

REPUBLICA DEL ECUADOR

**SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL**

**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES**



**XXI CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD NACIONAL
Y DESARROLLO**

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

**INFLUENCIA DEL SISTEMA NACIONAL DE
TRANSMISION EN LA SEGURIDAD DEL
SUMINISTRO DE ENERGIA A NIVEL NACIONAL**

Ing. VICTOR OREJUELA LUNA

1993 - 1994

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES
XXI CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD NACIONAL Y DESARROLLO

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

INFLUENCIA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
EN LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO
DE ENERGIA ELECTRICA A NIVEL NACIONAL

ELABORADO POR: Ing. VICTOR OREJUELA LUNA
ASESOR: Dr. MARCELO RIVADENEIRA

Julio 1994
Quito- Ecuador

AGRADECIMIENTO

Al Dr. Marcelo Rivadeneira, Asesor asignado y al Crnl. EM. Jaime Guzmán, Jefe de Estudios del IAEN, por el respaldo brindado para la complementación adecuada del presente trabajo. A los compañeros del INECEL por la disposición que tuvieron para facilitar toda la información actualizada que les fue solicitada; y en general, a todos quienes, en una u otra forma colaboraron para la ejecución del presente trabajo de investigación individual.

A

Andreita y Lalita

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO	CONTENIDO	Pág.
CAPITULO I	INTRODUCCIÓN	01
CAPITULO II	EL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO	04
2.1	Reseña Histórica	04
2.2	Marco Legal	08
2.3	Estructura Institucional	10
2.4	Situación del Sector	11
CAPITULO III	EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	14
3.1	Conceptos Básicos	14
3.1.1	Sistema Eléctrico de Potencia	14
3.1.2	Etapas Funcionales	15
3.1.2.1	Los Sistemas de Generación	16
3.1.2.2	Los Sistemas de Transmisión	16
3.1.2.3	Los Sistemas de Distribución	16
3.2	El Sistema Nacional Interconectad - SNI -	17
3.3	Demanda Eléctrica	18
3.4	Sistema de Generación	22
3.4.1	Capacidad Instalada	22
3.4.2	Desarrollo Futuro	25
3.5	Sistema de Transmisión	29
3.5.1	Equipamiento Instalado	30
3.5.2	Equipamiento Futuro	30
3.6	Sistema de Distribución	32
CAPITULO IV	EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION	34
4.1	Descripción General	34
4.2	Componentes Físicos	39

4.2.1	Subestaciones	39
4.2.2	Líneas de Transmisión	43
4.3	Sistemas Componentes	48
4.4	Sistema de Transmisión a 1993	49
4.5	Plan de Expansión	51
CAPITULO V RIESGOS Y PREVENCIÓN		57
5.1	Definiciones Básicas	57
5.1.1	Operación Normal	57
5.1.2	Operación Anormal	58
5.1.3	Fallas y Perturbaciones	58
5.1.4	Cortocircuito	58
5.1.5	Sobretensiones	60
5.1.6	Oscilaciones	61
5.2	Riesgos	61
5.2.1	Definición	61
5.2.2	Clasificación	62
5.2.2.1	Riesgos de Origen Externo	63
5.2.2.2	Riesgos de Origen Interno	69
5.3	Prevencciones	70
5.3.1	Prevención contra desastres naturales	71
5.3.2	Prevención fenómenos meteorológicos	73
5.3.2.1	Prevención contra vientos	74
5.3.2.2	Prevención contra rayos	79
5.3.2.3	Prevención a la contaminación	82
5.3.3	Prevención contra desastres de origen humano	83
5.4	Protecciones	84
5.4.1	Protección de Líneas	85
5.4.2	Protección de Subestaciones	90
CAPITULO VI VULNERABILIDADES E INTERRUPCIONES		96
6.1	Vulnerabilidades	96
6.1.1	Ante desastres naturales	97
6.1.2	Ante tormentas eléctricas	98

CAPITULO	CONTENIDO	Pág.
	6.1.3 Ante vientos	98
	6.1.4 Ante riesgos origen humano	98
6.2	Retraso del Sistema Paute-Trinitaria	107
6.3	Interrupciones	108
CAPITULO VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126
7.1	Conclusiones	126
	7.1.1 Aspectos Favorables	126
	7.1.2 Factores Adversos	129
	7.1.3 Misceláneos	130
7.2	Recomendaciones	133
ANEXO A	COMPONENTES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION	135
ANEXO B	PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION	142

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO No.	CONTENIDO	Pág.
3.1	Previsiones de energía y potencia del SNI	21
3.2	Disponibilidades de generación del SNI	23
3.3	Expansión de la generación. Plan de costo mínimo	26
6.1	Pasos de baja frecuencia y porcentaje de desconexión	103
6.2	Número total de interrupciones	110
6.3	Número de interrupciones forzadas	111
6.4	Energía total interrumpida	112
6.5	Energía total interrumpida forzada	113
6.6	Número de interrupciones totales en líneas de 230 kv	114
6.7	Número de interrupciones forzadas en líneas de 230 kv	115
6.8	Horas de interrupción total en líneas de 230 kv	116
6.9	Horas de interrupción forzada en líneas de 230 kv	117
6.10	Número total de fallas en subestaciones	118
6.11	Horas de interrupción en subestaciones	119
6.12	Número total de fallas de INECEL que afectan a Empresas Eléctricas	120
6.13	Energía disminuida de fallas de INECEL que afectan a Empresas Eléctricas	121
6.14	Número total de Interrupciones externas a INECEL	122
6.15	Horas totales de interrupción externas a INECEL	123
6.16	Resultados Operativos del Sistema Eléctrico INECEL	124
6.17	Errores humanos en el SNI	125

ÍNDICE DE GRAFICOS

GRAFICO No.	CONTENIDO	Pág.
3.1	Programa de equipamiento del SNI. Potencia (MW)	27
3.2	Programa de equipamiento del SNI. Energía (GWh)	28
3.3	Sistema Nacional de Transmisión. Existente a 1993	31
4.1	Sistema Nacional de Transmisión. Programado 1985	36
4.2	Sistema Nacional de Transmisión. Existente a 1985	37
4.3	Subestación Pascuales. Planta general	41
4.4	Subestación Pascuales. Secciones	42
4.5	Configuración general de líneas de transmisión	46
4.6	Configuración básica de torres de 230 kv	47
4.7	Sistema Nacional de Transmisión. Existente a 1993	50
4.8	Sistema Nacional de Transmisión Obras programadas. Corto plazo	53
4.9	Sistema Nacional de Transmisión Obras programadas. Mediano plazo	54
4.10	Sistema Nacional de Transmisión Obras programadas. Largo plazo	55
4.11	Sistema Nacional de Transmisión Obras programadas. Programado al 2002	56
5.1	Estructura de Líneas de Transmisión 230 kv	77
5.2	Dimensiones y cargas en estructuras	78
5.3	Cables de guarda y balizas	80
5.4	Apantallamiento de subestaciones	81
5.5	Protección de Líneas de Transmisión	87
5.6	Calibración de zonas de protección	88
5.7	Tablero de medición y protección	89
5.8	Protección de transformadores con descargadores	92
5.9	Esquema de barras y protecciones	93
6.1	Degasamientos angulares	104
6.2	Oscilaciones de voltaje	105
6.3	Oscilaciones de frecuencia	106

PROLOGO

La oportunidad de participar en calidad de cursante en el XXI Curso Superior de Seguridad Nacional y Desarrollo, del Instituto de Altos Estudios Nacionales, ha posibilitado; a través de las diferentes actividades académicas, viajes y visitas; adquirir mayores y nuevos conocimientos y experiencias sobre la realidad nacional en los campos Sicosocial, Económico, Político, Militar y Científico-Tecnológico; con lo cual se ha logrado tener una visión más amplia de las potencialidades y de la problemática nacionales.

Sobre la base de los conocimientos adquiridos en el IAEN, la experiencia acumulada en el ejercicio profesional y la docencia, relacionadas con la planificación y diseño de sistemas eléctricos; han posibilitado que el trabajo de investigación individual, sea tratado con la amplitud, el detalle y la profundidad que la importancia del tema lo requería y las limitaciones de tiempo lo permitieron.

El trabajo contiene la información más actualizada que se dispone sobre el tema y el sector; y se sustenta, en una amplia bibliografía consultada. En cuanto a la forma, se ha procurado que el texto sea de fácil lectura y comprensión, sin afectar el rigor técnico que el tema lo exige.

Se aspira a que el presente trabajo permita un mejor y mayor conocimiento del sector eléctrico y de su problemática; y que los postulados, conclusiones y recomendaciones puedan en alguna medida contribuir a que se valore la importancia de disponer de un servicio eléctrico de buena calidad, seguro, confiable y económico; se logre conseguirlo y se lo mantenga.

Finalmente, se aspira que este trabajo pueda servir de guía o de documento de referencia para futuras investigaciones.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La creciente dependencia de los consumidores respecto del servicio de energía eléctrica, hace que la provisión de un servicio de buena calidad, seguro, confiable y de bajo costo, sea una necesidad para los usuarios y una de las principales responsabilidades de quienes intervienen en las diferentes actividades y funciones relacionadas con la provisión de este servicio público de carácter estratégico.

El tema de la seguridad del suministro de energía eléctrica a nivel nacional tiene importancia permanente y cobra actualidad cada vez que, por diferentes circunstancias, se suspende o restringe el servicio y se alteran las actividades normales de la población y de los sectores productivos.

Cuando suceden estos eventos, no hay medio de difusión colectiva que no se haga eco de la noticia, frente a las consecuencias que se tienen de las suspensiones del servicio; en forma particular cuando se suceden "apagones" que llegan a comprometer con carácter de regional o nacional la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica.

Son precisamente en estas ocasiones, cuando se valora la importancia de tener un servicio público de buena calidad, seguro y confiable, como elemento importante para el desarrollo y el bienestar; y, para el caso del servicio de energía eléctrica, inclusive, como factor de seguridad individual y social, que incide en el desarrollo integral del país y en los costos de producción de muchos bienes y servicios.

Sobre la base de este marco conceptual, se han establecido los objetivos generales y específicos para el presente trabajo de investigación; y que son los que se indican a continuación:

El objetivo de carácter general es analizar la influencia del Sistema Nacional de Transmisión, en la seguridad del suministro de energía eléctrica a nivel nacional; sobre la base de las características del servicio de energía eléctrica que brinda INECEL a las Empresas Regionales de Distribución, a nivel de subestaciones principales.

En cuanto a los objetivos específicos, se tienen los siguientes:

- dar una información general del sector eléctrico ecuatoriano, sobre la base de la presentación de los orígenes y desarrollo, el marco legal, la estructura institucional y su situación actual.
- presentar las características generales del Sistema Nacional Interconectado, sus etapas funcionales, sus componentes principales ; así como también, presentar la situación de las instalaciones existentes y las perspectivas de expansión futuras;
- analizar en detalle Sistema Nacional de Transmisión y sus componentes principales líneas de transmisión y subestaciones de elevación del voltaje y de reducción del voltaje; subsistemas componentes, instalaciones existentes; y, como complemento, presentar el plan de expansión futuro, sobre la base de la información contenida en el Plan Maestro de Electrificación vigente.
- Presentar y analizar en detalle los principales riesgos a los cuales está expuesto el Sistema Nacional de Transmisión; y, las prevenciones que han sido establecidas

para atenuar o evitar los efectos que se puedan tener.

Dentro de este contexto se analizan las principales protecciones implantadas en el Sistema Nacional de Transmisión; sus funciones, componentes y características básicas;

- Establecer las vulnerabilidades del Sistema Nacional de Transmisión; como resultado de la comparación de riesgos y prevenciones;

- Presentar y analizar la información relacionada con las estadísticas de interrupciones de servicio, sus orígenes, causas y consecuencias;

- Determinar índices medios de frecuencia y duración de las fallas; así como también de energía interrumpida; tanto a nivel global del sistema eléctrico, como a nivel de etapas funcionales: generación, transmisión y distribución; y adicionalmente, a nivel de componente del sistema de transmisión: líneas y subestaciones;

- Establecer las principales conclusiones y recomendaciones, sobre la base del trabajo de investigación realizado.

CAPITULO II

EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El objetivo de este capítulo es presentar la información básica, de carácter general, que permita tener una visión global del sector eléctrico ecuatoriano: sus orígenes y desarrollo, el marco legal, la estructura institucional y la situación actual.

2.1. RESEÑA HISTÓRICA

El primer hito en la historia del servicio eléctrico de carácter público en nuestro país, está constituido por la instalación, en la ciudad de Loja, de una central de generación eléctrica que aprovechó, mediante dos turbinas hidráulicas de 12 kw cada una, el caudal del río Malacatos.

Este hecho es reseñado por Borrero (1984)¹ en los siguientes términos:

El 23 de Abril de ¹⁸⁹³ 1987, un grupo de entusiastas lojanos, conforman la Sociedad Luz Eléctrica, mediante escritura Pública ... Dicha Sociedad estuvo conformada inicialmente por veinticuatro socios, de los cuales veintiuno fueron accionistas mayores y los tres restantes, accionistas menores...

Según la escritura pública de conformación, esta fue una Sociedad Anónima de responsabilidad limitada, con una duración de veinte años, y con un capital social de 16.000 sucres; integrado por acciones mayores de 500 sucres y menores de 100 sucres. Su primer Gerente fue el señor Dr. Benigno Valdivieso.

Entre los objetivos de la naciente sociedad figuraron:

- a) instalar una planta eléctrica para dar servicio público y particular; y
- b) instalar una fábrica de aserrar y labrar madera

¹ BORRERO, C. 1984, Reseña Histórica, CIEEPI No.2, p. 40

La sociedad encargó al Sr. Alberto Rhor, de procedencia francesa, para que viaje a Francia y bajo su completa responsabilidad haga construir la maquinaria para la planta de energía eléctrica con la compañía "Sautter, Harlé & Cie", de París....La maquinaria, una vez construida, llegó por mar hasta el Puerto de Paita en el Perú -según las informaciones proporcionadas-. Desde este puerto y por no existir en aquel entonces vías carrozables, fue trasladada hasta la ciudad de Loja "a lomo de mula", para lo que debió ser desarmada. La tarea fue harto difícil en razón de que debieron atravesarse cientos de kilómetros por verdaderos chaquiñanes.

Llegada la maquinaria a Loja, se procedió a su instalación, bajo la dirección del mencionado Rhor. El sitio elegido fue el sector conocido como "El Pedestal", en la antigua vía occidental....La planta era hidráulica, estaba compuesta de una turbina y dos generadores, habiéndose instalado una tubería de doce pulgadas, para mover la turbina....

En todo caso se tiene información de que los generadores fueron de 14 kw cada uno....

Una vez instalada la planta su inauguración oficial se llevó a cabo EL PRIMERO DE ABRIL DE 1899, para tal efecto se circularon invitaciones especiales.

De esta manera la ciudad de Loja llegó a tener luz eléctrica, siendo por lo mismo la primera ciudad del Ecuador en contar con tan importante servicio, y probablemente la tercera ciudad de Sudamérica; pues solamente se habían instalado con anterioridad una en Lima y otra en Buenos Aires. (pp. 40-41)

Sobre la ubicación y capacidad de la instalación, otra versión señala: " Se conoce que los últimos años del siglo pasado se instaló en Loja, en el Río Malacatos las primeras 2 turbinas hidroeléctricas de 12 kw c/u con fines de utilización energética..."(Lucio, 1983, p.6)¹; y, otra similar que indica: "... el año 1892, fecha en la que se conforma la empresa eléctrica Luz y Fuerza en la ciudad de Loja y se instalan en el Río Malacatos dos turbinas hidráulicas de 12 kw cada una...". (INECEL, 1993, p. 1-1)²

¹ LUCIO, B. 1983. Las tarifas del servicio eléctrico, p.6

² INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. p. 1-1

Otro hito en el desarrollo del sector eléctrico puede ubicarse en 1901, cuando en la ciudad de Quito se formó la empresa Jijón Gangotena y Urrutia, que inició su servicio de energía eléctrica con una instalación de 50 kw de capacidad; esta empresa, posteriormente, se transformó en otra denominada "The Quito Electric and Power Company".

Años más tarde, en las décadas de los años 20 y 30, se suscribieron varios contratos de concesión con compañías norteamericanas; a manera de ejemplo se puede citar el caso de la American Foreign Power Company a la que se le encargó el abastecimiento de energía eléctrica de las ciudades de Guayaquil y Riobamba; y, a otra empresa, de similares características, le fue dada la concesión del servicio en el área de Quito. De aquellas empresas, la que ha subsistido hasta nuestro días es la Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC), en calidad de concesionaria del servicio eléctrico para la ciudad de Guayaquil.

Para la década de los años 40, la Ley de Régimen Municipal, dispuso que los municipios sean los responsables del suministro de energía eléctrica en sus respectivas áreas de jurisdicción.

Dentro de este esquema, "el servicio eléctrico se había desarrollado en forma anárquica, atomizada, dispersa, de pésima calidad y con elevados costos de operación" (INECEL, 1992, p.6)¹; situación a la que se había llegado, en gran medida, debido a que los cabildos se aprovecharon de su relación con el servicio eléctrico para convertirlo en plataforma política.

Debe señalarse que en ese contexto, la actividad del sector eléctrico había evidenciado la ausencia de planificación y el total descuido de los aspectos técnicos, económicos,

¹ INECEL, 1992. El Sistema Nacional Interconectado. p.6

financieros, administrativos y de desarrollo de los recursos humanos; más aún, las consideraciones localistas y los afanes proselitistas no permitieron el crecimiento armónico del sector eléctrico; situación que se vio agravada por la ausencia de políticas de enfoque nacional.

Ante esta situación, que se vio acentuada en los años 50, el Gobierno Nacional, se plantea la necesidad de reorientar el accionar del sector eléctrico con el propósito de garantizar en el futuro un desarrollo armónico y sostenido, con criterio de integración nacional.

Es así que el 23 de Mayo de 1961, mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24, se promulga la Ley Básica de Electrificación y se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-; para que como entidad dependiente del Estado tome a su cargo la planificación, ejecución de obras, la regulación y el control del sector eléctrico.

"A partir de ese entonces, el Instituto reemplazó paulatinamente a más de cien entidades municipales y locales encargadas del suministro del servicio en todas sus fases: generación, transmisión, subtransmisión y distribución" (INECEL, 1992, p.6)¹.

Para inicios de los años 70, coincidiendo con el auge de la explotación hidrocarburífera en el Oriente Ecuatoriano; se ve la necesidad de dotarle al sector eléctrico de una legislación acorde a las necesidades energéticas y a la nueva etapa económica que vivía el país.

El 4 de septiembre de 1973, se expide una nueva Ley Básica de Electrificación; aprobada mediante Decreto Supremo No. 1042, publicado en el Registro oficial No. 387 del 10 de Septiembre de 1973.

¹ INECEL, 1992. El Sistema Nacional Interconectado. p.6

Esta Ley establece, entre otros aspectos: que el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; que es deber del Estado, el satisfacer las necesidades de energía eléctrica en el país, mediante el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación; y que es atribución privativa del Estado, que la ejerce a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Estipula además que, para estos fines, el Estado podrá celebrar contratos de prestación de servicios y otorgar permisos; y, que el INECEL es persona jurídica de derecho público, autonomía económica y administrativa, con sede en la Capital de la República, y adscrita al Ministerio de Energía y Minas. (Barros, 1991, p.7)¹

La Ley indicada ha tenido algunas modificaciones posteriores, que han propiciado el mejoramiento en varios aspectos, sin que haya variado en sus partes esenciales y sustantivas.

2.2. MARCO LEGAL

El marco legal que rige al sector eléctrico se sustenta en la Constitución Política de la República, que en el Título III: De la ECONOMÍA, en su Sección II, al tratar de los sectores de la economía estipula:

Art.46.- La economía ecuatoriana funciona a través de cuatro sectores básicos:

1. El sector público, compuesto por las empresas de propiedad exclusiva del Estado.

¹ BARROS, A. 1991 Interconexión Eléctrica de la Zona Nororiental del país... , p. 7

Son áreas de explotación económica reservadas al Estado:

a) Los recursos naturaleza no renovables y, en general, los productos del subsuelo y todos los minerales y sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo;

b) Los servicios de agua potable, fuerza eléctrica y telecomunicaciones; y

c) Las empresas estratégicas definidas por la Ley.

El Estado ejerce sus actividades en las ramas empresariales o actividades económicas que, por su trascendencia y magnitud, pueden tener decisoria influencia económica o política y se haga necesario orientarlas hacia el interés social.

El Estado, excepcionalmente, podrá delegar a la iniciativa privada el ejercicio de cualesquiera de las actividades antes mencionadas, en los casos que la Ley establezca;... (CONSTITUCIÓN, 1993, p.17)¹

En resumen, por disposición Constitucional, el servicio de energía eléctrica forma parte del sector público de la economía, siendo un área de explotación económica reservada al Estado; sin embargo, por excepción, podrá delegarse a la actividad privada el ejercicio de esta función.

Adicionalmente, La Ley Básica de Electrificación, ratificando la disposición Constitucional, señala que la atribución privativa del Estado la ejerce a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-; y establece la estrategia para el desarrollo eléctrico nacional, al facultarle al INECEL la formación de empresas eléctricas regionales, a quienes se da la responsabilidad de la distribución y comercialización de la energía eléctrica y reserva para el INECEL la gestión relativa a la generación y transmisión.(INECEL, 1993, p.1-2)²

¹ CONSTITUCIÓN POLÍTICA, actualizada a julio de 1993, p.17

² INECEL, Plan Maestro, 1993. p.1-2

Debe anotarse que, a la presente fecha, el Gobierno Nacional, dentro del Plan de Modernización, se encuentra empeñado en cambiar la estructura del sector eléctrico; para lo cual ha venido preparando un nuevo marco legal; y ha anunciado que esta por enviar al Congreso Nacional, con el carácter de urgente en el campo económico, un Proyecto de "Ley de Régimen del Sector Eléctrico"; proyecto que, por el contenido de las versiones que han llegado a conocerse, ha generado diferentes opiniones, unas favorables y otras adversas; por parte de quienes se han interesado en el futuro del sector eléctrico.

2.3. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL

El subsector eléctrico forma parte del sector energético, dentro de la estructura institucional que se indica a continuación:

La República del Ecuador, a través del Ministerio de Energía y Minas, tiene bajo su responsabilidad el desarrollo de las diferentes fuentes de energía y de los sectores energéticos involucrados. El suministro de energía eléctrica es potestad y atribución privativa del Estado, conforme a la Ley básica de Electrificación. En tal sentido, al Ministerio de Energía y Minas le compete, entre otras funciones, dirigir las políticas del gobierno referentes a la electrificación, así como su ejecución a través de INECEL. (BANCO MUNDIAL, 1992, p.8)¹

El sector eléctrico está constituido por una Institución de carácter nacional, el INECEL; y por 19 Empresas Eléctricas Regionales; con esta estructura, el sector eléctrico funciona de la siguiente manera: el INECEL, como una entidad del Estado con personería jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios, tiene la responsabilidad de la generación y transmisión de la

¹ BANCO MUNDIAL, 1992. Reducción de pérdidas en la distribución de electricidad. p.8

energía a nivel nacional, para venderla a las empresas eléctricas regionales; además, cumple las funciones de regulación y normatividad del sector eléctrico.

Las 19 empresas regionales, están estructuradas como entidades privadas (sociedades anónimas), que operan en el marco de la Ley de Compañías, y son las responsables de la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los usuarios. De estas empresas, 18 son filiales de INECEL y por tanto de propiedad estatal; mientras que la Empresa Eléctrica del Ecuador -EMELEC-, pertenece a capitales privados y tiene como área de concesión la ciudad de Guayaquil.

Además de las 19 empresas eléctricas; en las provincias del Oriente y en Galápagos, operan pequeños sistemas eléctricos, bajo la responsabilidad de INECEL y el apoyo logístico de las autoridades locales.

2.4. SITUACIÓN DEL SECTOR

El Plan Maestro de Electrificación 1993-2002 (INECEL, 1993, pp. 3-1 a 3-2)¹, presenta la situación del sector eléctrico nacional a diciembre de 1992; cuyos aspectos más relevantes se resumen a continuación:

- De la población ecuatoriana estimada en 10'091.000 habitantes; el 75.2%, esto es 7'590.000 habitantes dispusieron de servicio eléctrico.

- Los índices de cobertura de las viviendas electrificadas a nivel urbano, alcanzaron a 95%; y, a nivel rural, 52.1%. Faltando dotar del servicio a las zonas marginales urbanas y al 47.9% de la zona rural.

¹ INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. pp. 3-1 a 3-2

- Las 19 empresas eléctricas de distribución y los sistemas menores de la región oriental y de la provincia de Galápagos, en el año 1992, atendieron a un promedio de 1'580.000 abonados, quienes consumieron 5.449.0 GWh; valores que dan un consumo promedio anual de 3.448.7 kwh/abonado y de 540 kwh/habitante; lo cual refleja el bajo grado de electrificación nacional, si se comparara con el nivel medio de América Latina que es del orden de 1.350 kwh/habitante por año; y peor aún, si se lo compara con países industrializados cuyos consumos por habitante superan los 20.000 kwh/año.

- La producción bruta de energía durante el año 1992, fue de 7.220 Gwh, que relacionada con los niveles de ventas de 5.449 Gwh; dan un 24.6% en pérdidas de energía; de estas pérdidas, el 5.0% se dieron en autoconsumos y en el sistema de transmisión; y el 19.6% en subtransmisión y distribución, siendo este valor uno de los porcentajes más altos de América Latina, lo cual refleja la ineficiencia de las empresas Eléctricas de Distribución.

- El volumen de pérdidas de energía de EMELEC es equivalente a la suma de las pérdidas de todas las demás empresas eléctricas del país, excluidas las pérdidas correspondientes a la Empresa Eléctrica Quito.

- La demanda máxima nacional a bornes de generador durante el año 1992 fue de 1.442 MW mientras que la potencia instalada a esa misma fecha fue de 2.278,2 MW. De esta potencia, 1.470,1 MW (64.5%) correspondieron a centrales hidroeléctricas y 808,1 MW (35.5%), a centrales termoeléctricas. Se anota que la potencia firme de las centrales hidroeléctricas en el período de estiaje se reduce a 1200,9 MW, es decir prácticamente al 82%.

- Durante el año 1992, el precio medio de venta de la energía a nivel de usuario final fue de 3.97 centavos de

dolar por cada kwh; insuficiente para que el sector eléctrico esté en capacidad de cubrir sus gastos operacionales, el servicio de la deuda y disponer de un excedente para financiar la expansión.

Una información general, más actualizada, sobre el sector eléctrico, esta consignada en los siguientes índices de electrificación, a Diciembre de 1993, según lo indicado por Lucio (1994)¹:

- Potencia total instalada: 2.300 Mw;
 - . 1470 Mw (64%), hidroeléctrica;
 - . 830 Mw (36%), termoeléctrica;
- Factor de carga: 61.9%;
- Generación de energía: 7.022 Gwh;
- Energía facturada: 5.451 Gwh;
- Pérdidas en distribución: 22.3%;
- Número de abonados: 1'675.000;
- Estructura del consumo:
 - residencial: 39%;
 - comercial: 15%;
 - industrial: 30%; y
 - otros: 16%.
- Cobertura del servicio:
 - 75% de la población total;
 - 95% de la población urbana;
 - 53% de la población rural. (p.1)

¹ LUCIO, B. 1994, La Electrificación en el Ecuador. p.1

CAPITULO III

EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

En este capítulo se presenta la información general que permita tener un conocimiento básico sobre el Sistema Nacional Interconectado -SNI-; las etapas funcionales, los componentes principales, las características de los sistemas de generación, transmisión y distribución; y como complemento, la situación de las instalaciones existentes y las perspectivas de expansión futuras.

3.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Para una mejor comprensión del contenido de este capítulo, se ha estimado conveniente, como paso previo, el presentar algunos conceptos básicos de carácter general.

3.1.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

La literatura técnica, al tratar sobre el servicio de energía eléctrica, hace relación a los Sistemas Eléctricos de Potencia - SEP-; los cuales, según definición de las normas ANSI/IEEE (1972)¹ son: "el conjunto de una o más fuentes de generación y/o líneas de transmisión interconectadas, que operan bajo una administración o supervisión común; para satisfacer la carga eléctrica". (p.435).

La siguiente definición presenta un enfoque más amplio sobre el tema:

El Sistema Eléctrico de Potencia, tiene como objetivo el generar energía eléctrica en cantidades suficientes, en los sitios más apropiados; transmitir la energía en grandes bloques, desde los centros de

¹AMERICAN NACIONAL STANDARDS INSTITUTE, 1972, IEEE Standard Dictionary of electrical and electronics terms, p.435

la energía generada, hasta los centros de carga regionales; y, distribuir la energía a los consumidores individuales; en forma, cantidad y calidad apropiadas; y con el menor costo económico y ecológico posible." (Orejuela, 1993, p.I-1).¹

3.1.2. ETAPAS FUNCIONALES

Sobre la base de las definiciones anotadas, se puede establecer la existencia de tres etapas funcionales en un Sistema Eléctrico de Potencia; a saber: la generación, la transmisión y la distribución; las cuales han hecho necesaria la implantación de sus correspondientes sistemas, cuyas funciones individuales son las siguientes:

3.1.2.1. Los sistemas de generación

Tienen por objeto el transformar una fuente de energía primaria en energía eléctrica; usualmente convirtiendo la energía primaria en energía mecánica rotativa que permite impulsar a la turbina; la que, acoplada al rotor del generador, hace que éste transforme dicha energía mecánica rotativa en energía eléctrica.

En cuanto a fuentes de energía primaria, vale mencionar que las principales que se emplean en la producción de electricidad son: los combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo, el gas natural; combustibles vegetales, entre ellos la madera, la basura; las fuentes naturales como: hidráulica, eólica, solar, maremotriz, geotérmica; y la energía nuclear; entre las principales. De estas fuentes de energía primaria, las que, en nuestro medio, vienen siendo aprovechadas para el servicio público de energía eléctrica a nivel nacional son: las de los derivados del petróleo y las hidráulicas.

¹ OREJUELA, V., 1993, Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia, poligráfico en preparación. p.I-1

Debe mencionarse que nuestro país cuenta con un gran potencial de fuentes energéticas, especialmente de aquellas de carácter renovable, que en el futuro podrán garantizar el abastecimiento de la energía eléctrica que requiera el desarrollo del país; de entre ellas hay que mencionar por su importancia, además de la energía hidráulica, la geotérmica, la eólica y la solar; estas tres últimas, técnicamente factibles de ser aprovechadas; sin embargo, no se ha llegado a establecerse, hasta el momento, su factibilidad económica como alternativa que pueda reemplazar, en forma masiva, al empleo de las otras fuentes de energía que están siendo actualmente utilizadas.

3.1.2.2 Los sistemas de transmisión

Como su nombre lo indica, la función de los sistemas de transmisión es la de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación, hasta los centros de carga regionales ubicados a varias decenas o centenas de kilómetros de distancia.

Estas instalaciones, por razones de orden técnico-económico deben operar en niveles de voltaje elevados, usualmente superiores a los 100 kv.

Los Sistemas de Transmisión están constituidos por estaciones (subestaciones) elevadoras del voltaje, líneas de transmisión y estaciones reductoras del voltaje.

3.1.2.3 Los sistemas de distribución

Son los encargados de llevar la energía desde la subestaciones principales de reducción, hasta los usuarios del servicio eléctrico, a través de diferentes componentes: subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas, hasta los medidores.

La operación de esta etapa funcional del sistema se la hace en diferentes niveles de voltaje; desde el mediano voltaje, entre los 30 kv y 70 kv, para la subtransmisión; hasta el bajo voltaje o voltaje de utilización de los usuarios del servicio que para el caso de los abonados residenciales, usualmente está en el orden de los 110 voltios a los 240 voltios.

3.2 EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO -SNI-.

Sobre la base de los conceptos anotados, puede sustentarse la definición del Sistema Nacional Interconectado; y entenderse sus etapas funcionales y componentes básicos. Es así que, una definición general del sistema nacional, ha sido dada en los siguientes términos:

El Sistema Nacional Interconectado - SNI-, es el conjunto de centros de generación, líneas de transmisión, subestaciones principales y sistemas eléctricos regionales de distribución que permiten el aprovechamiento de los recursos energéticos del país en forma de energía eléctrica. (Orejuela, 1990, p.25)¹

Por su parte INECEL (1992)², señala que:

El Sistema Nacional Interconectado -SNI-, constituye la obra fundamental del Instituto Ecuatoriano de Electrificación; está conformado por un conjunto de centrales de generación térmica e hidráulica y por la red de transmisión de la energía generada hacia los centros de consumo en el territorio nacional mediante redes de distribución que son administradas por las empresas eléctricas. (p.2)

Las definiciones anteriores hacen ver que el Sistema Nacional Interconectado -SNI-, está constituido por las

¹ OREJUELA, V. 1990, Protección de las Líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado. AIDI, p.25

² INECEL, 1992. El Sistema Nacional Interconectado, p.2

tres etapas funcionales: generación, transmisión y distribución; a través de las cuales se llega con la energía eléctrica hasta los usuarios del servicio; con el propósito de satisfacer sus demandas sobre la base de la explotación apropiada de los recursos con que cuenta el país.

3.3 DEMANDA ELÉCTRICA

Ya se ha mencionado que el propósito del sistema eléctrico de potencia o del sistema interconectado es satisfacer la demanda de los usuarios del servicio de energía eléctrica; esta aseveración lleva implícita la necesidad de conocer, con suficiente precisión y adecuada anticipación las características que van a tener las demandas futuras de los usuarios.

La estimación de las demandas futuras y los consiguientes estudios de mercado eléctrico, constituyen actividades de la ingeniería que normalmente preceden a otras actividades como la planificación, el diseño y la operación de sistemas eléctricos; en todas estas actividades se requiere de este tipo de información; por tanto la confiabilidad de los resultados que se obtengan en las diferentes aplicaciones dependen en gran medida de la calidad de la información de la demanda eléctrica. (Orejuela, 1986, p.2)¹

Conviene tener presente que para poder establecer las características de la demanda futura; se requiere de investigaciones y estudios previos muy detallados, que permitan garantizar la bondad de los resultados; puesto que tanto una sobreestimación o una subestimación, incidirán en forma negativa en la calidad y economía del servicio que se desea brindar.

¹OREJUELA, V. 1986. Investigación de la Demanda. p.2

Como complemento a lo antes indicado, conviene señalar que la estimación de la demanda eléctrica es en una de las actividades de la ingeniería de mayor importancia; sin embargo, al menos en nuestro medio, es la que mayor incertidumbre ha generado a juzgar por los resultados obtenidos en los últimos años.

Una visión general de la metodología que se viene aplicando en nuestro medio, ha sido presentada en el Plan Maestro de Electrificación 1993-2002 (INECEL, 1993, pp. 5-1 a 5-3)¹, cuyos puntos principales son los siguientes:

El estudio de previsión de demanda eléctrica comprende el análisis y pronóstico del consumo de energía y de la demanda de potencia.

Para determinar el consumo eléctrico se aplica el método denominado sectorial nacional; que consiste en la realización de los pronósticos por los siguientes sectores: residencial, comercial, industrial, alumbrado público (iluminación) y otros.

Para el sector residencial se emplean como variables explicativas de crecimiento del consumo: la población, las viviendas existentes, viviendas con servicio eléctrico, abonados residenciales, consumo final de hogares, elasticidades: al número de abonados residenciales y al crecimiento real del consumo final de hogares.

En el sector comercial las variables explicativas corresponden: al crecimiento de los abonados comerciales, al crecimiento real del consumo final de hogares, a las elasticidades: al número de abonados comerciales, al consumo final de hogares y al crecimiento de los abonados comerciales en relación al de los abonados residenciales.

Para la proyección del consumo del sector industrial se aplican correlaciones entre el Producto Interno Bruto Industrial, con las intensidades eléctricas pronosticadas para cada rama del sector manufacturero.

Cabe señalar que existen industrias cuyos requerimientos de energía y potencia, por su magnitud,

¹ INECEL, 1993, Plan Maestro 1993-2002, p.5-1 a 5-3

son consideradas como cargas especiales y su tratamiento es específico; tal el caso de las fábricas de cemento, estaciones de bombeo de agua e industrias de metal.

Para la proyección del consumo por iluminación se utiliza el consumo específico de energía por abonado residencial más comercial (KWh/abonados residencial+comercial) y luego se multiplica por la suma pronosticada del número de abonados de los sectores residencial y comercial.

Para el pronóstico del consumo del sector Otros se utiliza la elasticidad determinada por la relación del crecimiento de este consumo respecto al crecimiento del consumo proveniente de los sectores residencial, más comercial y más industrial.

Al los valores de consumo así obtenidos, se aplican los factores de pérdidas de energía que se presentan en los sistemas de distribución, determinándose de esta manera los requerimientos de energía a nivel de barras de subestación principal del Sistema Nacional Interconectado -SNI-.

Establecidos los requerimientos de energía se aplica los correspondientes factores de carga, obteniéndose de esta manera los requerimientos de potencia a nivel de barras de subestación principal del SNI.

