además el acabado de los conductores y aislamiento libre de defectos y uniforme. En las ofertas del suministro deberán especificar las caracte
rísticas no aceptándose frases como "similar", características conocidas, "fuentes aprobadas", etc, debiendo ser el conductor sin uso, nuevo.

Los conductores y su aislamiento deberán cumplir con las normas en vigencia en nuestro país señalado por ITINTEC las que servirán de base para la evaluación.

3.1.6.1 ENSAYOS

Se tomarán muestras de conductores diferentes a fin de verificar si satisfacen las normas referente a re
sistividad, resistencia a la tracción, alargamiento y área.

Este procedimiento de muestreo será de acuerdo a Normas ITINTEC.

3.1.6.2 EMBALAJE

Los conductores serán suministrados en carretes robustos como para soportar cualquier tipo de transporte estando enrollados sobre un tambor construido de segmentos de madera embalados en forma precisa.

El interior del carrete se pintará con pintura de base bituminosa, cubriéndose el tambor con plástico impermeable ó con papel encerado.

Cada carrete tendrá marcado en forma indeleble a cada costado la siguiente información:

Descripción del Conductor

Longitud del conductor en el carrete

Peso bruto del conductor y carrete

Sentido del enrollamiento

Nombre del fabricante y fecha de fabricación

Número del certificado de pruebas del conductor

3.1.6.3 CONDUCTOR PARA LA LINEA DE SUBTRANSMISION

Este conductor será de cobre electrolítico, temple duro, cableado y desnudo, cuyas características se muestra a continuación.

Calibre del conductor	:	16 mm ²
Resistencia en c.c. a 20°C	:	1.17 ohm/km
Número de hilos	:	7
Peso	:	143 kg/km
Tiro de rotura	:	621 kg

Este conductor deberá cumplir con las especificaciones anotadas en las Normas de Conductores Eléctricos en Redes de Distribución Aérea de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas. DGE019-CA-2/1983.

3.1.6.4 CONDUCTORES PARA RED SECUNDARIA

Se emplearán conductores de cobre electrolítico, temple duro, cableado, según Normas de la Dirección General de Electricidad DGE 019-CA-2/1983 con aisla -

miento de polietileno con antioxidante resistente a la intemperie y al envejecimiento.

Las características de los conductores empleados se dan a continuación:

Calibre(mm ²)	25	16	10
Nº de hilos	7	7	7
Area (mm ²)	25	16	10
Resistencia en CC a 20°C	0.73	1.17	1.86
Peso (kg/km)	260	165	105
Tiro de rotura (kg)	992	621	391

3.1.6.5 CONDUCTOR DE AMARRE PARA ALTA TENSION

Para el amarre de los conductores a los aisladores tipo Pin se empleará conductor de cobre desnudo, temple blando, calibre 8 mm² con una carga de rotura de 218 kg.

3.1.6.6 CONDUCTOR DE AMARRE PARA BAJA TENSION

Para el amarre de los conductores a los aisladores tipo carrete se empleará conductor de cobre sólido forrado con polietileno con antioxidante resistente a la intemperie, temple blando.

El calibre empleado será de 5 mm² con carga de rotura de 142 kg.

3.1.6.7 CONDUCTOR DE ALIMENTACION A LUMINARIA

El conductor empleado para alimentar a las luminarias será de cobre temple suave, cableado en haz, bipolar, con aislamiento de cloruro de polivinilo resistente a la intemperie, el conductor será extraflexible de 2.5 mm² de sección con aislamiento para 600 V. El conductor deberá satisfacer las exigencias de la norma ASTM B-174 y el aislamiento la norma CEI.

3.1.6.8 DATOS QUE DEBE PROPORCIONAR EL FABRICANTE

Número de hilos	
Número de capas de hilo	
Diámetro de cada hilo	mm
Diámetro total del conductor	mm
Sección transversal efectiva	mm ²
Resistencia máxima en cc a 20°C	ohms/km
Peso	kg/m
Carga máxima de rotura	kg
Coefficiente de expansión lineal por °C	
Módulo de elasticidad	kg/m ²

3.1.7 ELEMENTOS DE FIJACION DEL CONDUCTOR

Serán preferentemente del tipo doble vía que no afectarán a los hilos del conductor estando plenamente ajustadas, permitiendo además deslizamiento al alcanzar el 95% de la carga de rotura del conductor.

3.1.7.1 MANGUITOS DE EMPALME

Estos manguitos de empalme serán de cobre tipo compresión o de soldadura, no afectando los hilos que forman el conductor permitiendo deslizamientos del conductor al alcanzar el 95% de la carga de rotura. Estos manguitos se emplearán en cuellos muertos, puentes, y otros donde el conductor trabaje sin tensión, no permitirán deslizamientos al 25% de rotura del conductor.

a) PRUEBAS

Todos los elementos de fijación serán sometidos a pruebas antes de aprobarse su empleo estas pruebas son:

- PRUEBAS MECANICAS

Se seguirá el procedimiento siguiente:

Se cortará un pedazo de conductor de más de 3 m, y se montará en cada extremo una grampa de ancla je.

- Se unirán 2 pedazos de conductor de 3 m con un manguito de empalme, luego se pintarán las zonas en que el conductor es cogido por el manguito o grapa, se dejarán secar para luego proceder a las pruebas.
- Tracción. Se someterá la muestra a una fuerza que gradualmente se eleva hasta alcanzar el 90% de rotura del conductor por unos segundos, luego se reducirá la carga hasta 80% manteniéndola así 1 minuto. No deberán producirse fallas ni deslizamientos.

Se aumentará la carga hasta constatar que se produce deslizamientos y escape del conductor antes que su rotura. Luego se verificarán la no existencia de fallas o deformaciones desarmando las grapas y empalmes.

- PRUEBAS ELECTRICAS

Una vez preparado las muestras que contengan elementos de fijación, grapas y empalmes en un ambiente sin corriente de aire se aplicará corriente eléctrica en un 20% mayor a la corriente nominal por 8 horas, tomando mediciones de temperatura cada media hora en los elementos de unión y el conductor luego se dejará enfriar 16 horas para repetir las pruebas.

Ningún punto de la muestra deberá acusar sobre elevación de temperatura mayor a las medidas en el conductor sin uniones.

Una vez terminada la prueba se desmantelarán todos los dispositivos de unión y examinarán con cuidado, no debiendo haber signos de calentamiento localizado, quemado o fundido en los dispositivos de unión o en el conductor.

3.1.8 AISLADORES Y ACCESORIOS

Los aisladores a emplearse serán de tres tipos: tipo pin,

campana y carrete, pudiendo ser de porcelana o vidrio endu recido.

La porcelana de los aisladores debe ser sana, libre de defectos y completamente vitrificada mostrando cada aislador en forma clara y legible el fabricante, de igual modo en caso de ser aisladores de vidrio endurecido estarán comple tamente llanos, libre de fallas e imperfecciones que puedan afectar su vida.

Estos aisladores no serán afectados por las condiciones at mósfericas, clima, ozono, ácidos, polución, álcais, polvos y cambios bruscos de temperatura entre -15°C y 40°C bajo condiciones de trabajo.

Los aisladores deberán pasar las pruebas según CEI 52-60-75 120-137 y 168.

3.1.8.1 TIPO PIN PARA 10 kV

Referencia	:	CAT N° C905-1005, CHANCE	
Clase	:	ANSI 55-5	
Tensión nominal	:	14.4 kV	
Distancia de fuga	:	12"	
Distancia de Arco en seco	:	6 1/4"	
Altura mínima del Pin	:	6"	
Resistencia en Voladizo	:	3,000 lb	
Tensión de Flameo	-	-Baja Frecuencia	{ en seco=85kV en húmedo=45kV
		-Crítica de Impulso	{ Positivo = 140kV Negativo = 170 kV

Tensión de perforación a baja frecuencia = 115kV

3.1.8.2 TIPO SUSPENSION PARA 10 kV

Referencia	:	NGK Insulators Ltd. CATN° CA-515A
Clase	:	ANSI 52-4
Diámetro del disco de porcelana	:	10"
Altura del aislador	:	5 3/4"

La fijación del pin en el aislador deberá hacerse mediante la adición de un cemento especial o plomo que absorva los esfuerzos que se originan por dilatación además deben estar provistos de tuercas, arandelas, contratuercas y tirafones para casos de fijación en tope.

- Elementos de fijación de aisladores

Todos los pasadores de seguridad de los elementos de fijación serán de acero inoxidable y poseerán arandelas. Los aisladores de anclaje serán provistos de todos los elementos necesarios para el armado tipo badajo y caperuza, el conjunto de estos dispositivos de fijación tendrán una resistencia mecánica superior a los 3,000 kg.

- Grapas de Anclaje

El anclaje de los conductores se hará mediante grapas tipo empernado que serán construidos de hierro maleable diseñados en tal forma que eliminen toda posibilidad de deformación de los conductores.

Las partes internas de las grapas serán lisas, libre de ondulaciones, bordes cortantes y otras irregularidades. Estas grapas permitirán un deslizamiento del conductor al estar sometidos a una fuerza de tracción del orden del 95% del tiro permisible.



3.1.9 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

En los medios rurales tal como el nuestro, para evitar la construcción de casetas de transformación, y con el objeto de reducir los gastos de instalación y lograr mejor rentabilidad del proyecto, las estaciones transformadores llamadas también subestaciones de distribución serán del tipo aéreo, montado sobre una estructura de dos postes de madera que llevará: una plataforma para el soporte del transformador, crucetas de madera para los aisladores y palomillas para albergar a los cortacircuitos fusibles tipo cut-out y pararrayos.

Estas dos subestaciones de distribución consideradas, se rán equipadas con transformadores trifásicos de relación 10,000 / 400-230 V, los cuales serán protegidos en el lado de 10 kV por pararrayos y cortocircuitos fusibles tipo cut-out y en el lado de baja tensión por un interruptor termomagnético.

3.1.9.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Serán trifásicos especiales para montaje aéreo.

Cantidad	:	2
Potencia Nominal	:	75 kVA
Frecuencia	:	60 Hz
Altura de Trabajo	:	3,600 msnm
Relación de transformación en vacío	:	$10,000^{+2.5\%+5\%}/400-230V$
Nivel de ruido	:	No mayor de 55 db
Esquema lado A.T.	:	
Esquema lado B.T	:	
Grupo de conexiones	:	DY5
Temperatura de ambiente máximo	:	40°C

Accesorios:

- Tanque conservador con indicador visual de nivel de aceite.
- Conmutador de tomas accionable a mano con el transformador sin tensión.
- Válvula para vaciado y toma de muestras
- Tapón de llenado
- Pozo termométrico
- Placa de características
- Bornes de puesta a tierra
- Orejas de izaje
- Dispositivos de anclaje al poste que permitan una fijación firme en posición vertical.

Pruebas:

Las características de cada transformador se obten-

drán en base a las siguientes pruebas de laboratorio:

- Prueba de aislamiento
- Prueba de rigidez dieléctrica del aceite
- Medida de resistencia de bobinas
- Medición de relación de transformación
- Prueba de vacío
- Prueba de tensión inducida
- Prueba de polaridad
- Prueba de cortocircuito
- Prueba de calentamiento
- Prueba de hermeticidad
- Prueba de tensión aplicada
- Prueba de tensión de impulso

Datos de Fabricante:

En su oferta, los fabricantes del equipo deberán suministrar la siguiente información:

- Corriente nominal a plena carga al lado de alta y baje tensión.
- Corriente en vacío
- Tensión de cortocircuito
- Pérdidas en el cobre
- Caída de tensión a $\cos \phi = 0.8$ y a corriente de 100% 50% y 25% de la corriente nominal.
- Resistencia de la bobina de alta y baja tensión a 0°C y 40°C .
- Rendimiento a 0.8 de factor de potencia y 100%, 50% 25% de IN.
- Dimensiones del transformador: Longitud, ancho, alto.
- Peso del transformador con y sin aceite.

