

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS DE GRADO
PREVIA LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO, 'ESPECIALIZACION POTENCIA

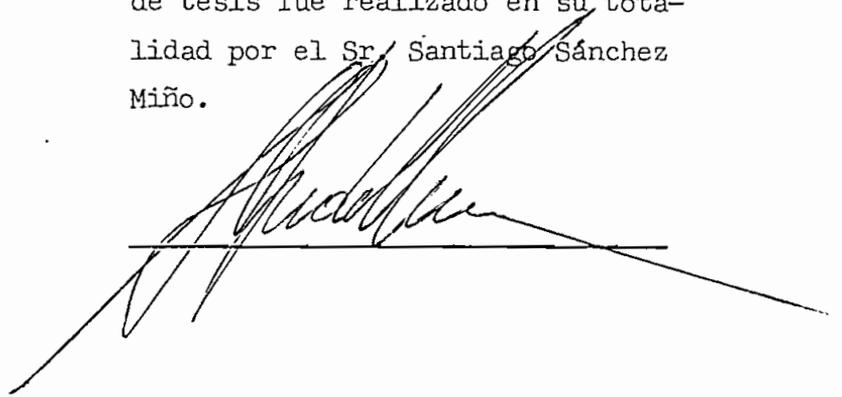
METODOLOGIA PARA EL DIAGNOSTICO DE SUBESTACIONES

SANTIAGO SANCHEZ MIÑO



QUITO, AGOSTO 1980

Certifico que el presente trabajo
de tesis fue realizado en su tota-
lidad por el Sr. Santiago Sánchez
Miño.

A handwritten signature in black ink, written over a horizontal line. The signature is stylized and appears to be 'Santiago Sánchez Miño'.

P R O L O G O

La Metodología para el Diagnóstico de Subestaciones fue un tema propuesto por el Ing. Alfredo Mena, director de tesis, con el fin de sugerir un procedimiento eficaz y estandarizado al hacer el diagnóstico de una subestación eléctrica.

El tema fue difícil en su comienzo porque se disponía de bastante bibliografía de subestaciones, pero sobre el diagnóstico en sí no se encontró ningún trabajo, lo que motivó una ordenación detallada de esta información y una selección de aquello que se consideraba importante para el objetivo propuesto. Estudios sobre diseño de subestaciones ayudaron para la constitución final del trabajo.

El tema fue realizado mediante un convenio entre la EPN y la Empresa Eléctrica Quito para tratar de desarrollar trabajos de interés mutuo, e involucrar al futuro Ingeniero dentro de la vida profesional. El aporte recibido por el Departamento de Asesoría y Planificación ha sido invalorable, tanto por la cantidad de información proporcionada como por la colaboración y sugerencias que prestaron para el exitoso término de este trabajo.

Ojalá que esta tesis sea aprovechada por las empresas eléctricas del país para beneficio de su programa y planes de desarrollo.

Va mi más sincero agradecimiento para mi director de tesis Ing. Alfredo Mena P. por sus oportunos consejos. A los ingenieros del Departamento de Asesoría y Planificación por su paciencia al

responder mis inquietudes, al personal del departamento de Mantenimiento por su permanente colaboración y a todas aquellas personas que de una u otra manera me apoyaron para poder entregar al término del Décimo semestre, el trabajo terminado. Agradezco también a DIOS, fuente y razón de mi superación.

Quito, 28 de Julio de 1980

I N D I C E

Prólogo	i
Introducción	iii
Alcance y Objetivos.	v
CAPITULO I	
Descripción del Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito S.A.	1
—▷ 1.1 El Sistema Eléctrico de Potencia	1
1.2 El Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito S.A.	2
1.2.1 Historia	2
1.2.2 Aspectos Técnicos	5
1.2.2.1 Generación	5
1.2.2.2 Líneas de Transmisión de la Energía	6
1.2.2.3 Subestaciones	7
—▷ 1.2.3 Aspectos Económicos y Administrativos	10
1.3 Diagnóstico General del Sistema Eléctrico de la EEQSA	10
—▷ 1.3.1 Aspectos Técnicos	10
1.3.1.1 Seguridad y Continuidad de Servicio	10
1.3.1.2 Subestaciones	12
1.3.1.3 Generación	14
—▷ 1.3.2 Aspectos Económicos y Administrativos	18
CAPITULO II	
Metodología	
2.1. Definiciones	20
2.2 Clasificación de las Subestaciones	23

2.3 Descripción y Funciones de Cada tipo de Subestación	25
2.4 Elementos de la Metodología	28
2.4.1 Generales	28
2.4.2 Método	29
2.4.2.1 Método en General	29
2.4.2.2 Método Detallado	31
2.5 Información	33
2.5.1 Recopilación de la Información	33
2.5.1.1 Información General	33
2.5.1.2 Condiciones Generales del Diseño	37
2.5.1.3 Documentación	41
2.5.1.4 Disposición Física	49
2.5.1.5 Equipo de Fuerza	53
2.5.1.6 Sitio	58
2.5.1.7 Estructuras	61
2.5.1.8 Fundaciones	62
2.5.1.9 Sistema de Tierra	63
2.5.1.10 Sistema de Ductos, Cables Aislados y Canaletas	68
2.5.1.11 Corrosión	69
2.5.1.12 Protecciones Eléctricas	70
2.5.1.13 Instrumentos y Medición	76
2.5.1.14 Equipo Auxiliar de Corriente Alterna y de Corriente Continua	79
2.5.1.15 Casa de Control	81
2.5.1.16 Comunicaciones	82
2.5.2 Análisis de la Información	83
2.5.3 Observaciones de la Información Obtenida	84

2.6 Diagnóstico	85
2.7 Conclusiones	86
2.8 Recomendaciones	87

CAPITULO III

Ejemplo de Aplicación en la Subestación No. 4
de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

3.1 Generales	88
3.2 Diagnóstico de la Subestación Cuatro	89
3.3 Conclusiones	92
3.4 Recomendaciones	93

Conclusiones Finales	96
----------------------	----

APENDICE I

Metodología para el Diagnóstico de Subestaciones

Procedimiento General

APENDICE 2

Cuadros y Tablas

APENDICE 3

Planos

BIBLIOGRAFIA CITADA

BIBLIOGRAFIA ADICIONAL

METODOLOGIA PARA EL

DIAGNOSTICO

DE

SUBESTACIONES

1. DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA EMPRESA ELECTRICA
QUITO S.A.

1.1 EL SISTEMA ELECTRICO

La importancia de la energía eléctrica en el mundo moderno ha hecho imperiosa la necesidad de que se desarrollen nuevos recursos eléctricos a corto plazo y se mejoren los ya existentes, para cumplir con los objetivos básicos de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Se ha determinado que los objetivos de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) pueden resumirse en los siguientes:¹

- a) Generar energía eléctrica en cantidades suficientes y en los lugares mas adecuados,
- b) Transmitir la energía eléctrica en grandes bloques a los centros de consumo
- c) Distribuir la energía eléctrica a cada consumidor de la mejor manera técnica y económicamente posibles.

Desde el punto de vista de diseño, un Sistema Eléctrico de Potencia requiere:

- a) Suministrar energía eléctrica prácticamente en cualquier lugar que se necesite dentro del área de servicio del SEP.

¹Hernán Sanhueza, Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, (Quito: EPN, 1974) p. 1

- b) Tener suficiente capacidad para suministrar las cargas variables de potencias activa y reactiva.
- c) Suministrar la energía eléctrica de modo que cumpla con los requisitos de calidad de servicio, determinados por frecuencia constante, tensión constante y alta confiabilidad.
- d) Mínimo costo, tanto económico como ecológico.

El SEP está constituido básicamente por un generador, una línea de transmisión y una carga o consumidor.

Habiendo definido lo que es un SEP se va a analizar un sistema eléctrico en particular, el de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

1.2 EL SISTEMA ELECTRICO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Actualmente (1980) la Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA) se encuentra en una etapa crítica en el desarrollo de los planes por ella trazados pues se está cumpliendo el plan propuesto en el año 1976 cuyo objetivo es el de satisfacer los requerimientos del area de Quito.

1.2.1 HISTORIA²

A principios de los años setenta la demanda de Quito había crecido a un ritmo promedio del 10 al 12% anual. La

²Entrevista Ing. Roque Rodríguez, EEQ abril 1980.

generación proveniente de las centrales de Cumbayá y de Luluncoto no alcanzaban a suplir esta creciente demanda. Fue entonces cuando en el año de 1976 se procedió a planificar el servicio eléctrico hasta el año de 1990.

La planificación debería comprender dos aspectos:

- a) Estudios de demanda hasta el año de 1990 con la determinación de zonas de servicio para cada subestación, y
- b) La implementación de los equipos en generación, transmisión y distribución necesarios para satisfacer dicha demanda.

Después de hacer cerca de 120 estudios de flujos de carga y de cortocircuitos, se llegó a determinar ciertas características técnicas que debería tener el sistema. Se optó por el sistema radial, con interconexión, entre varias subestaciones por ser mas adecuado económicamente al sistema en anillo. Esta solución óptima tomaba en cuenta los aspectos de pérdidas del sistema, voltaje de servicio y confiabilidad.

Los transformadores a usarse serían de 15/20 MVA para las subestaciones de distribución con el esquema de una subestación radial.

Debería satisfacerse además los requerimientos de generación y expansión del area de servicio. Los conductores a usarse serían de calibres 477 MCM, 397,5 MCM y 266,5 MCM.

Se definieron tres planes a cumplir:

- 1) Plan de 1979, llamado también "Plan de Emergencia" donde se debía mejorar el sistema existente y tratar de satisfacer las exigencias propias del sistema a esa fecha.

Esto incluía:

- a) Implementación de las subestaciones de subtransmisión a 46 KV: Norte, Sur, Vicentina y Epiclachima.
 - b) Implementación de 11 subestaciones, 8 de distribución y 3 de seccionamiento (Patio de Maniobras de Cumbayá; subestación Selva Alegre y subestación Guangopolo).
 - c) Construcción y modificación de líneas de subtransmisión de 46 KV.
 - d) Creación de dos anillos (interconexión radial) en el sistema para aumentar la confiabilidad y continuidad del servicio.
- 2) Plan de 1982, que incluía:

- a) Construcción de la subestación de seccionamiento Selva Alegre a 138 KV
- b) Conexión de las subestaciones Sta. Rosa y Selva Alegre a 130 KV
- c) Construcción de un tercer anillo (Norte, 18, 19)

- d) Cambio de conductores y de transformadores.
- 3) Plan de 1990, cuyo fin era el de implementar un sistema en anillo para todo el sistema de Quito.

Actualmente, el plan de 1979 está atrasado y terminará de cumplirse seguramente a principios de 1981. Las causas de este retraso han sido la demora en el arribo de los equipos licitados y el incumplimiento del cronograma de construcciones tanto de líneas como de subestaciones.

1.2.2 ASPECTOS TECNICOS

El Sistema de Quito es un sistema a 46 KV en la parte norte de la ciudad y a 22 KV en la parte sur, siendo el punto de unión de ambos voltajes la subestación Sur con un autotransformador de 6/7.5 MVA. La carga total del sistema para este año es de aproximadamente 150.000 KV. El sistema está conformado de cerca de 30 barras, tiene actualmente alimentación radial a casi todas las subestaciones desde las cuatro subestaciones principales: Norte, Sur, Epiclachima y Vicentina. El area de servicio del Sistema de Quito es de 120'000.000 m².

1.2.2.1 GENERACION

La capacidad instalada del sistema EEQSA está determinada por tres fuentes: centrales hidráulicas, centrales térmicas y energía comprada a INECEL.

Al año de 1979 los aportes fueron: (ver cuadro 1.1).

En el cuadro 1.2 se puede apreciar la evolución de la capacidad instalada y los porcentajes de incremento anuales de la misma. Como se ve, el incremento es grande, especialmente en los últimos 5 años, lo que ha determinado una mayor compra de energía a INECEL.

1.2.2.2 LINEAS DE TRANSMISION DE LA ENERGIA

El sistema de redes de subtransmisión y distribución de la EEQ consta básicamente de conexión a 46 KV entre las subestaciones Norte-Vicentina-Sur, con calibre # 477 del tipo ACSR. La unión de la subestación Sur a la Epiclachima se hace en 22 KV con calibre 397 MCM, ACSR.

El resto de las conexiones a las distintas subestaciones de distribución se hace con cable 266 MCM. El uso de conductores de cobre también es común en algunos sectores de la ciudad, pero para tramos pequeños.

En general, los problemas en líneas de subtransmisión y de distribución son los comunes debido a caída de ramas y choques contra postes, lo que produce fallas. Ultimamente, a causa del gran crecimiento urbano, las líneas de subtransmisión se adentran en sitios densamente poblados de la urbe, lo que ha motivado algunas fallas por la cercanía de edificios en construcción cuyos materiales provocan cortocircuitos en las líneas.

El problema principal que tiene el sistema de subtransmisión es el retraso en los trabajos de implementación de nuevas líneas, por cuanto algunas subestaciones en construcción ya están por terminarse en tanto que en las líneas aun no se ha

iniciado los trabajos correspondientes. Es por esto que algunas líneas actualmente están trabajando con sobrecarga produciendo mayores pérdidas en la transmisión de la energía al consumidor. Las líneas existentes son insuficientes para cumplir con los requisitos de la creciente demanda que impone el sistema, y es necesario que se apresure la terminación de los trabajos de nuevas líneas para suplir esta demanda.

1.2.2.3 SUBESTACIONES

1.2.2.3.1 TIPOS

Las subestaciones del Sistema de Quito son de tres tipos: de elevación y distribución (Transmisión), de reducción y distribución (Distribución), y de seccionamiento y maniobras (Seccionamiento).

1.2.2.3.2 INCREMENTO DE LA CARGA EN LAS SUBESTACIONES

Al analizar el incremento de carga en las subestaciones a fines del año de 1979, según datos de la Oficina de Despacho de carga, se pudo observar un incremento total de 21.964 KVA desde marzo de 1978, lo que significó un porcentaje de incremento del 58,78% comparado con el registrado en esa fecha.³

Para poder determinar el porcentaje de sobrecarga de las subestaciones del sistema es necesario comparar

³Incremento de Carga al Sistema, año 1979. Oficina de Despacho de carga. Empresa Eléctrica Quito S.A.

los datos del cuadro 1.3 con los del cuadro 1.4 donde se ha puesto los valores de carga en cada subestación. Este cuadro muestra valores de la demanda no atendida, aquella que por falta de capacidad de la subestación no ha podido ser entregada al consumidor que la ha solicitado. También se incluye el porcentaje de crecimiento de la carga para cada subestación. Como se puede ver, hay incrementos hasta del 100% lo que causa onda preocupación en la situación actual del sistema y en sus posibilidades de satisfacer dicha demanda.

1.2.2.3.3 AREAS DE SERVICIO

El area de servicio de la Empresa Eléctrica incluyó un total de 115.522.500 m² para el año 1978 planificado, o sea el de 1980 y para el 1990 se piensa incrementar esta superficie a 190.254.000 m².⁴

Se ha diferenciado 4 grandes sectores:

- 1) Sector urbano metropolitano que es básicamente la ciudad de Quito.
- 2) Sector urbano: aquellas poblaciones importantes dentro del area de servicio.
- 3) Sector semiurbano: compuesto por las poblaciones aledañas a la ciudad e importantes por su carga.

⁴"Informe N° EG-APL-1019". Oficina de Asesoría y Planificación, EEQSA, Septiembre 1976.

- 4) Sector rural de carga concentrada: poblaciones ubicadas en el area de servicio, apartadas de la ciudad.

Las areas de servicio para 1978 y para 1990 de cada subestación del Sistema Quito se ponen en el cuadro 1.5.

1.2.2.3.4 DAÑOS EN EL SISTEMA Y ENERGIA NO VENDIDA

Las salidas de servicio de las subestaciones obedecen a diversas causas. Se ha determinado 9 tipos de daños codificados de acuerdo a la causa misma de la falla, siendo en algunos casos el código demasiado general, de aquí que los resultados del análisis de fallas del sistema no sea, en muchos casos correcto.

Tomando los datos proporcionados por la Oficina de Despacho de Carga se ha elaborado el cuadro 1.7 en el que se presenta la falla codificada, con el número de suspensiones en el año 1979 y el tiempo en que la subestación estuvo fuera de servicio. Los porcentajes nos servirán para hacer mas adelante el análisis y el diagnóstico del sistema.

Para tener una idea mas clara de las razones de los daños de el sistema y de la energía no vendida, a causa de los mismos, se ha elaborado el cuadro 1.8 donde se resume las suspensiones de servicio en cada subestación del año 1979 incluyendo además la energía no vendida y el tiempo que la subestación estuvo fuera de servicio en ese año. Este cuadro nos proporcionará la ayuda necesaria para diagnosticar el sistema de Quito.

1.2.3 ASPECTOS ECONOMICOS Y ADMINISTRATIVOS

Los problemas que adolece un sistema eléctrico no obedecen solamente a causas técnicas sino también a razones de tipo económico y de tipo administrativo. Económicas, por cuanto determinan casi primariamente el equipo a utilizarse y el grado de confiabilidad y continuidad de servicio deseados, ya que en la medida en que se desee una mayor confiabilidad los costos también suben; administrativas, ya que el personal que está a cargo de la empresa deberá ser idóneo para llevar adelante los objetivos básicos de un sistema eléctrico. Este personal encargado tanto de los asuntos administrativos como de los de operación misma, deberá ser bien preparado para realizar su labor efectivamente, y en la cantidad necesaria, sin caer en los errores de muchos organismos burocráticos donde la excesiva cantidad de empleados influye negativamente en el desarrollo de la empresa. A más de esto, la institución deberá tener una definición clara de sus objetivos y actuar con una "mentalidad de empresa", esto es, reconociendo que vende un producto (el kilovatio-hora) y que debe obtener de esta venta, las utilidades necesarias para financiar su expansión futura.

1.3 DIAGNOSTICO GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA EEQSA

Habiendo definido anteriormente los objetivos de un sistema eléctrico y luego presentado información acerca de la situación actual de la EEQSA, conviene dar un diagnóstico general de este sistema.

1.3.1 ASPECTOS TECNICOS

1.3.1.1 SEGURIDAD Y CONTINUIDAD DE SERVICIO

Antes de que entrara en servicio la subestación Vicentina, en Octubre de 1979, y la subestación Norte, en Mayo de 1980, toda la generación la recibía la subestación Sur. Cualquier falla en la línea que unía la subestación Sur con la central de Cumbayá producía una falla general del sistema con las consecuentes molestias para los usuarios y pérdidas económicas para la Empresa.

Actualmente el sistema recibe la generación en tres subestaciones, la subestación Norte, a donde llega la generación de Cumbayá y Nayón; la subestación Vicentina, que recibe la generación de Pisayambo, Diesel N° 1 y turbina de gas, y; la subestación Sur, a donde llega la generación de Guangopolo y Luluncoto.

Comparando con el sistema anterior, en caso de fallas en cualquier línea que uniese la generación con la subestación correspondiente, saldría de servicio solamente la zona relativa a esa subestación y con esto se evitaría una falla general del sistema. Por lo que se puede deducir, la seguridad y continuidad en el servicio se ha mejorado al implementar estas subestaciones.

Sin embargo, analizando el cuadro 1.6 relativo a las causas de suspensiones en el servicio, se nota que el 30% de las fallas del sistema son debidas a falta de generación. Esto nos pone a pensar en que si bien se ha incrementado la confiabilidad en subtransmisión, en lo que respecta a generación todavía queda mucho por hacer. La confiabilidad de las centrales deberá ser mayor para evitar las fallas. El mantenimiento y operación en el funcionamiento de las máquinas deben ser motivo

de constante preocupación. La falta de agua en centrales hidráulicas, proveniente de la disminución del caudal del Río San Pedro ha sido motivo de suplir estas deficiencias del sistema y planificar con anterioridad las medidas supletorias en caso de que esto ocurra.

En el mismo cuadro 1.6 se observa que el 20% de las fallas se debe a trabajos programados. Esto prueba la falta de concepto de lo que es la continuidad de un servicio eléctrico ya que muchos de estos trabajos bien pueden hacerse con las líneas energizadas evitando de este modo interrupciones.

Es motivo de preocupación el que en el 11% de las suspensiones la causa del daño no sea conocida. La conclusión que se saca de esto es que la EEEQ no conoce su sistema en esa misma proporción. Esto se debe principalmente a la falta de actualización de planos en subestaciones, falta de información acerca del mantenimiento y operación del equipo, a trabajos de reparación mal realizados, al uso del equipo menos propicio en situaciones donde se exige elementos de buena calidad y que sean los adecuados para tal situación, entre otras causas.

Contrariamente a lo que se supone, las suspensiones debidas a sobrecargas y cortocircuitos que en general son las mas usuales, representa solamente el 10% del total; las debidas a rayos, choques contra postes, y caídas de ramas a las líneas, el 4%. Se concluye que las suspensiones debidas a causas ajenas al control de la empresa no representan mayormente la razón de fallas en el sistema, sino que el mayor número de suspensiones corresponde a causas en que la empresa tiene el control directo.

1.3.1.2 SUBESTACIONES

1.3.1.2.1 SOBRECARGA EN SUBESTACIONES

La sobrecarga en subestaciones de distribución está dada por la demanda de la zona de servicio de dicha subestación. Esta demanda determina la carga que soportarán los equipos de la subestación como son: transformadores de fuerza, disyuntores y alimentadores, principalmente. El equipo que se afecta mayormente por estas sobrecargas es el transformador y por esto es necesario tomar en consideración el límite de sobrecarga que va a soportar el mismo y sus limitaciones. Estas limitaciones son: expansión del aceite, presión de unidades selladas, bushings, bornes, soldaduras, cambiadores de derivaciones y la capacidad técnica del equipo relacionado al transformador, cables, reactores, disyuntores, seccionadores y transformadores de corriente.⁵

La sobrecarga en un transformador tiene un efecto determinante en la vida del mismo. A medida que aumente el tiempo de sobrecarga, la vida del transformador disminuye, y mucho más si el régimen de servicio permanente del transformador es próximo a su valor nominal, ya que al haber una sobrecarga sistemática del transformador en las horas pico, esta sobrecarga sistemática puede llevar al transformador a límites inadmisibles.⁶

Para el caso de los transformadores de mayor utilización en la Empresa Eléctrica tipo OA/FA (aceite-aire, aire forzado) para una carga permanente del 90% de la potencia normal antes de la hora pico, al presentarse la sobrecarga, por ejemplo, durante dos horas, se permite un incremento de carga del 166%, con una reducción en la vida del 0.25%.⁷ Este valor, como vemos no

⁵ NORMA ANSI C.57.92

⁶ Ibid

⁷ Ibid

es grande y no afectaría la vida del transformador. Sin embargo, en algunas subestaciones del sistema, los transformadores trabajan casi a su capacidad total permanentemente por lo que en horas pico la sobrecarga excede el 50% del valor nominal.

Analizando los cuadros 1.3 y 1.4 donde se pone la capacidad del transformador en cada subestación y la demanda actual correspondiente, se observa que algunos transformadores están trabajando en un régimen de sobrecarga sistemática mayor al 40%. Tal es el caso de los transformadores ubicados en las subestaciones: 3, 6, 9, 10, 12 y con sobrecargas menores del 40% y mayores que 20% en las subestaciones: 11, 13 y 17.

Hay que considerar también que el sistema de subtransmisión de la ciudad funciona con un voltaje un poco menor que el especificado, para poder de esta manera sobrecargar aun más las subestaciones y satisfacer, en algo, la demanda.

1.3.1.3 GENERACION

Se puede apreciar, entonces, que el sistema requiere de un incremento en la generación para suplir esta sobrecarga en líneas y en subestaciones.

El problema de generación hidráulica tiene un parámetro determinante y es el dado por el caudal del Río San Pedro que no puede ser inferior a $13 \text{ m}^3/\text{s}$.

Según un acuerdo entre INECEL y las empresas eléctricas del país, la generación la debería proveer en su totalidad INECEL. Sin embargo, debido a los retrasos en los proyectos del ¡PME⁺ de la Empresa Eléctrica se ha visto obligada a poner en servicio la antigua central de La Carolina, y a la contratación de la Central Diesel N° 2 de 35 MW (6 x 5,2 MW) que entrará en servicio en este

año, lo que satisfecerá, en parte, las exigencias tanto de demanda como de reserva del sistema hasta el próximo año.

1.3.1.2.2 PROBLEMAS GENERALES DE LAS SUBESTACIONES⁸

Además de los problemas por sobrecarga, existe otros problemas de tipo general que afectan las subestaciones, y se resumen en la operación y mantenimiento de las mismas. Debido al constante incremento de la carga en el sistema, las subestaciones que fueron construidas en un principio para una demanda determinada, han tenido que sufrir modificaciones, tanto en el diseño mismo, como en sus equipos. Por esto, actualmente muchas subestaciones tienen equipos de diferentes marcas siendo crítico el caso de que hasta los relés sean distintos, imposibilitando una adecuada coordinación de la protección de las subestaciones. Se ha hecho cambios de transformadores, por unos de mayor capacidad, sin hacer la debida corrección en las estructuras de la subestación, causando una disminución de las distancias mínima de aislamiento entre partes vivas. Esto acarrea peligros para el personal de mantenimiento y operación y reduce la confiabilidad de la subestación.

En la búsqueda de soluciones emergentes, se coloca equipo que no satisface las normas de diseño y funcionamiento de la subestación a la que se instala y luego no se hace lo necesario para corregir estos cambios lo que causa deficiencia en el funcionamiento de la subestación.

Algunas subestaciones tuvieron un diseño inadecuado desde el principio y esto ha traído consecuencias graves en

⁸ Mario Alarcón, Programa de Mantenimiento de Subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito. Quito, EPN. Tesis de Grado, 1979, p. 39.

los años en que ha funcionado la subestación; no se consideró el área de concesión de la subestación, ni tampoco su expansión futura; la capacidad instalada no satisface el porcentaje de incremento de demanda del sistema.