Para los propósitos del Plan Maestro, se plantearon dos escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica que consideran las expectativas de desarrollo global y sectorial del país, metas máximas y mínimas de crecimiento del servicio eléctrico y la disponibilidad de recursos financieros para cumplirlas; definidos sobre la base de las expectativas de desarrollo del país cuantificados a través del Producto Interno Bruto (PIB).

Los resultados obtenidos fueron la base para la planificación de las diferentes etapas funcionales del Sistema Nacional Interconectado; esto es, dicha información fue utilizada para establecer el plan de expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; así como para estimar los ingresos de explotación en los estudios de factibilidad financiera.

Los valores de pronóstico de demanda de potencia y energía que fueron empleados, correspondientes al escenario de mayor desarrollo económico, según información de INECEL (1993, p.6-8)¹, se resumen en el siguiente cuadro:

CUADRO No. 3.1

PREVISIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA DEL SNI
PERÍODO 1993-2005

ANOS	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
1993	7.423	1.445
1994	7.938	1.536
1995	8.393	1.613
1996	8.862	1.693
1997	9.363	1.785
1998	9.870	1.879
1999	10.405	1.977
2000	10.982	2.042
2001	11.577	2.200
2002	12.216	2.321
2003	12.881	2.448
2004	13.590	2.527
2005	14.374	2.731

Es necesario mencionar que los resultados de la operación del año 1993 han establecido valores de demanda inferiores a los arriba indicados; es así que Lucio (1994)² ha señalado que: "...del crecimiento de la demanda previsto en 5.6%, para 1993; en la realidad hubo un crecimiento negativo de la demanda, cuyo valor fue de -0.6% ...".

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. p. 6-8

²LUCIO, B. 1994 Conferencia "La Electrificación en el Ecuador". IAEN. junio

Sobre la base de este resultado y de los obtenidos en años anteriores, se ha hecho necesaria y se ha procedido a realizar una revisión integral de los estudios correspondientes.

3.4 SISTEMA DE GENERACIÓN

El sistema de generación, parte integrante del Sistema Nacional Interconectado -SNI-, está constituido por las centrales de generación hidráulicas y térmicas del INECEL y de los Sistemas Eléctricos Regionales.

Para los propósitos del presente trabajo, se presentan a continuación, en forma resumida, la información sobre las disponibilidades de generación eléctrica existentes en el sector público y que están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado, según información contenida en el Plan Maestro 1993-2002 (INECEL, 1993, pp. 6-1 a 6-13)¹.

3.4.1 CAPACIDAD INSTALADA

Para enero de 1993, la capacidad instalada en generación en el Sistema Nacional Interconectado (no se incluye las disponibilidades de la Empresa Eléctrica de Sucumbios, Municipios, Regiones Oriental y Galápagos), fue en total de 2.279 Mw, de los cuales 1.692,6 Mw (74,26%) corresponden a instalaciones de INECEL y 586,4 Mw (25,74%), a las empresas eléctricas regionales.

En el Cuadro No. 3.2, se presenta en resumen las disponibilidades de generación del Sistema Nacional Interconectado -SNI-, a nivel de bornes de generador, en disponibilidades termoeléctricas como hidroeléctricas, tanto en INECEL, como en las Empresas Eléctricas.

¹ INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002, pp. 6-1 a 6-13

CUADRO No. 3.2

DISPONIBILIDADES DE GENERACIÓN DEL S.N.I.
A BORNES DE GENERADOR

DISPONIBILIDADES TERMOELÉCTRICAS A ENE/1993

ENTIDAD	POTENCIA INSTALA. (MW)	POTENCIA REHABIL. (MW)	POTENCIA OPERABLE (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
EMPRESAS ELÉCTRICAS(*)	416.5	111.7	304.8	248.9
INECEL	391.6	30.9	360.7	334.3
TOTAL TÉRMICO	808.1	142.6	665.5	583.2

DISPONIBILIDADES HIDROELÉCTRICAS A ENE/1993

EMPRESAS ELÉCTRICAS(*)	169.9	0.0	169.9	91.2
INECEL	1.301.0	0.0	1.301.0	1.119.3
TOTAL HIDRO	1.470.9	0.0	1.470.9	1.210.5

DISPONIBILIDAD
TOTAL 2.279.0 142.6 2.136.4 1.793.7

NOTAS: (*) EMPRESAS ELÉCTRICAS INTERCONECTADAS AL SNI.
NO INCLUYE ORIENTE Y GALÁPAGOS.

FUENTE: INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002

De esta capacidad instalada, 1.470,9 Mw (64,54%), corresponden a centrales hidroeléctricas y 808,1 Mw (35,46%), a centrales termoeléctricas.

Por razones de insuficiencia de caudales en los períodos de estiaje, que se presentan entre los meses de octubre y febrero de cada año, la potencia firme de las centrales hidroeléctricas se reduce a 1.210,5 MW; además, debido al insuficiente mantenimiento del Parque Térmico, la potencia firme de estas centrales se reduce a 583.2 MW, con lo cual la potencia disponible efectiva del SNI a enero de 1993, es apenas de 1.793,7 MW.

A continuación se detalla la potencia instalada en las diferentes centrales hidroeléctricas y termoeléctricas del país, conforme lo señala INECEL(1993, p. A-1)¹

- Hidroeléctricas

- INECEL	1.301	MW
- Pisayambo	70	MW
- Paute I (Fases A,B)	500	MW
- Paute I (Fase C)	575	MW
- Agoyán	156	MW
- Empresas Eléctricas	169,9	MW
Total Hidráulico	1.470,9	MW

- Termoeléctricas

- INECEL	391,6	MW	-
- Estero Salado (vapor)	146	MW	
- Esmeraldas (vapor)	132,5	MW	
- Guangopolo (diesel)	31,2	MW	
- Santa Rosa (gas)	51	MW	
- Estero Salado (gas)	30,9	MW	
- Empresas Eléctricas	416,5	MW	
Total termoeléctricas	808,1	MW	
Gran Total Instalado	2.279	MW	

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 193-2002. p. A-1

3.4.2. DESARROLLO FUTURO

Sobre la base de los proyectos de generación que se hallan en proceso de ejecución, el catálogo de proyectos hidroeléctricos para el mediano y largo plazos, tanto en capacidades superiores a 100 Mw, como en centrales de mediana capacidad; así como también teniendo en consideración las posibilidades de proyectos termoeléctricos tipo vapor, gas, ciclo combinado, etc; la Dirección de Planificación de INECEL, ha evaluado y definido el programa de expansión de la generación; estableciendo la secuencia óptima de proyectos que permitan satisfacer la demanda de potencia y energía a costo mínimo; para lo cual se han empleado diferentes modelos computacionales de análisis anual de la expansión, generando secuencias factibles de equipamiento mediante un procedimiento de simulación del sistema eléctrico, tal que la oferta cubra los requerimientos anuales de demanda eléctrica. Los modelos han permitido establecer el valor presente de los costos totales anuales del plan.

La metodología seguida para la evaluación y selección del programa de equipamiento comprende, básicamente, las siguientes fases: el análisis del programa de obras actual, la formulación de alternativas de equipamiento y el análisis económico.

La información básica utilizada ha sido la proyección de la demanda de potencia y energía del SNI, correspondiente al escenario de mayor consumo, para el período 1993-2005, cuyos valores fueron los indicados en el numeral anterior.

Como resultado de los estudios, se llegó a establecer la alternativa de equipamiento de mínimo costo, cuya secuencia de expansión de generación es la que se resume en el

siguiente cuadro (INECEL, 1993, p. 6-11)¹:

CUADRO No. 3.3

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
PLAN DE COSTO MÍNIMO

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA INSTALADA (MW)	AÑO DE OPERACIÓN
ELECTROQUIL	75	Ene/1993
ELECTROQUITO	33	Feb/1993
REHABILITA.TERMO.	112	Abr-Oct/1993
TURBINA GAS	90	Dic/1993
TURBINA GAS	80	Dic/1994
TURBINA VAPOR	125	Dic/1995
DAULE PERIPA	130	Dic/1996
TURBINA VAPOR	2x70	Dic/1997
SAN FRANCISCO	230	Dic/1999
TURBINA GAS	80	Ene/2001
MAZAR	180	Dic/2001

Debe mencionarse que este Plan, luego de haber sido aprobado por el Directorio de INECEL y por el Señor Presidente de la República, ha sufrido una serie de retrasos en la ejecución de todas las instalaciones de generación previstas para entrar en servicio entre los años 1993 y 1996.

El más notorio de los retrasos es el que viene sufriendo el Proyecto Hidroeléctrico Daule-Peripa; previsto que entre en servicio en Enero de 1988 y en la última reprogramación, en diciembre de 1996; sin que hasta la presente fecha exista certeza sobre la fecha en que podrá hacerlo.

Los programas de equipamiento del SNI, son ilustrados en los Gráficos No. 3.1. y 3.2.

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002 p. 6-11

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DEL SNI POTENCIA (MW)

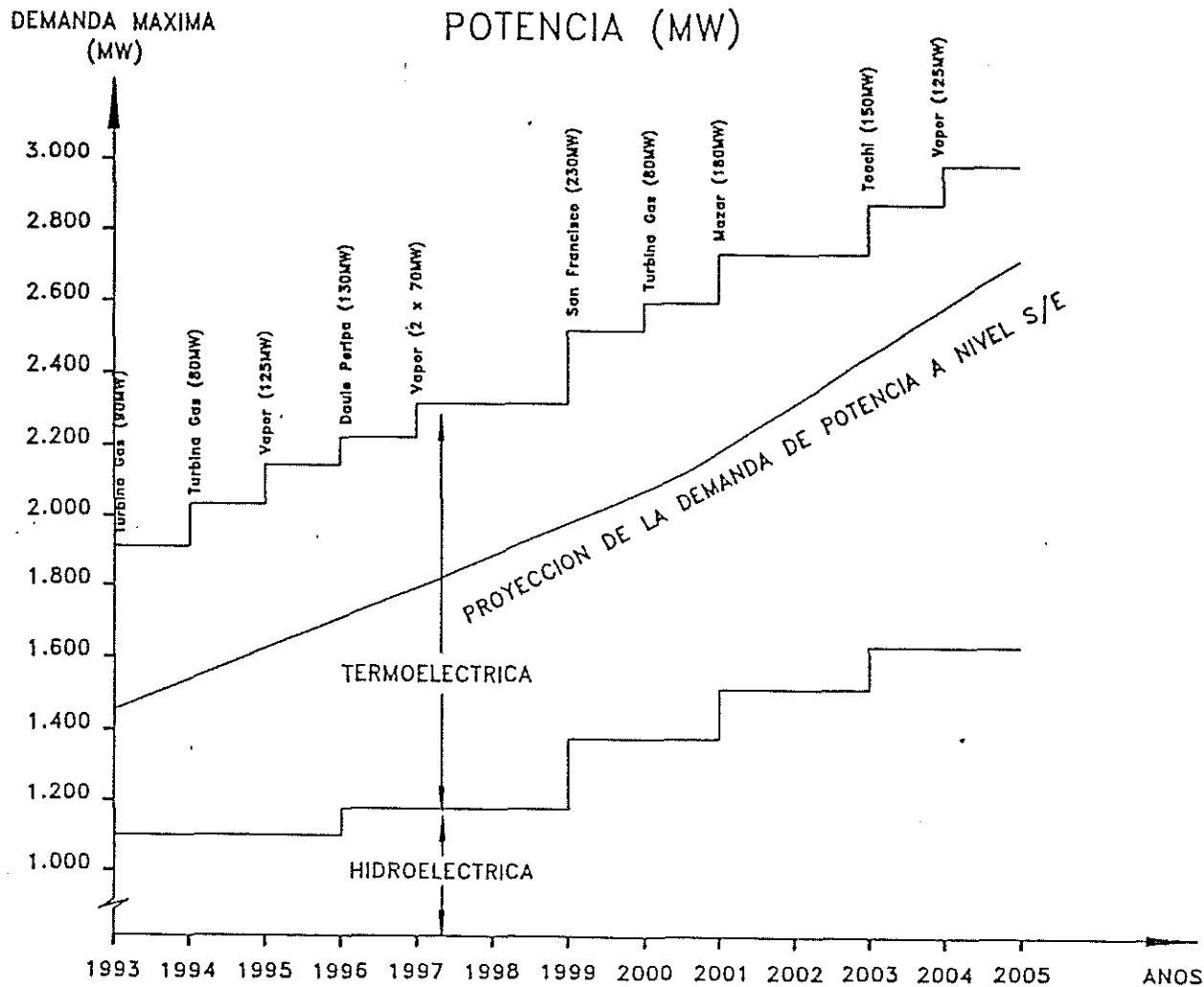


GRÁFICO NO. 3.1.

GENERACION
(GWh)

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DEL SNI ENERGIA (GWh)

(PLAN A)

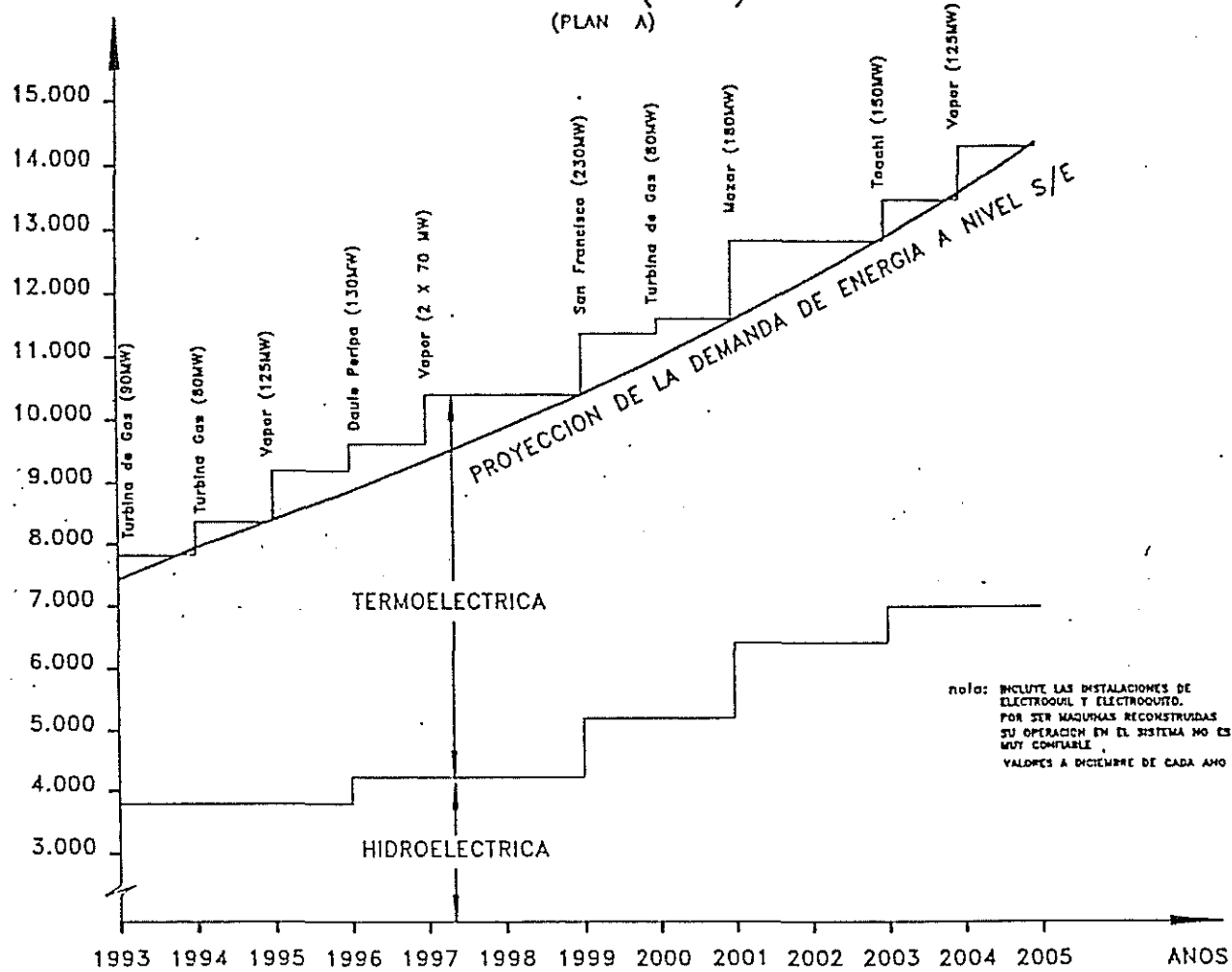


GRÁFICO NO. 3.2.

En los gráficos indicados se ilustra la proyección de la demanda de potencia (MW) y de energía eléctricas (GWh) a nivel de subestación principal de los Sistemas Eléctricos Regionales; así como también, el equipamiento actual y el plan de expansión de la generación de costo mínimo en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

3.5 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para los propósitos del presente capítulo; y en razón que en los próximos capítulos se tratará en detalle al Sistema de Transmisión, se consigna a continuación una breve reseña, sobre la base de la información contenida en El Plan Maestro 1993-2002 (INECEL, 1993, pp. 7-1 y 7-2)¹.

El Sistema Nacional de Transmisión tiene como objetivo básico: evacuar la potencia generada por las centrales eléctricas del SNI, y distribuirla, en las mejores condiciones de operación y seguridad, hacia los principales centros de consumo de energía eléctrica del país.

Además, tiene la finalidad de facilitar la integración de todas la provincias del país en un solo sistema eléctrico nacional, que produzca los mayores beneficios y los menores costos de operación.

Sobre la base de estudios técnico-económicos de alternativas de expansión de la red eléctrica nacional, realizados desde el año 1966, INECEL planificó la construcción de un anillo tronca de 230 kv, doble circuito, cuyo recorrido permitiera unir los mayores centros de generación y consumo del Sistema Nacional Interconectado.

Según la misma versión: a partir de la red de 230 kv, se ejecutarían sistemas de transmisión radial de 138 kv, por

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. pp.7-1, 7-2

medio de los cuales se suministraría energía eléctrica, a otros importantes centros poblacionales del Ecuador.

3.5.1 EQUIPAMIENTO INSTALADO

Para principios del año 1993, el Sistema Nacional de Transmisión contempló: 820 Km de líneas de 230 kv, correspondiente al anillo troncal de doble circuito y 1.171 Km de líneas de 138 kv, correspondientes a las líneas radiales.

En cuanto al equipamiento en subestaciones, la capacidad instalada fue de 4.168 MVA nominales con ventilación natural (OA); de esta valor, la capacidad en subestaciones de reducción del voltaje fue de 1.894 MVA, y en subestaciones de elevación del voltaje, 2.274 MVA.

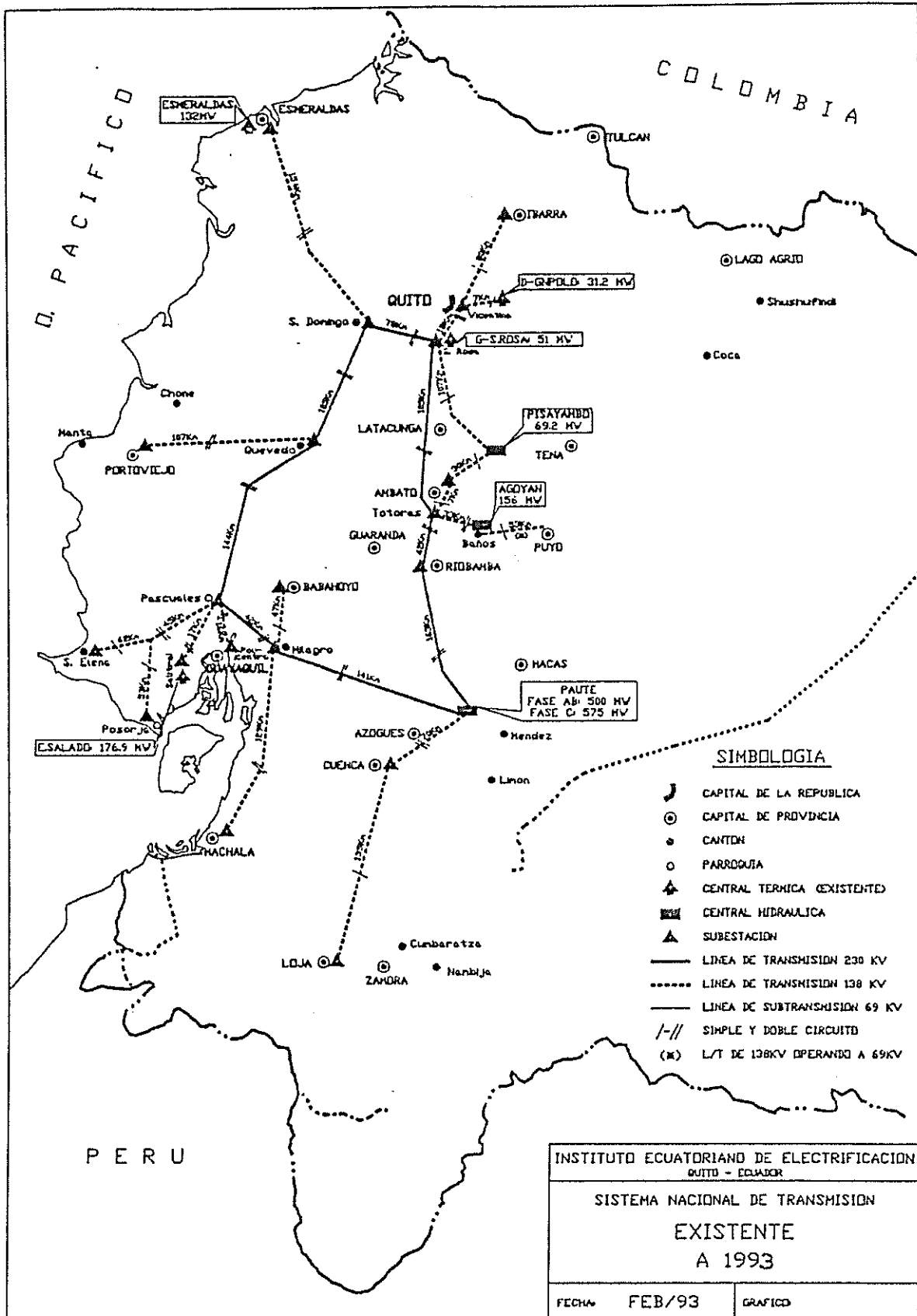
En el Gráfico No. 3.3. se presenta el croquis eléctrico del Sistema Nacional de Transmisión, a enero de 1993, en el cual se ilustra en forma aproximada las rutas de las líneas de transmisión y la ubicación de las subestaciones principales de reducción que alimentan a los sistemas regionales.

3.5.2. EQUIPAMIENTO FUTURO

El programa de equipamiento futuro del Sistema Nacional de Transmisión, contempla, según versión de INECEL (1993, p. 2-2)¹, la instalación y puesta en servicio de 419 km de líneas de 230 kv; 567 km de líneas de 138 kv; 1.344 MVA de capacidad nominal autorefrigerada en subestaciones de reducción del voltaje y 374 MVA de capacidad nominal autorefrigerada en subestaciones de elevación de voltaje; además de la instalación de 138 MVAR en condensadores, en diferentes subestaciones .

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. p.2-2

GRÁFICO No. 3.3.



3.6 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Se había mencionado que otro de los componentes del Sistema Nacional Interconectado es el Sistema de Distribución; a través del cual se hace posible el llegar con la energía eléctrica hasta los usuarios del servicio. Esta etapa funcional es responsabilidad de las empresas eléctricas regionales, que como se había indicado anteriormente, son 19 en total.

Estas empresas eléctricas regionales están estructuradas como entidades privadas (sociedades anónimas), que operan en el marco de la Ley de Compañías.

De estas empresas, 18 son filiales de INECEL, mientras que la Empresa Eléctrica del Ecuador -EMELEC-, pertenece a capitales privados y tiene como área de concesión la ciudad de Guayaquil.

Además de la distribución de la energía eléctrica, las empresas regionales son responsables de la comercialización, dentro de su área de concesión.

La mayoría de las empresas regionales han venido incorporándose paulatinamente al servicio del Sistema Nacional Interconectado; conforme lo ha permitido la construcción y puesta en servicio de los correspondientes sistema de transmisión y subestaciones principales.

Además de las 19 empresas eléctricas; en las provincias del Oriente y en Galápagos, operan pequeños sistemas eléctricos, bajo la responsabilidad de INECEL y el apoyo logístico de las autoridades locales.

A continuación, se presenta la nómina de las diecinueve empresas eléctricas que actualmente existen en el país.

El orden de presentación, está en concordancia con las fechas de incorporación de dichas empresas al Sistema Nacional Interconectado, la cual se la ha venido realizando a partir de 1977 hasta 1988, según lo señalado por INECEL (1992)¹:

Empresa Eléctrica Quito S.A.
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.
Empresa Eléctrica Ambato, Regional Centro Norte
Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.
Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
Empresa Eléctrica Regional Norte
Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.
Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.
Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A.
Empresa Eléctrica Centro Sur C.A.
Empresa Eléctrica Milagro C.A.
Empresa Eléctrica Santo Domingo de los Colorados S.A.
Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.
Empresa Eléctrica El Oro
Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.
Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.
Empresa Eléctrica Bolívar S.A.
Empresa Eléctrica Azogues S.A.
Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

Debe mencionarse que, hasta la presente, la única empresa no incorporada al Sistema Nacional Interconectado, es la empresa Regional Sucumbíos.

¹ INECEL, 1992, El Sistema Nacional Interconectado. pp.4-5

CAPITULO IV

EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Conforme se indicó en capítulos anteriores, el sistema eléctrico ecuatoriano, como todo sistema eléctrico de potencia, tiene tres etapas funcionales; a saber: generación, transmisión y distribución; cada una de ellas, por consideraciones de orden técnico-económico, operan en diferentes niveles de voltaje.

En el presente capítulo se tratará en detalle los aspectos relacionados con el sistema de transmisión, que para el caso ecuatoriano se lo ha denominado "Sistema Nacional de Transmisión" -SNT-.

4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El Sistema Nacional de Transmisión -SNT-; es el conjunto de subestaciones y líneas de transmisión que permiten llevar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de carga de las empresas eléctricas regionales.

Según versión de INECEL (1994, p.1)¹:

La columna vertebral del sistema de transmisión consiste en líneas de 230 kv que van desde las centrales del Sistema Nacional Interconectado hasta las subestaciones principales y de éstas, salen líneas de transmisión radiales a 138 kv.

El anillo troncal constituido por las líneas de transmisión de doble circuito, que operan a un nivel de voltaje de 230 kv, tienen actualmente, como área de influencia, las provincias de la sierra y de la costa.

¹INECEL, 1994. Sistema Nacional de Transmisión, Informe trimestral. pp 1.

Según otra versión de INECEL (1993, pp. 7-1 y 7-2)¹:

El Sistema Nacional de Transmisión tiene como objetivo básico: evacuar la potencia generada por las centrales eléctricas del SNI, y distribuirla, en las mejores condiciones de operación y seguridad, hacia los principales centros de consumo de energía eléctrica del país.

Además, tiene la finalidad de facilitar la integración de todas las provincias del país en un solo sistema eléctrico nacional, que produzca los mayores beneficios y los menores costos de operación.

Sobre la base de estudios técnico-económicos de alternativas de expansión de la red eléctrica nacional, realizados desde el año 1966, INECEL planificó la construcción de un anillo troncal de 230 kv, doble circuito, cuyo recorrido permitiera unir los mayores centros de generación y consumo del SNI. A partir de la red de 230 kv, se ejecutarían sistemas de transmisión radial de 138 kv, por medio de los cuales se suministraría energía eléctrica, a otros importantes centros poblacionales del Ecuador.

Estudios actualizados, han permitido ratificar que el anillo de 230 Kv continúa siendo el esquema óptimo del sistema de transmisión, para servir adecuada y económicamente a los sistemas regionales que están integrados al sistema eléctrico nacional.

De acuerdo con el Plan Maestro de Electrificación del período 1980-1984, en el año 1985 debía haberse perado el esquema de transmisión planteado por INECEL, tal como se muestra en el Gráfico No. 4.1.

El Sistema de Transmisión planificado para el mencionado año, comprendía la operación de: 1.153 km de líneas de 230 kv; 1.019 km en líneas de 138 kv; y, 2.539 MVA, de capacidad autorefrigerada (OA), en subestaciones de reducción.

Del sistema de transmisión planificado para el año 1985, apenas se lograron construir: 615 km en líneas de 230 kv (53% de lo programado), 638 km en 138 Kv (63%) y 1384 MVA en subestaciones de reducción (55%), conforme se ilustra en el Gráfico No. 4.2.

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. pp.7-1 a 7-2

GRÁFICO No. 4.1.

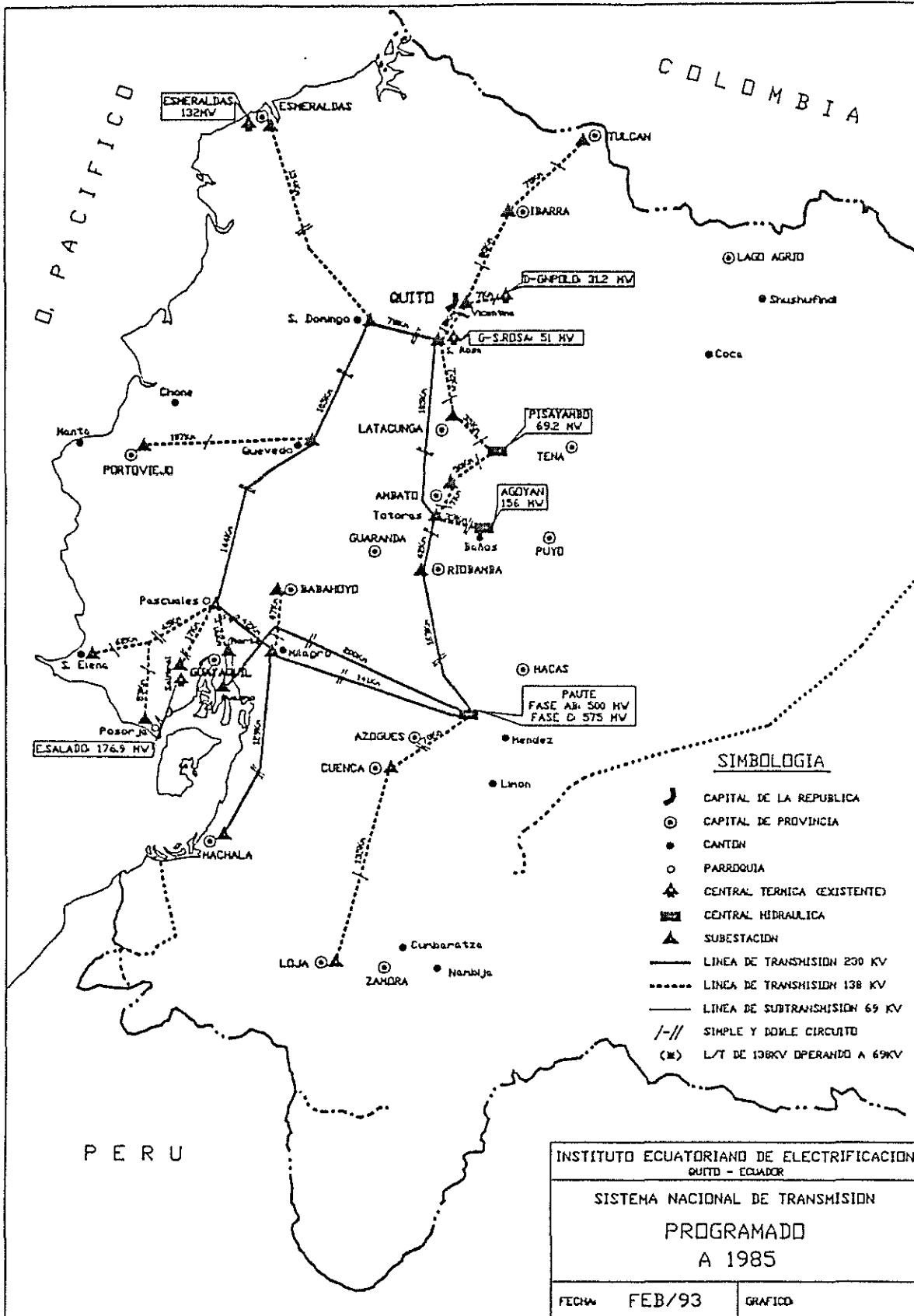
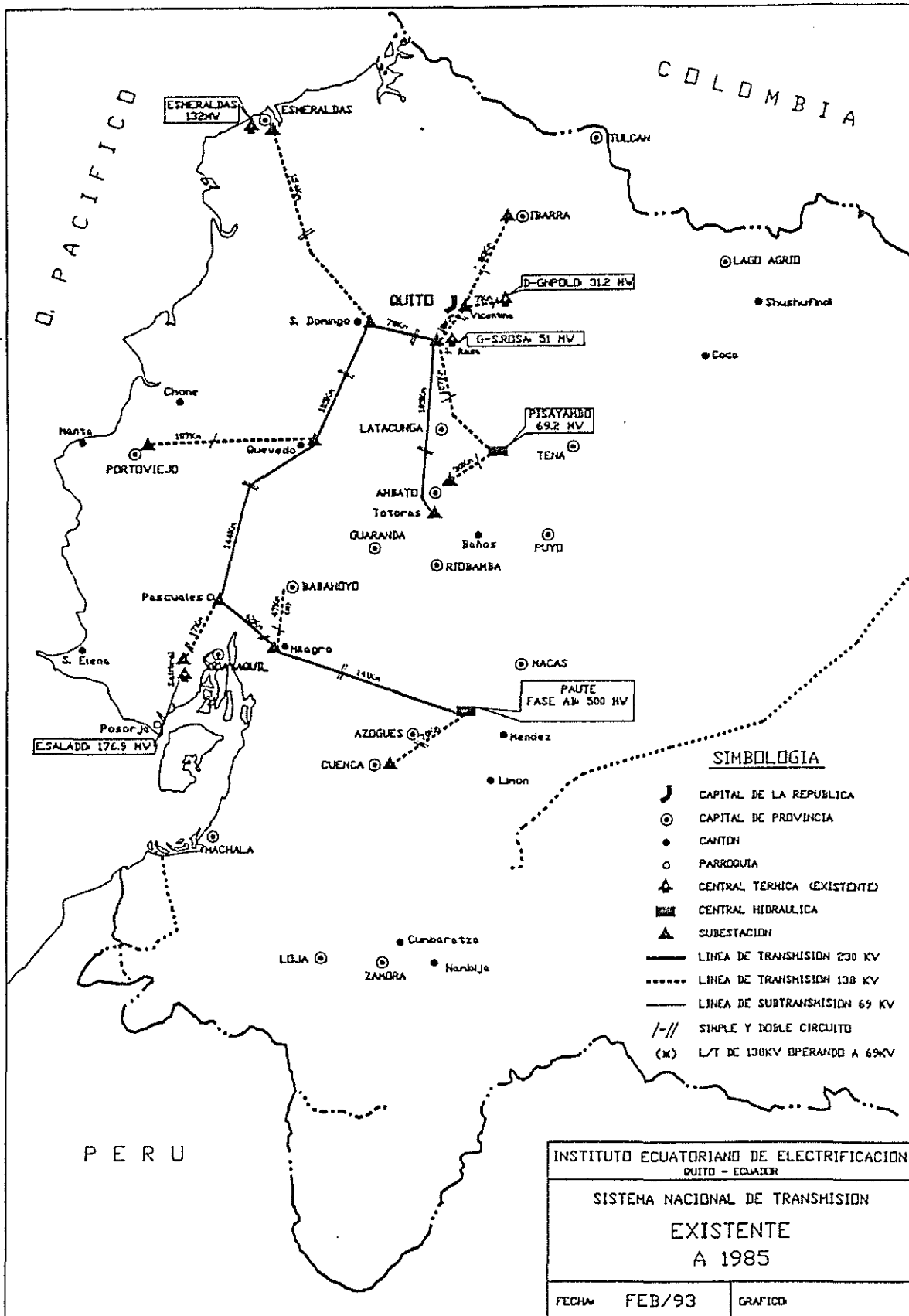


GRÁFICO No. 4.2.



Las restricciones económico-financieras que ha venido soportando el sector eléctrico a través del tiempo, ahondado por la falta de decisiones que las autoridades sectoriales y gubernamentales no han sabido tomar, para llevar adelante y con la oportunidad requerida, el programa de ejecución de las instalaciones de la red eléctrica nacional, han sido las causas para que se produjeran considerables retrasos en la operación de las obras del SNI.

Esto ha originado, además, que el suministro de energía se realice en niveles de operación menores a los estipulados; y que, tampoco se haya conseguido integrar, bajo el mismo sistema eléctrico, todas las provincias del Ecuador; en especial, aquellas ubicadas en la Región Oriental.

Sobre la base de las referencias anotadas, bien se puede enunciar que el Sistema Nacional de Transmisión - SNT-; es el conjunto de líneas de transmisión de 230 kv y de 138 kv, que permiten llevar la energía eléctrica desde las centrales de generación, hasta las subestaciones principales de los sistemas eléctricos regionales.

El Sistema Nacional de Transmisión, que actualmente está en operación, en su parte troncal de 230 kv, consiste básicamente de una línea de transmisión de doble circuito que interconecta las centrales y subestaciones principales siguientes: la subestación Molino en el Proyecto Hidroeléctrico Paute, las subestaciones de Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato), Riobamba, para completar el circuito, con la interconexión con Paute; conformando así lo que se conoce como el "anillo de transmisión".

