

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA  
PARA EL CAMBIO DE VOLTAJE DE LA  
LINEA DE TRANSMISION AMBATO-LATACUNGA  
DE 69 KV A 138 KV

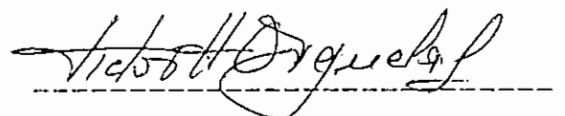
TESIS PREVIA A LA OBTENCION  
DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO,  
EN LA ESPECIALIZACION DE SISTEMAS  
ELECTRICOS DE POTENCIA

MARIO GERMAN BURGOS ESPINOZA

QUITO, JUNIO DE 1993

CERTIFICACION:

CERTIFICO QUE LA PRESENTE  
TESIS HA SIDO REALIZADA,  
EN SU TOTALIDAD, POR EL  
SEÑOR MARIO GERMAN BURGOS  
ESPINOZA.

A handwritten signature in cursive script, reading "Victor Orejuela L.", is written over a horizontal dashed line.

ING. VICTOR OREJUELA L.

DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA:

A MIS PADRES  
Y HERMANOS

## AGRADECIMIENTO

Al Ingeniero Victor Orejuela L., por su acertada orientación y dirección durante el desarrollo de esta tesis.

A los Ingenieros Jorge Santillan y José Arias por su valiosa y gentil cooperación.

A todas las personas que han colaborado de una u otra manera para la realización de este trabajo, especialmente a mis compañeros Wladimir Brborich y Galo Armas.

## I N D I C E

### INTRODUCCION

Justificación . . . . .	1
Objetivo y Alcance . . . . .	2

### CAPITULO I : DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL AREA

1.1 Características generales del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi . . . . .	3
1.1.1 Area, de concesión . . . . .	3
1.1.2 Descripción del sistema actual . . . . .	3
1.1.2.1 Generación . . . . .	4
1.1.2.2 Subtransmisión . . . . .	7
1.1.2.3 Subestaciones de distribución . . . . .	7
1.1.3 Obras para ejecución en el corto plazo . . . . .	8
1.2 Crecimiento de la demanda . . . . .	8
1.2.1 Evolución histórica . . . . .	12
1.2.2 Pronóstico sectorial de energía eléctrica del sistema eléctrico Cotopaxi . . . . .	12
1.2.2.1 Consumo total . . . . .	12
1.2.3 Disponibilidad de energía y demanda máxima . . . . .	12
1.3 Descripción del sistema actual de subtransmisión . . . . .	13
1.3.1 Equipos e instalaciones . . . . .	13
1.3.1.1 Características técnicas de los equipos de generación . . . . .	13
1.3.1.2 Características técnicas de las L/ST . . . . .	13
1.3.1.3 Características técnicas de los Transformadores de las S/E . . . . .	17
1.3.2 Descripción de la línea Ambato - Latacunga (Salcedo) . . . . .	17
1.3.3 Descripción de la S/E Ambato . . . . .	18
1.3.4 Descripción de la S/E Salcedo . . . . .	19
1.4 Flujos de carga . . . . .	20

### CAPITULO II : ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO DE LA DEMANDA

2.1 Suministro con la línea de 69 KV existente . . . . .	25
2.2 Suministro con la línea Ambato-Latacunga a 138 KV, considerando la remodelación en la de 69 KV existente . . . . .	27
2.3 Suministro con la construcción de una línea nueva de 138 KV . . . . .	29

### CAPITULO III : SELECCION DEL CONDUCTOR

3.1	Gradiente de voltaje . . . . .	33
3.2	Pérdida de potencia por efecto corona . . . . .	38
3.2.1	Pérdidas por corona en buen tiempo (ausencia de lluvia) . . . . .	38
3.2.2	Pérdidas por corona en mal tiempo (presencia de lluvia) . . . . .	39
3.3	Radio interferencia . . . . .	44
3.4	Límite térmico. . . . .	47
3.5	Otras condiciones . . . . .	51

### CAPITULO IV : ESTUDIO DE AISLAMIENTO

<u>4.1</u>	Determinación de los niveles de aislamiento : . . . . .	53
4.1.1	Aislamiento necesario por contaminación . . . . .	54
4.1.2	Número de aisladores por sobrevoltajes de origen atmosférico . . . . .	55
4.1.3	Número de aisladores por sobrevoltajes de maniobra . . . . .	61
4.2	Longitud de la cadena de aisladores . . . . .	64
4.2.1	Longitud de los aisladores . . . . .	64
4.2.2	Longitud de los accesorios . . . . .	65
4.3	Distancias en aire a la estructura. . . . .	65
4.3.1	Distancia normal . . . . .	65
4.3.2	Distancia mínima . . . . .	66
4.4	Distancia entre fases. . . . .	68
4.4.1	Distancia vertical entre fases. . . . .	68
4.4.2	Distancias mínimas del conductor al suelo. . . . .	69
4.5	Alternativas de aislamiento de las estructuras. \ . . . .	69
4.5.1	Modificación de la tensión mecánica . . . . .	69
4.5.2	Remodelación de la línea utilizando aisladores line-post . . . . .	73
4.5.3	Remodelación de la línea utilizando cadenas de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión . . . . .	82
4.5.4	Remodelación de la línea utilizando cadenas de aisladores en "V" . . . . .	90
4.5.5	Cambio de voltaje en las actuales condiciones . . . . .	93

CAPITULO V : EVALUACION ECONOMICA

✓ 5.1 Costos de inversión . . . . .	97
✓ 5.2 Pérdidas por efecto Joule . . . . .	98
✓ 5.3 Pérdidas debidas a la probabilidad de falla . . . . .	100
✓ 5.4 Pérdidas por tiempo de remodelación . . . . .	101
✓ 5.5 Evaluación económica de las alternativas . . . . .	102
5.5.1 Cambio de voltaje en las actuales condiciones	102
5.5.1.1 Inversión . . . . .	102
5.5.1.2 Pérdidas por efecto Joule . . . . .	103
5.5.1.3 Pérdidas debidas a la probabilidad de falla . . . . .	103
5.5.1.4 Pérdidas totales . . . . .	103
5.5.2 Remodelación de la línea utilizando aisladores line-post . . . . .	103
5.5.2.1 Inversión . . . . .	103
5.5.2.2 Pérdidas por efecto Joule . . . . .	104
5.5.2.3 Pérdidas debidas a la probabilidad de falla . . . . .	104
5.5.2.4 Pérdidas por tiempo de remodelación de la línea . . . . .	104
5.5.2.5 Pérdidas totales . . . . .	105
5.5.3 Remodelación de la línea utilizando cadenas de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión . . . . .	105
5.5.3.1 Inversión . . . . .	105
5.5.3.2 Pérdidas por efecto Joule . . . . .	106
5.5.3.3 Pérdidas debidas a la probabilidad de falla . . . . .	106
5.5.3.4 Pérdidas por tiempo de remodelación de la línea . . . . .	106
5.5.3.5 Pérdidas totales . . . . .	107
5.5.4 Línea nueva de 138 KV, entre la S/E Ambato y la S/E San Rafael . . . . .	107
5.5.4.1 Inversión . . . . .	107
5.5.4.2 Pérdidas por efecto Joule . . . . .	108
5.5.4.3 Pérdidas debidas a la probabilidad de falla . . . . .	108
5.5.4.4 Pérdidas totales . . . . .	108
✓ 5.6 Evaluación de resultados . . . . .	108

## CAPITULO VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Específicas del ejemplo . . . . .	111
6.2 Generales . . . . .	115

### APENDICE A

Tipos de torres . . . . .	117
---------------------------	-----

### APENDICE B

Corridas de flujos de las alternativas de suministro de demanda . . . . .	122
--	-----

### APENDICE C

C.1 Cálculo mecánico del conductor . . . . .	133
C.1.1 Tensiones en estado normal . . . . .	135
C.1.1.1 Tensión inicial . . . . .	135
C.1.1.2 Tensión final . . . . .	136
C.1.2 Tensión máxima . . . . .	136
C.1.2.1 Tensión inicial . . . . .	136
C.1.2.2 Tensión final . . . . .	137
C.1.3 Cálculo de la flecha de los conductores . . . . .	137
C.2 Cálculo de la flecha máxima . . . . .	138

### APENDICE D

Cálculos económicos . . . . .	140
-------------------------------	-----

BIBLIOGRAFIA . . . . .	147
------------------------	-----



## INTRODUCCION

### JUSTIFICACION, OBJETIVO Y ALCANCE DEL TRABAJO

#### JUSTIFICACION

Este estudio de factibilidad técnico-económico para un cambio de voltaje en la línea Ambato-Latacunga se lo realiza con la finalidad de que a futuro sea una alternativa para aumentar la capacidad de alimentación desde el SNI a la Empresa Eléctrica Cotopaxi; será pues, una opción complementaria a la que hoy se presenta en INECEL, como es la instalación de la subestación MULALO, para servir de mejor manera al sector atendido por la Empresa y bajo condiciones técnicas ajustadas con las normas.

Existe interés por parte de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi para que el estudio se lleve a cabo lo más pronto posible, ya que dentro de las recomendaciones hechas por parte del Departamento de Planificación del INECEL, en el trabajo realizado acerca de la actualización de la planificación del Sistema de Subtransmisión de la mencionada Empresa Eléctrica se sugiere la necesidad de hacer el estudio que se plantea como tema de esta tesis.

## OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo que se persigue es evaluar desde el punto de vista técnico-económico la factibilidad del cambio de voltaje en la línea Ambato-Latacunga de 69 KV a 138 KV, que sirve actualmente al sistema de la Empresa Eléctrica Cotopaxi.

Este trabajo comprende la presentación de diferentes opciones para satisfacer la demanda futura de potencia y el análisis técnico del cambio de voltaje de la línea, el mismo que incluye estudios de: requerimientos técnicos del conductor, uso de varios tipos de aisladores, espaciamentos mínimos de seguridad y probabilidad de falla con diferentes esquemas de aislamiento, espaciamiento y apantallamiento. Se complementa este trabajo con el análisis económico de las mejores alternativas para cambio de voltaje de la línea, el mismo que incluye el cálculo de los costos de inversión para el cambio de aislamiento y/o configuración, costos de pérdidas por efecto Joule y restricciones del servicio eléctrico. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Este proyecto se lo realiza debido a que en nuestro país existen una gran número de líneas de 69 KV en funcionamiento y que eventualmente en un futuro podrían elevarse a 138 KV debido al crecimiento de la demanda; por tanto es importante tomar en cuenta que un estudio de esta naturaleza podrá ser tomado como base para futuros cambios de nivel de voltaje.

## CAPITULO I

### DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL AREA

En este capítulo se presentan las características más importantes del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.(ELEPCO S.A.), tales como: su área de concesión, equipamiento e instalaciones detalladas por etapa funcional del sistema y la operación actual del sistema. También se mencionan algunas de las obras a construirse en el corto plazo y se realiza un ligero análisis de la evolución y proyección de la demanda.

#### 1.1 CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI

##### 1.1.1 AREA DE CONCESION

La Empresa tiene como área de concesión una superficie aproximada de 5100 Km<sup>2</sup>, a la cual se la sirve mediante sistemas de generación, subtransmisión y distribución.

##### ✓ 1.1.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA ACTUAL(1)

El sistema existente, tiene un punto de conexión con el S.N.I., punto que se encuentra en la S/E Ambato, a 69 KV, que sirve al sistema de ELEPCO S.A. a través de la línea de

1/

subtransmisión Ambato-Latacunga(Salcedo), para 1993 se prevé la entrada en operación de la S/E Mulaló a 138/69 KV servida por derivación de la L/T Pisayambo-Vicentina de 138 KV, que vendría a ser el segundo punto de interconexión al SNI., de manera que mejorará la calidad y confiabilidad del servicio proporcionado por la Empresa a su área de concesión.

En la Fig. 1.1, se ilustra la disposición geográfica de los componentes del sistema actual, integrado por el sistema de subtransmisión y S/Es de distribución de ELEPCO S.A..

En la Fig. 1.2, se muestra en esquema unifilar, los sistemas de generación, subtransmisión y S/E de distribución con sus características e interconexión entre ellos.

Las características básicas del sistema son las siguientes:

#### 1.1.2.1 GENERACION

La fuente principal de generación la constituye el S.N.I. en los actuales momentos, aunque, adicionalmente se dispone por un parque generador propio de ELEPCO S.A. constituida por dos centrales hidroeléctricas que son:

ILLUCHI 1 de 4.5 MW

ILLUCHI 2 de 5.5 MW

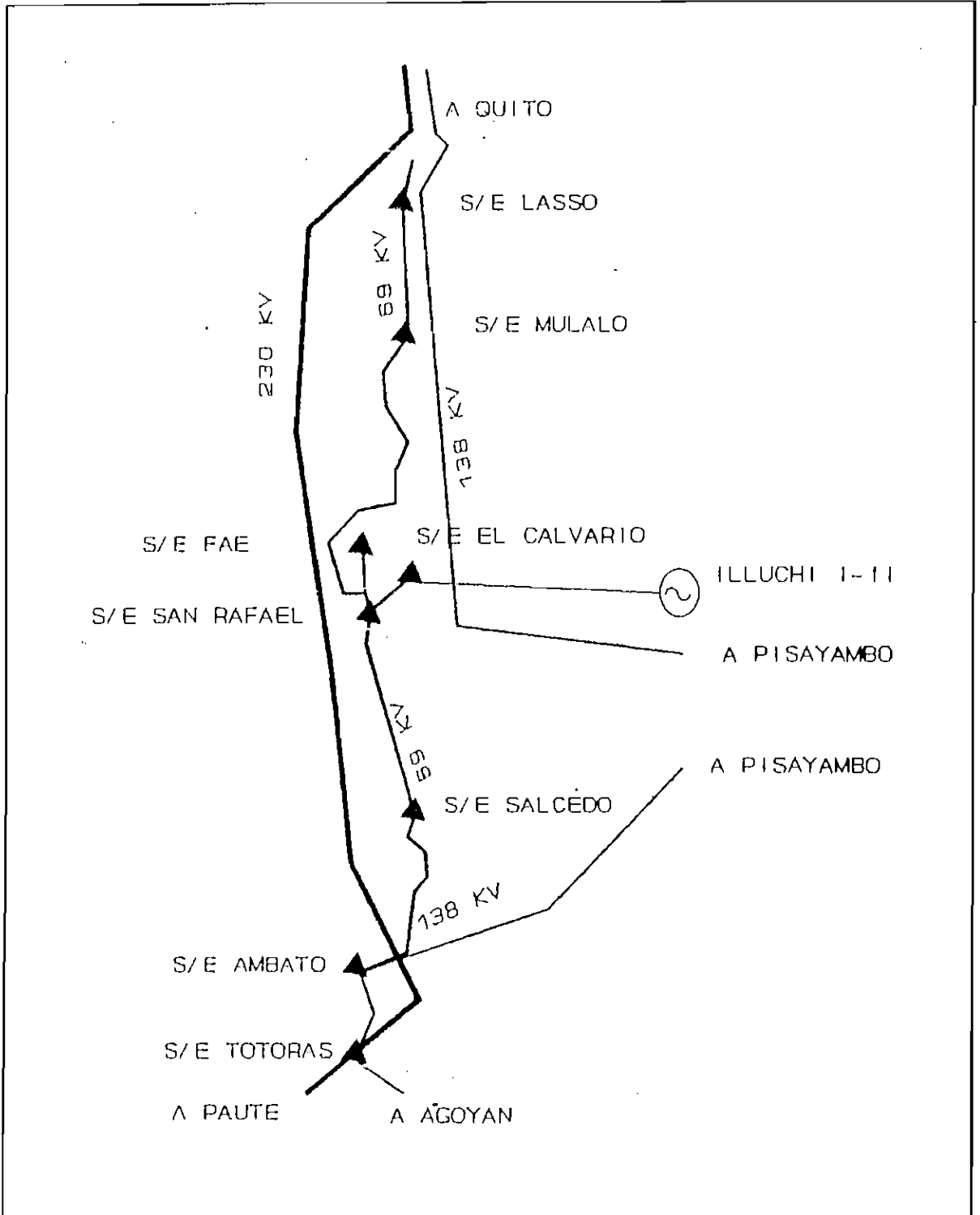


Fig. 1.1 Disposición geográfica de los componentes del Sistema Eléctrico de ELEPCO S.A.

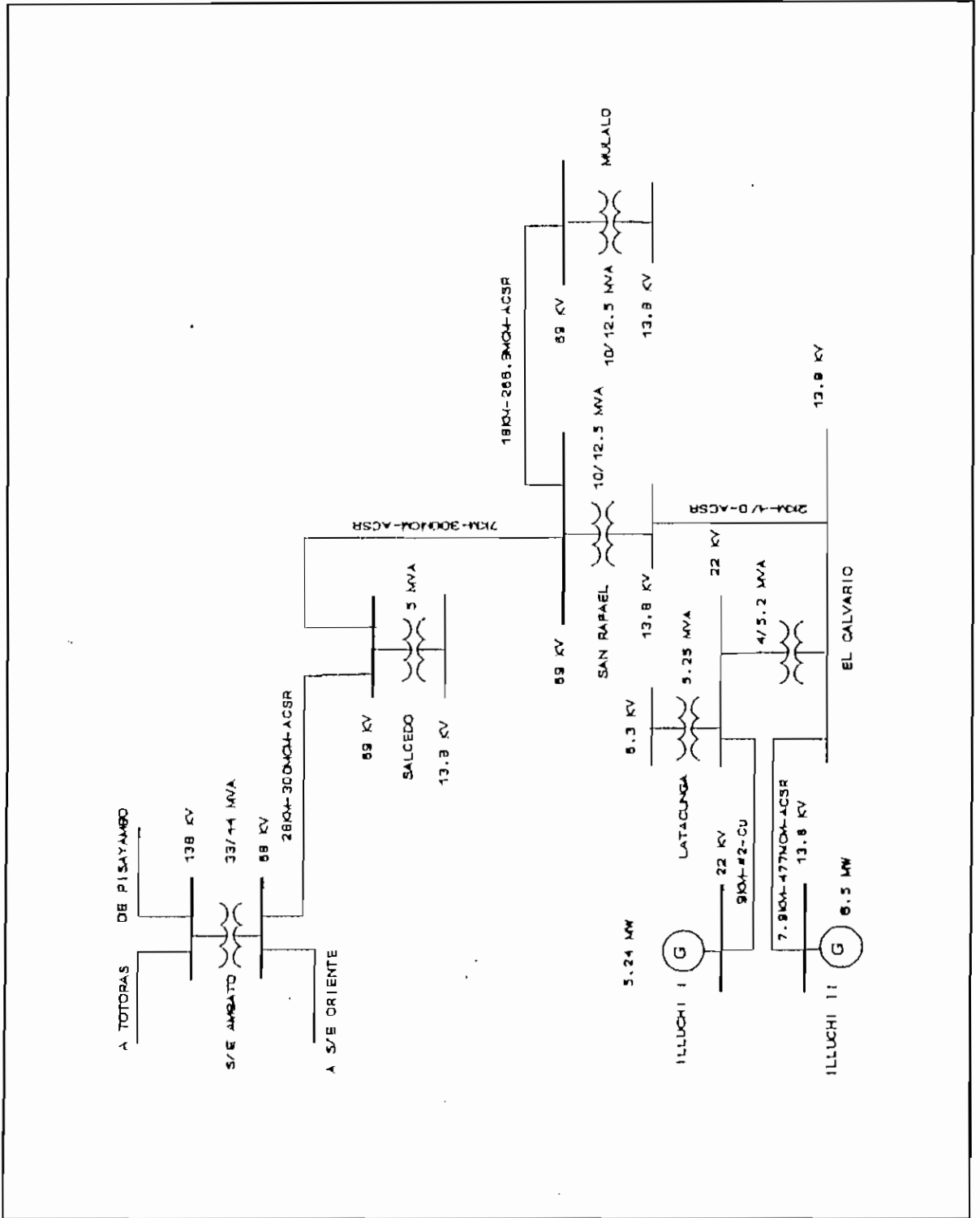


Fig. 1.2 Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de ELEPCO S.A.

✓

que representan en total 10 MW que son un respaldo para la generación. (2)

#### 1.1.2.2 SUBTRANSMISION

El sistema de subtransmisión está compuesto por :

- Una línea de interconexión a 69 KV desde la S/E Ambato a la S/E Salcedo.
- Líneas de subtransmisión a 69 KV, 22KV y 13.8 KV.

CUADRO 1.1 LINEAS DE SUBTRANSMISION

Nombre de la L/ST	Voltaje (KV)
S/E Salcedo - S/E San Rafael	69
S/E San Rafael - S/E Mulaló	69
S/E Mulaló - S/E Laso	69
S/E San Rafael - S/E FAE	69
Illuchi 1 - S/E Calvario	22
Illuchi 2 - S/E Calvario	13.8
S/E San Rafael - S/E Calvario	13.8

#### 1.1.2.3 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Las siguientes subestaciones de distribución son parte del sistema de ELEPCO S.A. :

✓

CUADRO 1.2 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Nombre de la S/E	Capacidad (MVA)	Voltaje (KV)
San Rafael	10/12.5	69/13.8
Mulaló	10/12.5	69/13.8
Salcedo	5	69/13.8
Laso	10/12.5	69/13.8
FAE	5/ 6.5	69/13.8
Calvario	4/ 5.2	22/13.8
Calvario	5.25	22/6.3

#### 1.1.2.4 DISTRIBUCION PRIMARIA

La distribución primaria se la realiza mediante alimentadores a 6.3 KV desde la S/E Calvario que sirven a la zona céntrica de la ciudad de Latacunga; y, mediante alimentadores de 13.8 KV que parten de las otras subestaciones de distribución, para dar servicio al resto de la área de concesión de la empresa.

#### 1.1.3 OBRAS PARA EJECUCION EN EL CORTO PLAZO

Las siguientes obras han sido ya definidas por INECEL y ELEPCO S.A., para ser ejecutadas en el corto plazo ( hasta el año 1995 ).



- Subestación Mulaló, 138/69 KV, 40/53/66 MVA
- Subestación y Línea de alimentación a la Fábrica de Cemento Cotopaxi

## 1.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

El estudio de demanda eléctrica de un sistema, permite dar una solución presente y futura al suministro de energía del sistema.

Las condiciones actuales de suministro de energía por parte de ELEPCO S.A. son las siguientes:

- La demanda máxima del sistema es de 20 MW.
- Sirve actualmente a un gran sector industrial.
- Existe la solicitud de 16 MW como base inicial y 30 MW a futuro, planteada por la Empresa de Cementos Cotopaxi.

Para realizar el estudio de diagnóstico de la Empresa ELEPCO S.A. se toma como referencia los resultados obtenidos del estudio de pronóstico de la demanda de energía que ha sido realizado por la Dirección de Planificación de INECEL en su área Superintendencia de Planificación Económica-Financiera.

El estudio comprende un pronóstico de demanda sectorial del sistema y los pronósticos globales en las S/E de distribución.

**CUADRO 1.3 EVOLUCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA COTOPAXI  
PERIODO 1965-1989.**

ANIO	CONSUMO (MWH)	TASA (%)	DISPONIBLE (MWH)	TASA (%)	D. MAXIMA (MW)	TASA (%)
<b>PERIODO PREPETROLERO</b>						
1965	6933		8997		2.6	
1966	8177	17.9	10294	15.9	2.5	-3.9
1967	8635	5.6	10347	2.5	2.9	16
1969	9141	5.9	10990	4.2	3.1	6.9
1969	9458	3.4	11257	2.4	3.3	8.5
1970	8869	4.4	11891	5.5	3.5	6.1
1971	10597	7.4	13342	12.3	3.6	2.9
T.MED.		7.3		7		5.8
<b>PERIODO PETROLERO</b>						
1972	10926	3.1	13922	4.2	3.3	-8.3
1973	10903	-1.1	13903	-0.6	3.7	12.1
1974	9912	-8.2	15709	13	3.9	5.4
1975	12180	22.9	16469	4.9	4.2	7.7
1976	13639	12	18547	12.6	4.5	7.1
1977	14324	5	20942	12.9	5	11.1
1978	15794	10.2	23527	12.3	6	20
1979	21014	33.1	26392	12.2	7.2	20
1980	27422	30.5	34919	32.3	9	11.1
1981	30470	11.1	40914	17.2	10	25
T.MED.		12.1		12.7		13.1
<b>PERIODO DE CRISIS</b>						
1992	39009	29	47939	17.2	10.9	9
1983	41752	7	50679	5.7	12	101
1994	37578	-10	53209	5	12.6	5
1995	59494	5.1	58979	10.7	13.5	7.1
1996	49757	23.5	66999	13.9	16.2	20
1997	53049	9.9	75205	12.2	17.4	7.4
1998	59974	13.1	63776	11.4	20.4	17.2
1999	62350	15.6	65791	2.4	20.4	0
T.MED.		9.6		9.7		9.4

### 1.2.1 EVOLUCION HISTORICA (3)

La evolución histórica de la demanda de energía del Sistema Cotopaxi, se se presenta en el cuadro 1.3 y corresponde al período 1965-1989.

### 1.2.2 PRONOSTICO SECTORIAL DE ENERGIA ELECTRICA DEL SISTEMA ELECTRICO COTOPAXI

El pronóstico sectorial se lo efectuó a nivel del sistema para los sectores residencial, comercial, industrial y otros para el período 1990-2010.

En el sector otros se consideran el alumbrado público y los usuarios del sector oficial tanto de los gobiernos seccionales como nacionales u otro tipo de abonados que no caen dentro de la clasificación de los tres anteriores.

#### 1.2.2.1 CONSUMO TOTAL

El pronóstico del consumo total del sistema se lo obtiene de la suma de los pronósticos sectoriales cuyo resumen se presenta en el cuadro 1.4.

CUADRO 1.4 CONSUMO TOTAL

Año	Cons. Resid. (GWH)	Cons. Comer. (GWH)	Cons. Ind. Car. (GWH)	Cons. Car. Esp. (GWH)	Otros Cons. (GWH)	Cons. Total (GWH)	Tasa Crec. (%)
1990	23.1	5.2	37.0		11.0	76.0	
1995	33.1	7.6	53.3	79.5	14.2	187.7	19.7
2000	45.5	10.0	72.2	135.4	17.9	280.9	8.4
2005	59.8	12.9	95.4	135.4	21.9	325.5	3.0
2010	74.5	16.3	121.5	135.4	26.0	373.7	2.8

1.2.3 DISPONIBILIDAD DE ENERGIA Y DEMANDA MAXIMA

La disponibilidad de energía a nivel de S/E principal del Sistema Nacional se presenta en el cuadro 1.5.

CUADRO 1.5 DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA

Año	Consumo (GWH)	Energía. Disponib. (GWH)	Demanda Máxima (MW)
1990	76.3	94.2	22.3
1995	187.7	215.6	42.3
2000	280.9	318.1	56.9
2005	325.5	369.4	67.9
2010	373.3	424.2	79.3
Tasa(%) 90-2010	8.3	7.8	6.5

Del estudio se deduce que la capacidad de transformación, en casi todas las S/E es suficiente para abastecer la demanda

✓

de las zonas de influencia, por lo menos durante los primeros seis años de análisis. Cuadro 1.6.

CUADRO 1.6 AÑO DE SATURACION DE ALGUNAS SUBESTACIONES

Subestación	Capacidad (MVA)	Año Saturación	Demanda Máxima (MW)
Mulaló	10/12.5	1995	12.9
Salcedo	5.0	2010	4.8
San Rafael	10/12.5	2010	10.6
Calvario	10.5	1994	10.7

### 1.3 DESCRIPCION DEL SISTEMA ACTUAL DE SUBTRANSMISION

#### 1.3.1 EQUIPOS E INSTALACIONES

##### 1.3.1.1 Características técnicas de los equipos de generación

En el Cuadro 1.7 se presentan las características más relevantes del parque generador. (2)

##### 1.3.1.2 Características técnicas de las L/ST

En el Cuadro 1.8 se detallan las características más importantes de las líneas de subtransmisión. (1)

CUADRO 1.7 CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS GENERADORES

ANIO	CENTRAL	UNIDAD	TURBINA	TIPO CENTRAL	No. FASES	f.p. (p.u.)	VOLTAJE (V)	CORRIENT (A)	FREC. (Hz)	# POLOS (pares)	VELOC. (rpm)	CLASE AISLAMIENTO	CONEXION	POTENCIA (KW)
1961	ILLUCHI I	2	PELTON	HIDRAULICA	3	0.3	2400	210	60	3	1200	A	EBTR. AISL.	372
1965		2	PELTON	HIDRAULICA	3	0.3	2400	420	60	4	300	A	EBTR. AISL.	1750
1987	ILLUCHI II	2	PELTON	HIDRAULICA	3	0.3	2400	792	60	5	720			3230

CUADRO 1.8 CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

LINEA DE SUBTRANSMISION	VOLTAJE (KV)	NUMERO CIRCUITOS	LONGITUD (Km)	RESISTENCIA (%)	REACTANCIA (%)	TIPO DE ESTRUCT.	DISPOSIC. DE LOS CONDUCT.	CONDUCTOR		AÑO OPERAC.
								MCM ? AWG	TIPO	
AMBATO-SALCEDO	49	1	28	12.49	27.58	T.M.	TRIANGULAR	300	ACSR	1974
SALCEDO-SAN RAFAEL	49	1	7	3.12	6.92	T.M.	TRIANGULAR	300	ACSR	1974
SAN RAFAEL - MULLALO	49	1	18	3.59	17.95	P.H.	TRIANGULAR	266.3	ACSR	1988
MULLALO-LASO	49	1	9	4.35	3.58	P.H.	TRIANGULAR	266.3	ACSR	1980
SAN RAFAEL-EL CALVARIO	13.8	1	2	39.64	59.81	P.H.	TRIANGULAR	470	ACSR	1974
EL CALVARIO-ILLUCHI I	22	1	9	111.41	31.75	P.H.	TRIANGULAR	2	Cu	1974
EL CALVARIO-ILLUCHI II	13.8	1	7.2	56.14	101.23	P.H.	TRIANGULAR	477	ACSR	1987
SAN RAFAEL-FAE	49	1	2.7	4.29	4.1	P.H.	TRIANGULAR	270	ACSR	1980

CUADRO 1.9 CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS TRANSFORMADORES

NOMBRE DE LA SUBSTACION	RELACION VOLTAGE (KV)	CAPACIDAD CAJAFUOA (MVA)	TIPO	CONEXION	IMPEDANCIA (%)	EQUIP. CON LTC	No. ALIMENT.	No. POSICIONES		AÑO OPERAC.
								ALTA	BAJA	
SAN RAFAEL SALCEDO MULALO LABBO EL CALVARIO	60/13.8	10/12.5	TRIFASICO		60.7	NO	2	2	4	1974
	60/13.8	5	TRIFASICO		137.4	NO	4	3	5	1988
	60/13.8	10/12.5	TRIFASICO		75.7	NO	5	2	6	1988
	60/13.8	10/12.6	TRIFASICO		75.7	NO				1990
	60/13.8	4/5.2	TRIFASICO		220.25	NO				1974
ILLUCHI I	22/2.4	3x1.75	TRIFASICO		121.9	NO		1	1	1950
	22/2.4	1.75	TRIFASICO		382.9	NO		1	1	1954
	22/2.4	1.75	TRIFASICO		388.4	NO		1	1	1960
	22/2.4	1.75	TRIFASICO		388.9	NO		1	1	1987
ILLUCHI II FAE	13.8/2.4	0.5	TRIFASICO		129.7	NO		1	1	1987
	60/13.8	5/6.5	TRIFASICO		137.4	NO				1990



1.3.1.3 Características técnicas de los Transformadores de las S/E

En el Cuadro 1.9 se muestran las características técnicas mas importantes de las subestaciones. (1)

1.3.2 DESCRIPCION DE LA LINEA AMBATO-LATACUNGA(Salcedo)

La mencionada línea de transmisión tiene un nivel de voltaje de 69 KV, parte de la barra de la misma tensión de la S/E Ambato cuya operación está bajo el control de INECEL, atravesando las provincias de Tungurahua y Cotopaxi en una longitud de 28 Km, hasta llegar a la S/E Salcedo que forma parte del Sistema Eléctrico de la provincia de Cotopaxi. El conductor es ACSR de 300 MCM.

La línea fue montada en torres metálicas, para simple circuito dispuesto en triángulo equilátero, con un solo cable de guarda. El detalle de estas torres se da en el Apéndice A.