El mantenimiento y operación de las mismas se lo hizo sin la debida programación y con una falta del personal especializado. Actualmente la Empresa Eléctrica Quito ha visto la importancia de este asunto y propone una reorganización del Departamento de Subestaciones y Líneas de Distribución para que estudie y planifique los planes de mantenimiento, operación, diseño y expansión de las subestaciones.

Otros aspectos generales que han influido en el funcionamiento correcto y óptimo de las subestaciones han sido:

- 1) Falta de registros estables y confiables.
- 2) Falta de planos y actualización de los mismos.
- 3) Capacidad de cables entre el transformador y cabinas, inadecuada.
- 4) La comunicación entre el personal encargado de operación, mantenimiento, vigilancia y medición, y el departamento de subestaciones de la Empresa ha sido deficiente por la falta de conocimiento de sus respectivas funciones.
- 5) Falta del equipo necesario para realizar los trabajos de operación y mantenimiento. Este equipo se refiere tanto al que debe haber permanentemente en cada subestación, como al indispensable en talleres.

- 6) La reserva de repuestos del equipo que trabaja en subestaciones es insuficiente e incompleta.

1.3.1.2.3 DIAGNOSTICO GENERAL DE LAS SUBESTACIONES

Por lo anotado anteriormente, se concluye, de manera general, que las subestaciones del Sistema de Quito han venido funcionando con serias fallas, tanto de diseño, como de operación y mantenimiento. La situación de algunas de ellas es cada vez más crítica debido al incremento de carga en el área de servicio de la subestación. La solución planteada en un principio como emergente, ha sido cosa común, esta es la de no atender las solicitudes de servicio que tiene el sistema por cuanto no se puede sobrecargar más a las subestaciones.

De aquí se nota que el incremento de la demanda del sistema no lo determina, como sería lo lógico, la carga, sino la generación, ya que la verdadera exigencia de demanda del sistema es mucho mayor si se considera las solicitudes de servicio no atendidas.

Prima, entonces, una debida planificación y reorganización de las subestaciones para evitar los errores cometidos en el pasado y para anticipar la situación que se va a dar cuando el sistema nacional entregue su totalidad de generación y tenga que atenderse a la demanda que el usuario exija. El servicio eléctrico, entonces, cumplirá con sus objetivos básicos de confiabilidad y continuidad, beneficiándose con esto la EEQ tanto en su prestigio como en las utilidades que de este eficiente servicio se obtenga.

1.3.2 ASPECTOS ECONOMICOS Y ADMINISTRATIVOS

La EEQ tiene actualmente tanto problemas técnicos como administrativos. En lo referente a administración, podemos mencionar la excesiva cantidad de empleados (más de 3.000) que han transformado una empresa de servicio público en otra burocrática. El personal técnico especializado que requiere la empresa para cumplir sus planes es escaso y mal remunerado y su eficiencia en el trabajo deja mucho que desear. Esto se lo ve en el retraso que existe en los planes.

La falta de una gerencia permanente también ha influido en la labor de la empresa, y los planes ya trazados con anterioridad han tenido que ser revisados por un nuevo gerente que reemplaza al anterior y no tiene conocimiento de los mismos, causando la demora de los planes.

El personal también deberá comprender no sólo la responsabilidad que tiene ^{al} ~~el~~ ejercer sus funciones sino la importancia que su trabajo tiene en el desarrollo de la ciudad y del país.

En cuanto al aspecto económico se refiere, la EEQ ha realizado fuertes desembolsos para la compra de equipos nuevos que requiere el cumplimiento de los planes, y esto ha tenido repercusiones de limitación de recursos. Además, en el año de 1979, la energía no vendida por suspensiones en el servicio ascendió a 13'629.825 KWH⁹, con un promedio por subestación de 545193,0 KWH, lo que poniendo a s/ 1,20/KWH, se llega a la cifra de s/ 16'355.790 que no percibió la empresa por daños en el sistema. Con una

⁹"Cálculo de la Energía no Vendida por Daños en el Sistema, Año 1979", Despacho de Carga, EEQ.

adecuada planificación del sistema puede reducirse esta cuota que no se percibe y aprovechar estos recursos para subvencionar gastos propios de expansión, operación y mantenimiento.

El perjuicio económico debido a la demanda no atendida, ascendió a fines de 1979 a 71,5 MVA, de los cuales el 60% correspondió al sector industrial. En consecuencia, para un factor de carga de 0,4 la Empresa dejó de vender alrededor de 225 millones de sucres anuales.¹⁰ Poniendo a s/ 1,20 el KWH, no se percibieron s/ 270 millones por no tener posibilidades de atender el servicio solicitado.

Las pérdidas que tienen las líneas de subtransmisión también inciden económicamente. El año de 1979 se calculó que las pérdidas llegaron a 600.000 KWH (1,64MW + j 27,41 MVAR)¹¹

Además hay otras repercusiones económicas intangibles, ó difíciles de evaluar como son: la falta de capacidad de las subestaciones y la baja confiabilidad y continuidad del servicio, que inciden directamente a la no instalación de muchas industrias en la zona de concesión de la EEQ, dejándose de percibir las utilidades que hubieran provenido de estas instalaciones.

Como conclusión, se puede decir que la EEQ tiene serios problemas que afrontar durante los próximos años, y es responsabilidad inmediata el disminuir en lo posible estos problemas con una adecuada planificación económica, técnica y administrativa.

¹⁰Informe GG-PL-1044", Asesoría y Planificación, EEQ, p. 21

¹¹Ibid, p. 21

2. METODOLOGIA

2.1 DEFINICIONES

2.1.1 METODOLOGIA

El método pretende ser, según su definición real, el orden y modo práctico señalado a algunos actos o serie de actos para conseguir con mayor facilidad y perfección un fin determinado. Los elementos del método son tres: acciones, ordenación de las mismas a un fin y proporción de las acciones y de la ordenación con el fin que se quiere conseguir.¹

Según estas definiciones, el trabajo que se ha intentado efectuar en esta tesis es, básicamente, el de proporcionar un método de trabajo, o una teoría del método, conocida como metodología para solucionar un problema práctico, como es el de las Subestaciones en un Sistema de Potencia.

Tomando en cuenta los tres elementos del método, se puede decir que las acciones, vendrían a ser la búsqueda de la información necesaria para desarrollar el trabajo, sería la primera etapa; la ordenación podría compararse con el procedimiento en sí de la definición de prioridades y pasos a seguirse, sería la segunda etapa; y por último, el fin que he querido conseguir en este trabajo es el de mediante una proporción no muy profunda sino más bien adecuada y práctica entre las acciones y la ordenación de las mismas, lleguemos con economía de esfuerzos, a alcanzar acrecentar el conocimiento de las subestaciones eléctricas.

¹Manuel Nieto Pinteño, Metodología del Trabajo Científico, PUCE, Quito 1978.

2.1.2 DIAGNOSTICO

En Medicina, diagnosticar se refiere a determinar por los síntomas el carácter de una enfermedad, y el diagnóstico que hace el Doctor a su paciente indica el tratamiento de dicha enfermedad.

Refiriéndonos al caso nuestro, el de las subestaciones eléctricas, al diagnosticar una subestación lo que se pretende es dar un veredicto del estado actual de funcionamiento de dicha subestación, analizar cada una de sus partes individualmente, y como parte del conjunto total del equipo, para darnos una idea clara de qué esta bien y qué mal en esta subestación.

2.1.3 SUBESTACION

Cuando un circuito alimentador de energía eléctrica está directamente asociado con un transformador de fuerza, o cuando varios alimentadores están equipados en una barra, al conjunto se denomina una subestación. Una subestación eléctrica se define como:

"Una subestación eléctrica de potencia es un conjunto de equipos con objetivos distintos que los de generación o consumo, a través del cual la energía eléctrica es pasada en bloque para propósitos de seccionamiento o de modificación de sus características. El equipo de servicio, las instalaciones de transformadores de distribución y otros equipos menores de transmisión y distribución no se clasifican como subestaciones."

"Nota. Una subestación es de tal complejidad que involucra una o más barras, una cantidad de disyuntores, y usualmente es la única parte de unión de uno o más circuitos alimentadores

primarios, como también puede seccionar los circuitos de transmisión que pasan, mediante el uso de disyuntores." ²

Se puede notar en la definición anterior, que no se hace referencia a la capacidad tanto de potencia como de voltaje de la subestación, es por esto que estos factores no pueden usarse en la clasificación de las subestaciones, a pesar de que debe ser uno de los factores más importantes a tomarse en cuenta cuando se hace el diseño de la misma.

2.1.4 METODOLOGIA PARA EL DIAGNOSTICO DE SUBESTACIONES

Por consiguiente, la Metodología para el Diagnóstico de Subestaciones vendría a ser un orden o método práctico señalado a algunos actos o serie de actos para conseguir con mayor facilidad y perfección determinar el estado actual de funcionamiento de una subestación eléctrica.

Esta metodología no pretende ser un normativo estricto ni tampoco un camino obligado cuando se hace el diagnóstico de subestaciones. Lo que lleva es ideas y procedimientos prácticos y ordenados para facilitar la labor del ingeniero que realiza este tipo de trabajo. Ha sido realizada en base a conceptos de tipo práctico, ayudándose por normas que sugieren el modo de efectuar estos trabajos.

La metodología empieza con la obtención de la información necesaria (disponible o no), el análisis de esta información, y

² NORMA ANSI C42-1941 Sección 35-40, 240.-

un resultado o conclusión final; no incluye recomendaciones futuras sino que llega solamente a dar los "síntomas" del mal funcionamiento de la subestación. La "cura" de estos problemas es un tema posterior y no se da, en este trabajo, el método para realizarla; es responsabilidad del ingeniero que haya recibido el estudio del diagnóstico el aplicar las medidas correctivas necesarias.

El determinar el funcionamiento general de una subestación requiere del conocimiento de cada parte de la misma, lo que nos lleva a determinar primero el estado actual de los equipos, el análisis de su funcionamiento como parte de la subestación, el modo como ha venido funcionando, para qué condiciones fue diseñado el equipo, si funcionó o no en estas condiciones, los problemas más usuales que tuvo, los cambios que se hicieron en este equipo, las normas que se aplicó, etc; y luego, el comportamiento de ese equipo como parte integrante de la subestación. Todo esto nos da una idea general del trabajo y eficiencia que ha tenido la subestación en el tiempo de funcionamiento de la misma.

2.2 CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES

Se distingue dos tipos de subestaciones según el servicio que prestan: principales y secundarias.

Las estaciones secundarias son las que alimentan las redes de distribución en baja tensión, o las instalaciones de los abonados que por su importancia exigen que el suministro se efectúe por medio de un transformador. Generalmente este tipo de estaciones trabajan con un voltaje de transformación en el secundario del transformador, igual al voltaje que se entrega a los abonados (110/220 V).

Las estaciones principales son aquellas en que se realiza la transformación intermedia de la tensión de transmisión a la tensión de subtransmisión y de la tensión de subtransmisión a la de distribución cuya energía transformada se envía a dicha red por medio de apropiadas líneas que parten de las barras secundarias. Estas estaciones principales se conocen como subestaciones ya que se encuentran entre la generación y la carga, siendo su voltaje el intermedio entre el voltaje de generación y el voltaje de la carga.

2.2.1 CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES PRINCIPALES

Las estaciones primarias o subestaciones pueden presentar infinidad de esquemas distintos dependiendo de la función que cumplan dentro del sistema eléctrico de potencia, y de su localización en el mismo; sin embargo, se puede definir tres grupos principales:

- 1) Subestaciones de Elevación o Transmisión son aquellas que toman en su lado primario el voltaje de la generación y lo elevan para transmitirlo (a un voltaje de transmisión) a los centros de consumo, reduciendo de este modo las pérdidas por transmisión.
- 2) Subestaciones de Distribución y Reducción, son aquellas que reciben la energía de la generación en sus barras de alta a un voltaje de subtransmisión, y lo reducen a un voltaje de distribución de modo de tener en sus barras de baja este voltaje adecuado para la red de distribución o los alimentadores primarios.

- 3) Subestaciones de Seccionamiento y Maniobras, son aquellas que no realizan transformación, sino que solamente separan los circuitos de un SEP para efectos de la coordinación de protección del mismo. Pueden estar ubicadas tanto en la generación, como en la carga. Trabajan al mismo voltaje y generalmente constan de disyuntores que aislan una línea en caso de falla de la misma. También se realiza en estas subestaciones de seccionamiento, ciertas maniobras para cambiar los caminos por donde llegan, tanto la generación como la carga.³

2.3 DESCRIPCION Y FUNCIONES DE CADA TIPO DE SUBESTACION

Las subestaciones de Elevación y Reducción pueden ser agrupadas en una sola, ya que la generación en el caso de las subestaciones de Elevación está conectada al lado de baja tensión del transformador, al igual que los alimentadores primarios en las subestaciones de reducción, por consiguiente, haremos una simplificación y analizaremos solamente las subestaciones de Distribución más utilizadas actualmente. La única diferencia es la capacidad total de la subestación, siendo mayor en las subestaciones de Elevación.

2.3.1 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Actualmente se tiende en subestaciones de distribución a aquellas que son relativamente pequeñas en tamaño, localizadas cerca de la carga de modo de reducir las longitudes de los alimentadores primarios. De igual manera, la simplicidad en el diseño

³Gaudencio Zoppetti Júdez, Estaciones Transformadoras y de Distribución, Barcelona: Ed. Gustavo Gili, S.A., 1972, p. 2.



también ha sido característica de estas subestaciones, con un diseño tal que proporcione las facilidades necesarias en casos de emergencia.

Pueden ser de diseño compacto o integrales, como de diseño normal o articuladas, es decir mediante la unión de varias partes adquiridas independientemente. Ambas tienen un voltaje en baja mayor que 1.501 V.

2.3.1.1 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION INTEGRALES O COMPACTAS

Consiste de los siguientes elementos ensamblados en una unidad compacta:

- 1) Una sección de llegada que provee la entrada de un circuito de alto voltaje, la cual no tiene disyuntor.
- 2) Una sección de transformación que incluye un transformador de bajada que puede o no tener derivaciones automáticas de tomas bajo carga (LTC).
- 3) Una sección de salida que tiene conexión para un alimentador primario que se protege mediante un disyuntor.

Estas subestaciones se las conoce como Completamente Auto Protegidas (CSP).

2.3.1.2 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION ARTICULADAS

Estas subestaciones consisten de:

- 1) Una sección de llegada que provee la conexión de uno o más circuitos de alto voltaje, cada uno

de los cuales puede o no incluir un disyuntor.

- 2) Una sección de transformación que incluye uno o más transformadores, cualquiera de los cuales puede o no tener derivaciones automáticas de tomas bajo carga (LTC).
- 3) Una sección de salida que tiene conexión para uno o más alimentadores primarios, cada uno de los cuales puede o no estar protegido por un disyuntor.

Debe anotarse que las subestaciones compacta y articulada no incluyen la estructura y la protección para fallas de maniobra y atmosféricas que son parte de la subestación de distribución en forma completa, la cual es el objeto de este estudio. Lo que se ha hecho es separar la parte eléctrica de fuerza propiamente dicha, de la parte civil y mecánica y de protecciones y mediciones. Todas estas, hay que considerarlas cuando se hace el diagnóstico de la subestación.

2.3.1.3 ESQUEMAS MAS COMUNES DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

El cuadro 2.1 muestra los esquemas mas conocidos de subestaciones de Distribución, con sus ventajas y desventajas significativas.

2.3.2 SUBESTACIONES DE SECCIONAMIENTO

Conocidas también como de Maniobras, están localizadas en puntos estratégicos del sistema entre la generación y la carga. Pueden existir varias de éstas distribuidas en una ciudad formando anillos o mallas, y siempre serán más grandes, operarán a mayor

voltaje, estarán conformadas por gran variedad de equipo, ocuparán un área mayor, serán más voluminosas y más caras que las subestaciones de distribución.

2.3.2.1 ESQUEMAS MAS COMUNES

Los esquemas más comunes se resumen en el cuadro 2.2, con sus ventajas y desventajas más importantes.

2.3.2 SUBESTACIONES TIPO "PASO" Y TIPO "TERMINAL"

Las subestaciones también pueden denominarse según la manera como están conectadas con respecto al sistema. Cuando una subestación se alimenta de un línea que llega a ella en el lado de la alimentación y sale por el mismo lado, se dice que la subestación es de tipo "paso". En cambio cuando la línea de alimentación llega a la subestación, y termina su recorrido, la subestación es del tipo "terminal".

2.4 ELEMENTOS DE LA METODOLOGIA

2.4.1 GENERALES

Cuando se hace la metodología de una subestación hay que tomar en cuenta los distintos factores que influyen en la misma. Estos son: técnicos, económicos y humanos.

En cuanto a los aspectos técnicos, que son los que determinan en primera instancia el funcionamiento actual de una subestación, se los analizará uno por uno y tratando de profundizar lo estrictamente necesario en cada equipo y parte de la subestación,

de modo de tener la información suficiente para dar el diagnóstico. Cada equipo debe tener sus especificaciones de acuerdo a normas, y se va a presentar hojas que serán llenadas por el Ing. que hace el diagnóstico de modo de facilitar su labor. En estas hojas se deberá especificar los equipos, su estado de funcionamiento y la operación del mismo durante su tiempo de servicio.

En lo que respecta a los aspectos económicos y humanos en este trabajo se dará ideas generales pretendiendo englobar ambos elementos dentro del contexto de la subestación misma y explicar la influencia que tienen estos aspectos en su funcionamiento correcto.

2.4.2 METODO

El método a seguirse se ha resumido en los diagramas de bloque de los cuadros 2.3 y 2.4.

2.4.2.1 METODO EN GENERAL

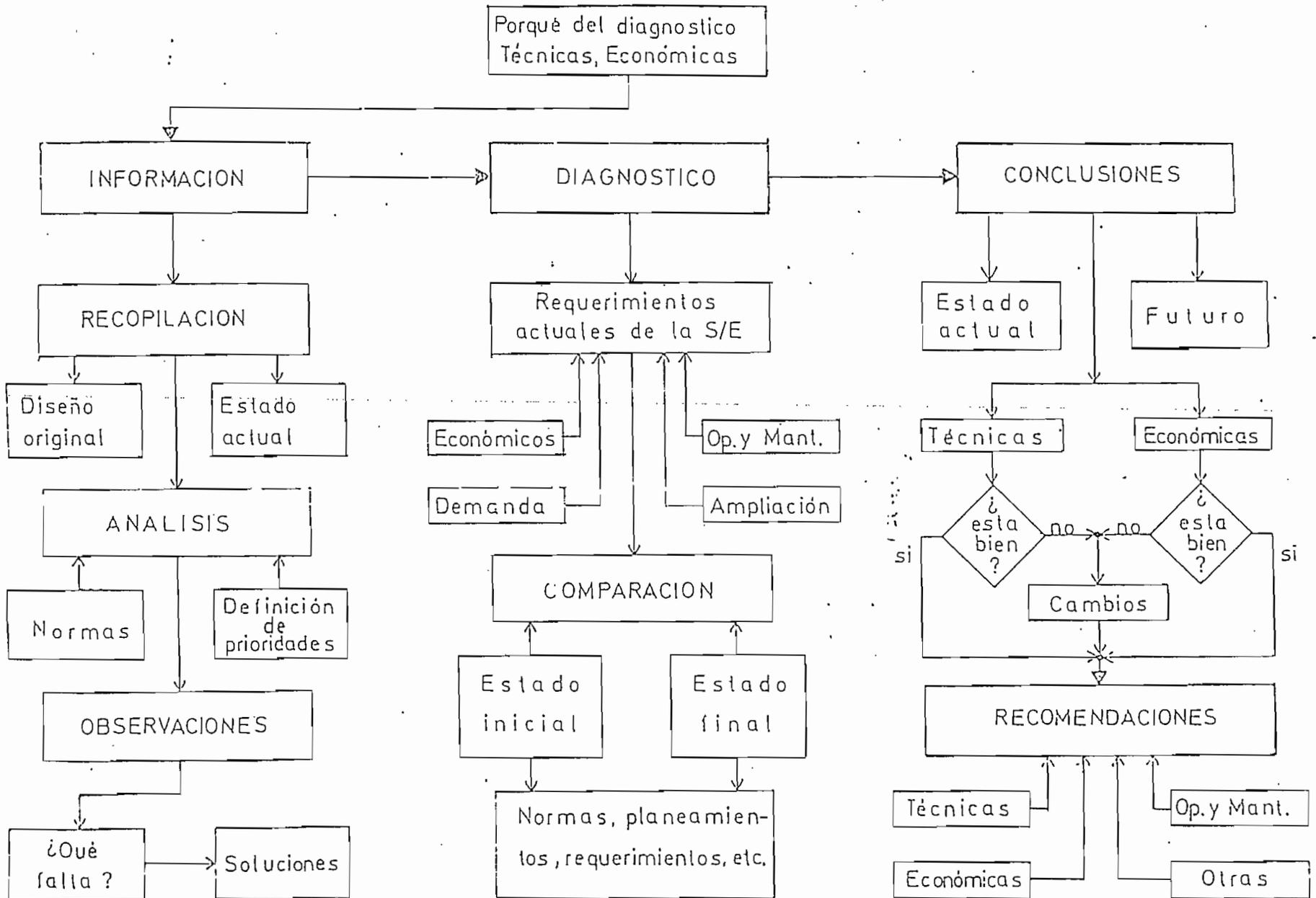
El cuadro 2.3. representa el procedimiento general a breves rasgos y los temas a tratarse en cada uno de estos pasos. Detallando los mismos tenemos:

- 1) Razón del diagnóstico: motivo por el cual se hace el diagnóstico, pueden ser razones técnicas o económicas.
- 2) Obtención de la información: tiene tres pasos, i) recopilación de la información; ii) análisis de la información, donde se expondrá la manera en que esta información satisface las exigencias de las normas; y iii) las observaciones acerca de la información que tenemos, qué hace falta y

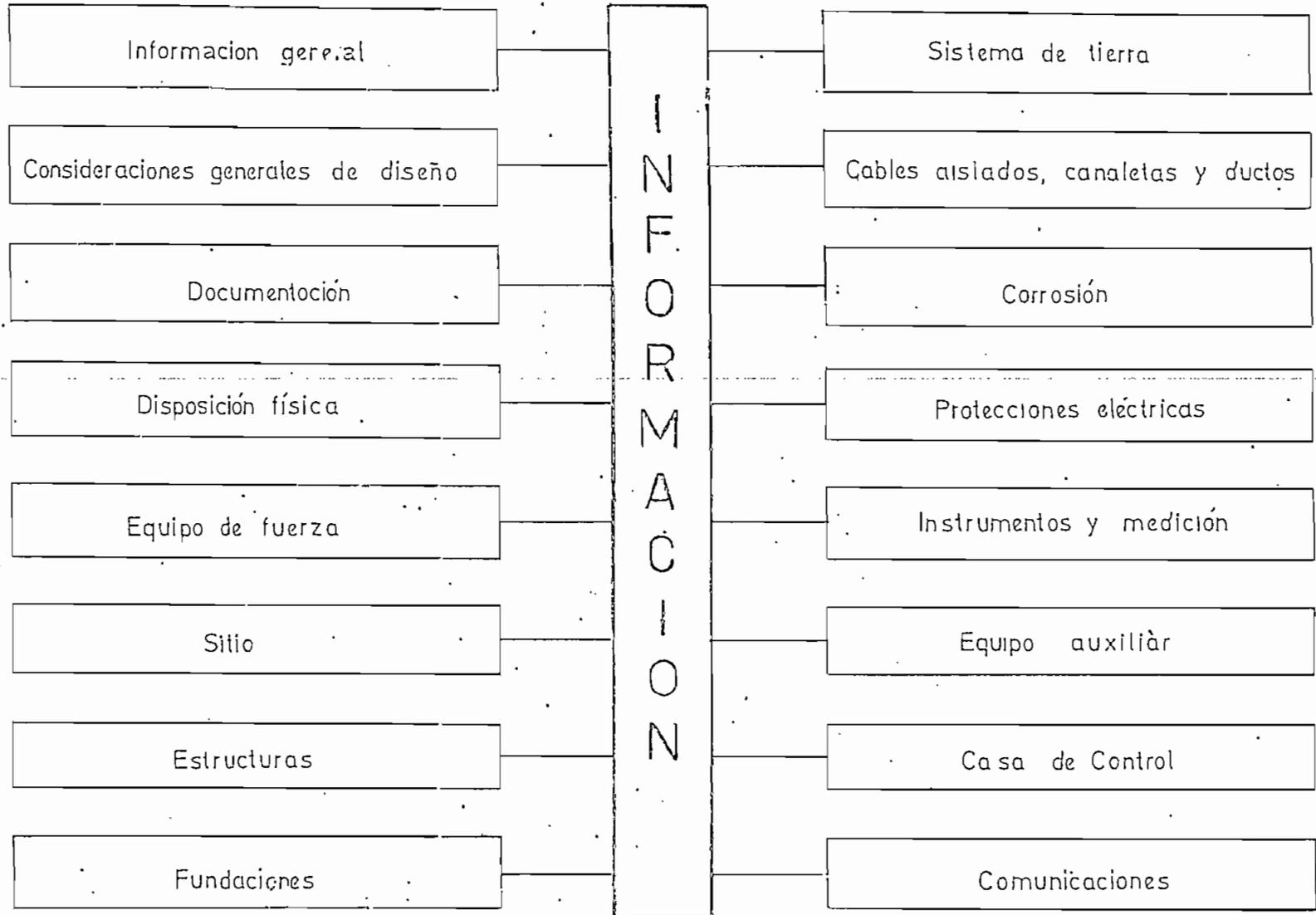
las soluciones más aconsejadas a dar para suplir esta falta.

Luego de la información, el siguiente paso en el proceso es el diagnóstico. Para esto necesitamos primero conocer los requerimientos actuales de la subestación y luego hacer la comparación de estos requerimientos con la situación actual de la misma. Cada equipo, o parte de la subestación deberá ser analizado en base a la información. En este paso del método es donde entran en juego todos los aspectos técnicos, tanto del equipo como de la manera cómo han venido funcionando los mismos, el mantenimiento que tuvieron y los problemas más comunes que afrontaron. La comparación se hace entre las exigencias mínimas que debe satisfacer el equipo y las que se han satisfecho durante su funcionamiento. En el caso de que exista alguna divergencia entre cómo debe funcionar el equipo, cómo ha estado conectado, cómo se ha hecho el mantenimiento, etc. y cómo ha funcionado en la realidad, se lo anota pero no se da ninguna conclusión al respecto, esto se hace en el tercer paso o conclusiones.