Las subestaciones indicadas reducen el voltaje de 230 kv a otro menor de 69 kv; en unos casos, directamente como en las subestaciones Milagro y Riobamba; y en la mayoría de, a través de dos etapas de transformación, una primera que reduce el voltaje de 230 kv a 138 kv y luego una segunda etapa que reduce de 138 kv a 69 kv.

De estas subestaciones, mediante líneas radiales de 138 kv o de 69 kv, se lleva la energía eléctrica dentro del área de concesión de la empresa eléctrica regional.

4.2. COMPONENTES FÍSICOS

En el presente numeral, se dará una idea general de los componentes físicos que forman parte del Sistema Nacional de Trasmisión -SNT-; sobre la base de las características principales de las líneas de transmisión de 230 kv y de las subestaciones de reducción del voltaje desde 230 kv a 138 kv, (230/138 kv).

Conforme se indicó en capítulos previos, los componentes básicos del SNT son las subestaciones y las líneas de transmisión.

4.2.1 SUBESTACIONES

Las subestaciones que forman parte del SNT, son instalaciones que mediante el empleo de diferentes equipos eléctricos permiten cumplir las funciones básicas de: transformar el voltaje, realizar maniobras de conexión y desconexión con el resto del sistema, proteger las líneas de transmisión que se conectan a la subestación y proteger las propias instalaciones de la subestación.

Estos equipos por consideraciones de orden físico y de orden económico suelen estar instalados, en la gran mayoría de los casos, a la intemperie; en los denominados patios de las subestaciones.

Estos patios son básicamente tres; a saber:

- El patio de maniobras de alta tensión, donde se ubican los equipos que permiten: realizar la protección de las líneas y de la subestación; ejecutar maniobras de conexión

y desconexión de circuitos; realizar interrupción de corrientes eléctricas en condiciones normales y bajo condiciones de fallas y ejecutar seccionamientos entre diferentes circuitos eléctricos;

- El patio de transformadores, donde se ubican los transformadores de la subestación, que permiten cambiar el nivel de voltaje , ya sea para elevarlo o para reducirlo; y junto a ellos, los equipos de maniobra, control, medición, seccionamiento y protección, de este equipo;

- El patio de maniobras de baja tensión, que cumple función similar al de alta tensión, pero a un menor voltaje.

En estos patios, la mayoría de los equipos suelen ubicarse sobre fundaciones individuales; y en algunos casos, sobre estructuras metálicas.

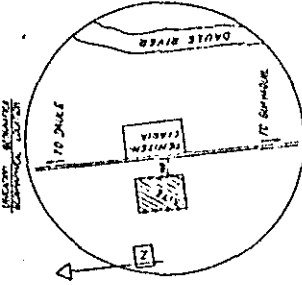
Como elementos adicionales a los equipos eléctricos; se levantan en los patios estructuras metálicas que sirven para sustentar los conductores eléctricos de los circuitos que llegan a la subestación o los que salen de la misma, y de los cables de apantallamiento de la subestación. En algunos casos, las estructuras sirven para soportar equipos que por sus menores dimensiones no requieren de fundaciones individuales.

Como complemento, en los patios de la subestación, se tiene los respectivos caminos de acceso; las canaletas para llevar los cables de fuerza, de control y protección; la malla de tierra de la subestación; el sistema de iluminación, etc.

Los Gráficos No. 4.3. y 4.4. ilustran mediante una vista de planta y una vista de corte transversal respectivamente, la distribución física y los componentes básicos de una subestación.

GRÁFICO No. 4.3.

57/51054



- SÍMBOLOS / SÍMBOLOS**
 INSTALACIONES INTERNAS
 INSTALACIONES EXTERNAS
 CABLEADO
 PUESTOS DE TRANSFORMACION
 MEDICIONES
 PUESTOS DE CONTROL
 PUESTOS DE MANTENIMIENTO
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO
 PUESTOS DE OFICINAS
 PUESTOS DE SERVICIOS
 PUESTOS DE REPARACION
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO DE MATERIALES
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO DE HERRAMIENTAS
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO DE REACTIVOS

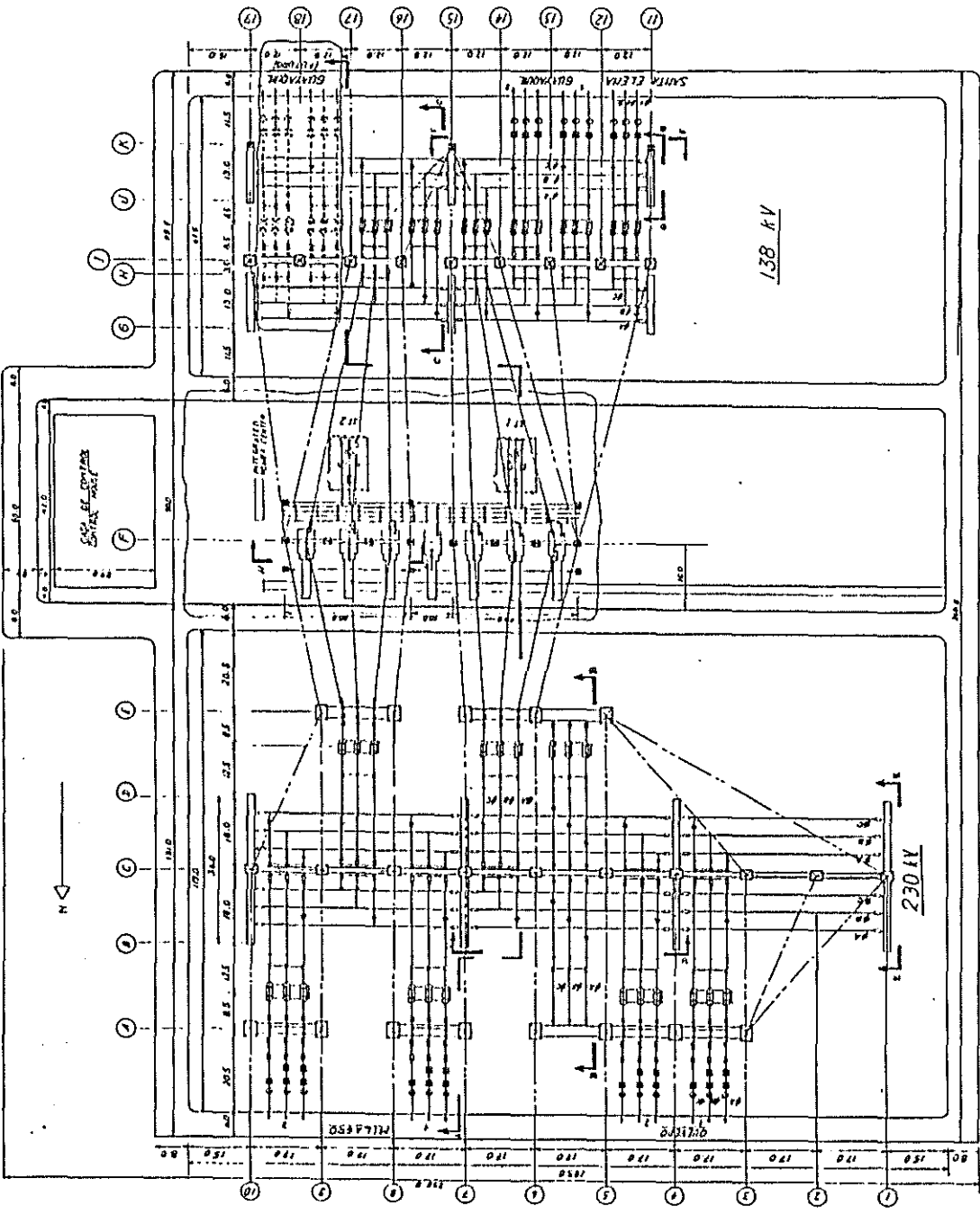
- LEGENDA**
 PUESTOS DE TRANSFORMACION
 PUESTOS DE CONTROL
 PUESTOS DE MANTENIMIENTO
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO
 PUESTOS DE OFICINAS
 PUESTOS DE SERVICIOS
 PUESTOS DE REPARACION
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO DE MATERIALES
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO DE HERRAMIENTAS
 PUESTOS DE ALMACENAMIENTO DE REACTIVOS

DEPARTAMENTO DE REFERENCIA
 REFERENCIA NUMEROS
 C804 - E - 000
 C804 - E - 000

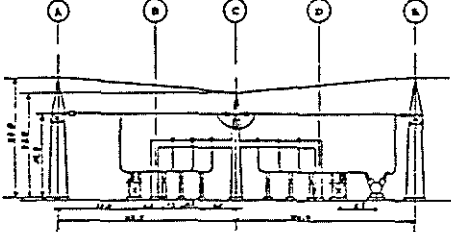
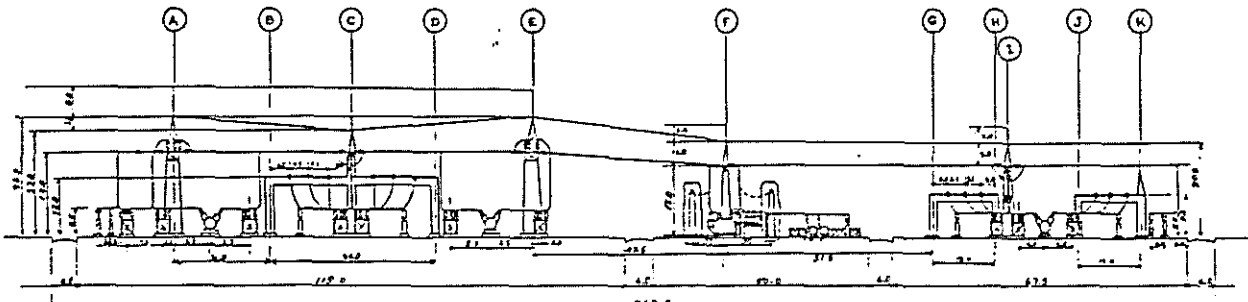
DE 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100

INTERNATIONAL ENGINEERING COMPANY, INC.
 Y CONSULTORA PAUTE
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 SUBSTACION PASCUALES
 PLANTA GENERAL

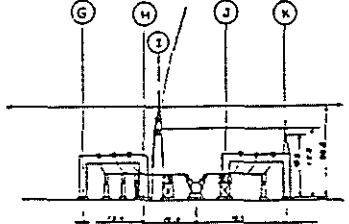
FECHA 4/ SEP/1974 C804-E-1000-1



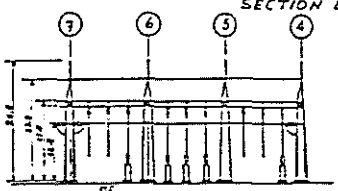
AUTORES			
NOTES			
1. LOS COMPONENTES DE esta planta son de fabricacion ecuatoriana...			
2. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
3. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
4. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
5. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
6. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
7. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
8. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
9. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
10. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
11. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
12. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
13. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
14. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
15. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
16. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
17. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
18. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
19. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
20. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
21. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
22. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
23. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
24. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
25. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
26. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
27. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
28. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
29. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
30. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
31. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
32. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
33. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
34. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
35. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
36. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
37. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
38. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
39. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
40. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
41. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
42. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
43. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
44. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
45. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
46. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
47. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
48. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
49. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
50. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
51. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
52. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
53. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
54. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
55. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
56. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
57. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
58. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
59. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
60. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
61. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
62. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
63. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
64. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
65. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
66. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
67. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
68. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
69. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
70. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
71. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
72. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
73. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
74. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
75. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
76. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
77. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
78. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
79. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
80. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
81. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
82. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
83. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
84. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
85. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
86. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
87. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
88. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
89. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
90. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
91. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
92. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
93. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
94. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
95. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
96. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
97. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
98. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
99. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			
100. La capacidad de los equipos es de 2500 KVA.			



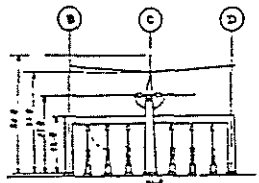
SECTION A-A



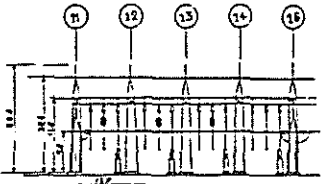
SECTION C-C



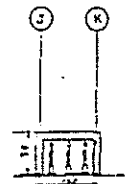
SECTION D-D



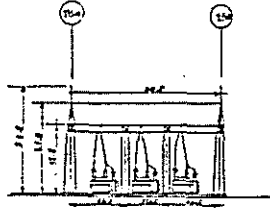
SECTION E-E












SECTION F-F



SECTION G-G



SECTION H-H

- Simbolos / Symbols**
-  DIOSIDA CAPACITIVO DE MITRANCAL
CAPACITOR BANK
 -  FILTRO DE ONDAS
LINE TRAP
 -  SECCIONADOR OPERADO A MOTOR
MOTOR OPERATED DISCONNECTOR SWITCH
 -  REINTERRUPTOR DE AUTO-RECLOSER
RE-SETTING AUTOMATIC RECLOSER
 -  PARARRAYOS
LIGHTNING ARRESTER
 -  ANILLO DE AISLAMIENTO
INSULATOR
 -  PILAR DE SOPORTE
SUPPORT STRUCTURE
 -  BARRAS
BUSBARS
 -  TIERRA
GROUND

DISEÑOS DE REFERENCIA
Reference Drawings

0904-E-1000
0904-E-1002

NOTAS / NOTES

1. LAS DIMENSIONES SON EN METROS
DIMENSIONS ARE IN METERS

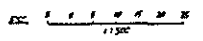


GRÁFICO NO. 4.4.

INTERNATIONAL ENGINEERING COMPANY, INC. Y CONSULTORA PAUTE			
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR			
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION SUBESTACION PASCUALES SECCIONES			
NO. 01	FECHA 5/SEP/1974	10904-E-1001-1	

FECHA 5/SEP/1974	10904-E-1001-1
------------------	----------------

Conforme puede verse en los gráficos antes indicados, se tienen otros componentes adicionales en una subestación; tales como el patio de servicios auxiliares, que sirven para ubicar los equipos que dan la energía eléctrica para el servicio propio de la subestación; la llamada casa de control, que no es sino una edificación dentro de la cual están ubicados aquellos equipos que no pueden ser instalados a la intemperie; a saber: los tableros de medición, señalización, protección y maniobra; los bancos de baterías, los tableros y algunos equipos de servicios auxiliares; y, la casa del guardián.

4.2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión, para cumplir con sus función, tienen como elemento básico para el transporte de energía, a los conductores; los cuales, por consideraciones técnicas y económicas son conductores desnudos instalados a la intemperie; que se sustentan, mediante diferentes herrajes, a las cadenas de aisladores; estas a su vez se hallan suspendidas en estructuras metálicas levantadas sobre fundaciones de hormigón.

Los conductores empleados para la gran mayoría de líneas de transmisión son aquellos compuestos por varios hilos conductores de aleación de aluminio, trenzados sobre un núcleo formado por varios hilos de acero; este tipo de conductor es el denominado de ACSR; donde los hilos de aluminio son la parte conductora de la electricidad y los hilos de acero dan la resistencia mecánica al conductor.

Las estructuras de sustentación de los conductores son usualmente estructuras metálicas formadas por perfiles de acero galvanizado ensamblados en celosía. En cuanto a sus dimensiones y configuración depende del número de circuitos, disposición física de los conductores, esfuerzos mecánicos que debe soportar, distancia de separación entre

estructuras, distancias de seguridad al suelo, función que cumplen (suspensión, angular, retención, etc), nivel de voltaje, el cual a su vez determina las mínimas distancias que se requieren hasta el suelo, hacia otros objetos y entre conductores.

En cuanto a los aisladores, como su nombre lo indica su función es servir de elemento de aislamiento entre el conductor y la estructura metálica; el número, dimensiones y características eléctricas y mecánicas dependen del nivel de voltaje, de las tensiones eléctricas y mecánicas que pueden presentarse y del nivel de seguridad que deba darse al sistema de transmisión. Los aisladores que generalmente se emplean para líneas de transmisión de alto voltaje son de porcelana o también de vidrio.

En cuanto los herrajes, se emplean los de aluminio para conductores y de acero galvanizado para cables de acero.

Para el caso del "Anillo de Transmisión" de 230 kv, las características básicas son, según lo indicado por Orejuela (1986, pp. 9-10)¹, las siguientes:

La ruta de las líneas de transmisión atraviesan tanto terreno escarpado ubicado a gran altura, como también terreno prácticamente plano ubicado a nivel del mar.

Para propósitos de diseño de las líneas de transmisión se asumieron dos tipos de zonas geográficas con las siguientes características:

- ZONA 1: Terreno costanero, ubicado al oeste de la cordillera occidental de los Andes con alturas menores que 1.000 msnm, prácticamente plano y de baja resistividad variable entre 10 y 400 ohmio-metro; la temperatura variable entre 13°C y 32°C y con humedad promedio de 84%. El nivel cerámico asumido fue de 30 y una clase de contaminación media comprendida entre los tipos B y C.

¹OREJUELA, V. 1986. Influencia de los sobrevoltajes de maniobra en el comportamiento del aislamiento ..., p.9

- ZONA 2: Terreno montañoso localizado en la cordillera de los Andes con alturas que oscilan entre los 1.000 msnm y 3.500 msnm; escarpado y de alta resistividad, variable entre 1000 y 10000 ohmio-metro; la temperatura es variable entre 0°C y 30°C y la humedad promedio es de 80%. Se asumió un nivel cerámico igual a 50 y una clase de contaminación ligera tipo B.

Las líneas de transmisión de 230 kv están constituidas por torres de acero, autosoportantes, de doble circuito con un conductor por fase, de 31.96 mm de diámetro, calibre 1113 kcm de ACSR. La disposición de las fases es vertical.

Estas líneas están apantalladas por cables de guarda de acero galvanizado de 3/8 de pulgada, de diámetro. Para la zona 1 se tiene un cable de guarda formando un ángulo de apantallamiento de 30 grados, mientras que para la zona 2 se tienen dos cables de guarda que forman ángulos de apantallamiento de 20 grados.

El vano de diseño (separación entre estructuras) establecido en los estudios de conductor y vano económicos fue de 450 m.

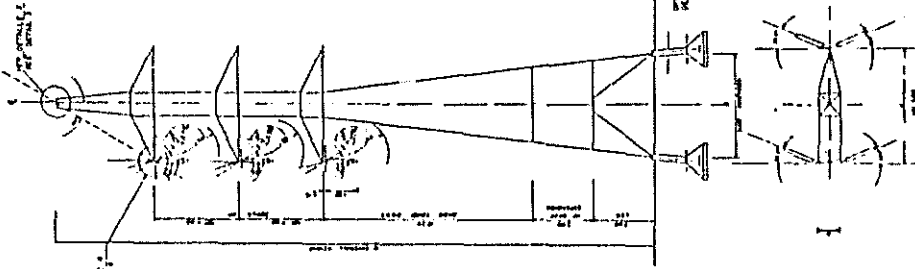
El número de aisladores fue determinado en función del grado de confiabilidad deseado, es así que para la zona 1, se emplearon 14 aisladores de porcelana de 10 pulgadas de diámetro y 5,75 pulgadas de altura; mientras que, para la zona 2, se emplearon mayor número de aisladores, para compensar la menor rigidez dieléctrica que se tiene al disminuir la densidad relativa del aire conforme se aumenta la altura de instalación; siendo 20 el máximo número de aisladores empleados en cada una de las cadenas de suspensión. Para las cadenas de retenida, se emplea un aislador adicional.

El gráfico 4.5 ilustra los componentes básicos de las torres de transmisión: estructura, fundación, crucetas, cadenas de aisladores, herrajes, conductores, cables de guarda, etc.

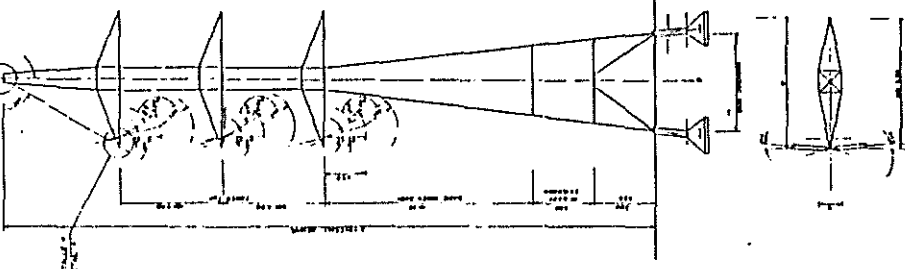
El gráfico No. 4.6. muestra los dos tipos básicos de estructuras, tanto para la zona baja (zona 1), cuanto para la zona alta (zona 2); en este gráfico se ilustra también las dimensiones de las estructuras y distancias de separación establecidas en función del nivel de voltaje y los requerimientos de seguridad.

GRÁFICO No. 4.5.

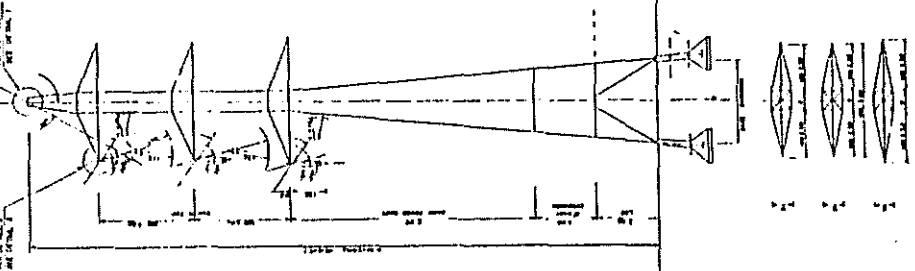
TIPO ANB-2
ANGULO Y REMATE (0°-30°)



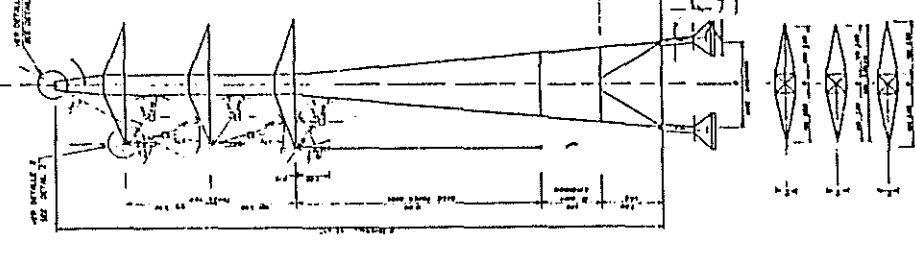
TIPO ALM-2
ANGULO LIMADO, 8°



TIPO SPI-2
SUSPENSIÓN PESADA (0°-2°)



TIPO SII-2
SUSPENSIÓN LIGERA (0°-2°)



CLEARANCES
CONCRETE CLEARANCES APPROXIMATE SHALL BE MAINTAINED AND IN THE CASE OF TOWER TYPE ANB-2, ALM-2 AND SPI-2, THE CLEARANCE SHALL BE MAINTAINED WITHIN THE TOLERANCE OF THE MANUFACTURER'S SPECIFICATIONS.

NOTES
1. THE STRUCTURE SHALL BE DESIGNED FOR WINDS OF THE SPEEDS AND DIRECTIONS INDICATED IN THE TABLES TO THE RIGHT.
2. THE STRUCTURE SHALL BE DESIGNED FOR WINDS OF THE SPEEDS AND DIRECTIONS INDICATED IN THE TABLES TO THE RIGHT.
3. THE STRUCTURE SHALL BE DESIGNED FOR WINDS OF THE SPEEDS AND DIRECTIONS INDICATED IN THE TABLES TO THE RIGHT.

GENERAL NOTES
1. THE STRUCTURE SHALL BE DESIGNED FOR WINDS OF THE SPEEDS AND DIRECTIONS INDICATED IN THE TABLES TO THE RIGHT.
2. THE STRUCTURE SHALL BE DESIGNED FOR WINDS OF THE SPEEDS AND DIRECTIONS INDICATED IN THE TABLES TO THE RIGHT.
3. THE STRUCTURE SHALL BE DESIGNED FOR WINDS OF THE SPEEDS AND DIRECTIONS INDICATED IN THE TABLES TO THE RIGHT.

LIMITES DE UTILIZACION

TIPO	VELOCIDAD DE VIENTO (MPH)	VELOCIDAD DE VIENTO (KPH)
ANB-2	100	160
ALM-2	100	160
SPI-2	100	160
SII-2	100	160

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICIDAD

UT PUEBLOS - 25 AV. OLIVA 1338 84

SOPORTES DOBLE TORNIA

DIMENSIONES GENERALES

LIMITES DE UTILIZACION

TIPO	VELOCIDAD DE VIENTO (MPH)	VELOCIDAD DE VIENTO (KPH)
ANB-2	100	160
ALM-2	100	160
SPI-2	100	160
SII-2	100	160

LIMITES DE UTILIZACION

TIPO	VELOCIDAD DE VIENTO (MPH)	VELOCIDAD DE VIENTO (KPH)
ANB-2	100	160
ALM-2	100	160
SPI-2	100	160
SII-2	100	160

LIMITES DE UTILIZACION

TIPO	VELOCIDAD DE VIENTO (MPH)	VELOCIDAD DE VIENTO (KPH)
ANB-2	100	160
ALM-2	100	160
SPI-2	100	160
SII-2	100	160

CONSULTORIA

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICIDAD

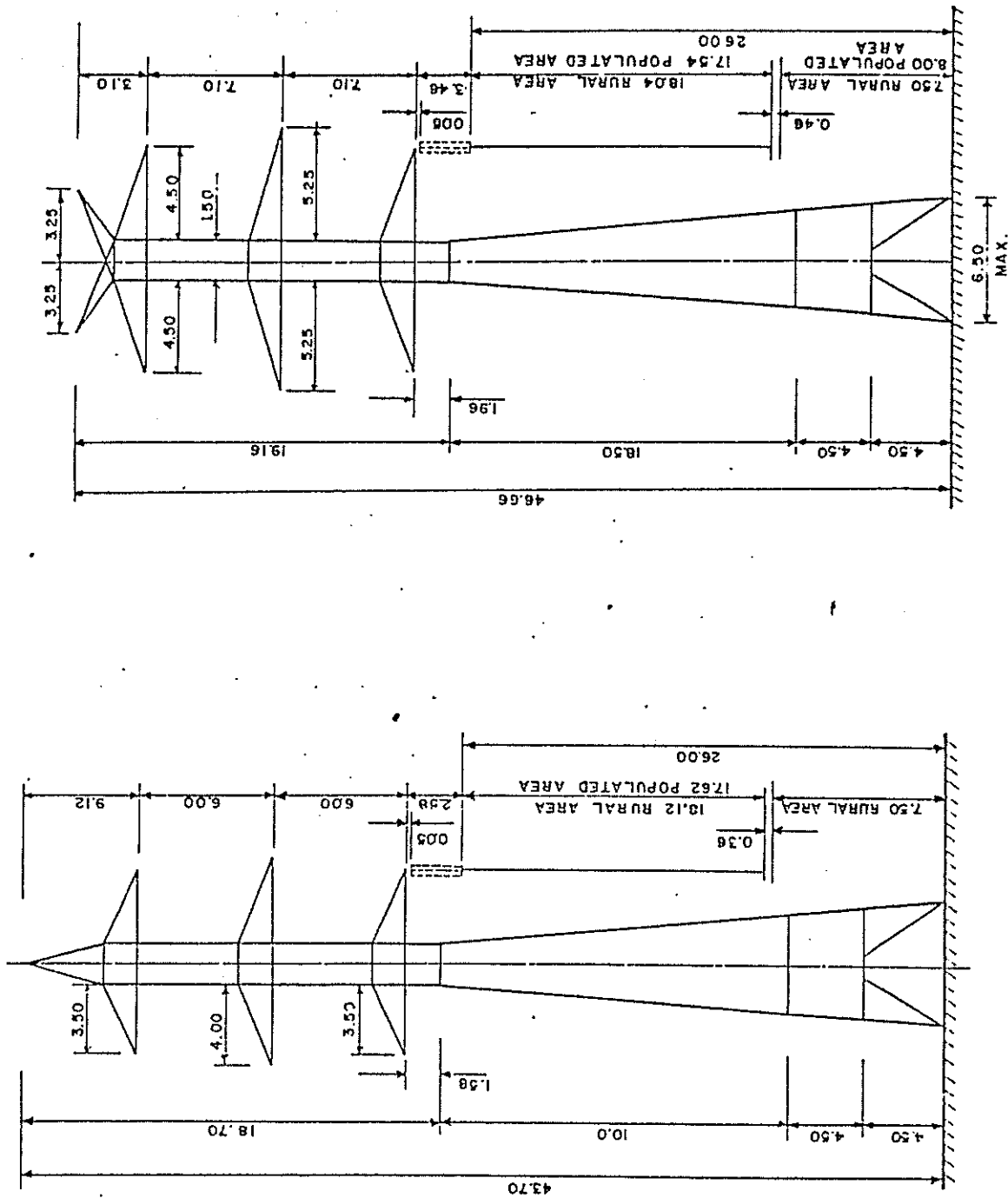
UT PUEBLOS - 25 AV. OLIVA 1338 84

SOPORTES DOBLE TORNIA

DIMENSIONES GENERALES

GRÁFICO No. 4.6.

CONFIGURACIÓN BÁSICA DE TORRES DE 230 kv



4.3. SISTEMAS COMPONENTES

Según lo indicado por INECEL (1994, p.1-6)¹:

El Sistema Nacional de Transmisión está constituido por varios sistemas que han venido integrándose a partir de 1976. A continuación se presenta un listado de estos sistemas; a saber:

1. Sistema de transmisión Pisayambo
2. Sistema de transmisión Quito-Guayaquil
3. Sistema de transmisión Quito-Ibarra
4. Sistema de transmisión Santo Domingo-Esmeraldas
5. Sistema de transmisión Quevedo-Portoviejo
6. Sistema de transmisión Pauta Fase B
7. Sistema de transmisión Agoyán
8. Sistema de transmisión Fase C
9. Sistema de transmisión Fase D
10. Otros sistemas
11. Sistema de Onda Portadora y Telecomunicaciones
12. Sistema de Supervisión y Control

En el anterior listado se han incluido el Sistema de Onda Portadora y Telecomunicaciones -PLC- ; y, el Sistema de Supervisión y Control -SSC-; como elementos adicionales del sistema de transmisión. El sistema PLC comprende la protección por onda portadora y los equipos de telecomunicaciones entre las subestaciones del sistema. En cuanto al SSC, es un proyecto concebido por INECEL hace más de quince años; sin embargo, tan solo en 1992 se logró contratar su ejecución definitiva; al momento, se están instalando los correspondientes equipos y realizando las pruebas funcionales, previas a la operación experimental y a su posterior operación comercial. Debe indicarse que éste es "un sistema de manejo de energía que incluye funciones de adquisición de datos y control para operar al Sistema Nacional Interconectado -SNI- con índices adecuados de seguridad". (INECEL, 1993, p.1)²

En Anexo No. A, se presenta un detalle las características básicas de los diferentes sistemas de transmisión antes indicados, donde se incluyen los componentes principales, longitudes de líneas, niveles de voltaje, capacidades, años de entrada en operación de los diferentes sistemas, etc.

¹INECEL. 1994. Sistema Nacional de Transmisión, Informe trimestral. pp. 1-6

²INECEL, 1993. Proyecto Sistema de Supervisión y Control p.1

4.4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN A 1993

De acuerdo con información de INECEL(1993, p.7-2)¹:

A principios del año 1993, la red eléctrica nacional estuvo conformada por un total de 1.991 km de líneas de transmisión; de las cuales 820 km, son líneas de doble circuito que operan al nivel de voltaje de 230 kv y corresponden al anillo troncal de transmisión ; y 1.171 km son las líneas radiales que operan al nivel de voltaje de 138 kv.

En cuanto a capacidad instalada en las diferentes subestaciones se tiene que: en las de elevación, hay 2.274 MVA; mientras que en las de reducción, existen 870 MVA en los voltajes de 230/138 kv y 1.024 MVA en los voltajes de 138/69 kv y 138/46 kv; lo cual da un total de 1.894 MVA de capacidad nominal autorefrigerada (OA) instalada en transformadores.

Por consiguiente, toda la capacidad instalada en el sistema llega a 4.168 MVA de capacidad autorefrigerada.

Si se considera la capacidad nominal máxima que se tiene instalada en transformadores, incluyendo aquella capacidad adicional que tienen por efecto de ventilación forzada, el valor total asciende a los 5.833 MVA.

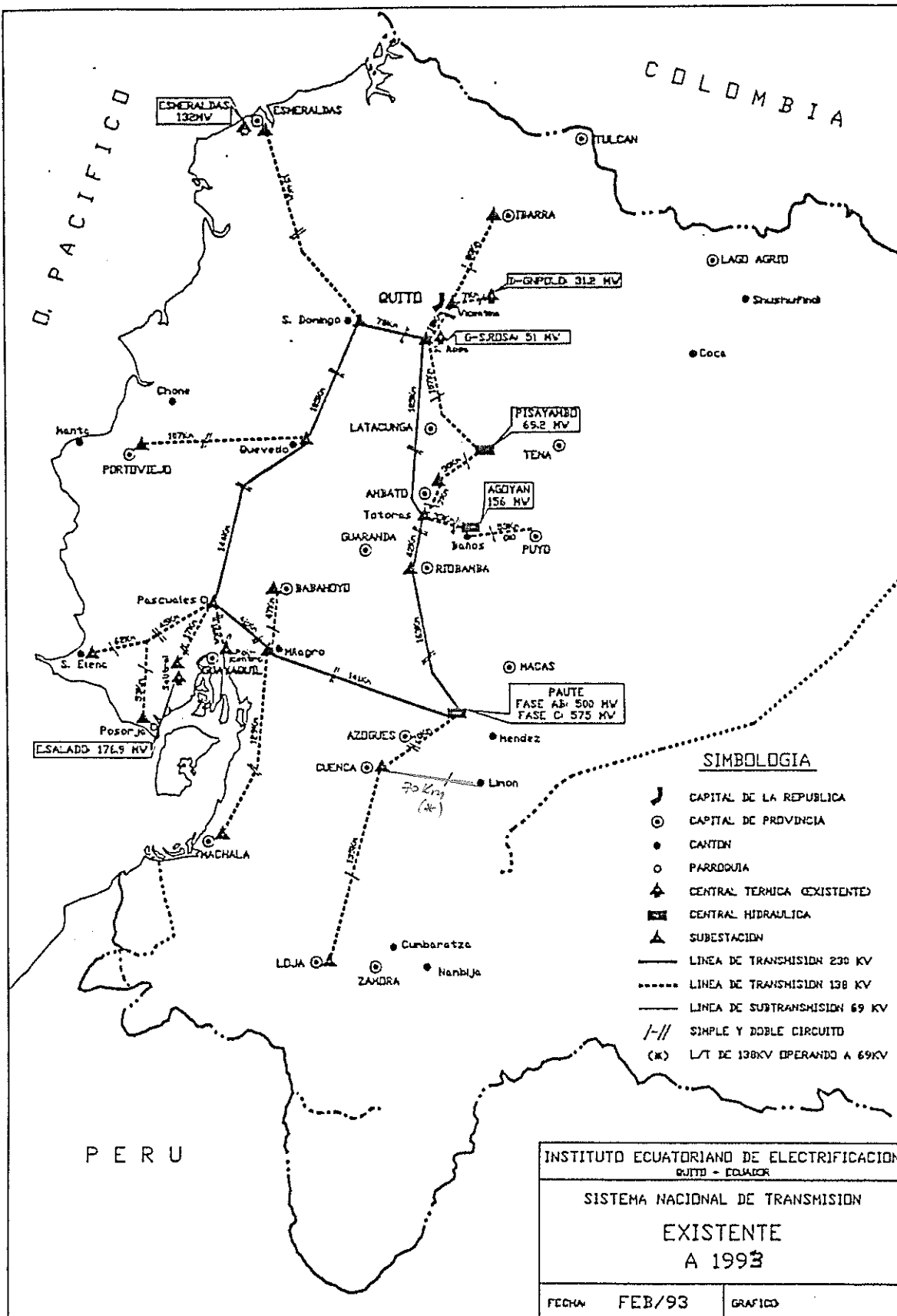
En el Gráfico No. 4.7., se ilustra, en forma esquemática, la configuración general del Sistema Nacional de Transmisión; con la ubicación aproximada de las subestaciones y la trayectoria de las líneas de transmisión.

Las instalaciones y configuración indicadas, corresponden al sistema que estuvo en operación, en 1993; según lo señalado por INECEL (1994, p.4)² (Junio)

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. p. 7-2

²INECEL, 1994. Informe de resultados de operación. p. 4.

GRÁFICO No. 4.7.



4.5. PLAN DE EXPANSIÓN

INECEL(1993, pp 7-2 a 7-13)¹, menciona que:

La Dirección de Planificación ha definido el plan de expansión de la red nacional de transmisión, sobre la base de análisis técnico-económicos de alternativas de equipamiento para evacuar la potencia de las centrales de generación y abastecer las nuevas demandas de energía eléctrica del Ecuador. Sobre la base de los estudios, se ha seleccionado aquella alternativa que a más de presentar adecuadas condiciones técnicas de operación, representa el mínimo costo. Para el análisis de la expansión, se han definido períodos de estudio y ejecución de los proyectos. En cada uno de ellos se realizan evaluaciones específicas que permitan llegar a definir las características técnicas, económicas y fecha de operación de los proyectos, y su incidencia dentro de la red de transmisión.