En el trayecto se utilizaron cuatro tipos de torres, las cuales se detallan a continuación:

CUADRO 1.10 TIPOS DE TORRES

Denominación	Uso	Altura (m)
Tipo N ó Tipo S	Suspensión	18.0
Tipo R ó Tipo L	Anclaje o suspensión	18.3
Tipo T-A ó Tipo M/N	Anclaje	18.4
Tipo C ó Tipo E	Terminal	20.2

Algunas de estas torres presentan algunas variaciones en cuanto a la longitud de la base, para darle mayor sujeción a la estructura de acuerdo al tipo de terreno donde fue colocada, esto es, las dos o cuatro patas de la torre han sido alargadas un poco más de lo normal, porque se montó en algún accidente geográfico.

La mencionada línea entró en operación en el año de 1976 como parte del proyecto Pisayambo.

### 1.3.3 DESCRIPCION DE LA S/E AMBATO

La Central Generadora Pucará del proyecto Pisayambo, fue creada con la finalidad de abastecer de energía a la zona central del país, a través de la S/E Ambato, constituyéndose por este motivo en una de las más importantes del proyecto antes mencionado.

✓

La S/E Ambato está constituida por un autotransformador de 33/43 MVA, 138/69 KV, con un terciario a 13,8 KV, alimenta las S/E Salcedo y S/E Oriente a través de líneas de subtransmisión de 69 KV. y se enlaza con la S/E Totoras a través de una línea de transmisión de 138 KV.

El esquema en 138 KV está constituido por una barra principal y una de transferencia. En 69 KV, se tiene el mismo arreglo, siendo la transferencia a través de un seccionador para cada línea.

Tiene dos interruptores en bajo volumen de aceite para operación en 138 KV, con 1250 amperios de corriente nominal.

Además se tienen tres transformadores de potencial con relación 138/√3 KV a 120 V, para medida y protección, así como tres transformadores de corriente con relación 200-400/5 A. (4)

#### 1.3.4 DESCRIPCION DE LA S/E SALCEDO

La S/E Salcedo es la principal S/E del sistema ya que es el punto de recepción de la energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado.

✓

Esta S/E aloja a un transformador de 5 MVA, 69/13.8 KV, de la barra de 69 KV existe una salida que alimenta a la S/E San Rafael. El transformador es trifásico en conexión DYN1 en operación OA. El esquema en 69 KV está diseñado con una barra principal, al igual que para 13.8 KV.

A 69 KV existe un disyuntor de las características siguientes: Voltaje nominal 72.5 KV y corriente nominal 600 amperios con dos seccionados. En el lado de baja está colocado un interruptor tipo gaveta con las especificaciones siguientes: Voltaje nominal 15 KV y corriente nominal 600 Amperios.

A nivel de 13.8 KV se tiene un transformador para servicios auxiliares de 15 KVA y relación de transformación  $(13.8/\sqrt{3})/0.12-0.24$  KV protegido en el lado de alta con un seccionador fusible.

También se tiene transformadores de potencial para cada barra de la subestación y transformadores de corriente, en la mayoría, de relación 600/5 A. (5)

#### 1.4 FLUJOS DE CARGA

Los estudios de flujos de carga constituyen una herramienta básica para la operación de sistemas de potencia.

✓

Con la información existente en la Dirección de Planificación de INECEL, acerca de la Planificación del Sistema de Subtransmisión y S/Es de Distribución de la E.E. Prov. Cotopaxi S.A., hecha en Noviembre de 1991, y considerando que este sistema no ha cambiado, se procede a interpretar algunos de los resultados alcanzados, de manera que se pueda tener clara la situación en la que opera el sistema de potencia motivo de análisis.

En las condiciones actuales (1) :

- Para condiciones normales de operación, es decir, sin fallas ni salidas de ninguno de los componentes del sistema, se nota que los niveles de voltaje y la cargabilidad de los diferentes componentes se mantienen dentro de límites permisibles
- Para simple contingencia en generación hidráulica local (salida de Illuchi I o Illuchi II), los niveles de voltaje para máxima demanda están por debajo de los límites mínimos aceptables. Para el caso de una doble contingencia, en que salgan de servicio las dos centrales hidráulicas de generación, se produce el colapso de voltaje del sistema.
- Para simple contingencia en transformador de S/E Ambato, L/ST Ambato-Salcedo, L/ST Salcedo San Rafael o Transformador de la S/E San Rafael, la generación local no puede

v

satisfacer la carga y se presenta el colapso total del sistema de ELEPCO S.A.; esto se debe a que es una falla en la arteria principal por la que se alimenta el sistema regional del SNI, por ser de naturaleza radial, no pueden fallar estos componentes del sistema en ningún momento, esto puede cambiar cuando se tenga el segundo punto de interconexión con el SNI. (entrada en servicio de la S/E Mulaló).

El sistema actual, con el equipamiento existente y la inclusión de las obras previstas para el corto plazo: entrada en operación de la S/E Mulaló para 1993 y considerando la alimentación a la fábrica de Cementos Cotopaxi a 138 KV simple circuito, para el año 1995 el sistema se comporta de la siguiente manera:

- En condiciones normales de operación para demanda máxima, los niveles de voltaje del sistema están dentro de un margen aceptable ; sin embargo, el transformador denominado Latacunga 22/6.3 KV. está sobrecargado.
- Para demanda máxima y simple contingencia en: Transformador de la S/E Ambato, L/ST Ambato-Salcedo, L/ST Salcedo-San Rafael ; los resultados son idénticos a los indicados en el párrafo anterior.

- Para simple contingencia en la línea de interconexión San Rafael-Calvario (a 13.8 ó 69 KV), se pierde la carga de la subestación El Calvario por insuficiencia de generación.
  
- Para falla del circuito Pisayambo-Mulaló, se presenta sobrecarga en el transformador Ambato y bajos voltajes en varias barras del sistema.

El sistema para el año 1999, considerando la alimentación a Mulaló desde la línea Pisayambo-Vicentina y la alimentación a la fábrica de Cemento Cotopaxi, presenta condiciones similares a las obtenidas para el año 1995 y por tanto, los comentarios antes indicados son aplicables.

## CAPITULO II

### ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO DE LA DEMANDA

En este capítulo se describen algunas alternativas para cubrir la demanda futura de energía del sector atendido por ELEPCO S.A., alternativas que han sido formuladas en el Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, así como también, en el estudio realizado por la Dirección de Planificación de INECEL en Noviembre de 1991 (1).

La alternativa de tener otra alimentación, a partir de 1995, significa que la carga en los transformadores de las S/Es Ambato, Mulaló y la nueva S/E que fuese considerada como interconexión, se verá disminuida de tal forma que sus niveles de transferencia de potencia estén muy por debajo de los recomendados en la práctica internacional. Los niveles de voltaje, en condiciones normales de operación, mejoran; y el sistema podría soportar inclusive la falla del transformador de la S/E Mulaló. (1)

Las alternativas tomadas en consideración para el análisis son:

- a) Suministro con la L/ST Ambato-Latacunga actual, con la S/E Ambato a 69 KV, reforzada con la instalación de un transformador en paralelo de 138/69 KV de características similares al existente.



- b) Suministro con la L/ST Ambato-Latacunga(Salcedo), cambiado el nivel de voltaje de 69 KV a 138 KV , la instalación implica el cambio del nivel de voltaje de la S/E Salcedo. Dentro de esta alternativa, se encuentran algunas subalternativas, las mismas que se estudian de mejor manera en el capítulo IV.
- c) S/E San Rafael 138 KV servida desde la S/E Ambato a través de una L/ST a 138 KV no existente; se considera la construcción de una línea de 138 KV entre las S/Es Ambato y San Rafael y la de un patio de 138 KV en la S/E San Rafael.

Los diagramas unifilares del sistema con estas alternativas pueden observarse en el Apéndice B .

## 2.1 SUMINISTRO CON LA LINEA DE 69 KV EXISTENTE

Los flujos de carga para el sistema actual indican que el sistema para condiciones normales de operación, trabaja sin problemas, es decir, tanto los niveles de voltaje en barras y el estado de cargabilidad de los elementos están dentro de límites aceptables, pero al momento en que se presenta una contingencia simple en generación, los voltajes decaen en forma notable y peor aún cuando no hay generación local, se produce el colapso de voltaje. (1)

Por otro lado, en caso de fallar la línea Ambato-Latacunga (Salcedo), la generación local es incapaz de satisfacer la demanda.

Tomando en cuenta que para fines del año 1993, se prevé la entrada en operación de la S/E Mulaló, el sistema para el año 1995, no es tan vulnerable frente a las contingencias anteriores. Entre las contingencias que no pueden ser absorbidas por el sistema están las salidas de las centrales de generación hidráulica. La más grave contingencia para el sistema es la salida de servicio de la alimentación de 138 KV, donde el sistema presenta bajos voltajes en las barras y sobrecarga en los transformadores de las S/E Ambato y Latacunga. (1)

Ver Apéndice B.

El sistema opera normalmente con la línea de 69 KV existente hasta 1995, siempre y cuando entre en operación la S/E Mulaló a 138 KV y que eventualmente no salga de operación ninguna central propia del sistema, caso contrario la S/E Ambato estará saturada para este año.

Para el año 1999 el sistema es el mismo que para 1995, con cambios en la carga, los flujos y el comportamiento son similares en ambos casos, con lo que el sistema podría operar hasta el año 2000.

La proyección de la demanda hace pensar que aproximadamente para el año 2000 debería tenerse otro punto de interconexión con el SNI, porque los equipos del sistema estarían entrando en un período de saturación. (1)

Con las últimas acotaciones la alternativa de seguir alimentando con la línea Ambato-Latacunga(Salcedo) a 69 KV, sirve hasta el año 2000, cuando ésta llegará a saturarse y se debe proyectar una nueva alternativa que sirva para alimentar al sistema en el futuro.

## 2.2 SUMINISTRO CON LA LINEA AMBATO-LATACUNGA A 138 KV, CONSIDERANDO LA REMODELACION EN LA DE 69 KV EXISTENTE

Esta alternativa trata de suministrar energía, para años posteriores al que está tomado como límite de la alternativa anterior (2000), por el hecho de que al elevar la voltaje de 69 a 138 KV, se aumenta la capacidad de transmisión de potencia en unas cuatro veces. Esta alternativa prevé el aumento de un patio de 138 KV en la S/E Salcedo, para poder enlazar las dos subestaciones.

Las acciones a tomarse para cambiarle el nivel de voltaje son:

La línea de 138 KV que se pretende construir, deberá en lo posible hacer uso de la mayor parte del material con que la línea

de 69 KV está funcionando, esto es, utilizar las estructuras, tomando algunas medidas correctivas que sean necesarias para cumplir con las distancias de seguridad y el nivel de aislamiento, con el objeto de bajar en buen porcentaje los costos de construcción, lógicamente sin dejar de lado la parte técnica que es la más importante.

Por otro lado, el conductor actual (conductor tipo ACSR de 300 MCM) también es objeto de estudio, a este conductor se lo analiza para ver si cumple con los requerimientos técnicos, normados por el INECEL para una línea de 138 KV. Dentro de los requerimientos a verificarse están : gradiente de voltaje, la pérdida de potencia por efecto corona, límite térmico, entre otros.

El comportamiento del sistema con esta alternativa, en el año 1995, en condiciones normales de operación y para demanda máxima es:

Los voltajes en todas las barras están dentro de los márgenes recomendados por la práctica internacional, en cuanto a la potencia transmitida se observa que ningún elemento se encuentra sobrecargado, además, el hecho de aumentar el nivel de voltaje reduce un poco las pérdidas de potencia activa en la línea. (1)

Para el año 1999 el análisis es similar y los resultados también, porque la demanda si en verdad crece no es significativamente

grande como para que afecte el estado de cargabilidad de los elementos del sistema. Por lo tanto es una alternativa que podría servir satisfactoriamente para años posteriores al 2000.

Por el hecho de tener dos puntos de alimentación de 138 KV , el sistema se ve reforzado en cuanto a confiabilidad y seguridad e inclusive la capacidad del alimentación desde el SNI hacia ELEPCO S.A. se ve ampliada. Por ende, el sistema ya no es tan vulnerable a la salida de servicio de la generación local, inclusive la salida de servicio de una línea de alimentación de 138 KV sería cubierta por la otra y la generación local.

### 2.3 SUMINISTRO CON LA CONSTRUCCION DE UNA LINEA NUEVA DE 138 KV

La alternativa que se presenta ahora es la de llevar la alimentación desde la S/E Ambato a 138 KV a la S/E San Rafael, donde será necesario construir un patio de transformación de 138 KV. La alimentación a San Rafael se la hará por medio de una línea de 138 KV, que enlace las dos subestaciones.

De las corridas de flujos que se dispone, para el año 1995 el sistema se comporta de la siguiente manera:

En condiciones normales de operación y demanda máxima:

Los voltajes en todas las barras permanecen dentro de los

estándares tolerables, en cuanto a la cargabilidad de los elementos, estos no presentan ninguna sobrecarga, las pérdidas por transmisión se reducen aún más que en el caso tratado anteriormente, esto puede deberse a que se llega con la alimentación más cerca del centro de carga del sistema.

Para el caso en que se pierda la generación hidráulica local todos los parámetros permanecen dentro de los márgenes aceptables, porque el SNI puede alimentar al sistema regional a través de San Rafael y Mulaló.

Si se da el caso de una simple contingencia como la salida de servicio de la línea Mulaló-San Rafael (69 KV), el sistema puede sostenerse y los voltajes y demás parámetros técnicos están dentro de lo planificado a pesar de que el sistema de la Empresa Eléctrica quedaría dividido en dos zonas.

Ante todo, cabe anotar que el sistema podría permanecer en buenas condiciones de funcionamiento a pesar de la salida de servicio de una de las alimentaciones de 138 KV de que se dispondría en esos momentos. (1) Ver Apéndice B.

De igual manera, las condiciones de operación del sistema para el año 1999, considerando el crecimiento de la demanda no variarían sustancialmente respecto al año 1995.

Esta alternativa, operativamente es mejor que la alternativa anterior.

Lo más relevante tratado en el presente capítulo se puede resumir como sigue:

- El sistema puede operar normalmente hasta el año 2000 considerando como un hecho la entrada en operación de la S/E Mulaló.
- Las alternativas más recomendables desde el punto de vista de operación del sistema son la enunciadas como 2.2 y 2.3 y que son motivo del estudio económico.
- Se espera que la proyección de la demanda de energía presentada en el capítulo anterior, no sufra cambios radicales, dadas las condiciones inmejorables que presenta el sector atendido por la empresa en lo relacionado con infraestructura vial, telecomunicaciones, etc. como para montar una industria pesada.

## CAPITULO III

### SELECCION DEL CONDUCTOR

Este estudio evalúa la factibilidad técnico económica de elevar el nivel de voltaje de la línea de subtransmisión Ambato-Latacunga, además considerando que la utilización del conductor actual (300 MCM) se traduce en ahorro de inversión, en este capítulo se presenta el procedimiento que debe seguirse para evaluar todos los requerimientos que deben cumplirse de acuerdo a las normas de construcción de líneas de 138 KV, para que pueda ser utilizado el conductor a ese nivel de voltaje sin peligro alguno. En caso de que el conductor no satisfaga todas las normas de INECEL, se debe escoger otro calibre de conductor que satisfaga las condiciones técnicas.

En una línea de transmisión, al existir una diferencia de potencial entre conductores, en la superficie de ellos aparece una intensidad de campo eléctrico, que cuando es mayor que la rigidez dieléctrica del aire aparece el efecto corona. Este efecto depende de varios factores entre los más importantes se pueden nombrar: nivel de voltaje, temperatura, densidad relativa del aire y presencia de vapor de agua. Las consecuencias más importantes del efecto son las pérdidas de potencia por corona y las oscilaciones electromagnéticas de alta frecuencia que se transmiten en toda la línea y provocan perturbaciones de radio y televisión en sus inmediaciones (radio interferencia). (6)



Otro aspecto importante que debe ser evaluado es el límite térmico del conductor, parámetro que determina la capacidad máxima de transmisión por la línea, en determinadas condiciones ambientales.

Con estos antecedentes se somete al conductor a las siguientes evaluaciones técnicas:

- Gradiente de voltaje.
- Pérdida de potencia por efecto corona.
- Radio interferencia.
- Límite térmico.

### 3.1 GRADIENTE DE VOLTAJE

El método que se describe considera la disposición asimétrica de los conductores y el efecto de tierra (6).

En la Fig. 3.1,  $q_a$ ,  $q_b$ ,  $q_c$  representan las cargas de los conductores de cada una de las fases,  $q'_a$ ,  $q'_b$ ,  $q'_c$  son sus respectivas cargas imagen,  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$  son los voltajes al neutro de cada una de las fases.

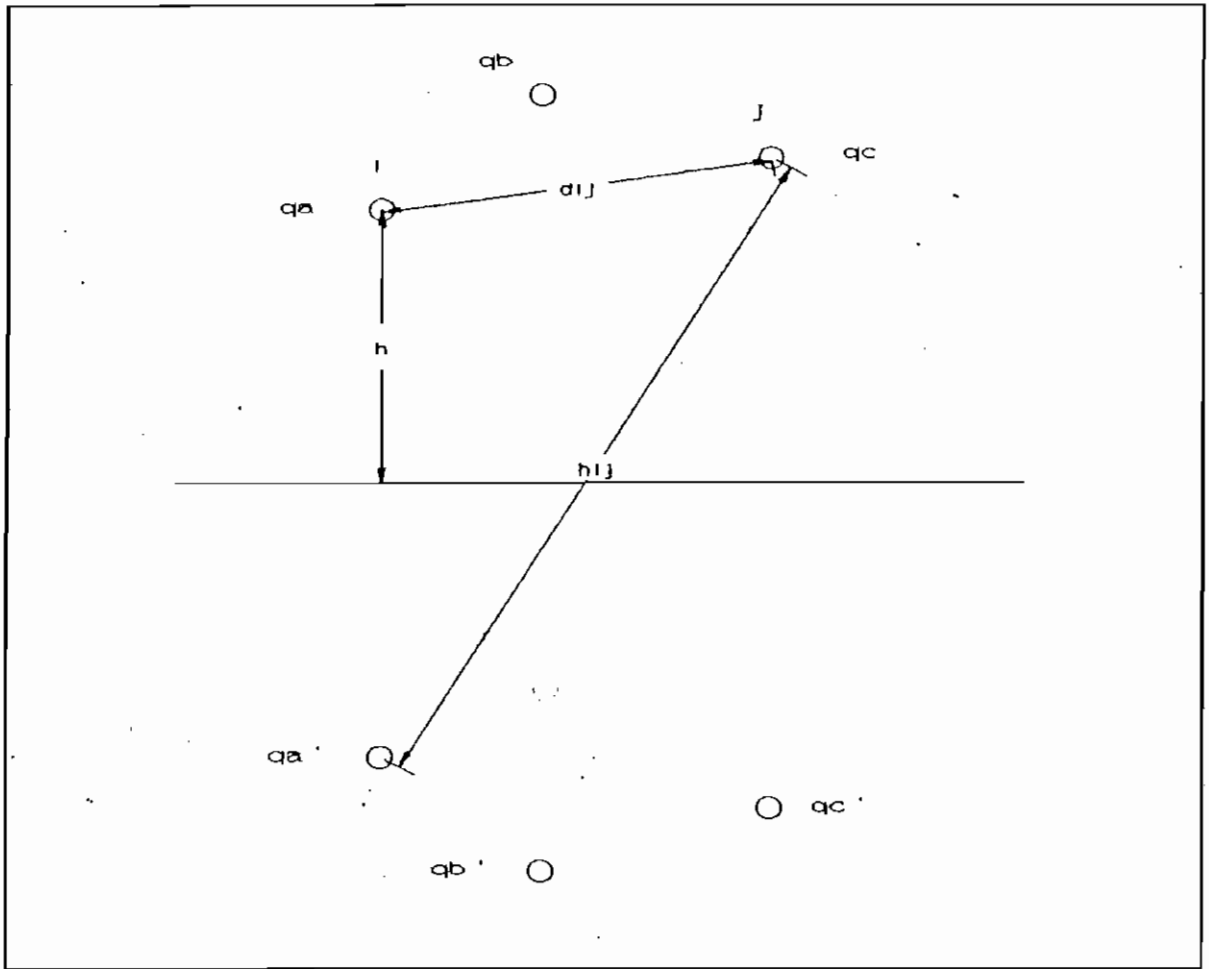


Fig. 3.1 Disposición asimétrica de los conductores de una línea trifásica

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} & \dots & P_{1n} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} & \dots & P_{2n} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} & \dots & P_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ P_{n1} & P_{n2} & P_{n3} & \dots & P_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Para el caso de tres conductores a, b, c la ecuación anterior puede escribirse como:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_a \\ Q_b \\ Q_c \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Las cargas de los conductores en las tres fases se obtienen premultiplicando la ecuación anterior por la inversa de la matriz de coeficientes:

$$\begin{bmatrix} Q_a \\ Q_b \\ Q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

La matriz de coeficientes se conoce como matriz de coeficientes de Maxwell en m/farad.

$$P_{ii} = \left( \frac{1}{2\pi\epsilon} \right) * \text{Ln} \left( \frac{2h}{r} \right) \quad (3.4)$$

$$P_{ij} = \left( \frac{1}{2\pi\epsilon} \right) * \text{Ln} \left( \frac{h_{ij}}{d_{ij}} \right) \quad (3.5)$$

donde:

h ≡ altura del conductor (altura media para disposición no horizontal sobre el suelo)

r ≡ radio del conductor

h<sub>ij</sub> ≡ distancia entre el conductor i y la imagen del conductor j

d<sub>ij</sub> ≡ distancia directa entre conductores i y j

ε ≡ constante dieléctrica para el aire, (farad/m)

$$\epsilon = \left( \frac{1}{36\pi} \right) * 10^{-9} \quad (3.6)$$

De manera que (3.4) y (3.5) se pueden escribir como:

$$P_{ii} = 18 * 10^{-9} * \text{Ln} \left( \frac{2h}{r} \right) \quad (3.7)$$

$$P_{ij} = 18 * 10^{-9} * \text{Ln} \left( \frac{h_{ij}}{d_{ij}} \right) \quad (3.8)$$

Determinada la densidad de carga superficial para cada conductor se calcula el gradiente de potencial como:

$$E = \frac{\rho}{(2 \pi \epsilon r)} \quad (3.9)$$

La densidad de carga para una línea trifásica se puede determinar resolviendo el siguiente sistema:

$$V_a = P_{aa} * Q_a + P_{ab} * Q_b + P_{ac} * Q_c \quad (3.10)$$

$$V_b = P_{ba} * Q_a + P_{bb} * Q_b + P_{bc} * Q_c \quad (3.11)$$

$$V_c = P_{ca} * Q_a + P_{cb} * Q_b + P_{cc} * Q_c \quad (3.12)$$

Con el desarrollo matemático anterior los gradientes máximos de potencial que se pueden presentar en la línea se muestran en el cuadro 3.1.

CUADRO 3.1 GRADIENTE DE POTENCIAL

TORRE TIPO	GRADIENTE (KV/cm)		
	FASE A	FASE B	FASE C
N	7,024	11,751	7,024
R	7,330	11,666	7,473
T-A	7,339	11,652	7,496
C	7,711	11,470	7,789

Para conseguir estos resultados se ha tomado en cuenta el tipo de torre y el radio del conductor.

En vista de que para los cálculos posteriores se hace necesario disponer de un valor único de gradiente de potencial, se ha ponderado el valor de gradiente de la fase B de las torres por considerarlo más crítico, de acuerdo a la participación de cada tipo de torre respecto al total de torres que tiene la línea. Este valor es 11,622 KV/cm.

Las normas de construcción de líneas de transmisión de INECEL indican que:

"El gradiente de voltaje superficial máximo de los conductores con voltaje máximo permanente, no deberá ser superior a 19,5 Kv/cm, valor rms, al nivel del mar, o sea para densidad relativa del aire igual a 1.(7)."

Para líneas situadas a distintas alturas sobre el nivel del mar, el gradiente de voltaje admisible se calcula para la cota máxima de la línea, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$g = 19.5 * \delta^{0.66} \quad [KV/cm] \quad (3.13)$$

Siendo la densidad relativa de Latacunga es 0,7263, el valor que permiten las normas como gradiente máximo es: 15,79 Kv/cm, que está muy por arriba del calculado para la línea.

### 3.2 PERDIDA DE POTENCIA POR EFECTO CORONA

#### 3.2.1 PERDIDAS POR CORONA EN BUEN TIEMPO (Ausencia de lluvia) (8)

Las pérdidas por efecto corona para buen tiempo comparadas con las pérdidas bajo lluvia son pequeñas.

Cuando la línea de transmisión opera en ausencia de lluvia, un gran porcentaje del tiempo, se debe considerar las pérdidas por corona por la incidencia económica que puedan tener. Se ha observado que para este caso, la mayoría de las pérdidas por corona ocurren en los aisladores antes que en el conductor y la densidad relativa del aire tiene apenas una pequeña influencia en el valor total de ellas.

### 3.2.2 PERDIDAS POR CORONA EN MAL TIEMPO (Presencia de lluvia) (8)

La presencia de la lluvia produce un notable incremento de las pérdidas por efecto corona.

Se han realizado muchos trabajos para determinar las pérdidas por efecto corona en conductores operando a diferentes voltajes, trabajos que dieron lugar a desarrollos matemáticos, fruto de lo cual ahora se conocen algunas fórmulas para evaluar las mencionadas pérdidas.

Para una línea de voltaje alterno, estas pérdidas resultan de multiplicar un factor que toma en cuenta la disposición geométrica de la línea (K) y las llamadas pérdidas normalizadas (Pn).

$$P = K * P_n \quad (3.14)$$

A las pérdidas normalizadas se las puede encontrar en función de un coeficiente de estado de la superficie de los conductores (m) y el gradiente máximo superficial de los mismos con respecto al gradiente crítico ( $E_{max} / E_c$ ) como se especifica en la Fig.3.2.

Existe una relación directa entre el coeficiente de estado superficial del conductor y la intensidad de lluvia, como se observa en la Fig.3.3.

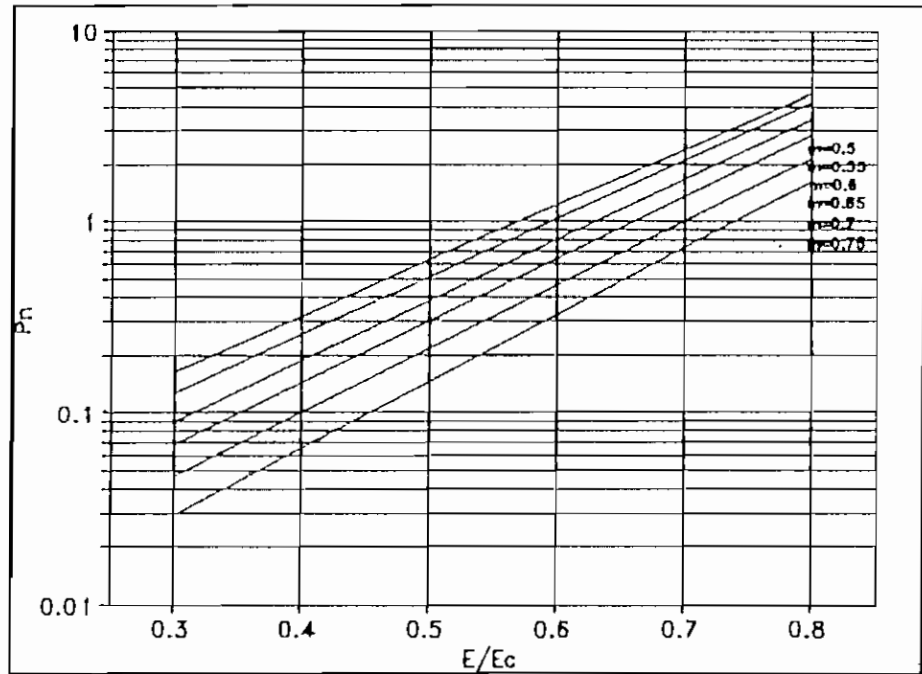


Fig. 3.2 Perdidas Normalizadas Vs. Gradientes crítico y máximos de operación

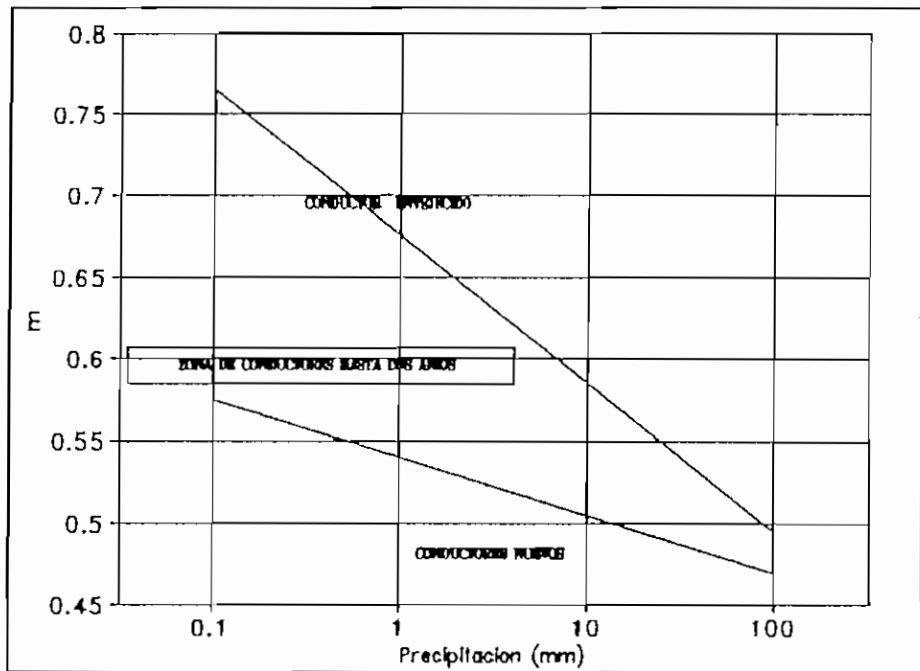


Fig. 3.3 Coeficiente de estado superficial Vs. intensidad de lluvia



El coeficiente K se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$K = \left(\frac{f}{60}\right) * (n * \beta * r)^2 * \text{Log}\left(\frac{R}{R_e}\right) * \frac{\text{Log}\left(\frac{\sigma}{R_e}\right)}{\text{Log}\left(\frac{R}{\sigma}\right)} \quad (3.15)$$

donde:

n ≡ Número de conductores por fase

r ≡ Radio de cada conductor que compone el haz de conductores de cada fase (cm.)

R<sub>e</sub> ≡ Radio del conductor simple que tiene la misma capacitancia del haz de conductores (radio efectivo en cm)

R ≡ Radio del cilindro de potencial cero del conductor coaxial de la misma capacitancia (cm.)

f ≡ Frecuencia de operación de la línea (Hz)

σ ≡ 184r para un conductor por fase

β ≡ coeficiente de Peek.

$$B = 1 + 0.3 \sqrt{\sigma * r} \quad (3.16)$$

La densidad relativa del aire se la obtiene de la expresión:

$$\delta = \frac{0.392 * b}{273 + t} \quad (3.17)$$

b ≡ Presión barométrica en cm de mercurio

t ≡ Temperatura en °C

Para poder encontrar R es necesario calcular la capacitancia efectiva de las fases. Para esto, invirtiendo la matriz de coeficientes de potencial de Maxwell, se tiene la matriz de capacitancias. Se pueden tomar simplemente los elementos de la diagonal principal y usarlos como capacitancias efectivas de las fases. Una vez conocida la capacitancia y el radio efectivo se puede hallar R utilizando la siguiente ecuación:

$$R = \text{Ln} \left( \frac{Re}{C} \right) \quad (3.18)$$

Una vez que se tienen todos los parámetros, se procede a calcular K y luego las pérdidas por corona en mal tiempo.

El cálculo de las pérdidas corona involucra el uso de la distancia entre fases, por este motivo se ha trabajado con las menores distancias entre fases para los diferentes tipos de torres por ser la condición más crítica.

Los datos utilizados son los siguientes:

Radio del conductor	0,8636 cm.
Presión atmosférica	529,94 mm. de Hg. (9)
Temperatura promedio	13°C (9)
Frecuencia	60 Hz.
Intensidad de lluvia	15 mm/h. (9)
$E_{\max}$	= 11,622 KV/ cm.
$E_c$	= 15,790 KV/ cm.

Con los datos anteriores se obtuvo el siguiente resultado :

$$P = 29,6495 \text{ vatios / Km / fase.}$$

Observando el resultado anterior y conociendo la longitud de la línea (28 Km), las pérdidas son 2,490 KW.