3.1.9.2 CORTACIRCUITO FUSIBLE

Idem a 3.1.5.2

Para transformadores de 75 kVA se utilizarán fusibles de 10 A.

3.1.9.3 PARARRAYOS

Idem a 3.1.5.3

3.1.9.4 PUESTA A TIERRA

Todas las partes metálicas de la sub-estación así como los pararrayos serán conectados a tierra. Ver detalle respectivo.

3.1.10 SOPORTES Y CRUCETAS

Tanto para la línea de 10 kV como para la distribución secundaria se emplearán postes y crucetas de madera tratadas cuyas características serán proporcionadas por el proveedor. Este tratamiento permitirá una retención de sal no menor de 9.6 kilogramos por m³ de madera.

3.1.10.1 NORMAS

La fabricación, pruebas y medidas deberán satisfacer las Normas ITINTEC 251-004-251-035 publicado en octubre de 1976.

3.1.10.2 PRUEBAS

Se tomará muy en cuenta los aspectos siguientes:

- Inspección visual*
- Verificación de las dimensiones según la clase y grupo al que pertenecen.*
- Ensayo de rotura*
- Las técnicas de muestreo serán las recomendadas por ITINTEC.*
- Se rechazará todo lote si el 20% o más de las muestras no satisfacen las exigencias de dimensiones, conicidad y flexión natural.*

3.1.10.3 POSTES PARA LINEA DE 10 kV

Se emplearán postes de 9m, clase 7 grupo D, con 1.50 m de empotramiento de las características siguientes:

Diámetro en la punta : 12 cm

Diámetro en la base : 20 cm

Esfuerzo de rotura : De 500 kg a 600 kg

El poste de salida, así como el de llegada a la población serán de 12 m clase 6, grupo C, este último llevará el circuito secundario y luminarias inclusive, según planos respectivos.

3.1.10.4 CRUCETAS

Las crucetas para alta tensión serán de madera de 10 cm x 10 cm x 1.50 m siendo cor-tadas según planos respectivos y del mismo tipo de madera que el poste, efectuando el tratamiento de preservación de la misma manera que los postes.

3.1.10.5 POSTES PARA BAJA TENSION

Se emplearán postes de 9 m clase 7, grupo D, para instalarse con 1.50 m de empotramiento su carga de rotura estará entre 500 kg y 600 kg aplicado a 0.30 m de la punta. Los postes de iluminación de parques y plaza principal serán de concreto armado centrifugado de 9 m de longitud, debiendo sopor-tar un esfuerzo en la punta de 200 kg con F.S. = 2

La construcción y prueba de estos postes deberá responder a las Normas ITINTEC N° 339-027, estos postes estarán preparados para recibir los aditamientos y accesorios que se muestran en la respectiva lámina, llevando en la parte superior un elemento que se-lle el hueco del poste.

3.1.11 RETENIDAS

El diseño de los diferentes tipos se muestran en las respectivas láminas y los elementos constitutivos de

berán tener las características siguientes:

3.1.11.1 CONDUCTOR

Será de acero galvanizado de 7 hilos de 3.05 mm de \emptyset cada uno, diámetro total de la trenza 9.53 mm y carga de rotura no menor de 3,000 kg

3.1.11.2 PERNOS

Perno pasante con ojo y rosca en el 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 3,500 kg.

3.1.11.3 GUARDA CABLES

Serán de acero galvanizado en caliente, permitirá el ingreso y salida del perno con ojo aptos para cables de 3/8 \emptyset , serán iguales o similares al 1593 de SLATER.

3.1.11.4 CONECTOR DE SUJECION DE CABLE

Será de dos vías con pernos de ajuste pasante, aptos para cables de 3/8" de \emptyset , traerán la pista dentada para evitar el deslizamiento del cable, su forma será similar al tipo C2 de la lámina respectiva.

3.1.11.5 GRAPA PARA FIN DE CABLE

Estará destinada a preservar los hilos cortados, serán similares al tipo G-1 de la lámina respectiva.

3.1.11.6 VARILLA DE ANCLAJE

Será de acero galvanizado de 3/4" de \emptyset trayendo en su extremo un ojo para andaje de 2 cables y el otro extremo roscado con su respectiva tuerca.

3.1.11.7 BLOQUE DE ANCLAJE

Será de concreto con mezcla de 250 kg/m³ y

de 0.8x0.8x0.3 m, llevará una plancha de fierro de 0.3x0.3m por 1/2" de espesor.

3.1.11.8 CANALETA DE PROTECCIÓN

Será de latón de 2.4 m de longitud pintadas de color plomo.

3.1.11.9 BRAQUETE

Será para soportar el cable al poste, siendo de tubo de fierro galvanizado de 2" de \emptyset y 1.5 m de longitud, llevará en la cabeza una grapa 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.

3.1.12 ELEMENTOS DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de los elementos metálicos (ferreteria) de los postes se realizará con:

3.1.12.1 CONDUCTOR

Será de cobre electrolítico 97% de conductividad IACS, de 25 mm², cableado, temple semiduro.

3.1.12.2 GRAPAS

Las grapas para conectar los elementos de ferreteria a la puesta a tierra, serán del tipo perno partido encobrizados con separador para dos metales. Ref. HPw de Black Burn. Las grapas para fijar el conductor al poste serán de cobre en forma de U para ser incada en el poste y las grapas de conexión del cable al dispensor serán de acero galvanizado que permitirán el ingreso del dispensor y cable de tierra en paralelo, traerán perno de ajuste para asegurar buen contacto.

Ref. CRA de Helita

3.1.12.3 DISPERSORES

Serán de tubería de fierro galvanizado de 50 mm de \emptyset con punta preformada y reforzada para penetración en el suelo.

Ref. PVB de Helita

3.1.13 INTERRUPTORES

3.1.13.1 DE BAJA TENSION

Serán del tipo termomagnético, con aislamiento para 440 voltios, 60 Hz de frecuencia y 5 KA de capacidad de ruptura RMS simétricos. Además deberán poseer palanca para operación manual y actúan automáticamente en caso de sobrecarga, cuando la corriente sobrepase 1.2 IN ó cuando exista cortocircuito.

El mecanismo de disparo deberá ser de apertura libre, de modo que no pueda permanecer cerrado en condiciones de falla. Estos interruptores serán tripolares y bipolares y deberán venir encerrados en cajas de fenolita o material similar, estando a la vista solo los contactos de ingreso o salida e irán montados sobre una base de madera.

3.1.13.2 HORARIO

Serán del tipo de relojería, con motor sincrónico para operar a 220 V y 60 Hz, con reserva de cuerda para 24 horas.

Los contactos principales deberán operar hasta con 15 amperios.

Este interruptor vendrá en caja blindada con los bornes de conexionado accesibles y aptos para conductores de cobre de hasta 25 mm².

3.1.14 CAJAS PARA EQUIPO DE BAJA TENSION

Serán de madera de 1" de espesor terminado, ver deta-

lle en el plano respectivo. Deberá estar forrado exteriormente con plancha de latón y pintada con una mano de pintura anticorrosiva y una mano de pintura gris. Traerá los huecos de ingreso y salida de conductores por la parte inferior, así como las abrazaderas o soportes de fijación al poste.

Todos estos huecos deberán hermetizarse una vez colocados los conductores, a fin de impedir el ingreso del agua de lluvia.

Todas las cerraduras de las cajas de las subestaciones deberán tener una llave maestra.

3.1.15 LAMPARAS

Se usarán lámparas de luz mixta de 160W para operar a 220 V y 60 Hz.

3.1.16 LUMINARIAS

Serán resistentes a los cambios bruscos de temperatura y precipitaciones fluviales, el reflector será de aluminio puro, prensado en una sola pieza, abri-llantado y anodizado de fácil montaje.

Serán iguales o similares al MRO-64 de JOSFEL el cual no necesita herramientas para sacarlo.

3.1.17 PASTORALES

Para los postes de madera serán construídos de tubería de fierro de 1 1/2" de \emptyset con 2.9 mm de espesor, la forma será como la mostrada en la figura correspondiente.

Para los postes de concreto serán dobles o triples de concreto armado centrífugado, tipo Sucre "C" tal como se muestra en la correspondiente lámina.

3.1.18 PORTALINEAS

Las portalineas serán de acero A-37 cuyas dimensiones y forma se aprecia en la respectiva lámina. Estas portalineas serán galvanizados en caliente al cual se le

aplicará una capa de zinc, llevarán aisladores tipo carrete de características descritas en el acápite pertinente, traerán huecos apropiados para su ensamblaje al poste debiendo ser de 1.8 cm de ancho por 3 cm de largo, el pasador de unión de los aisladores tendrá un diámetro de 1.6 cm.

3.1.19 SEPARADORES

Estos separadores serán de tubería pesada PVC de 1" de diámetro, cuyas dimensiones y forma se encuentra en la respectiva lámina.

3.1.20 CONECTORES Y GRAPAS

Serán de cobre o de bronce de alta resistencia mecánica y conductibilidad eléctrica.

Existen diferentes tipos de conectores que se detalla en la respectiva lámina, debiendo usarse conectores y grapas de acero galvanizado en caliente para las retenidas.

3.1.21 CORTACIRCUITOS FUSIBLES PARA LAMPARAS

Se usará cortacircuitos de porcelana tipo pescado para montaje a la intemperie, llevarán fusibles de 2 amperios.

3.1.22 MEDIDORES DE ENERGIA ELECTRICA

Para el control de iluminación se instalará un medidor trifásico en cada subestación cuyas características se describen a continuación:

La tensión de operación será de 380/220 V, cuatro hilos de fases desequilibradas con capacidad de sobrecarga de 300%, con variación de $\pm 10\%$ de tensión y $\pm 0.8\%$ de variación de frecuencia y rango de factor de potencia de 1 a 0.5 y valores de corriente nominal entre 10 y 300% con variación $\pm 2\%$.

3.1.23 CONTACTORES

Estos contactores serán trifásicos y estarán diseñados

para operar en una red de 380/220V, serán del tipo imán libre suspensión y 20 amperios, con cuatro contactos principales y dos auxiliares, provistos de bobina de mando de corriente alterna, 60Hz, monofásico 220V.

3.2 MONTAJE

El propósito de las presentes especificaciones técnicas de montaje electromecánico, teniendo como base lo establecido por el Código Nacional de Electricidad, es definir el trabajo a efectuar por quien tenga a cargo la ejecución de la obra, así mismo definir la calidad mínima aceptable y recomendar los procedimientos que deben seguirse.

3.2.1 CONDICIONES DE MONTAJE

3.2.1.1 PROGRAMAS DE TRABAJO

El ejecutor del montaje en general, antes de iniciar la obra presentará un Programa de trabajo, detallando las diversas actividades del montaje.

Este programa estará de acuerdo al programa de suministro de materiales, tomando en cuenta el tiempo límite o de plazo de ejecución.

3.2.1.2 TRANSPORTE Y MANIPULEO DE MATERIALES

El ejecutor de la obra transportará y manipulará todos los materiales con el mayor cuidado, siendo éstos transportados hasta los lugares de trabajo sin ser arrastrados.

Las pérdidas y roturas que puedan ocurrir durante el transporte serán por cuenta del ejecutor de la obra.

3.2.1.3 CONTROL Y SEGURIDAD

El ejecutor de la obra empleará personal idóneo y en número suficiente para cumplir con los plazos estipulados y la calidad de montaje.

Se deberá tomar las medidas de seguridad necesarias durante la ejecución de la obra para evitar accidentes del personal y de terceros.

3.2.1.4 PLANOS DE REGISTRO

Durante el montaje el ejecutor de la obra, anotará en cuadros y planos y a escala adecuada, los detalles de los cambios eventuales de montaje.

3.2.2 MONTAJE DE POSTES

El trabajo de montaje en general será hecho de acuerdo a los planos, especificaciones y diseños de construcción.

El profesional encargado del montaje, realizará un replanteo de ubicación de los postes, siendo responsable de su correcta orientación de los mismos, los cuales serán certificados por el Ingeniero encargado de la Inspectoría.