Para los estudios se han utilizado modelos computacionales que tienen relación con los estudios de: flujos de carga, corto circuitos, estabilidad y evaluaciones económicas.

Al momento, para los estudios eléctricos INECEL dispone del modelo de simulación de sistemas de potencia -PSS/E-, de propiedad de la compañía norteamericana POWER TECHNOLOGIES INC., el cual está considerado entre los mejores del mundo para los análisis de una red eléctrica; y para los estudios de contingencia y expansión de largo plazo, el modelo TPLAN de la misma compañía.

Para el período 1993-2002, el Plan Maestro de INECEL contempla diferentes etapas o planes de expansión del sistema de transmisión, designadas como: de corto, de mediano y de largo plazo.

En el ANEXO B se detallan las características principales de estos planes de expansión; los cuales contemplan las siguientes instalaciones:

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. pp. 7-2 a 7-13

- El plan de expansión de corto plazo comprende las obras a realizarse en el período 1993-1995; bajo las siguientes denominaciones: Fase C, Fase D1, Fase D2, Cuenca-Limón, ampliación de subestaciones del SNI, Puyo-Tena-Coca y sistemas asociados a Centrales Térmicas.

- El plan de expansión de mediano plazo comprende los siguientes sistemas de transmisión y obras a realizarse en el período 1996-1998: Milagro-Machala, sistema asociado a la central hidroeléctrica Daule-Peripa, ampliación de obras del SNI y sistema asociado a central térmica.

- El plan de expansión de largo plazo comprende los sistemas de transmisión y obras a desarrollarse en el período 1999 al 2002; a saber: San Francisco-Totoras, Santa Rosa-Pomasqui, ampliación de obras del SNI y sistemas asociados a las centrales de gas, Mazar y Toachi.

Los Gráficos No. 4.8., 4.9. y 4.10; ilustran los planes de indicados, y el No. 4.11, la configuración al año 2002.

Debe anotarse que con relación a la información de las instalaciones existentes, a saber: denominación, longitud de líneas, año de puesta en servicio y capacidad instalada en transformadores; se ha detectado que no hay consistencia entre los documentos oficiales publicados por INECEL; así por ejemplo en los documentos utilizados como referencia : Plan Maestro 1993-2002 (1993)¹; Informe Trimestral (1994)²; e, Informe de los resultados de Operación (1994)³; se presentan varias diferencias respecto a la información antes referida.

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002.

²INECEL, 1994. Sistema Nacional de Transmisión, Informe Trimestral.

³INECEL, 1994. Informe de los resultados de operación

GRÁFICO No. 4.8.

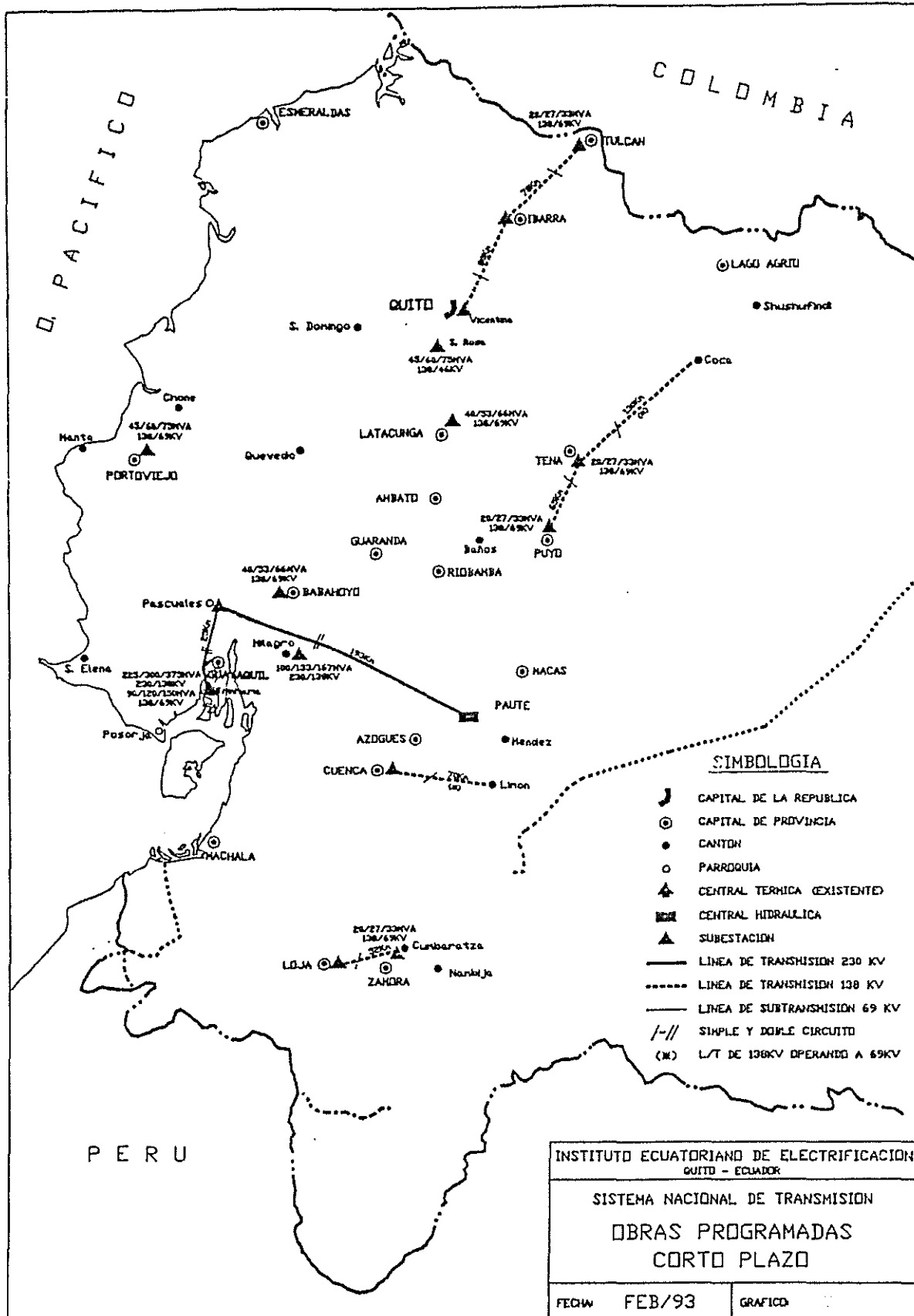


GRÁFICO No. 4.9.

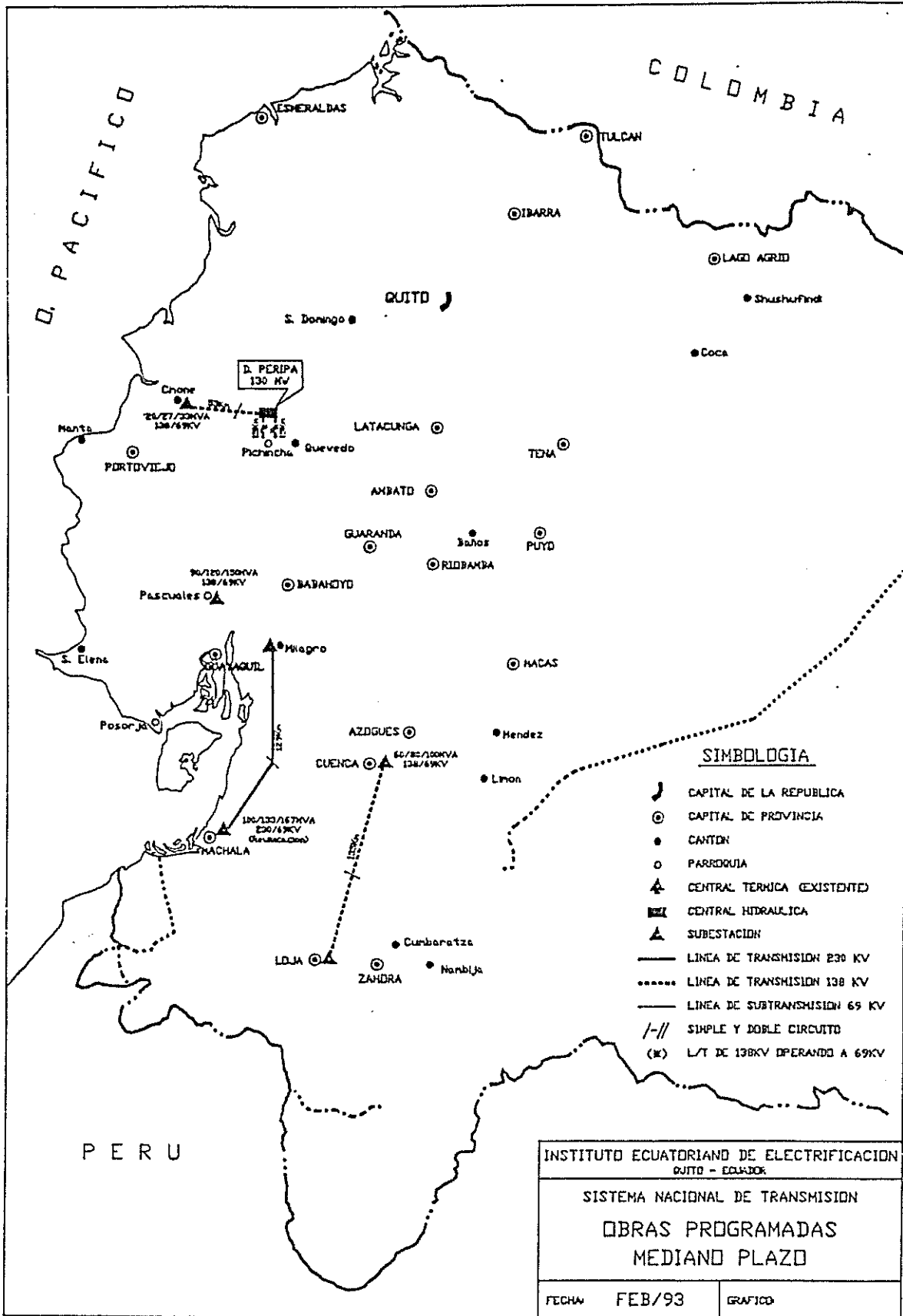


GRÁFICO No. 4.10.

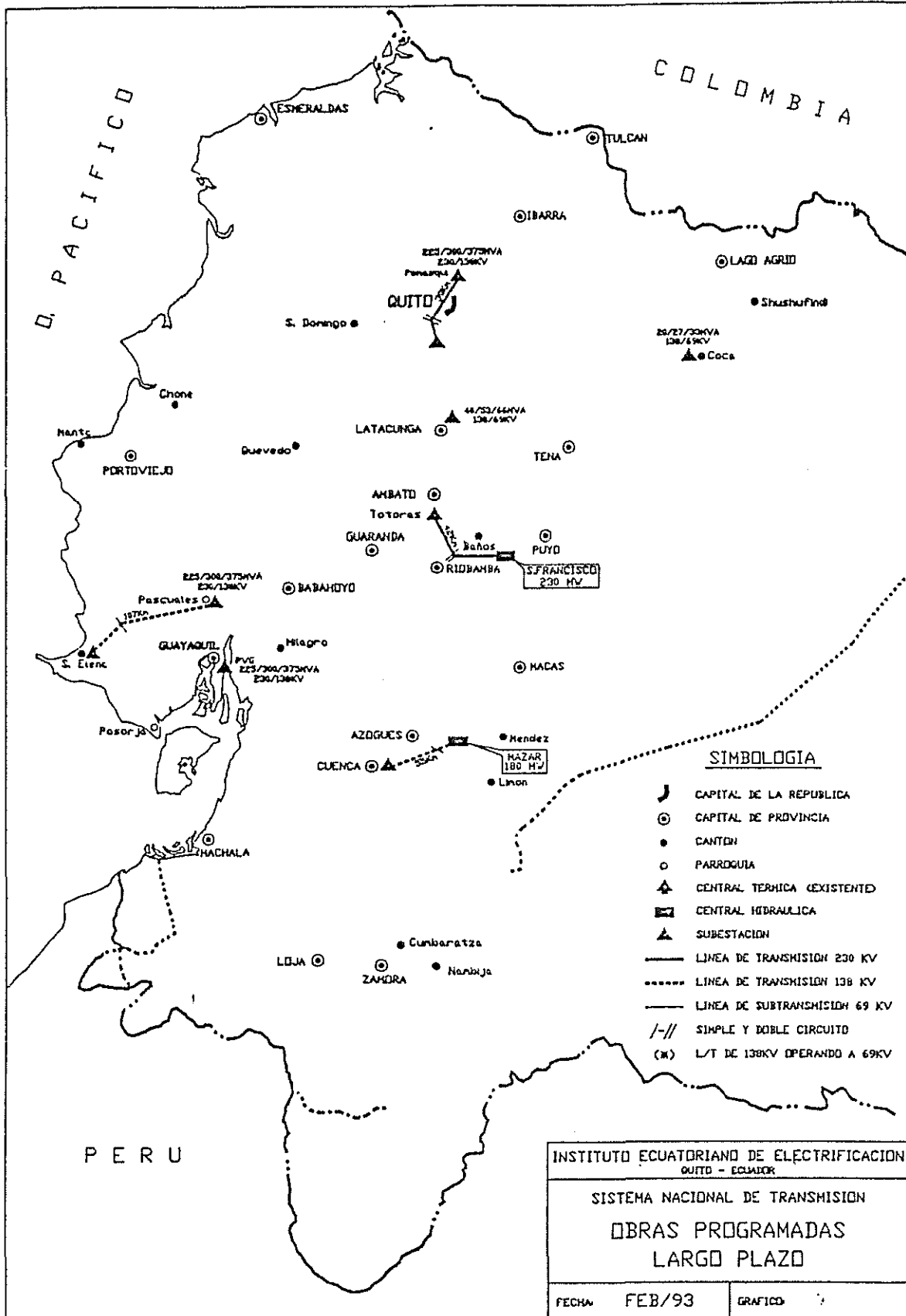
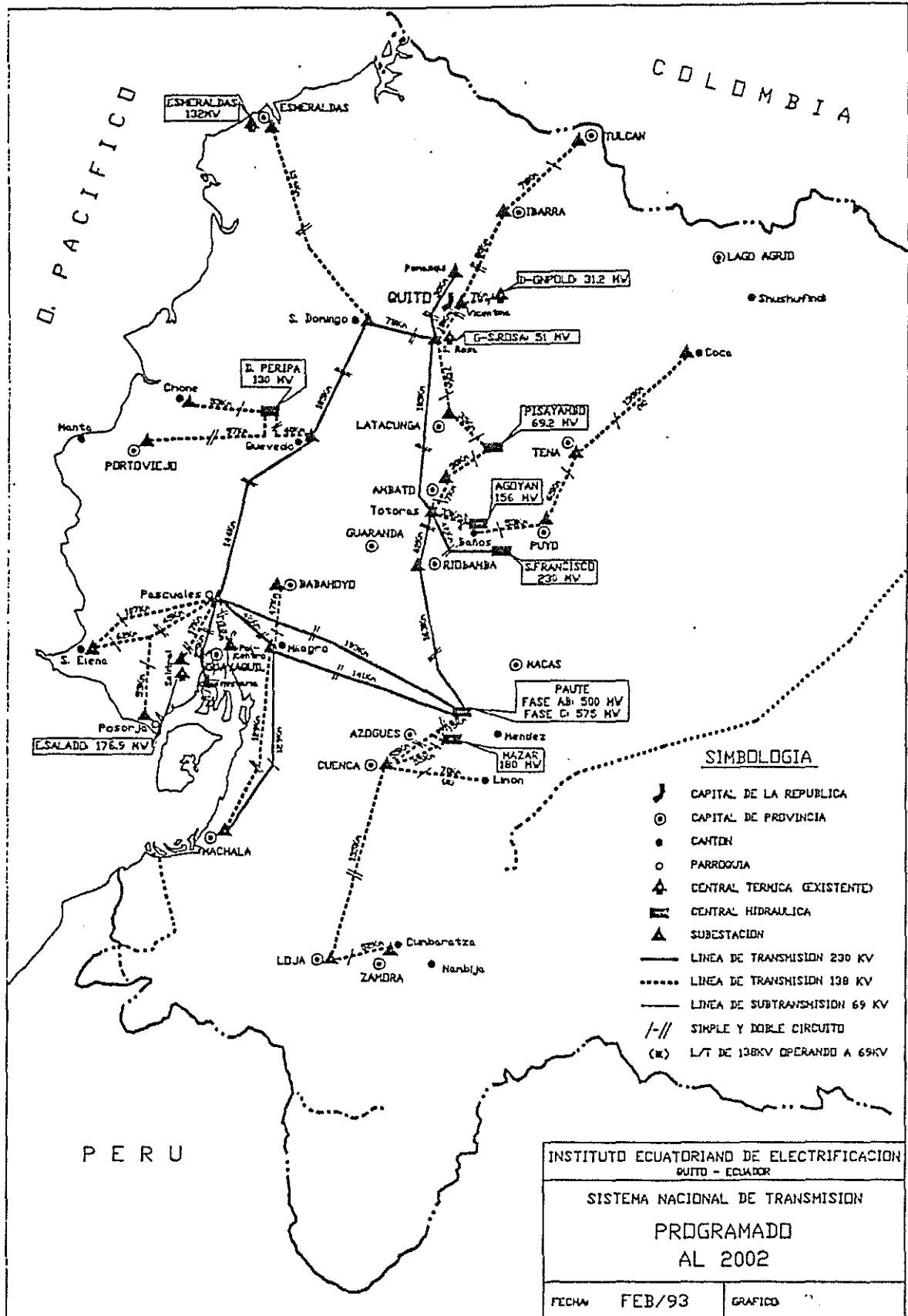


GRÁFICO No. 4.11.



CAPITULO V

RIESGOS Y PREVENCIONES

Este capítulo tiene por objeto el presentar los principales riesgos a los cuales está expuesto el Sistema Nacional de Transmisión -SNT-; así como también, las prevenciones que se han tomado para evitar o atenuar los efectos de estos riesgos; y dentro de estas, las principales protecciones implantadas en las diferentes partes del sistema.

Sin embargo, para una mejor comprensión del tema se ha estimado apropiado el presentar algunas definiciones básicas referidas a la tecnología eléctrica.

5.1 DEFINICIONES BÁSICAS

Las siguientes definiciones básicas, tienen relación con el servicio de energía eléctrica y con sus condiciones de operación.

5.1.1 OPERACIÓN NORMAL

Se dice que un sistema eléctrico está operando en condición normal cuando se mantienen la siguientes características básicas: buena calidad, seguridad, confiabilidad (continuidad) y costo mínimo.

Debe entenderse que la buena calidad queda establecida cuando la frecuencia y los voltajes del sistema eléctrico se mantienen dentro de niveles y rangos adecuados.

Para el caso del Sistema Nacional Interconectado, los rangos de variación o bandas de tolerancia adoptados para la operación normal son: 5% sobre o bajo el voltaje nominal; y, 1% sobre o bajo la frecuencia nominal. (Orejuela, 1993, p. I.1)¹

¹OREJUELA, V. 1993. Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia, poligrafiado en preparación. p.I.1

5.1.2 OPERACIÓN ANORMAL

Un sistema eléctrico de potencia se dice que opera en forma anormal o antieconómica, cuando no llegan a mantenerse las características de: calidad, seguridad, confiabilidad y economía. Esta situación puede presentarse por efecto de desastres naturales, fenómenos meteorológicos, daños intencionales, errores humanos, fallas de sus componentes, etc.

5.1.3. FALLAS Y PERTURBACIONES

Brand y Moncada (1976)¹ definen a las fallas y perturbaciones en los siguientes términos:

Falla es la condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos.

Perturbación es la condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo prudencial

Entre las fallas, las más comunes son los cortocircuitos; y entre las perturbaciones, las más comunes son las sobretensiones, las sobrecargas y las oscilaciones. (p.16)

5.1.4. CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito es la desaparición intempestiva del aislamiento entre dos conductores de diferente tensión, sin la interposición de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo -llamado también cortocircuito metálico- como es el caso de dos conductores que se tocan. También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislamiento, como es el caso de arcos o fugas que degeneran en cortocircuitos. (p.17)

¹BRAND, L. y J. MONCADA, 1976. Protecciones de Sistemas Eléctricos. pp.16-17

Las causas de los cortocircuitos son múltiples; para el caso de líneas aéreas de transmisión, los cortocircuitos son mucho más frecuentes que en sistemas subterráneos; y en la mayoría de los casos se deben a ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores, rotura de conductores, balanceo de conductores por acción del viento, contacto accidental de la línea con cuerpos extraños, etc.

En cuanto a su duración, se pueden distinguir cortocircuitos permanentes y transitorios, a estos últimos, cuando se repiten a cortos intervalos se les llama intermitentes, tal es el caso por ejemplo de los originados por el balanceo de los conductores, ocasionados por efecto del viento.

Dependiendo de la capacidad de generación, distancia desde la generación al punto de cortocircuito, tipo de cortocircuito, las sobrecorrientes pueden alcanzar una magnitud varias veces superior a la corriente nominal de los equipos.

Los cortocircuitos transitorios se caracterizan porque las causas que los originan tienen corta duración, suelen desaparecer en fracciones de segundo y sus efectos no llegan a alterar físicamente a los componentes del sistema eléctrico. Este tipo de cortocircuitos suelen presentarse en líneas aéreas, donde para eliminar o despejar la falla es suficiente la interrupción temporal del servicio en la parte del sistema que ha fallado; y , luego de unos pocos segundos, restablecer el servicio; lográndose, en la mayoría de los casos recuperar las condiciones normales de operación, en razón de que la causa que originó el cortocircuito ya habrá desaparecido.

Como ejemplos de este tipo de fallas se pueden citar a las descargas atmosféricas que tienen una duración de milésimas de segundo, conductores que por efecto del viento se ponen en contacto, objetos que conectan transitoriamente partes energizadas, etc. Este tipo de cortocircuitos, de no ser despejados en forma rápida pueden afectar a la estructura física de los componentes del sistema eléctrico y convertirse en cortocircuitos permanentes.

Los cortocircuitos permanentes son aquellos en los que la condición que provocó el cortocircuito se mantienen en el sistema hasta tanto sean retirados, reparados o sustituidos los elementos que han fallado. A manera de ejemplos se pueden citar: el caso de conductores que se rompen, torres que son derribadas, equipos eléctricos que han fallado o han sido destruidos, etc.

En estos casos, no importa cuantas veces se interrumpa y luego se restituya el servicio, que la condición de anomalía persistirá; y en cada intento de recuperación del servicio se impondrá un cortocircuito.

En estos casos, para que el sistema pueda volver a operar en condiciones normales, se hace necesario ubicar la parte que ha fallado, aislarla y sustituirla; luego de lo cual se puede recuperar el servicio. De no poder sustituir la parte o componente que ha fallado, será necesario que el sistema que permanece en servicio tenga la suficiente capacidad para manejar la carga.

5.1.5 SOBRETENSIONES

Las sobretensiones, conocidas también como sobrevoltajes, están definidas como: "voltajes que se presenta en un sistema eléctrico con un valor superior a un voltaje de referencia, que es el máximo voltaje nominal del sistema". (Orejuela, 1984, p.15)¹

Los sobrevoltajes son peligrosos por someter a los aislantes a esfuerzos que los envejecen y pueden llegar a destruirlos; en caso de duración prolongada traen como consecuencia daños en los equipos. Si falla el elemento aislante, la consecuencia inmediata es un cortocircuito.

¹OREJUELA, V. 1984. Protección contra sobrevoltajes en subestaciones. p.15

5.1.6 OSCILACIONES

Son condiciones anormales de operación ocasionadas por conexiones y desconexiones de los circuitos o componentes del sistema; que producen variaciones de la potencia y causan oscilaciones , de voltaje o de frecuencia, como consecuencia de la ruptura del equilibrio electromecánico que rige a una condición normal de operación; pudiendo conducir a una pérdida de sincronismo, y por tanto a un estado inestable de operación.

5.2 RIESGOS

Como paso previo, se ha estimado conveniente establecer una definición de riesgo que sirva como referencia para su mejor comprensión.

5.2.1. DEFINICIÓN

De acuerdo con la Real Academia Española (1970)¹, el riesgo está definido como: "contingencia o proximidad de un daño" (p.1149); donde contingencia tiene la acepción de "la posibilidad de que una cosa suceda o no suceda"(p. 351); daño es el "efecto de dañar o dañarse" y dañar está definido como "causar detrimento, perjuicio, menoscabo, dolor o molestia" (p. 420).

Cabanellas (1961) define al riesgo como: "Contingencia, probabilidad, proximidad de un daño. // Peligro." ; y añade "Contra la sinonimia, muy difundida, J.J. de Mora escribe con sutileza: El riesgo es eventual; el peligro es actual y positivo. Éste existe, aquél puede existir". (p. 555)²

¹REAL ACADEMIA ESPAÑOLA, 1970. Diccionario de la Lengua Española. pp.1149, 351, 420

²CABANELLAS, G. 1961. Diccionario Militar. p. 555

Sobre la base de lo antes indicado; y, para los propósitos del presente trabajo, se adopta como definición de riesgo a: la eventualidad de que se cause detrimento, perjuicio, menoscabo o molestia sobre la calidad, seguridad, confiabilidad o costo del servicio de energía eléctrica.

5.2.2. CLASIFICACIÓN

En consideración a que los sistemas de transmisión están expuestos a una gran variedad de riesgos, se ha estimado conveniente el tratar a los potenciales riesgos que pueden afectar al Sistema Nacional de Transmisión sobre la base de una clasificación que facilite la comprensión del tema.

Para lo cual se ha tomado como referencia las publicaciones realizadas por Orejuela (1978)¹ y (1984)²; las cuales han permitido establecer la clasificación que se indica a continuación.

Los riesgos que pueden presentarse en el Sistema Nacional Interconectado -SNT-; pueden ser clasificados en función de su origen y su relación con el sistema eléctrico.

Sobre esta base se tienen dos tipos de riesgos:

i) riesgos de origen externo al sistema eléctrico y por tanto independientes del mismo; y,

ii) riesgos de origen interno y por tanto, dependientes de las características propias del sistema eléctrico.

¹OREJUELA, V. 1978. Protección contra sobrevoltajes en Subestaciones.

²OREJUELA, V. 1984. Curso de Protecciones.

5.2.2.1. Riesgos de origen externo

Este tipo de riesgos, como su nombre lo indica, se originan fuera del sistema eléctrico; y por tanto son independientes de las características técnicas y operacionales del mismo.

Los riesgos de origen externo, a su vez, se los puede clasificar en:

- i) riesgos de origen natural;
- ii) riesgos provocados por animales; y
- ii) riesgos provocados por el hombre.

5.2.2.1.1. Riesgos de origen natural

En este tipo de riesgos se incluyen todos aquellos que tienen su origen en la naturaleza.

Para efectos de establecer una nómina de los riesgos de origen natural; y tomando en consideración que la gran mayoría de los desastres naturales, constituyen riesgos para el sistema de transmisión; se ha considerado apropiado el tomar como referencia lo señalado por la Dirección Nacional de Defensa Civil (1993)¹, que al tratar sobre la clasificación de los desastres naturales, indica:

Los desastres de origen natural pueden originarse en causas telúricas, tectónicas, metereológicas y topológicas; es decir, relativas a la tierra como planeta; a la estructura de la corteza terrestre; relacionada con fenómenos atmosféricos: vientos, causas hidrológicas, eléctricas, etc. y por último, aquellas relacionadas con las características superficiales de la tierra.(p.3)

¹DIRECCIÓN NACIONAL DE DEFENSA CIVIL, 1993. Los desastres naturales, la prevención y la protección. pp. 2-20

Esta clasificación puede ser adaptada a la de los riesgos que afectan a los sistemas de transmisión; es así que se pueden señalar la existencia de los siguientes riesgos, en correspondencia con los desastres naturales más conocidos:

- terremotos;
- tsunamis o maremotos;
- erupciones volcánicas;
- inundaciones;
- aluviones;
- derrumbes;
- deslaves;
- hundimientos del suelo;
- agrietamientos;
- tormentas (huracanes, ciclones, tornados).

En cuanto a los efectos que producen los riesgos indicados; debe señalarse que van a depender de la magnitud e intensidad del fenómeno natural; y, obviamente de las prevenciones y protecciones que se hayan implantado en el sistema eléctrico.

Sin embargo de lo arriba indicado; puede señalarse, en términos generales, que estos desastres naturales, suelen ser catastróficos y pueden llegar a afectar la integridad física de las instalaciones eléctricas; por ejemplo pueden causar: la ruptura de conductores; el desplome, el derribo o la destrucción parcial o total de las estructuras metálicas; la afectación o destrucción de obras civiles: casas de control, patios de maniobras, caminos de acceso, etc; y la afectación o destrucción de los equipos e instalaciones en general; producto de lo cual se establecen condiciones anormales de operación de carácter permanente que obligan a la suspensión del servicio de energía eléctrica, hasta tanto sean reparados o sustituidos los componentes afectados.

A los riesgos antes enunciados se deben añadir aquellos de origen meteorológico, como son: tormentas eléctricas y vientos.

Las tormentas eléctricas o descargas atmosféricas, producen sobrevoltajes y sobrecorrientes que pueden afectar la integridad física de los conductores, cables y del aislamiento de las líneas de transmisión y subestaciones, en particular de los equipos, cuando en el sistema no se instalan apropiadas protecciones. Los sobrevoltajes, en caso de llegar a superar la capacidad dieléctrica del aislamiento, producen cortocircuitos.

En cuanto a los vientos, sus efectos pueden afectar al aislamiento de las líneas o la integridad física de las instalaciones; es así que para el primer caso, los vientos pueden hacer oscilar los conductores eléctricos y acercarlos a otros conductores o a estructuras provocando cortocircuitos de carácter transitorio; para el segundo caso, los vientos pueden afectar la integridad física de conductores pudiendo llegar a romperlos, y en caso de las estructuras, por la presión que se imprime, pueden llegar a desplomarlas, derribarlas o destruirlas.

Estos fenómenos atmosféricos, en términos generales, suelen afectar transitoriamente las condiciones normales de operación de los sistemas eléctricos, salvo si llegan a afectar la integridad física de los componentes del sistema de transmisión: torres y conductores de líneas, equipos y estructuras de las subestaciones; en cuyo caso, se establecen condiciones anormales de operación de carácter permanente; que obligan a la suspensión de servicio, por el tiempo que dure la reparación o sustitución de la parte perjudicada.

Otro tipo de riesgos que deben ser considerados son los derivados de la contaminación ambiental, en especial la de carácter salino que se presenta en las zonas costaneras; cuyos efectos pueden alterar las condiciones normales de operación, al volver conductoras las superficies de los elementos aislantes como cadenas y columnas de aisladores.

Este tipo de riesgos no suelen llegar a perjudicar la integridad física de los demás componentes e instalaciones del sistema; salvo en casos de que por falta de una apropiada operación de las protecciones lleguen a producirse perforaciones de los elementos que proporcionan el aislamiento a las instalaciones y equipos.

5.2.2.1.2. Riesgos de origen animal

Como complemento a los riesgos de origen natural antes enunciados, es necesario tener presente que los sistemas de transmisión pueden estar expuestos a otros riesgos; como aquellos provocados por acción de animales (aves, reptiles, etc) que por medio de sus cuerpos ponen en contacto accidental las partes energizadas de los sistemas eléctricos, provocando cortocircuitos; o como el caso de roedores que carcomen los materiales aislantes provocando, igualmente, cortocircuitos; alterando en esta forma las condiciones normales de operación de los sistemas de transmisión y obligando a suspensiones del servicio; sin que lleguen a afectar físicamente a las instalaciones eléctricas, siempre que las protecciones operen adecuadamente.

5.2.2.1.3. Riesgos de origen humano.

Para el tratamiento de este tema se ha tomado como referencia lo establecido por la Dirección Nacional de Defensa Civil (1993), que al analizar los desastres provocados por el hombre señala: "...son el resultado de muchas causas: de acciones preconcebidas, de omisiones, y en fin, de una serie de factores concurrentes y circunstancias que lo ocasionan" (p. 20)¹.

¹DIRECCIÓN NACIONAL DEL DEFENSA CIVIL, Los desastres naturales, la prevención y la protección. p,20

En términos generales, como acciones preconcebidas, se pueden tener:

- vandalismo;
- sabotaje;
- terrorismo;
- guerrilla; y
- guerra.

Por lo general estas acciones tienen como objetivo causar daño intencional a las instalaciones eléctricas; en cuyo caso los resultados pueden conducir a la destrucción parcial o total de uno o más componentes del sistema de transmisión; alterando por tanto el normal funcionamiento del sistema y obligando a interrumpir el suministro de energía eléctrica hasta reparar o sustituir las partes o componentes afectados.

Además de las acciones antes indicadas, los sistemas de transmisión pueden estar expuestos a diferente tipo de acciones dañinas, por parte de personas desaprensivas, que pueden alterar la operación normal del sistema eléctrico provocando cortocircuitos y en algunos casos inclusive afectando la integridad física de los componentes del sistema, en particular de aquellos de las líneas de transmisión.

A manera de ejemplos se pueden citar los siguientes casos:

- utilización de las instalaciones eléctricas, como blancos para disparar armas de fuego; en particular los cables conductores y las cadenas de aisladores de las líneas de transmisión;
- objetos que son lanzados a las instalaciones eléctricas y llegan a poner en contacto sus partes energizadas; cometas que llegan a enredarse en esas instalaciones, de manera particular en los conductores de las líneas;

- quema de objetos, maleza, árboles, etc; en las cercanías de las instalaciones eléctricas, de manera particular cerca o debajo de los conductores de las líneas de transmisión;

Dentro de este contexto, los sistemas de transmisión también están expuestos a riesgos que pueden afectar su integridad física, como producto del impacto de vehículos de transporte terrestre en las estructuras de las líneas de transmisión; o, el caso de vehículos de transporte aéreo que impactan en los conductores o en las estructuras; en nuestro medio, en forma particular, han existido varios casos de impacto de avionetas de fumigación.

Además de los riesgos antes indicados, existen otros de origen humano derivados de errores u omisiones involuntarios que pueden alterar las condiciones normales de operación de los sistemas eléctricos.

Estos errores u omisiones, pueden presentarse durante la ejecución de actividades de mantenimiento, reparación u operación de sistemas; especialmente cuando deben ser desarrolladas con los circuitos eléctricos energizados; en cuyo caso, de producirse errores, sus consecuencias repercuten directamente en la continuidad del servicio.

Los efectos de estos errores u omisiones, pueden ser de diferente grado de intensidad y afectar en diferente forma a las instalaciones del sistema y a los usuarios; pudiendo llegar a afectar la calidad, seguridad, confiabilidad o la economía del servicio.

Otros tipos de errores humanos, que pueden presentarse en las actividades de planificación, diseño, fabricación, construcción y montaje; pueden ser, en la gran mayoría de los casos, detectados con anticipación y oportunamente corregidos.

5.2.2.2. Riesgos de origen interno

Este tipo de riesgos suelen presentarse en los sistemas eléctricos como consecuencia de los cambios de sus condiciones operativa y tienen relación directa con las características propias del sistema eléctrico.

Entre los principales riesgos de origen interno podemos citar, según lo indicado por Orejuela (1983)¹ y (1977)²:

- la energización de líneas de transmisión;
- la energización de líneas con transformadores;
- el recierre rápido de interruptores de alto voltaje;
- el reencendido de interruptores;
- la desconexión súbita de estaciones de generación;
- la maniobra de bancos de condensadores;

Estos riesgos traen como consecuencia la presencia de sobrevoltajes, que de no ser adecuadamente manejados pueden afectar la integridad de los equipos y componentes y de los sistemas eléctricos.

Además de estos riesgos, en el caso de sistemas de transmisión de alto voltaje, suelen presentarse riesgos derivados de:

- pérdida de generación;
- pérdida de carga;
- conexiones o desconexiones de líneas;
- despeje de fallas.

Este tipo de riesgos pueden provocar oscilaciones de voltaje (sobre y bajos voltajes), oscilaciones de frecuencia (sobre y bajas frecuencias), oscilaciones de potencia o pérdida de estabilidad del sistema.

¹OREJUELA, V. 1983. Sobrevoltajes de maniobra. pp.3-7

²OREJUELA, V. 1977. Problemas de estabilidad. pp.2-5

5.3. PREVENCIONES

En consideración a la gran variedad de riesgos a los cuales está expuesto el Sistema Nacional de Transmisión; es fácil entender la necesidad de una adecuada preparación y disposición anticipada para evitar, eliminar o mitigar las causas o las consecuencias de los riesgos.