En los Estados Unidos se han hecho estudios extensivos en líneas experimentales de E.A.V. Es así como se ha desarrollado la siguiente ecuación, la misma que puede ajustarse para voltajes menores. (10)

$$P = \frac{[ KV * J * r^2 * Ln(1+K*R_n) * n * g^5 ]}{1.609 * \sqrt{3}} \quad (3.19)$$

donde :

P ≡ Pérdidas por corona, en Kw/Km de las tres fases.

KV≡ Voltaje nominal entre fases, en KV.

J ≡ Constante que se puede tomar igual a  $7,04*10^{-10}$  (10)

r ≡ radio del conductor en cm.

g ≡ Gradiente superficial de los conductores ,en KV/cm.

K ≡ Coeficiente igual a 10 cuando la intensidad se expresa en mm/h.

Rn≡ Intensidad de la lluvia expresada en mm/h.

n ≡ número total de conductores

Reemplazando valores,  $P$  tiene un valor de  $0,08764 \text{ KW/Km/}$  tres fases, con lo que la línea tendría pérdidas del orden de  $2,453 \text{ KW}$ .

Comparando los dos resultados que se obtienen, se nota que los valores son muy parecidos y además que las pérdidas en mal tiempo son relativamente bajas respecto a la potencia de transmisión actual, llegando a ser el  $0,018 \%$  de esta última.

### 3.3 RADIO INTERFERENCIA

Como se mencionó anteriormente, el efecto corona en las líneas de transmisión producen perturbaciones de radio y televisión.

Las ondas electromagnéticas se propagan a lo largo de los conductores en forma de ondas errantes, otras se propagan hacia el espacio, pero son fuertemente amortiguadas y su valor resulta de poca importancia en comparación con las que se propagan a lo largo de los conductores. (6)

En la práctica, debido a la extrema complejidad del efecto corona que es el que origina la RI, no existe un método puramente analítico de cálculo.

El método que aquí se plantea, proporciona una buena aproximación de la radio interferencia producida la línea. El método de cálculo para este parámetro (RI) sugiere el tomar una línea de transmisión típica (caso base), de la que se conozca el nivel de voltaje (138 KV) y la configuración de la línea (trifásica simple circuito). (11)

El nivel de radio interferencia calculado para el caso base en la referencia 12, corresponde al máximo valor que puede generarse para el conductor más externo y está dado en db/uV/metro, en base a este valor se puede estimar la interferencia que se generaría en las condiciones específicas de la línea.

El nivel de radio interferencia para una línea de transmisión que funciona en condiciones diferentes a la del caso base, puede ser obtenida partiendo del valor para el caso base y sumando o restando los decibeles indicados en las cartas de desviación que se detallan en la referencia 11.

Para el caso base, el nivel de radio interferencia es 36,24 db/uV/metro, con lo que la radio interferencia estimada para la línea Ambato-Latacunga es 51,37 db/Uv/metro.

La característica de la radio interferencia generada por una línea de transmisión, es su inestabilidad por depender de muchos parámetros imposibles de cuantificar exactamente, por lo que

sería inútil tratar de calcular con exactitud este nivel de interferencia.

CUADRO 3.2 RADIO INTERFERENCIA

CARACTERISTICA		db ANADIDOS
Voltaje	138 KV	0
Diámetro	0,001728 m.	0
Espaciamiento	2,8 m.	2,6
Altura	6,8 m.	-0,75
Distancia lateral	45 m.	-7,0
Factor de superficie	0,65	4,2
Frecuencia de medida	0,8	4,5
Conductividad	0,00125 mho/m	-5,0
Humedad	0,95	2,25
Densidad relativa	0,72	11,63
Velocidad del viento	1 m/s	2,7

Las normas de construcción de líneas de 138 KV existentes en el país no determinan valor alguno o rango típico de radio interferencia que deba cumplir una línea.

Las normas existentes en los Estados Unidos indican que el nivel de radio interferencia debe estar en el rango de 45 a 60 db/uV/metro, siendo 50 db/uV/metro un valor típico. (13)

Siendo así, el valor calculado para la línea en estudio está dentro del rango permitido en otros países y aún más es un valor muy cercano al que se estima como típico.

### 3.4 LIMITE TERMICO.

Los materiales con los cuales actualmente se fabrican conductores, han sido objeto de numerosas investigaciones, para determinar cual sería el límite térmico aceptable. Los resultados de estas investigaciones indican que es posible trabajar permanentemente con cobre, aluminio o las aleaciones de aluminio hasta 90 °C, sin hacer peligrar sus características mecánicas. Sin embargo debe considerarse las condiciones más desfavorables que pueden producirse, por ejemplo: bajo las uniones grapas o aún prensas de mal diseño, o en mal estado, por lo que se adopta un valor menor en 10°C a este máximo. Por otra parte, debe aceptarse que estos 10°C cubren también cualquier error de apreciación o variación en la temperatura ambiente, en la carga transmitida por la línea, en la topografía, o aún en el templado. (14)

A estas condiciones permanentes podrán superponerse condiciones transitorias como: corrientes de corto circuito, que por su carácter momentáneo pueden aceptarse siempre que no se acerque la temperatura final del conductor al valor de recocido de los metales, lo que sería peligroso.

La diferencia de temperatura entre el conductor y el medio ambiente provoca dos fenómenos termodinámicos y son: convección del aire alrededor del conductor y radiación al ambiente.

Investigaciones de la firma ALCOA permiten establecer las siguientes relaciones para calcular las potencias calóricas de convección y radiación. (14)

$$q_c = 0.072 * \delta_r^{1/2} * D^{3/4} * (t_a - t_c) \quad (\text{W/pie}) \quad (3.20)$$

$$q_r = 0.138 * E * D * \left( \left( \frac{K_c}{100} \right)^4 - \left( \frac{K_a}{100} \right)^4 \right) \quad (\text{W/pie}) \quad (3.21)$$

Donde:

$q_c$   $\equiv$  potencia calórica disipada por convección

$q_r$   $\equiv$  potencia calórica disipada por radiación

$\delta_r$   $\equiv$  densidad relativa del aire

$D$   $\equiv$  diámetro del conductor en pulgadas

$t_c$   $\equiv$  temperatura media del conductor en °C

$t_a$   $\equiv$  temperatura ambiente en °C

$E$   $\equiv$  Factor de superficie del conductor

0,23 conductor nuevo

0,91 conductor ennegrecido

0,50 promedio aceptable

$K_c$   $\equiv$  Temperatura en °K del conductor

$K_a$   $\equiv$  Temperatura en °K del ambiente

Las ecuaciones anteriores son válidas siempre que el medio ambiente esté quieto.



El conductor atravesado por una corriente  $I$  constante, genera energía calórica por las pérdidas Joule a razón de  $P=r \cdot I^2$  (W/pie) si  $r$  es la resistencia por unidad de longitud ( $\Omega$ /pie).

Considerando que el conductor antes de ser energizado, está a la temperatura ambiente, a medida que las pérdidas Joule van generando energía calórica, la temperatura del conductor aumenta, hasta encontrar un punto de equilibrio entre las temperaturas  $t_c$  y  $t_r$ , dadas por (3.20) y (3.21). Sin embargo, no debe olvidarse la posibilidad de recibir calor por la radiación solar.

En el estado permanente final:

$$q_c + q_r = q_s + r \cdot I^2 \quad (3.22)$$

si

$$q_s = a \cdot A' \cdot Q_s \cdot \text{sen}\theta \quad (3.23)$$

donde:

$q_s \equiv$  calor recibido por el sol en W/pie

$a \equiv$  coeficiente de absorción solar

0,23 conductor nuevo

0,95 conductor ennegrecido

0,50 promedio aceptable

$A' \equiv$  proyección del área del conductor

$Q_s \equiv$  radiación total del sol y del cielo (W/pie) en el cenit

$\approx 105 \text{ mW/cm}^2$

$$\theta \equiv \arccos ((\cos H_c) \cos (Z_c - Z_e))$$

$H_c \equiv$  altitud del sol en grados sexagesimales

$Z_c \equiv$  Azimut del sol en grados sexagesimales

$Z_e \equiv$  Azimut en la línea en grados sexagesimales

También se debe tomar en cuenta la variación de la resistencia del conductor con la temperatura:

$$r_c = r_a (1 + \alpha (t_c - t_a)) \quad (3.24)$$

donde :

$\alpha \equiv$  depende del material del conductor utilizado

Con las puntualizaciones realizadas anteriormente se procede a realizar los cálculos para determinar el límite de corriente permisible por el conductor. Para darle mayor certeza al resultado, se ha hecho uso del programa computacional de la referencia (15), la cual utiliza el procedimiento descrito anteriormente, sin uso de aproximaciones, considerando los factores ambientales que pueden afectar el valor de la capacidad de corriente que puede transportar dicho conductor.

Los datos utilizados son:

$$\alpha = 19,2 \times 10^{-6} \quad [1/^\circ\text{C}]$$

Temperatura máxima permisible del conductor  $80^\circ\text{C}$

Temperatura ambiente promedio  $13^\circ\text{C}$

Radio del conductor 0,8636 cm.

Densidad relativa del aire 0,7263

Resistencia del conductor  $1,9367 \times 10^{-6} \Omega/\text{cm}$

Los resultados que se han obtenido para la corriente máxima admisible se presentan en el cuadro 3.3.

CUADRO 3.3 CAPACIDAD DE CONDUCCION DEL CONDUCTOR

TEMPERAT. [°C]	VIENTO [M/S]	HORA	CORRIENTE [A]	POTENCIA 69KV [MW]
80	0,00		392,99	46,03
80	0,60	7:00	504,24	59,06
80	3,65	13:00	835,71	97,88
80	2,20	19:00	722,86	84,66

La capacidad de conducción que presenta el conductor actual es sumamente grande, lo que implica que la potencia a transmitirse también es alta y cubre fácilmente la demanda proyectada, inclusive para años posteriores al 2010, por lo tanto, no se hace necesario buscar un conductor de calibre mayor.

### 3.5 OTRAS CONDICIONES

Para el caso de diseño de una línea de transmisión deben tomarse en cuenta las condiciones mecánicas a las que el conductor está expuesto en el momento de su instalación y durante el resto de su vida útil.

En vista de que se utilizará el mismo conductor, debido a que cumple con todas las condiciones anteriormente explicadas y calculadas y además porque se conservan los mismos vanos en la línea, las condiciones mecánicas actuales no varían. El hecho de cambiar el voltaje de la línea no implica que los requerimientos mecánicos varíen.

## CAPITULO IV

### ESTUDIO DE AISLAMIENTO

En este capítulo se determina el aislamiento que requieren las torres de la línea de transmisión Ambato-Latacunga, para que opere a 138 KV, esto es, calcular el número de aisladores por cadena, la longitud total de la cadena de aisladores y determinar las distancias en aire y a la estructura a la que deben encontrarse los conductores, para el voltaje nominal de transmisión (138 KV), de acuerdo a las normas de construcción .

También se estudian algunas alternativas de aislamiento de las estructuras, utilizando variantes en las crucetas de las torres, cambiando el tipo de aislador o utilizando un arreglo de aisladores de suspensión.

#### 4.1 DETERMINACION DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO

Para la determinación del aislamiento en las estructuras se consideran las siguientes restricciones que se encuentran en las normas de construcción de líneas de transmisión de 138 KV del INECEL.

- Contaminación atmosférica
- Sobrevoltajes de origen atmosférico
- Sobrevoltaje de maniobra
- Sobrevoltaje a frecuencia nominal de transmisión

#### 4.1.1 AISLAMIENTO NECESARIO POR CONTAMINACION

" Las clases de contaminación a considerar y las distancias de fuga mínimas unitarias requeridas por las cadenas de aisladores y expresadas en mm/KV , valor efectivo fase a tierra correspondiente al voltaje máximo permanente, son las siguientes:" (7)

CUADRO 4.1 CLASES DE CONTAMINACION

	ZONA 1		ZONA 2
	SUBZONA A	SUBZONA B	
Clase de Contaminación	C	ENTRE B Y C	B
Distancia de fuga mínima unitaria (mm/KV)	33.3	29.8	26.4

El número mínimo de aisladores se determina en base a la clase de contaminación que se establece para la zona determinada. Cabe anotar que la disminución de la densidad relativa del aire implica una mayor distancia de fuga para un mismo grado de contaminación. (10)

Por lo expuesto se puede deducir que el número de aisladores para un mínimo de aislamiento está dado por:

$$N_{ac} = \frac{(D_{fo} * KV)}{(\sqrt{3} * d_r)} \quad (4.1)$$

donde:

Nac  $\equiv$  Número de aisladores por contaminación atmosférica

Dfo  $\equiv$  Distancia de fuga correspondiente a una clase de contaminación, expresada en plg/KV.

KV  $\equiv$  Tensión nominal fase-fase expresada en KV.

df  $\equiv$  Distancia de fuga del aislador expresada en plg, el tipo de aislador que se utiliza en las cadenas es el standard (5.75 x 10 plg), con una distancia de fuga mínima de 11.5 plg.

Los valores utilizados para el cálculo son:

Dfo = 1.04 plg/KV

KV = 138 KV

df = 11.5 plg

Reemplazando los valores que tenemos para la zona 2, se encuentra que son necesarios 8 aisladores por cadena.

#### 4.1.2 NUMERO DE AISLADORES POR SOBREVOLTAJES DE ORIGEN ATMOSFERICO.

El criterio básico que se adopta para el diseño del aislamiento frente a descargas atmosféricas es determinar el número de perturbaciones en la línea, ocasionadas por descargas. (10)

El aislamiento deberá resistir estos sobrevoltajes a la altura máxima de la línea sobre el nivel del mar.

El voltaje que debe ser resistido por el aislamiento de una línea de transmisión, frente a una descarga atmosférica está dado por la siguiente expresión:

$$KV_r = K_l * R * I_m \quad (4.2)$$

donde:

$KV_r$   $\equiv$  Voltaje a ser resistido por el aislamiento [KV]

$K_l$   $\equiv$  constante que determina el grado de seguridad del cálculo y varía entre 0.6 y 1.0 .

$R$   $\equiv$  resistencia de puesta a tierra de la estructura [ $\Omega$ ].

$I_m$   $\equiv$  Intensidad de la corriente de la descarga [KA]

Se ha establecido que para la zona 2 los valores de resistividad del suelo varían en un rango de 100 a 10000 ohms-metro con lo que se puede obtener valores de resistencia de puesta a tierra del orden de hasta los 10 ohms. (16)

El número de descargas que caen anualmente sobre una longitud de 100 Km de línea se calcula con la siguiente expresión:



$$NI = \frac{[T * (4h + b)]}{100} \quad (4.3)$$

donde:

T ≡ nivel isocerámico

b ≡ Distancia horizontal entre los conductores o cables de guardia, ubicados en la parte más alta de la estructura, en [m], si se utiliza un solo cable de guardia b=0.

$$h = h_c - 0.66 (h_c - h_t) \quad (4.4)$$

h ≡ altura equivalente de los conductores o cables de guardia ubicados en la parte más alta de la estructura, en [m].

ht ≡ altura en la estructura de los conductores o cables de guardia, ubicados en la parte más alta de ella, en [m].

hc ≡ altura a la mitad del vano, de los conductores o cables de guardia, ubicados en la parte más alta de la estructura, en [m].

La probabilidad de que se produzca una descarga que exceda el nivel de aislamiento a impulso de la línea, depende del número de perturbaciones anuales para 100 Km de línea (10), entonces:

$$P_2 = \frac{(2.9 * F_2)}{NI} \quad (4.5)$$

$P_2 \equiv$  Probabilidad de descargas que excedan al nivel de impulso de aislamiento.

$F_2 \equiv$  Número de perturbaciones anuales por 100 Km de línea debidas a descargas sobre las estructuras y cables de guardia.

$$F_2 = F - F_1 \quad (4.6)$$

$F \equiv$  Número de perturbaciones anuales por 100 Km de línea (3 fallas/100 Km/año) (25)

$F_1 \equiv$  Número de perturbaciones por 100 Km de línea debidas a descargas directas sobre los conductores de fase.

$$F_1 = P_1 * NI \quad (4.7)$$

$P_1 \equiv$  probabilidad de que ocurran descargas directas sobre los conductores. (Fig. 4.1)

La corriente mínima de descarga que provoca  $F_2$  perturbaciones anuales por 100 km de línea, desde 96.7 % hasta 23% de probabilidad de ocurrencia:

$$I_m = 90.058978 - 2.245995 (P_2) + 0.0243123 (P_2)^2 - 0.000105 (P_2)^3 \quad (4.8)$$

La determinación del voltaje crítico del aislamiento a distintas alturas sobre el nivel del mar se realiza de

acuerdo a (7):

$$V_c = V_s * \frac{\delta}{H} \quad (4.9)$$

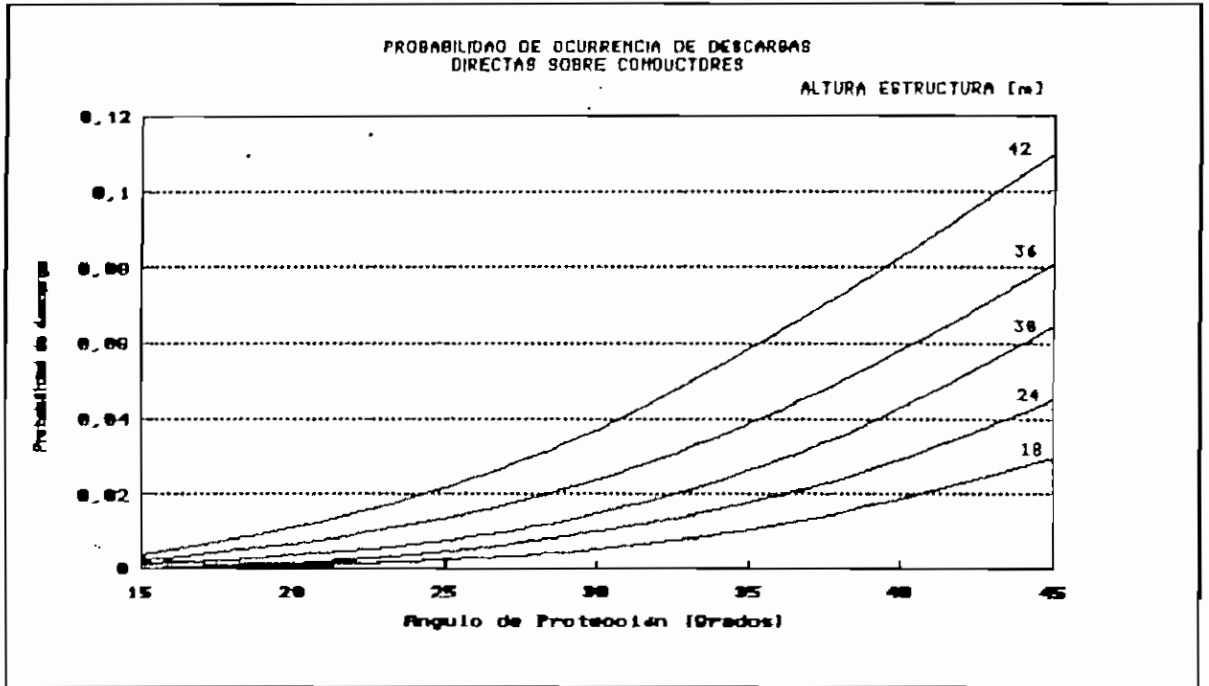


Fig. 4.1 Probabilidad de descargas directas sobre los conductores

- V<sub>c</sub> ≡ Voltaje crítico a cierta altitud, KV
- V<sub>s</sub> ≡ Voltaje crítico en condiciones metereológicas normales y a nivel del mar, KV
- δ ≡ densidad relativa del aire
- H ≡ factor de corrección por humedad.

Altitud (m)	H
2000	0.95
2500	0.95
3000	0.95

El valor corregido de la sobretensión de origen atmosférico por humedad y densidad relativa del aire está dado por :

$$KV_{si} = \frac{KV_r * H}{\delta * (1 - 0.02 * k)} \quad (4.10)$$

$KV_{si}$   $\equiv$  Voltaje crítico de aislamiento en seco [KV]

H  $\equiv$  Factor de humedad

k  $\equiv$  número de desviaciones normales. k=2 para una probabilidad de resistir del 97.7% y k=3 para la probabilidad de resistir del 99.87%.

Con esto se puede calcular el número de aisladores necesarios para resistir sobrevoltajes de origen atmosférico en la zona.

Para voltaje crítico de impulso de hasta 1360 KV. (10)

$$N_{asti} = -1.4282 + 1.3941(Y) - 0.0268(Y)^2 + 0.00097(Y)^3 \quad (4.11)$$

Para voltaje crítico de impulso de 1360 KV a 2640 KV. (10)

$$N_{asti} = 4.4301 + 0.3627(Y) + 0.0398(Y)^2 - 0.00063(Y)^3 \quad (4.12)$$

$$Y = \frac{KV_{si}}{100} \quad (4.13)$$

$N_{asti}$   $\equiv$  Número mínimo de aisladores requeridos frente a sobrevoltajes de origen atmosférico.

Se ha considerado un nivel isocerámico de 22, que es el nivel que se tiene en esta zona (25) y la altura a medio vano del cable de guardia de 15.2 metros, que es la menor altura que se tiene considerando la torre más alta (20.2 metros), 4.9 ohms de resistencia de puesta a tierra que es el promedio de las estructuras de la línea (26) y un factor de 1.0 de seguridad. Utilizando las ecuaciones antes anotadas se tiene como resultado que son necesarios 8 aisladores por cadena.

#### 4.1.3 NUMERO DE AISLADORES POR SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA

Se trata de establecer el valor más alto de sobrevoltaje que debe resistir el aislamiento, para una determinada probabilidad y para una combinación representativa de las condiciones meteorológicas.

El máximo sobrevoltaje susceptible de aparecer en el sistema no debe ser superior a 3.54 veces el valor de cresta del voltaje máximo de servicio fase a tierra, zona 2. (7)

La fórmula para determinar el valor del sobrevoltaje de maniobra es la siguiente:

$$KV_{stm} = \frac{1.1 * \sqrt{2} * K_c * KV * H}{\sqrt{3} * (1 - 0.05 * k) * \delta} \quad (4.14)$$

donde:

$KV_{stm}$   $\equiv$  Máximo sobrevoltaje transitorio valor de cresta fase-tierra, onda 175x3200 seg., [KV].

KV  $\equiv$  Voltaje nominal de línea [KV].

Kt  $\equiv$  factor de sobrevoltaje de maniobra. En el Departamento de Ingeniería de INECEL, utilizando el programa EMTP se han determinado los valores máximos de sobrevoltajes de maniobra para algunas líneas de 138 KV, este valor está en el orden del 2.0 pu.

El factor 1.1 representa un máximo sobrevoltaje nominal de operación 10 % mayor que el voltaje nominal de operación de la línea. (10)

Es importante destacar que la capacidad de resistir un sobrevoltaje un elemento de aislamiento disminuye al disminuir la densidad relativa del aire.

Si se conoce que la probabilidad de resistir un sobrevoltaje transitorio ( $P_m$ ) por varios elementos en paralelo y el número de estructuras de la línea ( $N_e$ ) se puede determinar el factor k (relacionado con la probabilidad  $P_m$ ) que

interviene en el cálculo del máximo sobrevoltaje de maniobra, así:

Para  $P_m = 97.7\%$  (líneas de menor seguridad de servicio)

$$k = 3.457895 + 0.000842 * N_e \quad (4.15)$$

Una vez determinado el valor del sobrevoltaje de maniobra, se puede determinar el número de aisladores que se requieren por este concepto, con la siguiente expresión:

$$X = \frac{KV_{stm}}{100} \quad (4.16)$$

$$N_{astm} = 0.1161 + 0.7142(X) + 0.1102(X)^2 - 0.00222(X)^3 \quad (4.17)$$

donde:

$N_{astm} \equiv$  es el número de aisladores standard, requeridos frente a sobrevoltajes de maniobra.

Considerando un máximo sobrevoltaje de 2.0, una densidad relativa del aire de 0.7263, un factor de cresta de 1.1, y una probabilidad de que resistan los elementos en paralelo un sobrevoltaje de maniobra de 97.7%, el número de aisladores por cadena necesarios es 5.

El número mínimo de aisladores ( $N_a$ ) que se requiere para resistir los sobrevoltajes será el mayor de los calculados por: contaminación, sobrevoltajes de origen atmosférico y frente a sobrevoltajes de maniobra. Por lo tanto, el número de aisladores necesarios por cadena que deben ser utilizados es de 8.

#### 4.2 LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES

La longitud de la cadena de aisladores está compuesta por la longitud de los aisladores, más la longitud de los accesorios de acoplamiento y suspensión del conductor. (10)

##### 4.2.1 LONGITUD DE LOS AISLADORES

$$L = L_a * N_a \quad (4.18)$$

donde:

$L$   $\equiv$  Longitud de los aisladores expresada en metros.

$L_a$   $\equiv$  altura del aislador utilizado expresada en metros.

$N_a$   $\equiv$  Número de aisladores standard

Utilizando los aisladores standard de suspensión (5.75 x 10 plg), cuya  $L_a$  es de 0.146 metros, la longitud de la cadena de aisladores es de 1.168 metros.



#### 4.2.2 LONGITUD DE LOS ACCESORIOS

Experiencias de Endesa-Chile recomiendan el uso de 0.35 metros para el caso de un conductor por fase y 0.55 metros para el caso de dos conductores por fase. (10)

Por tanto la longitud total de la cadena de aisladores es de 1.518 metros.

#### 4.3 DISTANCIAS EN AIRE A LA ESTRUCTURA.

##### 4.3.1 DISTANCIA NORMAL

En un diseño preliminar en el que no se tiene determinado con exactitud el valor del sobrevoltaje, es suficiente considerar la distancia normal ( $D_{nor}$ ) a la estructura, tanto en vertical como horizontal, igual a la distancia en arco de la cadena de aisladores. (10)

$$D_{nor} = L_a * N_a \quad (4.19)$$

$D_{nor} = 1.168$  metros

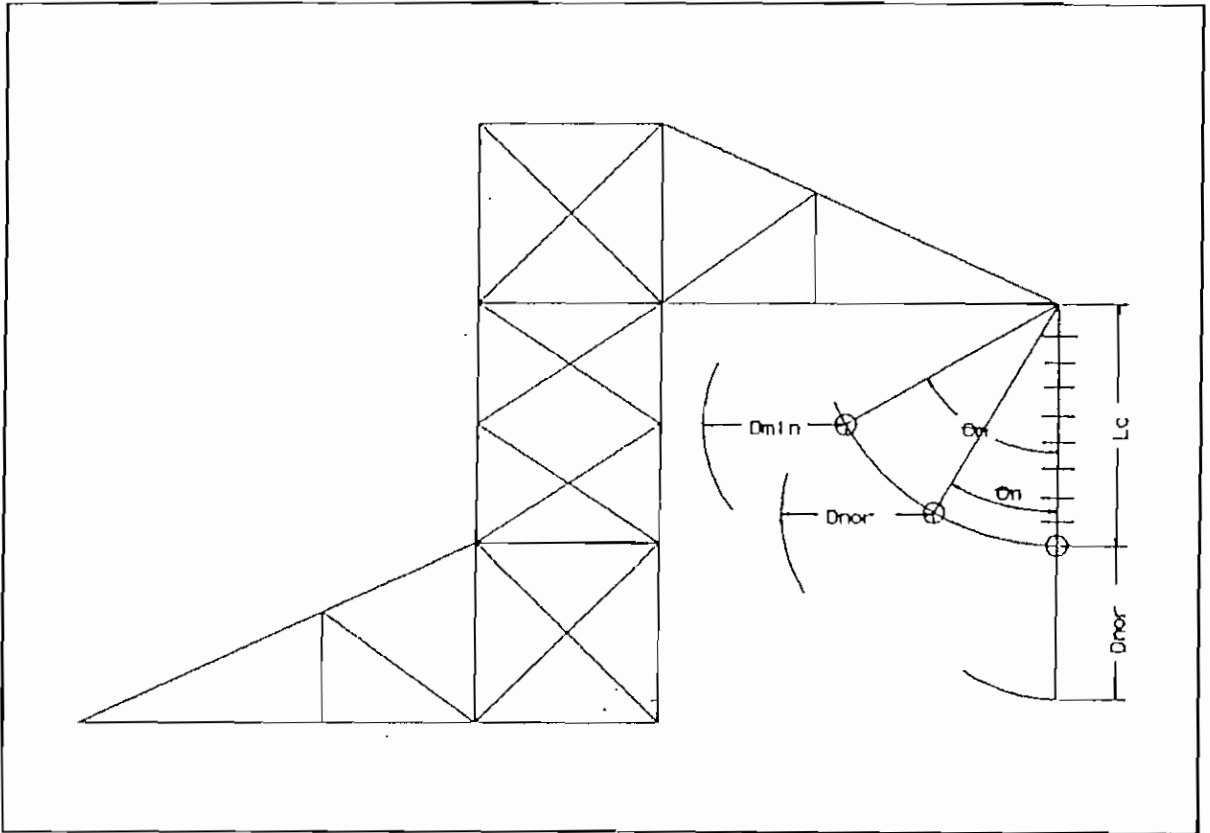


Fig. 4.2 Distancias en aire a las estructuras

#### 4.3.2 DISTANCIA MINIMA

Para un ángulo de oscilación de la cadena de  $60^\circ$ , la mínima separación a la torre de acero debe ser suficiente para soportar el voltaje de cresta a 60 Hz. (10)

El valor del voltaje crítico requerido por el aislamiento en condiciones meteorológicas normales está dado por: (18)

$$KV_{fi} = 1.347 * \left[ \frac{1.2 - 0.0131 * P_{at}}{1 - 0.02 * MKV_{ff}} \right] * \left( \frac{KV}{\delta} \right) \quad (4.20)$$

donde:

$KV_{fi}$   $\equiv$  está dado en KV

Pat  $\equiv$  Presión atmosférica en mm de Hg (529.94 mm Hg)

KV  $\equiv$  Tensión nominal de la línea entre fases.

$MKV_{ff}$   $\equiv$  Máxima tensión de la línea entre fases (1.1\*KV).

Con los valores para la zona 2 se obtiene un voltaje crítico a frecuencia industrial de 774.25 KV.

La distancia mínima a la estructura, para el rango de voltajes entre 69 y 230 KV está en el orden de los 0.3 a 2.0 metros. En este intervalo la curva que relaciona voltaje de descarga a 60 Hz con el espaciamiento en aire es una línea recta con una pendiente de 500 KV/metro (10). Por lo tanto, la distancia mínima a la estructura está dada por la expresión :

$$D_{\min} = \frac{KV_{fi}}{500} \quad (4.21)$$

Donde:

$D_{\min}$   $\equiv$  viene dado en metros

Reemplazando el valor obtenido anteriormente la distancia mínima es de 1.548 metros.

#### 4.4 DISTANCIA ENTRE FASES.

La distancia entre fases, debe ser tal que no exista riesgo de cortocircuito entre fases, teniendo presente las oscilaciones debidas a la acción del viento sobre los conductores. La distancia mínima admisible en el centro del vano se debe calcular con la siguiente expresión:

$$D_f = K_f * \sqrt{f_c + L_c} + 1.18 \quad (4.22)$$

donde:

$K_f = 0.75$  para separación vertical

$0.65$  para separación horizontal

$f_c \equiv$  flecha final del conductor.

Usando un  $K_f$  de 0.75, la flecha final de los conductores en el tendido a la temperatura de  $45^\circ\text{C}$  en la zona 5.88 metros, la distancia entre fases es de 3.22 metros.

##### 4.4.1 DISTANCIA VERTICAL ENTRE FASES.

Esta distancia puede verse en la Fig. 4.3.

$$h_2 = L_c + D_{\text{DOR}} + 0.1 \quad (4.23)$$

Con los datos anteriores se obtiene una distancia vertical entre fases de 2.78 metros.

La separación entre fases es la distancia que resulte mayor de la comparación entre la distancia entre fases  $D_f$  y la distancia vertical entre fases  $h_2$ .

#### 4.4.2 DISTANCIAS MINIMAS DEL CONDUCTOR AL SUELO.

Estas distancias deben compararse considerando la flecha máxima final que se determina en el apéndice C, con las que se especifican en las normas para proyectos de 138 KV.

#### 4.5 ALTERNATIVAS DE AISLAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS.

Luego de haber estimado las distancias de aislamiento en aire y a la estructura del conductor, el número de aisladores necesarios que debe tener la cadena de suspensión, de acuerdo a las normas de construcción de líneas de 138 KV, se procede a estudiar algunas alternativas de aislamiento de la línea, las mismas que se detallan a continuación.

En esta parte se pone énfasis tan solo en las condiciones técnicas que presenta cada opción, ya que las implicaciones económicas son materia del siguiente capítulo.