Cualquier cambio o reubicación en el momento de la obra, será consultado con el Ingeniero Inspector quien tendrá que decidir la ejecución o no, de cualquier modificación.

Durante el transporte los soportes deberán encontrarse en la posición más favorable de acuerdo al mayor momento de inercia de su sección transversal, no permitiéndose el arrastre de los soportes por el suelo.

El poste deberá ser ensamblado totalmente antes de ser izado para cimentarlo, tratando de que las armadas de alineamiento queden perpendiculares al eje de la línea y los de ángulo y cambio de dirección conserven la posición correcta.

El izaje de los postes se harán de preferencia mediante una grúa montada sobre la plataforma de un camión de dimensiones medianas.

Se sujetarán 5 cuerdas de control, tres en la parte superior y 2 en la parte inferior del poste, aparte de la sujeción de la grúa al poste mediante cable y gancho en su centro de gravedad con el objeto de ubicar el poste en su respectivo hueco y con la ayuda de un tablón de madera para su desplazamiento.

El error de verticalidad del eje del poste no deberá exceder de cinco milímetros por metro.

En los postes de anclaje y ángulos se colocará el poste con una inclinación en sentido contrario a la resultante de las fuerzas, dicha inclinación será igual al diámetro de la cabeza del poste.

Comprobado su perfecta posición se rellenará la excavación con una primera capa de ripio y luego capas sucesivas de 25 cms de espesor de tierra y piedras de 10 cm de radio aproximadamente con una concentración de 25% cada capa, siendo apisonada neumá

ticamente, apisonándose el exceso de tierra alrededor del poste.

Para asegurar la suficiente compactes del suelo después del apisonado, se le agregará una cierta cantidad de agua al relleno.

Los puntos de ubicación de los postes de la línea de subtransmisión se ceñirán al eje del perfil longitudinal que aparece en los planos.

Los postes de la red primaria y red secundaria se alinearán en una paralela a la línea de fachada y justo en el límite de la vereda, en caso de no poder por razones no previsibles, se tratará de que los desfases no afecten la estética del sistema.

También en principio se respetará la ubicación de los postes sobre una misma acera (prevista en los planos) pudiéndose hacer cambios por razones de ornato o fuerza mayor.

Ningún poste deberá ubicarse en la propia esquina y por ningún motivo a menos de 2 metros. En lo posible se evitará colocar postes muy cerca de las entradas de colegios, iglesias, espectáculos públicos, garages, etc.

3.2.3 MONTAJE DE CRUCETAS, AISLADORES Y ACCESORIOS

3.2.3.1 MONTAJE DE CRUCETAS

Las crucetas se instalarán antes de ser izado el poste y su fijación en los mismos se realizará con pernos pasantes.

La orientación de las crucetas se hará en forma perpendicular a la dirección de los conductores cuando el armado sea de alineamiento y se orientará en dirección de la bisectriz del ángulo cuando el armado sea de ángulo.

3.2.3.2 MONTAJE DE AISLADORES

- Aisladores tipo Pin

Los aisladores tipo pin deberán ser cuidadosamente manejados en su transporte y montaje. Antes de instalarse deberá controlarse que no tengan defectos y que

estén limpios, lo mismo se hará con los pines cuidando que no tengan defectos y que su acoplamiento con los aisladores sea perfecto. Se fijarán primero los pines a las crucetas, luego se instalarán los aisladores asegurándose que éstos no tengan juego con respecto a los pines y que la ranura superior siga la dirección de la línea.

- Aisladores tipo suspensión

El montaje de estos aisladores se efectuará en terreno verificándose que los elementos no presenten defectos y que estén limpios.

Se tomarán las precauciones correspondientes para evitar que los aisladores se dañen, efectuándose el montaje de estos en forma similar a los detalles de los armados.

3.2.4 MONTAJE DE RETENIDAS

Las retenidas se instalarán después de instalado el poste y antes de efectuarse el tendido de conductores.

La ubicación y orientación de los vientos se realizará estrictamente como se indican en los planos, teniendo en cuenta que estén en línea recta con la tracción y tal como se especifica en el detalle de retenidas.

Primero se abrirá en el suelo los huecos respectivos y se fijará la varilla de anclaje con su respectivo bloque, se compactará el terreno en capas no mayores de 15 cm y se regará apizotándose varias veces.

A continuación se instalará el cable con su respectivo aislador de tracción para finalmente templarse el cable en forma inicial, el cable cederá al ser solicitado, por lo menos antes de fijar definitivamente las grampas, se jalará el poste por el extremo opuesto al viento de acero, para templarlo por unas horas, haciéndose posteriormente el reajuste para fijar definitivamente las grampas. Se tendrá mucho cuidado de usar un guardacable de diámetro apropiado para evitar la rotura del cable de acero.

Una vez que se haya ejecutado el templado de los conductores estas retenidas se templarán en forma definitiva.

3.2.5 PUESTA A TIERRA

Todos los postes de la línea y red primaria llevarán puestas a tierra según el plano respectivo comprobándose la resisten
cia del sistema, si éste fuera mayor de 8 ohm se aumenta
rá el número de dispersores hasta lograr este valor, colocán
dose el dispersor a golpe después de excavar 1,5 m de profun
didad.

3.2.6 TENDIDO DE CONDUCTORES

Se deberá evitar que los conductores sufran daños durante el transporte y montaje cada bobina será examinada antes de ins
talarse para detectar posibles cortes, abolladuras y otros da
ños mecánicos.

Los conductores serán halados en tal forma que se elimine el enroscado o la torsión, los tramos de conductor se unirán en
tre sí con manguitos de unión no estando permitido utilizarse entorchado para ninguna de las secciones especificadas.

Los conductores se templarán con ayuda de grapas de tendido que será adecuado al calibre y dureza del conductor.

La puesta en flecha del conductor se efectuará en horas que la velocidad del viento sea nula o muy baja, el conductor sobre todo el de alta tensión, deberá permanecer colgado en las poleas por lo menos 48 horas antes de hacer los ajustes de templado y fijarlos a los aisladores.

Normalmente la puesta en flecha se hará entre dos estructuras de retención intermedias, empleándose siempre que sea posible el método visual, el cual consiste en utilizar un anteojo lar
ga vista y una niveleta.

La tolerancia de la flecha real con relación a la flecha teóri
ca no deberá ser mayor del 5%.

El amarre de los conductores en aisladores tipo pin, se efectua
rá de acuerdo a lo que se indica en los detalles de armados.

No se efectuará más de un empalme por conductor en un mismo va
no, tratándose en lo posible que se realicen cerca de uno de

los soportes.

Las derivaciones en cruz, para conductores de baja tensión llevarán separadores de cinco conductores, en el punto de cruce se amarrarán los conductores; para la continuidad eléctrica se pelará la longitud suficiente para que entre la grapa de doble vía en cada conductor, encintándose todo el conjunto con cinta aislante plástica. En las derivaciones en T se usará dos separadores, uno irá al punto de derivación de la T sobre el conductor principal y otro en la derivación de la T, para el conexionado eléctrico se procederá igualmente que en la derivación cruz.

Durante y después del tendido de los conductores deberán ser conectados a tierra para evitar accidentes causados por cargas estáticas.

3.2.7 MONTAJE DE SUBESTACIONES

El montaje a realizarse será de subestaciones aéreas siguiendo las indicaciones de los detalles de armados.

Una vez colocadas las crucetas base del transformador se efectuará el izaje del transformador tomando todas las precauciones del caso para evitar que éste se dañe. El lado de alta de los transformadores se ubicará hacia la calle y una vez ubicado en su posición adecuada como se describe en los armados se procederá a efectuar el conexionado del transformador.

Los pararrayos y seccionadores se ubicarán estrictamente como se indica en los detalles de armado, verificándose las distancias mínimas de seguridad entre fases y entre fases a tierra.

Una vez montado el transformador, pararrayos y seccionadores y después de haberse efectuado el conexionado general se procederá a realizar una revisión general del conexionado como también el nivel de aceite del transformador.

Todo el conexionado de cables y barras se hará mediante terminales de cable para empalmes con barra, igualmente se utilizará terminales de cable para la conexión a los aparatos, las derivaciones de las barras de A.T. al transformador se hará mediante conectores en T.

3.2.8 PRUEBAS

Después de terminado el montaje el ejecutor de la obra hará las siguientes pruebas:

- a) Inspección general del estado de línea y redes
- b) Medición del aislamiento de la línea en todos sus puntos
- c) Medición de la resistencia a tierra de los soportes que llevan la puesta a tierra.
- d) Prueba de tensión, conectándose el alumbrado público y algunas cargas importantes.
- e) Composición de continuidad en todo el circuito
- f) Todas las pruebas se harán en presencia del ingeniero supervisor con quien finalizadas las pruebas levantarán un acta en las que se consignará los resultados obtenidos y las modificaciones a realizarse.

Subsanado los errores que hubieran sido consignados en el acta, se firmará otra acta de recepción provisional quedando a partir de este instante la obra en garantía por un tiempo estimado no menor de 2 meses.

3.2.9 SECUENCIA DE MONTAJE

- a) Montaje de subestaciones
- b) Montaje de postes
- c) Instalación de retenidas
- d) Tendido de conductores
- e) Pruebas

CAPITULO IV

METRADO Y PRESUPUESTO

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
I	OBRAS CIVILES				
A	DESARENADOR				
A-1	Movimiento de Tierras				
01	Corte en Tierra y Roca	m ³	300	12,000	3'600,000
02	Acarreo de Material excedente	Est.			900,000
03	Nivelación interior y apisonado	Est.			1'000,000
A-2	Concreto				
	-Transición del canal a taza del desarenador.				
01	Muros laterales (40 m de longitud) de 0.15 m de espesor y 0.5 m de altura, hechos de C°S 1:3:5	m	40	8,000	320,000
02	Losa de 0.20m de espesor que forma el piso de transición de 0.65m de ancho, hecho de C°S 1:3:5	m ²	26	8,000	208,000
03	Enlucido en los muros y piso de la transición en tarrajeo de cemento y arena 1:2 (5mm de espesor) aplicada sobre una capa de enfoscado 1:6 (10 mm de espesor)	m ²	66	5,000	330,000
	-Taza del Desarenador				
04	Muros trapezoidales de C°S 1:3:5 con 0.50m de base y altura variable	m	46.6	30,000	1'398,000
05	Losa con un espesor de 0.30m que forma el piso de la taza, hecho en C°S 1:3:5	m ²	70	10,000	700,000
06	Enlucidos de muros y losa de la taza en tarrajeo cemento-arena 1:2 (5mm de espesor) aplicado sobre una capa de enfoscado 1:6 (10 cm de espesor)	m ²	263	5,000	1'315,000
	- Rebose				
07	Muro de rebose de cresta viva, hecho de C°S 1:3:5	m	8.8	30,000	264,000

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
08	Muros laterales de transición hacia el canal de aducción C°S 1:3:5	m	10.6	30,000	318,000
09	Losa de transición hacia el canal de aducción C°S 1:3:5 de 0.36m de espesor	m ²	7.9	10,000	79,000
10	Enlucido de muros y losa de transición hacia canal de aducción en tarrajeo cemento-arena 1:2 (5mm de espesor) sobre una capa de enfoscado 1:6 (10 cm de espesor)	m ²	48	5,000	240,000
11	Losa en la canaleta de limpia (20m) de 0.20m de espesor hecho de C°S 1:3:6	m ²	41	8,000	328,000
A-3	Compuerta Compuerta de fierro de 0.60x0.60m con izaje de tornillo, marco y accesorios completos, según Plano N° 1	U			5'800,000
	SUB-TOTAL I-A				16'800,000
B	CAMARA DE CARGA				
B-1	Excavación en Tierra y Roca	m ³	240	12,000	2'880,000
B-2	Acarreo de material excedente	Est			800,000
B-3	Nivelación Interior y Apisonado	Est			900,000
B-4	Cimientos y muros de concreto ciclópeo 1:3:6 con 30% de P.G., Plano 1	m ³	24	250,000	6'000,000
B-5	Losa de fondo de 0.45m de espesor de concreto 1:3:6	m ²	61.5	30,000	1'845,000
B-6	Revestimiento con mortero de cemento 1:3 de la losa de fondo y de los parámetros interiores y exteriores	m ²	200	15,000	3'000,000
B-7	Enlucido de muros y losa de la tasa	m ²	50	12,000	600,000
B-8	Compuerta de limpia de fierro de 2.10x1.0m con sus elementos de izaje	U			2'165,000
B-9	Rejilla de fierro de 0.65x0.65m	U			1'410,000
	SUB-TOTAL I-B				19'600,000