Además debe tenerse presente que el Sistema Nacional de Transmisión -SNT-; al estar constituido por líneas de transmisión y subestaciones, ubicados en variados lugares de la geografía ecuatoriana, con sus componentes físicos instalados a la intemperie y por tanto sujetos a las condiciones medio ambientales, durante toda su vida útil de operación; está sujeto a la presencia de una gran variedad de riesgos; y considerando la gran longitud y amplia cobertura del territorio nacional; que a la presente comprende la mayoría de las provincias de la sierra y de la costa; y que según INECEL (1984)¹:

A Diciembre de 1993, se tuvieron en operación, 17 tramos de líneas de transmisión de 138 kv, cuya longitud total fue de 1.162.2 km de circuitos trifásicos; y 8 tramos de líneas de 230 kv, con una longitud total de 823.5 km, dando un gran total de 1.985.7 km de líneas de transmisión; además se tuvieron en servicio 27 subestaciones con una capacidad instalada máxima de 5.315 MVA.

Sobre esta base, se analizan las principales prevenciones implantadas en función de los diferentes riesgos que deben ser afrontados, en las distintas fases de ejecución del sistema y en el manejo de los variados componentes que conforman el sistema de transmisión; para lo cual se enfoca el tratamiento del tema, sobre la base de los riesgos enunciados en el numeral anterior.

¹INECEL, 1994. Informe de resultados de operación. pp.5-8

5.3.1. PREVENCIÓN CONTRA DESASTRES NATURALES

La Dirección Nacional de Defensa Civil (1993)¹ señala:

- Los desastres constituyen un problema de desarrollo económico y social;
- La mayoría de desastres pueden prevenirse; y,
- Las medidas preventivas más esenciales son también las menos costosas.

Anota también que: muchos de los desastres considerados distintos a los de origen natural pueden evitarse y que, varios de los originados por causas naturales, tiene un rasgo común, y es que no es posible predecir CUANDO ocurrirán; pero a menudo resulta posible determinar con un buen margen de certeza DONDE es más probable que ocurran.

Al tratar sobre la prevención contra sismos (terremotos), indica que el verdadero problema de la previsión de los sismos, consiste en no poder anunciar con anticipación el lugar exacto, la fecha precisa y la magnitud de un futuro terremoto; y acota que es sabido que no se pueden predecir los terremotos, pero si se ha podido, mediante estudios de sismicidad, delimitar ZONAS SÍSMICAS en el marco de la tectónica global.

Luego anota que al no poder prever ni impedir los sismos, es necesario tomar medidas preventivas, para aplicarlas a corto y largo plazo, con el fin de disminuir sus efectos y mitigar o neutralizar los daños que puede ocasionar.

Entre las medidas de corto plazo, que deben ejecutarse en caso de que el desastre se produzca, están las de socorro y evacuación; y además "el interrumpir el funcionamiento de algunas industrias peligrosas (centrales eléctricas, oleoductos, poliductos, embotelladoras de gas, etc)" (pp. 26).

Cuando trata sobre las previsiones a largo plazo señala que implican medidas de protección, para limitar los daños, reduciendo en forma importante las pérdidas humanas y materiales.

¹DIRECCIÓN NACIONAL DE DEFENSA CIVIL, 1993. Los desastres naturales, la prevención y la protección. p.25.

Entre las varias previsiones, las siguientes tienen relación con el tema del presente trabajo de investigación:

a) robustecer las estructuras de las construcciones existentes;

b) cumplimiento de las normas de seguridad para la construcción de edificios, introduciendo nuevas regulaciones para los diseños estructurales bajo la premisa de que el mejor sistema para evitar los efectos de un sismo son las construcciones antisísmicas. (pp. 24-27)

Tomando como marco de referencia los criterios anotados, se debe indicar que en el diseño y operación de las diferentes instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión; han sido tomadas en cuenta las medidas de corto y largo plazo señaladas por la Dirección Nacional de Defensa Civil, en lo relativo a:

i) Interrumpir el funcionamiento de centrales eléctricas en caso de que el desastre se produzca; y

ii) adoptar medidas de diseño contra sismos; es así que en este caso, los documentos de licitación para el suministro de equipos y para la construcción de las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión contemplan el cumplimiento de requisitos de construcción antisísmica.

INECEL (1978, p. 9.2-10)¹ en sus especificaciones técnicas para el suministro de equipos eléctricos para subestaciones establece:

Como requisito básico de las pruebas de aceptación, la ejecución y satisfacción de pruebas sísmicas, que deben ser desarrolladas en laboratorios experimentados.

La prueba consiste en la aplicación a una unidad completamente equipada de fuerzas de vibración por

¹INECEL. 1978. Sistema Nacional de Transmisión Fase B, Licitación ST/3/B3. Especificaciones técnicas. p. 9.2-10

medio de movimiento armónicos horizontales, en una tabla especial de pruebas.

El requisito para la aceptación del suministro de los equipos es el que, después de la prueba, no se presente ningún daño de desplazamiento o alteración en los elementos que constituyen el equipo bajo prueba.

Los protocolos de prueba deben demostrar que los movimientos aplicados en la mesa de prueba, van a producir un ambiente sísmico equivalente al espectro de aceleración del terremoto producido en la localidad de El Centro, estado de California, en los Estados Unidos en mayo de 1940; escalado para dar una máxima aceleración de 0.33 g. (p. 9.2-10).

Otros desastres naturales para los cuales se han establecido provisiones específicas son: inundaciones, hundimientos del suelo, derrumbes y deslaves; las cuales tienen relación con la selección de rutas y lugares de instalación apropiados; y, como complemento, la toma de provisiones especiales en cuanto al diseño y construcción. Tal es el caso, por ejemplo de las fundaciones de las torres que deban ser ubicadas en terrenos inundables. En cuanto a ubicación física de torres y de subestaciones, la selección de rutas y sitios considera estudios previos de las características topográficas y geológica en orden a seleccionar sitios de instalación que no se vean afectados por los riesgos indicados. Es así que, en algunos casos se hace necesario el realizar variantes en las rutas de las líneas y sitios de ubicación de subestaciones, cuando por condiciones físicas así lo exigen y las económicas no lo impiden.

5.3.2. PREVENCIÓN CONTRA FENÓMENOS METEREOLÓGICOS

Para prevenir el efecto de los fenómenos metereológicos que con mayor frecuencia suelen afectar a los sistemas de transmisión; a saber: vientos y descargas atmosféricas (rayos), en la etapa de diseño del Sistema Nacional de Transmisión, se consideran los requisitos básicos que a continuación se enuncian.

5.3.2.1. Prevención contra vientos.

En el diseño eléctrico y mecánico de los componentes de las líneas de transmisión y de las subestaciones, uno de los factores importantes que se toman en cuenta es el efecto del viento; el cual se analiza bajo dos consideraciones: en cuanto al aspecto eléctrico, la presión del viento sobre los conductores hace que estos se aproximen entre si o a las estructuras u objetos cercanos, disminuyendo la separación física que normalmente debe existir entre ellos, pudiendo llegar a niveles e aproximación, en los cuales el aislamiento del aire no es suficiente para soportar los niveles de voltaje normal o los sobrevoltajes que pueden presentarse en el sistema; produciéndose un arco eléctrico y el consiguiente cortocircuito, que obliga a interrumpir el servicio para eliminar o despejar la falla ocasionada. En el diseño de las estructuras, se prevé la posibilidad de estas oscilaciones y por tanto, el dimensionamiento de las estructuras y sus espaciamientos.

Otro efecto que producen los vientos, usualmente los de carácter constante y no turbulentos, es el de las vibraciones mecánicas en los conductores, que podrían llegar a fatigar el material y romper los conductores. Para prevenir estas vibraciones suelen utilizarse los llamados amortiguadores de vibraciones; para el caso de las líneas del Sistema Nacional de Transmisión, los amortiguadores que se emplean son del tipo "stockbridge" de amplia utilización a nivel internacional.

Los vientos también producen esfuerzos mecánicos en las estructuras por efecto de la presión que ejercen en las propias estructuras y en los otros componentes de la línea: conductores, aisladores y accesorios; pudiendo llegar a desplomar, derrumbar o destruir las estructuras si los valores de viento superan los considerados en el diseño.

Para el caso de las líneas de transmisión de SNT, en sus etapas preliminares de diseño, se tomaron los datos de velocidades de viento registrados en varias estaciones meteorológicas, es así que según Saavedra (1976)¹: el valor máximo registrado fue de 64,4 km/hora; pero: "estas lecturas de velocidades no son muy confiables debido al corto período abarcado en las observaciones, siendo necesario asumir factores de seguridad, fijándose en 90 km/hora la velocidad del viento".

Dentro de este contexto, y con el propósito de completar el panorama global de las prevenciones generales que se suelen tomar en el diseño de las estructuras de las líneas de Transmisión del SNT, se presenta a continuación un resumen de los criterios y parámetros de cálculo mecánico que son empleados por INECEL (1994)²:

Para la determinación de los esfuerzos sobre las estructuras y cálculo mecánico, los datos básicos consideran: presión de viento en superficies planas 100 kg/m² y sobre superficies cilíndricas 39.34 kg/m²; para el dimensionamiento de las estructuras se consideran la separación entre conductores tanto vertical como horizontal en función del nivel de voltaje, la longitud de la flecha y de la cadena de aisladores y la disminución de la rigidez dieléctrica del aire por disminución de su densidad relativa conforme aumenta la altura de instalación de las estructuras; además considera los posibles sobrevoltajes de impulso debidos a descargas atmosféricas y los de maniobras.

En cuanto a las cargas mecánicas, se consideran las siguientes:

- cargas verticales debidas a los conductores, aisladores, accesorios y 200 kg como peso de un obrero con herramientas; además se consideran sobrecargas verticales sobre un par de conductores.

¹ SAAVEDRA, J. Criterios y factores de seguridad adoptado en el diseño de las líneas de transmisión. pp. 4-5

² INECEL. 1993. Línea de Transmisión Paute-Milagro-Guasma, Memoria descriptiva, preliminar. pp. 9-23

- cargas transversales debidas al viento y a la desviación angular de la línea. Las debidas al viento consideran una velocidad de 90 km/h en forma normal a la superficie de las estructuras, conductores y accesorios; y también con ángulos de 45 y 0 grados. Se considera también la fuerza transversal resultante de la desviación angular de la trayectoria de la línea.

- cargas longitudinales, que contemplan: desequilibrio longitudinal; tracción total de los conductores por remate de conductores; esfuerzos del tendido de conductores cuando a las estructuras se las utiliza como remate provisorio; rotura de un par conductores; tiro hacia arriba de los elementos de las estructuras; y finalmente pesos por montaje de las estructuras de 250 kg y 150 kg. Puesto que no todos los tipos de carga se suceden simultáneamente, se consideran varias combinaciones o hipótesis de carga, para luego diseñar la estructura para la condición mecánica más desfavorable;

- Factores de seguridad: para la fabricación de las estructuras se contemplan los siguientes factores de seguridad aplicados a las cargas indicadas, de tal manera que haya garantía que las estructuras puedan soportar los esfuerzos mecánicos, sin sufrir deformaciones permanentes en ninguno de sus puntos: para cargas transversales debidas al viento el factor es 1.5; para cargas verticales, transversales debidas al ángulo, desequilibrios longitudinales y remates, el factor es de 1.4; y para tendido y sobrecarga vertical, 1.2.

- En cuanto al tipo de estructuras, las configuraciones típicas empleadas son: a) estructuras de suspensión livianas, cuyo vano de diseño es de 400 m y pueden soportar un ángulo máximo de un grado; b) estructuras de suspensión pesadas, para vano de diseño de 400 m y ángulo máximo de 7 grados; c) estructuras de retención, para anclaje liviano; con vano de diseño de 300 m y ángulo máximo de 25 grados; d) estructuras de retención, para anclaje y remate; para vano de diseño de 300 m y ángulo de 90 grados; e) estructuras de remate, para un vano de diseño de 300 m y ángulo de la línea de 15 grados; además hay estructuras especiales para vanos de 2.100 m y de 1.575 m, para ser empleadas en la salida de la estación Molino y en el cruce del río Babahoyo.

Los Gráficos No. 5.1 y No. 5.2 ilustran los diferentes tipos de estructuras anotados, sus dimensiones, espaciamentos, configuraciones básicas y cargas de diseño.

GRÁFICO No. 5.1

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 SISTEMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION
 ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISION
 230KV

Fecha: NOVIEMBRE 74
 No. 2000-E-2001-0

CANTIDAD DEL ESTIMADO		LINEA				
TIPO	192	192	192	192	192	TOTAL
TIPO AL2	1	1	1	1	1	5
TIPO SA2	1	1	1	1	1	5
TIPO SP2	1	1	1	1	1	5
TIPO SL2	1	1	1	1	1	5
TIPO AR2-E	1	1	1	1	1	5
TIPO AP2-E	1	1	1	1	1	5
TIPO AP2	1	1	1	1	1	5

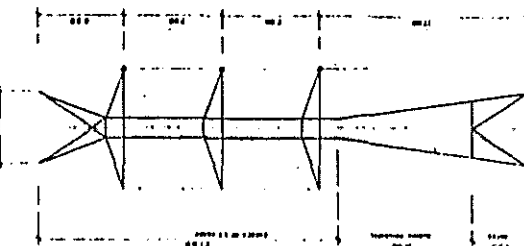
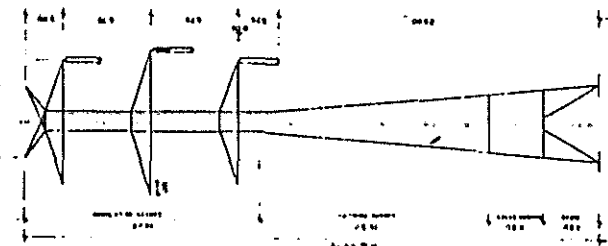
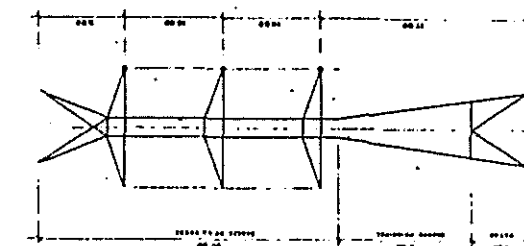
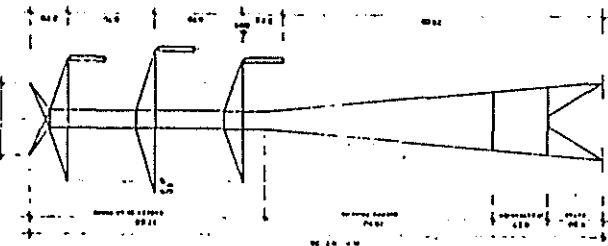
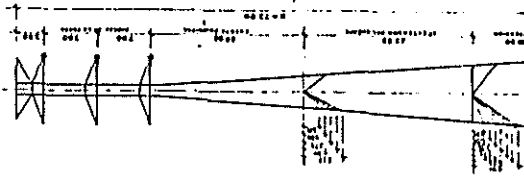
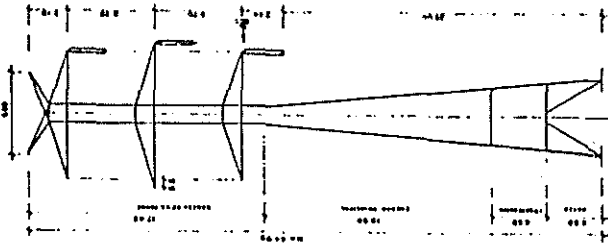
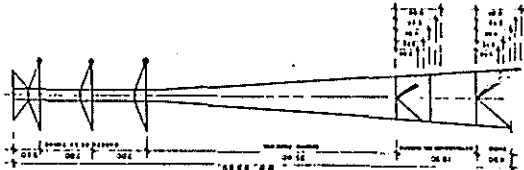
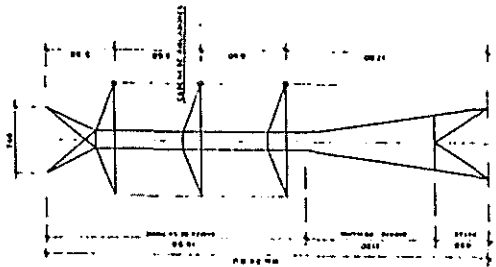
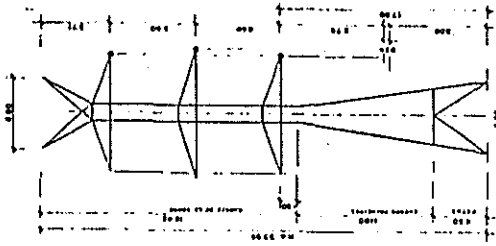
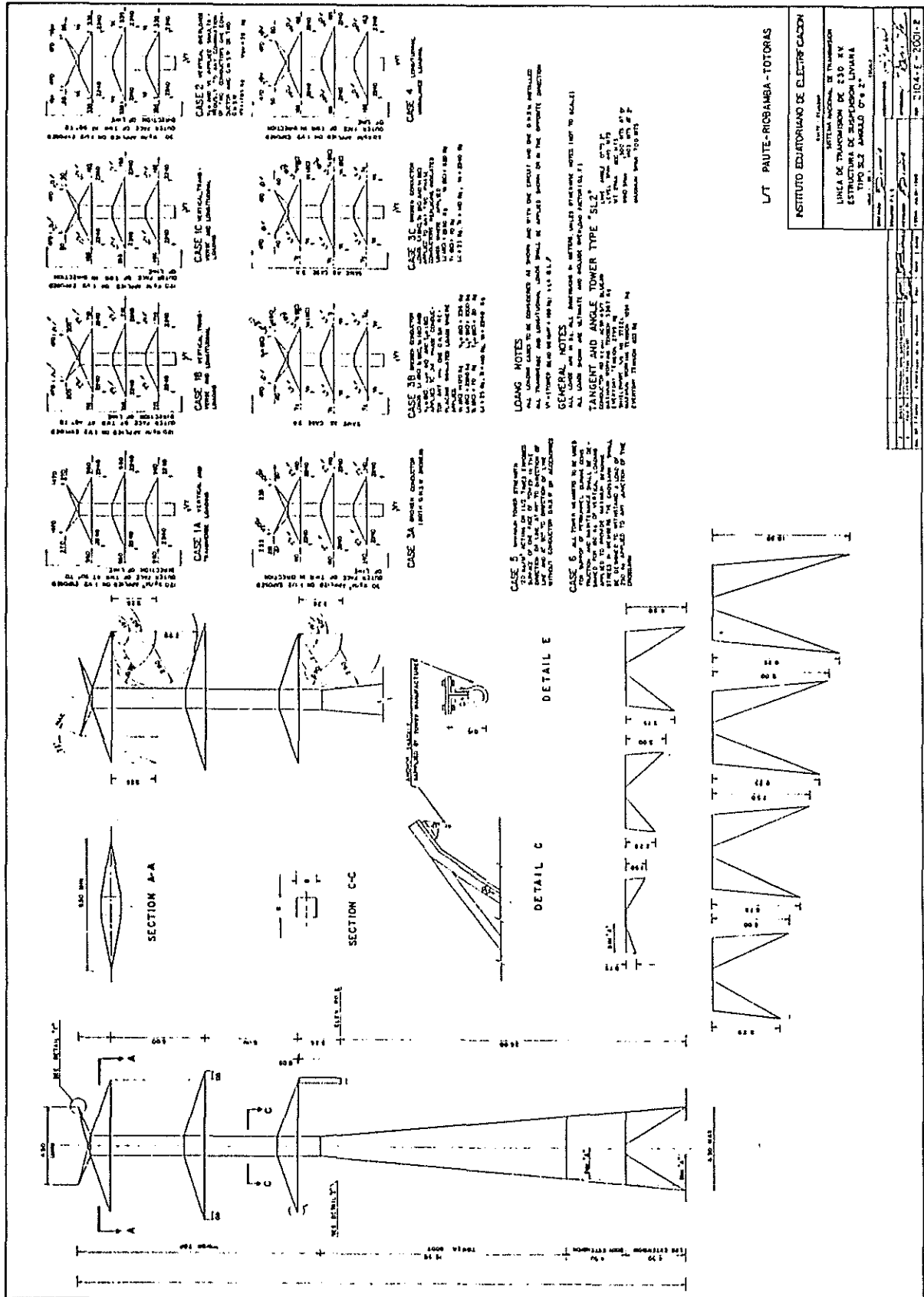


GRÁFICO No. 5.2



LT PAUTE-RICRAMBA - TOTORAS

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICIDAD

LINEA DE TRANSMISION DE 130 KV

ESTACION DE TRANSFORMACION LIVINALE

TIPO SL2 ANGULO CP 2"

Project No.	104-E-2001-E
Scale	1:100
Author	[Signature]
Reviewer	[Signature]
Date	1988-08-15

5.3.2.2. Prevención contra rayos

Una de los riesgos que con mayor frecuencia suelen afectar a la continuidad de servicio de sistemas de transmisión aéreos son las descargas atmosféricas o rayos.

Cuando los rayos impactan en los conductores, en los cables de guarda o en las torres, llegan a producir sobrevoltajes que de superar el nivel de aislamiento de la línea de transmisión, traen como consecuencia arcos eléctricos que a su vez, producen condiciones de cortocircuito obligando a interrumpir transitoriamente el servicio.

Para la prevención contra las descargas atmosféricas se diseñan las líneas y las subestaciones con suficiente apantallamiento por medio de los llamados cables de guarda; que no son otra cosa que cables , usualmente de acero galvanizado, ubicados por sobre los equipos y conductores, reducen la probabilidad de que las descargas atmosféricas impacten directamente en los conductores y equipos energizados; puesto que crean una zona de apantallamiento dentro de la cual los rayos tiene mayor probabilidad de impactar en los cables de guarda antes que en el equipo, conductor o elemento protegido. En términos simples, estos cables de guarda lo que hacen es "atraer" a los rayos y desviarlos o descargarlos hacia tierra a través de las estructuras metálicas a las cuales están conectados.

Para el caso de subestaciones, se aprovecha del mismos principio de "atracción" que sobre los rayos tienen las puntas metálicas y conductores; lo cual permite emplear, además de los cables de guarda, los mástiles y las varillas de extensión montadas en las estructuras.

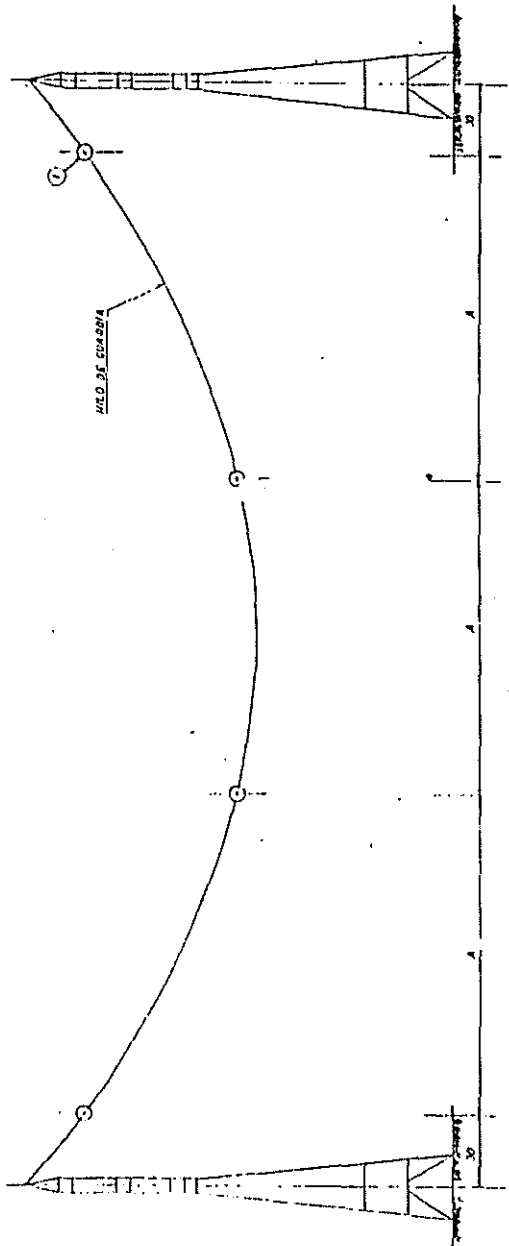
Los Gráficos No. 5.3 y 5.4 ilustran la ubicación de los cables de guarda en líneas y subestaciones.

GRÁFICO No. 5.3

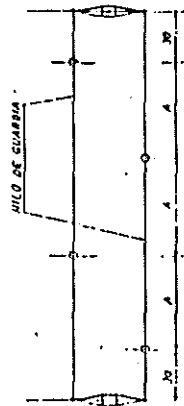
CABLES DE GUARDA Y BALIZAS

ITEM	DESCRIPCION	MATERIAL	CANT.
1	BALIZAS Y CABLES DE GUARDA DE UNO Y DOS QUARTOS DE LONGITUD.	CABLE DE ACERO Y CABLE DE ALUMINIO	4

- NOTAS:
1. DIMENSIONES A NIVEL HORIZONTAL - 60/30
 2. EN ZONA 1, EL BALIZADO SE INSTALARA EN EL ÚNICO HILO DE GUARDA DISPONIBLE.
 3. SIN ESCALA.
 4. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS.

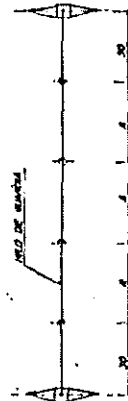


ELEVACION



INSTALACION DE BALIZAS EN ZONA 2

PLANTA



INSTALACION DE BALIZAS EN ZONA 1

PLANTA

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
BUNTO - ECUADOR

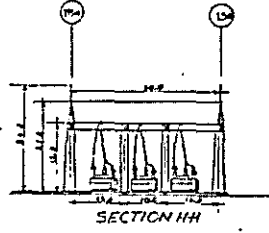
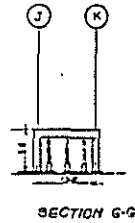
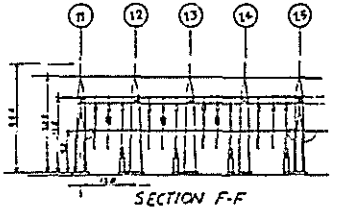
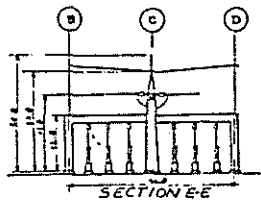
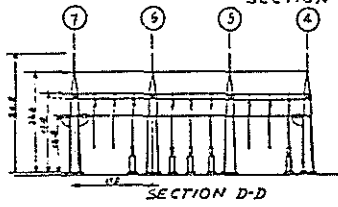
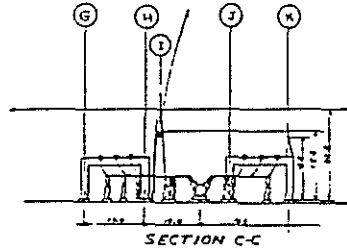
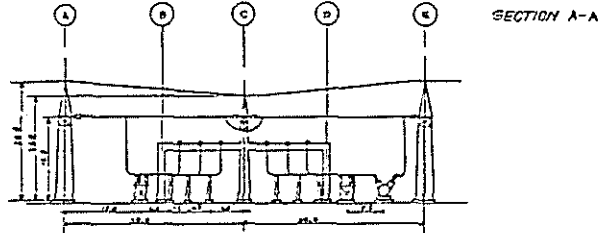
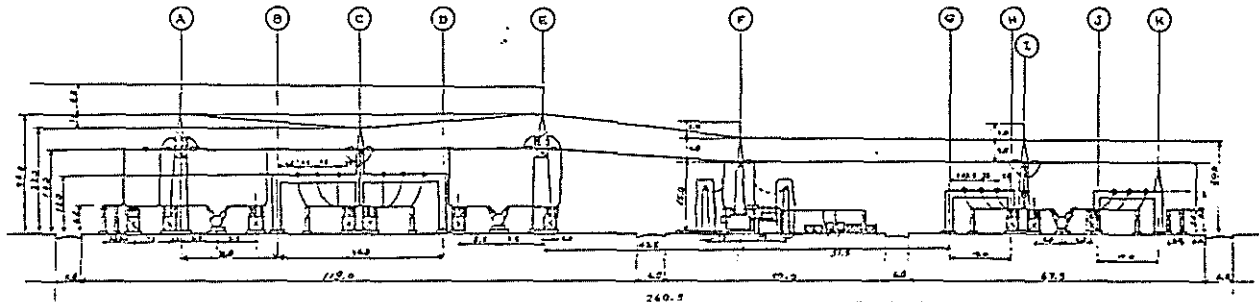
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

LÍNEA DE TRANSMISION

INSTALACION DE BALIZAS

FECHA: DICIEMBRE 1964

PROY. 2000-E-4311-9



SYMBOLS/SÍMBOLOS

— DIVISOR CAPACITIVO DE LÍNEA
— COUPLING CAPACITOR POTENTIAL DEVICE

— FILTRO DE SOBRES
— LINE TAP

— INTERRUPTOR OPERADO A MANO
— "OFF" POSITION DISCONNECTING SWITCH

— DISPOSITIVO DE ALTA TENSION
— HIGH VOLTAGE BREAKER

— INTERRUPTOR OPERADO A MANO
— "OFF" POSITION DISCONNECTING SWITCH

— INTERRUPTOR OPERADO A MANO
— "OFF" POSITION DISCONNECTING SWITCH

— INTERRUPTOR OPERADO A MANO
— "OFF" POSITION DISCONNECTING SWITCH

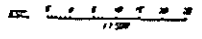
— INTERRUPTOR OPERADO A MANO
— "OFF" POSITION DISCONNECTING SWITCH

DISPOSICIÓN DE REFERENCIA
REFERENCE DISPOSITION

0904-E-1000
0904-E-1002

NOTAS/NOTES

1. LA ALTURA DEL EQUIPO DEBES SER DE 11.50M.



APANTALLAMIENTO DE SUBESTACIONES
GRÁFICO NO. 5.4

INTERNATIONAL ENGINEERING COMPANY, INC.
Y CONSULTORA PAUTE
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
SUBESTACION PASCUALES
SECCIONES

NO. PROYECTO	FECHA	ELABORADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR
0904-E-1001-1	5/SEP/1974	[Signature]	[Signature]	[Signature]
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION SUBESTACION PASCUALES SECCIONES				

Para las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión el criterio de diseño del apantallamiento fue el de alcanzar "un grado de exposición del equipo protegido igual a 0.1 %; entendiéndose por grado de exposición al porcentaje de descargas que terminan en el equipo protegido, respecto del número de descargas que llegan en forma directa a la subestación" (Orejuela, 1984. p. 15)¹

5.3.2.3. Prevención contra contaminación

La prevención implantada en el Sistema Nacional de Transmisión contra los riesgos de la contaminación comprende la dotación a las líneas y subestaciones del suficiente nivel de aislamiento que permita disponer en el aislamiento de una suficiente distancia de dispersión (distancia de fuga); de acuerdo a lo establecido por la práctica internacional para diferentes niveles de contaminación. De acuerdo con IECO (1975, p.IV-14)²:

En el Sistema Nacional se han considerado dos grados de contaminación; para la zona baja (zona 1), fue asignado el grado de contaminación Clase C (extremo); caracterizado por un depósito equivalente de cloruro de sodio de 0.06 mg/cm.; y para la zona alta (zona 2) fue asignado el grado de contaminación Clase B (medio), cuyo cantidad de depósito equivalente de cloruro de sodio es 0.04 mg/cm.

Sobre esta base fueron adoptados los requerimientos de distancia de fuga por unidad de voltaje siguientes:

para contaminación Clase C: 1,31 pulgadas/kv; y

para la Clase B, 1,04 pulgadas/kv;

con lo cual se llegó a seleccionar el número de aisladores necesario.

¹OREJUELA, V. 1984. Protección contra sobrevoltajes en subestaciones. p. 15

²IECO-CP-INECEL, 1975. Sistema Nacional de Transmisión, Diseño para licitación. p. IV-14

5.3.2. PREVENCIÓN CONTRA DESASTRES DE ORIGEN HUMANO

En términos generales puede decirse que en la planificación, diseño y operación del Sistema Nacional de Transmisión no se han establecido medidas de prevención contra acciones preconcebidas tales como: vandalismo, sabotaje, terrorismo, guerrilla o guerra.

Sin embargo en orden a disminuir el efecto que este tipo de riesgos conllevan; INECEL ha previsto acciones tendientes a una recuperación pronta del servicio de energía eléctrica en caso de destrucción de torres de transmisión; es así que Santillán (1994)¹ señaló:

INECEL dispone a marzo de 1994, de postes cónicos de acero, que sirven como estructuras de emergencia, para el caso de destrucción de torres del SNT. Estas estructuras son para un simple circuito; y se tardan tres días en montar las estructuras y recuperar el servicio.

Están en licitación dentro de un crédito con el Japón, el suministro de veinte estructuras de aluminio; las cuales podrán ser armadas en unas tres horas, luego de llevar al sitio las estructuras; lo cual, reducirá notoriamente el tiempo de recuperación del servicio en caso de presentarse eventos de este tipo.

En cuanto a prevención contra la acción de personas desaprensivas, que puedan afectar a los componentes del sistema de transmisión, se tienen las siguientes:

- i) En las torres de transmisión, existen en cada una de las patas, dispositivos antiescalantes para impedir que personas desaprensivas lleguen a trepar las estructuras. Además se tiene letreros de señales de peligro de muerte.
- ii) Las estructuras de transmisión que deban ser instaladas en sitios cercanos a aeropuertos, disponen de reflectores

¹SANTILLAN, J. Diseño de líneas de transmisión, entrevista personal.

de señalización fijos e intermitentes, para alertar a los pilotos de aeronaves; y para el caso de pistas de aterrizaje, zonas de tráfico aéreo o zonas de fumigación, se prevén balizas de señalización de fibra de vidrio de color anaranjado y 24 pulgadas de diámetro, instaladas en los cables de guarda

ii) Para el caso de subestaciones, sus instalaciones están cercadas con malla de alambre, con elementos antiescalantes en su parte superior; además, las subestaciones cuentan con guardián permanente.

iii) Las estructuras de transmisión y las subestaciones tienen un apropiada conexión a tierra para evitar situaciones peligrosas de voltajes que puedan afectar a personas que se hayan acercado a dichas instalaciones.

Como medidas de prevención contra los errores humanos, INECEL tiene establecido varios planes de capacitación y de actualización y entrenamiento; para los diferentes niveles de instrucción: obreros, tecnólogos y profesionales.

Además, continuamente se halla actualizando y mejorando sus procedimientos de planificación, diseño, mantenimiento y operación; e implantando sistemas computacionales acordes al estado del avance tecnológico.

5.4. PROTECCIONES

Si bien las protecciones son parte de las prevenciones; debido a la importancia de ellas, se las trata en forma separada; sin embargo dada la amplitud de la temática relacionada con las protecciones de sistemas eléctricos; se presenta a continuación una apretada síntesis que trata de identificar los principales elementos y características de las protecciones implantadas en el Sistema Nacional de Transmisión.

Ante todo debe destacarse como premisa básica que: en consideración a la importancia que tienen el Sistema Nacional de Transmisión para la seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica a nivel nacional; y teniendo en cuenta que el sistema eléctrico representa una alta inversión que debe ser preservada; y que además, no existen sistemas eléctricos exentos de fallas, se ha hecho necesario el implantar un sistema de protecciones, con suficientes previsiones que lo vuelvan altamente confiable.

Las protecciones básicas implantadas tienen relación con la protección contra fallas y contra sobrevoltajes, tanto para la protección de las líneas de transmisión cuanto para la protección de las subestaciones.

5.4.1. PROTECCIÓN DE LÍNEAS

Las características básicas del sistema de protecciones de las líneas de transmisión de 230 kv, son, de acuerdo con Orejuela (1988, pp. 23-30)¹:

La función del sistema de protecciones, además de aislar o remover las partes que han fallado, ayuda a limitar el daño en los equipos y coadyuva a obtener una mayor seguridad del personal.

Las características básicas que deben satisfacer los sistemas de protecciones son: confiabilidad, selectividad, velocidad, simplicidad y economía; características que son satisfechas por las protecciones instaladas en el SNT.

Los elementos básicos de un sistema de protecciones son:

- elementos de detección y localización de partes fallosas: los relevadores o relés;
- elementos encargados de aislar las partes que han fallado: los interruptores automáticos;

¹OREJUELA, V. 1988. Protección de las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado. pp. 23-30.

- elementos auxiliares que dan la señalización: transformadores de corriente, de voltaje, relés auxiliares, etc.

La protección de las líneas de transmisión es redundante; esto es, se ha previsto el tener duplicación en la mayoría de los componentes susceptibles de falla de tal manera que se garantice un alto grado de confiabilidad; es así que la protección principal es realizada por dos sistemas independientes; uno primario o piloto y otro secundario.

La protección piloto es del tipo "disparo transferido con sobrealcance permisivo" que permite proteger toda la longitud de la línea. operan conjuntamente con los canales de protección del sistema de onda portadora que es la que controla la apropiada ~~la~~ operación simultánea de las protecciones en los dos extremos de la líneas que ha fallado. Las señales necesarias para la detección de las fallas las obtiene de divisores capacitivos de potencial y transformadores de corriente independientes de los utilizados para la protección secundaria.

Adicionalmente a los dos esquemas de protección indicados, se han instalado : una protección de respaldo global , mediante la protección local contra falla de interruptor, una protección de bloqueo contra salida de sincronismo, una protección de respaldo remota mediante los relés de las subestaciones vecinas y un recierre de alta velocidad que tiene el objetivo de recuperar la operación normal del sistema frente a fallas de carácter transitorio.