En las conclusiones, se trata de definir, después de haber realizado el diagnóstico propiamente dicho, el estado actual de la subestación y de cada equipo de la misma, detallando aquellos equipos que tienen fallas o que no han sido mantenidos adecuadamente. También se puede concluir que la subestación tiene problemas de tipo económico y expresar las razones por ello. Estos dos puntos, técnico y económico, podrán ser estudiados para un plan futuro y llevarán a un análisis o estudio posterior de las exigencias que tendrá esa subestación. Se podrá determinar también el estado de los equipos y si satisfacerán o no las exigencias de demanda futura. Este análisis posterior no se incluye dentro del método, y es más



PROCEDIMIENTO GENERAL



bien en las recomendaciones donde se puede acotar al respecto, sin tratar de extender el mismo ya que el diagnóstico es el análisis de la situación actual de la subestación, y no pretende exponer soluciones futuras.

2.4.2.2 METODO DETALLADO

El cuadro 2.4 representa el diagrama de bloques de los elementos necesarios para obtener la información, tanto de diseño, como del estado actual, diferenciándose ambas por cuanto en la mayoría de los casos las subestaciones tienen a lo largo de su vida cambios en los equipos, en sus conexiones y en el esquema mismo.

La información de diseño abarca tanto las especificaciones del diseño original, como los cambios que se ha hecho en la subestación, y analiza las limitaciones que imponen en la subestación estos equipos. Luego, mediante una información actualizada de los requerimientos que la demanda exige a esa subestación, se procede a comparar el funcionamiento del equipo entre, cómo y para qué condiciones se hizo el diseño de ese equipo y cómo está funcionando. En este paso de la información del diseño mismo de la subestación se especificará las condiciones para las que se diseñó, el criterio de diseño y la filosofía misma del servicio que presta la subestación.

La información que se recopile deberá ser lo más actualizada posible, y en el caso de que se haya hecho cambios a la subestación, también especificarlos.

Pasaremos luego a detallar cada elemento de esta información, siendo los grupos los siguientes:

- 1) Información General
- 2) Consideraciones Generales de Diseño
- 3) Documentación
- 4) Disposición Física
- 5) Equipo de Fuerza
- 6) Sitio
- 7) Estructuras
- 8) Fundaciones
- 9) Sistema de Tierra
- 10) Sistema de Ductos, Cables Aislados y Canaletas
- 11) Corrosión
- 12) Protecciones Eléctricas
- 13) Instrumentos y Medición
- 14) Equipo auxiliar de AC y DC
- 15) Casa de Control
- 16) Comunicaciones

Cada grupo se desarrollará en detalle explicando sus partes, función y la forma en que el equipo deberá especificarse en la subestación.

La determinación del estado actual requiere muchas veces de obtener la información en el sitio. Esto nos permitirá determinar el estado del equipo, las normas de mantenimiento seguidas, y el funcionamiento general de la subestación. También habrá necesidad de tomar lecturas de carga diaria y referirse a datos de estudios de flujos de carga y cortocircuitos actualizados para aplicarlos en la subestación en estudio y ver las condiciones a las que ha estado funcionando el equipo. Deberá darse

especial énfasis en la seguridad y en el mantenimiento y operación de la subestación, como aspectos básicos del diagnóstico.

La comparación de ambos estados, el de diseño y el actual, permitirá dar ciertas conclusiones de la subestación. Cada recomendación involucra un análisis posterior y es por esto que las recomendaciones que saldrán finalmente de este estudio serán solo un primer paso para buscar las soluciones más convenientes, técnicas y económicas, para la mejor marcha de la subestación.

Esto es, en resumen lo que se pretende hacer en este trabajo, y en el desarrollo que sigue se podrá ir viendo más claramente cada uno de los temas que conforman estos diagramas de bloque.

2.5 INFORMACION

2.5.1 RECOPIACION DE LA INFORMACION

2.5.1.1 INFORMACION GENERAL

Este punto considera la información básica general que necesita una subestación y nos da una primera idea de como es la subestación que estamos diagnosticando. Los temas que comprende son:

- 1) Nombre de la Subestación
- 2) Tipo
- 3) Esquema de Seccionamiento
- 4) Diagrama Unifilar
- 5) Importancia en el Sistema

- 6) Localización geográfica
- 7) Area de Servicio
- 8) Condiciones Ambientales
- 9) Constructor
- 10) Año de su Construcción
- 11) Mantenimiento

Toda esta información deberá llenarse en las hojas adjuntas, ITEM I.

- 1) Nombre de la Subestación
- 2) Tipo de Subestación.

Deberá especificarse qué tipo de subestación es, en base a la clasificación expuesta en el inciso 2.2. Si es de tipo principal de seccionamiento, transmisión o distribución.

- 3) Esquema de Seccionamiento.

El esquema de la subestación podrá ser uno de los más conocidos estudiados anteriormente en el inciso 2.3, o uno no común.

- 4) Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar será lo más resumido posible. En el subtema referente a planos se da la manera cómo este diagrama deberá ser dibujado, lo que deberá contener y la simbología a usarse.

- 5) Importancia de la Subestación en el Sistema.

¿Es la subestación una parte importante del sistema?
¿Representa un sitio estratégico tanto para la seguridad como para la continuidad del servicio, o es solamente una subestación radial o rural sin mayor responsabilidad en el sistema?

La importancia de la subestación la da el mismo sistema y se analiza como la influencia que tendrá en el sistema la falla de esta subestación. Será de mucha ayuda aquí incluir un diagrama unifilar de todo el sistema de modo de ver la forma en que la subestación se conecta o está relacionada con el mismo.

6) Localización Geográfica de la Subestación

Cuando queremos hacer el diagnóstico de una subestación, se necesita de observaciones y medidas en el sitio. Es por esto que dar la ubicación geográfica permitirá el rápido desplazamiento del personal encargado del diagnóstico, en casos en que no se conozca el sitio mismo donde está ubicada la subestación.

También conviene incluir un plano geográfico de la ubicación de la subestación, ya sea que esté dentro o fuera de la ciudad.

7) Area de Servicio de la Subestación

Generalmente el recorrido de los alimentadores primarios de la subestación no está actualizado debido al constante cambio y ampliación que tienen los mismos. El área de servicio puede incluir zonas que se supone servidas por otra subestación del sistema. De aquí la importancia de definir el área de servicio. También se debe incluir, cuando sea posible, el número de abonados de cada alimentador y del área en general, lo que nos puede determinar el crecimiento futuro de esta demanda en su zona de alimentación. Conviene incluir un plano del área de servicio con el recorrido de los alimentadores.

8) Condiciones Ambientales a las que Funciona la Subestación

Los factores atmosféricos y ecológicos son importantes al determinar el funcionamiento de la subestación por

cuanto nos dan las restricciones que tendrá esa subestación durante su vida. Aquí se incluyen: la altura sobre el nivel del mar, la contaminación atmosférica, las temperaturas ambientales máxima y mínima promedio anual y diaria; la cantidad de lluvia que precipita normalmente, el grado isoterámico de la zona, si el ambiente es salino o impuro, seco o húmedo, el riesgo sísmico, el ruido presente fuera y dentro de la subestación, entre otros factores que pueden informar de las condiciones ecológicas de la zona.

9) Constructor

En caso de necesitarlo, el dato de la empresa que montó la subestación es de mucha ayuda ya que muchas veces las empresas dueñas de la subestación no tienen los datos completos del diseño de la misma. Cuando la constructora sea extranjera conviene visitar otras instalaciones que haya montado para obtener la información que nos falte, o ponerse en contacto con esta constructora para adquirir dicha información en un corto tiempo.

10) Año de Construcción

Nos da información sobre la antigüedad de los equipos, las condiciones para las que se diseñó y la demanda que iba a suplir en ese año la subestación. Luego cuando se haga el análisis de la información del estado actual se podrá comprobar si el equipo diseñado a venido funcionando según sus condiciones originales de diseño. De no ser así, se podrá dar las medidas correctivas a implementarse.

11) Mantenimiento

La filosofía general del mantenimiento y el programa de mantenimiento de la subestación son informaciones básicas para el diagnóstico. En el caso de que los registros adecuadamente llevados por el personal de mantenimiento encargado de

la subestación nos informen como ha funcionado el equipo y el mantenimiento que ha tenido, podemos dirigir nuestra atención a aquel equipo que por cualquier razón no haya tenido un mantenimiento adecuado, como primer paso para verificar su estado. También el mantenimiento nos proporciona algunos registros sobre número de operación de los disyuntores, sobre las veces que se hizo cambio y pruebas del aceite en equipos de fuerza, del mantenimiento de las baterías, etc.

2.5.1.2 CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO

Habiéndonos informado de las características generales de la subestación, pasamos ahora a conocer sus aspectos técnicos.

Los parámetros nominales de la subestación son:⁴

- 1) Voltaje nominal de Operación
- 2) Capacidad máxima de la Subestación (MVA)
- 3) Número y capacidad de los circuitos de alimentación de entrada
- 4) Número y capacidad de los circuitos alimentadores de salida
- 5) Número máximo planificado de alimentadores de salida
- 6) Frecuencia
- 7) Número y orden de rotación de las fases
- 8) Voltaje de entrada en el circuito de alimentación
- 9) Voltaje de salida en el circuito de alimentadores
- 10) Resistencia de la malla de tierra

⁴Transmission and Distribution Substations, General Electric.

2.5.1.2.1) Voltaje Nominal de Operación

Habrá que especificar los voltajes de operación, así como el orden de rotación de las fases y si hay defasaje con otros voltajes de la subestación.

2.5.1.2.2) Capacidad Nominal de la Subestación (MVA)

El valor de capacidad nominal de la subestación lo determina la potencia de diseño de la subestación. Todos los equipos de corte y seccionamiento deberán ser diseñados para funcionar con esta potencia y ser capaces de actuar cuando la misma sobrepasa la potencia máxima de falla. Habrá que especificar también los valores de las potencias de cortocircuito en la subestación.

Generalmente la potencia de una subestación está determinada por la potencia nominal del transformador a ella conectado. Esta potencia nominal se la obtiene de un estudio de flujos para condiciones normales de máxima carga en la subestación.

2.5.1.2.3) Número y Capacidad de los Circuitos de Entrada

La subestación recibe un cierto número de circuitos de entrada o de alimentación provenientes del sistema, a un voltaje especificado, luego transforma este voltaje o secciona la alimentación de entrada para tener uno o varios alimentadores a la salida.

El número de circuitos de entrada para una subestación de transmisión está dado por aquellos circuitos que llegan al lado de baja tensión del transformador. En una subestación del tipo seccionamiento, los circuitos de entrada son generalmente las líneas provenientes de centrales generadoras, y en subestación de distribución son aquellas líneas que llegan al lado de alta tensión

del transformador. Como información indispensable se necesita saber la capacidad nominal de los conductores de entrada para ver si han estado trabajando con sobrecargas al compararlos con los datos que se obtenga de las lecturas tomadas de la subestación.

2.5.1.2.4) Número y Capacidad de los Circuitos Alimentadores de Salida

En una subestación de transmisión son aquellas líneas conectadas al lado de alta tensión del transformador. En una subestación del tipo seccionamiento son las líneas de sub-transmisión que generalmente conectan a otras subestaciones. Para subestación de distribución, el número de circuitos de salida da las líneas o alimentadores primarios conectados al lado de baja tensión del transformador. Habrá que determinar la capacidad nominal de los circuitos alimentadores de salida de la subestación. En el caso de subestación de distribución, estos circuitos constituyen los alimentadores primarios, y habrá que determinar si están sobrecargados o no al hacer la comparación con los datos de lecturas de cada alimentador en la subestación.

2.5.1.2.5) Número Máximo Planificado de Alimentadores de Salida

Cuando se hace el diseño de una subestación se toma en cuenta el número de alimentadores que funcionaran inmediatamente puesta en servicio la subestación, y los que más tarde irán entrando al sistema en esa subestación a medida que lo exija el incremento de demanda. El número total es el máximo que puede tener la subestación.

2.5.1.2.6) Frecuencia

Es el valor de la frecuencia nominal del sistema. En el país es de 60 ciclos.

2.5.1.2.7) Número y Orden de Rotación de las Fases

Si funciona con 3, 2, ó 1 fases en condiciones de diseño, y la secuencia ABC ó CBA indicando los conductores con su disposición física.

2.5.1.2.8) Voltaje de Entrada en el Circuito de Alimentación

El voltaje de entrada en subestación de transmisión es aquel del lado de baja tensión del transformador. En subestación de distribución, el voltaje de entrada es el del lado de alta tensión del transformador.

2.5.1.2.9) Voltaje de la Salida en el Circuito Alimentador

En subestación de transmisión es aquel del lado de alta tensión del transformador. En subestación de distribución el voltaje de salida es el del lado de baja tensión del transformador. En subestación de seccionamiento donde no hay transformadores, los voltajes de entrada y de salida son los mismos, e iguales al voltaje del sistema en esa subestación.

2.5.1.2.10) Resistencia de la Malla de Tierra

Es importante para efectos del diseño de la malla de tierra saber los valores tanto de la resistencia del suelo como de la resistencia superficial de la subestación. Al momento que hacemos el diagnóstico la malla de tierra ya está construída y al medir la resistencia en la subestación, lo que medimos es este valor de resistencia de la malla con todas las conexiones de los equipos.

El valor de la resistencia de la malla no deberá ser mayor que 5Ω y su rango varía entre 0Ω y 5Ω comunmente. Cuando la resistencia de la malla de tierra sea mayor que estos valores, entonces habrá que proceder al cálculo de la malla de tierra, como se indica en el inciso 2.5.1.9, haciéndose necesario determinar el

valor de la resistencia del suelo en una zona próxima a la subestación, pero fuera de ella. La resistividad superficial la da la capa de ripio o de arena colocada sobre la subestación, pudiendo variar según varíe la profundidad y el tipo de material utilizado.

Toda la información de este ítem se la deberá llenar en las hojas correspondientes del ÍTEM II del Procedimiento General.

2.5.1.3 DOCUMENTACION

Un paso importante al hacer el diagnóstico de una subestación es contar con la documentación necesaria que nos pueda dar toda la información que se requiere para realizar el estudio. Esta documentación consiste en los siguientes grupos:

- 1) Planos
- 2) Registros
- 3) Catálogos
- 4) Memorias
- 5) Instrucciones

2.5.1.3.1 PLANOS

Los planos que no sean proporcionados por el fabricante de la subestación o por la Empresa deberán elaborarse según los consejos siguientes. De ser posible habrá que ajustarse a estas normas cuando se elaboren los dibujos.

Para las subestaciones pequeñas y simples, no se necesita tantos tipos de planos como para las grandes y más complicadas.

Para una subestación de distribución, el diagrama unifilar y el plano de ubicación de quipos (lay out), pueden ser los planos que se necesita. Por ejemplo, si una subestación es pequeña, es posible incluir los detalles de fundaciones en el de ubicación de equipo. De manera similar, la disposición de las conexiones a tierra y los detalles pueden también incluirse en este plano.

El proverbio "Un dibujo vale mil palabras" en verdad es evidente. En Electricidad bien podríamos decir "Un diagrama unifilar vale 10.000 palabras". El diagrama unifilar es el medio en que se transfieren las ideas desde las especificaciones escritas a un dibujo donde se resume todo el camino de la potencia en una subestación sin importar lo complicada que esta sea. En un diagrama unifilar no se considera las relaciones físicas.

Los planos deben elaborarse según la práctica de Ingeniería de aceptación general, adoptando normas internacionales como las CEI 177, ANSI u otras similares, cuando haya necesidad de dibujar los mismos.

El sistema de unidades de medida será el Sistema Internacional, y los planos se ejecutarán en escala apropiada, compatibles con la importancia y finalidad de cada uno de ellos.

Los planos pueden ser: Generales y de Detalles. Los planos generales deberán ser lo suficientemente detallados como para poder definir, calcular, diseñar, especificar y revisar las obras civiles, las estructuras metálicas, los equipos y demás dispositivos eléctricos y mecánicos incorporados.

Los planos de detalles son aquellos proporcionados por el fabricante del equipo y se refieren a la fabricación de las piezas y al montaje de taller del equipo o de sus partes. Estos planos contienen todos los datos necesarios para que queden bien definidos correctamente e inequívocamente las piezas, conjuntos, y obras de la subestación. Parte de estos planos son las notas de materiales y accesorios, y las descripciones para la correcta interpretación de los planos.

Las dimensiones normalizadas de planos son las siguientes:

<u>Tipo</u>	<u>Dimensión</u>
A-1	33 x 21 cm
A-2	33 x 42 cm
A-3	33 x 63 cm
A-4	33 x 84 cm
B-4	66 x 84 cm
B-5	66 x 105 cm
B-6	66 x 147 cm

El material para los planos deberá ser durable y fácil de reproducir. En el extremo inferior derecho de los planos se ubicará un membrete conforme al modelo exigido por la Empresa que hace el estudio. Se recomienda utilizar las normas internacionales.

Los dibujos deberán ser a escala cuando sea necesario y los tipos y tamaño de letra apropiados para el dibujo. La simplicidad y claridad de los planos es lo más esencial.

Una leyenda deberá ir en la primera página de cada conjunto de dibujos similares. Esta leyenda deberá incluir, además

de los símbolos normalizados, aquellos símbolos o designaciones especiales. Las notas, comúnmente ayudan a comprender el dibujo.

Los títulos deberán ser concisos, exactos y específicos.

Todos los planos deberán ser aprobados y fechados.

1) Tipos de Planos

A continuación ponemos los principales tipos de dibujos que se requiere comúnmente para la subestación.

- a) Diagrama unifilar de seccionamiento de la subestación
- b) Diagrama unifilar de protecciones y medición.

Los diagramas unificilares son los planos de mayor importancia de una subestación y requieren especial interés. La información sobre el seccionamiento y protecciones y mediciones, pueden aparecer en un mismo diagrama unifilar si la representación no es muy complicada. Se recomienda que los diagramas unificilares se dibujen de la siguiente manera:

- 1) Use símbolos aceptables identificando todos los símbolos en una leyenda.
- 2) Ordene los símbolos de los equipos de manera que estén lo más próximos en su ubicación geográfica a la realidad física de la subestación, el uno con respecto del otro.
- 3) Ponga una flecha que indique al Norte en el dibujo de modo de orientar el diagrama al igual que el plano eléctrico del sitio.

- 4) Use un esquema apropiado de numeración de los equipos.
- 5) Identifique las barras y las conexiones de las líneas.
- 6) Las líneas que representan a los conductores que conducen la potencia deberán ser más llenas que aquellas que representan las conexiones a transformadores de voltaje, bobinados secundarios, de los transformadores de corriente, etc.
- 7) Relaciones vectoriales y defasamiento deberán especificarse, cuando se lo requiera.
- 8) Se recomienda utilizar símbolos normalizados, por ejemplo norma CEI 177. También es de buena ayuda el uso de plantillas apropiadas. Cada símbolo debe ir acompañado de la información del equipo correspondiente.

- c) Diagrama trifilar
- d) Diagrama eléctrico del sistema
- e) Disposición de las cercas
- f) Disposición del equipo eléctrico
- g) Diagramas de montaje de estructuras
- h) Disposición de las fundaciones
- i) Disposición del sistema de tierra
- j) Disposición del cableado
- k) Casa de control: arquitectura, equipo, disposición, iluminación, etc.
- l) Diagrama del servicio de corriente alterna y corriente continua
- m) Listas de cableado y de conductores

Los cables pueden ser nominados en un plano, como por ejemplo en el de cableado, cuando el número de cables no es muy grande. En subestaciones grandes, es preferible tener una lista separada para el cableado. Un método de

identificación de los cables deberá implementarse, de modo de relacionar la localización del extremo del cable y la función del mismo. Una nomenclatura alfanumérica es efectiva para esta labor.

n) Lista de materiales

Todos los elementos de trabajo en una subestación deberán tener una lista de materiales. Cuando estas listas forman un conjunto de planos se tiene un listado de materiales. Los formatos de estas listas deberán diseñarse de modo de tener la siguiente información:

- 1) Identificación de la subestación.
- 2) Código alfanumérico para elementos que pueden aparecer en un diagrama de construcción, para efectos de identificación y localización.
- 3) Descripción adecuada del elemento.
- 4) Referencia al documento de pedido de compra.
- 5) Cantidad de los elementos.
- 6) Referencia a plano o planos en donde se ve la instalación del elemento.

o) Lista de planos

p) Diagramación de paneles de control

q) Diagramas esquemático y de detalle del alambrado interior.

Con las indicaciones y recomendaciones dadas sobre la documentación en lo que se refiere a planos, se ha diseñado unas formas para verificar los requisitos mínimos de cada dibujo o plano. Estas formas son las: III-A, III-B, III-C.

2.5.1.3.2 REGISTROS

Para hacer el diagnóstico es necesario contar con registros apropiados del funcionamiento de los equipos y de las lecturas que se toma periódicamente en la subestación. Los registros corren a cargo de operación y mantenimiento y es labor de ese departamento el tener los registros actualizados y confiables.

Las lecturas de carga diaria y carga anual representativas nos servirá para evaluar el funcionamiento de la subestación y poder hacer un diagnóstico correcto. Se recomienda también contar con los registros de mantenimiento de baterías, de disyuntores, transformadores y demás equipo principal.

En caso de que la subestación haya tenido fallas, habrá que tener los registros que especifique la fecha y hora de la falla, la causa, duración de la misma, y solución adoptada para remediar la falla.

Los datos de flujos de carga y cortocircuitos del sistema para corto y mediano plazo con los valores en la subestación objeto de nuestro estudio, también deberán incluirse en este ítem.

Todos los registros adicionales que el ingeniero creyese necesarios para facilitar su trabajo en el diagnóstico de la subestación, deberán ser considerados.

2.5.1.3.3 CATALOGOS

Son aquellos documentos que definen materiales, piezas o equipos normalizados por el fabricante. Se considera

en este ítem: folletos descriptivos, tablas, croquis de dimensiones, normas y otros materiales técnicos similares. Los catálogos podrán sustituir planos de detalles solamente cuando el material, la pieza, o el equipo sea normalizado y de fabricación en serie.

2.5.1.3.4 MEMORIAS

Son aquellos estudios sobre esquemas funcionales, cálculos, gráficos, informes, registros de ensayos, análisis y todo material de ingeniería usado o elaborado por la Empresa dueña de la subestación, para definir, optimizar y revisar los proyectos y diseños. En ellas se deberá consignar las condiciones y las hipótesis en que se basan los estudios, indicando en forma específica las fórmulas cuyo origen no sean de conocimiento común y los criterios de seguridad.

Las memorias se las considera en la etapa de diseño y son de utilidad para cuando se hace el diagnóstico.

2.5.1.3.5 INSTRUCCIONES

Son todas aquellas informaciones necesarias para la ejecución, operación y mantenimiento de las instalaciones y equipos incorporado en una subestación. Cuando se hace el diseño se necesita instructivos de montaje, de operación, y de mantenimiento. Pero para el diagnóstico, basta con los instructivos de operación y de mantenimiento. Si la subestación ha tenido cambios, hay que cerciorarse de que los instructivos sean los actualizados.

Toda la información sobre este tema de documentación se puede llenar en las hojas adjuntas, Ítem III cuando se haga el diagnóstico de la subestación.

2.5.1.4 DISPOSICION FISICA

La disposición física de los equipos, estructuras, y conductores en la subestación nos da información sobre la manera cómo están dispuestos estos elementos y si cumplen o no con las condiciones de diseño y las de funcionamiento a las que han estado sujetas.

En la disposición física (layout) hay que considerar los siguientes subtemas:

- 1) Tipo de subestación
- 2) Conexiones de los circuitos
- 3) Disposición según el tipo de subestación
 - a) Subestación de distribución
 - b) Subestación de transmisión
 - c) Subestación de seccionamiento
- 4) Esquema de la subestación
- 5) Apantallamiento
- 6) Aisladores
- 7) Distancias de Separación
- 8) Uniones eléctricas de las barras
- 9) Barras Rígidas
- 10) Barras Flexibles
- 11) Conductores de unión entre las barras y el equipo de fuerza.

En el ÍTEM IV de las hojas del Procedimiento General, se datalla la manera de ir llenando cada uno de estos subtemas.

2.5.1.4.2 CONEXIONES DE LOS CIRCUITOS

Necesitamos la información de los circuitos tanto aéreos como subterráneos para verificar si el diseño concuerda

con las condiciones de funcionamiento.

2.5.1.4.3 DISPOSICION SEGUN EL TIPO DE SUBESTACION

Para cada tipo de subestación, la información que se precisa sobre la disposición física difiere un poco, por lo que la distinción entre los tipos de subestación servirá para obtener la información exacta y suficiente.

En este punto se pregunta si existe provisiones para transformadores móviles y también si hay previsión para cambiar los voltajes, tanto de la fuente como de la carga en la subestación. Hay veces en que una subestación está funcionando a un voltaje menor que el de diseño, de ser así, esta información deberá incluirse en este punto.

2.5.1.4.4 ESQUEMA DE LA SUBESTACION

La configuración de las barras o el esquema de la subestación, puede haber variado desde el primer año de funcionamiento y no haberse hecho las adecuaciones correctas, por lo que habrá que anotar las mismas y ver si concuerda o no con las normas.

2.5.1.4.5 APANTALLAMIENTO

Casi todas las subestaciones tienen protección contra descargas atmosféricas mediante sistemas de apantallamiento. Estos sistemas incluyen varillas de extensión, mástiles y conductores. También el ángulo de incidencia del rayo es importante, porque pueden haber variado el concepto desde que se diseñó la subestación hasta el momento que hacemos este diagnóstico.