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
C	CONDUCTO FORZADO				
C-1	Sustentación				
01	Excavación en tierra	m ³	120	12,000	1'440,000
02	Anclajes y apoyos de concreto ciclopeo con 30% del P.G.	m ³	30	71,000	2'130,000
C-2	Tubería de Presión				
01	Tubería de presión de acero de 16" de diámetro interior, hecho de planchas de acero soldable del tipo A-285 grado B, incluidas juntas de dilatación.	m	63	585,000	36'855,000
02	Cono de admisión con reducción de 25" a 16" Ø con anillos de anclaje		1		2'000,000
03	Válvulas de compuerta		1		6'570,000
04	Codos		2		2'570,000
C-3	Mano de Obra Calificada				
	Por montaje de tubería y accesorios	m	63	68,000	4'284,000
C-4	Transporte				
	Por transporte de material a la obra	Est			7'151,000
	SUB-TOTAL I-C				63'000,000
D	CASA DE MAQUINAS				
D-1	Excavación en tierra	m ³	92	12,000	1'104,000
D-2	Cimiento de concreto ciclopeo 1:3:6 con 30% de P.G.	m	30	143,000	4'290,000
D-3	Sobrecimiento de concreto 1:8 con 25% de P.M.	m ³	30	66,500	1'995,000
D-4	Concreto Armado				
01	Vigas y dinteles	Est			1'290,000

PART	DESCRIPCIÓN	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
02	Columnas	Est			1'140,000
D-5	Piso de concreto 1:3:6 de 0.15m	m ²	52	40,000	2'080,000
D-6	Fundación de la maquinaria de concreto 1:2:4	Est			878,000
D-7	Muros de ladrillo asentados de cabeza	m ²	81	35,000	2'835,000
D-8	Covertura de calamina sobre tijerales de madera	m ²	76	56,000	4'256,000
D-9	Veredas de concreto 1:3:6 de 1m de ancho y 0.15m de espesor	m ²	35	20,000	700,000
D-10	Puertas y ventanas de madera con sus respectivos elementos de cerrajería y colocación.	Est	1		1'500,000
D-11	Tarrajeo de paredes exteriores e interiores	m ²	189	5,000	945,000
D-12	Pintura	m ²	189	3,000	567,000
D-13	Zócalo exterior e interior	m	60	7,000	420,000
D-14	Instalaciones eléctricas con cable empotrado.	pto	10	30,000	300,000
D-15	Instalación sanitaria	Est			200,000
D-16	Juego de baño con sus respectivos aparatos sanitarios y accesorios	jgo			1'100,000
	SUB-TOTAL I-D				25'600,000

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
II	EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO				
A	MAQUINARIA Y EQUIPO				
	Suministro, puesto en la localidad de Andagua de los equipos siguientes:				
A-1	Turbina Hidráulica				
	Tipo Michell Banki, eje horizontal, con gobernador, diseñado para operar bajo las siguientes condiciones				
	Potencia 140 HP				
	Salto Neto 50 m				
	Velocidad 900 rpm				
	Altura 3,600 msnm				
	La unidad será suministrada completa, lista para su montaje y operación con accesorios según especificaciones técnicas.	Pza.	1		286'000,000
A-2	Generador Eléctrico				
	Trifásico con regulador de tensión automático incorporado, para acoplamiento directo con la turbina, de las siguientes características.				
	Potencia 145 KVA				
	Frecuencia 60 Hz				
	Tensión 230 V				
	Velocidad 900 rpm				
	Altura 3,600 msnm	Pza	1		180'000,000
A-3	Tablero de Control y Medición				
	Con los elementos y accesorios indicados en especificaciones técnicas que servirán para control, protección y medida del grupo específico de líneas arriba	Pza	1		14'000,000
	SUB-TOTAL II-A				580'000,000

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
B	SUBESTACION DE SALIDA				
	Suministro, puesto en la localidad de Andagua del equipo siguiente:				
B-1	Transformador Principal				
	Trifásico de 160 kVA 10,000/230V para operar a 3,600 msnm con características y accesorios según especificaciones técnicas.	Pza	1		60'000,000
B-2	Celda de llegada con todos sus elementos de fijación, provisto de un cut-aut de 15 kV, 100A con su respectivo fusible para operar a 3,600 msnm según especificación técnica, además tres pararrayos tipo autoválvula, 10 kV para operar a 3,600msnm según especificaciones técnicas, incluye puesta a tierra	Pza	1		86'000,000
	SUB-TOTAL II-B				146'000,000
C	LINEA DE SUBTRANSMISION (Incluye Red de Distribución Primaria)				
	Suministro, puesto en la localidad de Andagua, del equipo y material siguiente:				
C-1	Ensamblés				
01	Ensamblés, con los materiales y equipos descritos en las láminas N ^o s 28,29,30,31,32 y especificaciones				
	Tipo E1	c/u	1	2'550,000	2'550,000
	Tipo E2	c/u	26	1'750,000	45'500,000
	Tipo E3	c/u	3	1'850,000	5'550,000
	Tipo E4	c/u	4	1'900,000	7'600,000
	Tipo E5	c/u	3	1'950,000	5'850,000
C-2	Conductores				
	Según especificaciones				

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
01	Conductor de cobre desnudo cableado de 16 mm ² de Ø	kg	875	42,280	36'995,000
02	Conductor de cobre desnudo sólido temple blando de 8 mm ² para amarre	kg	10	25,500	255,000
C-3	Sistema de Puesta a Tierra				
01	Con materiales y equipos descritos en la lámina N° 27 y las especificaciones	c/u	25	298,000	7'450,000
C-4	Retenidas				
01	Con materiales y equipos descritos en la lámina N° 35 y las especificaciones				
	Tipo VI	c/u	2	1'200,000	2'400,000
	Tipo V2	c/u	4	1'150,000	4'600,000
C-5	Transporte y Montaje				
01	Embalaje				
	Ubicación in situ, desembalaje armado del poste, apertura del hueco, izaje y cimentación para ensamble:				
	Tipo E1	c/u	1	327,500	327,500
	Tipo E2	c/u	26	285,000	7'410,000
	Tipo E3	c/	3	285,000	855,000
	Tipo E4	c/u	4	285,000	1'140,000
	Tipo E5	c/u	3	285,000	855,000
02	Embalaje, ubicación in situ, desembalaje, tendido del conductor de 16 mm ² incluyendo el templado, calibración de la flecha y amarre del conductor al respectivo aislador	kg	875	10,370	9'073,750

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNID	CANT	UNIT.	TOTAL
03	Embalaje, ubicación in sito, desembalaje, instalación del sistema de puesta a tierra según lámina N° 27	c/u	25	181,550	4'538,750
04	Embalaje, ubicación in sito, desembalaje, fijación al poste, templado del cable de la retenida según lámina N° 35 y construcción del bloque de concreto.				
	Tipo VI	c/u	2	1'025,000	2'050,000
	Tipo V2	c/u	4	1'000,000	4'000,000
	SUB TOTAL II-C				149'000,000
D	SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION				
D-1	Suministro puesto en la localidad de Andagua, según Plano N° 6 y especificaciones del equipo y material. Ensamble tipo E6	c/u	2	70'000,000	140'000,000
D-2	Embalaje, transporte, ubicación, armado de la estructura, izaje de los postes, colocación del equipo de baja tensión, colocación del transformador y otros trabajos hasta dejar totalmente montado la sub-estación con ensamble tipo E6	c/u	2	10'000,000	20'000,000
	SUB TOTAL II-D				160'000,000
E	RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA				
	Suministro, puesto en la localidad de Andagua, del equipo y material				
E-1	Ensamblados				
01	Ensamblados con los materiales y equipos descritos en las láminas Nos. 33 y 34 y especificaciones				
	Tipo E7	c/u	143	1'500,000	214'500,000
	Tipo E8	c/u	56	1'400,000	78'400,000
	Tipo E9	c/u	10	2'500,000	25'000,000
	Tipo E10	c/u	6	2'700,000	16'200,000

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNITO	CANT	UNIT.	TOTAL
E-2	Conductores Según diseño y especificaciones				
01	Conductores de cobre, temple duro cableado, forrado del tipo WP				
	25 mm ²	m	3,000	27,000	81'000,000
	16 mm ²	m	4,400	22,500	99'000,000
	10 mm ²	m	5,200	21,000	109'200,000
02	Conductor de cobre sólido forrado tipo WP, temple blando de 5 mm ² para amarre de los conductores a los aisladores tipo carrete.	m	900	17,000	15'300,000
03	Conductor bipolar de cobre, temple suave con aislamiento tipo TW de 2.5 mm ² para el conexionado de lámparas de alumbrado público.	m	540	19,000	10'260,000
E-3	Retenidas				
01	Retenida Tipo V2, con materiales y equipo descritos en la lámina N° 35 y especificaciones	c/u	51	280,000	14'280,000
E-4	Derivaciones				
01	Derivaciones en T desde el poste, con materiales descrito en la lámina N°s 37, 38 y especificaciones.	c/u	32	77,000	2'464,000
02	Derivaciones en cruz desde el poste con materiales descrito en la lámina N°s 37, 38 y especificaciones	c/u	47	105,000	4'935,000
03	Derivaciones en cruz desde el vano con materiales descrito en la lámina N°s 37, 38 y especificaciones	c/u	25	150,492	3'762,300
E-5	Transporte y Montaje				
01	Embalaje, ubicación in sito, desembalaje, armado del poste, apertura del hueco, izaje, cimentación según láminas de:				

PART	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS EN SOLES	
		UNIT	CANT	UNIT	TOTAL
	Ensamble Tipo E7	c/u	143	285,000	40'755,000
	Ensamble Tipo E8	c/u	56	285,000	15'960,000
	Ensamble Tipo E9	c/u	10	385,000	3'850,000
	Ensamble Tipo E10	c/u	6	385,000	2'310,000
02	Embalaje, ubicación in sito, desem- balaje, tendido del conductor, in- cluyendo el templado, calibración de flecha, y amarres del conductor de:				
	25 mm ²	m	3,000	1,050	3'150,000
	16 mm ²	m	4,400	950	4'180,000
	10 mm ²	m	5,200	850	4'420,000
03	Embalaje, ubicación in sito, desem- balaje, construcción del bloque de concreto, fijación al poste, temple- do del cable a la retenida tipo V2	c/u	51	1'000,000	51'000,000
04	Embalaje, transporte y ubicación in sito del material para las deriva- ciones en:				
	- Derivaciones en T desde el poste	c/u	32	650	20,800
	- Derivaciones en cruz desde el pos- te.	c/u	47	700	32,900
	- Derivaciones en cruz desde el va- no	c/u	25	800	20,000
	SUB-TOTAL II-E				800'000,000

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

5.1 COSTO TOTAL DEL PROYECTO

El costo de construcción del Proyecto, es de 245,000 dólares USA, siendo la estructura de los costos la siguiente :

- OBRAS CIVILES	DOLARES
Desarenador	1,680
Cámara de Carga	1,960
Conducto Forzado	6,300
Casa de Máquinas	2,560
Total Costo Directo	12,500
Total Costo Indirecto (15%)	1,875
Imprevistos (10%)	1,250
TOTAL COSTO OBRAS CIVILES	15,625
- EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO	
Equipo Turbo-Generador (1x116 kW)	58,000
Sistema de Sub-Transmisión (1.49 km. 10 kV) que incluye la Red de Distribución Primaria	14,900
Sub-estación de salida (160 kVA, 0.23/10 kV)	14,600
Sub-estación de Distribución (2x75 kVA)	16,000
Sistema de Distribución Secundaria	80,000
Total Costo Directo	183,500
Total Costo Indirecto (15%)	27,525
Imprevistos (10%)	-18,350
TOTAL EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO	229,375
COSTO TOTAL DEL PROYECTO	245,000

COSTO POR kW INSTALADO = 2,112 \$ USA

5.2 COMPARACION CON LA ALTERNATIVA TERMICA EQUIVALENTE

Con la finalidad de verificar la conveniencia económica de la alternativa hidráulica desarrollada, ésta será comparada con una solución térmica equivalente. El método utilizado para tal fin consiste en hallar un indicador semejante al de la relación Benefi-cio/costo, el cual tendría como numerador (beneficios), el valor actualizado de todos los egresos que conlleva la construcción de la planta térmica equivalente y como denominador (costos), todos los egresos actualizados referentes a la alternativa hidráulica desarrollada.