##### 4.5.1 MODIFICACION DE LA TENSION MECANICA

Esta alternativa considera el cambio de voltaje de 69 KV a

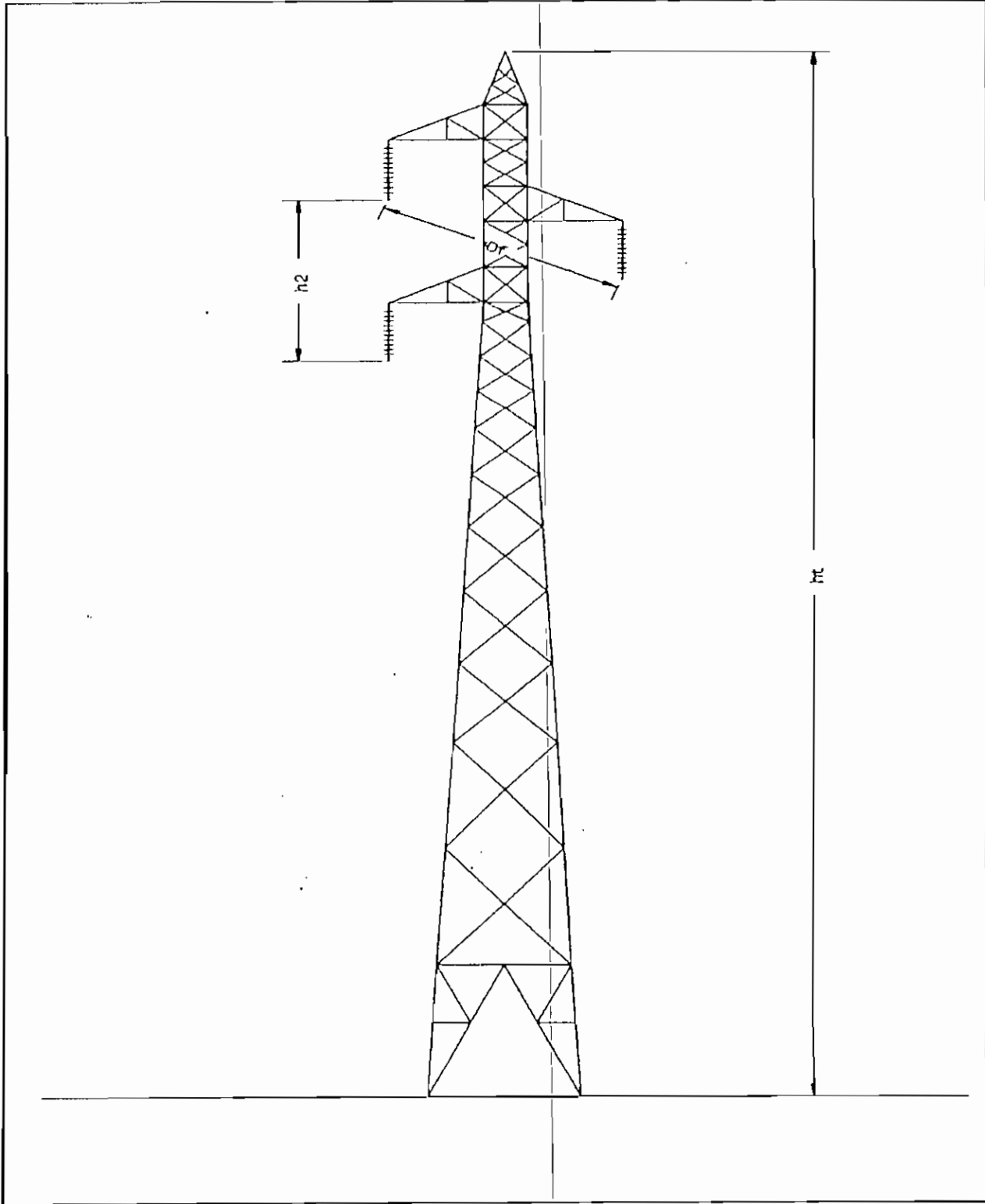


Fig. 4.3 Distancias entre fases

138 KV de la línea Ambato-Latacunga, la parte medular es la modificación de la tensión mecánica del conductor con el objeto de disminuir la flecha y cumplir con el requerimiento de distancia mínima al suelo necesaria para un voltaje de 138 KV.

Al aumentar la tensión mecánica del conductor disminuye la flecha final máxima del mismo, pero este cambio implica que se acepta una disminución en la capacidad de transmisión del conductor, ya que se limita la máxima temperatura.

El análisis de esta alternativa se lo ha realizado de la siguiente manera:

Mediante la ecuación cambio de estado se determina la flecha máxima final que alcanza el conductor, en las condiciones actuales de operación (69 KV), para esto se han utilizado los siguientes datos del conductor. (19)

calibre	300 MCM
Sección	176.7 mm <sup>2</sup>
diámetro	17.28 mm
Peso por unidad de longitud	0.61138 Kg/m
Peso específico	0.00346 Kg/cm <sup>3</sup>
Módulo de elasticidad	7700 Kg/m <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	19.2 * 10 <sup>-6</sup> 1/°C

Carga de ruptura	5730 Kg
Vano regulador	295.4 m

#### HIPOTESIS DE CALCULO

##### CONDICIONES INICIALES

Temperatura	12 °C
Tensión de tendido	25% de ruptura
Presión del viento	0
Carga de hielo	0

##### CONDICIONES FINALES

Temperatura	45 °C
Tensión de tendido	a determinar
Presión del viento	0
Carga de hielo	0

Con estos datos, la flecha que alcanza el conductor a 45 °C de temperatura final es de 5,88 metros y la distancia al suelo llega a ser aproximadamente 6,5 metros, cumpliendo con la mínima requerida a 69 KV. Para 138 KV la distancia mínima al suelo, para terreno normal es de 6,8 metros, lo que significa que la flecha nueva será de 5,40 metros.

Utilizando un proceso inverso al anterior se llega a estimar que el conductor puede elevar su temperatura hasta 31,48 °C. Esto reduce notablemente la capacidad de transmisión de la



línea, llegando a transportar como máximo 20,89 MW (sin viento), que es una potencia inferior a la que se transmite actualmente.

Al conservarse el aislamiento actual aumenta la probabilidad de falla de la línea por reducción del espaciado mínimo necesario entre el conductor y la estructura. La disminución de la distancia incrementa el número de fallas debidas a descargas atmosféricas a 3 fallas por año. No existe problemas de apantallamiento.

Mientras más elevada sea la tensión mecánica de un conductor mayores son las probabilidades de que aparezca el fenómeno de vibraciones, esto provoca con el tiempo, roturas de los hilos componentes del conductor. (20)

También se debe anotar que en caso de lugares con difícil acceso, la distancia mínima al suelo puede reducirse hasta en 1 metro. (20)

#### 4.5.2 REMODELACION DE LA LINEA UTILIZANDO AISLADORES LINE-POST

Como otra alternativa para elevar el voltaje a 138 KV y sortear los problemas de aislamiento que se pueden presentar, se plantea el uso de aisladores line-post, en

lugar de las crucetas y la cadena de suspensión.

El reemplazo de la cadena de suspensión por el aislador line-post se lo ha realizado tomando en cuenta el nivel de aislamiento de una cadena de 8 aisladores (21). El BIL que presenta la cadena es el siguiente:

Voltaje en baja frecuencia (seco)	485 KV
Voltaje en baja frecuencia (húmedo)	335 KV
Voltaje de impulso crítico (positivo)	780 KV
Voltaje de impulso crítico (negativo)	760 KV

Con estos valores, en el mismo catálogo (21) se determina el aislador line-post que más se ajuste a los requerimientos de la línea. El aislador escogido tiene el código BA-69007A con las siguientes características:

Voltaje en baja frecuencia (seco)	540 KV
Voltaje en baja frecuencia (húmedo)	485 KV
Voltaje de impulso crítico (positivo)	860 KV
Voltaje de impulso crítico (negativo)	1100 KV

Este aislador se adapta a las condiciones necesitadas y puede sustituir a la cadena de 8 aisladores sin problema, tiene un peso aproximado de 137,03 Kg y una longitud de 1,753 metros.

Las distancias de seguridad que se deben cumplir son:

$D_{\text{mín}} = 1,548$  metros

$D_f = 3,22$  metros

$L_c = 1,518$  metros

$D_v = 2,78$  metros

La distancia mínima del conductor a la estructura está cubierta con la longitud misma del aislador line-post, toda vez que este aislador es rígido y no permite oscilación. La distancia del conductor a la cruceta que debe ser cubierta ( $L_c$ ), también se cubre con la distancia del aislador line-post. Por tanto el aislamiento conductor-estructura no tiene problema.

Para cumplir con el aislamiento en aire hay que hacer ajustes en la posición de los aisladores en la torre.

Para las estructuras de suspensión, con la disposición de los aisladores, Fig. 4.4, queda cubierta la distancia mínima a tierra (6,8 metros).

Existe problemas en cuanto al apantallamiento para las estructuras tipo S y R, donde el ángulo de apantallamiento supera los  $30^\circ$ , no así para las estructuras T-A y C. Como una medida para evitar este problema se sugiere colocar un accesorio que prolongue la punta de la torre en la distancia

necesaria. Para ésto, con cálculos de geometría elemental se obtiene los siguientes resultados.

CUADRO 4.2 ANGULOS DE APANTALLAMIENTO

Tipo Torre	Angulo Apantalla.	Long. Accesor.	Observaciones
N	40 °	1,6 m	
R	40 °	1,6 m	Hay problema de apantallamiento al usarse como suspensión
T-A	No se	tiene	problemas
C	No se	tiene	problemas

En caso de no aceptarse esta sugerencia se estaría incurriendo en un aumento de la probabilidad de que falle el aislamiento. La probabilidad de falla para las torres tipo S y R es de 1,68 descargas por año. (23)

En el caso de dejar a la línea desprovista de cable de guardia la probabilidad de falla es de 1,998 fallas / año, esta probabilidad de falla se la ha estimado de acuerdo a las curvas de las Figs. 4.8 y 4.9 (22) y utilizando un espaciamento entre fases en medio vano de 11 pies, vanos de 800 pies, nivel isocerámico de 22 y resistencia de pie de torre promedio de 5 ohms.

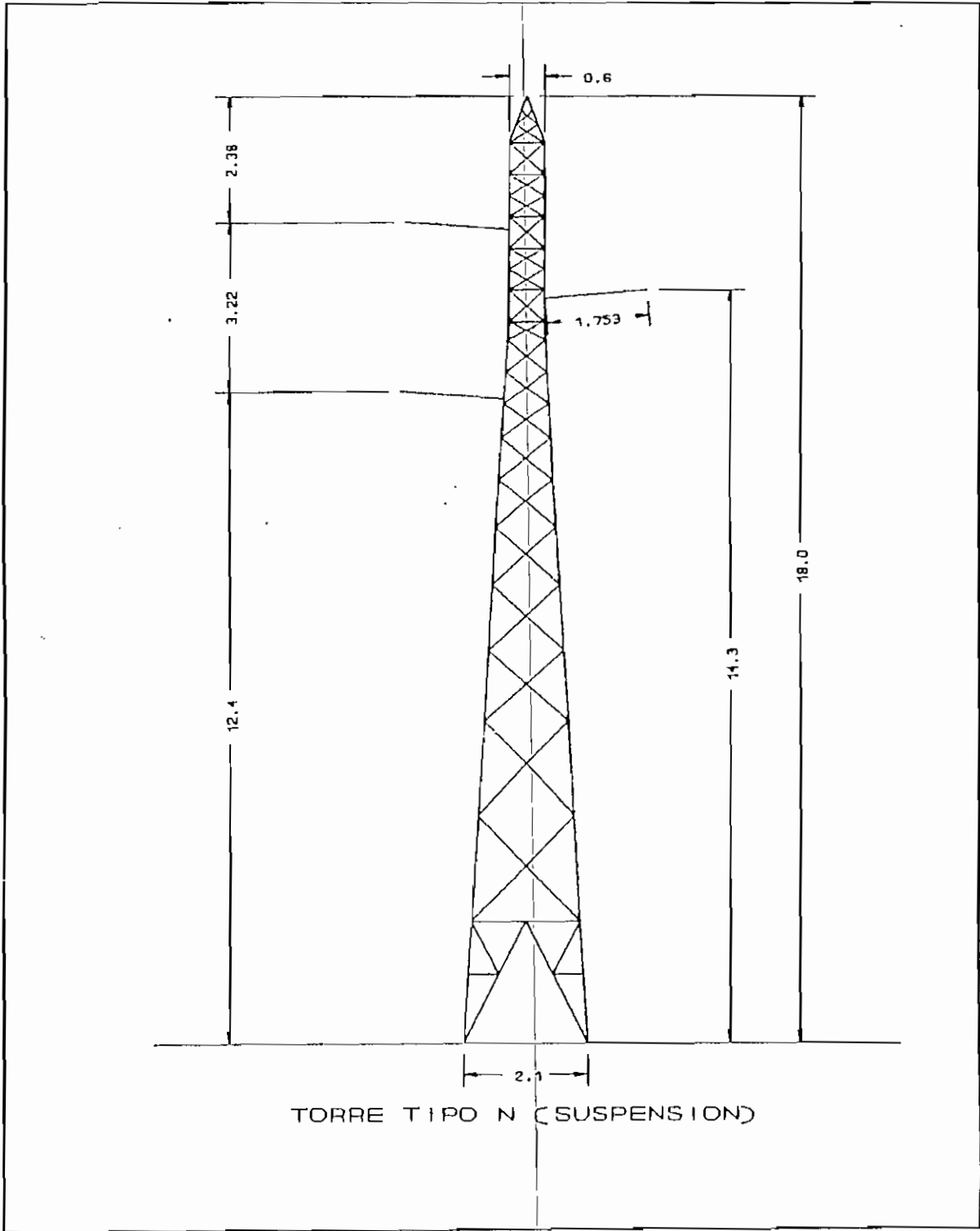


Fig. 4.4 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con aisladores line-post

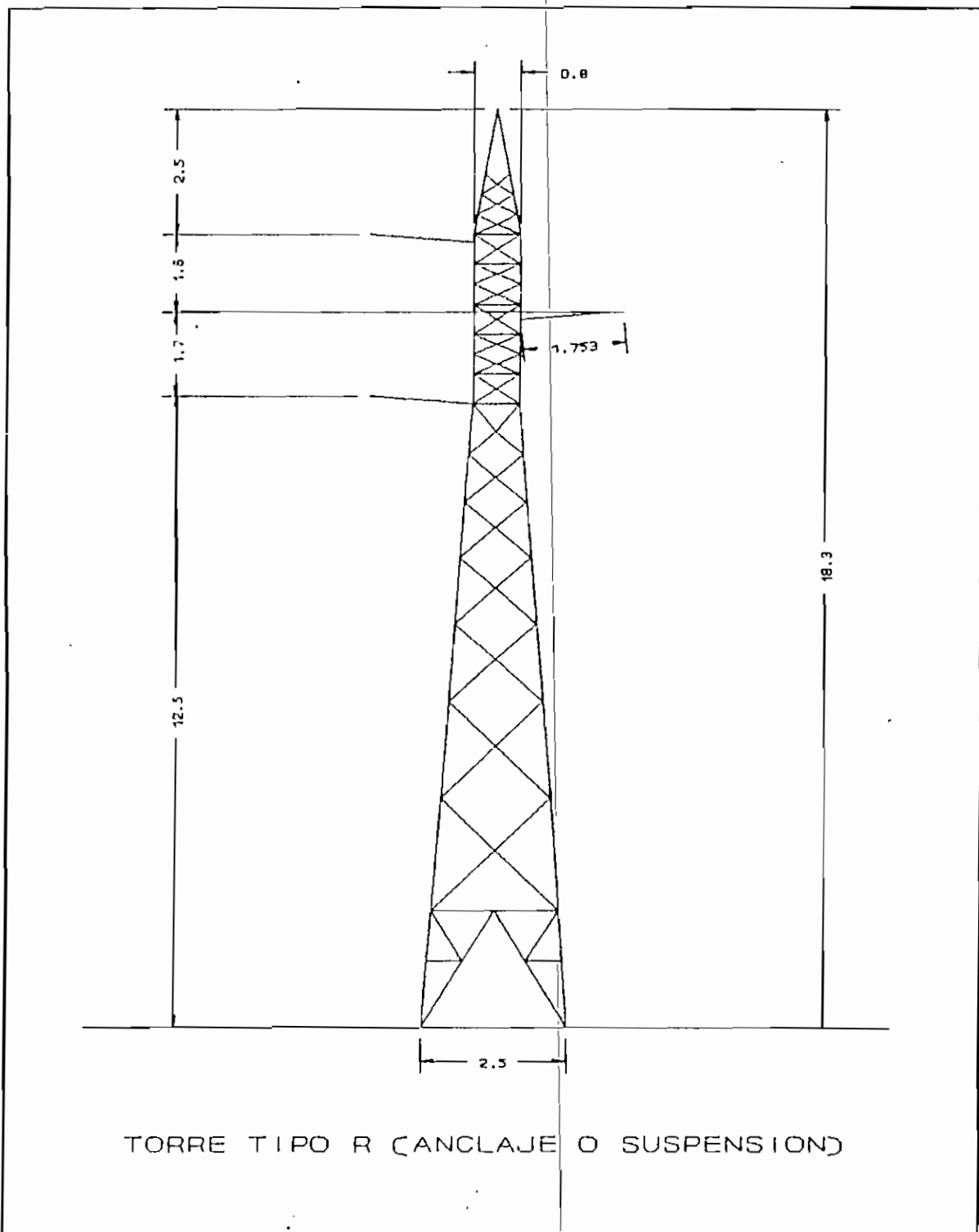


Fig. 4.5 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con aisladores line-post

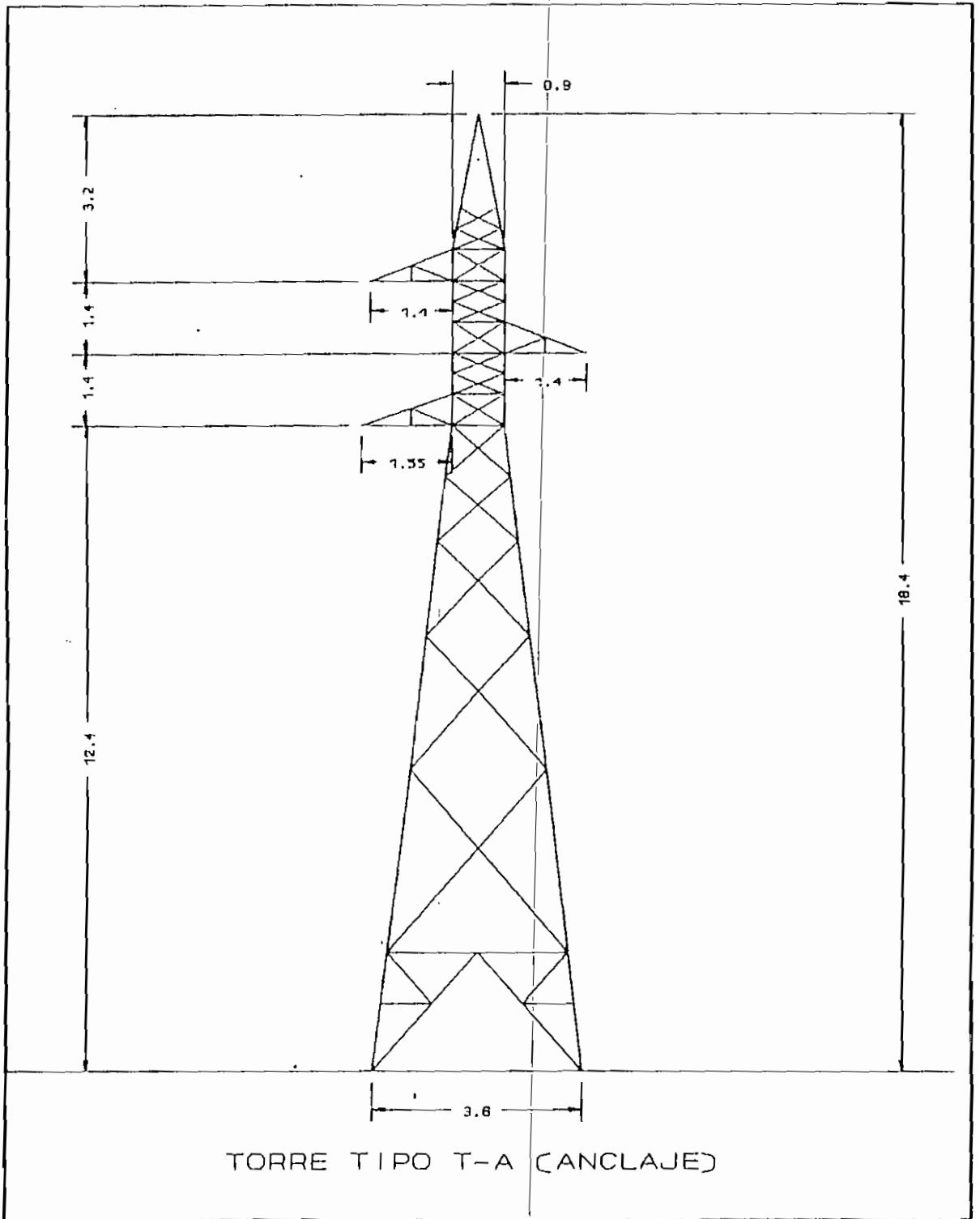


Fig. 4.6 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con aisladores line-post

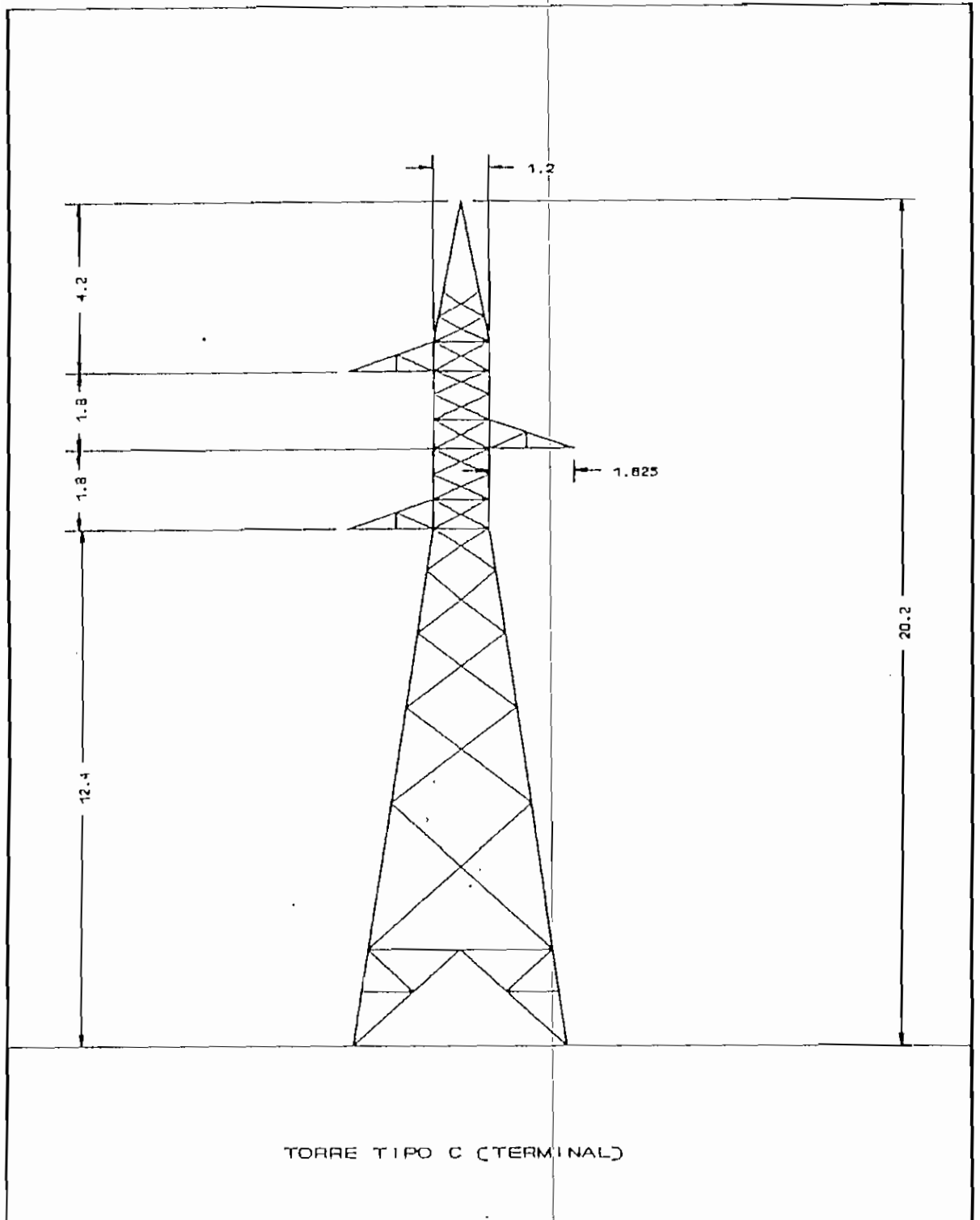


Fig. 4.7 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con aisladores line-post



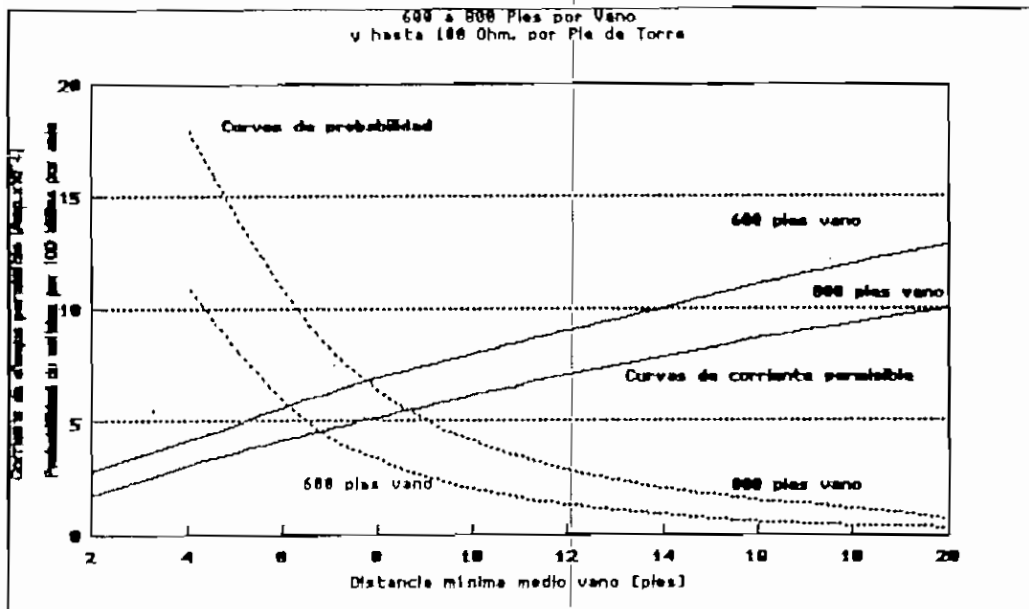


Fig. 4.8 Probabilidad de descargas sobre los conductores en medio vano

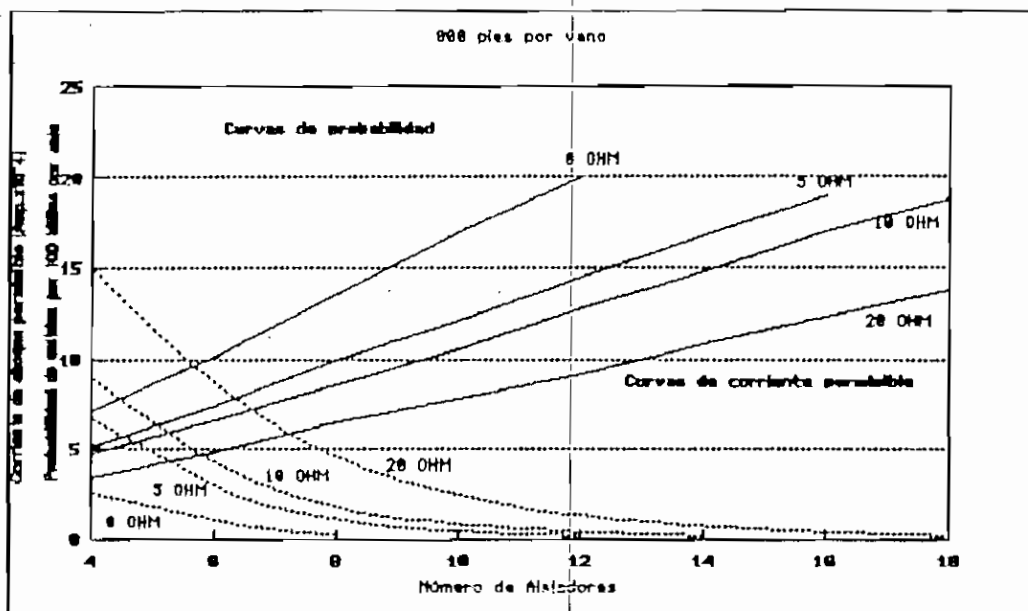


Fig. 4.9 Probabilidad de descargas sobre la torre

#### 4.5.3 REMODELACION DE LA LINEA UTILIZANDO CADENAS DE AISLADORES TIPO RETENCION PARA LAS ESTRUCTURAS DE SUSPENSION

Esta alternativa plantea el uso de las mismas estructuras y las condiciones mecánicas del conductor tal y como están funcionando en la actualidad y realizar un diseño del aislamiento en base de aisladores de suspensión, de modo que cumpla con las distancias de seguridad necesarias. Básicamente se trata de transformar las estructuras de suspensión en estructuras a manera de retenidas, dicho cambio de suspensión a retenida se realiza considerando que las estructuras soportan la carga mecánica adicional por aumento de aisladores debido al sobredimensionamiento hecho en el año de 1973 en que fueron diseñadas.

El aislamiento que se propone dar a cada una de las fases es el mostrado en la Fig 4.10, con lo que se cubre el aislamiento conductor-estructura.

El accesorio central o yugo central que se coloca en el diseño tiene las siguientes características: (36)

##### TRUNNION TYPE SUSPENSION CLAMP ALUMINIUM

CADENA(1b)	DIAM.COND.(mm)	TIPO 2 S05	LONG. (mm)	ACOPLAMIENTO
25000	10,2 - 21,8	8H-18143B	287,5	ANSI TIPO B (IEC 16mm A)

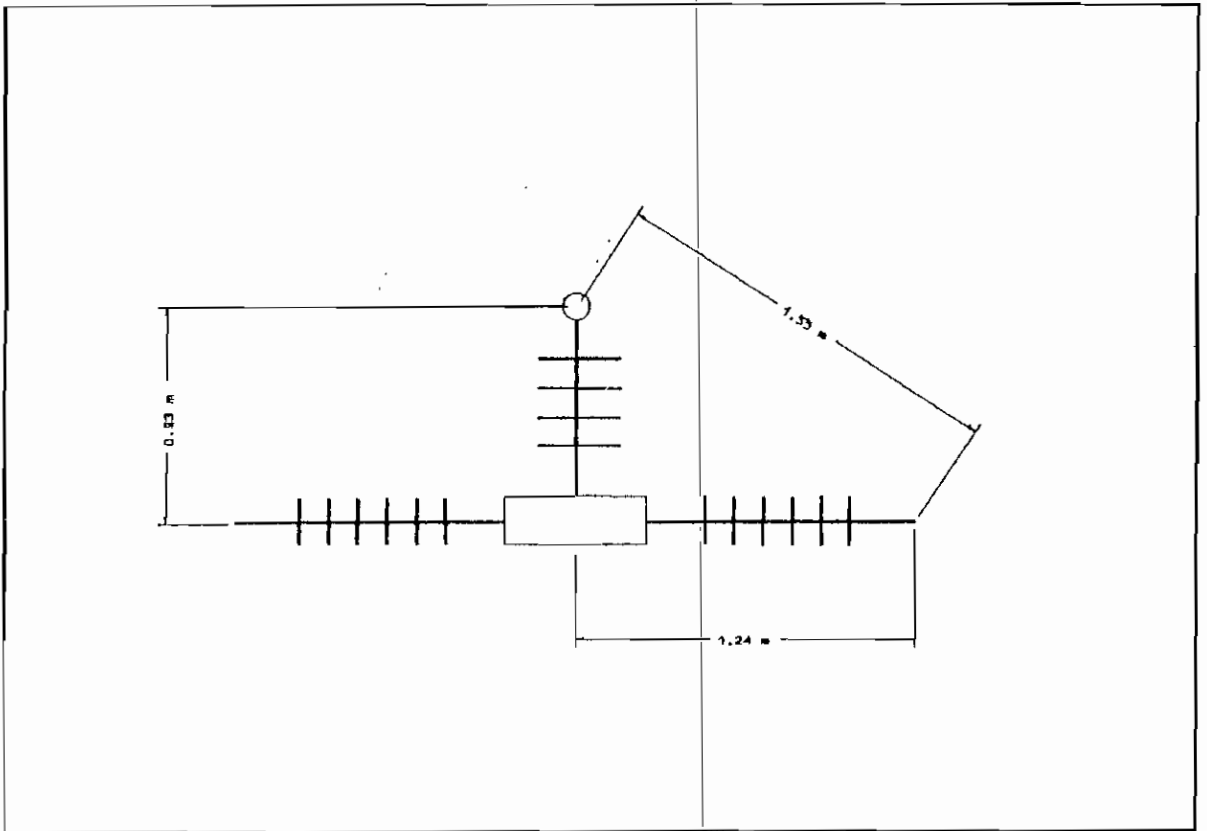


Fig. 4.10 Aislamiento para cada fase de las estructuras de suspensión

En cuanto al aislamiento en aire se propone el diseño mostrado en la Fig. 4.11.