Los relés empleados son electrónico, de alta velocidad de respuesta, en el orden de 3 ciclos, mientras que los interruptores, que también son de alta velocidad, responden en dos ciclos, por tanto las fallas pueden ser despejadas en el orden de los cinco ciclos. Para la reconexión automática se emplea un retardo de tiempo de 0.3 segundos (18 ciclos).

El sistema de protección indicado se ilustra en el Gráfico No. 5.5; mientras que el Gráfico No. 5.6 ilustra el alcance que cubren las zonas de protección. En cuanto a los elementos de protección, control y medición, éstos se ubican dentro de la casa de control, instalados en tableros especiales, conforme se ilustra en el Gráfico No. 5.7.

GRÁFICO No. 5.5

PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

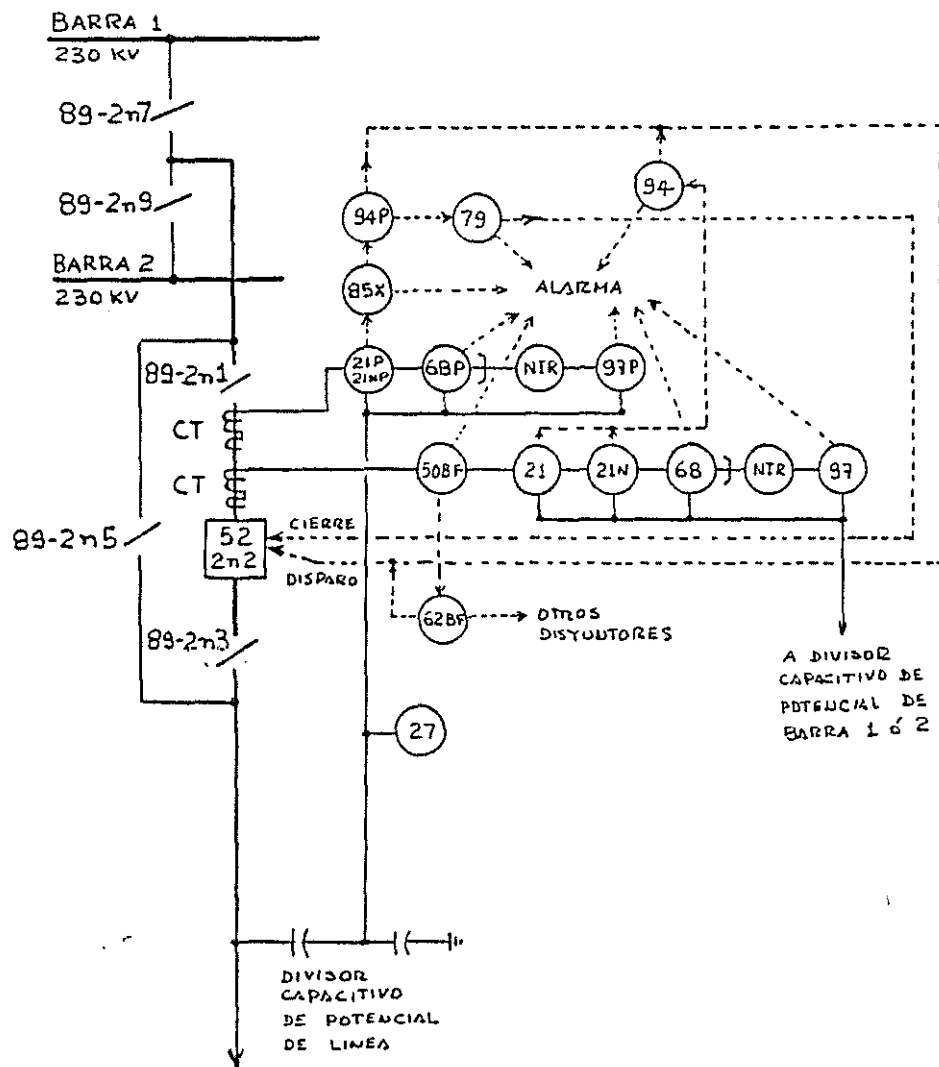
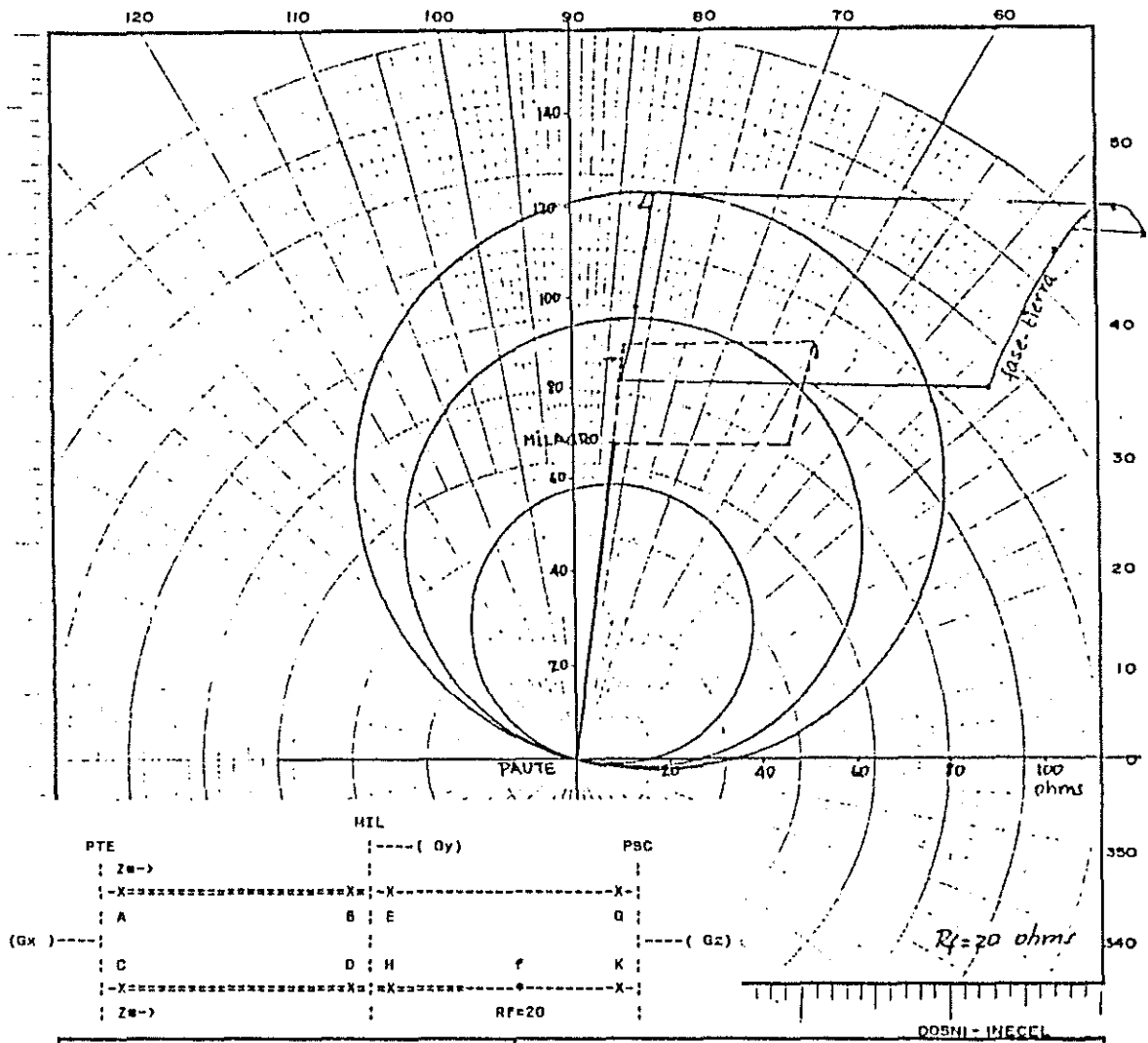


GRÁFICO No. 5.6

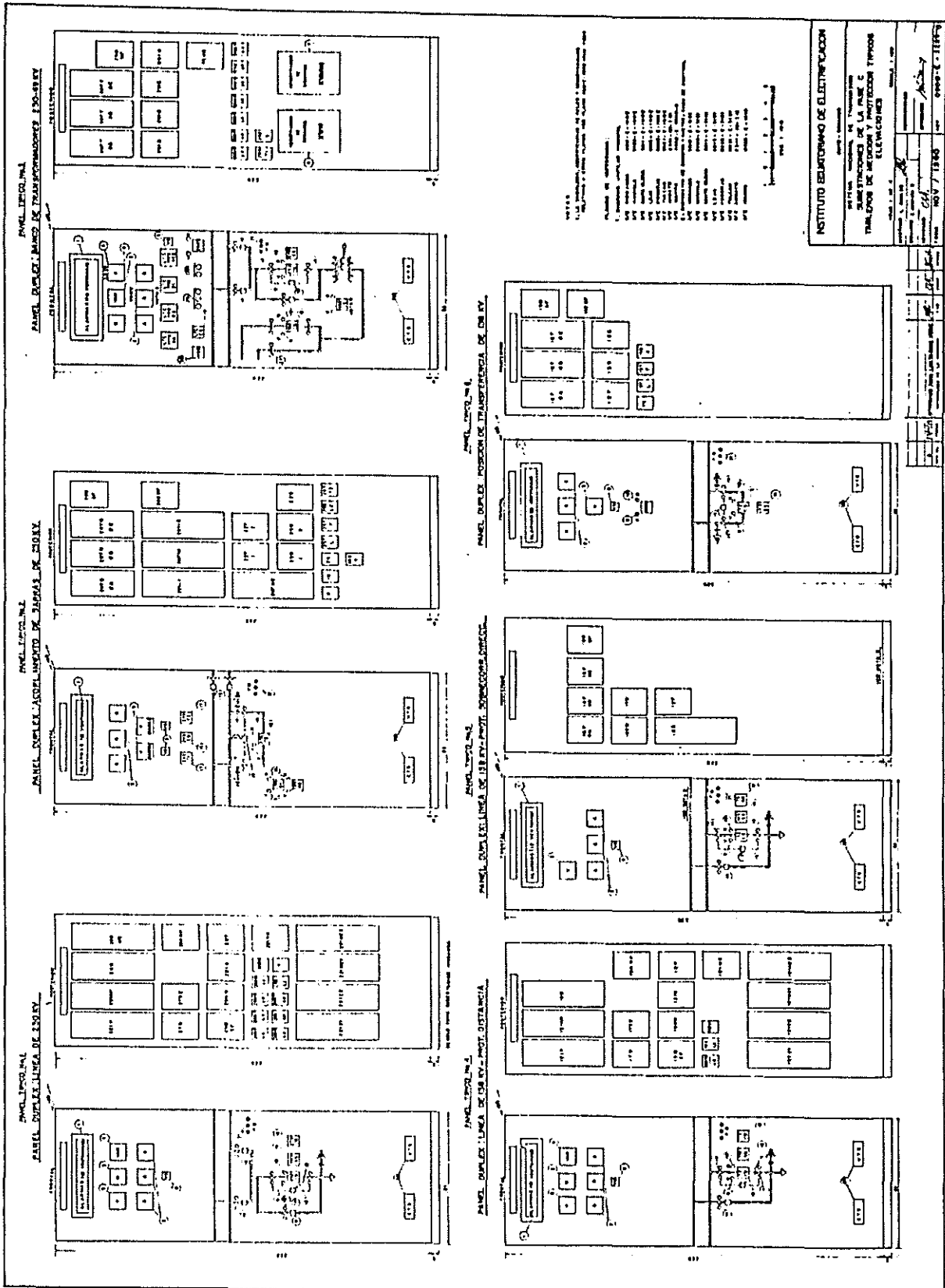
CALIBRACIÓN DE ZONAS DE PROTECCIÓN



LINEA DE TRANSMISION PAUTE - MILAGRO		PROTECCION: <input checked="" type="checkbox"/> FASE <input type="checkbox"/> TIERRA <input checked="" type="checkbox"/>				
SUBESTACION: PAUTE		RELE: YTG31G		RTP: 2000/1		
TENSION: 230 KV. LONGITUD: 140 Km. CONDUCTOR:		NOMBRE:		RTC: 1200/5		
IMPEDANCIAS		ohms	ALCANCE	ATM	TIEMPO	COMPEN. %
Z1 = 68.3/83° ohms		ZONA 1	60.0	75°		
Z0 = 223.82/78.6° ohms		ZONA 2	96.6	75°	0.30	
Zm = 145.78/75.7° ohms		ZONA 3	125.1	75°	1.00	
Kc = (Z0 - Z1) / 3Z1 = %		OSCILACIONES				
		Kc = 74%		I =		
		TRABAJO: Zapr. de Paute para fallas en milagro - pasuales, interruptores cerrados.				
		RESPONSABLE:		FECHA: 20/20/92		

GRÁFICO No. 5.7

TABLEROS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN



En lo que tiene que ver con la protección contra descargas atmosféricas directas, ya se mencionó que la misma se hace por medio de los cables de guarda; cuya ubicación y ángulo de apantallamiento, fueron indicados en el capítulo IV.

En cuanto a la protección contra sobrevoltajes, las líneas de 230 kv tienen 14 aisladores normalizados, para las estructuras en la zona baja y se incrementa el número de aisladores conforme incrementa la altura de instalación sobre el nivel del mar, hasta llegar a 20 aisladores en las cadenas de suspensión a 3.500 msnm.. Con este nivel de aislamiento, se había previsto una frecuencia de fallas de 1 falla por cada cien millas por cada circuito, siempre que la resistencia de pie de torre sean del orden de 10 ohmios; valor que corresponde a un diseño de líneas "a prueba de rayos". En la práctica, de mediciones realizadas en la línea ya construida, la resistencia de pie de torre vario en el orden de los 2 a 3 ohmios, con lo cual el comportamiento del aislamiento frente a descargas atmosféricas es mucho mejor, haciendo que la confiabilidad de las líneas supere los valores adoptados en la etapa de diseño.

5.4.2. PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES

Para la protección de subestaciones contra fallas, se disponen de varios sistemas tanto para los transformadores y para las barras cuya acción es independiente; es así que cada uno de estos componentes tienen como protección básica la protección diferencial y como complemento otras protecciones que permiten aislar el componente fallado y sacarlo de servicio sin intentar realizar recierre de interruptores; por la condición de permanente que tienen las fallas que afectan a los componentes indicados.

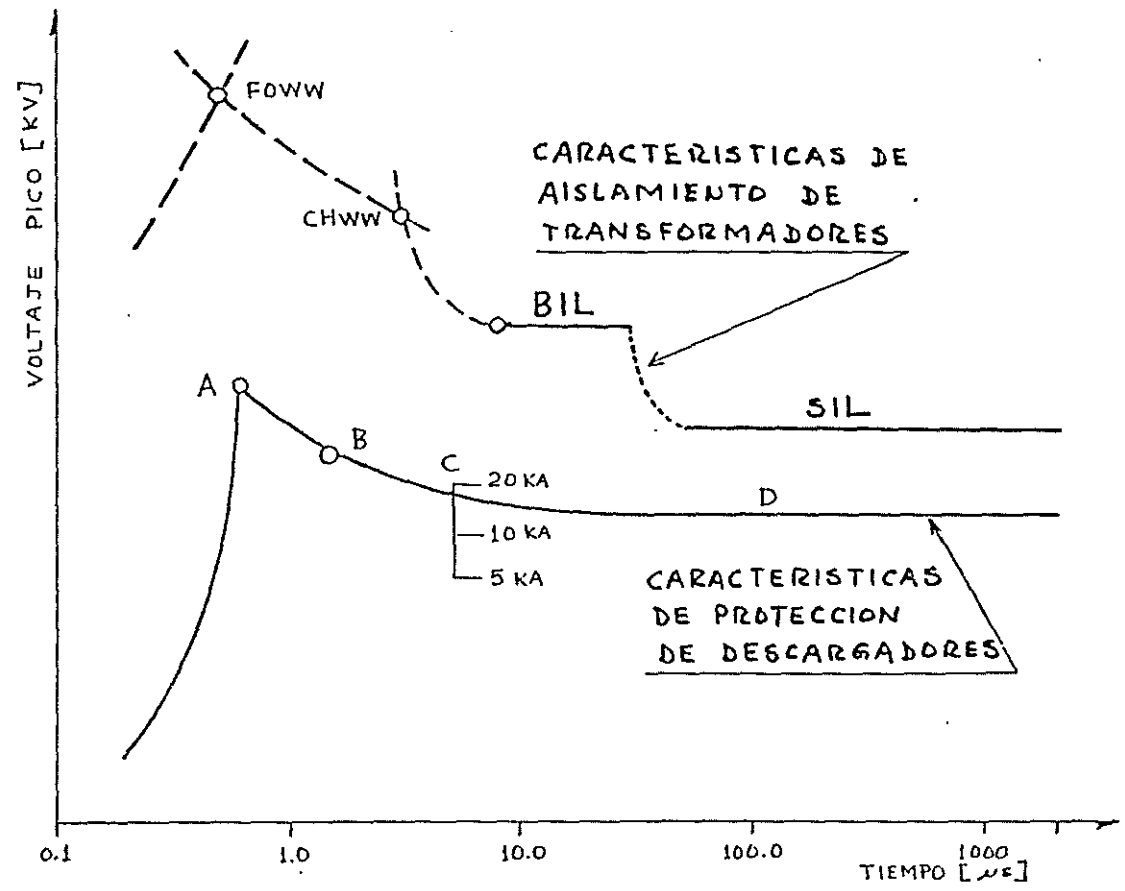
La protección contra descargas atmosféricas, se la hace por

medio de cables de guarda tendidos entre estructuras de la subestación de tal manera de apantallar adecuadamente las partes energizadas de la subestación; además se emplean varillas de extensión en los vértices de las columnas de las estructuras con lo cual se consigue un mayor grado de apantallamiento, reduciendo así la probabilidad de fallas debido a descargas atmosféricas directas.

Para la protección contra sobrevoltajes que llegan a la subestación como ondas viajeras a través de las líneas de transmisión, se tienen los pararrayos o descargadores, que actúan a manera de válvula de seguridad e impide que voltajes superiores a su nivel de protección puedan pasar a los terminales del equipo protegido. La característica de protección de los descargadores siempre está por debajo del nivel de aislamiento del transformador y resto del equipo protegido, conforme se ilustra en el Gráfico No. 5.8. A manera de ejemplo, se tiene que los niveles de protección de los descargadores empleados en 230 kv son del orden de 450 kv, mientras que el nivel de aislamiento del equipo protegido, el transformador, es de 750 kv; lo cual da un margen de protección del 76%, muy superior al mínimo requerido de 15%. Como regla general, se tiene que para instalaciones de alto voltaje, los pararrayos son utilizados en los terminales de líneas y junto a los transformadores; sin embargo para la selección de las características de los descargadores y su ubicación, suelen hacerse estudios específicos mediante el empleo de modelos analógicos o digitales.

Siendo las subestaciones uno de los componentes básicos de los sistemas de transmisión y en orden a mantener la máxima continuidad del servicio, se suelen implantar esquemas especiales de barras compatibles con la importancia del sistema; es así que para las subestaciones del SNT, se han adoptado los esquemas de "doble barra, simple interruptor y by-pass", conforme se ilustra en el Gráfico No. 5.9.

GRÁFICO No. 5.8
PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON DESCARGADORES



6753/037

GRÁFICO No. 5.9

- LEYENDA**
- 1. Línea de Transmisión
 - 2. Línea de Distribución
 - 3. Línea de Alumbrado
 - 4. Línea de Señalización
 - 5. Línea de Telefonía
 - 6. Línea de Radiodifusión
 - 7. Línea de T.V.
 - 8. Línea de T.R.
 - 9. Línea de T.M.
 - 10. Línea de T.C.
 - 11. Línea de T.E.
 - 12. Línea de T.S.
 - 13. Línea de T.P.
 - 14. Línea de T.O.
 - 15. Línea de T.N.
 - 16. Línea de T.M.
 - 17. Línea de T.C.
 - 18. Línea de T.E.
 - 19. Línea de T.S.
 - 20. Línea de T.P.
 - 21. Línea de T.O.
 - 22. Línea de T.N.
 - 23. Línea de T.M.
 - 24. Línea de T.C.
 - 25. Línea de T.E.
 - 26. Línea de T.S.
 - 27. Línea de T.P.
 - 28. Línea de T.O.
 - 29. Línea de T.N.
 - 30. Línea de T.M.
 - 31. Línea de T.C.
 - 32. Línea de T.E.
 - 33. Línea de T.S.
 - 34. Línea de T.P.
 - 35. Línea de T.O.
 - 36. Línea de T.N.
 - 37. Línea de T.M.
 - 38. Línea de T.C.
 - 39. Línea de T.E.
 - 40. Línea de T.S.
 - 41. Línea de T.P.
 - 42. Línea de T.O.
 - 43. Línea de T.N.
 - 44. Línea de T.M.
 - 45. Línea de T.C.
 - 46. Línea de T.E.
 - 47. Línea de T.S.
 - 48. Línea de T.P.
 - 49. Línea de T.O.
 - 50. Línea de T.N.

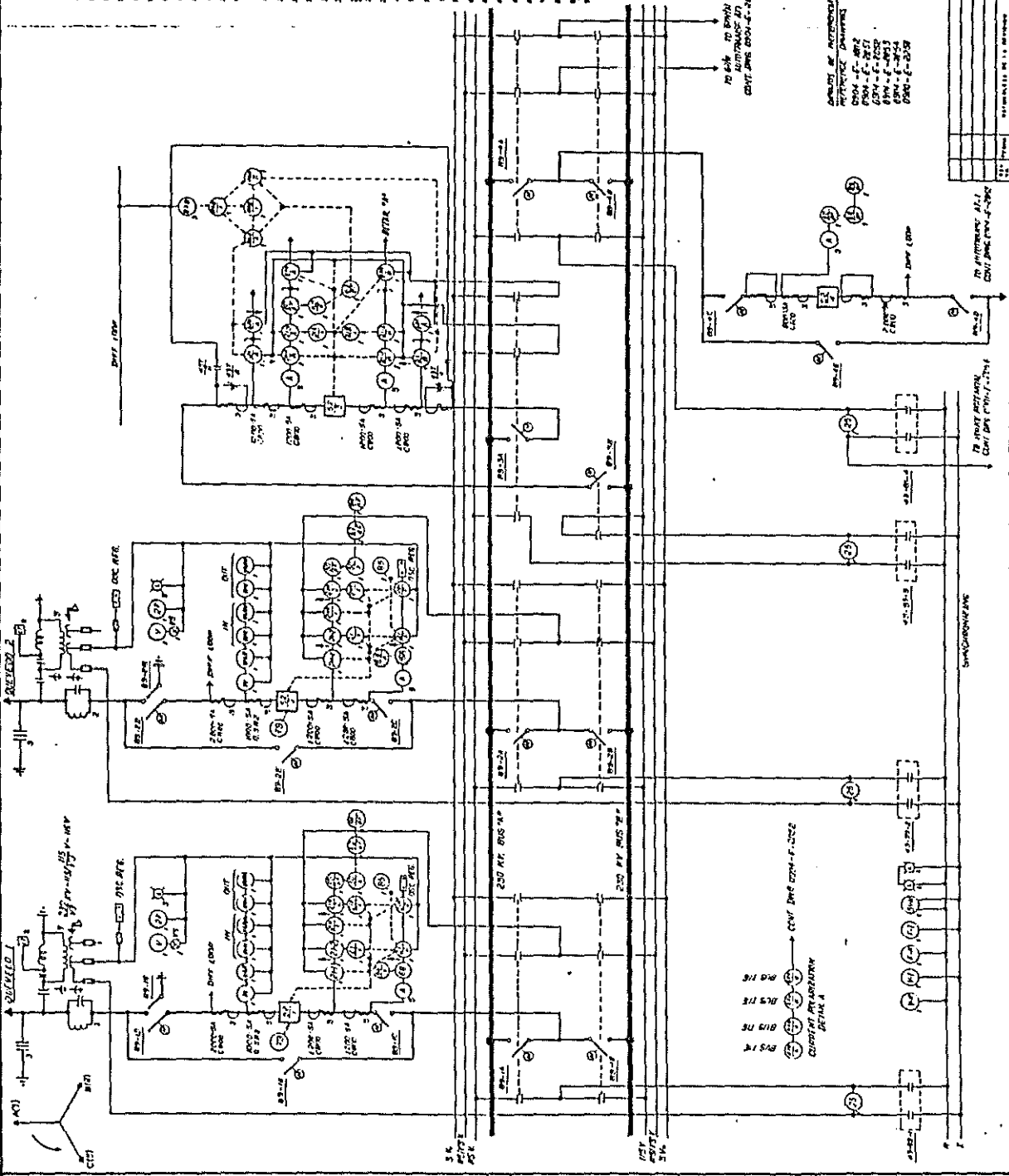
NOTAS

1. Verificar el estado de los equipos antes de iniciar el trabajo.
2. Mantener siempre un camino seguro de escape.
3. Usar siempre el equipo de protección personal.
4. No trabajar solo.
5. No tocar partes energizadas.
6. No fumar en el área de trabajo.
7. No beber alcohol antes de trabajar.
8. No consumir drogas.
9. No usar ropa floja.
10. No usar joyas.
11. No usar zapatos de suela de goma.
12. No usar zapatos de tacón.
13. No usar zapatos de vestir.
14. No usar zapatos de deporte.
15. No usar zapatos de cuero.
16. No usar zapatos de lona.
17. No usar zapatos de tela.
18. No usar zapatos de algodón.
19. No usar zapatos de lana.
20. No usar zapatos de seda.
21. No usar zapatos de cuero.
22. No usar zapatos de lona.
23. No usar zapatos de tela.
24. No usar zapatos de algodón.
25. No usar zapatos de lana.
26. No usar zapatos de seda.
27. No usar zapatos de cuero.
28. No usar zapatos de lona.
29. No usar zapatos de tela.
30. No usar zapatos de algodón.
31. No usar zapatos de lana.
32. No usar zapatos de seda.
33. No usar zapatos de cuero.
34. No usar zapatos de lona.
35. No usar zapatos de tela.
36. No usar zapatos de algodón.
37. No usar zapatos de lana.
38. No usar zapatos de seda.
39. No usar zapatos de cuero.
40. No usar zapatos de lona.
41. No usar zapatos de tela.
42. No usar zapatos de algodón.
43. No usar zapatos de lana.
44. No usar zapatos de seda.
45. No usar zapatos de cuero.
46. No usar zapatos de lona.
47. No usar zapatos de tela.
48. No usar zapatos de algodón.
49. No usar zapatos de lana.
50. No usar zapatos de seda.

INTERNATIONAL ENGINEERS COMPANY, INC.
 INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 Y CONSULTORIA PAUTE
 QUITO - ECUADOR

SUBSTACION PASCUALES
 SECTOR DE ZONA
 DIAGRAMA DE LINEAS DE
 PROTECCION Y MEDICION

FECHA 30/AGO/1974 6904-E2030-0



NO.	FECHA	DESCRIPCION
1	30/AGO/1974	PROYECTO
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		

Estos esquemas, de carácter redundante, permiten continuar la operación normal de las subestaciones, inclusive en casos de falla o de mantenimiento de una de las barras o uno de los interruptores de la subestación. El Gráfico No. 5.9 permite mostrar los diferentes componentes que integran el sistema de protección y medición de una subestación.

En orden a mantener la máxima continuidad en el servicio de energía eléctrica y ante la eventualidad de fallas en los transformadores de la subestación, que no puedan ser prevenidas por los equipos de protección instalados; el SNT ante a la posibilidad de falla de transformadores; ~~el SNT~~ dispone como medida de prevención adicional, la instalación de transformadores de reserva, monofásicos o trifásicos, en algunas subestaciones de 230 kv. no

En cuanto a disponibilidad de alimentación a los servicios auxiliares de las subestaciones, siendo parte esencial para la operación adecuada del sistema, se ha previsto la existencia de una alimentación normal, que toma la energía de la propia subestación, una de respaldo que toma la energía de la red local; y una tercera de emergencia, constituida por una grupo diesel; se tiene además, alimentación en corriente continua, como respaldo adicional par el servicio de cargas esenciales e iluminación de emergencia.

En lo que se refiere a redundancia en las líneas de transmisión, el INECEL ha establecido como criterio para la planificación y diseño del sistema de 230 kv; el que pueda mantenerse la operación normal del sistema, bajo condiciones de primera contingencia; esto es, bajo condiciones de salida de servicio de un circuito del sistema de transmisión, sea por falla o por mantenimiento; lo cual implica que las líneas de transmisión de 230 kv sean de doble circuito y que cada uno de los dos circuitos deba tener la capacidad de llevar toda la carga eléctrica

sin que se afecte la calidad del servicio. Bajo este criterio y considerando que el límite térmico de cada circuito de 230 kv es de 450 MVA; la carga máxima que debería ser transportada, en condiciones normales, por los dos circuitos de las líneas de transmisión es 450 MVA; para que en caso de falla de uno de los circuitos, el restante que queda en operación pueda ^{tomar} esa carga sin exceder su límite térmico; sin embargo, bajo condiciones de emergencia las líneas de doble circuito tendría la capacidad de llevar hasta 900 MVA, siempre que se satisfaga los requisitos mínimos de voltaje. *

El valor de 450 MVA antes indicado como de máxima transferencia de potencia que satisface el criterio de operación ante primera contingencia; prácticamente que coincide con el límite de transferencia de potencia establecido para mantener la estabilidad del sistema, ante fallas que comprometan uno de los dos circuitos de las líneas de transmisión; cuando el sistema opera en forma radial; y cuando el sistema opera como anillo de transmisión este valor es del orden de 600 MVA, según lo señalado por Erazo (1993)¹

¹ERAZO, M. 1993. Protección del Sistema de transmisión de 230 kv. p.23

CAPITULO VI

VULNERABILIDADES E INTERRUPCIONES

Este capítulo tiene como objetivo el establecer las vulnerabilidades del Sistema Nacional de Transmisión y evaluar las estadísticas de interrupciones, en función de sus causas; y finalmente, analizar sus consecuencias.

6.1 VULNERABILIDADES .

Sobre la base de la definición dada por SOPENA (1970, p.1024)¹ que al referirse a vulnerabilidad indica: "calidad de vulnerable"; y a su vez, vulnerable es definido como: "que puede ser herido o recibir lesión.// dicese de la parte de una obra o línea defensiva que puede atacarse u ocuparse fácilmente por el enemigo"; o, como lo expone Andrade (1994) "vulnerabilidad es el aspecto negativo que supera la capacidad del poder nacional"²; se puede adoptar por extensión, al caso del tema que se está tratando que: vulnerable es la parte del Sistema Nacional de Transmisión que puede atacarse, ocuparse o alterarse fácilmente; superando la capacidad del poder nacional; pudiendo ser dañada o modificada afectando la calidad, seguridad, confiabilidad o la economía del servicio de energía eléctrica.

Haciendo relación con los riesgos y prevenciones que se analizaron en capítulo precedente, se puede establecer que las vulnerabilidades; producto de riesgos que no pudieron ser prevenidos o que habiendo sido prevenidos no pudieron

¹SOPENA, 1970. Nuevo diccionario ilustrado de la lengua española. p.1024

²ANDRADE, J. 1994. Comentarios verbales a Comité de Planeamiento.

ser atenuados o eliminados; llegan a afectar a la normal operación del sistema eléctrico; produciendo como resultado final la interrupción del servicio, ya sea por daño de carácter permanente o por alteración temporal que obliga la intervención del sistema de protecciones, para aislar la parte afectada.

6.1.1. ANTE DESASTRES NATURALES

Del análisis de los riesgos que tienen relación con los desastres naturales más conocidos, se puede establecer que el SNT es vulnerable a los efectos derivados de los maremotos, de las tormentas (huracanes, ciclones, tornados); y, de los terremotos cuyo efecto sea superior a una aceleración de 0.3 g., valor que fue la base de diseño de los equipos e instalaciones.

En cuanto a los riesgos por inundaciones, aluviones, derrumbes, deslaves, hundimientos del suelo, agrietamientos; se puede decir que de las experiencias tenidas en el SNT, algunos de ellos han afectado la integridad física de las estructuras de líneas; a manera de ejemplos se pueden citar: "los problemas de asentamientos en la línea Paute-Milagro-Guayaquil, que han virado algunas torres; y los problemas de fallas geológicas en el sector Tambo-Cochancay que obligó hacer una variante de 15 km". (Santillán, 1994)¹. ; y en cuanto a inundaciones "las inundaciones provocadas por el río Jubones han afectado a las fundaciones de la línea de transmisión Milagro-Machala". Por consiguiente, y hasta tanto ^{se} no logre disponer de evaluaciones de riesgo que permitan tener las previsiones apropiadas, se puede decir que estos desastres constituyen vulnerabilidades para el SNT.

¹SANTILLAN, J. Diseño de líneas de transmisión. Entrevista.

6.1.2. ANTE TORMENTAS ELÉCTRICAS

En lo que tiene relación con tormentas eléctricas, dado el alto grado de protección de las líneas y subestaciones; puede decirse que el SNT. es prácticamente invulnerable; puesto que la probabilidad de ocurrencia de una falla debido a descargas atmosféricas es mínima; para líneas, es menor que una falla por cada cien millas por año; para subestaciones la probabilidad de falla de apantallamiento es 0.1% (una cada mil descargas por año).

6.1.3. ANTE VIENTOS

Los diseños de líneas y subestaciones, para enfrentar este fenómeno son conservativos, lo cual hace que el SNT no sea vulnerable frente a este fenómeno; puesto que además de la adopción de un valor de 90 km/h, que es alto en relación con los valores registrados; se incluyen en el diseño de estructuras factores de seguridad adicionales. Como complemento debe indicarse que el INECEL exige la ejecución de pruebas destructivas de estructuras tipo, como requisito para la aceptación de los suministros y garantía que las estructuras soportarán las cargas de diseño.

6.1.4. ANTE RIESGOS DE ORIGEN HUMANO

Las instalaciones del SNT, son vulnerables ante: vandalismos, sabotaje, terrorismo, guerrilla y guerra; puesto que en ninguna de sus fases de implantación se previeron medidas específicas para contrarrestarlos.

En caso de llegar a afectar algún componente del SNT, su efecto en el servicio eléctrico va a depender de la ubicación y área afectada, la magnitud de la acción y la carga eléctrica que deba ser manejada.

Los resultados de estos actos afectan no solamente como

interrupción del servicio en el ámbito del confort de la población, sino también a la economía del sector productivo y a la seguridad interna del país.

A manera de ilustración se hace relación al "atentado dinamitero" del 5 de febrero de 1991; que según versiones que la prensa de esos días, con grandes titulares señalaba: "Un atentado dinamitero motivó el apagón en Quito" (El Universo, 8 febrero 1991); otros titulares señalaron: "Pérdidas por 400'000.000 por atentado a sistema eléctrico" (El Expreso, 11 febrero 1991); "Daños por 500'000.000 por atentados a torres INECEL" (El Universo, 7 enero 1991); "400 millones costará reparar torres sistema interconectado" (El Universo, 9- febrero-1991)¹; y agrega:

las obras para restablecer la confiabilidad total del servicio demorarán de tres a cuatro semanas... el atentado se produjo pasadas las 20h15 del martes cinco de febrero contra dos torres metálicas del Sistema Totoras-Santa Rosa...los saboteadores habían colocado posiblemente explosivos en los cuatro soportes de las torres; al estallar los explosivos, se desplomaron las torres y tensaron las adyacentes causando doblamientos de las estructuras. Como consecuencia de la caída de las estructuras dejaron de operar tres de los cuatro circuitos a través de los cuales se suministra el fluido eléctrico a Quito y al norte del país, lo cual produjo el apagón durante 60 minutos al 60% de usuarios de Quito.

Esta reseña permite establecer algunos criterios sobre los efectos de este tipo de sucesos, a saber: son imprevistos; si llegan a causar destrucción, ésta es de gran magnitud, afectando a los componentes físicos o destruyéndolos; requieren varias decenas de minutos para recuperar el servicio a las áreas afectadas; requiere de varias semanas para restituir los componentes afectados; infringe grandes pérdidas económicas; en definitiva, inciden en los campos político, sicosocial y económico del poder nacional; y en el caso de acciones de guerra, también en el campo militar.

¹EL UNIVERSO. 9 febrero 1991

Dada la configuración del SNT, constituido por un anillo de transmisión de 230 kv con características de diseño muy similares; los tramos de línea vulnerables, con efectos negativos de mayor repercusión son, en orden descendente de su repercusión:

- El tramo: Paute-Milagro; que, en caso de falla o destrucción de sus componentes, se provocaría la interrupción del suministro de la energía hidroeléctrica generada en el Paute y que da servicio a las provincias del Guayas, Los Ríos y el Oro, sin que estas áreas pueden recibir la energía que requieren, a través de otros tramos del SNT. Además, si no se toman las debidas precauciones, pueden causar un apagón general que llegue a afectar a la gran mayoría de provincias del país.

Otro tramo de importancia similar es el Milagro-Pascuales, que de fallar afectaría a la provincia del Guayas principalmente.

Más grave aún es la situación que se puede presentar si se llegan a afectar las subestaciones del SNT; siendo en este tramo, la más importante, la Subestación Pascuales y luego la subestación Milagro.