2.5.1.4.6 AISLADORES

Este tema se refiere a los aisladores utilizados en la subestación, si son del tipo de suspensión, de rollo, etc. y también a los otros aisladores de aparatos, como por ejemplo de disyuntores, transformadores, etc. Este punto no incluye el tema de aislamiento propio de los equipos, como puede ser el aceite de los transformadores, o el medio aislante en los aparatos mismos. Cada equipo tendrá su especificación y en ella se incluirá las características de los aisladores y aislantes a él relacionados.

2.5.1.4.7 DISTANCIAS DE SEPARACION

Las distancias mínimas de separación de partes vivas de aparatos son importantes por cuanto definen la seguridad y el correcto funcionamiento de los equipos en caso de fallas. La creciente demanda de algunas subestaciones exige cambios de los transformadores existentes por unos de mayor capacidad. Muchas veces ocurre que al cambiar los transformadores, no varían las estructuras originales, y consecuentemente a veces las distancias también se reducen, con el consecuente efecto en la subestación. Existen muchos estudios sobre la determinación de las distancias mínimas que debe haber en una subestación. Yo he tomado uno de los primeros que se hicieron y en una comparación con las distancias mínimas adoptadas por INECEL en uno de sus proyectos he comprobado la aceptación y validez de estos valores. En la Tabla 2.1 he puesto el resumen de estos trabajos y las distancias mínimas sugeridas.^{5, 6}

⁵"A Guide for Minimum Electrical Clearances for Standard Basic Insulation Levels", AIEE Committee Report, Trans. AIEE PAS, Vol. 13, June 1954, pp 636-641.

⁶"Minimum Electrical Clearances for Substations Based on Switching Surge Requirements", AIEE Committee Report, Interim Report, IEEE TPAS, Vol 82, December 1963, pp, 872-76.

Tomando en consideración el efecto de la altura sobre el nivel del mar los factores de corrección para el equipo de la subestación se da en la Tabla 2.2.⁷

2.5.1.4.8 UNIONES ELECTRICAS DE LAS BARRAS

Las uniones eléctricas entre las barras y los conductores, que transportan la potencia eléctrica a los aparatos, también son importantes puesto que al hacer cambios en las subestaciones, generalmente por incremento de la demanda, las uniones, junturas o soldaduras, no son objeto de estudio y se ven sujetas a esfuerzos y sobrecalentamientos que afectan su constitución, con el consecuente peligro de falla de la unión.

2.5.1.4.9 BARRAS RIGIDAS

Cuando la subestación tenga barras rígidas habrá que especificarlas, puesto que a medida que aumenta la demanda, puede que las barras estén sobrecargándose, llegando a extremos no aceptables. Los cálculos referentes a las dimensiones y capacidad de conducción de las barras será necesario hacerlas cuando se compruebe que las barras que existen tanto fuera de la subestación, como en las cabinas no cumplen con las exigencias de trabajo, ya sea por sobrecarga, sobrecalentamiento o esfuerzos mecánicos.

2.5.1.4.10 BARRAS FLEXIBLES Y TENSADAS

Por las mismas razones de sobrecarga y esfuerzos mecánicos se tiene que calcular la capacidad de cada barra y

⁷"Altitude Correction Factors for Substation Equipment", Rural Electrical Administration, US Department of Agriculture.

ver si satisfacen o no las exigencias de la subestación.

En las barras rígidas se utiliza tubos de cobre o aluminio con soportes aislantes del tipo pedestal, mientras que las barras flexibles se tensan por medio de cadenas de aisladores y son generalmente cables de cobre, aluminio o ACSR.

2.5.1.4.11 CONDUCTORES DE UNION ENTRE BARRAS Y EQUIPO DE FUERZA

Los conductores que unen las barras con el equipo son generalmente cables de cobre, aluminio, o aleaciones de aluminio, también se utiliza tubería maleable.

Hay que determinar la capacidad nominal de conducción y de sobrecarga de estos conductores para comprobar su estado de funcionamiento. Interesa también verificar las uniones de estos conductores con el equipo de fuerza.

La información sobre este tema se deberá llenar siguiendo el Procedimiento General, ITEM IV.

2.5.1.5 EQUIPO DE FUERZA

El equipo de fuerza en una subestación es aquel donde se realiza la transformación, seccionamiento, regulación y protección a altos voltajes. Las especificaciones que debe tener cada equipo son básicas en el análisis de la subestación pues nos da las limitaciones de este equipo cuando las comparamos a las exigencias que ha venido soportando. No se pretende en este punto ir demasiado al detalle de cada equipo, sino más bien dar una idea general y suficiente del mismo, de sus características nominales, y de las pruebas indispensables que debe hacerse a cada equipo para ver si funciona correctamente o no. Estas pruebas, según

normas, se las denomina de rutina y opcionales. En cuanto sea posible, las pruebas de rutina deberán hacerse a un equipo cuyo funcionamiento sea dudoso, antes de proceder a su reemplazo.

A continuación se listan los equipos incluidos en este grupo denominado "Equipos de Fuerza":

- 1) Transformadores de Potencia
- 2) Disyuntores
- 3) Armarios de seccionamiento (Switchgear)
- 4) Reguladores de voltaje
- 5) Capacitores en Derivación
- 6) Seccionadores
- 7) Pararrayos
- 8) Reconectores
- 9) Transformadores de corriente
- 10) Transformadores de potencial
- 11) Divisores capacitivos de potencial
- 12) Trampas de onda
- 13) Unidades móviles

Para cada uno de estos items se ha elaborado unas hojas donde deberá llenarse las características nominales de cada equipo, así como también las pruebas a las que debe someterse para verificar si el estado en que se encuentran satisface o no las normas.

2.5.1.5.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

En las subestaciones de distribución y de transmisión el equipo más importante es el transformador de potencia, y es el que limita en su mayor parte la capacidad de la subestación. Al

incrementarse la demanda, el transformador también aumenta en su sobrecarga, pudiendo ésta llegar a límites inaceptables por el transformador. Es importante, cuando se hace el diagnóstico, el tener la información de la curva de carga diaria representativa para ver cómo ha venido funcionando el transformador en base al tiempo en que se ha sobre cargado. Se puede concluir que la sobrecarga a reducido la vida del transformador en un tiempo tal determinado por el valor de esa sobre carga y el tiempo de duración permanente de la misma.

Los demás asuntos que tienen que ver con el transformador de potencia, éstos son el aceite, el cambiador de "taps", los pasatapas, medición y control, enfriamiento automático, radiadores, accesorios, motores eléctricos de los ventiladores, contactos eléctricos, y otros elementos periféricos, deberán tomarse en cuenta para hacer el diagnóstico. También se requiere tener información sobre el criterio de sobre carga para el que ha funcionado el transformador. Existe numerosos artículos sobre sobre carga de transformadores y conviene consultar en ellos al respecto. En la bibliografía se cita algunos de estos artículos.

2.5.1.5.2 DISYUNTORES

Después de los transformadores de potencia, son los disyuntores los elementos importantes en la subestación, pues son aquellos elementos de protección que interrumpen el circuito en caso de falla. Los valores de capacidad máxima de interrupción deberán determinarse con los datos de cortocircuitos del sistema. En subestaciones donde exista un esquema de varios disyuntores, el enclavamiento de los mismos deberá revisarse, para proporcionar la seguridad mínima exigida en la subestación.

2.5.1.5.3 ARMARIOS DE SECCIONAMIENTO

Hay casos en que los disyuntores se ubican en las cabinas de la subestación. Estos disyuntores se conocen como "desbrochables", y debemos especificar la corriente permanente, la máxima corriente momentánea y la capacidad de interrupción de los mismos.

2.5.1.5.4 REGULADORES DE VOLTAJE

En subestaciones donde se exige un voltaje fijo por exigencias del consumidor, se hace necesario el uso de reguladores de voltaje. Estos reguladores deberán especificarse para determinar luego si funcionan correctamente o no y si su calibración es la adecuada.

2.5.1.5.5 CAPACITORES EN DERIVACION

Los capacitores en derivación (shunt) se utilizan en subestaciones donde los valores de potencia reactiva son menores que los que requiere el sistema para mantener un factor de potencia deseado. Esta potencia reactiva adicional aumenta el voltaje en la barra a niveles aceptables. Habrá que especificar estos equipos y si son conectables por pasos o todos al mismo tiempo.

2.5.1.5.6 SECCIONADORES

Los seccionadores son elementos de apertura de un circuito cuando no hay circulación de corriente por él. Es por esto que hay que revisar la ubicación y el enclavamiento que tienen con disyuntores para ver cómo operan en caso de falla o de

mantenimiento de la subestación. Algunos seccionadores permiten el corte de corrientes pequeñas y deberá especificarse este valor.

2.5.1.5.7 PARARRAYOS

Los pararrayos, tanto en el lado de alto voltaje, como en el de bajo voltaje deberán especificarse para saber su capacidad y si está o no de acuerdo con las energías del medio en que actúan.

2.5.1.5.8 RECONECTADORES

En caso de existir reconectores en la subestación, habrá que especificar, e incluir el número de pasos o secuencia de operación al que han funcionado.

2.5.1.5.9 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente del equipo de fuerza de una subestación son aquellos conectados directamente a las barras o conductores de alto voltaje. Habrá que especificarlos indicando la conexión que tienen, su relación y demás características nominales.

2.5.1.5.10 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Las especificaciones de estos transformadores se explican en las hojas que deberá llenarse. ITEM V.

2.5.1.5.11 DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

Los divisores capacitivos de potencial utilizan capacitores de acople y transformadores de potencial que nos permiten medir el voltaje en determinado sitio de la subestación.

Ambos equipos son importantes y deberán incluirse al hacer el diagnóstico de la subestación.

2.5.1.5.12 TRAMPAS DE ONDA

Las trampas de onda se utilizan para transmisión de señales vía onda portadora que sirven para la protección del sistema. Habrá que especificar lo referente a las mismas, de existir en la subestación.

2.5.1.5.13 UNIDADES MOVILES

Algunas subestaciones tienen la posibilidad de conectarse con equipos móviles, como son los transformadores o las subestaciones compactas móviles. En nuestro país no es muy común este tipo de unidades.

2.5.1.6 SITIO

El lugar donde está ubicada la subestación si bien para el diagnóstico no parece tener mayor importancia, representa de interés por cuanto algunas condiciones del terreno determinan si algún cambio que se hizo en la subestación o si el diseño mismo consideraron este aspecto.

Los items que conforman este análisis del sitio son:

- 1) Generales
- 2) Drenaje
- 3) Caminos
- 4) Protección contra la erosión
- 5) Material superficial del patio
- 6) Malla de seguridad y cerramientos

2.5.1.6.1 GENERALES

En este punto se especifica las características del patio de maniobras así como los datos de referencia a planos topográficos. Esto se hace por cuanto al querer aumentar el área de una subestación cuando se aumenta su capacidad debe considerarse el aspecto topográfico.

2.5.1.6.2 DRENAJE

Los cursos naturales de agua deben ser canalizados por medio de drenajes, y los espaldones de relleno deben ser directamente descargados a sectores que no puedan erosionarse fácilmente. Habrá que verificar el estado de los drenajes, que de una u otra manera pueden llegar a afectar las condiciones de funcionamiento de la subestación al estar obstruidos o mal distribuidos. Los subdrenes, constituidos generalmente por tubos de hormigón perforados pueden también obstruirse y será necesario una verificación del tiempo de desagüe.

2.5.1.6.3 CAMINOS

En el caso de que los caminos de acceso y los locales de la subestación no presenten las condiciones mínimas requeridas para el transporte de equipos a la subestación, deberá anotarse. También se incluye aquí el estado de los pasillos internos de la subestación y si conserva o no la distancia mínima con partes vivas, al caminar una persona por ellos. Además los pasillos deberán tener salidas a sus dos extremos como rutas auxiliares ya que son necesarias por razones de seguridad del personal.

2.5.1.6.5 MATERIAL SUPERFICIAL DEL PATIO

Habrá que indicar el tipo de material del patio y su condición. Hay muchas ocasiones en que se descuida esto y presenta peligro a las personas que transitan, ya que no hay el suficiente drenaje. También puede que el material superficial no haya tenido mantenimiento y haya crecido vegetación en el patio, reduciéndose notablemente la resistencia del sistema de tierra.

2.5.1.6.6 MALLA DE SEGURIDAD Y CERRAMIENTOS

La seguridad al público se basa en el impedimento del ingreso del mismo a la subestación y en la eliminación de cualquier peligro que se pueda crear en la subestación, incluyendo sus alrededores.

Para asegurar esta protección al público la subestación debe cumplir:⁸

- 1) Las subestaciones deben estar completamente cercadas por paredes o mallas de seguridad de una altura y construcción apropiadas de modo que impidan el acceso a la subestación de niños y personal no autorizado.
- 2) Las paredes, mallas o cerramientos, deben ser de construcción segura y sólidamente unidas a tierra.

⁸"Guide to Safety Considerations in the Design of Substations", AIEE Committee Report, TPAS, June 1954, p. 633.

2.5.1.7 ESTRUCTURAS

Las estructuras deben ser capaces de soportar las cargas mecánicas que se las exija. Los tipos de estructuras pueden resumirse en dos grupos, dependiendo del tipo de acero utilizado, laminado o plano, y en celosía (enrejado). El tipo laminado se utiliza para voltajes menores de 46 KV, y generalmente la estructura está constituida por columnas de una sola pieza unidas entre sí. El tipo en celosía es aquel cuyas columnas son de varias piezas, formando un enrejado. La utilización es para voltajes mayores a 46 KV, por razones económicas principalmente.

Los esfuerzos mecánicos que una estructura de una subestación debe ser capaz de soportar incluye aquellos debidos a viento, hielo, equipo, y conductores. En lo que respecta a los conductores, hay dos posibilidades de enfrentar el problema: la una es diseñar la estructura para la tensión máxima posible en las condiciones más adversas de largo del vano, calibre del conductor, y peso del hielo; la otra es especificar el esfuerzo máximo nominal para el cual se ha diseñado la estructura, considerando que un lado del conductor sea llevado fuera de la subestación.

Otro punto importante que hay que ver es el ángulo al que las líneas salen de la estructura. En general estos ángulos se limitan a un máximo de 15°, para el cual el esfuerzo se reduce aproximadamente a la mitad del valor si estuviera completamente horizontal.⁹

⁹B.T. Payne, "The Economic Advantages of Standard Substations", AIEE Transactions, pt. III, Vol 77, April 1958, pp. 145-47.

También hay que diferenciar las estructuras de soporte de las líneas de aquellas del equipo, y dar las características para ambas.

Las estructuras pueden ser de madera, concreto y acero. Las estructuras de madera que forman pórticos se utilizan solamente para subestaciones pequeñas. Las de concreto tienen sus inconvenientes por el volumen y dificultad de construcción. Las estructuras de acero son las más comunes y generalmente tienen protección contra la corrosión ya que son galvanizadas en caliente.

La tabla 2.3¹⁰ nos da las ventajas y desventajas entre los distintos tipos de estructuras de acero más comunes. La tabla 2.4¹¹ nos da una comparación de los tipos de estructuras de soporte de acero para equipos y aisladores. Ultimamente el aluminio ha tenido gran acogida en estructuras por sus ventajas físicas y económicas.

2.5.1.8 FUNDACIONES

Si bien las fundaciones son parte importante en el diseño de una subestación, cuando hacemos el diagnóstico ya no podemos variar las características de la misma. Este punto se ha incluido ya que por cualquier causa debida ya sea a fenómenos naturales o a fallas en el diseño o construcción de la subestación, las fundaciones hayan sido afectadas. Necesitamos entonces información acerca del suelo, del concreto utilizado, una descripción de las barras de refuerzo utilizadas en estas fundaciones, de la disminución

¹⁰ Estrella, Bedoya, Diseño de la Subestación Tambo, EPN, 1975, p. 184.

¹¹ Ibid, p. 198

de la polución por el aceite, y del tipo de fundación utilizado. Este análisis de las fundaciones será necesario solamente cuando el ingeniero lo creyese conveniente, sin influir en el diagnóstico si no se lo incluye.

2.5.1.9 SISTEMA DE TIERRA

El sistema de tierra comprende la malla de tierra bajo los patios, la malla de tierra de los edificios, las conexiones de las estructuras, soportes, equipos y cerramientos de la malla principal, excavación de zanjas y tendido de conductores, relleno y compactación, y uniones exotérmicas, empernadas y otras.

Las corrientes de falla del sistema en tierra pueden por si mismas crear gradientes de potencial en una subestación, que pueden llegar a valores peligrosos entre equipos que no conduzcan corriente. El sistema de tierra es un factor importante en el diseño de una subestación, y una especial atención en el mismo es justificada ya que la subestación es un lugar donde se concentra la energía, es un centro de seccionamiento donde lo más importante es mantener la continuidad en el servicio, es un lugar donde se encuentra equipo caro y de grandes dimensiones, y es el lugar donde se realiza permanente chequeo de mantenimiento por el personal.

Los propósitos fundamentales de un sistema de tierra son:

- 1) Puesta a tierra de estructuras, de equipos no energizados y de circuitos auxiliares de bajo voltaje, para seguridad del personal.

- 2) Un sistema de tierra estabiliza los potenciales de los circuitos con respecto a tierra, y previene protección por relés para cortar fallas a tierra.
- 3) Puesta a tierra de las protecciones contra descargas atmosféricas y de maniobra.

Hay dos factores que se debe considerar e influyen en el problema de la puesta a tierra. Uno es la duración probable de las diferencias de potencial que se desea salvaguardar. La otra es la magnitud de los potenciales y de las corrientes que pueden presentarse. A continuación se lista las maneras en que los equipos o partes no energizadas pueden adquirir una diferencia de potencial distinta de la de tierra o de otras partes no energizadas. Se ha puesto en orden de disminución del tiempo de duración de voltajes y corrientes, y de aumento de la magnitud de estos parámetros:

- 1) Por contacto con algún conductor energizado.
- 2) Por inducción de corrientes y potenciales normales de los sistemas eléctricos a través de campos electrostáticos o electromagnéticos.
- 3) Por falla del aislamiento.
- 4) Por descarga de circuitos energizados.
- 5) Por inducción electrostática o electromagnética debida a rayos en conductores próximos a la subestación.
- 6) Por una caída de la impedancia resultante de la descarga de rayos o corrientes de falla en la tierra o conexiones de tierra.
- 7) Por descarga directa de rayos.

2.5.1.9.1 TIPOS DE SISTEMAS DE TIERRA

Los sistemas de tierra se clasifican en tres tipos: sistema radial, sistema de barras, y sistema de malla. El más utilizado es el sistema de malla. Los sistemas radial y de barras se basan en medios relativamente ineficaces de contacto con la tierra, como son las placas y varillas. Como resultado de la separación entre estos puntos las diferencias de potencial presentes son peligrosas.

2.5.1.9.2 VALORES ACEPTABLES DE RESISTENCIA A TIERRA

Los valores aceptables de la resistencia de puesta a tierra dependen de factores como:

- 1) Las corrientes de falla a tierra;
- 2) El voltaje de los circuitos de la subestación;
- 3) De la necesidad de limitar el cambio del neutro del sistema;
- 4) Las limitaciones de los voltajes de maniobra.

Los valores varían entre 0,1 a 5 ohmios comúnmente.

2.5.1.9.3 CALCULO DE LA MALLA DE TIERRA¹²

1) Determino la resistividad del suelo de la subestación, en ohm/metro.

$$\rho = 2\pi AR$$

donde R = resistencia de tierra en ohm

¹² Julio Jurado, Diagnóstico de la Subestación 11, CONLAT, Febrero 1977.

2) Cálculo la corriente máxima de falla a tierra

$$I = DI''$$

donde I'' es la corriente subtransitoria de falla,
 D = factor de decremento que depende del tiempo de duración de la falla

D	tiempo de falla (segundos)
1,65	0,08
1	0,5 o más

3) Cálculo el calibre del conductor de tierra, para esto uso la fórmula de I.M. Onderdonk¹³.

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{\log_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 S}}} \text{ (CM)}$$

donde I = Corriente de falla a tierra
 A = Sección del conductor en CM
 S = Tiempo que dura la falla, en segundos
 T_m = Temperatura máxima después de la falla, en $^{\circ}\text{C}$
 T_a = Temperatura ambiente

¹³"Application Guide on Methods of Substation Grounding", AIEE Committee Report, TPAS, April 1954, pp. 271-276.

4) Encuentro la longitud necesaria del conductor de la malla de tierra, uso la fórmula

$$L = \frac{K_m \times K_i \times I \times \rho \sqrt{t}}{165 + 0,25 \rho_s} \quad (\text{ m })$$

$$\text{donde } K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16 nd}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{6}\right) \left(\frac{7}{8}\right) \dots n$$

$$K_i = 0,65 + 0,172 n$$

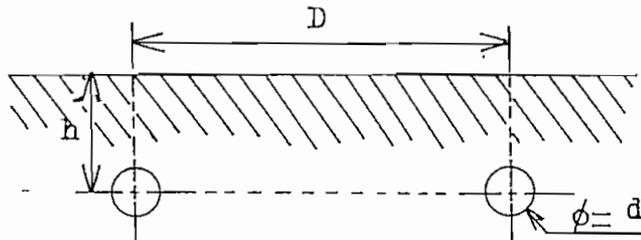
siendo n = número de conductores de la malla en el lado de menor longitud.

ρ = resistividad promedio del terreno, en ohm-metro.

ρ_s = resistividad superficial

t = tiempo de duración de la falla, en segundos

I = Corriente máxima de falla, en amperios.



5) Resistencia del sistema de tierra

$$R = \frac{\rho}{4nr} + \frac{\rho}{L}$$

donde: $r = \sqrt{\frac{A}{n}}$, siendo A = área del sistema de tierra.

6) Aumento de potencial de la red

$$E = RI$$

7) Cálculo de las tensiones de paso

$$ES = K_s \cdot K_i \cdot \frac{1}{L} \rho \cdot d$$

donde

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + n \right)$$

8) Encuentro el potencial que puede soportar una persona por la fórmula:

$$ED = \frac{165 \times 0,25 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

9) Compruebo que $ES < ED$, si no lo es tengo que variar el ρ_s hasta que cumpla. Si variando el ρ_s no consigo esto, entonces tengo que variar la longitud o la separación de los conductores de la malla hasta que se cumpla.

2.5.1.10 SISTEMA DE DUCTOS, CABLES AISLADOS Y CANALETAS

En este punto se dará una información general del sistema de ductos y los cables que por ellos se tienden.

En cuanto a los cables se refiere habrá que especificar el tipo de cable utilizado, su voltaje nominal, aislamiento, número de conductores, etc.

Los ductos rígidos se especifican según la norma ANSI C80.1 en tanto que los ductos no metálicos, por la NEMA BC-1.

Los ductos deberán permitir una ventilación adecuada y soportar el peso de los conductores fácilmente.

Cuando se use canaletas habrá que detallar el tipo y su estado.

2.5.1.11 CORROSION

El problema de la corrosión en los distintos equipos de una subestación, ya sea por efectos atmosféricos o por motivos de la corrosión galvánica, es de importancia en una subestación. El uso de diferentes tipos de metales en el sistema de tierra constituye una gran pila galvánica, sujeta a corrosión. El daño puede extenderse a otras estructuras de hierro o galvanizadas del patio de la subestación, como son los ductos, cubiertas de cables, tuberías de hierro o acero para el agua, gas, aceite, vapor, o a los pies de las estructuras que están conectadas a la malla de tierra.

El acero, el hierro, el zinc, y el plomo son anódicos con respecto al cobre cuando se encuentran bajo tierra, y cuando existe un circuito eléctrico entre estos metales y el cobre hay una circulación de corriente fuera de estos metales a tierra y luego al cobre, cerrándose el circuito. El cobre no se afecta por esta acción pero los demás metales son dañados. La cantidad de daño que exista depende de la magnitud de la corriente circulante, la cual es función del voltaje generado por las varias combinaciones de metales y de la resistencia del circuito.

En general, por cada amperio año involucrado, el plomo perderá unas 73 libras, el zinc 24, y el hierro y el acero 20 libras¹⁴. De aquí la importancia de un sistema de control de la corrosión galvánica.

¹⁴ Application Guide on Methods of Substation Grounding, AIEE Committee Report, TPAS, April 1954, p. 274.

2.5.1.12 PROTECCIONES ELECTRICAS

La protección del sistema de potencia no solo es imprescindible por motivos de seguridad del equipo y continuidad del servicio, sino que también presenta ventajas económicas ya que el sistema de protección actúa, evitando mayores costos de reparación, evitando daños en equipos secundarios y reduciendo el tiempo de la suspensión.

El sistema de protección de una subestación interviene fundamentalmente en el funcionamiento de la misma, y en la mayoría de los casos en que vayamos a hacer el diagnóstico de una subestación, este punto deberá ser tomado muy en cuenta.

La protección del equipo involucrado en una subestación es un tanto complicada por la cantidad de relés presentes y el equipo a ellos asociado. Con un conocimiento previo de la manera de calcular los ajustes de los relés y de coordinar los mismos para dar la protección adecuada y deseada según una filosofía definida, se puede en el diagnóstico diferenciar los siguientes grupos donde interviene la protección en una subestación:

- 1) Protección de líneas de transmisión
- 2) Protección de transformadores y reactores
- 3) Protección de barras
- 4) Protección contra fallas del disyuntor
- 5) Protección de líneas de distribución
- 6) Protección de los servicios auxiliares

2.5.1.12.1 PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION

Las líneas pueden clasificarse en tres tipos principales:¹⁵

¹⁵Applied Protective Relaying, Westinghouse, Section 8.

- a) Líneas de Transmisión, que son aquellos circuitos que transportan grandes cantidades de energía a voltajes iguales o mayores que 66 KV.
- b) Líneas de Subtransmisión, que son aquellos circuitos que transportan pequeñas cantidades de energía comparativa del sistema a voltajes entre 13 y 115 KV.
- c) Líneas de Distribución, que son aquellos circuitos que llegan a los transformadores de distribución finales a voltajes entre 2 y 23 KV.

Los tipos de relés usados para protección de líneas, dependiendo de la responsabilidad de estos en el sistema entre otros son:

- a) Relé de sobrecorriente instantáneo
- b) Relé de sobrecorriente temporizado
- c) Relé direccional de sobrecorriente
- d) Relé de balance de corriente
- e) Relé de distancia
- f) Protección piloto (hilo piloto, onda portadora o microonda)

Cada uno de estos tipos generales de relés deberán ser conocidos por el ingeniero que hace el diagnóstico para poder determinar los calibres o valores de ajuste apropiados en la subestación, de modo de tener la protección más eficaz.