Analizando la disposición de las crucetas y de las cadenas de aisladores, se cubren las distancias de aislamiento necesarias.

En cuanto a la distancia al suelo, se logra tener una distancia efectiva al suelo de 7,00 metros que está sobre el valor mínimo establecido por las normas de construcción,

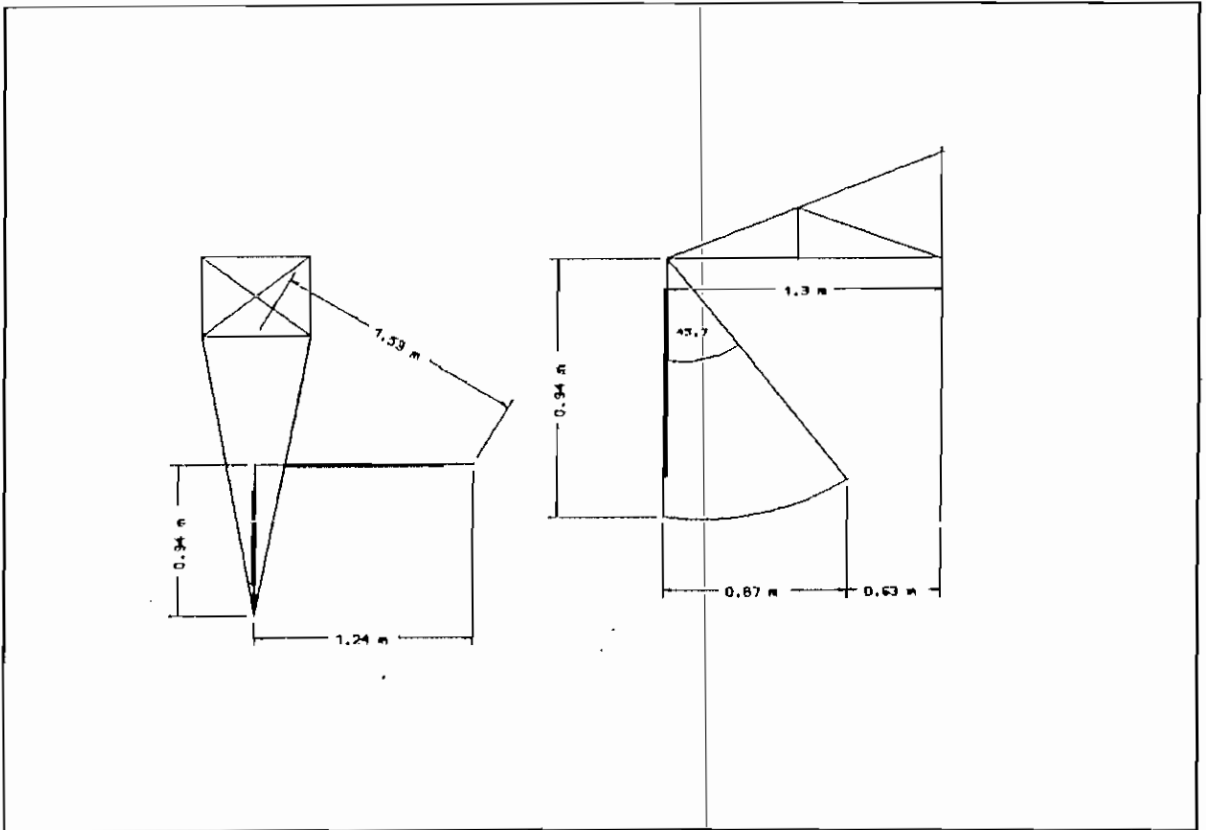


Fig. 4.11 Aislamiento en aire de las fases de la estructura de suspensión

considerando terreno normal.

En cuanto al apantallamiento de la línea, se tiene problemas en las estructuras, ya que al usar el diseño de aisladores de suspensión se eleva el conductor y el ángulo de apantallamiento sobrepasa los  $30^\circ$  permitidos en las normas, en algunos casos. Como una medida para evitar el problema se sugiere colocar un accesorio que prolongue la punta de la torre en la distancia necesaria. Para esto con cálculos de geometría elemental se obtiene los siguientes resultados.

CUADRO 4.3 ANGULOS DE APANTALLAMIENTO

Tipo Torre	Angulo Apantalla.	Long. Accesor.
N	38 °	0,8 m
R	28 °	
T-A	28 °	
C	30 °	

En las torres tipo R debe usarse el mismo diseño hecho para las torres tipo N, en las tipo T-A debe usarse solo la variación hecha para las crucetas, no en el aislamiento, excepto aumentar los aisladores necesarios en las cadenas (2 aisladores más), para cumplir con el espaciamiento en aire.

Si no se puede incorporar el accesorio y se conserva el ángulo de apantallamiento, se tendrá una mayor probabilidad de falla, que se la puede cuantificar en términos del número de descargas por año en la línea, Figs. 4.8 y 4.9 (23).

CUADRO 4.4 NUMERO DE DESCARGAS POR AÑO

Tipo Torre	Angulo Apantalla.	Descargas/100 millas/año	Observaciones
N	38 °	0,84	
R	28 °		Usada como suspensión
T-A	28 °		
C	30		

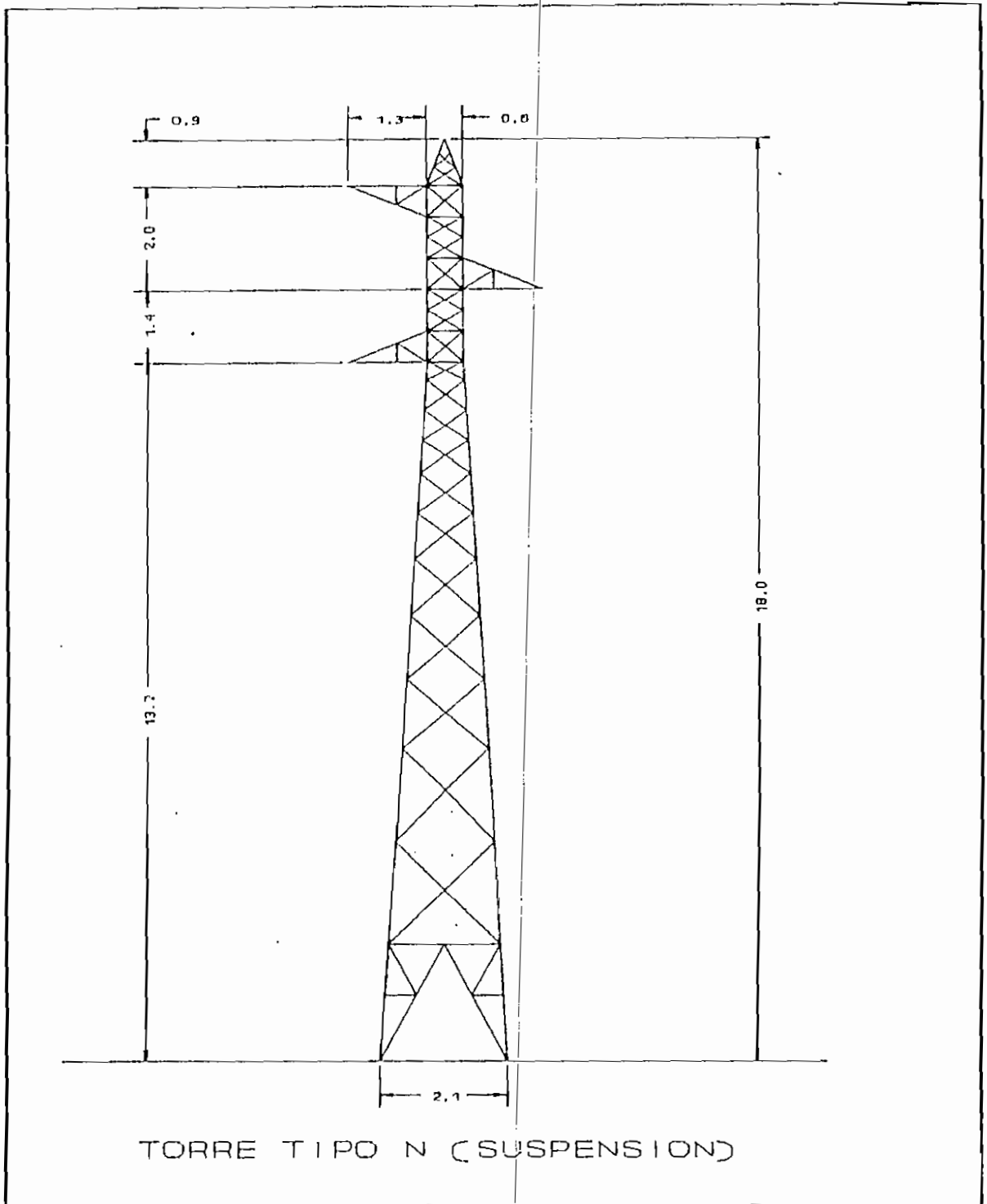


Fig. 4.12 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con diseño de aislamiento tipo retenida para las estructuras de suspensión

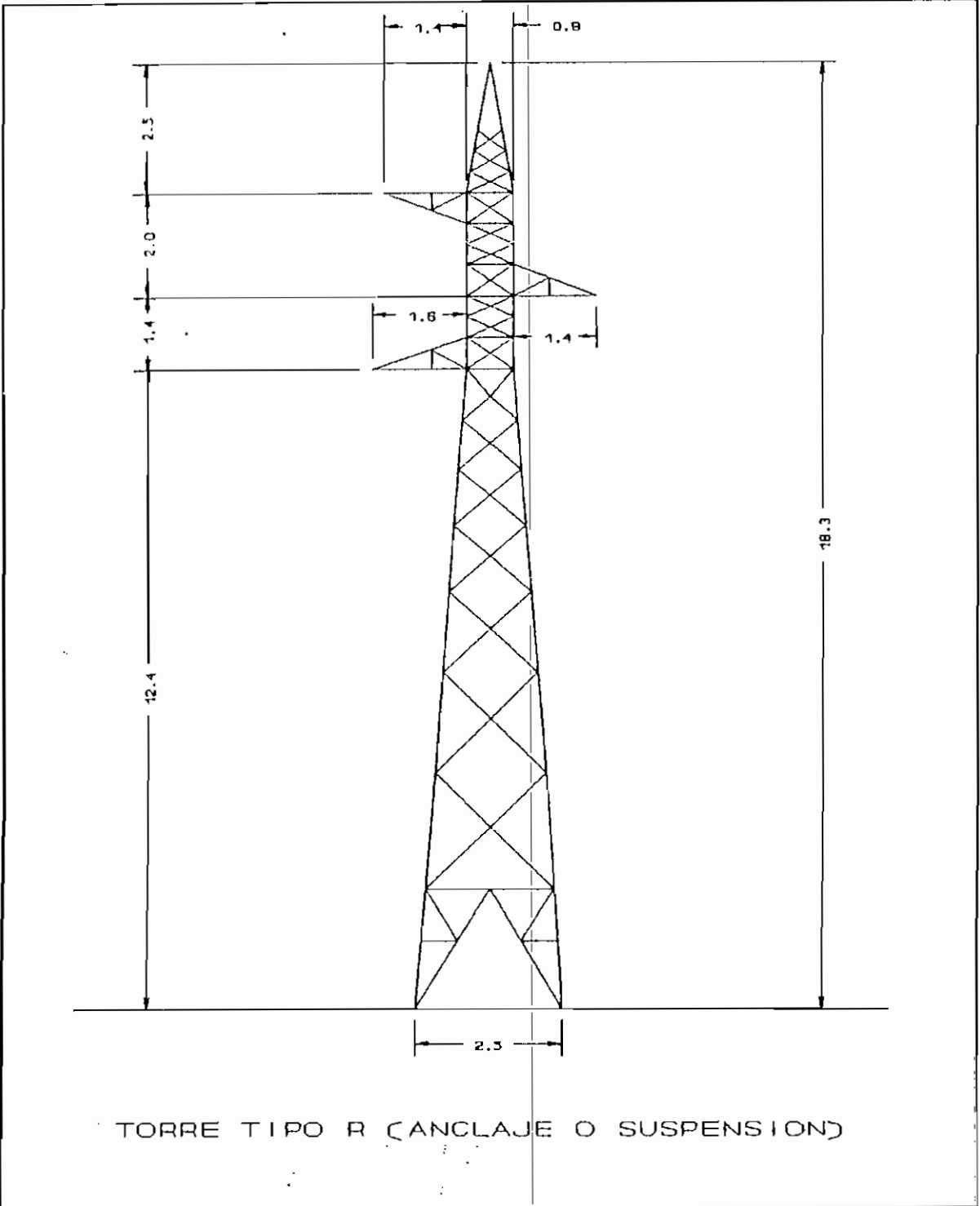


Fig. 4.13 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con diseño de aislamiento tipo retenida para las estructuras de suspensión

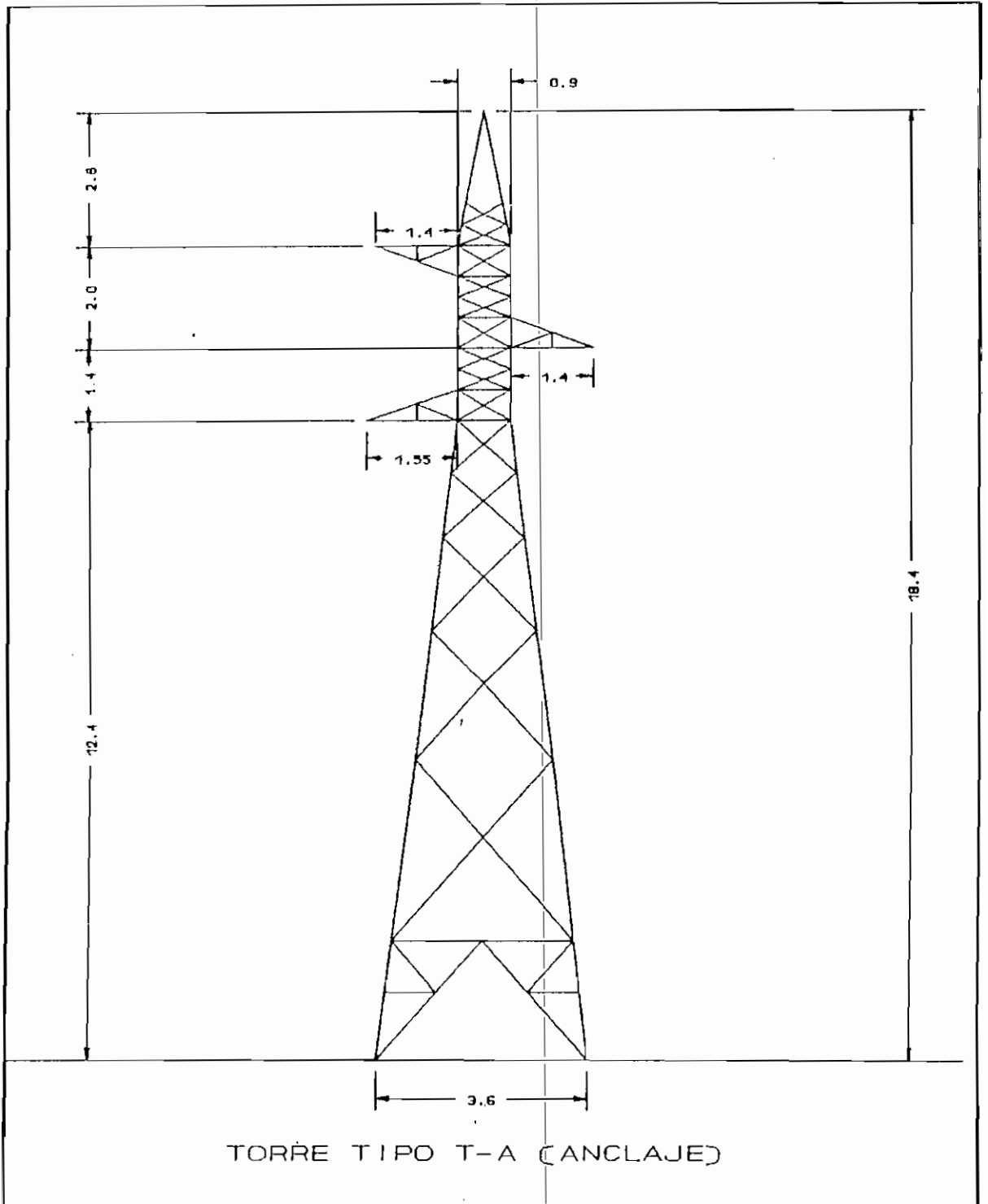


Fig. 4.14 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con diseño de aislamiento tipo retenida para las estructuras de suspensión



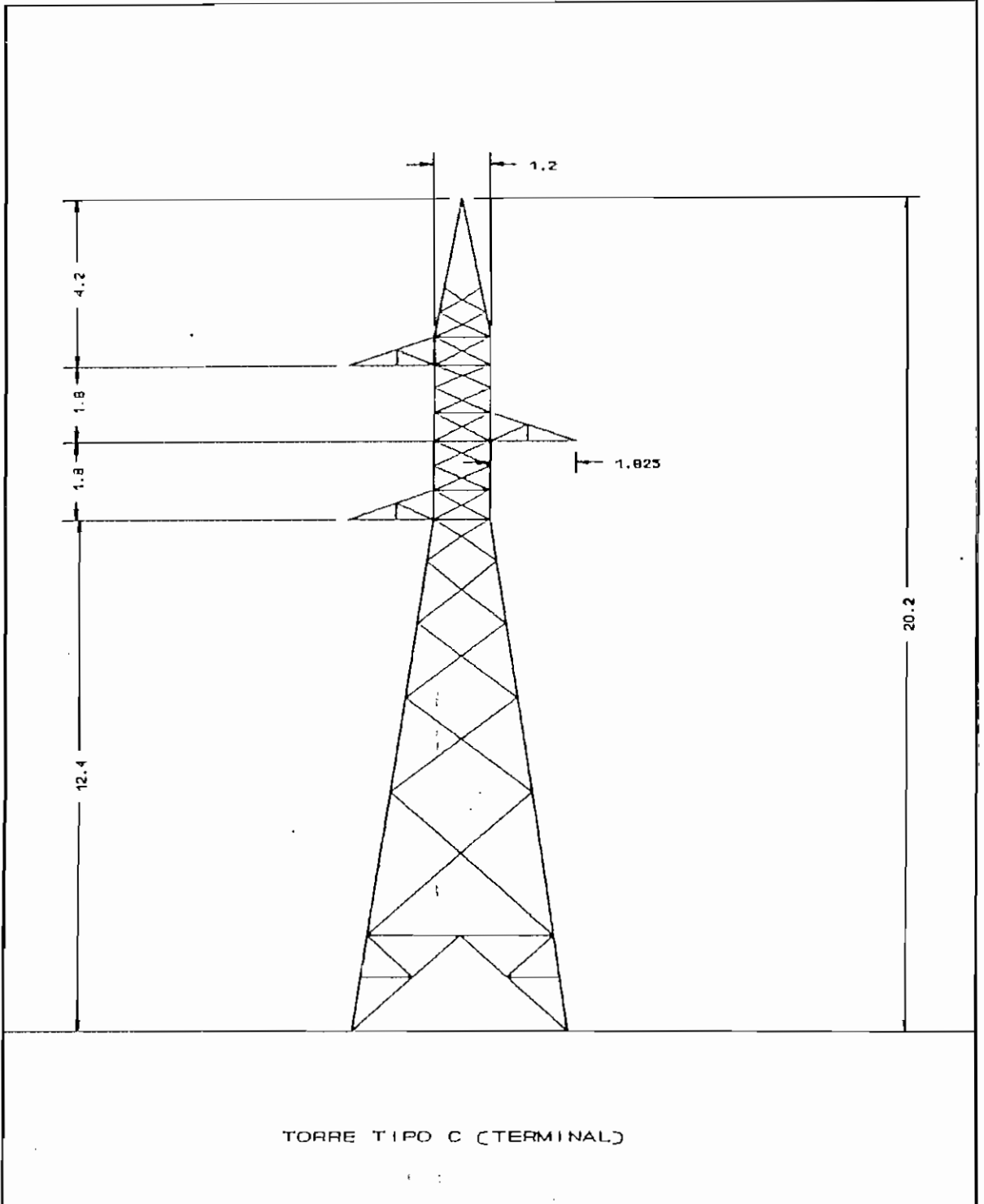


Fig. 4.15 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con diseño de aislamiento tipo retenida para las estructuras de suspensión

#### 4.5.4 REMODELACION DE LA LINEA UTILIZANDO CADENAS DE AISLADORES EN "V"

Esta alternativa plantea un diseño de dos cadenas de aisladores de suspensión dispuestas en forma de "V", como una medida para sortear los problemas de distancias de seguridad a la estructura.

En lo que se relaciona con las distancias del conductor a la cruceta, no existe problema de tener una descarga a través de la cadena de aisladores por sobrevoltajes atmosféricos, ya que el número de aisladores necesarios se conserva (8 aisladores), en cuanto a la distancia mínima a la estructura, ésta se reduce demasiado (0,65 metros), con esto la probabilidad de descarga debido a sobrevoltajes de frecuencia industrial es muy alta, ya que el voltaje de frecuencia industrial que puede soportar disminuye a 325 KV, que viene a ser unas 2,4 veces menor al voltaje crítico de frecuencia industrial calculado en 4.3.2 (774,25 KV).

Debido a la longitud que tienen las cadenas de aisladores, la distancia al suelo disminuye notablemente (6,4 metros) y no cubre la distancia mínima requerida en 138 KV, que es de 6,8 metros.

Tampoco se alcanza a cubrir la distancia vertical entre fases de ninguna manera, ya que la separación entre las crucetas y la longitud de las torres no lo permiten.

En lo relacionado con el apantallamiento no habría ningún problema. Los valores antes mencionados hacen referencia a estructuras de suspensión, aunque los comentarios hechos son todos aplicables al resto de estructuras de la línea.

Por los antecedentes antes mencionados esta alternativa no es recomendable técnicamente, ya que como se dijo presenta alta probabilidad de descargas por la reducción de las distancias mínimas de seguridad.

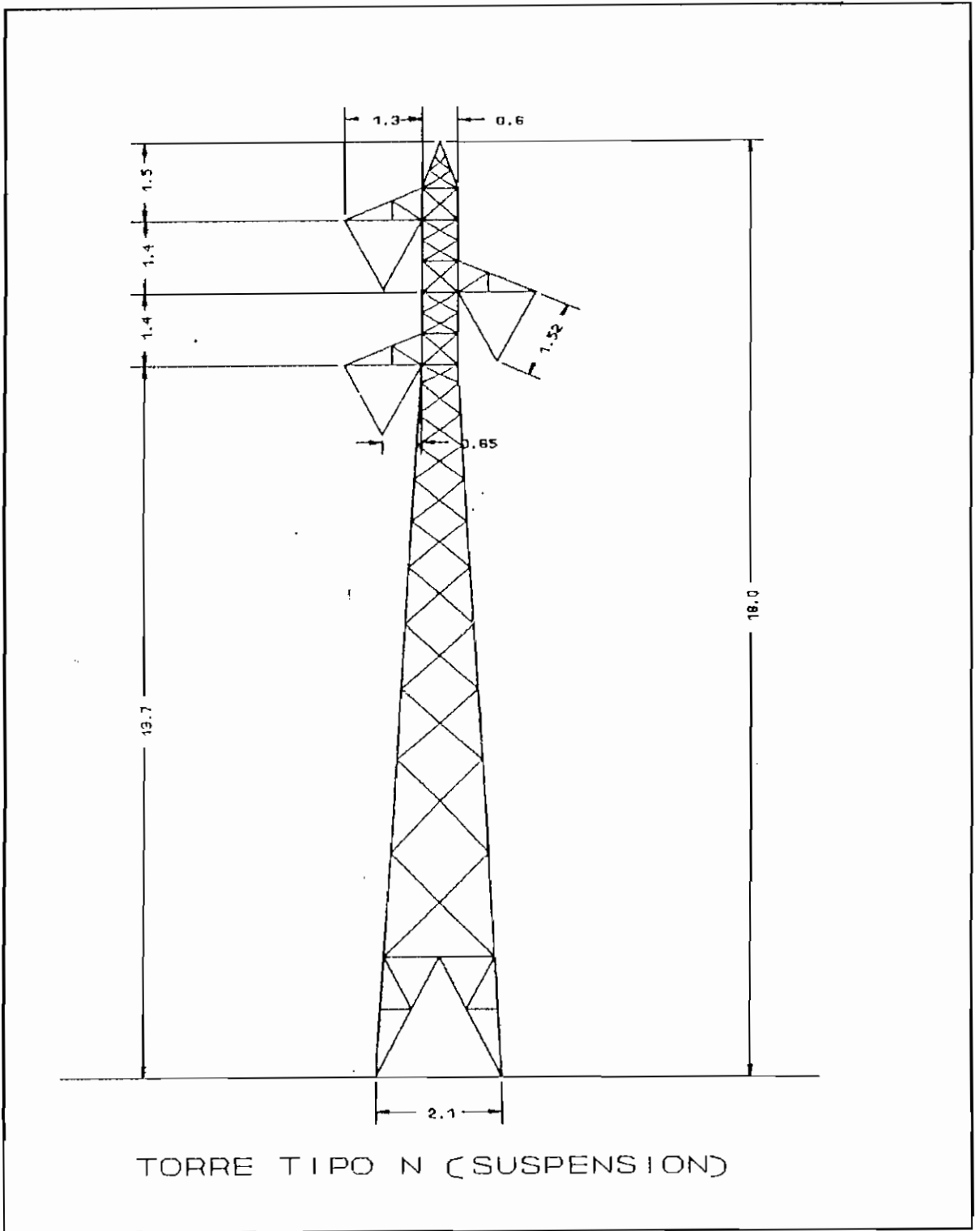


Fig. 4.16 Alternativa L/T Ambato-Latacunga 138 KV, con diseño de aislamiento en "V"

#### 4.5.5 CAMBIO DE VOLTAJE EN LAS ACTUALES CONDICIONES

Esta alternativa pretende elevar el nivel de voltaje de la línea Ambato-Latacunga a 138 KV, en las actuales condiciones de funcionamiento, es decir, conservando el mismo nivel de aislamiento ( 6 aisladores por cadena ).

Por el hecho de conservar el aislamiento, el número de perturbaciones anuales que se espera tener sobre la línea por descargas atmosféricas es alto (3 fallas/año).

Por otra parte, la distancia mínima a la estructura es demasiado pequeña ( 0,37 metros ), con lo que no se cubre la distancia mínima requerida ( 1,54 metros ) y se aumenta notablemente la probabilidad de falla ante sobrevoltajes de frecuencia industrial, ya que este se ve reducido en cuatro veces aproximadamente del voltaje crítico de frecuencia industrial ( de 774,25 KV a 185 KV ).

En cuanto a la distancia a tierra no se alcanza a cubrir los 6,8 metros que exigen las normas para 138 KV, sino tan solo 6,5 metros. Se puede tomar en cuenta la sugerencia hecha en la referencia (20), donde se menciona que esta distancia puede reducirse hasta en un metro en casos de extrema necesidad.

La distancia entre fases y específicamente la distancia vertical se logra cubrir si la cruceta superior se cambia de posición, tal como se indica en la Fig. 4.12, esto hace que el ángulo de apantallamiento aumente ( $36^\circ$ ), lo suficiente para que las fallas crezcan 0,84 fallas/año, en total son 3,84 fallas/año en la línea (23) y si se le quita el cable de guardia, se producirán 6,64 fallas/año.

De lo explicado se concluye que, para poder elevar el nivel de voltaje a 138 KV en la línea de transmisión Ambato-Latacunga, se necesita usar cadenas de suspensión compuestas por 8 aisladores de  $10'' \times 5 \frac{3}{4}''$ , semejantes a los que hoy están en la línea de 69 KV. Además, se deben cumplir todas las distancias de seguridad calculadas en los numerales del 4.3 al 4.4. En cuanto a las alternativas de aislamiento de la línea se observa que las alternativas 4.5.2 y 4.5.3 son mejores que las otras técnicamente y por tanto deben ser analizadas en el siguiente capítulo y compararlas con el resto de opciones mencionadas en el capítulo I.

## CAPITULO V

### EVALUACION ECONOMICA

Una vez determinadas las mejores alternativas técnicas para el cambio de voltaje en la línea Ambato-Latacunga, se realiza el análisis económico de ellas, capaz de determinar cual brinda el servicio técnico deseado al menor costo.

Las alternativas que se analizan son las siguientes, Fig 5.1:

- 1.- Cambio de voltaje en las actuales condiciones.
- 2.- Remodelación de la línea utilizando aisladores Line-Post.
- 3.- Remodelación de la línea utilizado cadenas de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión.
- 4.- Línea nueva de 138 KV.

La selección de las alternativas generalmente se hace en base a valores presentes o, en base a costos anuales. Para el presente análisis se ha adoptado el método del valor presente.

Es conocido que la mejor alternativa es aquella que se logra cuando la suma de los costos de inversión con los costos de pérdidas es mínimo, la Fig. 5.2 ilustra este concepto.

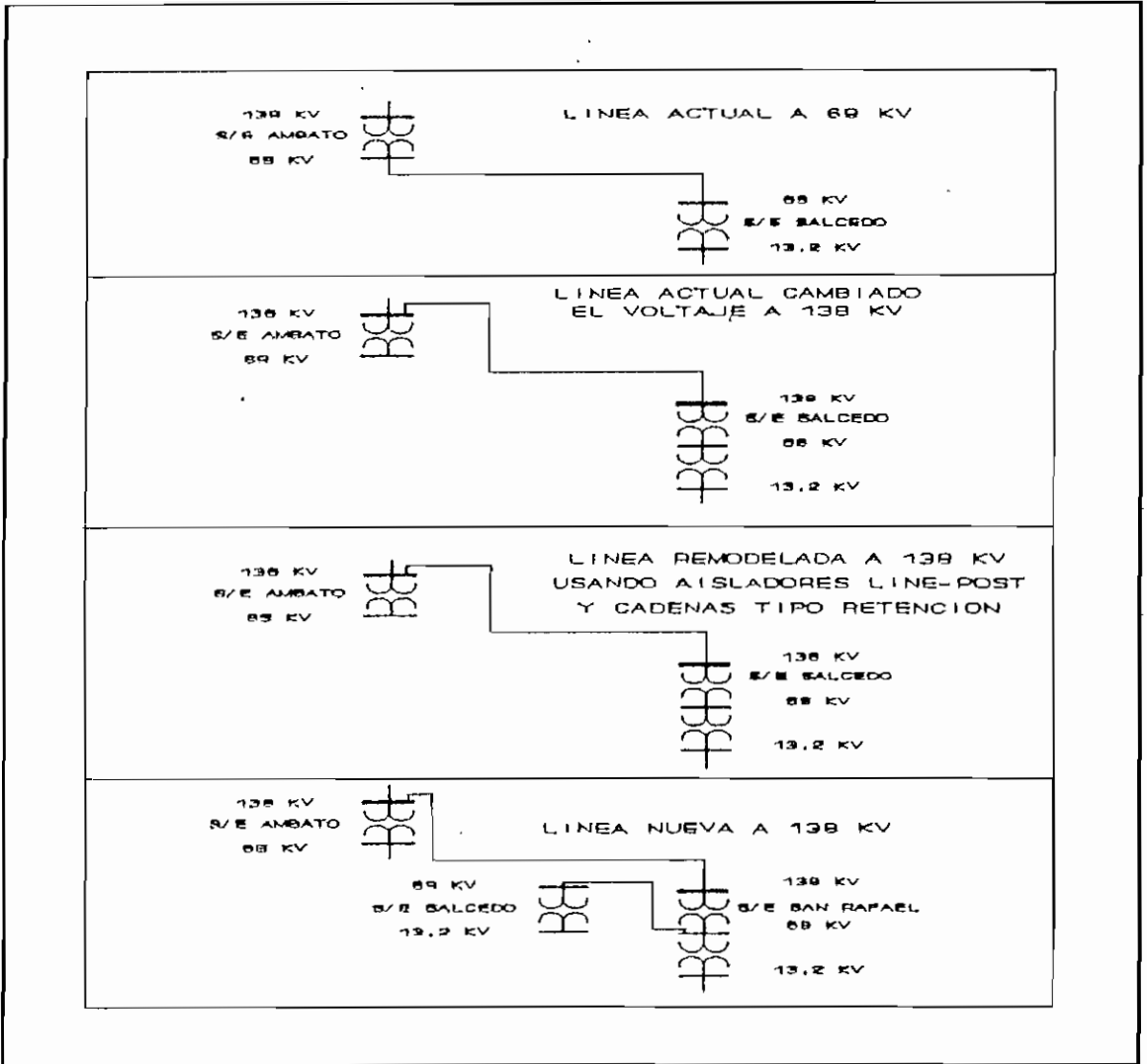


Fig 5.1 Alternativas de cambio de voltaje

Para la evaluación económica de las alternativas en base al valor presente se toma en cuenta tanto el costo de las inversiones requeridas, incluyendo montaje y/o desmontaje de accesorios, según sea el caso, como el costo de las pérdidas por efecto Joule ( $I^2 R$ ), pérdidas debido a la probabilidad de falla de cada alternativa y pérdidas debido a la energía no abastecida por el tiempo que dure la remodelación.