Un valor numérico mayor o menor a la unidad, indicará la conveniencia o no de la central hidroeléctrica sobre la central térmica -equivalente.

Se ha utilizado tasas de descuento del 10%, 12% y 15% rango en el que se estima estén comprendidos los valores del costo de capital de la empresa y la tasa social de descuento.

Los costos de operación y mantenimiento para la central hidroeléctrica, se han calculado a partir de la siguiente expresión:

$$y = ax^b \quad (*)$$

Donde :

Y = Costo anual de operación y mantenimiento en dólares USA

X = Potencia instalada de la Central en kW

a = Constante, e igual a 1,015

b = Constante, e igual a 0.55

Los motores de los grupos generadores térmicos son rápidos (1,800 rpm) y de admisión natural por lo que en la determinación de su potencia efectiva se ha considerado la caída de sus eficiencias por efecto de la altitud.

La central térmica será implementada de la siguiente manera:

En el año de 1984 un grupo de 80 kW, en 1995 otro grupo de 120 kW y en el año 2,005 otro grupo de 150 kW.

(*) Informe sobre "Mantenimiento, operación y producción, análisis de organización y costos" - Cooperación Técnica Peruano-Alemana.

Por otro lado el rubro " Remuneraciones más gastos generales y seguros" correspondiente a la alternativa térmica se estima te niendo en cuenta dos operadores y los costos de combustibles y lu bricantes han sido calculados con precios internacionales. En cuanto a la vida útil de los grupos térmicos se ha determinado en 10 años para los motores rápidos (1,800 rpm).

Los cuadros N° 14 y N° 13 contienen los costos anuales totales de la central térmica equivalente y de la alternativa hidráulica de sarrollada.

En el cuadro N° 15 se muestran valores actualizados de los costos de ambas alternativas y la relación de costos de la alternativa térmica con la hidráulica.

AÑOS	INVERSION	GASTOS OPERATIVOS	TOTAL COSTOS
1983	50,000	---	50,000
1984	78,466*	---	78,466
5	---	13,865	13,865
6	---	13,865	13,865
7	---	13,865	13,865
8	---	13,865	13,865
9	---	13,865	13,865
1990	---	13,865	13,865
1	---	13,865	13,865
2	---	13,865	13,865
3	---	13,865	13,865
4	---	13,865	13,865
5	--	13,865	13,865
6	---	13,865	13,865
7	---	13,865	13,865
8	---	13,865	13,865
9	---	13,865	13,865
2000	---	13,865	13,865
1	---	13,865	13,865
2	---	13,865	13,865
3	---	13,865	13,865
4	---	13,865	13,865
5	---	13,865	13,865
6	---	13,865	13,865
7	---	13,865	13,865
8	---	13,865	13,865
2009	(18,718)**	13,865	(4,853)

* Incluye Capital de Trabajo

** Incluye Valor Residual.

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N.

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

AÑOS	INVERSION	GASTOS OPERATIVOS			TOTAL COSTOS
		COMBUSTIBLE	LUBRICANTES	Remuneraciones + Gastos Generales y seguros	
1983	18,780				18,780
1984	32,530				32,530
5		9,984	872	6,588	17,444
6		10,540	921	6,588	18,049
7		10,954	957	6,588	18,499
8		11,532	1007	6,588	19,127
9		12,215	1,060	6,588	19,870
1990		12,797	1,118	6,588	20,503
1		13,510	1,180	6,588	21,278
2		14,166	1,237	6,588	21,991
3		15,011	1,311	6,588	22,910
4		15,876	1,387	6,588	23,851
5	38,000	16,762	1,464	6,588	62,814
6		17,640	1,541	6,588	25,769
7		18,755	1,638	6,588	26,981
8		19,786	1,728	6,588	28,102
9		20,956	1,830	6,588	29,374
2,000		22,154	1,935	6,588	30,677
1		23,622	2,063	6,588	32,273
2		24,846	2,170	6,588	33,604
3		26,475	2,312	6,588	35,375
4		27,888	2,436	6,588	36,912
5	48,000	29,555	2,581	6,588	86,724
6		31,308	2,734	6,588	40,630
7		33,198	2,899	6,588	42,685
8		35,088	3,064	6,588	44,740
2009	(20,480)**	37,218	3,251	6,588	26,577

** INCLUYE VALOR RESIDUAL

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

VALORES ACTUALIZADOS DE COSTOS

TESIS
DE GRADO
CUADRO
15

AÑO	COSTO TOTAL ALTERNATIVA		TASAS DE ACTUALIZACION			VALORES ACTUALIZADOS DE LA ALTERNATIVA					
	HIDRAULICA	TERMICA	10%	12%	15%	HIDRAULICA			TERMICA		
						10%	12%	15%	10%	12%	15%
1983	50,000	18,780	.909091	.892857	.869565	45,455	44,643	43,478	17,073	16,768	16,330
1984	78,466	32,530	.826446	.797194	.756144	64,848	62,553	59,332	26,884	25,933	24,597
85	13,865	17,444	.751315	.711780	.657516	10,417	9,869	9,116	13,106	12,416	11,470
86	13,865	13,049	.683013	.635518	.571753	9,470	8,811	7,927	12,318	11,470	10320
87	13,865	18,499	.620921	.567427	.497177	8,609	7,863	6,393	11,486	10,497	9,197
88	13,865	19,127	.564474	.506631	.432328	7,826	7,024	5,994	10,797	9,690	8,269
89	13,865	19,870	.513158	.452349	.375937	7,115	6,272	5,212	10,196	8,988	7,470
1990	13,865	20,503	.466507	.402883	.326902	6,468	5,600	4,532	9,565	8,281	6,702
91	13,865	21,278	.424098	.360610	.284262	5,880	5,880	3,941	9,024	7,673	6,049
92	13,865	21,991	.386543	.321973	.247185	5,346	4,464	3,427	8,478	7,081	5,436
93	13,865	22,910	.350494	.287476	.214943	1,860	4,860	2,980	8,030	6,586	4,924
94	13,865	23,851	.318631	.256675	.186907	4,418	3,559	2,591	7,600	6,122	4458
95	13,865	62,814	.289664	.229174	.162528	4,016	3,177	2,253	18,195	14,395	10,209
96	13,865	25,769	.263331	.204620	.141329	3,651	2,837	1,956	6,786	5,273	3,642
97	13,865	26,981	.239392	.182696	.122894	3,319	2,533	1,704	6,459	4,929	3,316
98	13,865	28,102	.217629	.163122	.106865	3,017	2,262	1,482	6,116	4,584	3,003
99	13,865	29,374	.197845	.145644	.092926	2,743	2,019	1,288	5,811	4,278	2,730
2000	13,865	30,677	.179859	.130040	.080805	2,494	1,803	1,120	5,518	3,989	2,479
01	13,865	23,273	.163508	.116107	.070265	2,267	1,610	974	5,277	3,747	2,268
02	13,865	33,604	.148644	.103667	.061100	2,061	1437	847	4,995	3,484	2,053
03	13,865	35,375	.135131	.092560	.053131	1,874	1,283	737	4,780	3,274	1,880
04	13,865	36912	.122846	.082643	.046201	1,703	1,146	641	4,534	3,051	1,705
05	13,865	86,724	.111678	.073788	.040174	1,548	1,023	557	9,685	6,399	3,434
06	13,865	40,630	.101526	.065882	.034934	1,408	913	484	4,125	2,677	1419
07	13,865	42685	.092296	.058823	.030378	1,280	816	421	3,940	2,511	1,297
08	13,865	44,740	.083905	.052521	.026415	1,163	728	366	3,754	2,350	1,182
2009	(4,853)	26,577	.076278	.046894	.022970	(370)	(228)	(111)	2,027	1,246	610
					N	212,886	194,757	170,142	236,569	197,692	156,499

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIAFACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICAANALIZO :
ELIAS CANO NAPROBO :
ING. R. OCAÑAFECHA :
MARZO 85

VALOR PRESENTE

TESIS
DE GRADO

CUADRO
16

VALOR PRESENTE

TASA (%)	ALTERNATIVA TERMICA	ALTERNATIVA HIDRAULICA	RELACION $\Delta H/\Delta T$
10	236,569	212,886	0.90
12	197,692	194,757	0.98
15	156,499	170,142	1.09

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N.

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

5.3 ANALISIS ECONÓMICO NACIONAL

5.3.1 INTRODUCCION

En el presente capítulo se determina la rentabilidad económica del proyecto, analizado desde el punto de vista Nacional, es decir considerando sus efectos sociales y económicos, el cual enfoca de manera relievante los efectos indirectos de la disponibilidad de energía eléctrica, con la cual la colectividad por beneficiar se verá compensada con creces por los recursos empleados.

El desarrollo del punto de vista Nacional se ajusta a la "Metodología para el Análisis Económico de Centrales Hidroeléctricas Pequeñas en el Perú", elaborado por la Firma Consultora Arthur D. Little Inc. en Diciembre de 1981, en razón de convenio suscrito por la Agencia Internacional para el Desarrollo (A.I.D) y la Empresa de Electricidad del Perú (ELECTROPERU S. A.)

Esta metodología se viene utilizando en el Análisis Económico de los proyectos que a la fecha elaboran las empresas relacionadas a la Electrificación en el Perú.

Por la tanto las decisiones de inversión que serán adoptadas deben tener en consideración los indicadores de rentabilidad contenidos en el presente capítulo.

5.3.2 OBJETIVO

El objetivo principal del Capítulo en mención es el de mostrar la factibilidad económica del proyecto desde el punto de vista Social o Nacional, lo cual debe implicar el cuantificar los efectos directos e indirectos del proyecto a partir de los llamados precios sociales, sombra o de cuenta, los cuales vienen a ser los precios de Mercado afectados por factores de ajuste y que serán indicados en el acápite de "Premisas Consideradas".

De esta manera se determinará la eficiencia del proyecto que permitirá su selección y priorización requerida.

5.3.3 METODOLOGIA

Este capítulo se ha elaborado teniendo en cuenta las re

glas generalmente aceptadas para el Análisis Económico Nacional; para lo cual se ha considerado como documento base el informe A.U.S. Agency For International Development, OPTA ELECTROPERU, elaborado en Diciembre de 1981 por Arthur D. Little Ing. titulado " La Metodología para el Análisis Económico de Centrales Hidroeléctricas Pequeñas en el Perú". Para cuantificar los efectos directos e indirectos del proyecto se ha procedido de la siguiente manera:

5.3.3.1 BENEFICIOS

Por el lado de los beneficios el efecto directo del proyecto está dado por la venta de energía a una tarifa dada, el valor residual de los activos y la recuperación del capital de trabajo cuantificados a precios sombra o de cuenta.