2.5.1.12.2 PROTECCION DE TRANSFORMADORES Y REACTORES

La protección de transformadores de 1000 KVA o mayores, contra fallas, se la obtiene mediante relés diferenciales. En la protección diferencial de transformadores influyen ciertos factores que no permiten que la sensibilidad de estos relés sea la óptima, estos factores son: la diferencia en los niveles de voltaje, la diferencia en las corrientes, la presencia de la corriente magnetizante de empuje (inrush) que es vista por el relé diferencial como una falla interna.

Las conexiones estrella-delta introducen un desfase y debe ser considerado cuando se protege diferencialmente los bancos de transformadores.

Las causas de falla en los transformadores son:

- 1) Fallas de diseño, que son muy raras.
- 2) Por defectos de fabricación, es casi nula.
- 3) Sobretensiones de origen externo o interno que causan fallas en el aislamiento.
- 4) Por sobrecargas que si se mantienen por largos períodos de tiempo deterioran el aislamiento acortando la vida del equipo.
- 5) Cortocircuitos externos debidos a la magnitud de las corrientes, muchas veces limitadas solamente por la reactancia del transformador.
- 6) Cortocircuitos internos, debido a fallas de aislamiento. Son muy severos.
- 7) Fallas incipientes que no constituyen un peligro inmediato, como es la falla del aislamiento entre láminas del núcleo.

Para cada falla deberá haber un relé apropiado para poder despejarla en el menor tiempo.

2.5.1.12.3 PROTECCION DE BARRAS

La protección diferencial es, nuevamente el método más sensitivo y confiable de protección para las barras de una subestación. El problema en este punto es la cantidad de circuitos involucrados en una subestación, y consecuentemente los diferentes niveles de energización que se presentan en los circuitos para el caso de fallas externas. La saturación de la corriente directa es mucho mas severa que la de corriente alterna porque comparativamente el pequeño valor de la componente de continua de una onda de falla asimétrica, satura el núcleo del transformador y reduce apreciablemente el valor de la salida en el secundario.

Los métodos para solucionar estos problemas son:

- a) Sistema de acople lineal, que suprime el hierro en la corriente del transformador.
- b) El uso de relés diferenciales de porcentaje con varias bobinas de retención, que son sensitivas a la componente de corriente continua.
- c) Relé diferencial de voltaje de alta impedancia con un circuito resonante en serie, de modo que limite la sensibilidad a la componente de continua.

Hay otros métodos de protección de barras, como son: por medio de esquemas de sobrecorriente-diferenciales mediante relés de sobrecorriente, esquemas diferenciales parciales, de comparación direccional, y el método de la falla en la barra.¹⁶

Las estadísticas prueban que las fallas en barras son muy raras, sin embargo, se las debe tomar en cuenta y requieren de un diseño adecuado de la protección para que las detecte.

Los requisitos de un sistema de protección de barras son:¹⁷ desconexión rápida, confiabilidad, selectividad, flexibilidad en operación, facilidades de modificación y ampliación, facilidades para pruebas.

Al ocurrir una falla, el sistema de protección de barras debe funcionar efectuando las siguientes operaciones:

- 1) Decidir si la falla está ubicada dentro o fuera del sistema de barras.
- 2) Seleccionar la barra afectada por la falla.
- 3) Interrumpir los alimentadores conectados a la barra averiada.

2.5.1.12.4 PROTECCION CONTRA FALLAS DEL DISYUNTOR

En todo sistema de potencia la práctica es proveer protección principal y de retaguardia. Los disyuntores son los equipos que más utilizan esta protección de retaguardia y mediante relés auxiliares permiten el accionamiento de otros dispositivos de corte, que pueden ser seccionadores o disyuntores, para despejar la falla. Generalmente cuando un disyuntor no corta una falla de su

¹⁶ Applied Protective Relaying, Westinghouse, Chapter 7.

¹⁷ Ramiro Terán, Selección y Protección de Esquemas de Barras en Subestaciones a 230/130 KV, Aplicación a la Subestación Milagro, Abril 1978, EPN, Tesis # 347, p. 51.

responsabilidad, los relés auxiliares comandan la apertura de otros disyuntores que aislan la parte fallosa.

La protección de retaguardia más utilizada es la de sobrecorriente con característica de operación de tiempo inverso con mínimo definido, la función de este relé será la protección del sistema primario y de los alimentadores en la posible eventualidad de una falla de la protección principal.¹⁸

2.5.1.12.5 PROTECCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION

Las fallas que comúnmente afectan a las líneas son:

- 1) Sobrecargas de la línea, lo que produce calentamiento excesivo y puede provocar problemas de apertura de circuitos o uniones sólidas. Las características mecánicas del conductor son afectadas.
- 2) Circuito abierto.
- 3) Cortocircuitos fase-fase, fase-tierra, etc. debidos a rayos o a contacto de las fases con elementos extraños.

Como generalmente en líneas de distribución no se requiere despejar la falla instantaneamente, la protección puede obtenerse satisfactoriamente por relés de inducción de sobrecorriente y también por fusibles de tiempo limitado.

¹⁸ Rodrigo Terneus S., Diseño de la Subestación Epiclachima, 1972 EPN, Tesis # 201, p. III-7.

2.5.1.12.6 PROTECCION DE SERVICIOS AUXILIARES

Todo el sistema de protección de los servicios de emergencia auxiliares de AC y DC, así como la protección de la iluminación en instalaciones interiores de la casa de control, deberán detallarse, especificando el tipo de protección y su capacidad, como es por ejemplo el caso de los fusibles.

El ITEM XII del procedimiento general proporciona la manera de llenar la información necesaria de las protecciones en la subestación.

2.5.1.13 INSTRUMENTOS Y MEDICION

Las conexiones de los aparatos de medida se realizan teniendo en cuenta que éstos van provistos de bobinas amperimétricas o voltimétricas, o ambas a la vez. Las conexiones de estas bobinas deberán ser las correctas.

Las magnitudes eléctricas que debe conocerse en una subestación son:

- 1) Intensidades de los diversos circuitos para lo cual debe instalarse amperímetros, mejor si es uno por fase.
- 2) Tensión entre las fases en los circuitos primarios y secundarios. Para ello se coloca un voltímetro, que por medio de un conmutador de tres direcciones permite medir a voluntad el voltaje entre cada dos de las fases.
- 3) La frecuencia de la corriente, medida por un frecuencímetro

por cada línea que proceda de fuentes de energía distintas.

- 4) El factor de potencia, medido por el cosfímetro.
- 5) Potencias de entrada y de salida, medida por medio de un vatímetro en cada una de las líneas tanto de entrada como de salida.
- 6) El trabajo eléctrico consumido, cuya medida se realiza por medio de vatíhorímetros que van instalados uno para cada una de las líneas de entrada y de salida.

Algunas subestaciones cuentan con aparatos registradores de algunas de las magnitudes anteriores.

En planos referentes a medición y control se tiene los detalles de la conexión de estos medidores, así como de los transformadores tanto de corriente como de voltaje asociados a cada equipo de medición. Deberá cerciorarse de que los instrumentos cumplan los siguientes requisitos:

- 1) Tener la escala apropiada para medir los valores de las magnitudes que se presentan en la subestación.
- 2) Estar diseñados para soportar las magnitudes que pasan por ellos.
- 3) Estar debidamente calibrados, de modo de proporcionar lecturas veraces y confiables.
- 4) Estar situados en sitios de fácil visibilidad para el personal que hace la lectura.

- 5) Las escalas deberán ser claras y legibles para evitar error en la lectura.
- 6) Las conexiones de los instrumentos de medición y sus transformadores de medida deberán ser las especificadas en el diseño de modo que proporcionen la lectura deseada de un sitio de la subestación.
- 7) Deberá hacerse un chequeo periódico de los medidores para comprobar su correcto funcionamiento.

En vista de que las medidas tomadas en una subestación son la única información que se tiene sobre las condiciones a las que ha funcionado el equipo y de las exigencias y crecimiento de la carga, el chequeo de los medidores deberá ser una de las primeras acciones a ser llevadas a cabo por el ingeniero que hace el diagnóstico. Con las medidas veraces y confiables, el ingeniero podrá determinar la curva de carga diaria de la subestación y proceder a verificar si existe o no sobrecarga en la subestación.

Un punto importante en esto de la medición es el personal encargado de hacer las lecturas, quien en algunos casos, desconocedor de un problema existente en los medidores, proporciona lecturas equivocadas que no están de acuerdo con la realidad de la subestación y sus exigencias de potencia. El personal encargado debe ser idóneo para este tipo de trabajo y laborar permanentemente.

En el ITEM XIII del Procedimiento General, habrá que describir los sistemas de medición, y listar los equipos asociados a cada uno de ellos.

2.5.1.14 EQUIPOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA Y CONTINUA

Una subestación requiere fuentes auxiliares de energía, las que proporcionan la alimentación para todos los circuitos de control, medición, protecciones, iluminación e instalaciones eléctricas interiores. Cuando una Subestación está funcionando normalmente la fuente de corriente alterna alimenta a un equipo de rectificadores, los cuales cargan un grupo de baterías que es la fuente de corriente continua.

2.5.1.14.1 EQUIPO DE CORRIENTE ALTERNA

La corriente alterna de servicios auxiliares de una subestación puede obtenerse de dos maneras. Una, mediante transformadores de servicio que representan del 4 al 8% de la capacidad total de la subestación, y otra por medio de un generador de emergencia que actúa manual o automáticamente al salir de servicio el transformador auxiliar. En muchos casos donde no se dispone de estos generadores pequeños, la fuente de corriente alterna se la obtiene de otro transformador de servicio que se alimenta de un sitio distinto que del primero para de este modo proporcionar la energía requerida en caso de falla de la línea de donde se conecta el primer transformador.

Básicamente la corriente alterna es de 110-220 V y proporciona servicio en las siguientes partes:

- 1) Iluminación: interior de cabinas, sala de control, patio de maniobras, comunicaciones, calefacción y aire acondicionado.

- 2) Disyuntores: compresor, motor del resorte, calefacción del armario, iluminación (opcional), tomacorrientes (opcional).
- 3) Seccionadores: motor (si es motorizado), calefacción (opcional).
- 4) Transformadores de potencia: ventiladores, regulador de voltaje, calefacción, iluminación, tomacorriente.
- 5) Cargador de baterías.
- 6) Taller de mantenimiento y reparaciones.

2.5.1.14.2 EQUIPO DE CORRIENTE CONTINUA

La corriente continua proviene de un grupo de baterías instalado para proporcionar energía en casos de emergencia. Los servicios que proporcionan son, básicamente:

- 1) Iluminación: de emergencia en sala de control y tableros de control.
- 2) Señalización del tablero: de disyuntores, seccionadores, puestas a tierra, generador de servicios auxiliares.
- 3) Alarma: en luces y sirenas.
- 4) Control: de disyuntores y de todo el sistema de protección de relés.

Un buen mantenimiento prolongará la vida de las baterías y asegurará su capacidad de proporcionar los requisitos de potencia de emergencia. Un programa adecuado de mantenimiento de baterías será de gran ayuda cuando haya que reemplazar las mismas. El

mantenimiento de las baterías en una subestación deberá hacerse por personal que sepa del asunto y de las precauciones de seguridad exigidas.¹⁹ En la bibliografía se cita un artículo sobre este asunto de baterías y lo referente a servicio, mantenimiento y capacidad de carga.

Este punto se incluye en el ÍTEM XIV del Procedimiento General.

2.5.1.15 CASA DE CONTROL

Siendo la casa de control el sitio donde se ubican las cabinas y tableros de control, así como algunos equipos de protección y baterías, el diagnóstico de la subestación debe tomar en cuenta este asunto en su estudio.

Se necesitará detallar los siguientes aspectos:

- 1) Dimensiones interiores.
- 2) Existencia o no de sótano.
- 3) Fundaciones.
- 4) Arquitectura.
- 5) Paneles de control y cabina.
- 6) Bandejas para cables.
- 7) Iluminación.
- 8) Equipo de aire acondicionado.
- 9) Equipo de Calefacción.

¹⁹,"Proposed Recommended Practice for Maintenance, Testing and Replacement of large Stationary Type Power Plant and substation Lead Storage Batteries", T-PAS 71, Sep/Oct pp. 2291-94.

Cada grupo será detallado de manera suficiente, de ser posible, ya que en el caso de fundaciones la casa ya se encuentra construída y solamente se requerirá su estudio cuando sea necesario y se cuente con la información básica. En las hojas forma se escribe cada tema con los puntos que se requiere de cada uno. Es deber del Ingeniero el ir revisando cada uno de estos temas y compararlos luego con las exigencias de la norma para verificar si están o no de acuerdo.

Este punto se incluye en el ÍTEM XV del Procedimiento General.

2.5.1.16 COMUNICACIONES

Por último, de existir sistemas de comunicación como por ejemplo radio, teléfono e intercomunicación, se deberá especificar lo referente al funcionamiento y mantenimiento de los mismos.

Este punto se incluye en el ÍTEM XVI del Procedimiento General.

2.5.2 ANALISIS DE LA INFORMACION

Una vez que ya se ha obtenido toda la información posible de la subestación y de su equipo, se pasa al segundo punto en el procedimiento haciendo el análisis de la información que tenemos.

Se podría pensar que tanta información en realidad es difícil de obtener especialmente en el caso de subestaciones con algunos años de funcionamiento y que han tenido constantes cambios. Esto es verdad, y consecuentemente en este punto se va a definir las prioridades de la información obtenida. Cada una de las hojas forma donde se pone la información tiene información con tres niveles definidos de prioridad, +, 0, -. El (+) corresponde a la información imprescindible para realizar el diagnóstico, el (0) a la información necesaria, y el (-) a la información complementaria. De esta manera a medida que vamos haciendo el diagnóstico, de no tener la información que es considerada como básica, tendremos que obtenerla ya sea mediante nuevos estudios en el sitio mismo de la subestación o en coordinación con el Departamento de Diseño de la Empresa.

En cuanto a la documentación se refiere, las sugerencias de medidas y modo de realizar los planos son de ayuda en el caso de que tengamos que elaborar los mismos. Si los planos son ya disponibles pues tendremos que incluirlos como estén y añadir o suprimir la información que falte o sobre en los mismos.

Una vez definidas las prioridades analizamos la información en base a las normas que establecen los criterios que debe cumplir cada equipo en una subestación. Por ejemplo, digamos que

la distancia entre fases de las barras de una subestación, según la información, es algo menor que la sugerida en normas, esta diferencia deberá anotarse.

Las hojas que corresponden al análisis de la información se adjuntan a las del Procedimiento General, y nos proporcionan un resumen de toda la información obtenida.

En cuanto a las pruebas que requieran los distintos equipos según lo que se requiera habrá que ver en las normas respectivas de cada uno.

2.5.3 OBSERVACIONES DE LA INFORMACION OBTENIDA

Básicamente este último paso en el procedimiento informativo del diagnóstico trae la pregunta:

¿Qué información falta y qué hacer para suplir esta falta? Ya habiendo definido la información básica para el diagnóstico, y si al hacer el mismo falta algo importante, pues se tendrá que visitar el sitio para obtener la información, e incluso en el peor de los casos volver al cálculo y diseño de esta parte que falta de la subestación para en base a los datos observados poder obtener esta información. En realidad, difícilmente se llegará casi a un rediseño de la subestación, ya que muchas de las subestaciones existentes tienen bastante similitud con otras de la misma empresa eléctrica del lugar y el rediseño se hará solamente si se quisiera renovar completamente la subestación, cuyo objetivo sale fuera del presente trabajo.

Después de haber procedido según este método, comenzando por la recopilación, luego el análisis y finalmente las observaciones de la subestación objeto del estudio y habiendo llenado todas las hojas FORMA, se procede al diagnóstico.

2.6 DIAGNOSTICO

En el procedimiento del diagnóstico de subestaciones propuesto en este trabajo el primer punto referente a la información es donde se realiza la mayor parte del estudio, y el que más tiempo requiere.

Ya se tiene toda la información, incluso el análisis y las observaciones de esta información, lo que nos resta es ver que cosas están mal y por qué. En las hojas de resumen, o análisis de la información, se ha puesto una columna denominada "Diagnóstico", la cual presenta dos opciones: correcto, o incorrecto. A medida que se va haciendo el análisis de la información, se hace la comparación entre las condiciones de diseño del asunto analizado y las condiciones de funcionamiento actuales. De existir una diferencia entre ambos datos, se anotará en la columna de "observaciones" cuál es la razón de esta diferencia; luego pasaremos a la columna del diagnóstico y anotamos según está correcto o no, en la columna respectiva.

No necesariamente habrá que anotar en las hojas del análisis toda la información que se haya obtenido, sino aquella referente a algún asunto que no esté bien. Por ejemplo, digamos que el transformador de fuerza tiene una sobrecarga. En la columna de observaciones se anotará lo referente al porcentaje y la duración de la misma, es decir, sobre aquello que el Ingeniero considere más importante del asunto que se trata.

En el ejemplo de aplicación que se presenta en este trabajo se puede clarificar todo lo referente a cómo llenar la información y cómo analizar esta información.

El diagnóstico, entonces, no vendría a ser sino solamente una observación de los puntos o ítems que hayan sido anotados como incorrectos. Habría que detallar un poco más la causa del mal funcionamiento o mala situación del punto analizado, tratando de centrarse primero en un solo punto y luego generalizar para toda la subestación. Digamos por ejemplo, que encontramos sobrecarga en el transformador de fuerza, en el cable de alimentación, y en los cables alimentadores primarios, se concluiría que la subestación en general presenta sobrecarga ya que todos los equipos asociados así lo manifiestan. El diagnóstico se hará, entonces, en el sentido de determinar las causas de esta sobrecarga y en tratar de ver si el equipo podrá soportar esta sobrecarga y por cuánto tiempo más, de seguir operando en ese régimen.

La definición de los asuntos que requieren mejorarse después de haber determinado su mal funcionamiento, es criterio del Ingeniero a cargo del diagnóstico, y del grado de interés e importancia que la empresa tenga para determinar el estado de la subestación.

2.7 CONCLUSIONES

Luego del diagnóstico se pasa a las conclusiones, donde se presenta en forma resumida los resultados del estudio, dando la importancia debida a aquellos asuntos defectuosos en la subestación. La extensión y profundidad de las conclusiones, de nuevo, son dependientes del Ingeniero que ha diagnosticado la subestación

sugiriéndose, para evitar mayores problemas, el que no sea sino lo estrictamente necesario.

El presente trabajo no proporciona un método para detallar las conclusiones, ya que cada subestación puede presentar gran cantidad de problemas distintos.

2.8 RECOMENDACIONES

El último paso del diagnóstico de una subestación tiene que ver con las recomendaciones que el ingeniero a cargo del estudio proporcione. Cuando una empresa eléctrica conoce su sistema y el equipo que tiene, se puede recomendar, por ejemplo, un cambio de un transformador que haya estado en otra subestación, para incrementar la capacidad de la subestación sobrecargada. Las recomendaciones también incluyen aspectos futuros, es decir de cómo se comportará el equipo de la subestación en los próximos meses, dependiendo del incremento de la carga, del estado del equipo, etc.

Las recomendaciones deberán hacerse no solamente por el Ingeniero que hizo el diagnóstico de la subestación, sino por el Departamento de Planificación ya que involucra estudios de flujos de carga, cortocircuitos y proyección de demanda futuras. Los aspectos económicos y administrativos también completarán el diagnóstico final de la subestación, y cada estudio de tipo económico deberá realizarse con una perspectiva de servicio a la colectividad y ética profesional, de modo que el consumidor, fuente y razón del servicio eléctrico, sea beneficiado.

CAPITULO III

Ejemplo de Aplicación en la Subestación #4 de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

3.1 GENERALES

El presente ejemplo de aplicación de la metodología para el Diagnóstico de Subestaciones se lo ha hecho para la Subestación 4 de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y se ha aplicado en él todos los pasos y consejos prácticos mencionados en la metodología.

El diagnóstico de la subestación comienza con la Información. Este paso llevó algo de tiempo por cuanto no existía la suficiente información disponible, por lo que se tuvo que investigar y consultar en muchos lugares para tratar de obtener la misma. La mayoría de los datos se los obtuvo del Departamento de Mantenimiento y Operación de la EEQSA.¹ También se hizo el reconocimiento en el sitio donde se llenó las hojas del Procedimiento General. Algunos datos se tuvo que sacar de los catálogos y memorias de la Compañía Mitsubishi Electric Co., disponibles en este mismo Departamento.

En vista de que la subestación 4 es radial y su capacidad de 6,25 MVA, muchos de los puntos han quedado sin llenar por la inexistencia del equipo que se hace referencia en esos puntos, ya que la subestación es pequeña y no tiene mayor cantidad de equipos.

¹Sr. Luis Villacís, Subestación 9, telf. 265-750

Sin embargo, se ha dejado estos espacios en blanco para incluir todas las hojas del Procedimiento General, aplicable a cualquier subestación.

En lo que se refiere a la malla de tierra se tuvo que hacer el cálculo de la resistencia de la malla, con datos de corriente de cortocircuito, disposición de la malla de tierra, resistencia del suelo, y demás parámetros, ya que no se podía desconectar todos los equipos para medirla. El procedimiento del cálculo de la malla de tierra propuesto en el capítulo anterior se aplicó, pero sólo en parte ya que se disponía de datos.

Otro cálculo que tuvo que hacerse fue el de los cables de alimentación y de primarios. Se siguió el procedimiento propuesto en el Manual de Instalaciones Eléctricas Generales, de la Enciclopedia CEAC de Electricidad. Este procedimiento no se incluyó en el capítulo anterior porque fue solamente necesario en este caso del diagnóstico de la subestación 4 y no necesariamente en todas las subestaciones deberá calcularse. El cálculo de la malla de tierra sí se incluyó en el capítulo anterior por la facilidad de contar inmediatamente con este procedimiento en caso de que se necesite.

Después de llenar las hojas forma con la información se llenaron las hojas del análisis de la información obtenida. Finalmente se procedió al diagnóstico.

Todo el procedimiento general se lo pone en el apéndice 1.

3.2 DIAGNOSTICO DE LA SUBESTACION 4

De las hojas del análisis de la información, en la columna que se refiere al diagnóstico, se ha determinado las siguientes fallas en la subestación:

1) Sobrecarga

El problema que tiene la subestación 4 es de sobrecarga. Según datos de lecturas de carga diaria para el miércoles 20 de Mayo de 1980 la corriente llega a 690A. Ha habido casos en que el relé de alimentación, calibrado para 720 A se ha accionado, por lo que el cálculo de la sobrecarga se hizo para ese valor. Los 720 A dan una sobrecarga del 25,65% durante 3 horas que es la duración del pico de demanda, de 6:40 pm a 9:40 pm.

La sobrecarga presente en la subestación afecta al transformador reduciendo su vida útil. Para una sobrecarga menor al 133% de la potencia nominal, un 70% de carga antes de la hora pico, sobrecarga de 3 horas de duración, temp. ambiente de 20°C, la carga máxima permisible, según normas es de 1,64 veces la potencia nominal, y la pérdida de vida no mayor del 0,5%.² Según este dato la sobrecarga de 1,25 veces no es problema para el transformador, pero hay que considerar que para fines de este año (1980), la demanda será de 11. MVA lo que significará una sobrecarga permanente del 100%, valor que afectará notablemente la vida del transformador y presentará peligro en la subestación.

Según las lecturas de carga, los alimentadores no tienen sobrecarga, pero los relés están calibrados para valores de casi 1,5 veces la capacidad nominal del cable (275A), en los primarios A y D. Esto quiere decir que podrían sobrecargarse hasta ese valor y probablemente ya lo han hecho, lo que causaría daños por sobretensión y por esfuerzos mecánicos en los conductores subterráneos de 400 MCM, del papel impregnado, tripolares.

El portafusible diseñado para 200 A está sobrecargado. Con la sobrecarga del 25% actual la corriente llega a 103 A, el fusible es de solo 100 A, o sea que un cambio de ambos se exige inmediatamente por unos que sean siquiera de 1.5 veces la I_{max} nominal del transformador (150 A, fusible).

² Norma ANSI C57-92 (1962) Tabla 92-02.200G

El elemento que limita en su mayor parte el poder sobrecargar aún más la subestación es el seccionador del lado de alta del transformador, pues su voltaje de diseño es de 40KV, y actualmente circula por él 44 KV. La corriente nominal según valores de lectura acepta la sobrecarga, pero a fines de año, y muy probablemente antes, el seccionador no podrá soportar la sobrecarga a presentarse y tendrá que ser reemplazado cuanto antes para prevenir daños que destrozarían el equipo.

2) Sitio

En lo que respecta al sitio, la subestación 4 deberá ser atendida en la mayor brevedad. Existe mucha hierba en los sitios aledaños a la zona de ubicación de equipos. Además el camino de ingreso desde la calle a la subestación es muy alto, ya que después de los trabajos de pavimentación de la calle, la vereda quedó muy alta y es imposible que un vehículo entre a la subestación. En el caso de que se tenga que hacer un cambio de algún equipo, previamente se deberá desbancar el terreno, lo que causaría demora en el trabajo de cambio y aumentaría el tiempo de la suspensión de servicio. La estética general de la subestación deja mucho que desear, y siendo una zona poblada influye mucho en la misma.

El material superficial del patio, ripio, falta en algunas zonas y en otras tiene un espesor pequeño por lo que será necesario poner una nueva capa y aprovechar para limpiar las pocas hierbas que existen en la zona.

La malla de seguridad es muy baja, antiestética y mal mantenida. No tiene ninguna señal de advertencia de peligro ni de

prohibición de ingreso a personas ajenas a la Empresa.

3) Otras

Las baterías se calientan mucho debido a la sobrecarga a la que se ven impuestas. Se derrama el electrolito, lo que necesita de continuo mantenimiento y limpieza.

El relé de regulación de voltaje del transformador trabaja defectuosamente, y necesita cambiársele por otro más moderno.