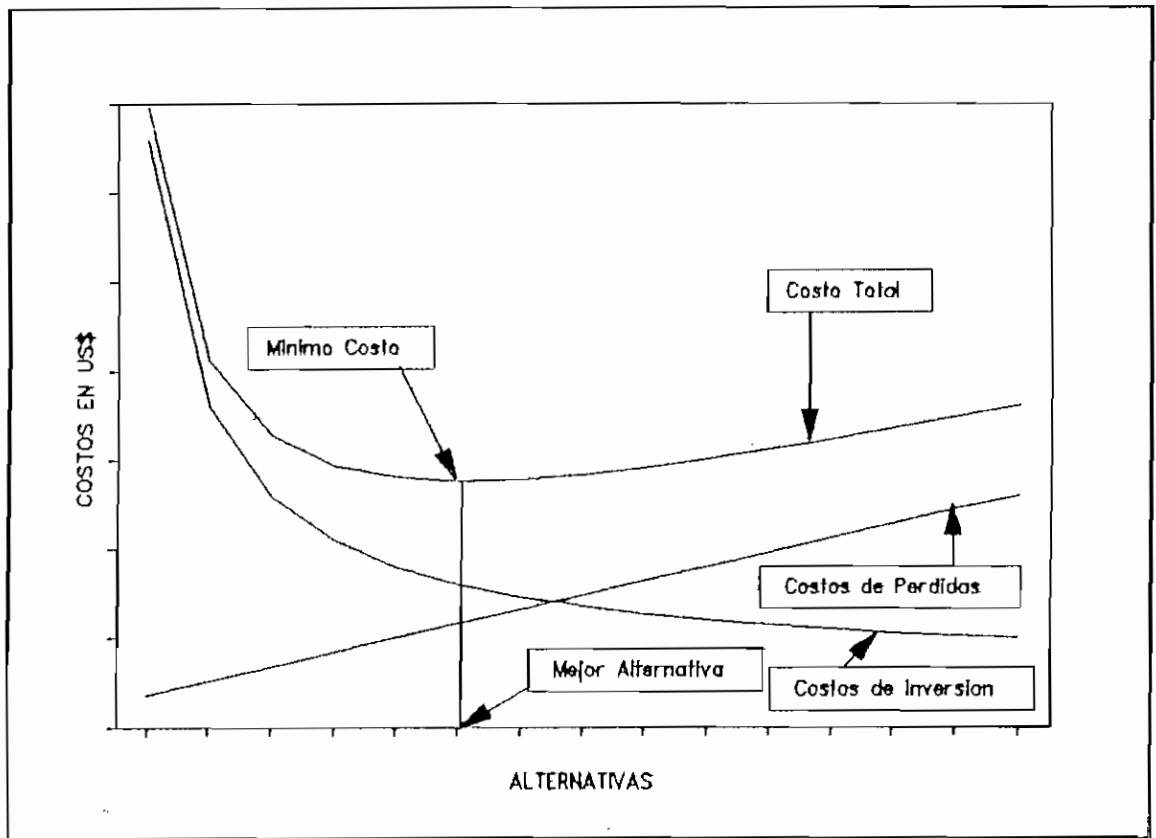


Fig. 5.2 Curvas de costos de inversión y Pérdidas Vs. alternativas

### 5.1 COSTOS DE INVERSION

Estos costos toman en cuenta los siguientes aspectos:

- costos de inversión en equipo y accesorios.
- costos de montaje del equipo y accesorios.
- costos de desmontaje del equipo y accesorios que son retirados de la línea, por la remodelación.
- valor residual del equipo y accesorios retirados de la línea, tomando en cuenta que la vida útil de la línea es de 30 años (valor promedio obtenido del Reglamento de Fijación de Tarifas de Servicio Eléctrico) (33) y que la línea entró en funcionamiento en 1976.

Los valores para determinar los costos de inversión han sido proporcionados por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de INECEL, y están en dólares a abril de 1982, dichos valores han sido escalados con un factor de 1.22, ya que en ese valor se han incrementado los precios de los accesorios desde esa fecha hasta enero de 1993 de acuerdo a la información que tiene la Dirección de Planificación de INECEL.

## 5.2 PERDIDAS POR EFECTO JOULE (34)

Para evaluar el costo de estas pérdidas se han considerado las pérdidas debido a potencia y energía a través de las siguientes expresiones:

$$PP_1 = 0.001 * \left( \frac{MVA^2}{KVff^2} \right) * r \quad (5.1)$$

$$PE_1 = PP_1 * 8760 * Fper \quad (5.2)$$

$$Fper = A * Fcar + (1-A) * Fcar^2 \quad (5.3)$$

$$VPCPP = PP_1 * CMP * FRP^2 \quad (5.4)$$

$$VPCPE = PE_1 * CME \quad (5.5)$$

$$PJ = VPCPP * VPCPE \quad (5.6)$$

Donde:

$PP_1 \equiv$  pérdidas de potencia [KW/Km]

$PE_1 \equiv$  pérdidas de energía [KWh/Km]

$MVA \equiv$  potencia máxima [MVA]

KVff  $\equiv$  voltaje fase-fase [KV]  
r  $\equiv$  resistencia del conductor [ohm/Km]  
Eper  $\equiv$  factor de pérdidas  
A  $\equiv$  factor de correlación  
Fcar  $\equiv$  factor de carga  
VPCPP  $\equiv$  valor anual de los costos de pérdidas de potencia [US\$]  
VPCPE  $\equiv$  valor anual de los costos de pérdidas de energía [US\$]  
CMP  $\equiv$  costo marginal de potencia [US\$/KW-año]  
CME  $\equiv$  costo marginal de energía [US\$/KWh]  
PJ  $\equiv$  valor anual de las pérdidas por efecto Joule [US\$]

El factor de correlación varía entre 0.1 y 0.25 aproximadamente, y para el sistema de ELEPCO S.A. en la Dirección de Planificación de INECEL se ha utilizado 0.15. El costo marginal de potencia para el sistema nacional es de 90 US\$/KW-año. El costo marginal de energía es de 36 US\$/MWh.

Las pérdidas por efecto Joule han sido determinadas para cada año a partir de 1992 hasta el 2006, fecha en cual terminaría la vida útil estimada para la línea Ambato-Latacunga, utilizando los datos de demanda máxima y energía proyectada para el sistema (3). La suma de estos valores referidos a 1993 dan el valor presente total de las pérdidas por efecto Joule durante la vida útil de la línea.

### 5.3 PERDIDAS DEBIDAS A LA PROBABILIDAD DE FALLA

Para la evaluación del costo de estas pérdidas, se han considerado los índices de falla calculados para cada alternativa definida en el capítulo anterior, así como el tiempo de reparación promedio para una línea de subtransmisión, este último valor ha sido tomado de la referencia (35) debido a que en nuestro medio no se dispone de este valor (9 horas). La expresión utilizada para valorar estas pérdidas es la siguiente:

$$PPF = \lambda * t_r * D_{max} * CEI \quad (5-7)$$

donde:

PPF  $\equiv$  valor presente del costo de pérdidas de debido a probabilidad de falla [US\$]

$\lambda$   $\equiv$  índice de falla [fallas/año]

$t_r$   $\equiv$  tiempo de reparación [horas]

$D_{max}$   $\equiv$  demanda máxima [KW]

CEI  $\equiv$  costo social de las interrupciones [US\$/KWh]

Como en el caso anterior, se han valorado estas pérdidas tomando en cuenta la vida útil de la línea y la demanda máxima proyectada, para obtener los valores anuales de pérdidas por las posibles fallas. La suma de estos valores referidos a 1993 dan el valor presente total de las pérdidas por probabilidad de falla la vida útil de la línea.

#### 5.4 PERDIDAS POR TIEMPO DE REMODELACION

Estos costos evalúan la energía no suministrada a la Empresa Eléctrica debido a la desconexión de la línea por la remodelación de la misma. La expresión utilizada para evaluar estos costos es la siguiente:

$$PR = t_{rem} * D_{med} * CEI \quad (5.8)$$

Donde:

PR  $\equiv$  Valor presente del costo de pérdidas por remodelación [US\$]

$t_{rem}$   $\equiv$  tiempo de remodelación [horas]

$D_{med}$   $\equiv$  demanda media [KW]

Para la remodelación de las líneas se ha tomado en cuenta los valores de tiempo recomendados por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de INECEL, los mismos que son de tres meses para el caso de que se utilice el diseño de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión, alternativa 3, y de dos meses para el cambio de las cadenas de las estructuras de suspensión por aisladores Line-Post, alternativa 2, aclarando que la línea no puede salir todo el tiempo de servicio sino solamente ocho horas al día mientras dura la remodelación. Las alternativas de elevar a 138 KV la línea actual de 69 KV y la alternativa de construir una línea paralela de 138 KV no necesitan considerar estas pérdidas porque no es necesario que la línea salga de servicio por un tiempo considerable. La demanda media tomada en cuenta es aquella que se tiene proyectada para 1993.

El costo de las pérdidas totales para cada alternativa se evalúa utilizando la siguiente expresión:

$$P_{tot} = PJ + PPF + PR \quad (5.9)$$

## 5.5 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

El detalle de los cálculos se presenta en el apéndice D y en este capítulo se exponen solo resultados.

### 5.5.1 CAMBIO DE VOLTAJE EN LAS ACTUALES CONDICIONES

#### 5.5.1.1 INVERSION

Esta alternativa considera la siguiente inversión en equipo:

En Salcedo:

- Autotransformador trifásico,  
20/27/33 MVA, 138/69 KV,  
BIL 550 KV con LTC US\$ 408.842,00
- 1 posición transformador 138 KV US\$ 679.146,60
- 1 posición acoplamiento 138 KV US\$ 566.387,80
- 1 posición de línea 138 KV US\$ 1'021.308,75

En Ambato:

- 1 posición de línea 138 KV US\$ 1'021.308,75

El costo total de inversión es: US\$ 3'288.151,84

#### 5.5.1.2 PERDIDAS POR EFECTO JOULE

Considera el tiempo de vida útil que le resta a la línea, estas pérdidas ascienden a US\$ 543.417,84. Estas pérdidas constituyen la cuarta parte de las pérdidas ocasionadas por la línea de 69 KV.

#### 5.5.1.3 PERDIDAS DEBIDAS A LA PROBABILIDAD DE FALLA

Al igual que para las pérdidas por efecto Joule se considera el tiempo que le resta a la línea para terminar su vida útil, el valor de estas pérdidas es de US\$ 37'227.999,94.

#### 5.5.1.4 PERDIDAS TOTALES

Las pérdidas totales alcanzan el valor de US\$ 37'771.417,78.

### 5.5.2 REMODELACION DE LA LINEA UTILIZANDO AISLADORES LINE-POST

#### 5.5.2.1 INVERSION

A los costos de inversión del numeral 5.5.1.1 se añaden los costos de remodelación de la línea, los mismos que ascienden a:

- Conservando el cable de guarda: US\$ 133.880,86
- Sin el cable de guarda: US\$ 133.497,59
- Elevando el cable de guarda: US\$ 134.062,01

Por lo tanto los costos totales de inversión son:

- Conservando el cable de guarda: US\$ 3'422.032,76
- Sin el cable de guarda: US\$ 3'421.649,49
- Elevando el cable de guarda: US\$ 3'422.213,91

#### 5.5.2.2 PERDIDAS POR EFECTO JOULE

Con las mismas consideraciones del numeral 5.5.1.2, estas pérdidas son de US\$ 543.417,84.

#### 5.5.2.3 PERDIDAS DEBIDAS A LA PROBABILIDAD DE FALLA

Al igual que en el numeral 5.5.1.3, se considera la vida útil restante de la línea. Estas pérdidas son:

- Conservando el cable de guarda: US\$ 16'287.249,97
- Sin el cable de guarda: US\$ 19'370.193,72
- Elevando el cable de guarda: US\$ 8'143.624,98

#### 5.5.2.4 PERDIDAS POR TIEMPO DE REMODELACION DE LA LINEA

Considerando la demanda media estimada para el año 1993 (18.869,86 KWh) y el precio de venta de la



energía por parte de INECEL a las Empresas Eléctricas, precio que está alrededor de los 75 Sucres/KWh (Sep/92), el costo de las pérdidas por remodelación es de US\$ 256.687,67.

#### 5.5.2.5 PERDIDAS TOTALES

- Conservando el cable de guarda: US\$ 17'087.355,48
- Sin el cable de guarda: US\$ 20'170.299,23
- Elevando el cable de guarda: US\$ 8'943.730,49

#### 5.5.3 REMODELACION DE LA LINEA UTILIZANDO CADENAS DE AISLADORES TIPO RETENCION PARA LAS ESTRUCTURAS DE SUSPENSION

##### 5.5.3.1 INVERSION

A los costos de inversión del numeral 5.5.1.1 se añaden los costos de remodelación de la línea, los mismos que ascienden a:

- Conservando el cable de guarda: US\$ 108.742,32
- Sin el cable de guarda: US\$ 101.980,74
- Elevando el cable de guarda: US\$ 113.343,01

Por lo tanto los costos totales de inversión son:

- Conservando el cable de guarda: US\$ 3'396.894,22
- Sin el cable de guarda: US\$ 3'390.132,64
- Elevando el cable de guarda: US\$ 3'401.494,91

#### 5.5.3.2 PERDIDAS POR EFECTO JOULE

Con las mismas consideraciones del numeral 5.5.1.2, estas pérdidas son de US\$ 543.417,84.

#### 5.5.3.3 PERDIDAS DEBIDAS A LA PROBABILIDAD DE FALLA

Al igual que en el numeral 5.5.1.3, se considera la vida útil restante de la línea. Estas pérdidas son:

- Conservando el cable de guarda: US\$ 16'287.249,97
- Sin el cable de guarda: US\$ 19'370.193,72
- Elevando el cable de guarda: US\$ 8'143.624,98

#### 5.5.3.4 PERDIDAS POR TIEMPO DE REMODELACION DE LA LINEA

Se han considerado todas las condiciones del numeral 5.5.2.4, excepto que el tiempo de remodelación estimado puede llegar a ser de tres meses, el costo de las pérdidas por remodelación es de US\$ 398.531,51.

#### 5.5.3.5 PERDIDAS TOTALES

- Conservando el cable de guarda: US\$ 17'229.199,32
- Sin el cable de guarda: US\$ 20'312.143,07
- Elevando el cable de guarda: US\$ 9'085.574,33

#### 5.5.4 LINEA NUEVA DE 138 KV, ENTRE LA S/E AMBATO Y LA S/E SAN RAFAEL

##### 5.5.4.1 INVERSION

Considerando la longitud de la línea, la misma que es de 35 Km aproximadamente hasta la S/E San Rafael, un conductor de 300 MCM y simple circuito se necesitan a más de los costos señalados en 5.5.1.1, una inversión de US\$ 1'968.470 correspondiente a la construcción de la nueva línea de 138 KV; por tanto el costo total de inversiones será de US\$ 5'196.621,84.

Otra alternativa similar a esta es la de construir una línea paralela a la actual que llegue solamente hasta la S/E Salcedo y de 138 KV, pero de las corridas de flujos que se tiene en la referencia (1), los voltajes que se obtienen en las barras son menores a los que se obtienen con la alternativa anterior. Los costos de inversión total para esta otra opción ascienden a US\$ 4'802.927,84 y las pérdidas totales son de US\$ 20'751.242,52.

#### 5.5.4.2 PERDIDAS POR EFECTO JOULE

Considerando un tiempo de vida útil de 30 años estas pérdidas son de US\$ 2'216.054,77.

#### 5.5.4.3 PERDIDAS DEBIDAS A LA PROBABILIDAD DE FALLA

La probabilidad de falla en este caso es de 1.05 fallas/año, por tanto las pérdidas tienen un costo de US\$ 23'722.998,38.

#### 5.5.4.4 PERDIDAS TOTALES

El valor de las pérdidas totales es de: US\$ 25'939.053,16.

### 5.6 EVALUACION DE RESULTADOS

Observando la Fig. 5.3 se tiene que la alternativa que da el menor costo total es la remodelación de la línea utilizando aisladores line-post para elevar el voltaje a 138 KV, elevando el cable de guarda mediante un accesorio colocado en la punta de la torre, toda vez que en el análisis económico pesa mucho el valor del índice de falla, debido a que el costo de las interrupciones de servicio es elevado.

También se observa que la alternativa de utilizar las estructuras de suspensión con un diseño de aisladores parecido al de una retenida produce un costo ligeramente superior, considerando también que se eleva el cable de guarda.

Estas son las dos mejores alternativas de cambio del voltaje dentro del estudio.

Las restantes alternativas producen un elevado valor de pérdidas debido a que la probabilidad de fallas es significativo, de allí que su costo total es muy alto comparado con el que tienen las dos alternativas que se indicaron al inicio, Fig. 5.3.

La posibilidad de construir una línea nueva de 138 KV paralela a la línea actual de 69 KV, también es buena técnicamente, pero su costo es muy elevado comparado con las otras alternativas.

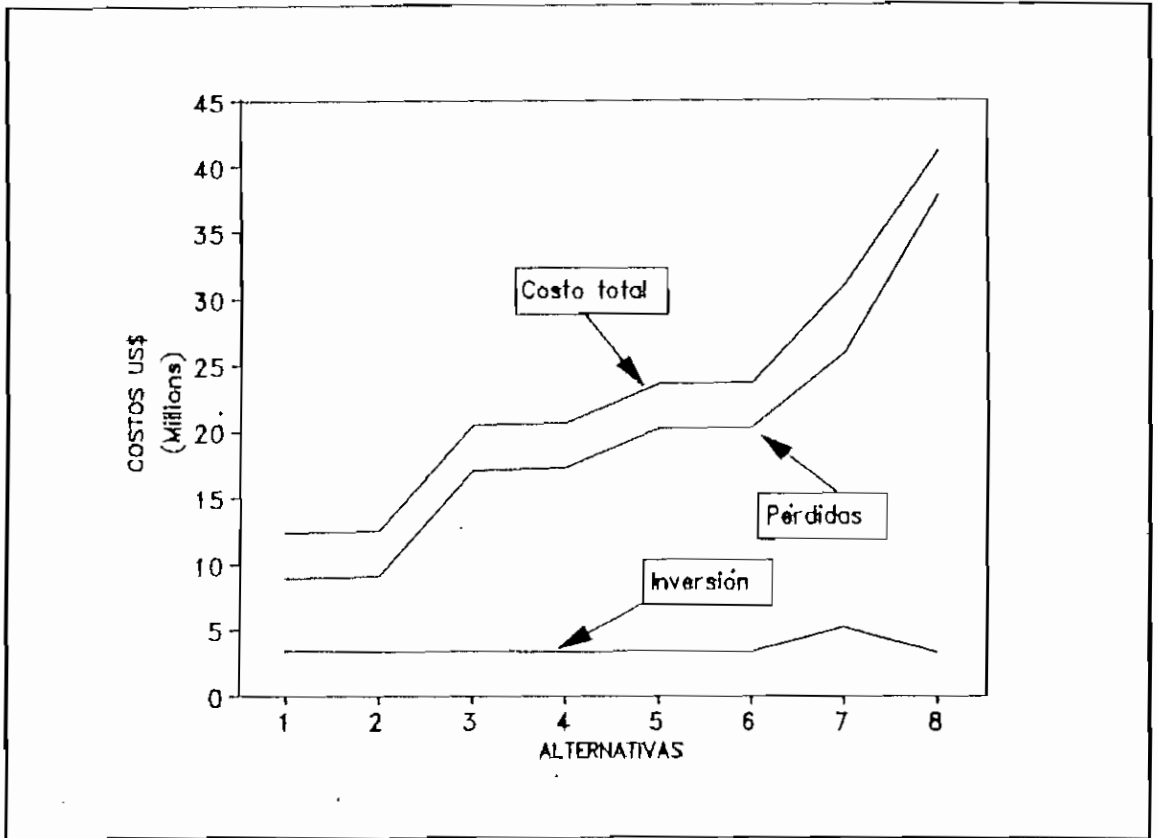


Fig.5.3 Curvas de resultados de Costo Total Vs. Alternativas

- 1 Remodelación de la línea utilizando aisladores line-post y elevando el cable de guarda.
- 2 Remodelación de la línea utilizando cadenas de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión y elevando el cable de guarda.
- 3 Remodelación de la línea utilizando aisladores line-post.
- 4 Remodelación de la línea utilizando cadenas de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión.
- 5 Remodelación de la línea utilizando aisladores line-post, sin cable de guarda.
- 6 Remodelación de la línea utilizando cadenas de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión, sin cable de guarda.
- 7 Línea nueva de 138 KV.
- 8 Cambio de voltaje en las actuales condiciones.

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. ESPECIFICAS DEL EJEMPLO

6.1.1 En el presente trabajo, si bien se han seguido los pasos necesarios para un estudio de factibilidad técnico-económico, pueden encontrarse algunas divergencias, en lo relacionado con el análisis del aislamiento y el análisis económico, ya que en algunas partes interviene el criterio personal.

Es recomendable que en estudios de este tipo las partes interesadas presten su apoyo técnico para la mejor ejecución del trabajo, en este caso INECEL y ELEPCO S.A., no prestaron la colaboración que hubiese sido necesaria, como partes interesadas.

6.1.2 Los resultados de la evaluación del conductor son los siguientes:

- El gradiente de potencial calculado (11,62 KV/cm) está muy por debajo del gradiente crítico (15.79 KV/cm).
- Las pérdidas por corona constituyen el 0,018 % de la potencia actual transmitida por la línea, este valor se puede considerar como bueno ya que es sumamente bajo y no existen valores normalizados.

En vista de que para las pérdidas por corona no se tiene valores normalizados, es recomendable se realice un estudio para determinar cuales son los niveles adecuados de este tipo de pérdidas.

- La capacidad de conducción es muy alta para 138 KV, 169,32 MW, tal que puede abastecer la demanda futura, inclusive para años posteriores al 2010.
- La radio interferencia (51,37 db/ $\mu$ V/m) tiene un nivel muy cercano al valor considerado como típico (50 db/ $\mu$ V/m) en las normas americanas.
- Debido a que los vanos y las estructuras no cambian, al igual que se conserva el conductor, las condiciones mecánicas permanecen invariantes, por lo que no se realiza un análisis de los requerimientos mecánicos.

Vale recalcar, que debido a que el conductor cumple con todos los requerimientos de las normas, se considera la reutilización del mismo.

6.1.3 Para elevar el nivel de voltaje de 69 KV a 138 KV, se necesitan utilizar 8 aisladores por cadena de suspensión (es el máximo valor que se tiene para sobrevoltajes atmosféricos, de maniobra y por contaminación), es decir, 2 aisladores adicionales en todas las cadenas de la línea (aisladores tipo



rótula 10"x5 3/4"). Este número de aisladores puede parecer reducido, pero se debe a que la resistencia de pie de torre promedio en la línea es muy baja (4,9 ohm), y este parámetro pesa mucho en el cálculo.

6.1.4 Las mejores alternativas técnicas planteadas para elevar el voltaje de la línea a 138 KV, son:

- Construcción de una nueva línea a 138 KV.
- Remodelación de la línea utilizando aisladores line-post.
- Remodelación de la línea utilizando cadenas de aisladores tipo retención para las estructuras de suspensión.

6.1.5 La alternativa más económica resulta ser aquella que utiliza aisladores line-post para la remodelación y elevando el cable de guarda para conseguir el ángulo de apantallamiento mínimo. La inversión que implica la adquisición de este accesorio es muy baja (US\$ 8.332,44) comparada con el costo que producen las suspensiones de servicio debidas a la probabilidad de falla de la línea (US\$ 8.143.624,98).

6.1.6 La alternativa que utiliza el diseño de aislamiento tipo retención para las estructuras de suspensión, es ligeramente más costosa que la alternativa

anterior (considerando también la elevación del cable de guarda), técnicamente estas dos alternativas son iguales, aunque debido a que tiene un tiempo de remodelación mayor puede causar mayores problemas de carácter social, los mismos que resultan difíciles de valorarlos económicamente.

6.1.7 La mejor alternativa técnico-económica para el cambio de voltaje de 69 KV a 138 KV de la línea Ambato-Latacunga, es la remodelación de esta línea utilizando aisladores line-post y elevando el cable de guarda. El costo total de esta alternativa es de 2,52 veces menor al costo total de la construcción de una línea nueva de 138 KV.

6.1.8 La alternativa de construir una línea de 138 KV hasta la S/E San Rafael, planteada en esta tesis, tal vez puede considerarse como fuera del tema, pero con el afán de plantear soluciones para cubrir la demanda futura del sistema de ELEPCO S.A., desde el punto de vista operativo, es mucho mejor que la construcción de una línea a 138 KV que llegue hasta la S/E Salcedo, por los voltajes que se obtienen en las barras.

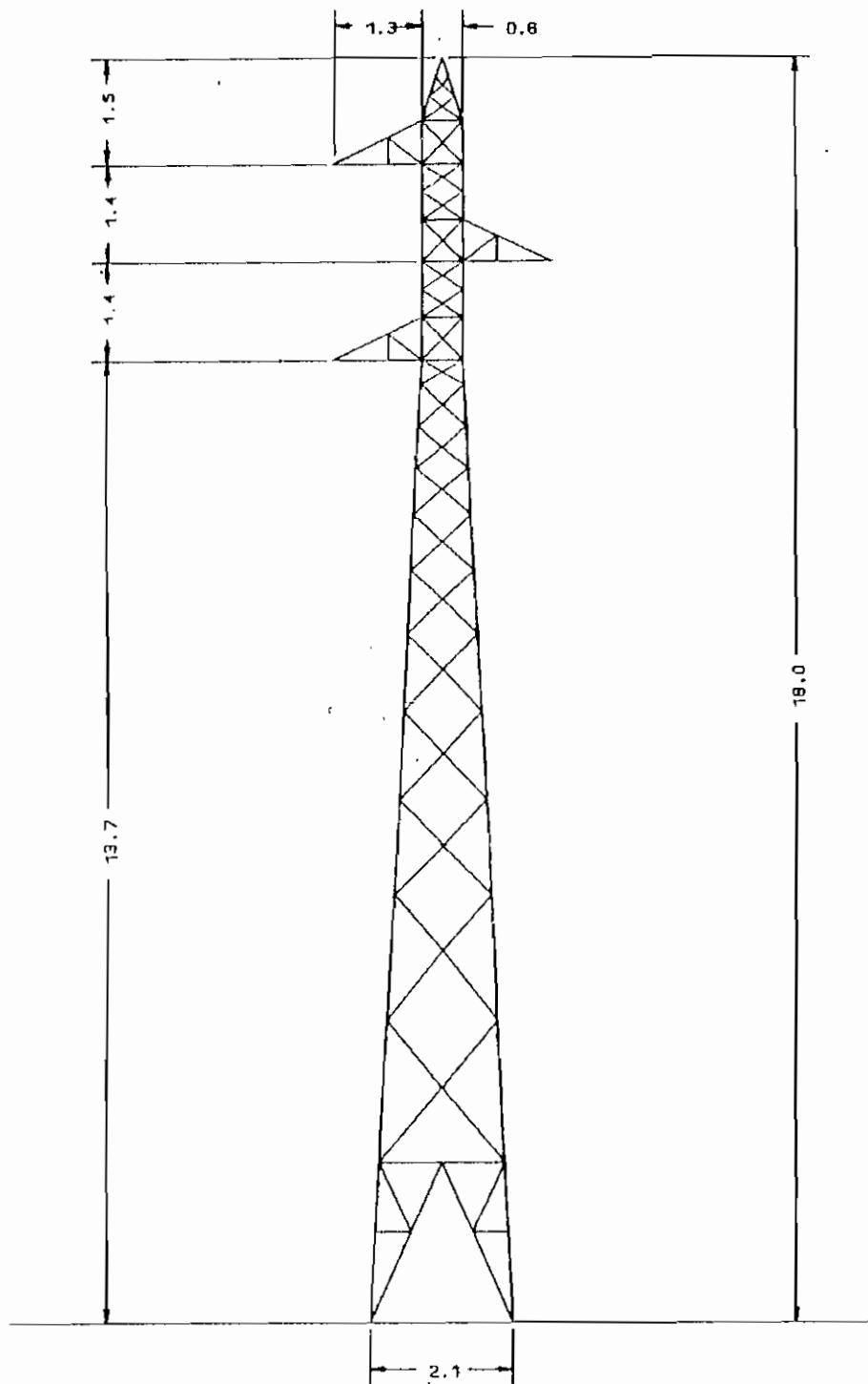
## 6.2 GENERALES

- 6.2.1 Este estudio trata de ser lo más general posible, ya que es conveniente tratarlo así, con el fin de que sirva como guía para posibles estudios futuros de líneas similares a la aquí analizada y que eventualmente por el crecimiento de la demanda deseen ser elevadas a un voltaje superior.
- 6.2.2 Es recomendable que INECEL promueva un estudio de los niveles adecuados de radio interferencia en nuestro medio y sean normalizados, ya que en otros países se tienen valores normalizados y son de importancia en remodelación y planeamiento de líneas o subestaciones. Las consecuencias originadas por la RI pueden generar algún momento problemas legales para el INECEL.
- 6.2.3 Como no existen valores de los niveles adecuados de RI en el país, el valor obtenido en esta tesis puede ser tomado como referencia.
- 6.2.4 Los costos utilizados para elaborar los presupuestos de las alternativas estudiadas, de ninguna manera son absolutos, pues algunos de estos han sido suministrados de una licitación de 1982 de INECEL y han sido escalados con un factor recomendado por la misma institución para tenerlos

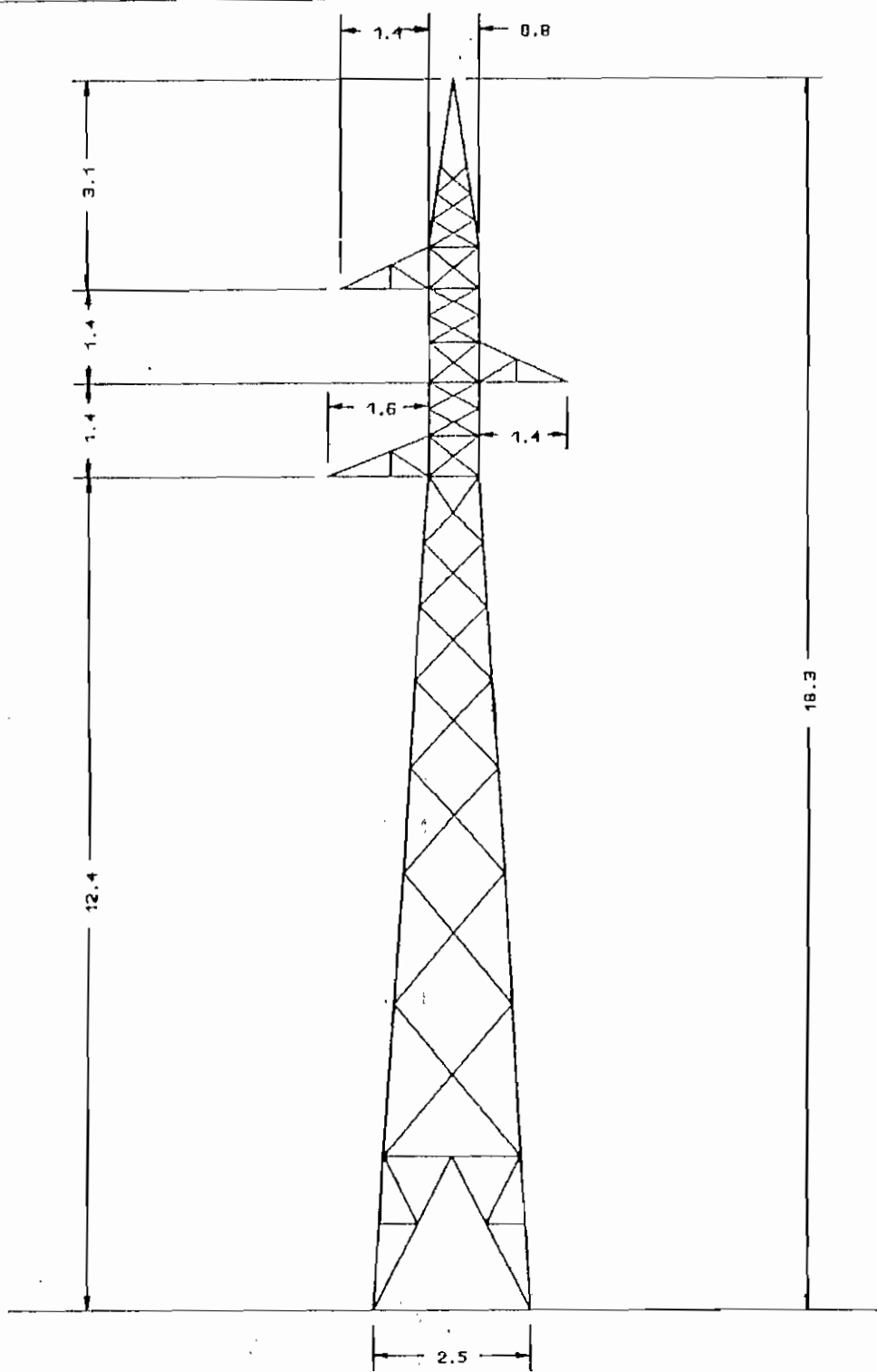
como precios actuales.