- Otro tramo de importancia en el sistema es el Totoras-Santa Rosa; cuya afectación disminuiría el suministro de la energía a la ciudad de Quito y al norte del país. En cuanto a Subestaciones, la de mayor importancia en este tramo, es la Subestación Santa Rosa, ubicada a 25 km al sur de la ciudad de Quito, que de llegar a ser afectada dejaría sin servicio de energía eléctrica a gran parte de la ciudad de Quito y al norte del país.

- Una falla en los otros tramos de líneas de transmisión: Pascuales-Quevedo, Quevedo-Santo Domingo, Santo Domingo-Santa Rosa, Totoras-Paute y Totoras-Riobamba-Paute, no

sería tan perjudicial como el caso de los tramos antes señalados; puesto que se puede mantener el servicio en condiciones apropiadas de operación, aislando el tramo afectado, aunque sea por falla de los dos circuitos. La razón es que para estos tramos de línea, las subestaciones regionales tienen simultáneamente dos caminos para recibir la energía eléctrica; y, a través de uno de ellos se puede llevar la carga necesaria. Para el caso de atentados a las subestaciones; o, a las líneas radiales de transmisión la afectación sería al servicio eléctrico regional.

- Otro sitio estratégico es la subestación Molino de la Central Paute, cuya afectación incidiría en la suspensión del suministro de energía que produce la central, afectando al suministro, con carácter nacional.

Para los otros riesgos de origen humano, las repercusiones son generalmente menos graves que las arriba anotadas; sin embargo de ello, las fallas que se produzcan y afecten al tramo Paute-Milagro-Guayaquil, son críticas para la continuidad del servicio a nivel nacional, la satisfacción de la demanda de la ciudad de Guayaquil y el aprovechamiento de la energía del Proyecto Paute.

6.1.5 ANTE OSCILACIONES

Las fallas producidas en el tramo Paute-Milagro, repercuten a nivel nacional; razón por la cual este tramo es el de mayor importancia y el que mayor seguridad requiere, hasta que llegue a entrar en servicio la Línea de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria; que reforzará la seguridad y confiabilidad de este tramo en particular y de todo el sistema en general.

Hasta tanto, el tramo Paute-Milagro será el que mayor repercusión negativa tenga a nivel nacional, aún en el caso de fallas que comprometan un solo circuito de la línea;

puesto que por razones de orden económico se está operando a este tramo con potencias mayores que las permitidas por los límites de estabilidad; a efectos de poder aprovechar la mayor cantidad de energía hidroeléctrica que puede generar el Proyecto Paute y así lograr el reemplazo de la energía térmica que sería necesaria producir de reducirse la potencia a ser transportada desde el Paute; con lo cual se ha conseguido obtener para el país considerables ahorros en combustible.

Como consecuencia, de lo indicado, una falla que afecte al tramo Paute-Milagro produce condiciones de operación inestable, con oscilaciones de frecuencia y caídas de voltaje que han obligado a implantar maniobras de emergencia, tales como desconexión automática de generadores, para recuperar frecuencia normal ante elevaciones de la frecuencia del sistema; y, desconexiones automáticas de carga (seccionamientos de carga), ante condiciones de baja frecuencia.

Estos seccionamientos automáticos de carga, han sido implantados en las empresas eléctricas regionales, por medio de relés de baja frecuencia; para, a través de estas maniobras de emergencia salir de la condición de inestabilidad, perdiendo generación y/o carga; pero evitando un colapso total (apagón nacional); que se sucedería de no haberse implantado este tipo de maniobras.

Conviene establecer cual es el significado técnico de los siguientes términos, de acuerdo a DOSNI (1994, pp 3-5)¹:

Por COLAPSO TOTAL se entenderá cuando exista suspensión de servicio en todo el país y se requiera suministrar servicios auxiliares a las grandes centrales, antes de comenzar el restablecimiento.

¹DOSNI-INECEL. 1994. Maniobras de emergencia, instructivo preliminar.pp.3-5

Por COLAPSOS PARCIALES se entenderá cuando se ha producido suspensión de servicio que afectan a la mayoría de las Empresas interconectadas, pero ha quedado cierta generación significativa. Esto último puede ocurrir en EMELEC y/o en la E. E. Q., en las cuales pueden quedar unidades generando dando servicio parcialmente. La desconexión de carga se ha establecido de acuerdo a lo valores y porcentajes del cuadro No. 6.1

CUADRO No. 6.1

EMPRESA	PASOS DE BAJA FRECUENCIA Y % DE DESCONEXION						
	1	2	3	4	5	6	7
	59.2	59.0	58.8	58.6	58.4	58.2	58.0
EMELEC	7.2	9.6	9.0	20.1	41.2	26.7	42.8
E.E. QUITO	7.0	10.0	10.0	20.0	14.9		19.5
EMELMANABI	5.3	22.8	8.4	5.3			
EMELGUR	7.1	15.0	8.8	22.8			
E.E.R.C. SUR	7.0	10.0	10.0	20.0			
EMELORO			25.0		100.0		
E.E. AMBATO	7.0	10.0	10.0	20.0			
EMELNORTE		14.5	12.0	19.0			
EMELESA		9.0	8.5	27.9			
E.E. MILAGRO			6.2	16.2	100.0		
E.E. RIOBAMBA	7.0	10.0	10.0	20.0			
E.E.P.S. ELENA		13.0	10.8	21.0			
E.E.S. DOMINGO		5.0	7.2	9.3			
E.E.R. SUR							
EMELRIOS					100.0		
E.E. COTOPAXI		9.0	2.6	18.4			
E.E. BOLIVAR							
E.E. AZOGUES				100.0			

NOTA: En el quinto paso, disparan los disyuntores de los dos circuitos a Milagro (230 KV), en la S/E Pascuales, con lo cual se desconectan totalmente las cargas de las Empresas: EMELORO, EMELRIOS Y E.E. Milagro.

Los Gráficos No. 6.1, 6.2 y 6.3 ilustran, como ejemplo, el comportamiento inestable del sistema, para una falla en el tramo Paute-Milagro; y en ellos se puede evidenciar los defasamientos angulares, las oscilaciones de voltaje y las oscilación de frecuencia, respectivamente. Estos resultados fueron obtenidos en estudios de simulación digital realizados por INECEL en Suecia con Swedpower(1988)¹

¹SWEDPOWER. 1988. Study on line protection squeme and SVC.

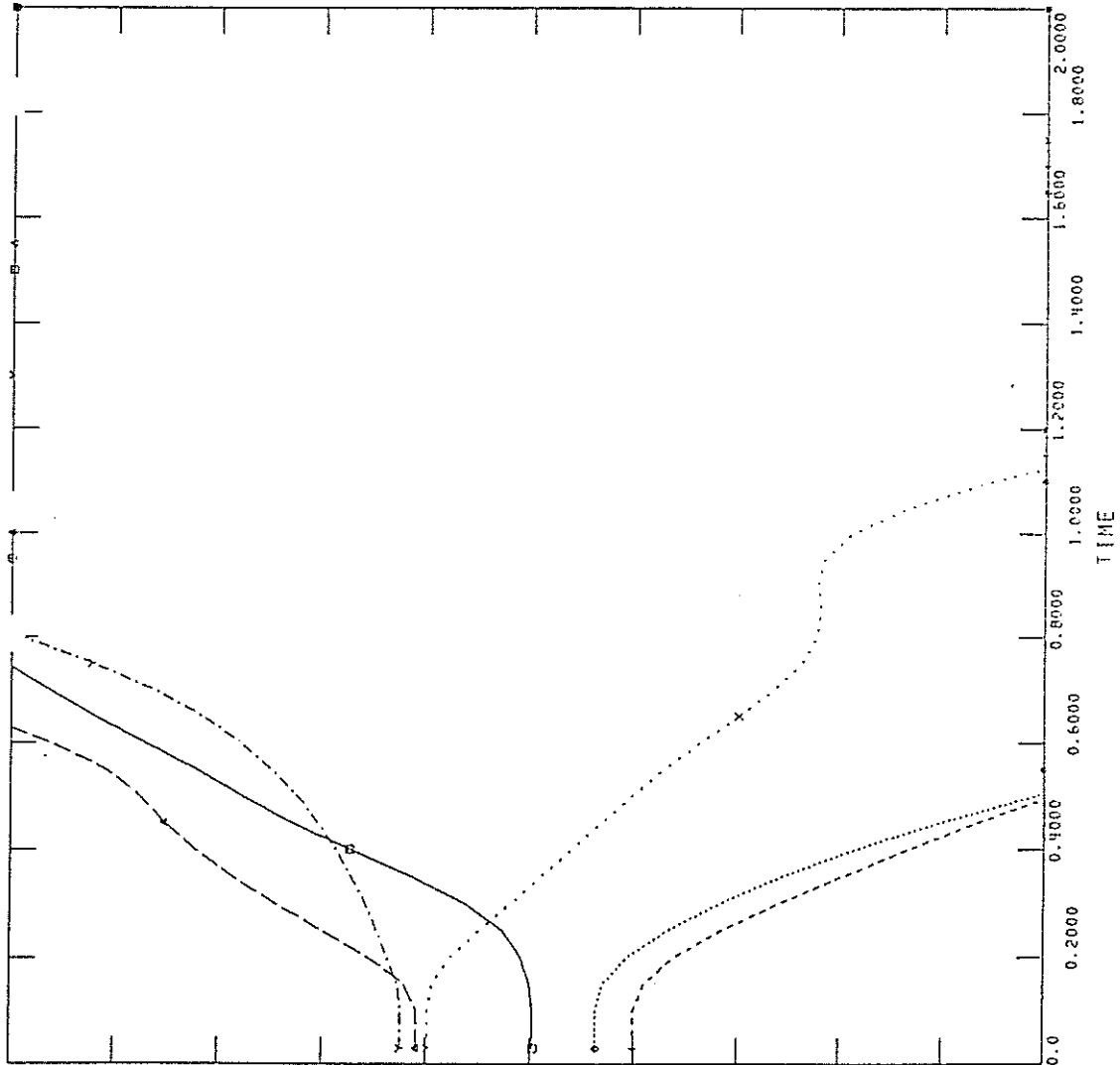
GRÁFICO No. 6.1
DEFASAMIENTOS ANGULARES



INECEL-SWEDPOWER STUDY ON LINE PROTECTION SCHEME AND SVC
1989 MEDIUM LOAD
FAULT SEQUENCE: FALLING TOWER, MOL-MIL, RECLOSE
NO SVC

FILE: 89ML12R
CHNL = 6: AANG2AGOYANG2A

100.00	----->	-100.0
100.00	x.....x	-100.0
100.00	+-----+	-100.0
100.00*	-100.0
100.00	-----<	-100.0
100.00	=====	-100.0



TUE, MAY 31 1988 19:17
GEN-ANGLES 89ML12R

GRÁFICO No. 6.2
OSCILACIONES DE VOLTAJE



INECEL-SWEDPOWER STUDY ON LINE PROTECTION SCHEME AND SVC
1989 MEDIUM LOAD
FAULT SEQUENCE: FALLING TOWER, MOL-MIL, RECLOSE
NO SVC

FILE: 89ML12R

TUE, MAY 31 1988 19:18
FREQUENCY 89ML12R

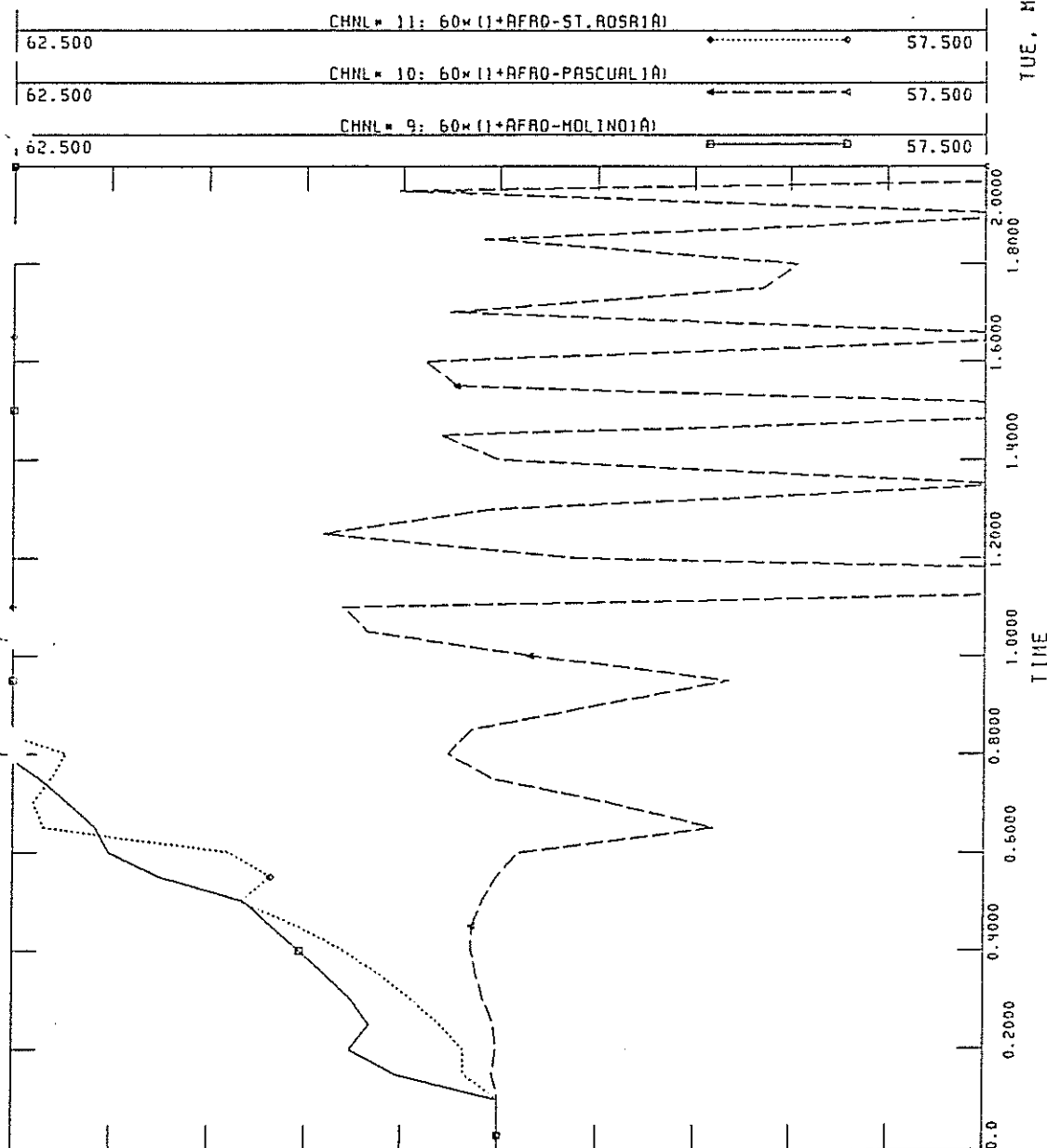


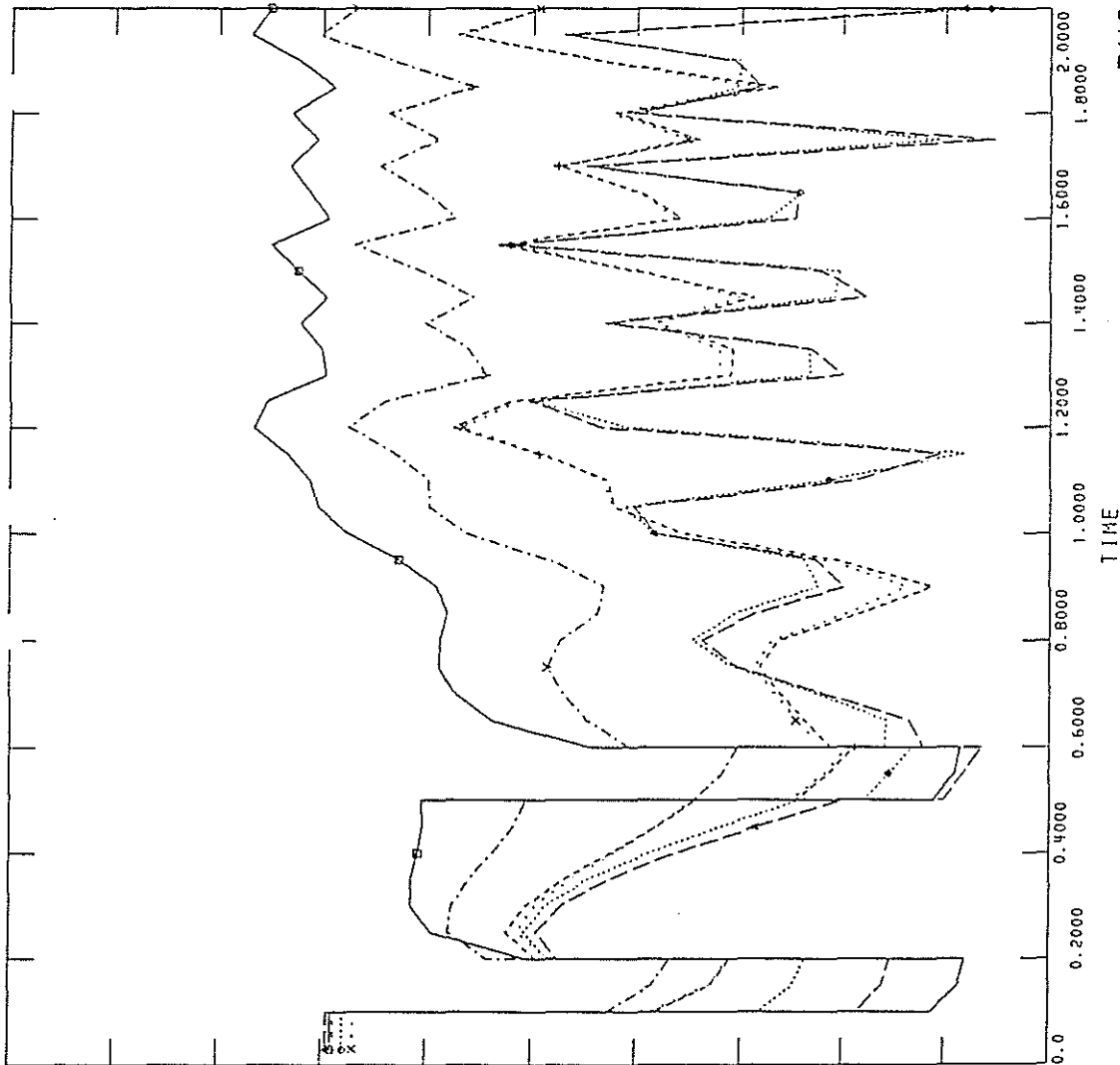
GRÁFICO No. 6.3
OSCILACIONES DE FRECUENCIA



INECEL-SWEDPOWER STUDY ON LINE PROTECTION SCHEME AND SVC
1989 MEDIUM LOAD
FAULT SEQUENCE: FALLING TOWER, MOL-MIL, RECLOSE
NO SVC

FILE: 89ML12R

Channel	Line	Scale
CHNL = 28	138*AV-AGOYANIA	0.0
CHNL = 26	138*AV-VICENTIIJA	0.0
CHNL = 24	138*AV-ST. ROSAIA	0.0
CHNL = 22	138*AV-PASCUALIA	0.0
CHNL = 20	138*AV-MILAGROIA	0.0
CHNL = 18	138*AV-HOLINOIA	0.0



TUE, MAY 31 1988 19:17
BUS-VOLTAGES 1 89ML12R

6.2 RETRASO DEL SISTEMA PAUTE-TRINITARIA

Conforme se indicó en numeral anterior, uno de los tramos que en caso de falla afectan en mayor medida a la continuidad del servicio a nivel nacional es el tramo Paute-Milagro, debido al retraso de la entrada en operación del Sistema Paute-Pascuales-Trinitaria.

Varios estudios se han realizado para establecer el impacto de este retraso; es así que Orejuela(1985)¹ establece:

una alternativa emergente, instalando un autotransformador de 100 MVA en Pascuales 138/69 kv y 24 MVAR en condensadores, para aprovechar en mayores cantidades la energía del Paute; y concluye que "la aplicación de esta alternativa permitirá un ahorro de aproximadamente 1.64 millones de dólares mensuales en promedio por concepto de ahorros de combustible... por lo que cualquier solución emergente se justifica plenamente".

Otro estudio de INECEL(1991)², recomienda la instalación de 138 MVAR en condensadores, hasta tanto se construya el Sistema Paute-Pascuales-Trinitaria, y concluye que "por cada año de retraso en la construcción de este sistema de transmisión, el ahorro por concepto de consumo de combustible, sería de alrededor de 6'000.000.00 de US dólares anuales".

En general se puede decir que las consecuencias del retraso de la entrada en operación del Sistema Paute-Pascuales-Trinitaria son: bajos niveles de voltaje, mayores pérdidas en el sistema, mayor riesgo de interrupciones de servicio, desaprovechamiento de la capacidad instalada en el Paute, mayor consumo de combustible y mayores costos de operación.

*de potencia
o energía*

¹OREJUELA, V. 1985. Influencia de las restricciones financieras. p.8

²INECEL 1991. Optimización de la operación de la Central Paute AB-C p.8

6.3 INTERRUPCIONES

Una de las características básicas que debe satisfacer la operación normal de un sistema eléctrico es la continuidad de servicio o confiabilidad; sin embargo, como no existen sistemas exentos de fallas, siempre hay la posibilidad de aparición de interrupciones en el servicio, cuya frecuencia, duración, potencia interrumpida y energía no servida, son entre otros, los parámetros que pueden dar una idea general de la calidad del servicio suministrado.

Los resultados de operación consignados por INECEL (1994)¹, señalan lo siguiente:

Se registraron durante 1993 las siguientes interrupciones: 351 interrupciones sostenidas, que produjeron 32.845,64 Mwh de energía disminuida. De estas interrupciones 270 (76,92%) fueron por causa forzada y 81 (23,08%) por causa programada.

De las 270 interrupciones forzadas, la mayor parte se originaron fuera del sistema eléctrico de INECEL; o sea en las Empresas Interconectadas, esto es 199 interrupciones con una energía disminuida de 1.635,29 Mwh.

De las 71 interrupciones forzadas restantes, originadas dentro del Sistema Eléctrico de INECEL, 51 de ellas se dieron en el Sistema de Transmisión, y 20 en las centrales de generación y la energía disminuida fue de 23.979,15 Mwh.

Sobre la base de esta información se puede establecer en que medida incide el SNT en la confiabilidad del servicio a nivel nacional; sin embargo siendo una información puntual, no permite tener una visión completa sobre el comportamiento histórico del sistema; por esta razón se recurrió a los archivos de INECEL, donde se pudo conseguir información anual de los seis últimos años; con la cual, empleando un programa de hojas electrónicas, se han desarrollado una serie de cuadros relacionados con las interrupciones del servicio de energía eléctrica

¹INECEL. 1994. Informe de resultados de operación pp. 33-34

Previo a la presentación de los resultados y al análisis de los mismos, se indica a continuación los diferentes parámetros que han sido considerados por INECEL(1994)¹ en la información proporcionada:

Las interrupciones son clasificadas por su causa como: forzadas y programadas; y por su origen en externas al sistema, generación del sistema y transmisión del sistema.

Dentro de las interrupciones forzadas detalla las que se tienen en la generación, en causas externas al sistema y en transmisión. Además da información individual sobre las interrupciones en el sistema de transmisión bajo la siguiente clasificación: condiciones climáticas, medio ambiente, animales, terceros, propias de la red y otras causas.

Sobre la base de esta información se han elaborado los siguientes cuadros:

No.	DESCRIPCIÓN
6.2	Número total de interrupciones
6.3	Número de interrupciones forzadas
6.4	Energía total interrumpida
6.5	Energía total interrumpida forzada
6.6	Número de interrupciones totales en líneas de 230 kv
6.7	Número de interrupciones forzadas en líneas de 230 kv
6.8	Horas de interrupción total en líneas de 230 kv
6.9	Horas de interrupción forzada en líneas de 230 kv
6.10	Número total de fallas en subestaciones
6.11	Horas de interrupción en subestaciones
6.12	Número total de fallas de INECEL que afectan a Empresas Eléctricas
6.13	Energía disminuida de fallas de INECEL que afectan a Empresas Eléctricas
6.14	Número total de Interrupciones externas a INECEL
6.15	Horas totales de interrupción externas a INECEL
6.16	Resultados Operativos del Sistema Eléctrico INECEL

¹INECEL, 1994. Informe de resultados de operación. pp. 39-47

CUADRO No. 6.2

NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES

CAUSA:	SOSTENIDAS				MOMEN- TANEA
	ORIGEN				
AÑOS	EXTERNAS	GENERACI	TRANSMIS	TOTAL	TOTAL
1988	208	10	85	303	8
1989	258	11	77	346	4
1990	210	14	96	320	1
1991	332	23	85	440	0
1992	274	25	69	368	0
1993	241	20	90	351	0
ANUAL	253.83	17.17	83.67	354.67	2.17

PORCENTAJE DEL NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES

CAUSA:	SOSTENIDAS			
	ORIGEN			
AÑOS	EXTERNAS	GENERACI	TRANSMIS	TOTAL
1988	68.65	3.30	28.05	100
1989	74.57	3.18	22.25	100
1990	65.63	4.38	30.00	100
1991	75.45	5.23	19.32	100
1992	74.46	6.79	18.75	100
1993	68.66	5.70	25.64	100
ANUAL	71.57	4.84	23.59	100

CUADRO No. 6.3

NUMERO DE INTERRUPCIONES FORZADAS

CAUSA: FORZADA	SOSTENIDAS			MOMEN- TANEA	ANIOS	TOTAL	TOTAL
	EXTERNAS	GENERACI	TRANSMIS				
	179	10	39		1988	228	6
	228	11	46		1989	285	4
	176	14	55		1990	245	1
	255	23	51		1991	329	0
	223	25	45		1992	293	0
	199	20	51		1993	270	0
ANUAL	210.00	17.17	47.83			275.00	2.17

PORCENTAJE DEL NUMERO DE INTERRUPCIONES FORZADAS

CAUSA: FORZADA	SOSTENIDAS			ANIOS	TOTAL
	EXTERNAS	GENERACI	TRANSMIS		
	78.51	4.39	17.11	1988	100
	80.00	3.86	16.14	1989	100
	71.84	5.71	22.45	1990	100
	77.51	6.99	15.50	1991	100
	76.11	8.53	15.36	1992	100
	73.70	7.41	18.89	1993	100
ANUAL	76.36	6.24	17.39		100

CUADRO No. 6.4

ENERGIA TOTAL INTERRUPTA (MWH)

CAUSA: SOSTENIDAS				
TOTAL ORIGEN				
AÑOS	EXTERNAS	GENERACION	TRANSMISION	TOTAL
1988	2951.99	739.48	7392.43	11083.9
1989	2931.82	280.9	4656.61	7869.33
1990	1783.71	654.7	4560.14	6998.55
1991	9331.46	1178.93	6237.61	16748
1992	5070.9	1132.47	7905.88	14109.25
1993	2716.2	21020.47	9108.97	32845.64
ANUAL	4131.01	4167.83	6976.94	15275.78

PORCENTAJE DE LA ENERGIA TOTA INTERRUPTA

CAUSA: SOSTENIDAS				
TOTAL ORIGEN				
AÑOS	EXTERNAS	GENERACION	TRANSMISION	TOTAL
1988	26.63	6.67	66.70	100
1989	37.26	3.57	59.17	100
1990	25.49	9.35	65.16	100
1991	49.77	6.29	43.94	100
1992	35.94	8.03	56.03	100
1993	8.27	64.00	27.73	100
ANUAL	27.04	27.28	45.67	100

CUADRO No. 6.5

ENERGIA INTERRUMPIDA (MWH)

CAUSA: SOSTENIDAS				
FORZADA: ORIGEN				
AÑOS	EXTERNAS	GENERACION	TRANSMISION	TOTAL
1988	1619.33	739.48	1574.27	3933.08
1989	2312.31	280.9	3144.54	5737.75
1990	1060.65	654.7	2200.04	3915.39
1991	7327.77	1178.93	2781.23	11287.93
1992	4026.5	1132.47	4269.42	9428.39
1993	1635.29	21020.47	2958.68	25614.44
ANUAL	2996.98	4167.83	2821.36	9986.16

PORCENTAJE DE LA ENERGIA INTERRUMPIDA

CAUSA: SOSTENIDAS				
FORZADA: ORIGEN				
AÑOS	EXTERNAS	GENERACION	TRANSMISION	TOTAL
1988	41.17	18.80	40.03	100
1989	40.30	4.90	54.80	100
1990	27.09	16.72	56.19	100
1991	64.92	10.44	24.64	100
1992	42.71	12.01	45.28	100
1993	6.38	82.06	11.55	100
ANUAL	30.01	41.74	28.25	100

CUADRO No. 6.12

FALLAS DE INECEL QUE AFECTAN
A LAS EMPRESAS ELECTRICAS O SISTEMAS REGIONALES

NUMERO TOTAL						
EMPRESA ELECTRICA						
AÑO	QUITO SA	EMELEC	EL ORD	MANABI	OTRAS	TOTAL
1988	13	18	10	11	55	107
1989	15	13	7	15	61	111
1990	19	21	9	17	78	144
1991	35	34	14	22	125	230
1992	39	37	21	32	155	284
1993	22	31	7	28	91	179
ANUAL	23.83	25.67	11.33	20.83	94.17	175.83

PORCENTAJE DEL NUMERO TOTAL						
EMPRESA ELECTRICA						
AÑO	QUITO SA	EMELEC	EL ORD	MANABI	OTRAS	TOTAL
1988	12.15	16.82	9.35	10.28	51.40	100
1989	13.51	11.71	6.31	13.51	54.95	100
1990	13.19	14.56	6.25	11.81	54.17	100
1991	15.22	14.76	6.09	9.57	54.35	100
1992	13.73	13.03	7.39	11.27	54.58	100
1993	12.29	17.32	3.91	15.64	50.84	100
ANUAL	13.55	14.60	6.45	11.85	53.55	100

CUADRO No. 6.13

FALLAS DE INECEL QUE AFECTAN
A LAS EMPRESAS ELECTRICAS O SISTEMAS REGIONALES

ENERGIA DISMINUIDA (MWH)						
EMPRESA ELECTRICA						
AÑO	QUITO SA/EMELEC	EL ORD	MANABI	OTRAS	TOTAL	
1988	635.51	1112.20	69.23	97.71	410.32	2324.97
1989	615.98	404.80	149.42	1457.69	370.18	2998.07
1990	1021.35	1290.12	293.45	244.09	555.64	3404.65
1991	1704.04	728.07	238.30	207.77	1027.12	3905.30
1992	1714.29	1882.46	839.19	235.11	934.04	5605.09
1993	17262.67	19154.86	1147.70	1632.79	6083.53	*****
ANUAL	2158.97	2428.75	456.22	645.86	1563.47	7253.27

PORCENTAJE DE ENERGIA DISMINUIDA						
EMPRESA ELECTRICA						
AÑO	QUITO SA/EMELEC	EL ORD	MANABI	OTRAS	TOTAL	
1988	27.33	47.84	2.98	4.20	17.65	100.00
1989	20.55	13.50	4.98	48.62	12.35	100.00
1990	30.00	37.89	8.62	7.17	16.32	100.00
1991	43.63	18.64	6.10	5.32	26.30	100.00
1992	30.58	33.58	14.97	4.19	16.66	100.00
1993	28.73	36.21	4.54	6.46	24.06	100.00
ANUAL	29.77	33.48	6.29	8.90	21.56	100.00

CUADRO No. 6.14

INTERRUPCIONES EXTERNAS AL INECEL

NUMERO TOTAL					
EMPRESA ELECTRICA					
AÑO	EMELEC INC	QUITO SA.	ST. ELENA	OTRAS	TOTAL
1988	26	6	50	126	208
1989	38	11	52	157	258
1990	27	4	64	115	210
1991	55	12	127	138	332
1992	48	9	100	117	274
1993	47	7	63	124	241
ANUAL	40.17	6.17	76.00	129.50	253.83

INTERRUPCIONES EXTERNAS AL INECEL

PORCENTAJE DEL NUMERO TOTAL					
EMPRESA ELECTRICA					
AÑO	EMELEC INC	QUITO SA.	ST. ELENA	OTRAS	TOTAL
1988	12.50	2.88	24.04	60.58	100.00
1989	14.73	4.26	20.16	60.85	100.00
1990	12.86	1.90	30.48	54.76	100.00
1991	16.57	3.61	38.25	41.57	100.00
1992	17.52	3.28	36.50	42.70	100.00
1993	19.50	2.90	26.14	51.45	100.00
ANUAL	15.82	3.22	29.94	51.02	100.00

CUADRO No. 6.15

INTERRUPCIONES EXTERNAS AL INECEL

HORAS TOTALES					
EMPRESA ELECTRICA					
ANO	EMELEC I	QUITO SA	ST. ELEN	OTRAS	TOTAL
1988	27.62	3.82	114.83	258.1	404.37
1989	18.34	11.1	108.31	175.44	317.19
1990	21.51	2.77	262.1	158.86	445.24
1991	25.96	755.28	380.73	246.29	1408.26
1992	34.9	204.41	210.8	275.9	726.01
1993	27.15	7.42	60.83	164.79	260.19
ANUAL	25.91	164.13	189.60	213.90	593.54

INTERRUPCIONES EXTERNAS AL INECEL

PORCENTAJE DE LAS HORAS TOTALES					
EMPRESA ELECTRICA					
ANO	EMELEC I	QUITO SA	ST. ELEN	OTRAS	TOTAL
1988	6.83	0.94	28.40	63.83	100.00
1989	5.78	3.50	34.15	56.57	100.00
1990	4.83	0.62	58.87	35.68	100.00
1991	1.84	53.63	27.04	17.49	100.00
1992	4.81	28.16	29.04	38.00	100.00
1993	10.43	2.85	23.38	63.33	100.00
ANUAL	4.37	27.65	31.94	36.04	100.00

CUADRO No. 6.16

RESULTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELECTRICO INECEL

INTERRUPCIONES FORZADAS			
ANIO	NFALLAS/100KM (LT)	NFALLAS/100Mw (POT.INSTALADA)	% E DISK/GENER.
1983	4.04	5.47	1.30
1984	2.15	1.79	1.26
1985	2.45	1.79	1.37
1986	1.86	1.05	0.57
1987	1.90	0.81	1.56
1988	2.17	0.94	0.86
1989	2.52	1.03	1.26
1990	3.01	1.31	0.75
1991	2.79	1.40	1.94
1992	2.27	1.52	1.60
1993	2.57	1.20	4.18
ANUAL	2.52	1.66	1.52

CUADRO No. 6.17

ERRORES HUMANOS EN EL S N I

FALLAS FORZADAS				
ANIO	TOTAL FALLAS (MWH) (1)	IGENER. Y TRANSM. (MWH) (2)	ERROR HUMANO (MWH) (3)	ENERG. NETA SNI (GWH) (4)
1985	4,488.70	3,748.30	1,496.20	3,224.98
1986	2,141.90	1,333.10	652.80	3,678.32
1987	6,611.00	2,128.10	463.40	4,188.82
1988	3,933.10	2,313.80	870.10	4,391.83
1989	5,737.80	3,425.40	501.40	4,507.84
1990	3,915.40	2,854.70	507.40	5,133.92
1991	11,287.00	3,960.20	1,109.00	5,696.95
1992	9,428.40	5,401.90	729.90	5,776.82
1993	25,614.40	23,979.20	343.60	6,021.06
ANUAL	8,128.63	5,460.52	741.53	4,735.62

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo de este capítulo es presentar las principales conclusiones y recomendaciones que han sido establecidas sobre la base del trabajo de investigación desarrollado.

7.1. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones se presentan agrupadas en : aspectos favorables, factores adversos y misceláneos.

7.1.1. ASPECTOS FAVORABLES

Los aspectos favorables más relevantes son:

7.1.1.1 La existencia en el sector eléctrico ecuatoriano de un Sistema Nacional de Transmisión que le permite llevar la energía que producen las centrales de generación, hasta los centros de carga regionales; aprovechando de este modo los recursos energéticos con que cuenta el país, en especial los hidroeléctricos, en beneficio del desarrollo integral y de la integración nacional.

7.1.1.2 El suficiente recurso humano con que cuenta el sector eléctrico, compuesto por profesionales, técnicos, obreros y personal de apoyo capacitados y experimentados, que le permite ejecutar; con acierto y apego a criterios técnico, económicos y de seguridad; las actividades de planificación, diseño, construcción, operación y administración que las diferentes etapas funcionales de generación, transmisión, distribución y comercialización, lo requieren.

7.1.1.3 La participación mayoritaria de personal nacional en las actividades de planificación, diseño, construcción y operación del Sistema de Transmisión; fortaleciendo en esta forma, el desarrollo nacional y reduciendo la dependencia extranjera en los campos de la ingeniería y de la tecnología.

7.1.1.4. Las modernas herramientas de computo que dispone el personal técnico de INECEL, para sus estudios de Planificación, Diseño y Operación; que permitirá la toma de decisiones sobre la base de estudios más detallados y precisos.

7.1.1.5. Los criterios de planificación y diseño establecidos en la concepción básica del Sistema Nacional de Transmisión, que se sustentan sobre la base de obtener un servicio de energía eléctrica de buena calidad, seguro, confiable y económico; lo cual favorece a la implantación de un sistema eléctrico que pueda ser factor de seguridad y desarrollo del país.