El cambiador automático de derivaciones se atasca en medio de una carrera, por lo que se necesita accionarlo manualmente para que funcione nuevamente en el modo automático. Como no existe personal en la subestación, el transformador puede permanecer con un solo voltaje durante todo el día hasta que el equipo de mantenimiento realice un nuevo recorrido.

El número de operación de los disyuntores no se lleva mediante registros ya que se hace cambios permanentes en la ubicación de los mismos, sin embargo se debería saber este número de operaciones para un mantenimiento efectivo.

3.3. CONCLUSIONES

Después de haber hecho el diagnóstico de la subestación 4 se concluye lo siguiente:

1) La subestación tiene problemas de sobrecarga que afectan al transformador, a los alimentadores, a la alimentación al seccionador y principalmente al portafusible.

2) El sitio es antiestético, mal cuidado y sin señales de advertencia. También deberá elevarse el cerramiento.

3) Tiene problemas menores en cuanto a equipo con algunos años de funcionamiento, como por ejemplo el transformador.

4) No se cuenta con información completa de la subestación. Faltan planos y detalles.

5) Por lo demás, la subestación 4 está funcionando correctamente para el régimen actual de carga.

NOTA: En el presente trabajo no se ha hecho un análisis económico de la subestación, pues esto sale fuera del alcance del mismo, aunque se recomienda que al hacer un diagnóstico este punto sea tomado en cuenta para determinar la importancia de la subestación y de los cambios que puedan hacerse en la misma para mejorar el servicio.

3.4 RECOMENDACIONES

En general y en base a las conclusiones expuestas anteriormente, la subestación #4 del sistema de la EEQSA tiene fallas de diseño, del equipo utilizado, del sitio y de información documentada completa.

1) Diseño

Lo ideal, para la subestación 4 sería cambiar el diseño radial por uno en anillo a 43.8 KV lo que aumentaría la seguridad y confiabilidad de la subestación.

2) Equipos

- Cambio del seccionador por uno de mayor capacidad, en la brevedad posible.
- Cambio inmediato del portafusible y fusible de alta tensión por lo menos por unos de 1.5 veces la capacidad actual.

- Instalación de un nuevo transformador de 6,25 MVA en paralelo con el existente, de modo de duplicar la capacidad de la subestación para que pueda soportar la demanda para fines del presente año (1980).
- Distribución proporcionada de la carga entre los alimentadores pues mientras los primarios D y C tienen 220 A, el A tiene 270, y el B está fuera de servicio. Esto requerirá la planificación de nuevos recorridos para las líneas de distribución correspondientes a la subestación.
- Revisar la calibración de los relés y verificar que su funcionamiento sea el esperado.
- De instalarse un nuevo transformador habrá que revisar la capacidad de cables de alimentación, de disyuntores y barras.

3) Sitio

- Hay que cortar las hierbas del terreno donde está ubicada la subestación.
- Regar una capa de ripio en el área de equipos
- Pintar las paredes y la malla
- Elevar la altura de la malla de protección con alambre de púas hasta una altura de 70 cm sobre el nivel de las columnas
- Elevar la altura del cerramiento posterior hasta 3,50 m en toda su extensión
- Poner señales de advertencia de peligro en sitios estratégicos de la subestación
- Desbancar el camino de acceso de la calle a la subestación para facilitar la entrada de vehículos
- Arreglar la vereda

4) Información

- Confección de dos planos a escala adecuada para ubicarse en la casa del guardián. Uno de estos planos deberá indicar en forma clara la ubicación de la subestación y el área de servicio de cada alimentador, y el otro un diagrama unifilar donde se muestre el recorrido físico de los circuitos. Estos planos permitirán que cualquier ingeniero pueda comandar la operación de esta subestación cuando no está el personal encargado de hacerlo.
- Deberá también existir la mayor información posible de registros e instructivos de operación de la subestación. Estos registros pueden guardarse en la casa del guardián dentro de la subestación.

5) Otros

- Deberá hacerse un mantenimiento del sitio periódicamente, por lo que se sugiere a la Empresa Eléctrica el nombrar un equipo que se dedique solamente a esta labor, para cuidado de todas las subestaciones del sistema.
- Se exige la presencia de un cuidador que permanezca durante el día en la subestación para evitar desmanes de personas que puedan afectar el funcionamiento de la subestación. Esta persona deberá ser capaz de proporcionar datos de lecturas y maniobrar equipos en caso de emergencia.
- De contratarse un cuidador se deberá proveer a la subestación de un efectivo y rápido medio de comunicación con la oficina central.

C O N C L U S I O N E S

La Empresa Eléctrica Quito tiene serios problemas que afrontar durante los próximos años, y es responsabilidad inmediata el disminuir en lo posible estos problemas mediante una adecuada planificación económica, técnica y administrativa.

La metodología propuesta en este trabajo es completamente general y aplicable a cualquier subestación, siendo incluso posible su aplicación a otras partes del sistema de potencia haciendo los debidos cambios.

El procedimiento empleado comienza con la obtención de la información, luego el diagnóstico y finalmente las conclusiones y recomendaciones. Los resultados obtenidos en el ejemplo de aplicación en la subestación # 4 de la Empresa Eléctrica Quito comprueban la validez y efectividad del método seguido. Los aspectos económico y de operación y mantenimiento son complementarios de cualquier recomendación que se pueda dar al estudio, y conviene trabajar en equipo para considerar todos estos aspectos y determinar las mejores soluciones a tomarse.

Este trabajo ha sido desarrollado con el fin de aportar en algo a la estandarización de un método para diagnosticar subestaciones. En vista de la gran cantidad de bibliografía existente sobre subestaciones, se adjunta una bibliografía adicional seleccionada donde se puede profundizar lo mencionado en este trabajo.

Finalmente, este estudio puede ser un primer paso para desarrollar nuevos temas y profundizar sobre el conocimiento de las subestaciones.

METODOLOGIA PARA EL DIAGNOSTICO DE SUBESTACIONES

PROCEDIMIENTO GENERAL

1) RECOPIACION DE LA INFORMACION

Hojas de la información que se requiere, y manera de llenar la información.

<u>TEMA</u>	<u>ITEM N°</u>
Información General	I
Consideraciones Generales de Diseño	II
Documentación	III
Disposición Física	IV
Equipo de Fuerza	V
Sitio	VI
Estructuras	VII
Fundaciones	VIII
Sistema de Tierra	IX
Cables Aislados, Canaletas y Ductos	X
Corrosión	XI
Protecciones Eléctricas	XII
Instrumentos y Medición	XIII
Equipo Auxiliar de CA y de CC	XIV
Casa de Control	XV
Comunicaciones	XVI

2) ANALISIS DE LA INFORMACION

Definición de prioridades de la información.

<u>PRIORIDAD</u>	<u>SIGNIFICA</u>
(+)	La información es indispensable para el diagnóstico. Prioridad máxima.
(0)	La información es necesaria más no indispensable para el diagnóstico. Prioridad media.
(-)	La información es complementaria para el diagnóstico. Prioridad mínima.

I. INFORMACION GENERAL

(+) A. GENERALES

1. Empresa ELECTRICA QUITO S.A.
2. Persona que hace el diagnóstico SANTIAGO SANCHEZ NIÑO
3. Fecha JULIO 1980'
4. Revisado Por _____ Fecha _____
5. Aprobado Por _____ Fecha _____

(+) B. INFORMACION BÁSICA

- (+) 1. Nombre de la Subestación S/E # 4. QUITO
- (+) 2. Tipo (Transmisión, Seccionamiento, Distribución) DISTRIBUCIÓN, URBANA
- (+) 3. Esquema de seccionamiento (barra simple, barra seccionada, barra principal y transferencia, barra en anillo, disyuntor y medio, doble barra-doble disyuntor, otros) RADIAL, BARRA SIMPLE
- (+) 4. Diagrama unifilar adjunto (si, no) SI
- (0) 5. Importancia en el sistema (primordial, media, poca) MEDIA
- (0) - Adjunto Plano del sistema (si, no) SI
- (+) 6. Localización geográfica AVDA. NAPO Y 1º DE MAYO S/N
FRENTE AL ESTADIO DE CHIMBACALLE
SECTOR "POBRE DIABLO". QUITO.
- (0) - Adjunto plano de ubicación (si, no) SI
- (-) 7. Area de servicio (extensión, Límites) 5125 HECTAREAS.
- (-) - Adjunto plano de recorrido de los primarios (si, no) NO

8. Condiciones ambientales

(+) a) Clima (cálido lluvioso, árido, templado lluvioso, templado frío) TEMPLADO LLUVIOSO

(+) b) Temperaturas

1. Media anual máxima 21.2 °C (_____ °F)

mínima 7.7 °C (_____ °F)

2. Máxima variación diaria 30 °C (_____ °F)

(0) c) Cargas por viento y hielo (especifique para las estructuras de soporte de línea, de soporte de equipo, y para los conductores)

Equipo	Velocidad Viento km/h	Espesor del hielo cm

(+) d) Precipitación

(+) 1. Pluviosidad

Cantidad 1250 mm. (media anual)

Período _____ horas

Frecuencia de ocurrencia de tormentas _____

(+) 2. Tormentas eléctricas

Nivel isocerámico _____

días de tormenta eléctrica/año

(0) 3. Humedad máxima 95%, mínima 50%

- (+) e) Altura sobre el nivel del mar 2818 m
- (0) f) Riesgo sísmico de la zona (poco probable, probable, bastante probable) POCO PROBABLE
- (0) g) Protección al ecosistema
 - 1. Protección a la vida animal y vegetal (detalle sus observaciones) ZONA URBANA, SIN MAYOR VEGETACIÓN, PROTECCIÓN SOLO CON MALLAS DE SEGURIDAD
 - 2. Ruido (tolerable, aceptable, insoportable)
Dentro TOLERABLE, POCO
Fuera NO PRODUCE RUIDO HACIA AFUERA
 - 3. Contaminación (poca, media, bastante) (especifique la fuente de esta contaminación)
Dentro NO HAY

Fuera NO HAY
- (+) 9. Construido por DPTO. SUBESTACIONES. EUSA
- (+) 10. Fecha de puesta en servicio NOVIEMBRE 1977
- (+) 11. Mantenimiento del equipo (periódico, irregular, nunca se hizo) PERIÓDICO
El mantenimiento fue (satisfactorio, insatisfactorio) SATISFACTORIO

II CONDICIONES GENERALES DE DISEÑO

- (+) 1. Voltajes nominales de operación (especifique para cada voltaje.)

Voltaje (Kv)	Conexión	Rotación de fases	Adelanta o atrasa	al. de	con (o)
13.8	DELTA	UVW ^{120-DE-} LEHA	ADELANTA	6.3 KV	30°
6.3	ESTRELLA	UVW	ATRASA	43.8 KV	30°

- (+) 2. Capacidad máxima de la subestación 6.25 MVA
- (+) a) Actual 6.25 MVA
- (0) b) Futuro 10 MVA, Año PLAN 1979 (1981)
- (+) 3. Circuitos de entrada
- a) Número 1
- b) Capacidad máxima 600 A, limitada por SECCIONADOR DE ALTA
- (+) 4. Circuitos de salida
- a) Número 3
- b) Capacidad máxima 280 A, limitada por CABLES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS
- (0) 5. Número de alimentadores de salida planificados 4
- (+) 6. Frecuencia 60 Hz
- (+) 7. Fases
- a) Número 3
- b) Secuencia de rotación (ABC, CBA) ABC AL NORTE (120-DE.)
- (+) 8. Voltaje de entrada del circuito de alimentación 43.8KV
KV
- (+) 9. Voltaje de salida de los alimentadores 6.3 KV
- (+) 10. Resistencia de la malla de tierra 0.9 Ohmios
Medida o calculada (especifique) CALCULADA

III. DOCUMENTACION

- (+) 1. PLANOS (escriba sí o no, si se dispone o no)
- (+) a) Diagrama unifilar de seccionamiento SI
 - (+) b) Diagrama unifilar de protección y mediciones SI
 - (+) c) Diagrama trifilar de seccionamiento SI
 - (0) d) Diagrama eléctrico del sistema SI
 - (-) e) Disposición de las cercas NO
 - (0) f) Disposición del equipo eléctrico (Layout) SI
 - (0) g) Diagramas de montaje de estructuras SI
 - (-) h) Disposición de las fundaciones NO
 - (0) i) Disposición del sistema de tierra SI
 - (0) j) Servicios auxiliares AC SI DC SI
 - (+) k) Disposición del cableado SI
 - (0) l) Casa de control _____
 - (+) m) Lista de cableado y conductores SI
 - (0) n) Lista de materiales _____
 - (+) o) Lista de planos SI
 - (+) p) Diagramas de paneles de control SI
 - (+) q) Diagramas de alambrado interior SI
- DISPONIBLES EN LA S/E 9. Sr. LUIS VILLACÍS. (EEQ)

NOTA: Llene las hojas de control de planos, incisos III. A, III. B, y III. C.

- (+) 2. Registros (si, no)
- (+) a) Operación y mantenimiento (ha habido o no mantenimiento regular en)
 - Disyuntores SI
 - Transformadores SI
 - Baterías SI
 - Otro RELES SI

III. A HOJA DE CONTROL DE PLANOS APLICABLE A TODOS LOS PLANOS

PLANO DE _____

- _____ El material del plano es satisfactorio
- _____ El tamaño está de acuerdo con normas (inciso 2.5.1.3.1 de la tesis)
- _____ La identificación es satisfactoria
- _____ El dibujo está de acuerdo con las normas
- _____ Es posible su reproducción total en forma clara
- _____ ¿Se ha considerado la organización total del plano de manera que reduzca los inconvenientes en el sitio?
- _____ El plano es preciso, exacto, completo y claro, tiene la información suficiente.
- _____ Los símbolos, notas y leyendas han sido cuidadosamente revisados para verificar su validez e integridad
- _____ La referencia a otros planos es la correcta

III. B HOJA DE CONTROL DEL DIAGRAMA UNIFILAR

- _____ Se ha cumplido los requisitos generales aplicables a todos los planos
- _____ Se usa símbolos normalizados
- _____ Los símbolos están dibujados en concordancia con la disposición física del equipo
- _____ La orientación geográfica del plano es la misma que la real en la S/E
- _____ La nomenclatura y numeración del equipo de fuerza es la normalizada
- _____ La identificación de conexiones de circuitos y barras está de acuerdo con las normas de la empresa
- _____ La secuencia y defasamiento de las fases se indica donde es necesario
- _____ El tamaño de los símbolos y espesor de las líneas está de modo que las del equipo de fuerza resalten sobre las del equipo secundario
- _____ La nomenclatura y los símbolos guardan una proporción tal que el dibujo es fácil de leer
- _____ Las líneas que representan a los conductores tienen un espesor de acuerdo con su capacidad de corriente correspondiente
- _____ Todos los conductores aislados tienen la identificación de: número de conductores/fase, clase de voltaje, calibre y material del conductor, y tipo de aislamiento

III. B (Continuación)

_____ La secuencia de fases se indica de modo que cumpla la disposición real de los conductores

_____ Se hace referencia al Plano de Planta de la S/E y al Unifilar de protecciones

_____ El plano incluye el dibujo del servicio auxiliar de AC, por lo menos incluyendo el transformador y la referencia al plano de servicios auxiliares

_____ En las notas se enumera algún procedimiento poco común de operación manual del esquema de seccionamiento

_____ Concuerda con todos los demás planos

III. C HOJA DE CONTROL DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES

- _____ Se ha cumplido los requisitos generales a todos los planos
- _____ La disposición de los símbolos es lo más próxima posible a la del diagrama unifilar
- _____ No se muestra la identificación del equipo de fuerza, de los conductores y de los pararrayos
- _____ Se muestra las marcas de polaridad de los transformadores, sus relaciones de transformación y las relaciones conectadas
- _____ Todos los relés se dibujan en círculos numerados según la norma
- _____ Cada aparato en el circuito de un transformador de corriente se muestra en el mismo orden que en la conexión real
- _____ Se indica las relaciones de voltaje de los transformadores y su protección en el lado secundario
- _____ La conexión de los transformadores de los instrumentos se indica apropiadamente con símbolos para las conexiones delta y estrella y con neutro y sin neutro
- _____ Se hace referencia a los diagramas unifilar de seccionamiento y de protección de los paneles
- _____ Se dibuja una flecha cerca de los relés para indicar la dirección de la falla que provoca el accionamiento del disyuntor

III. C (Continuación)

_____ La leyenda incluye solamente aquellos símbolos no especificados en el diagrama unifilar de seccionamiento

_____ Se ha incluido un simbolismo apropiado para las líneas de comunicación, telemetría, etc.

_____ Se muestra los relés auxiliares de DC

_____ Se muestra el sistema de recierre y encerramiento existente

- (+) b) Curvas de carga
 - (+) Diaria representativa SI
 - (-) Anual representativa NO
- (+) c) Estudios
 - 1. Flujos de carga en la barra de (alta, baja) _____
(nombre número) _____
Actual _____
Futuro _____ Año _____
 - 2. Cortocircuitos en la barra de (alta, baja) ALTA
nombre o número _____
Actual _____
Futuro _____ Año _____
- d) Otros (especifique otros registros que disponga y crea conveniente incluir) _____

- (0) 3. Catálogos (si, no) SI, MITSUBISHI, SIEMENS
- (0) 4. Memorias (si, No) SI
 - a) Fecha JUNIO 1980
 - b) Fuente REQ. SUBESTACIONES. Sr. Villacís
- (0) 5. Instrucciones (si, no) SI correspondiente a
(mantenimiento, operación, cambio, etc.) MANTENIMIENTO,
OPERACIÓN, REGISTROS

IV. DISPOSICION FISICA

- (+) 1. Tipo de Subestación (distribución, transmisión, seccionamiento) DISTRIBUCIÓN, URBANA
- (+) 2. Circuitos Eléctricos (especifique para cada uno)
 - (+) a) Circuitos aéreos
Sitio CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN DE LLEGADA

- (+) 1. Voltaje nominal 43.8 KV
- (+) 2. Cantidad de circuitos 1 (3x1)
- (+) 3. Capacidad máxima de conducción, por conductor 360 A
Corriente máxima que circula actualmente en condiciones de máxima demanda _____ A
- (+) 4. Calibre, tipo y material del conductor COBRE
2/0 AWG
- (0) 5. Altura sobre la planta 11 m
- (0) 6. Tensión máxima mecánica 26,560 N
Temperatura ambiente 20 °C
Espesor del hielo _____ cm
Temperatura del conductor funcionando en condiciones de máxima demanda + 5°C (SOBRE LOS 75 DE °C
por (número de horas) 3 (K.A. 6.2.70)
Velocidad del viento 2.25 Km/h
- (0) 7. Cables de guardia
Cantidad de cables de guardia por conexión 2
Calibres, tipo y material ACERO

Altura sobre la tierra 13 m
Tensión máxima (en las mismas condiciones que los conductores de fase) _____ N

(+) b) Circuitos subterráneos

Voltaje nominal (KV)	Voltaje de funcionamiento actual (KV)	Calibre, tipo material del conductor (unipolar, tripolar)	Capacidad de conducción máxima (A)	Corriente máxima actual (A)
1. Circuito de: ALIMENTACIÓN DEL TRANSFORMADOR A CABINAS				
11	6	CU, 750 MCM (3x1)	625	720
2. Circuito de: ALIMENTADOR DEL PRIMARIO A				
8	6	CU 4/0 AWG	275	400
3. Circuito de: ALIMENTADOR DEL PRIMARIO C				
8	6	CU 4/0 AWG	275	280
4. Circuito de: ALIMENTADOR DEL PRIMARIO D				
8	6	CU 4/0 AWG	275	400
5.				
6.				

(+) 3. Disposición Según el Tipo de Subestación

A) Para Subestaciones de distribución

- (0) a) Previsión para transformador móvil (si, no) SI
- (0) b) Previsiones para subestación móvil (si, no) NO
- (0) c) Previsiones para expansión futura (describa) HAY SUFICIENTE TIEMPO PARA EXPANSIÓN

(-) d) Previsiones para cambio de voltaje de llegada (si, no) NO

1. Voltaje inicial _____ KV

2. Voltaje final _____ KV

3. Cambio de (describa) _____

(-) e) Previsiones para cambio de voltaje de salida (si, no) NO

1. Voltaje inicial _____ KV

2. Voltaje final _____ KV

3. Cambio de (describa) _____

B) Para Subestaciones de Transmisión

(0) a) Previsiones para expansión futura de (describa) _____

(-) b) Previsiones para cambio en el voltaje de llegada (si, no) _____

1. Voltaje inicial _____ KV

2. Voltaje Final _____ KV

3. Cambio de (describa) _____

(-) c) Previsiones para cambio de voltaje en la salida (si, no) _____

1. Voltaje inicial _____ KV

2. Voltaje final _____ KV

3. Cambio de (describa) _____

C) Para Subestaciones de Secciónamiento

(0) a) Previsiones para expansión futura de (describa) _____

- (-) b) Previsiones para cambio de voltaje (si, no) _____
1. Voltaje inicial _____ KV
2. Voltaje final _____ KV
3. Cambio de (describa) _____
-
- (+) 4. Barras de la Subestación (especifique para cada barra)
(+) Barra nombre o número 93 (ALTA) 236 (BAJA)
(+) Lado (alta, baja) ALTA, SOLO LLEGA EL CONDUCTOR.
(+) Ubicación (exterior o interior en cabinas) EXTERIOR
(+) a) Inicial
1. Voltaje nominal de la barra 43.8 KV
2. Esquema (barra simple, barra seccionada, etc.)
BARRA SIMPLE
- (-) b) Futura (si distinto del inicial)
1. Voltaje nominal de la barra _____ KV
2. Configuración _____
- (+) 5. APANTALLAMIENTO
(0) a) Dimensiones de los equipos de guarda (varilla, alambres, mástiles, describa) NO HAY VARILLAS NI MÁSTILES. EL CABLE SE SUJETA DEL BORTCO
-
- (-) b) Angulos de apantallamiento
1. Angulo de la vertical para una varilla, alambre y mástil _____ °
2. Angulo de la vertical para varillas, alambres o mástiles adyacentes _____ °
- (+) 6. AISLADORES (Detalle para cada voltaje)
(+) a) Aisladores de equipo : SECCIONAPORES, POLTAFUJISLES
1. Voltaje nominal 46 KV, Cantidad 2 / fase
2. Tipo (campana, pin, o soporte) DOBLE PIN
3. BIL _____ KV
4. Norma NEMA TL N° 16

(+) b) Aisladores de suspensión

1. Voltaje nominal 46 KV

2. Cantidad por cable 5

3. Norma _____

(+) 7. DISTANCIAS DE SEPARACION (detalle para cada voltaje)

(+) a) Voltaje nominal _____ KV

	Conductores rígidos	Conductores flexibles
(+) b) Mínima metal-metal	_____ cm	_____ cm
(+) c) Mínima fase-tierra de equipo	_____ cm	<u>58</u> cm
(0) d) Mínima fase-cota de la S/E	_____ cm	<u>51</u> cm
(0) e) Mínima fase-al camino S/E	_____ cm	<u>51</u> cm
(+) f) Entre fases	_____ cm	<u>58</u> cm

(+) 8. UNIONES ELECTRICAS DE LAS BARRAS (detalle para cada caso)

(+) a) Voltaje nominal 43.8 KV

(+) b) Tipo de conexión (describa) _____
UNION DE GRAPA, Y DE TERMINAL

(+) c) Conductores rígidos (apernada, soldada, grapa) _____

(+) d) Conductores flexibles (apernada, compresión, soldada, térmica) APERNADA

(+) e) Aseguradores (describa) _____
TIPO GRAPA 

(+) 9. BARRAS RIGIDAS (describa para cada barra)

(+) Ubicación EN CABINAS

(+) Interior o exterior INTERIOR

(+) a) Calibre, tipo y material del conductor _____
BARRAS DE COBRE, AISLADAS MITUUNHI 2000 A.