6.2.5 Para un posterior estudio de factibilidad de cambio de voltaje se sugiere se realice un análisis técnico-económico con la alternativa de aumentar un tramo de torre para satisfacer los requerimientos de distancias mínimas de seguridad.

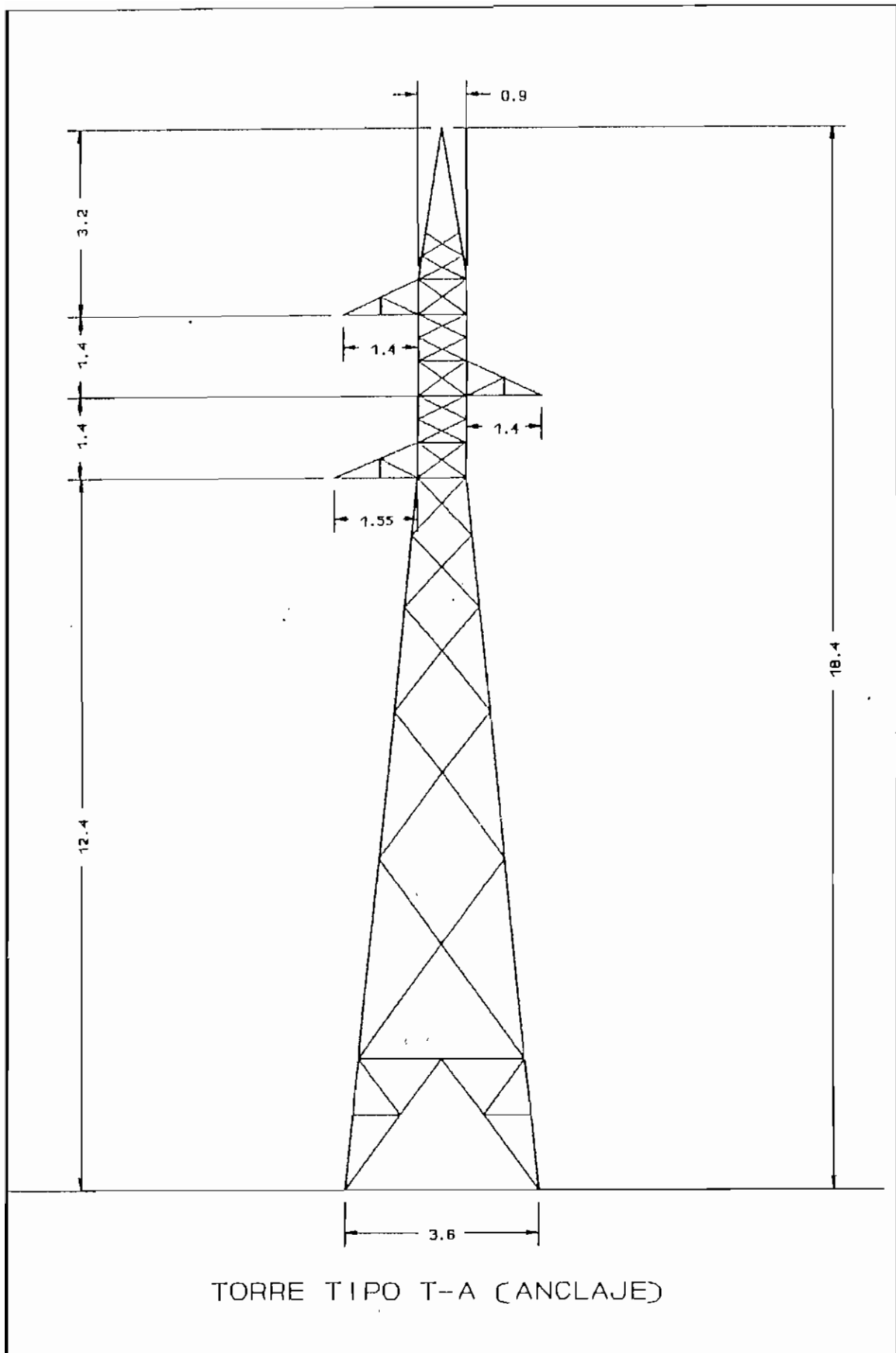
APENDICE A



TORRE TIPO N (SUSPENSION)

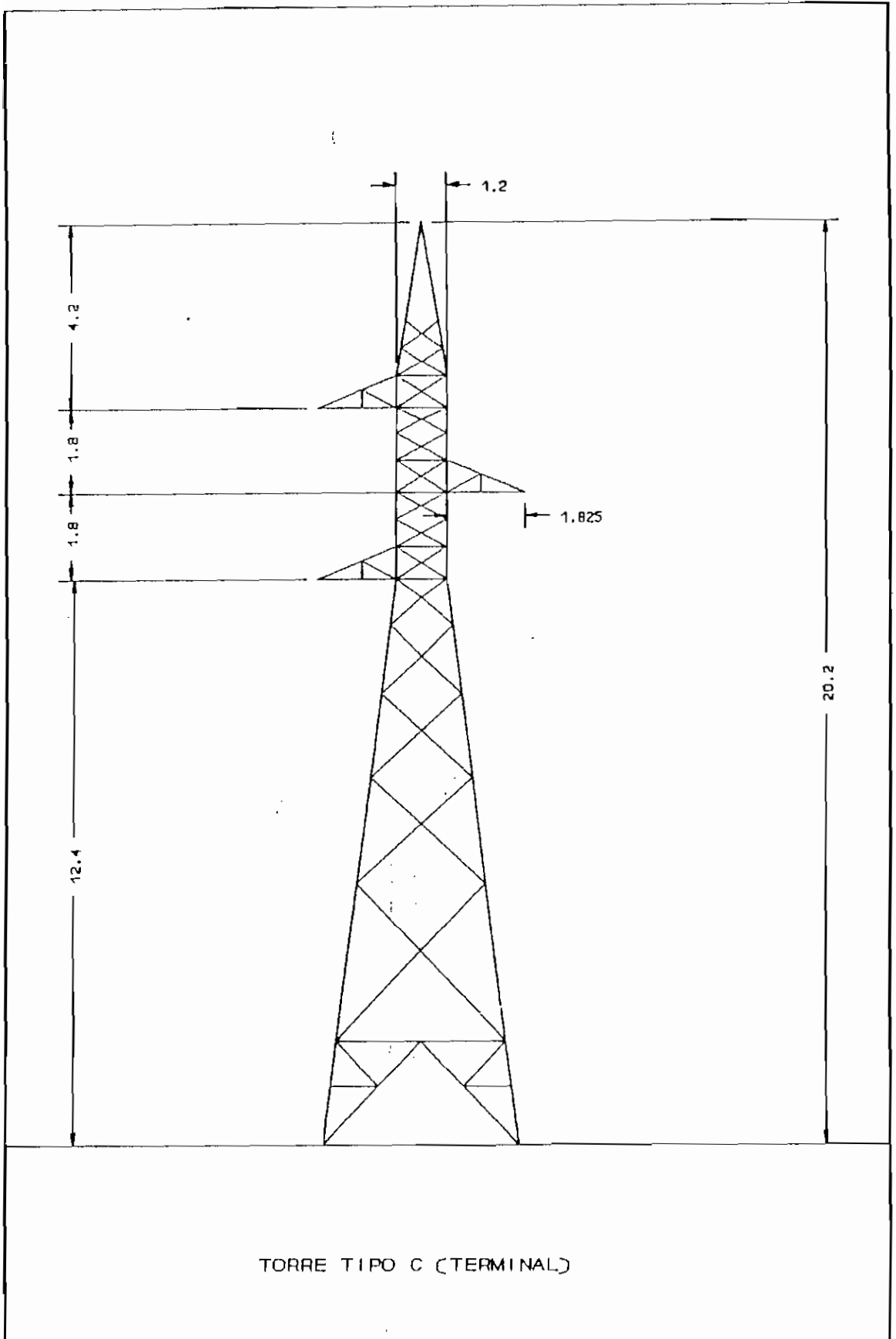


TORRE TIPO R (ANCLAJE O SUSPENSION)

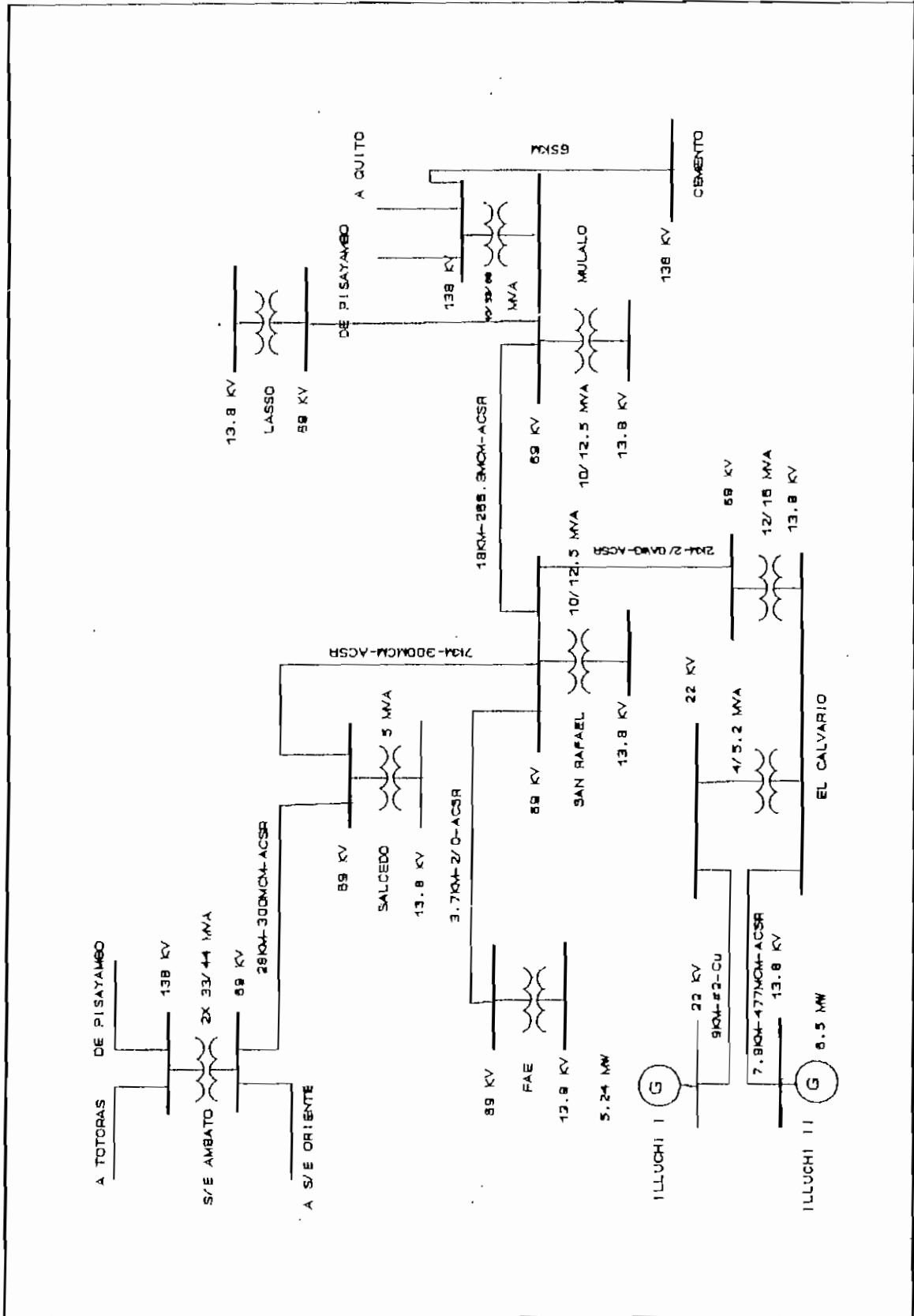


TORRE TIPO T-A (ANCLAJE)

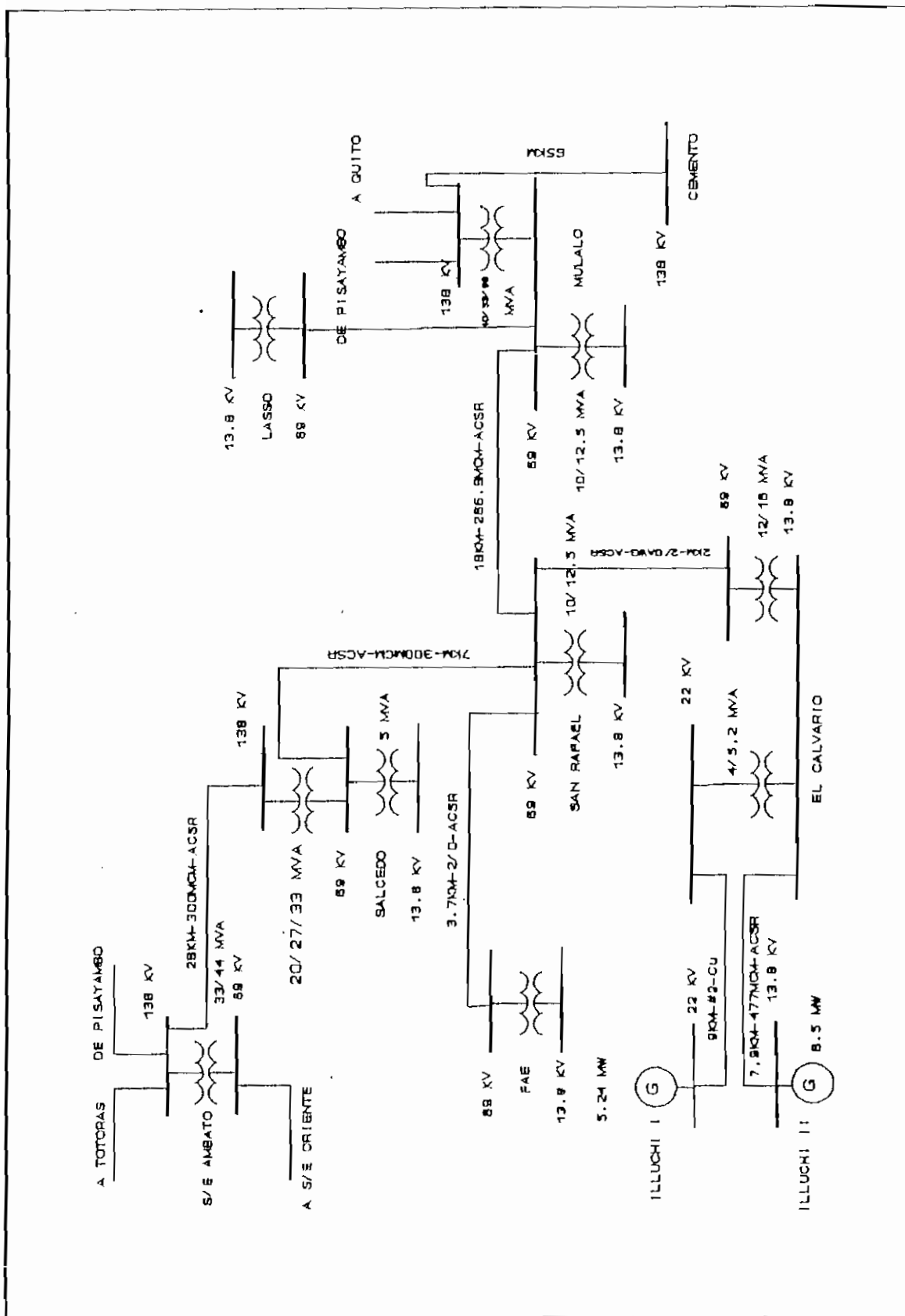




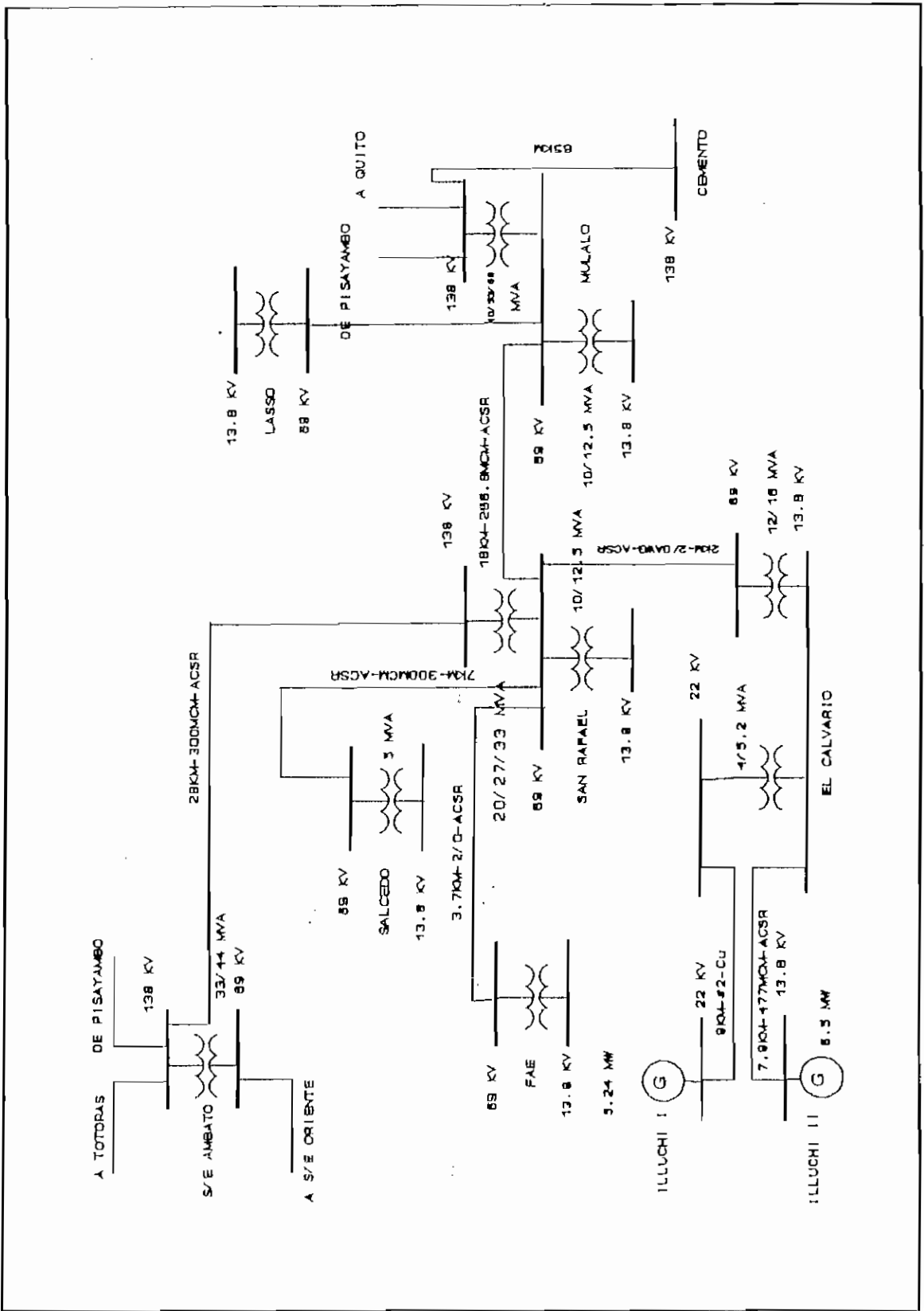
APENDICE B



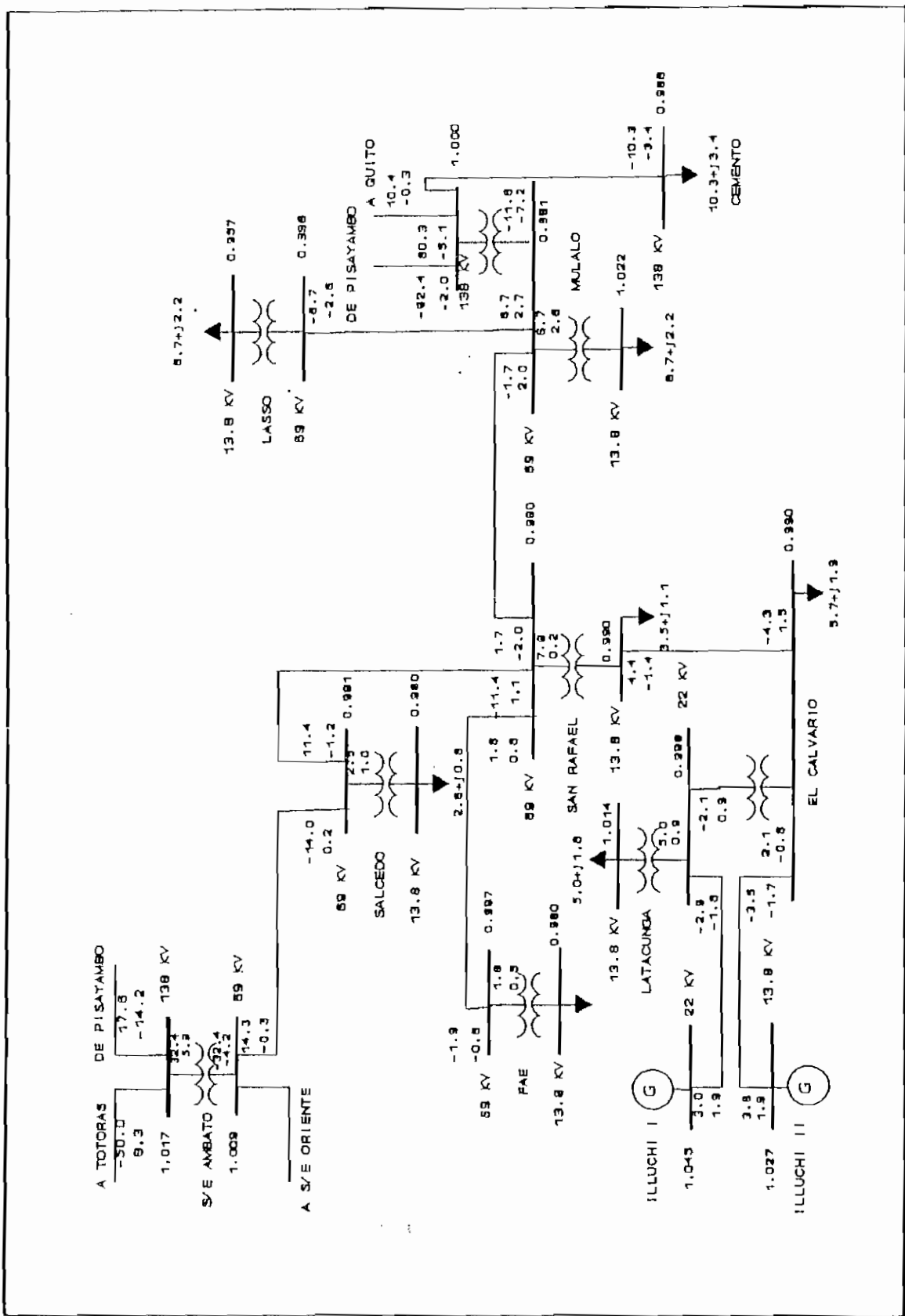
Línea de 69 KV existente



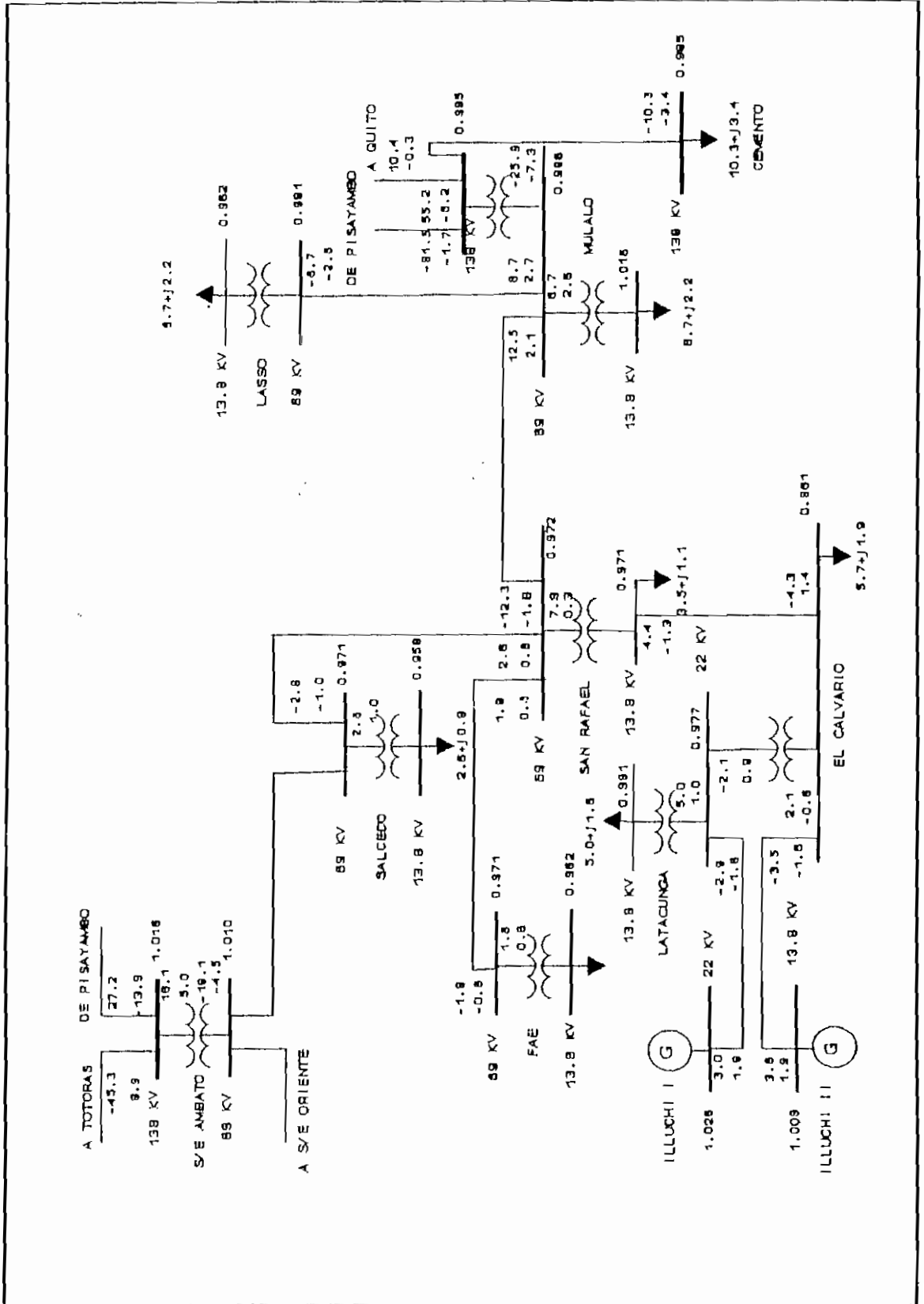
Línea Ambato-Latacunga a 138 KV



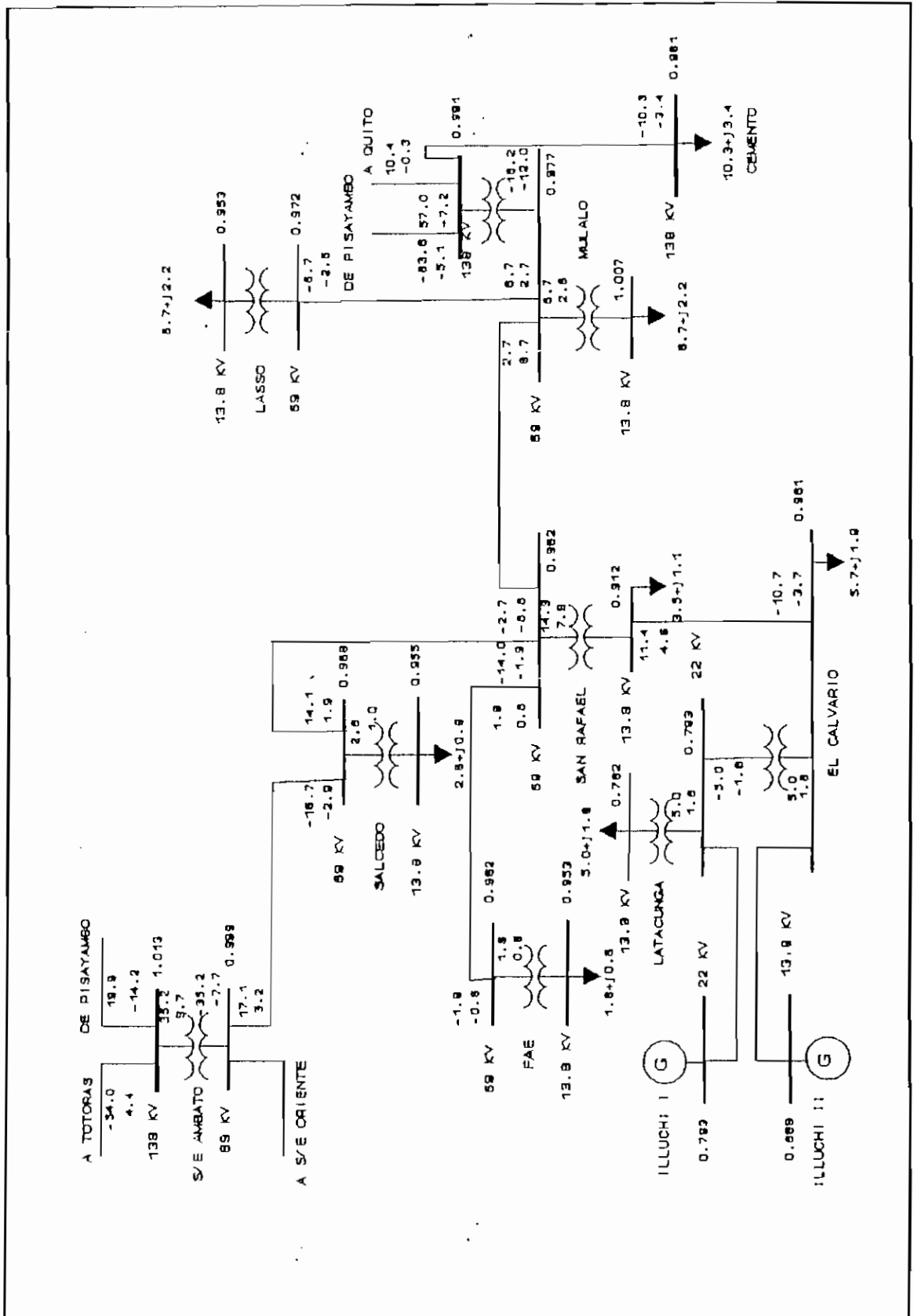
Línea nueva de 138 KV desde la S/E Ambato hasta la S/E San Rafael