Los beneficios indirectos del proyecto son cuantificados a partir del "Excedente del Consumidor" de la localidad con este fin se recopiló en la zona de estudio la información técnica-económica necesaria utilizando para ello los formatos de encuesta de demanda de energía y encuestas domiciliarias.

Este procedimiento ha permitido estimar la cantidad de energía que sería posible sustituir con el proyecto así como el costo que a diciembre de 1983 significa a los usuarios de estos tipos alternativos de energía.

Los porcentajes de sustitución considerados son las siguientes (+)

- Kerosene para alumbrado 90%
- Kerosene para cocina (uso doméstico)... 5%
- Velas para uso doméstico 70%
- Pilas para uso doméstico 80%
- Leña para uso doméstico 1%

Las cantidades de las fuentes de energía que

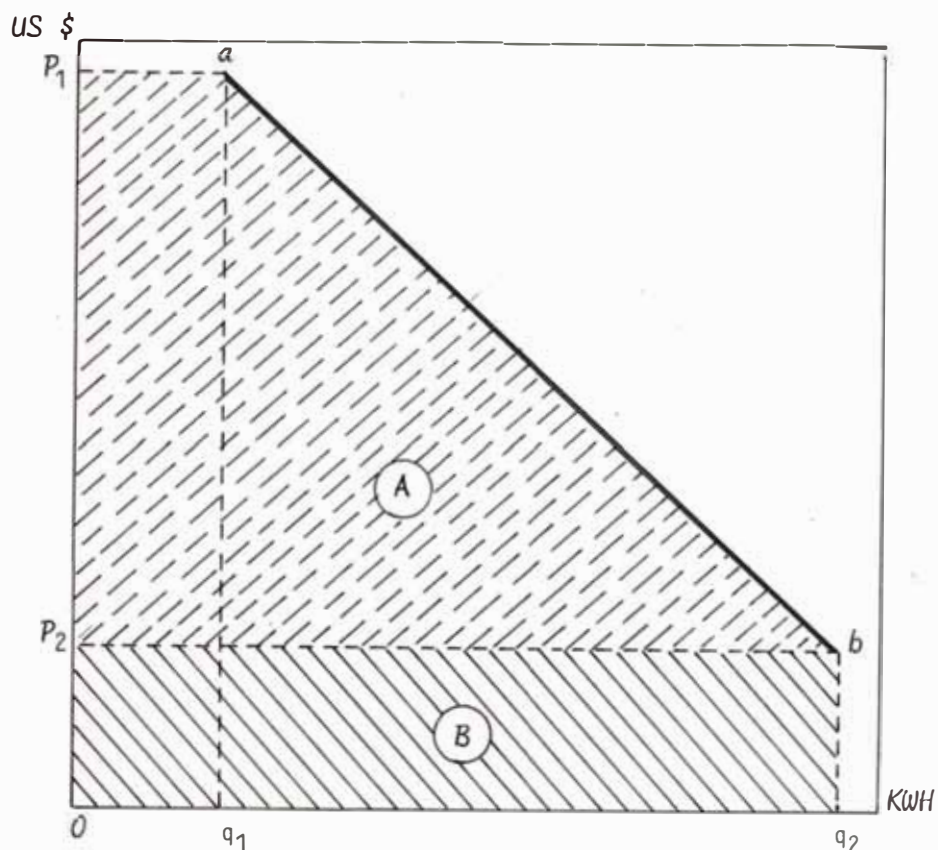
consume actualmente la colectividad de la zona en estudio (sólo las cantidades que serán sustituidas), han sido convertidas en kWh / unidad utilizando los siguientes factores de conversión (+).

FUENTE DE ENERGIA	UNIDAD	FACTOR DE CONVERSION kWh/Unidad
Velas	Unidad	0.028
Pilas	Unidad	0.007
Kerosene	Galones	6.628
Leña	Carga	0.502

El equivalente de energía expresado en kWh, nos permite ubicar el punto "a" que se muestra en la lámina 42. El punto "b" en ese mismo gráfico se determina a partir de los valores obtenidos en el estudio de Mercado Eléctrico de la localidad, es decir teniendo en cuenta la implementación del proyecto. La unión de estos dos puntos "a" y "b", define la curva de demanda de energía utilizada actualmente "Sin Proyecto" (P_1) y la tarifa promedio a cobrarse "Con proyecto" (P_2) respectivamente. Conceptualmente, el excedente del consumidor viene a ser el ahorro que tendría la Comunidad al reemplazar el uso de fuentes de energía como el kerosene, pilas, velas, etc. a un costo elevado; por el de la energía eléctrica generada por la Central Hidroeléctrica materia del presente proyecto y a una tarifa sensiblemente menor.

En la lámina N° 42 se muestra detalladamente lo descrito en líneas anteriores, donde "A" representa el excedente del consumidor "B" los ingresos por venta de energía y "A+B" los beneficios brutos totales para el país.

(+) Fuente: Factores de conversión de energía, ELECTROPERU-AID 1982



- P_1 = PRECIO ACTUAL DE LA ENERGIA A SUSTITUIR
 P_2 = PRECIO O TARIFA DE LA ENERGIA CON EL PROYECTO
 q_1 = ENERGIA A SUSTITUIR
 q_2 = ENERGIA A CONSUMIR CON EL PROYECTO
 A = P_1, a, b, P_2 = EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR
 B = $0, P_2, b, q_2$ = INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA
 $A+B$ = $0, P_1, a, b, q_2$ = BENEFICIOS BRUTOS TOTALES.

Otro de los beneficios indirectos del proyecto se determina mediante la valorización de los Recursos Desplazados, es decir los recursos que al entrar en funcionamiento el proyecto dejarán de ser usados por la comunidad, motivo por el cual podrá dársele otros usos, por esta razón su valorización presupone un empleo alternativo óptimo al mejor precio posible.

5.3.3.2 COSTOS

El efecto directo de los costos viene dado fundamentalmente por los costos de inversión, el capital de trabajo y los gastos anuales de operación y mantenimiento del proyecto valoradas a precios cuenta o sombra.

Los efectos indirectos correspondientes se determinan a partir del costo de los recursos desplazados, mencionados anteriormente, valorados a precios de mercado interno o precios locales.

5.3.4 PREMISAS CONSIDERADAS

A continuación se menciona las premisas que han sido consideradas para la elaboración del presente proyecto.

- El horizonte de planeamiento del proyecto es de 27 años que incluye el período de inversión (2 años).
- A fin de uniformizar la base de análisis, los costos de inversión han sido calculados a precio de Diciembre de 1983.
- Se ha utilizado un tipo de cambio de 2,277 soles/dólar correspondientes a Diciembre de 1983, que se ha tomado a la vez como tipo de cambio sombra, teniendo en cuenta que con la actual política de mini devaluaciones, el precio de las divisas se encuentra cercano a su nivel real.
- Los precios de los combustibles están tomados a diciembre de 1983.
- La tarifa de la energía con proyecto es de 0.06 dólares

USA/kWh considerándose este valor como una tarifa promedio para este tipo de proyectos (tarifa elaborada por ELECTROPERU). Así mismo se determinó que el costo a precio actual de la energía en la región es de US \$ 0.3106 /kWh (cuadro N° 20)

- El valor residual de las inversiones se ha determinado linealmente de acuerdo a la vida útil de las obras civiles (50 años) y de los equipos electromecánicos (30 años) ajustados por los valores de cuenta o sombra.
- Se han considerado como tasas de descuento el 10%, 12% y 15%, estimándose que el valor de la tasa social o nacional de descuento se encuentra dentro de ese rango de valores.
- Los factores de ajuste utilizados para la obtención de precios sombra han sido proporcionados por la oficina de Cooperación Internacional ELECTROPERU-AID y son las siguientes:

<u>CONCEPTO</u>	<u>FACTOR</u>
Mano de obra calificada	1.0
Mano de obra no calificada	0.4
Material y equipo importado	0.9
Material y equipo nacional	0.8
Transporte interno	1.0
Materiales locales	1.0
Otros costos locales	1.0

- Todo el análisis se realiza a precios constantes

5.3.5 BENEFICIOS DEL PROYECTO

5.3.5.1 BENEFICIOS DE LOS RECURSOS ASIGNADOS

- Ingresos por la venta de Energía

Están dados por la cantidad de energía eléctrica vendida (ver cuadro N° 17) a la tarifa de venta del proyecto, el cual ha sido establecido en US\$ 0.06 por kWh estos ingresos pueden apreciarse en el cuadro N° 21.

- Excedente del Consumidor

El cálculo del excedente del consumidor está encaminado hacia la estimación de los beneficios brutos totales, de acuerdo a la metodología para el análisis de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. La información recopilada durante el trabajo de campo efectuado en la zona del estudio permitió determinar el consumo actual de fuentes de energía como, kerosene, pilas y velas, estos consumos de la comunidad se determinó en equivalentes en kWh, así como el costo incurrido por cada fuente de generación (ver cuadro N° 18)

Del total de energía que se consume en la actualidad, se estimó la cantidad de energía posible de ser sustituida por el proyecto (ver cuadro N° 19) en caso de instalarse la Central Hidroeléctrica, la cual será en el año 1985 de 58,887 kWh y cuyo costo equivalente es de 0.3106 dólares USA/kWh, que viene a ser el precio promedio ponderado que actualmente paga la comunidad por el uso de dicha cantidad de energía según se muestra en el cuadro N° 20.

De acuerdo al estudio de Mercado Eléctrico efectuado para la localidad, la cantidad de energía "con el proyecto" para el año de 1985 es de -- 79,268 kWh (ver cuadro N° 17) factible de ser vendida a razón de 0.06 dólares USA/kWh. Utilizando la nomenclatura de la lámina N° 17 el excedente del consumidor vendría dado por la expresión.

$$EC = \frac{Q_1 + Q_2}{2} (P_1 - P_2)$$

En el cuadro N° 21 se puede apreciar cantidades del excedente del consumidor para los años 1985, 1990, 2000 y 2009.

- Valor Residual

El valor estimado es aproximadamente de US\$ 18,718 que es el valor del bien al final de la vida útil del proyecto, ajustados por los parámetros nacionales. Cuadros N° 29 y 13

- Beneficios por Recursos Desplazados

La valorización de los recursos que dejarán de emplearse como fuente de generación, se ha efectuado a precios FOB (mercaderías en el puerto de salida después de pasar la aduana) de exportación para los combustibles a base de petróleo (kerosene) de exportación y a precios locales las otras fuentes de generación (velas y pilas). Los precios para los diferentes tipos de combustibles han sido tomados a diciembre de 1983 al tipo de cambio respectivo.

Las cifras correspondientes se pueden apreciar en el cuadro N° 29.

5.4 COSTOS NACIONALES DEL PROYECTO

5.4.1 COSTOS DE LOS RECURSOS ASIGNADOS

5.4.1.1. COSTO DE INVERSION A PRECIOS DE MERCADO

- Costo Directo.:

Comprende la inversión en Obras Civiles y Equipo Electromecánico y asciende a US\$ 100,000 dólares tal como se detalla a continuación:

	<u>DOLARES</u>	<u>%</u>
Obras Civiles	6,200	6.2
Tubería y Eq. Electromec.	64,300	64.3
Línea de Subtransm.	14,900	14.9
Sub-estación de Salida	14,600	14.6
	<u>100,000</u>	<u>100.0</u>

- Costos Indirectos

Se incluyen los costos de ingeniería y administración del proyecto que se considera en 15% del costo directo y los imprevistos calculados en 10% sobre el mismo monto.

- Costo de Construcción

Está constituido por la sumatoria de los costos directos e indirectos del proyecto y asciende a US\$ 125,000 dólares a diciembre de 1983.

La estructura de la inversión por elementos de costos puede apreciarse en el cuadro N° 23

5.4.1.2 COSTOS DE INVERSION A PRECIOS SOMBRA

La inversión a nivel de costo de construcción asciende a US\$ 112,253 dólares, cuya estructura por elemento de costo se muestra en el cuadro N° 24.