- (+) b) Corriente de cortocircuito de diseño (trifásica simétrica) 2000 Arms
- (0) c) Carga por hielo y viento _____
- (-) d) Flecha máxima sin hielo _____
- (-) e) Flecha máxima con hielo _____
- (-) f) Previsiones para vibración eólica _____

- (-) g) Previsiones para dilatación del conductor _____
SUFICIENTE ESPACIO. ASEGURADORES FLEXIBLES

- (+) 10. BARRAS FLEXIBLES (describa para cada barra)
 - (+) Ubicación W #44
 - (+) a) Calibre, tipo, número de hilos y material del conductor _____

 - (-) b) Carga por hielo y viento _____
 - (-) c) Longitud del vano _____ m
 - (-) d) Flecha máxima en las condiciones más adversas _____
_____ m

- (+) 11. CONDUCTORES DE UNION ENTRE BARRAS Y EQUIPO DE FUERZA (especifique cada uno)
 - (+) Ubicación UNION FUSIBLE-TRANSF; SECCION.-FUSIBLE
 - (+) a) Conductor (rígido, flexible) FLEXIBLE
 - (+) b) Calibre, tipo y material del conductor _____
COBRE 240 mm²
 - (0) c) Previsiones para evitar contactos por vibración eólica DISTANCIA DE SEPARACION SUFICIENTE
 - (+) d) Capacidad máxima de conducción 300 A

OBSERVACIONES DE ESTE ITEM

- LAS GRAPAS DE UNIÓN SE ENCUENTRAN EN BUEN ESTADO.
- NO HAY SOBRECARGA EN LOS CONDUCTORES
- HABRÁ QUE REVISAR LA SOBRECARGA DE ALIMENTACIÓN Y ALIMENTADORES, DEPENDIENTE DE LA DEMANDA PRESENTE EN LA YE
- ANLAJORES EN BUEN ESTADO. NO TIENEN PROBLEMA DE CONTAMINACIÓN

V. EQUIPO DE FUERZA

Especifique y llene los datos para cada equipo distinto de la S/E

1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- (+) a) Tipo (autotransformador, devanado múltiple, tres fases, una fase) TRANSF. DEREGULACIÓN, 3Ø, KLUMH 1193 n/45:
- (+) b) Cantidad 1 (SIEMENS) Año 1960
- (+) c) Dieléctrico (aceite, aire o gas) ACEITE
- (+) d) Potencia nominal 5 / 6.25 / MVA
- (+) e) Enfriamiento (OA, OA/FA, OA/FA/FA, OA/FOA, OA/FA/FOA, OA/FOA/FOA) OA/FA
- (O) f) Aumento de temperatura promedio (55°C, 65°C)
- (+) g) Voltaje primario 43.8 KV I= 66/82.5 A
Cambiador de taps, sin tensión 2X2,43 %
- (+) h) Voltaje secundario 6.3 KV I= 458/573 A
Cambiador de taps, sin tensión %
Conexión DY1

- (+) i) Voltaje terciario _____ KV
Cambiador de taps, sin tensión _____ %
- (+) j) Cambiador automático de derivaciones bajo carga (LTC)
 - (+) 1. Porcentaje sobre y bajo el VNOM. ± 10 %
 - (+) 2. Bobinado (primario o secundario) SECUNDARIO,
13 PASOS
- (+) k) BIL (nivel Básico de Aislamiento)
 - (+) 1. Devanado primario 250 KV
 - (+) 2. Devanado secundario 95 KV
 - (+) 3. Devanado terciario _____ KV

2. DISYUNTORES

- (+) a) Tipo INTERIOR, DESBROCHABLES, MITSUBISHI 10-LDN-25
- (+) b) Cantidad 5 Año DICIEMBRE 1972
- (+) c) Interrupción en (aceite, aire, gas, o vacío) _____
ACEITE
- (+) d) Voltaje nominal 6.3 KV
- (+) e) Máximo voltaje 7.5 KV
- (-) f) Factor de rango de voltaje nominal (K) 7.5/6.3
- (+) g) Corriente nominal 800 A
- (+) h) Capacidad de interrupción nominal 250 MVA
- (0) i) Corriente de corta duración (4s) 25000 Arms
- (0) j) Tiempo de interrupción 5 ciclos
- (0) k) Mecanismo de operación (solenoides, motor, neumático, neumohidráulico, resorte con motor, resorte de carga manual, manual) SOLENOIDE
- (0) l) Voltaje del sistema de control
 - (0) 1. Corriente alterna 121 Voltios
 - (0) 2. Corriente continua 125 Voltios
- (0) m) Voltaje auxiliar 220/121 V AC

4. REGULADORES DE VOLTAJE

- (+) a) Tipo (paso o inducción, 3 ϕ ó 1 ϕ) _____
3 ϕ , TIPO PASO . RELÉ
- (+) b) Cantidad _____
- (+) c) Voltaje nominal _____ KV
- (+) d) Potencia nominal _____ KV
- (+) e) Porcentaje de regulación + _____ % - _____ %

5. CAPACITORES SHUNT

- (+) Ubicación _____
- (+) a) Tipo (en rack abierto, o en cuarto cerrado) _____
- (+) b) Cantidad _____
- (+) c) Voltaje nominal _____ Kv
- (+) d) Potencia nominal del banco _____ KVAR
- (+) e) Unidades individuales
 - (+) 1. Voltaje _____ Kv
 - (+) 2. Potencia nominal _____ KVAR
- (+) f) Conexión (delta, estrella, estrella a tierra, doble estrella) _____

6. SECCIONADORES

- (+) Ubicación POBICO, LADO DE ALTA TENSION
- (+) a) Tipos (desconexión, puesta a tierra, interruptor, selector, cuerno, otros) DESCONEXION, MITSUBISHI 40NP-HDF-4
- (+) b) Cantidad 3
- (+) c) Construcción (apertura vertical, doble apertura, apertura lateral, apertura central, aislador inclinado, alcance vertical, otro) APERTURA LATERAL
- (+) d) Mecanismo de operación (pértiga, manual, motor) MANUAL

- (+) e) Número de polos (1 ó 3) 3 x 1
- (+) f) Voltaje nominal 40 KV
Corriente nominal 600 A
- (+) g) Corriente permanente 600 A
- (+) h) Corriente momentánea 9 KA
- (+) i) Corriente de interrupción _____ A
- j) Voltaje de impulso 250 KV
- k) Corriente de corta duración 7.2 KA
por 4 segundos

7. PARARRAYOS

- (+) Ubicación PARADOS EN EL PÓRTICO
- (+) a) Tipo (estación, intermedio, distribución) _____
ESTACIÓN, WESTINGHOUSE SV
- (+) b) Cantidad 3
- (+) c) Voltaje nominal 25 KV
- (+) d) Voltaje nominal del sistema 46 KV
- (+) e) Para la protección de (describe) EQUIPO CONTRA
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

8. RECONECTADORES

- (+) Ubicación _____
- (+) a) Cantidad _____
- (+) b) Voltaje nominal _____ KV
- (+) c) Corriente permanente _____ A
- (+) d) Corriente de interrupción _____ A
- (+) e) Una o tres fases _____
- (+) f) Interrupción en (aceite, vacío) _____
- (+) g) Control (hidráulico ó electrónico) _____
- (+) h) Bobina de cierre (en serie o no) _____

- (+) i) Cierre (resorte, solenoide, motor) _____
- (+) j) Mínima corriente de recierre _____ A
- (+) k) Secuencia de operación (describa) _____

(+) 9. PORTAFUSIBLES DE ALTA TENSION

Ubicación PORTICO DE ALTA TENSION

- a) Protección de TRANSFORMADOR DE FUERZA
- b) Tipo WESTINGHOUSE DBA
- c) Voltaje nominal 66 KV
- d) Voltaje máximo 72.5 KV
- e) Nivel básico de aislamiento 350 KV
- f) Corriente máxima 200 A
- g) Otros 3, UNO PARR CADA FAJE

(+)

(+) 10. FUSIBLES DE ALTA TENSION

Ubicación EN EL PORTAFUSIBLE

- a) Protección de TRANSFORMADOR DE FUERZA
- b) Tipo DBA 5
- c) Corriente máxima 100A A
- d) Otros 3, UNO PARR CADA FAJE

(+) 11. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Ubicación	Tipo (ventana, barra, pasatapa, etc.)	Cantidad	Voltaje Nominal (V)	Relación de transformación nominal	R/T usada	Precisión (protección o medición)	Clase de precisión	BURDEN
CABINA ALIMENTACIÓN	VENTANA (ANILLO)	6		1200 : 5	1200 : 5	PROTECCIÓN	10 H 100 / 1.2 B-1	
CABINAS PRIMARIO A, B, C, D	VENTANA (ANILLO)	12 (3 SINUSO)		400 : 5	400 : 5	PROTECCIÓN	10 H 100 / 1.2 B1	
CABINA ALIMENTACIÓN	VENTANA (ANILLO)	3		1000 : 5	1000 : 5	MEDICIÓN	10 H 100 / 1.2 B-2	

(+) 12. TRANSFORMADORES DE VOLTAJE

Ubicación	Tipo	Cantidad	Voltaje nominal (V)	Relación de transformación nominal	R/T usada	Precisión (protección o medición)	Clase de precisión	BURDEN
CABINA TRANSFORMACIÓN DE TENSIÓN	EV-0	4	$\frac{7280}{\sqrt{3}} / \frac{120}{\sqrt{3}}$	$\frac{7280}{\sqrt{3}} / \frac{120}{\sqrt{3}}$	$\frac{7280}{\sqrt{3}} / \frac{120}{\sqrt{3}}$	MEDICIÓN	12 Z	

13. DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

- (+) Ubicación _____
- (+) a) Tipo (CC ó CCVT) _____
- (+) b) Cantidad _____
- (+) c) Voltaje nominal _____ Kv
- (+) d) BIL _____ Kv
- (+) e) Capacitancia _____ Henrios
- (+) f) Accesorios de onda portadora (si, no) (describa) _____

14. TRAMPAS DE ONDA

- (+) Ubicación _____
- (+) a) Tipo _____
- (+) b) Cantidad _____
- (+) c) Voltaje nominal _____ Kv
- (+) d) BIL _____ Kv

15. UNIDADES MOVILES

- (+) a) Tipo (transformador, subestación) _____
- (+) b) Cantidad _____
- (+) c) Voltaje primario _____ Kv
- (+) d) Voltaje secundario _____ Kv
- (+) e) Capacidad _____ MVA
- (O) f) Accesorios (liste y descríbalos) _____

VI. SITIO

- (+) 1. GENERALES
- (+) a) Tipo de patio (plano, inclinado, en varios niveles)
PLANO

- (0) b) Plano topográfico de referencia # _____
- (+) 2. DRENAJE
- (+) a) Tipo del sistema (superficial o cerrado)
DRENAJE SUPERFICIAL, NATURAL. NO HAY DRENES
- (0) b) Tiempo de desagüe desde el punto más remoto _____
_____ Horas
- (0) 3. CAMINOS (detalle para cada camino de acceso, interior, o de rieles)
- (-) a) Longitud _____ m
- (-) b) Ancho _____ m
- (-) c) Pendiente máxima _____ %
- (-) d) Mínimo radio interior de la curva _____ m
- (-) e) Base RAPID
- (-) f) Salidas o rutas auxiliares de acceso (si, no) _____
NO
- (+) 4. MATERIAL SUPERFICIAL DEL PATIO
- (+) a) Tipo RAPID
- (+) b) Tamaño GRUESO
- (+) c) Profundidad 10 cm
- (+) d) Condición general (buena, media, mala) MEDIA
- (+) e) Existe (en toda, en algunas partes solamente, en ninguna parte) EN ALGUNAS PARTES TIENE
MEJOS DE 10 CM de la s/e
- (+) f) Existe otros elementos ajenos (hierba, desperdicios, etc. describa) HIERBA, DENTRO DEL AREA DE EQUIPOS
EN POCA CANTIDAD
- (+) g) Mantenimiento (bueno, regular, malo) REGULAR
- (+) 5. MALLA DE SEGURIDAD (detalle para cada malla existente)
- (+) Ubicación BORDES DEL TERRENO

- (+) a) Altura 1.80 m
 - (+) b) Calibre del alambre 10
 - (+) c) Material del alambre ACERO GALVANIZADO
 - (+) d) Puertas (ubicación y estado) A LA IZQ DE MAYO, 4
PUERTAS GRANDES, BUEN ESTADO
 - (-) e) Profundidad de los postes _____ m
 - (-) f) Otras previsiones para seguridad que tenga la malla,
describa ALAMBRE DE PÓSS, 3 FILAS, ALTURA 50 CM
UBICADO SOBRE LA MALLA
- (+) 6. CERRAMIENTOS
- (+) Ubicación PARTE POSTERIOR DE LA S/E. AL SUR
 - (+) a) Material LADRILLO
 - (+) b) Altura 2, 2.50, 3 m
 - (+) c) Seguridad que provee (buena, media, mala) MALA
 - (-) d) Profundidad de la pared en el suelo _____ m

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

EL TERRENO ES AMPLIO, TIENE MUCHAS HIEBAS EN LA
PARTE DE FUERA DEL ÁREA DE EQUIPOS. ES ANTIESTÉTICA
POR LA EXCESIVA CANTIDAD DE HIEBAS. FALTA PINTURA EN
CERRAMIENTOS. TAMBIÉN HAY QUE ELEVAR LA ALTURA DE LAS
PAREDES. MALLA DE SEGURIDAD ES BAJA. NO HAY SEÑALES DE
AVISO DE PELIGRO. DRENAJE MALO

VII. ESTRUCTURAS

- (+) 1. ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LINEAS
- (+) a) Material HIERRO GALVANIZADO
- (+) b) Tratamiento de protección GALVANIZADO

- (-) c) Criterio de carga (describa brevemente) LÍNEAS : 1500 kg
VER PLANO 1TS125 - A16745 a. EN SUB/9
- (-) d) Factor de sobrecarga _____
- (-) e) Límite de esfuerzo unitario _____
- (-) f) Límites de flexión _____
- (0) g) Manera en que está asegurado (perno, grapa, etc.)
PERNOS

(+) 2. ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE EQUIPO (describa para cada equipo)

- (+) Equipo PERFILES PLANOS
 - a) Material HIERRO
 - (+) b) Tratamiento de protección GALVANIZADO
 - (-) c) Criterio de carga (describa brevemente) _____
 - (-) d) Límite de esfuerzo unitario _____
 - (-) e) Límites de deflexión _____
 - (-) f) Consideraciones de rigidez _____
 - (0) g) Asegurado por PERNOS

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

VALORES DE ESFUERZOS Y CARGAS DE ESTRUCTURAS
VERLOS EN EL PLANO 1TS125 - A16745 a DISPONIBLE
EN LAS OF. DE LA SIEG.
LAS ESTRUCTURAS SE ENCUENTRAN EN PERFECTO
ESTADO

VIII. FUNDACIONES (-)

Describe brevemente cada punto

- 1. Suelo _____

- 2. Concreto _____
- 3. Barras de refuerzo _____
- 4. Disminución de la contaminación por el aceite _____
NO HAY CONTAMINACIÓN
- 5. Tipo de fundación y su función _____

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

NO SE DISPONE DE PLANOS Y DATOS SOBRE LAS
FUNDACIONES.

IX. SISTEMA DE TIERRA

- (+) 1. Resistencia de la malla 0.9 ohm
- (+) 2. Corriente total de falla fase-tierra 5.300 A
- (+) 3. Corriente de falla que puede pasar por tierra a la malla de tierra 3700 A (la corriente total es menor que aquella que fluye al neutro del sistema por los cables de guardia)
- (0) 4. Tiempo de duración de la falla 4 seg
- (0) 5. Resistividad media de tierra 75.19 ohmios-metro
Medida a una profundidad de 60 cm por el método de los (3,4) 4 puntos, y separación de los electrodos de 0.5 m.
- (0) 6. Conductor de la malla
 - (0) a) Calibre CU. 2/0 AWG
 - (0) b) Longitud total 200 m
- (0) 7. VARILLAS DE PUESTA A TIERRA
 - (0) a) Cantidad 16
 - (0) b) Calibre y extensión
 - (0) 1. Diámetro 1.5 cm
 - (0) 2. Longitud 2.50 m

- (+) 8. TENSIONES PERMISIBLES
 - (+) a) Tensión de paso 1745 V(E_S)
 - (+) b) Tensión que puede soportar una persona 2665 V (E_d)
 - (0) c) ¿Es E_S menor que E_D ? (si, no) SI
- (0) 9. AREA DE LA S/E 350 m²
- (0) 10. Conexiones de tierra que salen fuera del área de la sub-estación (describe) NINGUNA. LA MALLA SE CIERRA DENTRO DEL AREA DE EQUIPOS.

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

SE TUVO QUE HACER EL CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA MALLA PORQUE NO SE DISPONIA DEL DATO. EN BASE A DATOS DE LONGITUD, CALIBRE Y DISPOSICION DE LA MALLA SE ENCONTRO ESTE VALOR

X. SISTEMA DE DUCTOS, CABLES AISLADOS Y CANALETAS

- (+) 1. CABLES (detalle para cada tipo de cable)
 - (+) a) Tipo (control o potencia) _____
 - (+) b) Voltaje nominal _____ V
 - (+) c) Ubicado en _____
 - (+) d) Calibre, tipo y material del conductor _____
 - (0) e) Longitud _____ M
 - (+) f) Aislamiento
 - (0) 1. Tipo (PVC, PE, PVC(I), XLPE(I), SLPE, RULAN) _____
 - (0) 2. Espesor _____ mils
 - (0) g) Cubierta
 - (-) 1. Tipo (neopreno o PVC) _____
 - (-) 2. Espesor en cada conductor _____ mils
 - (-) 3. Espesor en todo el cable _____ mils
- (+) 2. DUCTOS (detalle para cada tipo de ducto)
 - (0) a) Tubos conduit

- (0) 1. Material _____
- (0) 2. Tamaño _____ cm
- (0) b) Ductos
 - (0) 1. Tamaño _____ cm
 - (-) 2. Número de tubos conduit _____
- (+) 3. CANALETAS
 - (0) a) Tipo (bloques de concreto, concreto fundido, concreto prefabricado, otros) PLANCHAS DE CONCRETO PREFABRICADAS
 - (0) b) Espesor 10 cm
 - (-) c) Profundidad 50 c,m

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

LAS CANALETAS SON LO SUFICIENTEMENTE ESPACIOSAS COMO
PARA LLEVAR LOS CABLES EXISTENTES Y LOS QUE PUEDEN
INSTALARSE EN EL FUTURO.
LOS CABLES DE CONTROL Y MEDICIÓN SON LOS COMUNES DE
220 V AISLAMIENTO DE NEOPRENO, COBRE.

XI. CORROSION

- (0) 1. Motivos para la existencia o no de protección de la corrosión galvánica NO ES NECESARIA. DIFERENCIA DE POTENCIAL ENTRE PARTES METÁLICAS ES CASI NULA
- (0) 2. Otros tipos de corrosión y su protección de existir

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

NO HAY PROBLEMA POR CORROSIÓN

XII. PROTECCIONES ELECTRICAS

- (+) 1. Describa la filosofía general de la protección: requisitos de coordinación con otras partes del sistema, corrientes de falla esperadas para variías condiciones, tiempo de interrupción para varios casos, etc.

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DESDE LA S/E JUR, Y DISTAN-
CIA DESDE EPICLAQUIMA. I FALLA FASE-FASE 5025 A.
I FALLA FASE-TIERRA 5300 A. TIEMPO DE INTERRUPTOR
MAXIMO 4 S.

- (+) 2. PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION (detalle para cada línea)

(+) a) Descripción o destino de la línea DERIVACION DE
LA LINEA S/E JUR, S/E EPICLAQUIMA

(+) b) Voltaje nominal 46 Kv

(+) c) Esquema de protección utilizado (comparación de fase, comparación direccional, bajo alcance directo, bajo alcance permisivo, sobrealcance permisivo, cobrecorriente, otros) SOBRECORRIENTE Y DISTANCIA.

(0) d) Recierre automático (si, no) (describa) NO

(+) e) Lista de los relés utilizados

Relé nombre	Código y marca	Ubicación	Calibres
SOBRECORRIENTE	50/SIG	S/E JUR	K
DISTANCIA	21	S/E EPICLAQUIMA	K
PORTAFUSIBLE		PORTICO. 200 A	
FUSIBLE		PORTICO 100 A	

(+) 3. PROTECCION DE TRANSFORMADORES Y REACTORES

(detalle para cada elemento)

(+) a) Número o descripción del transformador o reactor

TRANS. POTENCIA SIEMENS KLURM 1193 7/45 (25MVA)

(+) b) Voltaje nominal (primario, terciario, secundario)

43.8 / — / 6.3 Kv

(+) c) Esquema de protección (diferencial, presión súbita, direccional de fase a distancia, sobrecorriente a tierra, otros, describa) _____

(+) d) Lista de las protecciones utilizadas

Relé Nombre	Código y marca	Ubicación	Calibres
BUCHOLDS	SIEMENS RG2	TUBERIA DE UNION DE LA CUBA CON EL TANQUE DE EX- TENSION	
VIGILANCIA TERMICA		TAPA DE LA CUBA DEL TRANSF.	
REVE AUXILIAR	SIEMENS RH25		
SOBREPRESION	SIEMENS R 1160		
GUARDAMOTOR#		CAJA DE CONTROL DEL TRANSF.	
NIVEL DE ACEITE		DENTRO DEL TRANSF.	

(+) 4. PROTECCION CONTRA FALLAS DEL DISYUNTOR

(+) a) Donde se aplica (describa) _____

(+) b) Lista de relés utilizados

Relé Nombre.	Código y marca	Ubicación	Calibres
BAJO VOLTAJE	R MITUBUHI	CABINAS	

(+) 6. PROTECCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION

(detalle para cada línea)

(+) a) Destino o descripción de la línea _____

LINEAS DE ALIMENTADORES Y ALIMENTACION

(+) b) Voltaje nominal 6.3 Kv

(+) c) Esquema de protección (sobrecorriente, reconectadores, seccionadores, fusibles, describa) _____

SOBRECORRIENTE

RECONEXION EN LOS PRIMARIOS (REENGANCHE)

(+) d) Lista del equipo y relés utilizados

Relé o equipo	Código y marca	Ubicación y protección de	Calibres
SOBRECORRIENTE	SI X, Y, Z + SI G MITSU.	PRIMARIO A, 3FASES Y TIERRA	280 A
"	SI X, Y, Z + SI G MITSU.	PRIMARIO B	280 A
"	"	PRIMARIO C	400 A
"	RC-2 MITSU.	ALIMENTACION	720 A

(+) 7. PROTECCION DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

(detalle para cada equipo)

Equipo protegido	TIPO DE PROTECCION			
	Voltaje nominal (V)	Sistema de protección *	Características nominales	Cantidad
TRANSF. DE SERVICIO	6 KV	FUSIBLES	6KV, 5A, 250MVA	3
RECALDO	220/121	INTE. TERMOMAG.	7110 NF-100E	6
CIRCUITOS DE CONTROL	220/121	TERMOMAGNETICOS	NF-50A	18
ILUMINACION Y DOMACORRIENTES	220/121	FUSIBLES	20 A	4
TRANS. DE TENSION	7.2KV 1A	FUSIBLE BAL-PT	1A. 500MVA	3

* Sistema de protección (por relés, por interruptores de sobrecorriente, interruptores térmicos, fusibles, describa)

XIII. INSTRUMENTOS Y MEDICION (+)

(Llene el cuadro con los datos necesarios y disponibles)

Instrumento o medidor	Ubicado en	Cantidad	Sitio de toma de lectura	Escala apropiada (si, no)	Valor de fondo de escala	Funcionamiento	Lectura fácil o difícil	Equipo asociado
Amperímetro	CABINA DE ALIMENTACIÓN	1	ALIMENTACIÓN	SI	1 KA	CORRECTO	FÁCIL	—
Voltímetro	CABINA DE ALIMENTACIÓN	1	ENTRE DISYUNTOR Y TRANS. DE FUERTE	SI	10KV	CORRECTO	FÁCIL	
Frecuencímetro								
Cosfímetro								
Vatímetro	CABINA DE ALIMENTACIÓN	1	ENTRE BARRAS Y DISYUNTOR DE ALIMENTACIÓN	SI	10 MW	✓	FÁCIL	
Varímetro	CABINA DE ALIMENTACIÓN	1	"	SI	10 MVAR	✓	FÁCIL	
Vatiorímetro								
Registros								
AMPERÍMETRO	CABINAS DE LOS PRIMARIOS	4	ENTRE DISYUNTOR Y CALE DE LA LRA	SI	400 A	-	FÁCIL	
VOLTÍMETRO	CABINAS DE T. DE TENSIÓN	1	TRANS. TENSIÓN	SI	5KV ~	-	FÁCIL	

9. Clase de aislamiento H₁, 3 ϕ ; z = 404%
10. Marca y Tipo (código) MITSUBISHI
11. Aumento de temperatura 50°C °C
- (0) d) Fusible de protección del transformador de servicio
1. Tipo y código PF
2. Marca MITSUBISHI
3. Interior o exterior INTERIOR
4. Interrupción simétrica 250 MVA, SA ~~TRMS~~
- e) Fuente normal (describa) TRANSF. DE SERVICIO
TOMA DE FUENTE DEL LADO DE CS DE LA MISMA S/E
- (+) f) Fuente de emergencia (describa) NO HAY
- (+) g) Voltaje del equipo auxiliar (480/277 V, conexión estrella, trifásica, cuatro hilos; 208/120 V, conexión estrella, trifásica, cuatro hilos; 240/120 V, conexión delta, trifásica, cuatro hilos; 240/120 V, conexión delta abierta, trifásica, cuatro hilos; 240/120 V, monofásica, tres hilos; otra)
220 / 121 V
- (+) h) Interruptor de transferencia (describa)
NO HAY
- (0) i) Iluminación exterior
- (0) Objetivo GENERAL DE LA S/E
- (0) Tipo de luminarias _____
- (0) Método de encendido FOTOCÉLULA
- (0) j) Corriente de falla asimétrica en el panel principal o en los de control 5300 A

- (+) 2. EQUIPO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)
 - (+) a) Cargas de corriente continua total (describa)
RELES DE PROTECCIÓN Y COMANDA DE DISYUNTORES.
CARGA APROXIMADA DE 40A
 - (+) b) Voltaje nominal 120 V
 - (+) c) Batería
 - (+) 1. Amperios-hora 45 / BATERIA
 - (+) 2. Celdas (número, marca) 80
 - (+) d) Cargador de baterías (describa) DEL TIPO NORMAL, COMAN

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

LAS BATERIAS SE CALIENTAN DEMASIADO POR LA
EXGENTE CARGA QUE TIENEN.
EL MANTENIMIENTO Y CUIDADO ES MUY LABORIOSO

XV. CASA DE CONTROL (O)

- (-) 1. Dimensiones
 - a) Largo _____ m
 - b) Ancho _____ m
 - c) Alto _____ m
- (-) 2. Sótano (si, no) _____
- (-) 3. Fundaciones (describa brevemente _____)
- (-) 4. Construcción
 - a) Tipo (bloques, ladrillos, etc) _____
 - b) Techo, puertas ventanas, etc.) _____
- (-) 5. Paneles de control
 - a) Tipo (simple, doble, duplex) _____

b) Función de cada panel

Panel	Función
BATERÍAS	BATERÍAS Y RECTIFICADOR
TRANS. SERVICIO	GUARDA AL T. DE SERVICIO
ALIMENTACIÓN	CIRCUITO DE ALIMEN. CON DISYUNTOR
TRANS. VOLTAJE	TIENE LOS 3 TRANSF. DE VOLTAJE Y LOS FUSIBLES Y PORTAFUSIBLES
PRIMARIO A, B, C, D	PROTECCIÓN, MEDICIÓN, DISYUNTORES

- c) Tamaño _____ cm x _____ cm
- (-) 6. Bandejas de cables
- a) Tamaño _____ cm
- b) Método desoporte _____
- (0) 7. Iluminación
- (-) a) Iluminación promedio (aproximadamente) _____ lumens/m²
- (0) b) Tipo de luminarias (describa) 2 FLUORESCENTES DE 200W C/U PARA LAS CABINAS, CADA UNA
- (0) c) Iluminación de emergencia (describa) NO HAY
- (0) 8. Equipo de Aire Acondicionado
- (0) a) Número de unidades _____
- (-) b) Tipo de unidades _____
- (-) c) Características nominales _____
- (0) 9. Equipo de Calefacción
- (0) a) Número de unidades _____
- (-) b) Tipo _____
- (-) c) Características nominales _____

OBSERVACIONES GENERALES DE ESTE ITEM

LAS CABINAS SON CÓMODAS Y BIEN CONSTRUIDAS.