Alimentación a 69 KV, operación normal

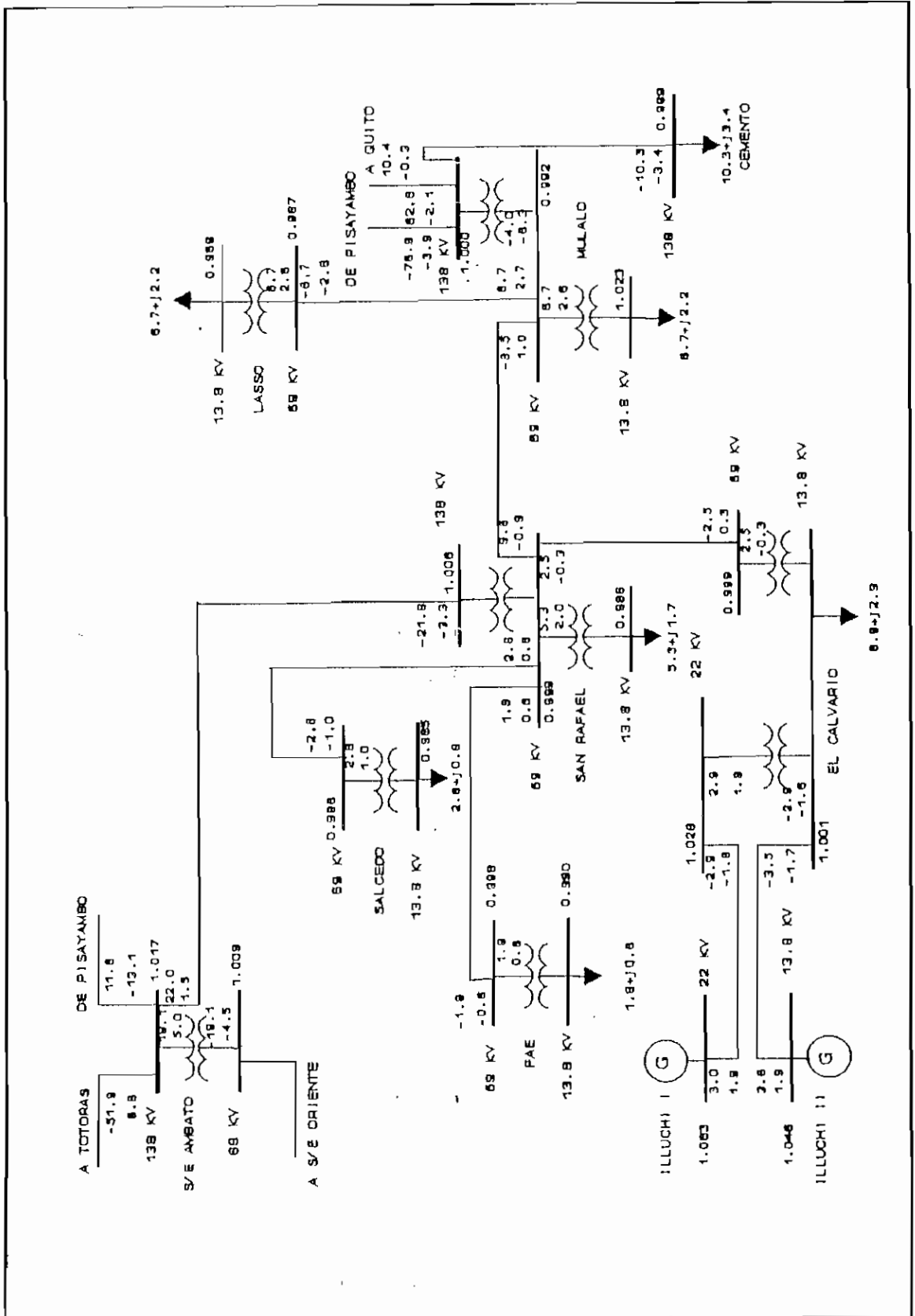


Alimentación 69 KV, contingencia en la línea Ambato-Latacunga

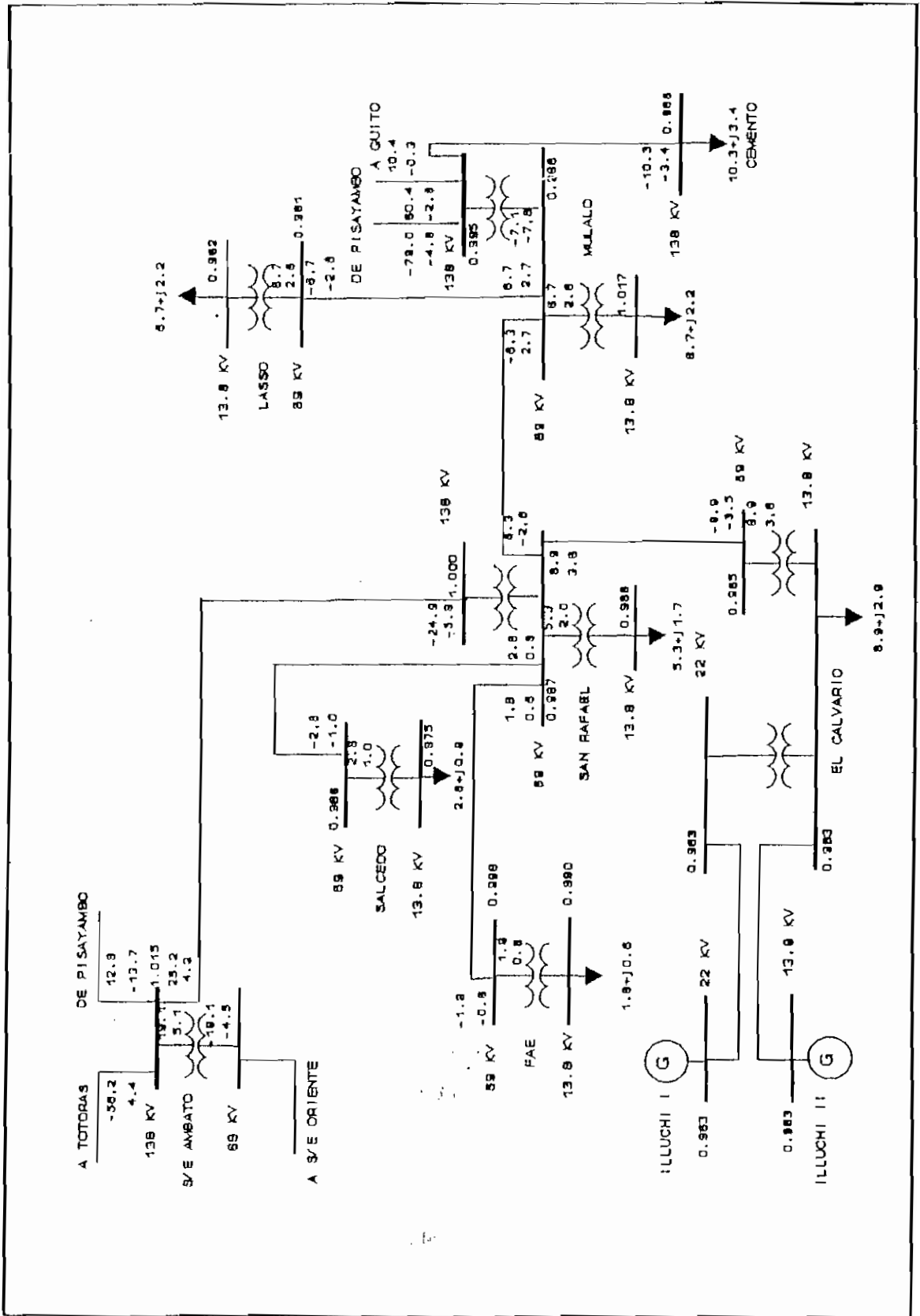


Alimentación 69 KV, sin Illuchi I y II

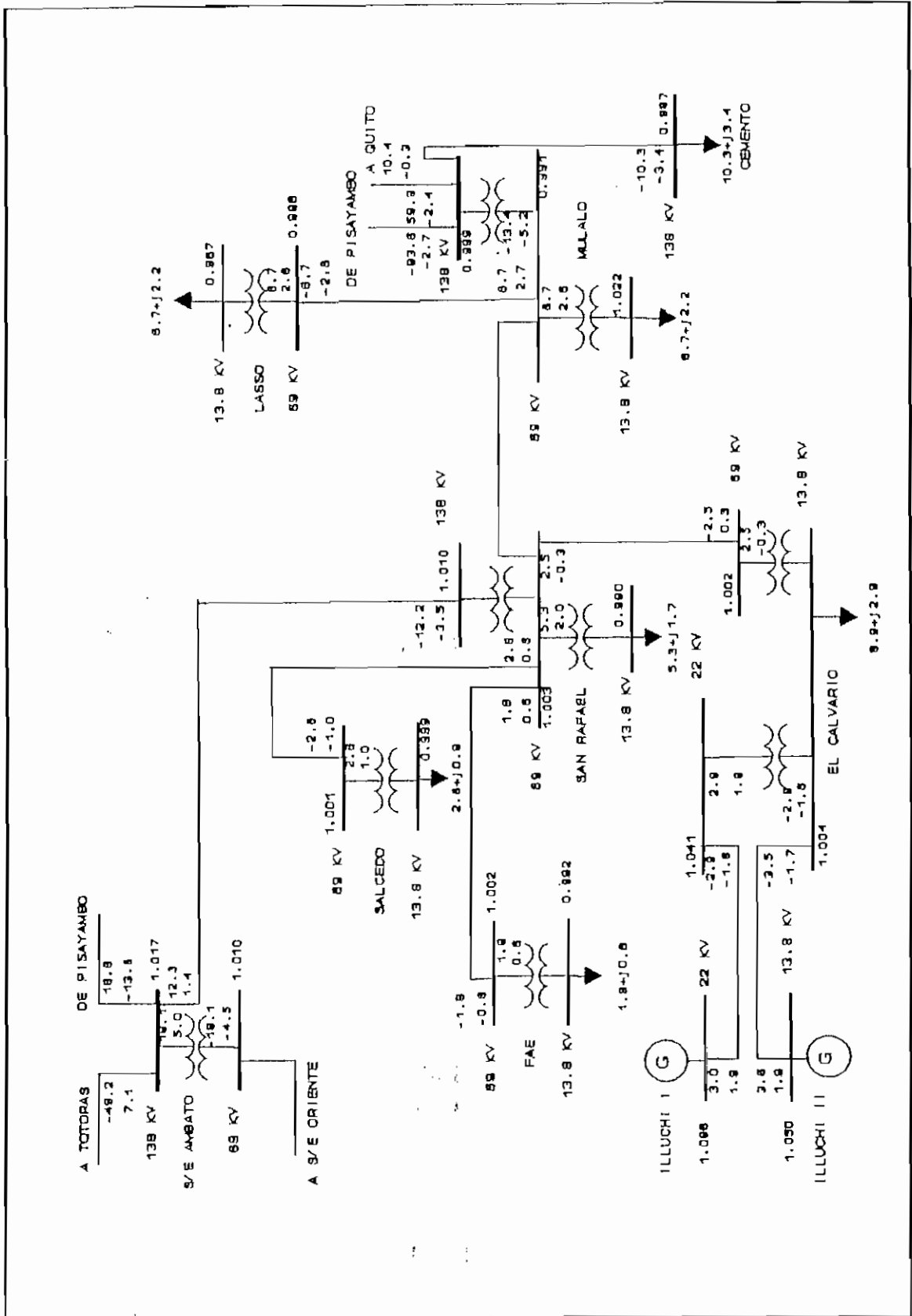




San Rafael 138 KV, operación normal



San Rafael 138 KV, sin Illuchi I y II



San Rafaél 138 KV, sin L/T Mulaló-San Rafaél 69 KV

AFENDICE C

## C.1 CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR

El INECEL en sus normas para proyectos de 138 KV considera que la máxima tensión mecánica inicial admisible para todos los conductores no debe sobrepasar el 50 % de la tensión de rotura.

Por otra parte, si una línea de transmisión sufre lateralmente la acción del viento se producen balanceos transversales que en determinados casos, producen también balanceos verticales de los conductores. Los requerimientos de seguridad mecánica especifican que en las condiciones más frecuentes de viento y temperatura, no se debe sobrepasar de un cierto porcentaje de la tensión de rotura del conductor, para evitar las vibraciones.

La ecuación del cambio de estado permite establecer relaciones entre las distintas condiciones de estado (viento y temperatura) que se presentan en las zonas por donde atraviezan las líneas, con las tensiones mecánicas a las que se halla sujeto el conductor bajo estas condiciones.

Las tensiones mecánicas de los conductores y cables de guardia deben ser calculadas para condiciones de estado normal (viento y temperatura más usuales) y para condiciones de estado diferentes a las normales (vientos fuertes, temperaturas máximas o mínimas).

La ecuación de cambio de estado está expresada de la siguiente manera:

$$\left[ \frac{(Ln^2 * W_2^2)}{(24 * \tau_2^2)} \right] - \left( \frac{\tau_2}{E} \right) = \alpha * (t_2 - t_1) + \left[ \frac{(Ln^2 * W_1^2)}{(24 * \tau_1^2)} \right] - \left( \frac{\tau_1}{E} \right)$$

donde:

$Ln \equiv$  vano normal en metros

$\tau \equiv$  Tensión del conductor o cable de guardia en Kg/mm<sup>2</sup>

$$W_1 = \frac{\sqrt{P_c^2 + (d * Q_{v1} * 10^{-3})^2}}{S}$$

$$W_2 = \frac{\sqrt{P_c^2 + (d * Q_{v2} * 10^{-3})^2}}{S}$$

$W \equiv$  es el peso aparente del conductor o del cable de guardia, está dado en Kg/m/mm<sup>2</sup>.

Los subíndices 1 y 2 indican condiciones normales y diferentes a las normales respectivamente.

$S \equiv$  Sección transversal del conductor o cable de guardia en mm<sup>2</sup>.

$P_c \equiv$  Peso del conductor o cable de guardia por unidad de longitud, en Kg/m.

$Q_v \equiv$  Presión del viento sobre el conductor o el cable de guardia, en Kg/m<sup>2</sup>.

$d$   $\equiv$  Diámetro exterior del conductor o cable de guardia en mm.

$\alpha$   $\equiv$  coeficiente de dilatación lineal del conductor o del cable de guardia , en  $1/^{\circ}\text{C}$  .

$t$   $\equiv$  temperatura del conductor o del cable de guardia en  $^{\circ}\text{C}$ .

$E$   $\equiv$  Módulo de elasticidad del conductor o del cable de guardia , en  $\text{Kg}/\text{mm}^2$  .

Las flechas y tensiones iniciales serán las calculadas considerando las características mecánicas resultantes de la fabricación del conductor, garantizadas por el fabricante.

Las flechas y tensiones finales serán las calculadas considerando que el conductor ha sufrido la más desfavorable de las siguientes condiciones , después de ser instalado con tensión inicial:

- a.- 10 años a temperatura media sin sobrecarga de viento.
- b.- Aplicación de la máxima tensión de servicio del conductor durante 1 hora.

### C.1.1 TENSIONES EN ESTADO NORMAL

C.1.1.1 Tensión Inicial.- A la temperatura de  $12^{\circ}\text{C}$  sin viento , a la tensión inicial de los conductores a base de aluminio, no debe exceder el 25% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante y la tensión

inicial de los cables de guardia, no debe exceder del 20% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante.

C.1.1.2 Tensión final.- A la temperatura de 12°C sin viento, a la tensión inicial de los conductores a base de aluminio, no debe exceder el 20% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante y la tensión inicial de los cables de guardia, no debe exceder del 17% de la tensión de rotura garantizada por el fabricante.

#### C.1.2 TENSION MAXIMA

C.1.2.1 Tensión Inicial.- A la temperatura de -5 °C, sin viento, la tensión inicial de los conductores y cables de guardia, para el punto más alto de fijación, no debe exceder el 50 % de la tensión de rotura garantizada por el fabricante.

A la temperatura de 5 °C, con viento de 90 Km/h, la tensión inicial de los conductores y cables de guardia, para el punto más alto de fijación, no debe exceder el 50 % de la tensión de rotura garantizada por el fabricante.



C.1.2.2 Tensión final.- A la temperatura de -5 °C, sin viento, la tensión final de los conductores, para el punto más alto de fijación, no debe exceder el 33 % de la tensión de rotura garantizada por el fabricante, y para el cable de guardia no deberá ser mayor a 30% de lo garantizado por el fabricante.

A la temperatura de 5 °C, con viento de 90 Km/h, la tensión final de los conductores, para el punto más alto de fijación, no debe exceder el 33 % de la tensión de rotura garantizada por el fabricante, y para el cable de guardia no debe ser mayor a 30% de lo garantizado por el fabricante.

### C.1.3 CALCULO DE LA FLECHA DE LOS CONDUCTORES

La flecha de los conductores y cables de guardia se calcula mediante la ecuación

$$f = \frac{(Ln^2 * W)}{8 * T}$$

donde:

T ≡ tensión del conductor por unidad de sección transversal, en Kg/mm<sup>2</sup>.

### C.1.3.1 FLECHA MAXIMA FINAL

La condición que determina la flecha máxima del conductor es:

- Transmisión de la potencia nominal máxima de la línea

Para la transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, la flecha máxima de los conductores será calculada:

- A la temperatura de 45°C sin viento.

## C.2 CALCULO DE LA FLECHA MAXIMA

VANO REGULADOR

$$VR = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + \dots + L_n}}$$

VR = 295,38 m

VR = Ln

DATOS:

calibre	300 MCM
Sección	176,7 mm <sup>2</sup>
diámetro	17,28 mm

Peso por unidad de longitud	0,61138 Kg/m
Peso específico	0,00346 Kg/cm <sup>3</sup>
Módulo de elasticidad	7700 Kg/m <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	19,2 * 10 <sup>-6</sup> 1/°C
Carga de ruptura	5730 Kg

#### CONDICIONES INICIALES

Temperatura	12 °C
Tensión de tendido	25% de ruptura
Presión del viento	0
Carga de hielo	0

#### CONDICIONES FINALES

Temperatura	45 °C
Tensión de tendido	a determinar
Presión del viento	0
Carga de hielo	0

Aplicando la ecuación de cambio de estado:

$$\tau_2 = 6,4163 \text{ Kg/m}^2$$

$$\text{Tensión final} = 1133,76 \text{ Kg}$$

$$f_{\text{máx}} = [ 0.61138 * ( 295,38 )^2 ] / [ 8 * 1133,76 ]$$

$$f_{\text{máx}} = 5,88 \text{ m}$$

APENDICE D

PERDIDAS DEBIDAS AL EFECTO JOULE (138 KV)

ANO	ENERGIA (MWh)	Fact. Carga	Fact. Pérd.	Dmax (MW)	Valor Presente US\$
1992	91.000	0.404	0.199	25.7	9.981,81
1993	165.300	0.499	0.286	37.8	24.263,59
1994	175.300	0.501	0.289	39.9	25.852,30
1995	187.700	0.506	0.294	42.3	27.915,17
1996	199.500	0.511	0.299	44.5	29.692,80
1997	213.800	0.520	0.308	46.9	31.886,96
1998	231.800	0.530	0.318	49.8	34.830,46
1999	253.100	0.545	0.334	53.0	38.561,11
2000	280.900	0.561	0.352	57.1	43.859,50
2001	288.900	0.559	0.350	58.9	44.318,58
2002	297.300	0.556	0.346	61.0	44.993,35
2003	306.200	0.553	0.342	63.2	45.735,56
2004	315.600	0.551	0.341	65.3	46.391,32
2005	325.500	0.547	0.336	67.9	47.400,31
2006	334.300	0.545	0.335	69.9	47.734,94
2007	343.730	0.543	0.332	72.2	50.708,90
2008	353.337	0.542	0.331	74.4	53.721,93
2009	363.296	0.540	0.328	76.8	57.031,25
2010	373.873	0.538	0.327	79.2	60.533,55
2011	382.316	0.537	0.326	81.1	63.457,72
2012	391.976	0.536	0.324	83.4	66.883,38
2013	401.635	0.534	0.323	85.7	70.399,10
2014	411.295	0.533	0.322	87.9	74.005,31
2015	420.955	0.532	0.321	90.2	77.701,69
2016	430.615	0.531	0.319	92.4	81.488,03
2017	440.274	0.530	0.318	94.7	86.364,71
2018	449.934	0.529	0.317	97.0	89.331,67
2019	459.594	0.528	0.316	99.2	93.388,63
2020	469.253	0.527	0.315	101.6	97.535,89
2021	478.913	0.526	0.314	103.7	101.773,34
2022	488.573	0.525	0.314	106.0	106.101,00
VALOR	TOTAL	PERDIDAS	(US\$)		1.772.843,8

PERDIDAS DEBIDAS A LA PROBABILIDAD DE FALLA

Tiempo de Reparación : 9 horas  
 Costo económico de las interrupciones : 1,99 US\$/KWh  
 Índice de falla : 0,84 salidas/año

AÑO	Dmax. (MW)	Valor Presente (US\$)
1992	25,7	386 641,08
1993	37,8	541 598,40
1994	39,9	544 484,00
1995	42,3	549 727,34
1996	44,5	550 779,39
1997	46,9	552 842,24
1998	49,8	559 072,87
1999	53,0	566 664,03
2000	57,1	581 428,86
2001	58,9	571 197,73
2002	61,0	563 393,34
2003	63,2	555 916,62
2004	65,3	547 036,70
2005	67,9	541 731,08
2006	69,9	531 131,25
2007	72,2	548 607,67
2008	74,4	565 324,25
2009	76,8	583 560,52
2010	79,2	601 796,78
2011	81,1	616 841,70
2012	83,4	634 014,19
2013	85,7	651 186,67
2014	87,9	668 359,16
2015	90,2	685 531,64
2016	92,4	702 704,12
2017	94,7	719 876,61
2018	97,0	737 049,09
2019	99,2	754 221,58
2020	101,5	771 394,06
2021	103,7	788 566,55
2022	106,0	805 739,03
VALOR PREST. TOTAL (US\$)		18 978 398,70

INDICE DE FALLA	V. P. TOT. (US\$)
0,84	18'978.398,70
1,05	23'722.998,37
1,68	37'956.797,40
1,998	45'141.476,90
3,84	86'758.394,05

PERDIDAS DEBIDAS AL TIEMPO DE REMODELACION

ALTERNATIVA	TIEMPO (horas)	DEMANDA MEDIA (KW)	COSTO/KWh US\$	PERDIDAS TOTALES US\$
LINE-POST	352	18869,86	0,04	265.687,67
SUSP-RET	528	18869,86	0,04	398.531,51

**COSTOS DE INVERSION POR REMODELACION DE LA LINEA UTILIZANDO EL DISEÑO DE AISLAMIENTO TIPO RETENIDA PARA ESTRUCTURAS DE SUSPENSION**

**MATERIAL NUEVO**

ELEMENTO	COSTO UNITARIO (US\$)	NUMERO DE ELEMENTOS POR TORRE				
		TIPO N (82)	TIPO R		TIPO T-A (6)	TIPO C (3)
			(10)	(19)		
AISLADORES DE SUSPENSION	8,19	30	30	12	12	12
YUGO CENTRAL	15,00	3	3			
GRAPA TERMINAL	14,33	6	6			
ACCESORIO PARA EL CABLE DE GUARDA	56,10	1	1	1		

**MATERIAL RECUPERABLE**

ELEMENTO	COSTO UNITARIO (US\$)	NUMERO DE ELEMENTOS POR TORRE				
		TIPO N (82)	TIPO R		TIPO T-A (6)	TIPO C (3)
			(10)	(19)		
GRAPA DE SUSPENSION	5,28	3	3			
GRAPA CABLE DE GUARDA	2,26	1	1	1	1	1
CABLE DE GUARDA (28 Km)	9.930,66					

**MONTAJE Y DESMONTAJE**

MONTAJE TOTAL DE ENSAMBLAJES (US\$)	27.237,30
DESMONTAJE TOTAL DE AISLADORES (US\$)	11.324,02
DESMONTAJE CABLE DE GUARDA (US\$)	4.141,33
TEMPLADO DEL CONDUCTOR (US\$)	34.229,52

ALTERNATIVAS	TOTAL INVERSION (US\$)
CON CABLE DE GUARDA	108.742,32
SIN CABLE DE GUARDA	101.980,74
ELEVANDO EL CABLE DE GUARDA	113.343,01



COSTOS DE INVERSION POR REMODELACION DE LA LINEA UTILIZANDO AISLADORES LINE-POST

MATERIAL NUEVO

ELEMENTO	COSTO UNITARIO (US\$)	NUMERO DE ELEMENTOS POR TORRE				
		TIPO N (82)	TIPO R		TIPO T-A (6)	TIPO C (3)
			(10)	(19)		
AISLADORES LINE-POST	429,81	3	3			
AISLADORES DE SUSPENSION	8,19			12	12	12
ACCESORIO PARA EL CABLE DE GUARDA	90,57	1	1			

MATERIAL RECUPERABLE

ELEMENTO	COSTO UNITARIO (US\$)	NUMERO DE ELEMENTOS POR TORRE				
		TIPO N (82)	TIPO R		TIPO T-A (6)	TIPO C (3)
			(10)	(19)		
AISLADORES DE SUSPENSION	1,64	18	18			
ACCESORIOS DE ENSAMBLAJE	4,53	3	3			
CRUCETAS	129,93	3	3			
GRAPA CABLE DE GUARDA	2,26	1	1	1	1	1
CABLE DE GUARDA (28 Km)	9.930,66					

**MONTAJE Y DESMONTAJE**

MONTAJE TOTAL DE ENSAMBLAJES (US\$)	19.644,05
DESMONTAJE TOTAL DE CRUCETAS (US\$)	8.721,59
DESMONTAJE CABLE DE GUARDA (US\$)	4.141,33
TEMPLADO DEL CONDUCTOR (US\$)	34.229,52

ALTERNATIVAS	TOTAL INVERSION (US\$)
CON CABLE DE GUARDA	133.880,86
SIN CABLE DE GUARDA	133.497,59
ELEVANDO EL CABLE DE GUARDA	134.062,01

**LINEA NUEVA 138 KV**

COSTO POR Km DE LINEA US\$ 56.242

AMBATO-SALCEDO (28 Km)

US\$ 1.574.776

AMBATO-SAN RAFAEL (35 Km)

US\$ 1.968.470

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- INECEL.- "Planificación del Sistema de Subtransmisión y Subestaciones de Distribución de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.", Superintendencia de Planificación, 1991, Quito-Ecuador.
- 2.- INECEL.- "Registro de Generadores y Excitatrices - Sistema Eléctrico Latacunga", Inventario Mayo 1977.
- 3.- INECEL.- "Estudio de Mercado de la Empresa Eléctrica Cotopaxi", Superintendencia de Planificación, 1991, Quito-Ecuador.
- 4.- LOPEZ C. MARCELO.- "Coordinación del Aislamiento de la Subestación Ambato", Tesis de Grado E.P.N., 1975, Quito-Ecuador.
- 5.- INECEL.- "Atlas Eléctrico del Ecuador", Dirección de Operación del S.N.I. (DOSNI), Quito-Ecuador.
- 6.- ENRIQUEZ HARPER GILBERTO.- "Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica", Vol. I, Ed. Limusa, México, 1978.
- 7.- INECEL.- "Normas de Proyecto para las Líneas de 138 KV", Quito-Ecuador.
- 8.- CARRILLO ROBERTO.- "Análisis y Cálculo digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión", Tesis de Grado E.P.N., 1977, Quito-Ecuador.
- 9.- ANUARIOS DE METEOROLOGIA
- 10.- BARRIGA J., MELO M.- "Programa de Computadora para la Estimación de Costos y Parámetros Eléctricos y Mecánicos de Líneas de Transmisión de 69 KV a 230 KV", Tesis de Grado E.P.N. 1976, Quito-Ecuador.
- 11.- EDISON ELECTRICAL INSTITUTE.- "EHV Transmission Line Reference Book", New York, N.Y., U.S.A., 1968.
- 12.- CABRERA L. MARCELO.- "Programa Digital para Determinar la Radio Interferencia en Líneas de Transmisión", Tesis de Grado E.P.N. 1980, Quito-Ecuador.

- 13.- BROSCHE M., CLAYTON R.- "Compaction Techniques applied to subtransmission Line Upgrading 41.6 KV to 115 KV", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 4, April 1981.
- 14.- RUIZ S. FERNANDO.- "Estudio de Estabilidad y Cargabilidad en Líneas de Transmisión", Tesis de Grado E.P.N., 1980, Quito-Ecuador.
- 15.- BADILLO LAURO.- "Limite Térmico de Circuitos Aéreos", Tesis de Grado E.P.N., 1992, Quito-Ecuador.
- 16.- MONTALVO ANGEL.- "Determinación del Nivel de Aislamiento de las Líneas de Transmisión", INECEL, 1985, Quito-Ecuador.
- 17.- MONTALVO ANGEL.- "Mapas de Resistividades del Ecuador", INECEL, 1985, Quito-Ecuador.
- 18.- BRITO C. JORGE.- "Estudio Técnico-Económico de Líneas de Transmisión de 6.3 KV a 46 KV con Programa Digital", Tesis de Grado E.P.N. 1983, Quito-Ecuador.
- 19.- LASLUISA FRED.- "Anteproyecto de la Línea de Transmisión a 138 KV de Sto. Domingo a Esmeraldas", Tesis de Grado E.P.N., 1976, Quito-Ecuador.
- 20.- CHECA LUIS.- "Líneas de Transporte de Energía", Editorial Marcombo, Barcelona-España, 1975.
- 21.- NGK.- "Insulator Catalog, Solid-Core Line post - insulators", Japan, Cat No. 12.
- 22.- WESTINGHOUSE.- "Electrical Transmission and Distribution Reference Book", East Pittsburg, Pennsylvania, U.S.A., 1964.
- 23.- INECEL.- "Estimating Curves for shielding failure tripoints", Superintendencia de Planificación, Quito-Ecuador.
- 24.- OREJUELA L. VICTOR.- "Selección y Coordinación del Aislamiento para el Sistema de Transmisión Paute-Guayaquil", Tesis de Grado E.P.N. 1972, Quito-Ecuador.

- 25.- INECEL.- "Proyecto Pisayambo, Diseño de Puesta a Tierra de las Estructuras, Línea de Transmisión Ambato-Latacunga".
- 26.- INECEL.- "Proyecto Pisayambo, Medida de Resistividad Eléctrica del terreno, Línea de Transmisión Ambato-Latacunga".
- 27.- C. LARSON, M. BROCHAT, R. THOMPSON.- "Transmission Line Upgrading 115 KV to 230 KV Electrical and structural Design", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86 No. 5, may. 1967.
- 28.- BROCHAT MYRON.- "Transmission Line Upgrading 115 KV to 230 KV Report on operating performance", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, April 1972.
- 29.- VALAITIS RAY.- "Design and Construction of Transmission Lines in Ecuador-part two", Transmission and Distribution, October 1984.
- 30.- ANUNDSON PAUL.- "Upgrade 115 KV Line on Existing R/W", Transmission and Distribution, May. 1985.
- 31.- SMITH LOUIS.- "Upgrade 138 KV Line on Existing R/W", Transmission and Distribution, Oct. 1985."
- 32.- INECEL.- "Planos del Proyecto Pisayambo, Líneas de Transmisión Torres de 69 KV", Octubre 1973, Quito-Ecuador.
- 33.- " Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos", Anexo A, Decreto No. 684, Registro oficial No. 869, agosto 1975.
- 34.- GHOSE P.- "Consumers Power Company - Distribution System Reliability", enero 1978.
- 35.- OREJUELA VICTOR.- "Optimización del Diseño Eléctrico de las Redes de Distribución de Media Tensión", XI Seminario de Distribución de Energía Eléctrica, Guayaquil, 1993.
- 36.- NGK.- "Hardware for Insulator Assemblies NGK", Japan, Cat No. 21B.