5.4.1.3 CAPITAL DE TRABAJO

Se ha considerado en los tres primeros meses de los costos de operación y mantenimiento del primer año de operación, ajustados por los parámetros nacionales.

5.4.1.4 COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Este rubro se determinó a partir de la siguiente ecuación:

$$y = ax^b$$

Donde:

$a = 1,015$

$b = 0.55$

$X =$ Potencia en kW

$Y =$ Costo de operaciones y mantenimiento en US\$/año

Los costos de operación y mantenimiento a precios de mercado para la central es de US\$ 13,865 dólares.

A precios sombra asciende a US\$ 10,718 dólares.

Las cifras correspondientes pueden observarse en el

cuadro N° 25 a precios de mercado y en el Cuadro N° 26 a precios sombra.

5.4.1.5 CRONOGRAMA DE INVERSIONES

En los cuadros Nos.27 y 28 se muestran las inversiones a precios de mercado y a precios sombra respectivamente en sus diferentes rubros por años.

5.4.2 COSTOS DE LOS RECURSOS DESPLAZADOS

En el caso de los combustibles derivados del petróleo, los recursos desplazados como costos son valorizados a precios del mercado interno vigente a diciembre de 1983 y válidos para la zona de Costa y Sierra al tipo de cambio de 2,277 soles/dólar.

Para los otros recursos desplazados (pila y velas) se han tomado los precios locales vigentes a la misma fecha de referencia. Las cantidades de los combustibles considerados como fuente de generación actual, son los mismos tanto para los beneficios como para los costos de los recursos desplazados. Los resultados numéricos de estos recursos desplazados se puede apreciar en el cuadro N° 29.

5.4.3 RESULTADOS

Los indicadores de la evaluación Técnica-Económica de la Central Hidroeléctrica en estudio son los siguientes:

AÑO	MAXIMA DEMANDA(kw)	ENERGIA ELECTRICA (Kwh)		
		DEMANDA NETA TOTAL	PRODUCIDA	VENDIDA
1985	36	79,268	87,195	79,268
6	37	83,686	92,055	83,686
7	38	86,967	95,664	86,967
8	40	91,561	100,717	91,561
9	42	96,985	106,683	96,985
90	43	101,603	111,764	101,603
1	45	107,263	117,989	107,263
2	47	112,476	123,724	112,476
3	49	119,181	131,099	119,181
4	51	126,051	138,656	126,051
5	54	133,086	146,395	133,086
6	56	140,052	154,057	140,052
7	59	148,907	163,798	148,907
8	61	157,096	172,805	157,096
9	64	166,382	183,020	166,382
2000	67	175,895	193,485	175,895
1	71	187,553	206,308	187,553
2	74	197,266	216,992	197,266
3	78	210,200	231,220	210,200
4	81	221,417	243,559	221,417
5	85	234,660	258,126	234,660
6	89	248,572	273,429	248,572
7	94	263,581	289,939	263,581
8	98	278,588	306,447	278,588
2009	103	295,500	325,050	295,500

COSTO TOTAL Y CONSUMO DE ENERGIA SIN EL PROYECTO

FUENTE DE GENERACION	COSTO TOTAL US \$AÑO	CONSUMO TOTAL KWH/AÑO
KEROSENE	9,084	60,368
PILAS	2,021	72
VELAS	11,478	2,091
LEÑA	1,240	1,668
TOTAL	23,823	64,199

COSTO TOTAL Y CONSUMO DE ENERGIA A SER SUSTITUIDA POR EL
PROYECTO

FUENTE DE GENERACION	COSTO TOTAL US \$ AÑO	CONSUMO TOTAL KWH / AÑO
KEROSENE	8,630	57,349
PILAS	1,616	57
VELAS	8,034	1,464
LEÑA	12	17
TOTAL	18,292	58,887

ENERGIA A SUSTITUIR CON EL PROYECTO Y DETERMINACION DEL PRECIO DE LA ENERGIA SUSTITUIBLE

A/C

FUENTE DE GENERACION	UNIDAD DE MEDIDA	CONSUMO TOTAL ANUAL	A	B	PESO RELATIVO DE LA ENERGIA EQUIVALENTE (Kwh/año)	PRECIO DE LA ENERGIA (US \$ / Kwh)		
			EQUIV. CONS. TOTAL ENER. (Kwh/año)	COSTO TOTAL ANUAL DE LA ENER. (dolares)		B/A PROMEDIO	B/C FONDERADO	
PETROLEO	CENTRAL TERMICA	---	---	---	---	---	---	---
	AUTOGENERADORES	---	---	---	---	---	---	---
GASOLINA	AUTOGENERADORES	---	---	---	---	---	---	---
KEROSENE	USO INDUSTRIAL	---	---	---	---	---	---	---
	LUZ	GALONES	8,197	54,331	8,176	0.9226	0.15048	0.13884
	COCINA	GALONES	455	3,018	454	0.05125	0.15043	0.00770
LEÑA	USO INDUSTRIAL	---	---	---	---	---	---	---
	COCINA	CARGAS	33	17	12	0.00029	0.70588	0.00020
CARBON	PLANCHA	---	---	---	---	---	---	---
PILAS	UNIDAD	8,179	57	1,616	0.00096	28.3508	0.02744	
VELAS	UNIDAD	52,270	1,464	8,034	0.02486	5.48770	0.13643	
TOTAL		---	---	^C 58,887 *	18,292	1.00000	---	0.3106

RESUMEN DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA Y DEL CONSUMIDOR EN EL HORIZONTE DE PLANEAMIENTO DEL PROYECTO

	SIGNATURA	AÑOS			
		1985	1990	2000	2009
TARIFA DEL PROYECTO (US \$/Kwh)	P_2	0.06	0.06	0.06	0.06
COSTO ACTUAL DE LA ENERGIA A SUSTITUIR (US \$/Kwh)	P_1	0.3106	0.3106	0.3106	0.3106
ENERGIA A SUSTITUIR CON EL PROYECTO (Kwh)	q_1	62,182	62,182	62,182	62,182
CONSUMO DE ENERGIA CON EL PROYECTO (Kwh)	q_2	79,268	101,603	175,895	295,500
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA (B) (US \$)	$P_2 \times q_2$	4,756	6,096	10,554	17,730
EXCEDENTE DE CONSUMIDOR (A) (US \$)	$\frac{(q_1 + q_2)(P_1 - P_2)}{2}$	17,720	20,522	29,831	44,818
RELACION EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR / INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	A/B	3.73	3.36	2.83	2.53

EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR

AÑO	P_1	P_2	q_1	q_2	$P_1 - P_2$	$P_2 \times q_2$	$\frac{q_1 + q_2}{2}(P_1 - P_2)$
1985	0.3106	0.06	62,182	79,268	0.2506	4,756	17,724
6	0.3106	0.06	62,182	83,686	0.2506	5,021	18,277
7	0.3106	0.06	62,182	86,967	0.2506	5,218	18,688
8	0.3106	0.06	62,182	91,561	0.2506	5,494	19,264
9	0.3106	0.06	62,182	96,985	0.2506	5,819	19,944
1990	0.3106	0.06	62,182	101,603	0.2506	6,096	20,522
1	0.3106	0.06	62,182	107,263	0.2506	6,436	21,231
2	0.3106	0.06	62,182	112,476	0.2506	6,749	21,885
3	0.3106	0.06	62,182	119,181	0.2506	7,151	22,725
4	0.3106	0.06	62,182	126,051	0.2506	7,563	23,586
5	0.3106	0.06	62,182	133,186	0.2506	7,985	24,467
6	0.3106	0.06	62,182	140,052	0.2506	8,403	25,340
7	0.3106	0.06	62,182	148,907	0.2506	8,934	26,449
8	0.3106	0.06	62,182	157,096	0.2506	9,426	27,476
9	0.3106	0.06	62,182	166,382	0.2506	9,983	28,639
2000	0.3106	0.06	62,182	175,895	0.2506	10,554	29,831
1	0.3106	0.06	62,182	187,553	0.2506	11,253	31,292
2	0.3106	0.06	62,182	197,266	0.2506	11,836	32,509
3	0.3106	0.06	62,182	210,200	0.2506	12,612	34,129
4	0.3106	0.06	62,182	221,417	0.2506	13,285	35,535
5	0.3106	0.06	62,182	234,660	0.2506	14,080	37,194
6	0.3106	0.06	62,182	248,572	0.2506	14,914	38,937
7	0.3106	0.06	62,182	263,581	0.2506	15,815	40,818
8	0.3106	0.06	62,182	278,588	0.2506	16,715	42,698
2009	0.3106	0.06	62,182	295,500	0.2506	17,730	44,818

Donde: P_1 : COSTO ACTUAL DE LA ENERGIA A SUSTITUIR (US \$ / KWH)

P_2 : TARIFA DEL PROYECTO (US \$ / KWH)

q_1 : ENERGIA A SUSTITUIR CON EL PROYECTO (KWH)

q_2 : CONSUMO DE ENERGIA CON EL PROYECTO (KWH)

$P_2 \times q_2$: INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA

$\frac{q_1 + q_2}{2}(P_1 - P_2)$: EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

COSTOS DE INVERSION A PRECIOS DE MERCADO
(DOLARES)

TESIS
DE GRADO

CUADRO
23

	OBRAS CIVILES	TUBERIA Y EQUIPO ELECTROMECC	SISTEMA DE TRANSMISION	SUBSTACION	INGENIERIA Y ADMINISTRAC.	IMPREVISTOS	TOTAL
MANO DE OBRA	2,046 ^{35%}	6,430 ¹⁰	1,639 ¹¹	1,168 ³	10,500 ⁷⁰	2,000 ²⁰	23,783
-CALIFICADA	²⁴ 491	²³ 4,694	1,196	876	10,500	1,520	19,277
-NO CALIFICADA	⁷⁶ 1,555	¹⁷ 1,736	443	292	---	480	4,506
BIENES TRANSABLES INTERNACIONAL.	1,984 ^{32%}	52,726 ⁸²	9,089 ⁶¹	12,848 ⁸²	2,250 ¹⁵	6,600 ⁶⁶	85,497
- MATERIAL Y EQUIPO IMPORTADO	⁷ 139	⁶⁷ 45,872	7,635	11,692	---	5,214	70,552
- MATERIAL Y EQUIPO NACIONAL	⁹³ 1,845	¹⁵ 6,854	1,454	1,156	2,250	1,386	14,945
BIENES NO TRANSABLES INTERNACIONAL	2,170 ^{35%}	5,144 ⁸	4,172 ²²	584 ⁴	2,250 ¹⁵	1,400 ³⁴	15,720
- TRANSPORTE INTERNO	²⁷ 499	⁶³ 3,241	709	584	1,508	602	7,143
- MATERIALES LOCALES	⁶⁹ 1,367	---	2,879	---	292	504	5,042
- OTROS GASTOS LOCALES	¹⁴ 304	³⁷ 1,903	584	---	450	294	3,535
TOTAL	6,200 ^{100%}	64,300 ¹⁰⁰	14,900 ²⁵⁰	14,600	15,000	10,000	125,000

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANON

A PROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

COSTOS DE INVERSION A PRECIOS SOMBRA
(DOLARES)

	OBRAS CIVILES	TUBERIA Y EQUIPO ELECTROMECC	SISTEMA DE TRANSMISION	SUBESTACION	INGENIERIA Y ADMINISTRAC	IMPREVISTOS	TOTAL
MANO DE OBRA	1,113	5,388	1,373	993	10,500	1,712	21,079
-CALIFICADA	491	4,694	1,196	876	10,500	1,520	19,277
-NO CALIFICADA	622	694	177	177	---	192	1,802
BIENES TRANSABLES INTERNAC.	1,601	46,768	8,035	11,448	1,800	5,802	75,454
-MAT. Y EQUIPO IMPORTADO	125	41,285	6,872	10,523	---	4,693	63,498
-MAT. Y EQUIPO NACIONAL	1,476	5,483	1,163	925	1,800	1,109	11,965
BIENES NO TRANSABLES INTERNAC.	2,170	5,144	4,172	584	2,250	1,400	15,720
-TRANSPORTE INTERNO	499	3,241	709	584	1,508	602	7,143
-MATERIALES LOCALES	1,367	---	2,879	---	292	504	5,042
-OTROS GASTOS LOCALES	304	1,903	584	---	450	294	3,535
TOTAL	4,884	57,300	13,580	13,025	14,550	8,914	112,253