7.1.1.6. Las provisiones realizadas en la Planificación y el diseño del Sistema Nacional de Transmisión; dotándoles a los principales componentes de las líneas de transmisión y de las subestaciones de suficiente capacidad y grado de redundancia; han permitido que las condiciones de operación del Sistema Nacional de Transmisión, en su mayor parte, sea compatible con la importancia del sistema y con las necesidades del país; a pesar de los incumplimientos en la implantación oportuna de sus programas de expansión.

7.1.1.7. La cercanía de la fecha de puesta en servicio del Sistema de Supervisión y Control -SSC-, que permitirá realizar la supervisión, control y análisis de seguridad de la operación del Sistema Nacional Interconectado en forma automatizada, empleando

las más modernas tecnologías informática y electrónica; y serán garantía para tener un mayor y mejor conocimiento continuo y preciso de las condiciones de operación del sistema y de la ejecución de oportunas maniobras que permitan mejorar las condiciones técnicas y económicas de operación y reducir los probabilidades de falla y los tiempos de recuperación a las condiciones normales de operación.

7.1.1.8. Las prevenciones y criterios conservativo y de seguridad adoptados en el diseño de los componentes del Sistema Nacional de Transmisión, que han disminuido notablemente los efectos de los riesgos de falla, en especial frente a fenómenos atmosféricos como vientos y descargas eléctricas.

7.1.1.9. La adopción de INECEL del criterio de diseño antisísmico para las instalaciones del SNT, lo cual ha disminuido la alta vulnerabilidad que las obras de infraestructura del país tiene frente a los desastres naturales; y en este caso frente a los sismos

7.1.1.10. Los criterios de diseño adoptados y las características de los componentes instalados en el sistema de protecciones eléctricas y en el equipamiento del SNT; que vuelven más seguro y confiable la operación del SNT.

7.1.1.11. La decisión de INECEL de revisar los estudios de demanda de energía eléctrica; ante las marcadas diferencias que se han presentado entre las tasa de crecimiento de la demanda reales respecto de los establecidos en los estudios de mercado; con lo cual habrá la oportunidad de implantar nuevas y más modernas técnicas de estimación, que garanticen resultados más confiables.

7.1.1.12. Las mejoras que ha incorporado INECEL en la operación del SNT, en procura de utilizar en mejor forma los recursos de generación y transmisión, reduciendo los efectos de contingencias y superando problemas de inestabilidad y colapso del sistema.

7.1.1.13. Las mejoras que ha venido incorporando INECEL en la actualización de los instructivos de operación y en la amplia información incorporada a los reportes de falla, que permite tener un mejor conocimiento de las fallas, elementos de protección que operaron, causas y consecuencias, maniobras realizadas, etc; en procura de documentar suficientemente y evaluar la toma de medidas preventivas para eventos similares futuros.

7.1.2 FACTORES ADVERSOS

7.1.2.1. El Sistema Nacional de Transmisión es vulnerable ante la mayoría de los desastres naturales, que en algunas oportunidades han destruido varios de sus componentes, afectando al Objetivo Nacional Permanente de Desarrollo Integral e incidiendo en las expresiones Sicosocial y Económica del Poder Nacional.

7.1.2.2. El Sistema Nacional de Transmisión -SNT- es vulnerable ante acciones preconcebidas como sabotaje, terrorismo, guerrilla o guerra; en razón de su importancia para el suministro de energía eléctrica a nivel nacional y dada su gran extensión y dificultad de control a lo largo de toda la ruta, que facilita la acción destructiva de grupos subversivos o comandos; tomando en cuenta su valor estratégico, al ser el fundamental medio de transporte de la energía eléctrica que se genera en las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas; puesto que a través de este sistema se maneja, cerca del 75 % de la potencia eléctrica que demanda el país.

7.1.2.3. Los considerables retrasos que han tenido varias de las obras del SNT, respecto de los programas establecidos en los Planes Maestros; entre ellas las obras correspondientes al Sistema de Transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria; han afectado y puesto en riesgo los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad del servicio adoptados en las etapas de planificación y diseño; además, han incrementado los valores de pérdidas y de consumo de combustible para generación termoeléctrica; no pudiendo aprovecharse íntegramente la capacidad de la Central Hidroeléctrica Paute; y además, no ha permitido que se logren incorporar al SNI todas las regiones del país,; en especial aquellas ubicadas en la región oriental, afectando a los Objetivos Nacionales Permanentes de Desarrollo Integral y Justicia Social e incidiendo en las expresiones Sicosocial y Económica del Poder Nacional.

7.1.3 Misceláneos

7.1.3.1. No se han actualizado ni mejorado los registros estadísticos de las condiciones meteorológicas, en especial de vientos y descargas atmosféricas, que permitan establecer si los valores adoptados para el diseño original del SNT, no hayan sido sobredimensionados en forma antieconómica.

7.1.3.2 INECEL dispone de información con datos estadísticos de fallas del SNT, obtenidos con elementos que carecen de registro de eventos, no se tienen suficiente información que permita identificar las causas y orígenes de las fallas. Adicionalmente, se han adoptado para evaluación del comportamiento del sistema ciertos índices que no se corresponden con los conceptos generalmente aceptados y dan lugar a interpretaciones erróneas de los resultados.

7.1.3.3. La información disponible en las diferentes áreas del INECEL, no es completamente consistente y evidencia diferencias en cuanto a terminología, nomenclatura, características de equipos, longitudes de líneas, capacidades, etc.

7.1.3.4. De la estadística de fallas del SNI, se han establecido las siguientes conclusiones generales:

i) El número anual medio de interrupciones de servicio totales 354.67; del cual, el 71.57% corresponde a fallas externas al SNT; 4.84% a la generación y 23.9 % al SNT.

ii) El número medio de interrupciones de servicio es de 275 interrupciones al año, de las cuales, el 76.36% corresponden a fallas externas al SNT; 6.24% a la generación y 14.3 % al SNT.

iii) El promedio anual de energía interrumpida por fallas sostenidas totales es de 15.275.58 MWh; de este valor, el 27.04% corresponde a causas externas, el 27.28% a la generación y el 45.67% a la transmisión. En cuanto a valores correspondientes con salidas forzadas los índices son los siguientes: valor medio anual, 9986 MWh; de este valor, el 30% corresponde a causas externas, 41.47% a generación y 28,25% a transmisión;

iv) El tiempo medio de duración de las interrupciones forzadas en líneas de 230 kv es de 7.48 horas de interrupción por tramo y por año; de este valor, la mayor duración de las fallas se presenta en la línea Milagro-Molino, con una duración media anual de 3.03 horas; y luego la línea Sta. Rosa-Sto. Domingo con un promedio de 2.38 horas por año, convirtiéndose en los tramos más vulnerables.

v) El número medio anual de fallas en subestaciones es de 38.83; de este valor, el 45.49% es en las subestaciones de 230/138 kv y 54.51% en las de 138/69 kv. Del número total de fallas, el 13.3% se presentan en la Subestación Pascuales, el 10.3% en Milagro que son las más vulnerables.

vi) En cuanto a tiempo de interrupción por fallas en subestaciones, se tiene que el valor es de 175.32 horas por año; de este valor, la subestación Pascuales tiene un valor medio de interrupción de 40.35 horas al año, Milagro, 20.27 horas al año y Sta. Rosa, 1.72 horas al año;

vii) El número medio de fallas externas a INECEL, que llegan a comprometer la continuidad del servicio en el SNT, es de 253.8 fallas al año; de este valor total, el 29.94% se origina en la Empresa Sta Elena, el 15.82% en Emelec y el 3.21% en la Empresa Quito, el resto, 51% se presenta en las otras empresas eléctricas con menor valor individual.

viii) El valor medio anual de horas de interrupción, externas al INECEL y que han incidido en las interrupciones de servicio del SNT es de 593.5% horas al año; de este valor, 189,6 horas al año se originan por fallas en la EE Sta. Elena; 164.13 horas al año en la E.E. Quito y 25.91 horas al año en Emelec.

ix) El número total de fallas de INECEL que producen fallas en la Empresas eléctricas es en promedio de 175.83 fallas al año; de este valor Emelec es afectado con el 14.60% y la E.E. Quito con 13.55%, otra que es mayormente afectada es E.E. Manabí con el 11.85%.

x) La energía media anual interrumpida por fallas en el SNT que afectan a las Empresas es de 7.253 Mwh, de este valor, la empresa más afectada es Emelec con el 33.48% y la E.E. Quito con 29.67%.

Como corolario se puede establecer que la subestación Pascuales es la más vulnerable tanto en número y en duración de las interrupciones; seguida de la subestación Milagro; mientras que la subestación Sta. Rosa es la más confiable.

La línea de transmisión más vulnerable es la Milagro-Molino, seguida de la línea Sta. Rosa-Sto. Domingo.

Las Empresa eléctricas que más afectan a la continuidad del servicio del SNT son: Sta. Elena, tanto en número y n duración de las fallas; mientras que Emelec produce alta frecuencia de fallas al SNT pero de corta duración y la Empresa Quito, produce baja fracción~~s~~ de fallas, pero de mayor duración.

En cuanto a las fallas del SNT que afectan la continuidad de las Empresas eléctricas se tiene que las más afectadas en cuanto a energía interrumpida son la Quito y Emelec.

7.2. RECOMENDACIONES

Al factor adverso No. 1.

7.2.1. A la Dirección Nacional de Defensa Civil y al INECEL, para que coordinen actividades que permitan realizar evaluaciones de riesgos; especialmente en las zonas por donde atraviesan las líneas de transmisión o donde están instaladas las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión; con el objetivo de identificar riesgos como: deslizamientos, hundimientos, deslaves y otros, para tomar las debidas acciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas; como sucedió con el caso de reubicación de estructuras ante los deslizamientos en el Cantón Tambo.

7.2.2. A la Dirección nacional de Defensa Civil para que establezca planes de capacitación de los encargados de planificar, diseñar o construir obras de infraestructura; en las diferentes instituciones del sector público o privado; tendientes a que se tome conciencia de la necesidad de considerar el factor riesgo de desastre natural en la ejecución de las esas obras.

7.2.3. A la Dirección Nacional de Defensa Civil, para que implante un Sistema Nacional de Información, en el que se disponga de toda la información y datos principales de los riesgos a los que pueden estar expuestos las obras, instalaciones y poblaciones en las diferentes zonas del país.

Al factor adverso No. 2.

7.2.2.1. Al Instituto de Altos Estudios Nacionales, para que dentro de la Planificación de la Seguridad Nacional, en la determinación de áreas estratégicas para las Hipótesis de Seguridad, considere al Sistema Nacional de Transmisión, conformado por las líneas de transmisión y subestaciones, como área estratégica.

Al Factor Adverso No. 3

7.2.3.1 Al INECEL y al CONADE, para que aceleren las gestiones que permitan implantar las obras emergentes para un mejor aprovechamiento del Paute; las obras complementarias de transmisión que permitan incorporar al SNI a todas las regiones del Ecuador continental; y de manera especial el Sistema de Transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria.

ANEXO A

COMPONENTES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El presente Anexo tiene por objeto el presentar un resumen de las características generales de los diferentes sistemas que componen el Sistema Nacional de Transmisión; según información presentada por INECEL (1994, pp. 1-6)¹:

El Sistema Nacional de Transmisión está constituido por varios sistemas que han venido integrándose a partir de 1976; ellos son:

1. Sistema de transmisión Pisayambo
2. Sistema de transmisión Quito-Guayaquil
3. Sistema de transmisión Quito-Ibarra
4. Sistema de transmisión Santo Domingo-Esmeraldas
5. Sistema de transmisión Quevedo-Portoviejo
6. Sistema de transmisión Fauter Fase B
7. Sistema de transmisión Agoyán
8. Sistema de transmisión Fase C
9. Sistema de transmisión Fase D
10. Otros sistemas
11. Sistema de Onda Portadora y Telecomunicaciones
12. Sistema de Supervisión y Control

A continuación se detallan cada uno de los sistemas:

1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN PISAYAMBO

Inició su operación en agosto de 1976, incluye:

- Línea de 138 kv Pisayambo-Quito (La Vicentina);
- Línea de 138 kv Pisayambo-Ambato;
- Línea de 69 kv Ambato-Latacunga;
- Línea de 138 kv Guangopolo-Vicentina;
- Subestación Vicentina de 138/46 kv y 88 MVA;
- Subestación Ambato, de 138/69 kv y 44 MVA;
- Subestación Latacunga de 69/13.8 kv y 10 MVA.

¹INECEL. 1994. Sistema Nacional de Transmisión, Informe trimestral. pp. 1-6

2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUITO-GUAYAQUIL

Es el sistema que sirve para la interconexión de los dos principales centros de consumo del país.

Está conformado por las siguientes instalaciones:

- Línea de 230 kv Santa Rosa-Pascuales;
- Línea de 138 kv Pascuales-Salitral;
- Subestación Santa Rosa, 230/138 kv, 225 MVA; y
- Subestación Santa Rosa, 138/46 kv, 45 MVA;
- Subestación Santo Domingo, 230/138 kv, 100 MVA;
- Subestación Santo Domingo, 138/69 kv, 60 MVA;
- Subestación Quevedo, 230/138 kv, 100 MVA; y
- Subestación Quevedo, 138/69 kv, 20 MVA;
- Subestación Pascuales, 230/138 kv, 225 MVA, y
- Subestación Pascuales, de 138/69 kv, 150 MVA; 90 MVA (PA)
- Subestación Salitral, de 138/69 kv, 90 MVA; (BA)

Este sistema, aislado para 230 kv, entró en operación en Agosto de 1980 y funcionó energizado a 138 kv, hasta la entrada en operación del Proyecto Paute Fase A, en 1983; con la línea de transmisión Quito-Guayaquil y las subestaciones de 138/69 kv en Quevedo y Salitral y de 138/46 kv en Santa Rosa.

La línea Quito-Guayaquil, energizada a 230 kv y las Subestaciones Santo Domingo y Pascuales, así como los patios de 230 kv de las Subestaciones Santa Rosa y Quevedo, iniciaron su operación con el Sistema de Transmisión Paute-Guayaquil en abril de 1983.

3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUITO-IBARRA

Operando desde noviembre de 1980, incluye:

- Línea Quito-Ibarra, de 138 kv;
- Subestación Ibarra de 138/34,5 kv, 30 MVA.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN SANTO DOMINGO-ESMERALDAS

Está operando desde agosto de 1986: ? 1982?

- Línea Santo Domingo-Esmeraldas, 138 kv; y
- Subestación Esmeraldas, de 138/69 kv, 40 MVA; 45 MVA

6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUEVEDO-PORTOVIEJO

Está operando desde diciembre de 1981 y comprende las siguientes instalaciones:

- Línea Quevedo-Portoviejo, de 138 kv;
- Subestación Portoviejo, 138/69 kv, 40 MVA.

45111A
(DA)

7. SISTEMA DE TRANSMISIÓN PAUTE FASE B

Es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones que interconectan la Central Hidroeléctrica Paute con las subestaciones de Cuenca en 138 kv, Milagro y Pascuales (Guayaquil); para de esta forma transmitir la energía generada en el Paute, hasta las mencionadas subestaciones.

Desde Pascuales, se lleva la energía eléctrica a todas la regiones del norte del país, a través del sistema de transmisión Quito-Guayaquil de 230 kv y los circuitos radiales de 138 kv que llegan hasta los sistemas eléctricos regionales.

Las obras que forman este sistema, entraron en operación comercial en Abril de 1983.

El sistema incluye las siguientes instalaciones:

- Línea Paute-Milagro, de 230 kv;
- Línea Milagro-Pascuales, de 230 kv;
- Subestación Molino, de 138/230 kv, 450 MVA;
- Subestación Milagro, de 230/69 kv, 100 MVA;
- Subestación Pascuales, de 230/138 kv, 225 MVA;
- * Subestación Pascuales, de 138/69 kv, 150 MVA;
- Línea Paute-Cuenca, de 138 kv;
- Subestación Cuenca, de 138/69 kv., 60 MVA;
- Patios de maniobra de 230 kv en las Subestaciones Quevedo y Santa Rosa;
- Subestación Sto. Domingo, 230/138 kv, 100 MVA;
- Subestación Sto. Domingo, 138/69 kv, 60 MVA;
- * Subestación Pascuales, de 138/69 kv, 150 MVA;
- Subestación móvil de 30 MVA., 138/69/46 kv;
- Subestación Policentro de 138/69 kv, 150 MVA;
- Línea de Pascuales-Policentro, de 138 kv;
- Ampliación de la S/E Santa Rosa (Quito);
- Instalación de 36 MVARs en condensadores;

560 MVA

90 MVA
(DA)

90 MVA
(DA)

90 MVA
(DA)

7. SISTEMA DE TRANSMISIÓN AGOYÁN

Este sistema de transmisión, que está operando desde octubre de 1985, interconecta el Proyecto Aگویán con el Sistema Nacional Interconectado mediante las siguientes instalaciones:

- Línea Aگویán-Totoras(Ambato), de 138 kv;
- Línea Totoras(Ambato)-Santa Rosa(Quito), 230 kv;
- Subestación Totoras, de 230/138 kv, 60 MVA.;
- Subestación Totoras, de 138/69 kv, 60 MVA.

8. SISTEMA DE TRANSMISIÓN FASE C

Este sistema de transmisión ha entrado en operación en forma paulatina a partir de 1987; con excepción de la línea de transmisión Ibarra-Tulcán y la subestación Tulcán, que hasta la presente, su construcción no ha sido iniciada; el sistema comprende las siguientes instalaciones:

- Línea Milagro-Machala, de 138 kv;
- Línea Paute-Riobamba-Totoras (Ambato), 230 kv;
- Línea Cuenca-Loja, de 138 kv;
- Línea Pascuales-Las Juntas-Santa Elena, 138 kv;
- Línea Las Juntas-Posorja, de 138 kv;
- Línea Ibarra-Tulcán, de 138 kv;
- Línea Totoras-Ambato de 138 kv;
- Subestación Machala de 138/69 kv y 60 MVA;
- Subestación Riobamba de 230/69 kv y 60 MVA.
- Subestación Santa Elena de 138/69 kv y 40 MVA.
- Subestación Posorja de 138/69 kv y 20 MVA.
- Subestación Tulcán de 138/69 kv y 20 MVA.
- Subestación Loja de 138/69 kv y 40 MVA.
- Ampliación de las Subestaciones: Ibarra, Ambato, Pascuales, Cuenca, Milagro y Molino.

9. SISTEMA DE TRANSMISIÓN FASE D

Este sistema de transmisión comprende dos subfases, la D1 y la D2; destinados al mejor aprovechamiento de la energía hidroeléctrica en los diferentes sectores del país y a permitir evacuar la potencia y energía que son disponibles al haberse instalado

595
los 500 MW adicionales de potencia de la Central Molino, correspondientes a la Fase C de Generación del Proyecto Paute.

Las obras incluidas son las siguientes:

9.1 Fase D1

Las obras correspondientes a esta Fase, iniciaron su operación en 1991 y se terminarán en 1994 ó 1995; y comprenden:

- Subestación Mulaló (Latacunga), 138/69 kv, de 40 MVA;
- Ampliación de la subestación Ibarra, 138/69 kv con 20 MVA;
- Subestación Babahoyo de 138/69 kv y 40 MVA
- Ampliación de la Subestación Vicentina (Quito);
- Ampliación de la subestación Loja;
- Línea Loja-Cumbaratza, de 138 kv;
- Instalación del segundo circuito en la línea Quevedo-Portoviejo, de 138 kv;
- Instalación del segundo circuito en la línea Quito-Ibarra, de 138 kv;

9.2 Fase D2

Su entrada en operación estuvo prevista originalmente para 1985; y luego de varias reprogramaciones, se definió su entrada en operación para 1995; sin embargo últimas informaciones prevén un retraso hasta fines de 1996 o inicios de 1997. El sistema comprende las siguientes instalaciones:

- Línea Paute-Pascuales, de 230 kv;
- Línea Pascuales-Trinitaria, de 230 kv;
- Subestación Trinitaria, de 230/138 kv, 225 MVA;
- Subestación Trinitaria, de 138/69 kv, 90 MVA;
- Ampliación de la subestación Pascuales, 230 kv.

10. OTROS SISTEMAS

Bajo esta denominación se incluyen las siguientes instalaciones :

- Línea Baños-Puyo de 138 KV;
- Línea Cuenca-Limón de 138 KV;
- Línea de transmisión Daule Peripa-Pichincha de 138 KV.

11. SISTEMA DE ONDA PORTADORA Y TELECOMUNICACIONES

Este sistema comprende el suministro de los equipos para la protección por onda portadora de las líneas de transmisión y de los equipos de telecomunicaciones entre las subestaciones del sistema.

Para efecto de administración fue dividido en tres contratos, a saber:

- Sistema del Proyecto Pisayambo y de la Línea de transmisión Quito-Ibarra, en servicio desde 1976 y 1980 respectivamente.
- Sistemas Quito-Guayaquil, Santo Domingo-Esmeraldas y Quevedo-Portoviejo, en operación desde Agosto de 1980.
- Equipos para las demás líneas de transmisión y subestaciones, cuyo suministro está concluido y su instalación se la realiza conforme se va integrando al sistema las líneas de transmisión y subestaciones previstas en el programa.

12. SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Este sistema, según INECEL (1992)¹ y CAZCO (1992)², tiene las siguientes características:

Tiene como objetivo fundamental dotar a la operación de las instalaciones que comprenden el Sistema Nacional Interconectado, de la herramienta informática moderna y eficaz, que permita garantizar adecuados índices en la continuidad y calidad del servicio de suministro de energía eléctrica.

El Sistema de Supervisión y Control - SSC; ejecutará las siguientes funciones:

- supervisión de la red, que le dará al operador, información confiable sobre las condiciones operativas del sistema, a través de mediciones analógicas y digitales, e indicaciones relativas al estado de seccionadores, interruptores, alarmas, etc;

¹INECEL, 1993. Implementación del Sistema de Supervisión y Control. pp. 1-4

²CAZCO, E. y otros, 1992. Hi-tech system puts Ecuador in control. pp. 75-79

- control supervisorio, mediante el cual los operadores podrán efectuar, en forma remota, maniobras en los diferentes elementos del SNI;

- control de generación, para efectuar la distribución eficiente de la carga entre generadores, respetando los límites operativos; y,

- análisis de seguridad, a través del cual se supervisará el nivel de seguridad con que se opera el sistema, mediante la evaluación de contingencias.

El proyecto comprende el suministro e instalación de: equipos que incluyen: dos sistemas de computación, seis sistemas de interfase hombre/máquina, compuesto por estaciones de trabajo; un computador de mantenimiento y desarrollo; 31 unidades terminales remotas; un sistema de comunicaciones; sistemas auxiliares y de servicio; y, partes y repuestos. Adicionalmente se ha establecido dentro del contrato de suministro, los programas computacionales básicos del sistema, los de aplicación y los de planificación operativa.

ANEXO B

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

El presente Anexo tiene por objeto el presentar un resumen del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión, sobre la base de la información contenida en el Plan Maestro de Electrificación (INECEL, 1993, pp. 7-2 a 7-12)¹:

Para el periodo 1993-2002, el Plan Maestro de INECEL contempla diferentes etapas o planes de expansión del sistema de transmisión, designadas como: de corto, de mediano y de largo plazo; cuyas características son las siguientes:

1. PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

El plan de expansión para el corto plazo, comprende las obras a realizarse en el periodo 1993-1995; en el cual se incluyen tanto las obras que se encuentran en construcción, como aquellas instalaciones que disponen del financiamiento para su ejecución y otras que, a pesar de no contar con el financiamiento respectivo, su ejecución ha sido definida como prioritarias.

1.1. FASE C

Las instalaciones previstas en esta Fase del Sistema de Transmisión, tienen como objetivo mejorar el servicio eléctrico de la provincia de Carchi. Además, favorecer la integración binacional entre Ecuador y Colombia al nivel de 138 kv; y comprenden:

- Línea Ibarra-Tulcán, de 138 kv;
- Subestación Tulcán, de 20 MVA y 138/69 kv;
- Subestación Ibarra: ampliación de una posición;

A más de las obras señaladas, también en esta Fase se ha incluido la adquisición y montaje de 138 MVARs en condensadores, con los cuales mejorarán las condiciones de operación del S.N.I., y facilitarán la mayor evacuación de potencia del Paute, hasta la entrada en operación de la Fase D2 de transmisión.

¹INECEL, 1993. Plan Maestro 1993-2002. pp.7-2 a 7-12

1.2 FASE D1

Las obras contempladas en esta Fase ayudarán a mejorar las condiciones del servicio eléctrico del SNI y expandirlo hacia las provincias de: Cotopaxi, Imbabura, Carchi, Los Ríos y Zamora-Chincipe. El programa, solamente prevé la construcción y montaje electromecánico de las instalaciones siguientes; *para se dispone del equipo:*

- Línea Loja-Cumbaratza, de 138 Kv;
- Línea Quito-Ibarra: montaje segundo circuito;
- Subestación Mulalé: de 40 MVA y 138/69 kv;
- Subestación Babahoyo: de 40 MVA y 138/69 kv;
- Subestación Vicentina: ampliación una posición;
- Subestación Loja y Cuenca: ampliación;

1.3 FASE D2

Este sistema fue planificado para operarlo en forma paralela con el proyecto hidroeléctrico Paute Fase C, el cual entró en operación en el año 1991.

A causa de la falta de financiamiento para su ejecución, se lo ha venido postergando en varias oportunidades. Al momento, se cuenta con un financiamiento otorgado por el Gobierno Japonés.

El objetivo de este sistema de transmisión, es el de: permitir mayor evacuación de potencia de la central Paute; mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica; y facilitar, desde otro punto del SNI, la entrega de energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil.

Las obras comprendidas en este programa son las siguientes:

- Línea Paute-Pascuales, de 230 kv;
- Línea Pascuales-Trinitaria, de 230 kv;
- Subestación Trinitaria: de 225 MVA, 230/138 kv;
- Subestación Trinitaria: de 90 MVA, 138/69 kv.

1.4 SISTEMA DE TRANSMISIÓN CUENCA-LIMÓN

Las instalaciones previstas en este sistema, permitirán la integración eléctrica de la provincia oriental de Morona-Santiago, al servicio del SNI. El programa contempla la terminación y operación de la L/T Cuenca-Limón, de 138 Kv, 70 km.

El funcionamiento de esta obra evitará que se continúe con la operación y ampliación de las pequeñas unidades termoeléctricas, localizadas en la ciudad de Macas.

1.5 AMPLIACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DEL SNI

Comprende la ejecución de:

- Subestación Portoviejo, 138/69 kv, en 40 MVA;
- Subestación Santa Rosa: 138/46 kv, en 45 MVA;
- Subestación Milagro: 230/138 kv, en 100 MVA;
- Subestación Cumbaratza: 138/69 kv, 20 MVA
- Subestación Milagro: 138/69 kv, reserva 20 MVA;
- Subestación Riobamba: 230/69 kv, reserva 20 MVA;
- Subestación Móvil: de 45/50 MVA y 138/69 kv;

1.6 SISTEMA DE TRANSMISIÓN PUYO-TENA-COCA

Las obras comprendidas son:

- Línea Tena-Coca: de 138 kv;
- Subestación Puyo: de 20 MVA y 138/69 kv;
- Subestación Tena: de 20 MVA y 138/69 kv;
- Subestación Agoyán: ampliación una posición.

1.7 SISTEMAS ASOCIADOS A CENTRALES TÉRMICAS

Las subestaciones asociadas corresponden a las siguientes instalaciones: Gas 1993, de 100 MVA y 13.8/69 kv; Gas 1994, de 100 MVA y 13.8/69 kv; Vapor 1995, de 150 MVA y 13.8/138 kv.

2. PLAN DE EXPANSIÓN DE MEDIANO PLAZO

El plan de expansión de mediano plazo comprende las siguientes obras, a realizarse en el periodo 1996-1998:

2.1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN MILAGRO-MACHALA

El estudio de mercado de energía eléctrica de la provincia de El Oro, prevé la integración y el abastecimiento de energía eléctrica del sector camaronero y minero de la región. Actualmente, el servicio requerido por ellos, en su mayoría, es autoabastecido por medio de motores que consumen diesel; los cuales, en conjunto, representan una elevada demanda potencial para la Empresa Eléctrica El Oro.

Para atender las nuevas demandas, tanto de los sectores indicados como de otros consumidores, los estudios técnico-económicos recomiendan expandir el servicio eléctrico entre Milagro y Machala a base de instalaciones que operen en el nivel de 230 Kv.

Para el efecto, y con el propósito de optimizar los recursos e instalaciones existentes, se ha programado la ejecución de las siguientes obras:

- Línea Milagro-Machala: de 230 kv;
- Reubicación del autotransformador de 100 MVA, *230/69 kv desde Milagro a Machala*
- Subestación Milagro: ampliación.

2.2. SISTEMA ASOCIADO A LA CENTRAL DAULE-PERIPA

El programa de generación contempla para el año 1997, la operación de la central hidroeléctrica Daule-Peripa.

Asociado a este proyecto deberán operar varias instalaciones de transmisión, las cuales serán financiadas y construidas por CEDEGE, Institución que tiene a su cargo la ejecución de la central hidroeléctrica.

Las obras que se incluyen en el programa son las siguientes:

- Línea Daule-Peripa-Pichincha: de 138 kv;
- Subestación Daule-Peripa: ampliación en 138 kv;
- Línea Daule-Peripa-Chone: de 138 kv;
- Subestación Chone: de 20 MVA y 138/69 kv;

2.3. AMPLIACIÓN DE OBRAS DEL SNI

Como consecuencia de los nuevos requerimientos en demanda de potencia, de las provincias de Azuay, Guayas y Loja, será necesario incrementar la capacidad de transformación y transferencia de las instalaciones con que se las atiende desde el SNI. El equipamiento programado comprende lo siguiente:

- Subestación Cuenca: de 138/69 kv, 60 MVA;
- Subestación Guayaquil: de 138/69 kv, 90 MVA;
- Línea Cuenca-Loja: montaje segundo circuito;
- Subestaciones de Cuenca y Loja: ampliación;

2.4. SISTEMA ASOCIADO A CENTRAL TÉRMICA

Para el año 1997 el programa de generación prevé la ejecución de una nueva unidad termoeléctrica a vapor. Asociado a la unidad se deberá construir una subestación de elevación con una capacidad de: 2 x 52/70/86 MVA y 13.8/69 kv.

3. PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Las siguientes son las obras que deben ser ejecutadas en el periodo 1999-2002:

3.1. SISTEMA SAN FRANCISCO-TOTORAS

El plan óptimo de expansión de la generación, incluye la construcción del proyecto hidroeléctrico San Francisco, para que opere desde el año 1999. Asociado a este proyecto, se deberá construir un sistema de transmisión que permitirá evacuar la potencia, hacia la red eléctrica nacional. Las instalaciones de transmisión asociadas al proyecto hidroeléctrico, comprenden las siguientes obras:

- Línea San Francisco-Totoras: de 230 kv;
- Subestaciones San Francisco y Totoras: ampliación de 2 posiciones de 230 kv;

3.2. SISTEMA SANTA ROSA-POMASQUI

En concordancia con el crecimiento de la demanda de la zona de influencia de la Empresa Eléctrica Quito, para el año 2000 se requerirá de un incremento en la capacidad de transformación de la subestación de reducción Santa Rosa, de 230/138 kv.

Considerando el gran equipamiento que se dispondrá en ella, y el desarrollo industrial y poblacional que se viene dando en la zona norte de la ciudad de Quito, se recomienda construir, como alternativa, un nuevo punto de alimentación de energía desde el SNI.

Esto, a más de facilitar el suministro de energía, permitirá mejorar las condiciones de operación de la red eléctrica interna de la Empresa Eléctrica.

Las obras incluidas son:

- Línea Santa Rosa-Pomasqui: 230 kv;
- Subestación Pomasqui: de 225 MVA y 230/138 kv;
- Subestación Santa Rosa: ampliación de equipos de seccionamiento, protección y medición.

3.3. AMPLIACIÓN DE OBRAS DEL SNI

Para atender futuras demandas de energía de los usuarios del SNI, será necesario ejecutar ampliaciones en varios puntos de la red eléctrica nacional.

Las instalaciones requeridas serán las siguientes:

- Subestación Guayaquil: 225 MVA en 230/138 kv;
- Línea Mazar-Cuenca: 138 kv;
- Subestaciones Cuenca y Mazar: ampliación;
- Línea Pascuales-Santa Elena: 138 kv;
- Subestación Mulalá: 40 MVA en 138/69 kv;
- Subestación Coca (Nueva): 20 MVA en 138/69 kv;
- Subestación Tena: ampliación.

3.4. SISTEMAS ASOCIADOS A CENTRALES

Asociado a las nuevas centrales de generación, se ejecutarán las siguientes obras de transmisión:

- Gas 2001: Subestación 100 MVA de 13.8/69 kv;
- Subestación Mazar: ampliación en 138 kv;
- Subestación Toachi: 4 posiciones de 230 kv;

BIBLIOGRAFÍA

BORRERO, C. Reseña Histórica de la Instalación de la Primera planta de energía eléctrica en la ciudad de Loja. Quito. CIEEPI. 1984.

LUCIO, B. Las tarifas del servicio eléctrico, su incidencia socio-económica en el usuario, su papel como racionalizador en el consumo de energía. TII. Quito. IAEN. (1983-12-20).

INECEL. DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN. Quito. Plan Maestro de Electrificación Período 1993-2002. PLM-001/93. (Marzo de 1993).

INECEL. El Sistema Nacional Interconectado. Colección DIVULGACION No.1. Departamento de Comunicación, Información y Relaciones Públicas. 1992.

BARROS, A. Interconexión Eléctrica de la Zona Nororiental del país y de las Estaciones de Bombeo del Oleoducto Ecuatoriano al Sistema Nacional. Trabajo de Investigación Individual IAEN. XVIII Curso Superior de Seguridad Nacional de Desarrollo. 1990-1991.

CORPORACION DE ESTUDIOS Y PUBLICACIONES, Constitución Política de la República del Ecuador Interpretaciones. actualizada a Julio de 1993.

INECEL, Plan Maestro de Electrificación Período 1993-202. Dirección de Planificación PLM-001/93. marzo 1993.

BANCO MUNDIAL, Reducción de pérdidas en la distribución de electricidad. ESMAP PNUD. mayo 1992.

LUCIO, B. La Electrificación en el Ecuador. Lectura Seleccionada. CO-E-17/III. IAEN XXI Curso Superior de Seguridad Nacional y Desarrollo. 193-1994.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE, IEEE Standard Dictionary of electrical and electronics terms. Std 100. 1971.

OREJUELA, V. Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia. Poligrafiado en preparación. Escuela Politécnica Nacional. Quito 1993.

OREJUELA, V. Protección de las Líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado. AIDI-INECEL. agosto 1990.

OREJUELA, V. Investigación de Demanda en Abonados Residenciales de la Ciudad de Quito. Quinto Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica. Cuenca 1986.

LUCIO, B. Conferencia "La Electrificación en el Ecuador". IAEN. junio 1994.

INECEL, . Sistema Nacional de Transmisión, Informe Trimestral. enero 1994.

OREJUELA,V. Influencia de los sobrevoltajes de maniobra en el comportamiento del aislamiento

INECEL. Proyecto Sistema de Supervisión y Control. 1993

INECEL. Informe de resultados de operación del Sistema Eléctrico de INECEL. 1994.

BRAND,L.y J.MONCADA. Protecciones de Sistemas Eléctricos. Chile 1976.

OREJUELA,V. Protección contra sobrevoltajes en subestaciones. CIEEPI. 1984.

REAL ACADEMIA ESPAÑOLA. Diccionario de la Lengua Española. Madrid 1970. Décimonovena edición.

CABANELLAS,G. Diccionario Militar. Tomo VI. Argentina 1961.

OREJUELA,V. Curso de Protecciones. Escuela Politécnica Nacional. Quito 1984.

DIRECCIÓN NACIONAL DE DEFENSA CIVIL. Los desastres naturales, la prevención y la protección.

OREJUELA,V. Sobrevoltajes de maniobra en el Sistema Interconectado Ecuatoriano. CIER 1984.

OREJUELA,V. Problemas de estabilidad en la operación del Sistema Interconectado Ecuatoriano. Seminario Interamericano de Hidroelectricidad. julio 1977.

INECEL. Sistema Nacional de Transmisión Fase B, Licitación ST/3/B3.Especificaciones técnicas. 1983.

SAAVEDRA,J. Criterios y factores de seguridad adoptado en el diseño de las líneas de transmisión. CIER 1976.

INECEL. Línea de Transmisión Paute-Milagro-Guasmo; Memoria descriptiva. preliminar. 1993

IECO-CP-INECEL. Sistema Nacional de Transmisión, Diseño para licitación. Informe Final Estudios Generales. 1975.

SOPENA. Nuevo Diccionario ilustrado de La Lengua Española. España 1970.

SWEDPOWER-INECEL. Study on line protection scheme and SVC. Final Report. November 1988. Sweden

AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este Trabajo y anexos, como artículo de la Revista o como artículos para lectura seleccionada.

Quito, 14 de Julio de 1994



FIRMA DEL CURSANTE

VICTOR OREJUELA LUNA

NOMBRE DEL CURSANTE