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
 PRECIOS DE MERCADO
 (Dolares)

	I ETAPA	TOTAL
MANO DE OBRA CALIFICADA	3,744	3,744
MANO DE OBRA NO CALIFICADA	4,437	4,437
MATERIAL Y EQUIPO IMPORTADO	2,912	2,912
MATERIAL Y EQUIPO NACIONAL	970	970
TRANSPORTE INTERNO	1,664	1,664
MATERIALES LOCALES	138	138
OTROS GASTOS LOCALES	---	---
TOTAL	13,865	13,865

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
 PRECIOS SOMBRA
 (Dolares)

	I ETAPA	TOTAL
MANO DE OBRA CALIFICADA	3,744	3,744
MANO DE OBRA NO CALIFICADA	1,775	1,775
MATERIAL Y EQUIPO IMPORTADO	2,621	2,621
MATERIAL Y EQUIPO NACIONAL	776	776
TRANSPORTE INTERNO	1,664	1,664
MATERIALES LOCALES	138	138
OTROS GASTOS LOCALES	---	---
TOTAL	10,718	10,718

CRONOGRAMA DE INVERSIONES A PRECIO DE MERCADO
(Dolares)

	1983	1984	TOTAL
OBRAS CIVILES	2,480	3,720	6,200
TUBERIA Y EQUIPO ELMEC.	25,720	38,580	64,300
SISTEMA DE TRANSMISION	5,960	8,940	14,900
SUB-ESTACION	5,840	8,760	14,600
TOTAL COSTO DIRECTO	40,000	60,000	100,000
INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6,000	9,000	15,000
IMPREVISTOS	4,000	6,000	10,000
TOTAL COSTO DE CONSTRUCCION	50,000	75,000	125,000

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N.

APROBO
ING. R. OCAÑA

FECHA
MARZO 85

CRONOGRAMA DE INVERSIONES A PRECIOS SOMBRA
(DOLARES)

	1983	1984	TOTAL
OBRAS CIVILES	1,954	2,930	4,884
TUBERIA Y EQUIPO ELMEC.	22,920	34,380	57,300
SISTEMA DE TRANSMISION	5,432	8,148	13,580
SUB-ESTACION	5,210	7,815	13,025
TOTAL COSTO DIRECTO	35,516	53,273	88,789
INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5,820	8,730	14,550
IMPREVISTOS	3,566	5,348	8,914
TOTAL COSTO DE CONSTRUCCION	44,902	67,351	112,253

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALIZO
ELIAS CANO N

APROBO
ING. R OCAÑA

FECHA
MARZO 85

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- a) El desarrollo del proyecto integral de electricidad de Andagua contribuirá al desarrollo socio económico del distrito del mismo nombre y de la Región, al permitirles tener acceso a la energía eléctrica, elemento fundamental para el bienestar y progreso de los pueblos lo cual posibilita superar los niveles de subdesarrollo en relación a la educación, permitiendo la escolaridad nocturna; a la cultura y a la comunicación, determinando una mayor integración al conjunto de la realidad nacional y contribuyendo también a mejorar los servicios sociales y de salud.
- b) También permitirá mejorar el nivel de empleo e ingresos de los pobladores quienes aportarán mano de obra no calificada para la ejecución de las obras civiles que comprende: Reforzamiento del barraje, bocatoma y canal de conducción; así como la construcción del desarenador, cámara de carga, anclaje de tubería forzada, casa de máquinas, línea de subtransmisión y redes de alumbrado público y domiciliario.
- c) Puesto que el Estudio del Mercado Eléctrico es fundamental para determinar los requerimientos de energía eléctrica de un poblado y/o centro de consumo, se han utilizado dos métodos para determinar la demanda de esta localidad netamente rural.
El primero se basa en la metodología empleada por la firma Consultora Canadiense MONENCO, reglamentada por la DGE del Ministerio de Energía y Minas y ELECTROPERU S.A., quienes recomiendan aplicarse a pequeños centros en forma independiente.
El segundo está basado en las encuestas tomadas en la localidad, sectorizándose las necesidades eléctricas en doméstico, comercial, cargas especiales y alumbrado público para su mejor análisis. De ambos se concluye que la demanda para el último año del periodo de análisis (25 años) es de 100 KW.
- d) El caudal de diseño de la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) es de 280 lts/seg. que aprovechando la configuración topográfica existente a 1.49 Km de Andagua en el lugar denominado el Molino con

50 m de caída neta se proyecta construir la PCH sin desmedro del sector agricultura.

- e) La Turbina seleccionada es la MICHELL-BANKI de eje horizontal NK-30 de 140 HP con acoplamiento directo al Generador trifásico de 145 KVA, 230V y 900 rpm de velocidad nominal.
- f) El Nivel de Tensión de la Línea de Subtransmisión es de 10KV con postera de madera tratada en su mayoría de 9m, Grupo D, Clase 7 y conductor de cobre de 16mm^2 de sección, desnudo y cableado de 7 hilos según Especificaciones Técnicas.
- g) Las Subestaciones de Distribución son del tipo aéreo montados sobre una estructura de dos postes de madera que soportan sobre su plataforma, transformadores trifásicos de 75 KVA cada uno y demás e lementos de control y protección.
- h) La Red de Distribución Secundaria también emplea postes de madera tratada de las mismas características que las empleadas en la Línea de Subtransmisión a excepción de la Plaza de Armas y parque donde se emplea postes de concreto en resguardo del ornato de la ciudad y conductores de cobre de 25mm^2 , 16mm^2 y 10mm^2 de sección con aislamiento de polietileno resistente a la intemperie.
- i) La inversión total estimada, para desarrollar el Proyecto integral asciende a US \$ 245,000 que equivale a US \$ 2,112 por KW instalada, el mismo que disminuirá si se toma en consideración el aporte de mano de obra NO calificada para la ejecución de las obras civiles y montaje de las instalaciones.
- j) Como es necesario contar con datos de aforo e hidrometeorología se recomienda establecer una Estación Meteorológica en la zona.
- k) Por el tipo de suelo existente (arcillosa, caliza) se recomienda para la fase del estudio definitivo, realizar mediciones de resistividad del terreno con mayor profundidad en las zonas de casa de Máquinas, Línea de Subtransmisión y Subestaciones de Distribución para diseñar con precisión la Puesta a Tierra.

B I B L I O G R A F I A

- Manual de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. OLADE (Versión Preliminar)
 - Volumen I Lineamientos Generales
 - Volumen II Aspectos Socio-Económicos
 - Volumen III Evaluación del Medio Físico
 - Volumen IV Obras Civiles
 - Volumen V Equipos Turbinas Hidráulicas y Regulador de Velocidad
- Guía para la elaboración de proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas destinadas a la Electrificación Rural del Perú, y
- Guía para la estimación preliminar de los metrados y costos para la estructura de una Central Hidráulica - Agosto 1981
Ing. Tsuguo Nosaki
- Datos para la elaboración de Proyectos de Pequeña y Medianas Centrales Hidroeléctricas destinadas a la Electrificación Rural. Set. 1981
Ing. Tsuguo Nosaki
- Metodología sintética para el cálculo y especificación preliminar de microcentrales hidroeléctricas. Ing. Enrique Indacochea R.deS.
OLADE - Edición 1980.
- Centrales Eléctricas. G. Zoppetti
- Redes Eléctricas. G. Zoppetti
- Centrales Hidroeléctricas. Santos Potess
- Estaciones Transformadoras y de Distribución. G. Zoppetti
- Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica Volumen 1 y 2. Gilberto Enriquez Harper
- Teoría y análisis de las máquinas eléctricas. A.E. Fitzgerald
- Electrificación Rural. Ing. Mario Calmet A.
- Normas de Procedimientos para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de obras en los Sistemas de Distribución y Utilización Eléctrica. CIP.
- Situación de los Servicios Eléctricos del departamento de Arequipa Estudios de Electrificación Provincial, Distrital y Rural
Informe N° 014-83-DDE/EEPPR. MEM
- Normalización de Postes de madera para líneas aéreas de conducción de energía. ITINTEC. Oct. 1976
- Código Nacional de Electricidad. Tomos I y IV - 1978

A N E X O S

ANEXO N° 1: DEDUCCION DE LA FORMULA POLINOMIAL

Para proyectar la población, se ha empleado la ecuación polinomial siguiente:

$$P_x = P_0 + X \Delta_0 + X(X-a) \Delta^2_0$$

- Cálculo de los parámetros

$$\text{Para } X=a \quad P_a = P_0 + a \Delta_0, \quad \Delta_0 = \frac{P_a - P_0}{a} \quad (1)$$

$$\text{Para } X=b \quad P_b = P_0 + b \Delta_0 + b(b-a) \Delta^2_0 \quad (2)$$

Reemplazando (1) en (2) se tiene:

$$\Delta^2_0 = \frac{P_0}{ab} + \frac{P_a}{a(a-b)} + \frac{P_b}{b(b-a)} \quad (3)$$

$P_0 = 1,305$ habitantes (censo 1961)

$P_a = 1,163$ habitantes (censo 1972)

$P_b = 1,238$ habitantes (censo 1981)

$a = 1972 - 1961 = 11$ años

$b = 1981 - 1961 = 20$ años

En (1)

$$\Delta_0 = \frac{1,163 - 1,305}{11} = -12.90$$

En (3)

$$\Delta^2_0 = \frac{1,305}{11 \times 20} + \frac{1,163}{11(11-20)} + \frac{1,238}{20(20-11)} = 1.062$$

Luego se tiene:

$$P_x = 1,305 + X(-12.90) + X(X-11) 1.062$$

$$P_x = 1,305 - 12.90X + 1.062X^2$$

Para el cuadro consolidado $23 \leq X \leq 53$

ANEXO N° 2: METODO DE LOS MINIMOS CUADRADOS

La proyección del consumo unitario doméstico y alumbrado público se ha calculado en base a la ecuación exponencial siguiente:

$$y = ax^b$$

Donde: X = Abonados domésticos

Y = Consumo anual del Sector Doméstico - AP/Abonados domésticos.

a, b = Parámetros de la ecuación

- Cálculo de los parámetros

Tomando logaritmos se tiene.

$$\underbrace{\log y}_{Y_1} = \underbrace{\log a}_A + \underbrace{b \log X}_{bX_1}$$

$$Y_1 = A + bX_1$$

$$Y_1 = A + bX_1$$

$$Y_1 = A + bX_1$$

$$\sum Y_1 = AN + b \sum X_1 \quad (1)$$

$$\sum X_1 Y_1 = A \sum X_1 + b \sum X_1^2 \quad (2)$$

Resolviendo (1) y (2) se tiene:

$$A = \frac{(\sum Y_1)(\sum X_1^2) - (\sum X_1)(\sum X_1 Y_1)}{N \sum X_1^2 - (\sum X_1)^2}$$

$$b = \frac{N \sum X_1 Y_1 - (\sum X_1)(\sum Y_1)}{N \sum X_1^2 - (\sum X_1)^2}$$

Coefficiente de correlación

$$FC = \frac{N(\sum X_1 Y_1) - (\sum X_1)(\sum Y_1)}{\sqrt{N \sum X_1^2 - (\sum X_1)^2} \sqrt{N \sum Y_1^2 - (\sum Y_1)^2}} \leq 1$$

Procesando todos los datos del cuadro N° 1 depurado se tiene:

$$y = 57.46x^{0.4429}$$

Con un factor de correlación $FC = 0.95$

P L A N O S