XVI. COMUNICACIONES (+)

Describe los sistemas de comunicación existentes, tanto para uso dentro de la subestación como para fuera de ella (teléfono, radio, otros).

NO HAY

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

DIAGNÓSTICO

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

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

DIAGNÓSTICO

ITEM	SUB ITEM	DESCRIPCIÓN	ASUNTO	CONDICIONES DEL EQUIPO			CORRECTO	INCORRECTO
				DE DISEÑO	ACTUALES	OBSERVACIONES		
		<u>EQUIPO DE FUERZA</u>						
	1	TRASF. DE FUERZA	CAPACIDAD (MVA) REGULACIÓN DE VOLTAJE	6.25	7.856	25.7% SOBRECARGA DURANTE 2 HORAS RELE FALLOSO		X
			CAMBIO POR JURISDICCION DE ELIMINACION			SE ATISCA		X
	2	DIVUNTOLES		800 A	800 A máximo	BUEN ESTADO, NÚMERO DE OPERACIONES NO SE RECUERDA (INCORRECTO)	✓	
	5	SECCIONADOR	CAPACIDAD MÁXIMA (I, V)	600 A (PRIMARIO) 90 KV nominal	400 A 46 KV	SOBRECARGA (NIVEL FOLGOSOS)		X
	9	INTERRUPTOR ALTA TENSIÓN	CAPACIDAD MÁXIMA (I)	200 A	103 A	SOBRECARGA, DEBO. NO SE PUEDE INTERPRETAR		X
	10	FUSIBLE ALTA TENSIÓN	CAPACIDAD DE CORRIENTE	100 A	103 A	SOBRECARGA. CAMBIO URGENTE		X
		<u>SITIO</u>						
	2	DRENAJE		NO HUBO	NO HAY	DRENAJE NATURAL		X
	3	CAMINOS			DIFÍCIL ACCESO VEHICULAR	NIVEL DE VEREDA MUY ALTO		X
	4	MATERIAL DEL PISO (SUPERFICIAL)	RIPPO		10 CM	FALTAS EN ALGUNAS ZONAS		X
	5	MALLA DE SEGURIDAD	ALTURA		1,50 m	MUY BASTO		X
	6	CEJUNOS	ALTURA		2,80 m	BASTO EN LA PARTE POSTERIOR		X
			SEÑALES DE ADVERTENCIA DE PELIGRO			NO HAY NINGUNA SEÑAL O AVISO		X
		<u>ESTRUCTURAS</u>				PLANO INADECUADO EN 2/3	✓	
		<u>FUNDACIONES</u>						
	4	CONTAMINACIÓN POR ACEITE				NO HAY, (PUNTO NO SON ANORMALES (NO HAY))	✓	
		<u>SISTEMA DE TIERRA</u>						
	1	RESISTENCIA DE LA MALLA	$E_s < E_d$		0.9 Ω	CALCULADA	✓	
		<u>SISTEMA DE NUEVOS CABLES</u>						
		<u>ANILLOS Y CAVALETAS</u>				CABLES INADECUADOS,	✓	

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1.1. Capacidad Instalada Año de 1978	1
Cuadro 1.2 Evolución de la Capacidad Instalada	3
Cuadro 1.3 Características de las Subestaciones del Sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A.	4
Cuadro 1.4 (a) Demanda por Subestaciones a Mayo, 1980	8
Cuadro 1.4 (b) Demanda por Subestaciones a Diciembre, 1980	9
Cuadro 1.5 Áreas de Servicio para 1978 y 1990 de cada Subestación del Sistema Quito	10
Cuadro 1.6 Registro de Codificaciones de Suspensiones de Servicio	12
Cuadro 1.7 Suspensiones de Servicio año 1979	14
Cuadro 1.8 Cálculo de la Energía no vendida por daños en el sistema	15
Cuadro 2.1 Esquemas mas Comunes de Subestaciones de Distri- bución	20
Cuadro 2.2 Esquemas mas Comunes de Subestaciones de Seccio- namiento	21
Cuadro 2.3 Metodología	22
Cuadro 2.4 Procedimiento General	23

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Distancias Mínimas de Separación para Sub- estaciones	16
Tabla 2.2. Factores de Corrección por Efecto de la Altura sobre el nivel del mar para equipo de Subestaciones	17
Tabla 2.3 Comparación entre Varias Clases de Estructu- turas de Acero	18
Tabla 2.4 Comparación entre varias clases de estructu- ras soporte de Acero para Equipo y Aisladores	19

CUADRO 1.1
CAPACIDAD INSTALADA AÑO DE 1978 ¹

NOMERE DE LA CENTRAL	UBICACION	No. DE UNIDADES INSTALADAS	FECHA INICIAL DE OPERACION	SUBTOTAL (KW)	TOTAL (KW)
1. CENTRALES HIDRAULICAS:					
- Cumbayá	Cumbayá	4 Unidades - Primera Etapa: se instalan unidades Nos. 3 y 4; marca Voith Toshiba. (c/u 10.000 KW)	Agosto 2,1961	20.000	
		Segunda Etapa: Unds.1 y 2; marca Voth AEG(C/u 10.000KW)	Febrero 27/67	20.000	40.000
- Nayón	Nayón	2 Unidades - c/unid-15.000KV Und. No.2 Marca Mitsubishi	Julio 10/74	15.000	
		Und. No.1 Marca Mitsubishi	Julio 8/74	15.000	30.000
- Guangopolo	Guangopolo	5 Unidades - Pra.Etapa:Unds 3 y 4; marca AEG(c/und 1700KV	Novbre 1937	3.400	
		Unds 1 y 2; marca Westinghouse Cada unidad de 2.000 KW	Mayo de 1946	4.000	
		Unid. No.5 Marca AEG; con 2.000 KW	Febrero 1953	2.000	9.400
- Pasochoa	Pasochoa	2 Unidades- c/u 2.250KW	Agosto 29/76		4.500
- Los chillos	Valle de los Chillos	2 Unidades- c/u 880 KW	Año 1922		1.760
TOTAL CENTRALES HIDRAULICAS					85.660

1
1
1

CUADRO 1.1
CONTINUACION

NOMBRE DE LA CENTRAL	UBICACION	No. DE UNIDADES INSTALADAS	FECHA INICIAL DE OPERACION	SUBTOTAL (KW)	TOTAL (KW)
2. CENTRALES TERMICAS:					
- Central Diesel No. 2	Luluncoto	11 Unidades: 3 General Motors c/u de 2.180 KW	Octubre de 1971	6.540	
		5 General Motors: c/u de 2.180 KW	Abril a Sept/75	10.900	
		1 Mirrlees Blacstone de 3.025 KW	Diciembre 5/73	3.025	
		2 Mirrless Blackstone de 3.025 c/unidad	Febrero 21/74	<u>6.050</u>	26.515
- Turbina a Gas	Guangopolo	1 Unidad	Julio 23/1976		<u>24.100</u>
			TOTAL CENTRALES TERMICAS		50.615
3. ENERGIA COMPARADA:					
- Pifo		Firma contrato 1967		500	
- INECEL		Firma Contrato Abril 24/78		<u>73.500</u>	<u>74.000</u>
			TOTAL COMPRA ENERGIA		<u>74.000</u>
TOTAL CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA DE LA EEQ					<u><u>210.275</u></u> KW

¹ Oficina de Asesoría y Planificación EEQ, Enero 1978

C U A D R O 1.2

EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA¹

Unidad: KV

AÑO	Capacidad Hidráulica			Capacidad Térmica			TOTAL GENERAL	INCREMENTO ANUAL %
	PROPIA	COMPARADA	TOTAL	DIESEL N° 1	DIESEL N° 2	TOTAL		
1962	32.080	2.000	34.080	7.915	-	7.915	41.995	
1963	32.080	2.000	34.080	7.525	-	7.525	41.605	- 0,93
1964	32.080	2.000	34.080	6.175	-	6.175	40.244	- 3,24
1965	32.080	1.200	33.280	5.845	-	5.845	39.125	- 2,81
1966	32.080	1.200	33.280	5.845	-	5.845	39.125	0,00
1967	52.080	2.200	54.280	7.845	-	7.845	62.125	58,79
1968	52.080	1.100	53.180	7.845	-	7.845	61.025	- 1,77
1969	52.080	1.100	53.180	9.845	-	9.845	63.025	3,28
1970	52.080	1.100	53.180	9.845	-	9.845	63.025	0,00
1971	52.080	1.100	53.180	12.095	8.720	20.815	73.995	17,41
1972	52.080	1.100	53.180	14.345	8.720	23.065	76.245	3,04
1973	52.080	800	52.880	13.480	19.995	33.475	86.355	13,26
1974	81.160	800	81.960	11.500	19.995	31.495	113.495	31,38
1975	81.160	800	81.960	11.500	30.895	42.395	124.355	9,61
1976	85.660	800	86.460	11.500	54.995	66.495	152.955	23,00
1977	85.660	21.800	107.460	11.500	54.995	66.495	173.955	13,73
1978							210.275	20,88

¹Asesoría y Planificación, EEO, Febrero, 1979.

CUADRO 1.3

CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA
QUITO S.A.

1. Subestaciones de Transmisión Ubica en centrales de Generación

SUBESTACION NOMBRE	VOLTAJE (KV)	- - - -TRANSFORMADOR- -		- - - -GENERADOR-		FACTOR DE POTENCIA
		CAPACIDAD (MVA)		CAPACIDAD (MVA)		
		UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	
Guangopolo	2,3	2x4		3x2,5		0,8
Hidráulica	<u>22</u>	5/6,25	14,25	2x2,0	11	0,85
Nayón	<u>6,9</u> 46	2x12,5/16,5	33	2x16,5	33	0,9
Turbina a gas	<u>4,16</u> 46	16,3/21,5/27,3	27,3		32,2	0,85
Cumbayá	<u>4,16</u> 46	4x10/12,5	50	4x11,1	45	0,9
Los Chillos	<u>2,3</u> 22		2,5	2x11	2,2	0,3
Machachi	<u>2,3</u> 23		1,5	1x1,25 2x0,625	2,5	0,8
Pasochoa	<u>4,16</u> 46		5,6	2x2,8	5,6	0,8
Luluncoto	4,16/46 6,3 /46 4,16/46	10/11,2 11,25 10/12,5	35	5x2,7 3x3,6 4x2,8	35,5	0,8 0,8 0,8
La Carolina	<u>42,7</u> 6,3	12,5/15	15	6x1 2x0,15 2x0,63	7,56	0,8 0,8 0,8

CUADRO 1.3
CONTINUACION

Pisayambo (INCECEL)	<u>13,8</u> 138	2x40	80	2x40		0,95
Térmica Guan- gopolo (INECEL)	<u>6,6</u> 138	2x15/20	40	6x6,5	39	0,8

2. Subestaciones de Distribución

SUBESTACION NOMBRE	TIPO	----- TRANSFORMADOR DE FUERZA -----			
		POTENCIA MVA		TENSION (KV)	CORRIENTE (A)
		UNITARIO	TOTAL		
DOS	OA	3x1,333	4	<u>22</u> 6,3 - 4,3	6,3 KV 183A 4,3 Kv 200A
TRES	OA/FA	5/6,25	6,25	<u>43,8-21,9</u> 6,3	<u>66/82,5-132/165</u> 458/573
CUATRO	OA/FA	5/6,25	6,25	<u>43,8-21,9</u> 6,3	<u>66/82,5-132/165</u> 458/573
SEIS	OA/FA	5/6,25	6,25	<u>43,8-21,9</u> 6,3	<u>66/82,5-132/165</u> 458/573
OCHO	OA/FA	8/10	10	<u>43,8</u> 6,3	<u>105/132</u> 733/916
NUEVE	OA/FA	8/10	10	<u>43,8</u> 6,3	<u>105/132</u> 733/916
DIEZ	OA/FA	5/6,25	6,25	<u>43,8-21,9</u> 6,3	<u>66/82,5-132/165</u> 458/573

CUADRO 1.3
CONTINUACION

SUBESTACION NOMBRE	TIPO	----- TRANSFORMADOR DE FUERZA -----			
		POTENCIA (MVA)		TENSION (KV)	CORRIENTE (A)
		UNITARIO	TOTAL		
ONCE	OA/FA	8/10	10	<u>43,8</u> 6,3	<u>105/132</u> 733/916
DOCE	OA/FA	8/10	10	<u>43,8</u> 6,3	<u>105/132</u> 733/916
TRECE	OA/FA	8/10	10	<u>43,8</u> 6,3	<u>132/165</u> 458/573
CATORCE	OA/FA	8/10	10	<u>43,8</u> 6,3	<u>105/132</u> 733/916
DIECISEIS	OA/FA	15/20	20	<u>46/23</u> 6,3	<u>188/251-376/502</u> 1375/1844
DIECISIETE	OA/FA	2x5/6,25	12,5	<u>43,8</u> 6,3	2x (<u>132/165</u>) 458/573
DIECINUEVE	OA/FA	8/10	10	<u>43,8</u> 6,3	<u>105/132</u> 733/916
EPICLACHIMA (NUEVA)	OA/FA	2x15/20	40	<u>46</u> 23	2x (<u>188/251</u>) 376/502
ARGELIA	OA	2,5	2,5	<u>22</u> 6,3	<u>66</u> 299
HOSPITALILLO	OA	1	1	<u>22</u> 6,3	<u>33</u> 91,7
SAN RAFAEL	OA	3	3	<u>43,8-21,9</u> 13,2	<u>39,5-79</u> 131

CUADRO 1.3
CONTINUACION

SUBESTACION NOMBRE	TIPO	----- TRANSFORMADOR DE FUERZA -----			
		POTENCIA MVA		TENSION (KV)	CORRIENTE (A)
		UNITARIO	TOTAL		
GUANGOPOLO	OA	1	1	<u>22</u> 6,3	<u>33</u> 91,7
SANGOLQUI	OA	3x1,333 6x0,120	4,72	22/6,3 6,3/4,16	148/367
CAROLINA	OA/FA	12,5/15	15	<u>42,705</u> 6,3	<u>202</u> 1375
BOCATOMA	OA	2x0,3	0,6	<u>24,2</u> 2	2x <u>7</u> 86,6
CUMBAYA (NUEVA)	OA	3	3	<u>43,8-21,9</u> 6,3	<u>39,5-79</u> 275
ENKADOR	OA/FA	5/6,25	6,25	<u>46-22</u> 13,2	<u>66/82,5-132/165</u> 458/573

3. Subestaciones de Seccionamiento

SUBESTACION NOMBRE	VOLTAJE (KV)	TRANSFORMADOR CAPACIDAD MVA
NORTE	46	6/7,5 (AUTOTRANSFORMADOR)
SUR	<u>46</u> 22	
VICENTINA	<u>138</u> 46	2x(33/14/45) DE INECEL

CUADRO 1.4 (a)
DEMANDA POR SUBESTACIONES A MAYO 1980

SUBESTACION NOMBRE	MVA	FP	MW	MVAR
2	3,27			
3	9,05	0,87	7,85	4,5
4	5,16	0,93	4,8	1,89
6	8,32	0,9	7,48	3,64
8	8,16	0,9	7,34	3,57
9	11,36	0,9	10,22	4,95
10	9,06	0,9	8,14	3,97
11	10,77	0,90	9,69	4,69
12	16,52	0,9	14,85	7,23
13	6,59	0,93	6,13	2,42
14	13,95	0,9	12,56	6,08
16	12,10	0,8	9,68	7,26
17	12,50	0,93	11,62	4,59
19	7,97	0,9	7,17	3,47
Cumbayá	4,14	0,87	3,60	2,04
Guangopolo	1,38	0,89	1,23	0,62
San Rafael	5,10	0,9	4,59	2,22
Epiclachima	7,53	0,85	6,4	3,97
Sur	19,28	0,85	16,35	10,21
Sangolquí-Enkador	4,99	0,85	<u>4,23</u>	2,64
T O T A L			153,93	

CUADRO 1.4 (b)
 DEMANDA POR SUBESTACIONES A DICIEMBRE 1980

SUBESTACION NOMERE	MVA	MW	MVAR	FP
3	9,07	7,89	4,47	0,87
4	11,2	10,3	4,39	0,92
6	6,39	5,75	2,78	0,9
7	10,02	9,0	4,37	0,9
8	6,80	6,12	2,96	0,9
9	9,86	8,87	4,3	0,9
10	12,42	11,18	5,4	0,9
11	10,87	9,78	4,54	0,91
12	9,35	8,41	4,1	0,9
13	4,63	4,21	1,92	0,91
14	9,66	8,69	4,21	0,9
15	6,37	5,73	2,78	0,9
16	12,67	10,14	7,6	0,8
17	7,40	6,734	3,1	0,91
18	6,44	5,47	3,39	0,85
19	8,14	7,1	4,11	0,87
Olimpico	8,34	7,1	4,11	0,87
Epiclachima	9,80	8,33	5,16	0,85
San Rafael	9,01	7,66	4,75	0,85
Cumbayá	6,79	6,11	2,46	0,9
Machachi	1,58	1,36	0,50	0,86
Sta. Rosa	10,33	8,78	5,44	0,53
Adelca	4,7	3,99	2,47	0,85
T O T A L		168,7		

CUADRO 1.5
 AREAS DE SERVICIO PARA 1978 Y 1990 DE CADA SUBESTACION DEL
 SISTEMA QUITO

1. Sector urbano metropolitano

SUBESTACION NOMBRE	AÑO 1978	AÑO 1990
Chillogallo		13.500
Epiclachima	10.000	13.200
3	4.472,5	5.351
4	5.125	5.125
6	2.551	2.551
7	5.005	5.754
8	1.660	1.660
9	2.555	2.555
10	2.880	3.180
11	3.461	4.200
12	2.267	2.267
13	2.030	3.000
14	3.553	3.553
Olimpico	3.222	4.222
15	3.468	4.708
16	6.242	6.242
17	4.491	4.491
18	10.000	15.000
19	14.000	14.000
T O T A L	87.222,5	111.559

CUADRO 1.5
CONTINUACION

2. Sector urbano

SUBESTACION NOMBRE	AÑO 1978	AÑO 1990
Machachi	6.000	8.000

3. Sector Semiurbano

SUBESTACION NOMBRE	AÑO 1978	AÑO 1990
Monjas	4.000	13.000
Santa Rosa	900	6.000
Calderón	900	6.000
Pomasqui	4.000	13.200
San Rafael	6.000	15.000
Cumbayá	2.000	8.000
T O T A L	17.500	61.200

4. Sector Rural de Carga Concentrada

SUBESTACION NOMBRE	AÑO 1978	AÑO 1990
Pifo	2.500	3.500
Guayllabamba	2.000	3.000
T O T A L	4.500	6.500

GRAN TOTAL	115.522,5	190.254
------------	-----------	---------

(Valores en hectáreas)

CUADRO 1.6
REGISTRO DE CODIFICACIONES

CODIGO	NOMBRE	DESCRIPCION
0	No especifica	-No se sabe la causa del daño
1	Sobrecorriente	-Sobrecargas y cortocircuitos
2	Cambios de fusible, por tafusibles	-Alta tensión
3	Trabajos programados	-Chequeo de seccionadores -Colocación de postes y lámparas -Transferencia de carga -Extensiones de redes -Cambio de conductores, transformadores -Renovación de redes
4	Falta de generación	-Falta de combustible en las centrales térmicas -Falta de agua en el Río San Pedro -Daño en las máquinas de las centrales -Inundaciones de las centrales
5	Empalme de líneas	-Caída de ramas o árboles en las líneas de transmisión -Caída de alambres y antenas en las líneas de distribución -Caída de cuerpos extraños en la línea de alta tensión provocado por las construcciones -Cambio de aisladores

CUADRO 1.6
CONTINUACION

CODIGO	NOMBRE	DESCRIPCION
6	Descarga de rayos	-Subestaciones
7	Choques contra postes	-Accidentes de tránsito
8	Mantenimiento de sub-estaciones	-Arreglo de cajas de seccionamiento -Cambio de aisladores y seccionadores -Regulación de relés -Cambio de transformadores de potencia -Chequeo de disyuntores
9	Imprevistas	-Normalizar servicio
10	Falla en las centrales	-Salida imprevista -Baja frecuencia

CUADRO 1.7
SUSPENSIONES DE SERVICIO AÑO 1979

CODIGO	SUSPENSIONES		TIEMPO FUERA DE SERVICIO		FRECUENCIA
	NUMERO	%	HORAS	%	TIEMPO/SUSPEN- SION (HORAS)
0	227	10,88	180,2	4,48	0,79
1	211	10,11	146,6	3,65	0,69
2	192	9,20	38,1	0,95	0,20
3	426	20,41	599,2	14,91	1,41
4	641	30,71	2.744,2	68,27	0,28
5	89	4,26	71,2	1,77	0,80
6	82	3,93	70,8	1,76	0,86
7	55	2,64	58,5	1,46	1,06
8	125	5,99	100,9	2,51	0,81
9	38	1,82	9,5	0,24	0,25
TOTAL	2.087	100	4.019,40	100	1,12

CUADRO 1.8

CALCULO DE LA ENERGIA NO VENDIDA POR DAÑOS EN EL SISTEMA

NOMBRE DE LA SUBESTACION	RESUMEN GENERAL DE SUSPENSIONES					
	NUMERO	%	TIEMPO (HORAS)	%	ENERGIA NO VEN- DIDA	%
2	17	0,8	19,72	0,5	16515.2	0,12
3	155	7,4	193,93	4,8	439773.9	3,23
4	128	6,1	184,96	4,6	372291.1	2,73
6	55	2,6	116,80	2,9	367775.8	2,70
7	8	0,4	9,25	0,2	13138.6	0,10
8	34	1,6	100,20	2,5	390576.6	2,87
9	75	3,6	175,48	4,4	638405.9	4,68
10	99	4,7	256,99	6,4	789628.4	5,79
11	69	3,3	146,19	3,6	486336,3	3,57
12	85	4,1	167,40	4,2	705040.3	5,17
13	69	3,3	190,72	4,5	496743.0	3,64
14	77	3,7	170,62	4,2	566856.2	4,16
16	139	6,6	287,32	7,1	1509854.0	11,08
17	192	9,2	304,85	7,6	1030308.4	7,56
19	170	8,1	247,29	6,2	854445.5	6,27
Norte	104	5,0	114,20	2,8	1512210.0	11,09
Sur	207	9,9	659.87	16,4	1867869.0	13.70
Epiclachima	95	4,6	214,93	5,3	552726.0	4,06
Argelia	48	2,3	32,41	0,8	52136.3	0,38
Hospitalillo	24	1,1	36,27	0,9	82425.5	0,60
San Rafael	23	1,1	25,33	0,6	35451.4	0,26
Sangolqui	7	0,3	29,58	0,7	45841,6	0,34
Guangopolo	54	2,6	29,87	0,7	9472.3	0,07
Cumbaya	84	4,0	144,64	3,6	251095.9	1,84
Carolina	70	3,4	170,58	4,2	542906.9	3.98
TOTAL	2087	100	4019,40	100	13629825.0	100

TABLA 2.1

DISTANCIAS MINIMAS DE SEPARACION (DMS) PARA SUBESTACIONES

DMS PARA NIVELES BASICOS DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA INSTALACIONES EXTERIORES DE CA ⁺									
VOLTAJE NOMINAL (KV)	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (KV)	DMS A TIERRA PARA PARTES SOLIDAS		DMS ENTRE CONDUCTORES AEREOS Y TIERRA PARA SEGURIDAD DEL PERSONAL DENTRO DE LA S/E		DMS ENTRE CONDUCTORES Y CAMINOS DENTRO DE LA S/E		DMS ENTRE FASES (O PARTES ENERGIZADAS) PARA PARTES SOLIDAS, METAL A METAL	
		CM	PULGADAS	M	PIES	M	PIES	CM	PULGADAS
75	95	15	6	2,44	8	6,10	20	18	7
15	110	18	7	2,74	9	6,10	20	30	12
23	150	25	10	3,05	10	6,71	22	38	15
34.5	200	33	13	3,05	10	6,71	22	46	18
46	250	43	17	3,05	10	6,71	22	53	21
69	350	64	25	3,35	11	7,01	23	79	31
115	550	107	42	3,66	12	7,62	25	135	53
138	650	127	50	3,96	13	7,62	25	157	62
161	750	147	58	4,27	14	7,92	26	183	72
230	825	155	61	4,57	15	8,23	27	203	80
230	900	191	75	4,57	15	8,23	27	226	89
230	1050	211	83	4,88	16	8,53	28	267	105
230	1175	239	94	5,18	17	8,84	29	287	113
345	1300	264	104					297	117
500	1800	366	144					447	176

+ Referencias 5 y 6 Capitulo II

TABLA 2.2.
FACTORES DE CORRECCION POR EFECTO DE LA ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL
MAR PARA EQUIPO DE SUBESTACIONES⁺

ALTITUD		- - - FACTOR DE CORRECCION A SER APLICADO EN: - - -		
METROS	PIES	ESFUERZO DIELECTRICO	CORRIENTE NOMINAL	TEMPERATURA AMBIENTE
1.000	3.300	1.00	1.00	1.00
1.200	4.000	0,98	0.995	0.992
1.500	5.000	0.95	0.99	0.990
1.800	6.000	0.92	0.985	0.968
2.100	7.000	0.89	0.98	0.956
2.400	8.000	0.86	0.97	0.944
2.700	9.000	0.83	0.965	0.932
3.000	10.000	0.80	0.96	0.920
3.600	12.000	0.75	0.95	0.896
4.200	14.000	0.70	0.935	0.872

+ Tomado de: "Altitude Correction Factors for Substation Equipment",
Rural Electrical Administration, US Dept. of Agriculture.

TABLA 2.3
COMPARACION ENTRE VARIAS CLASES DE
ESTRUCTURAS DE ACERO⁺

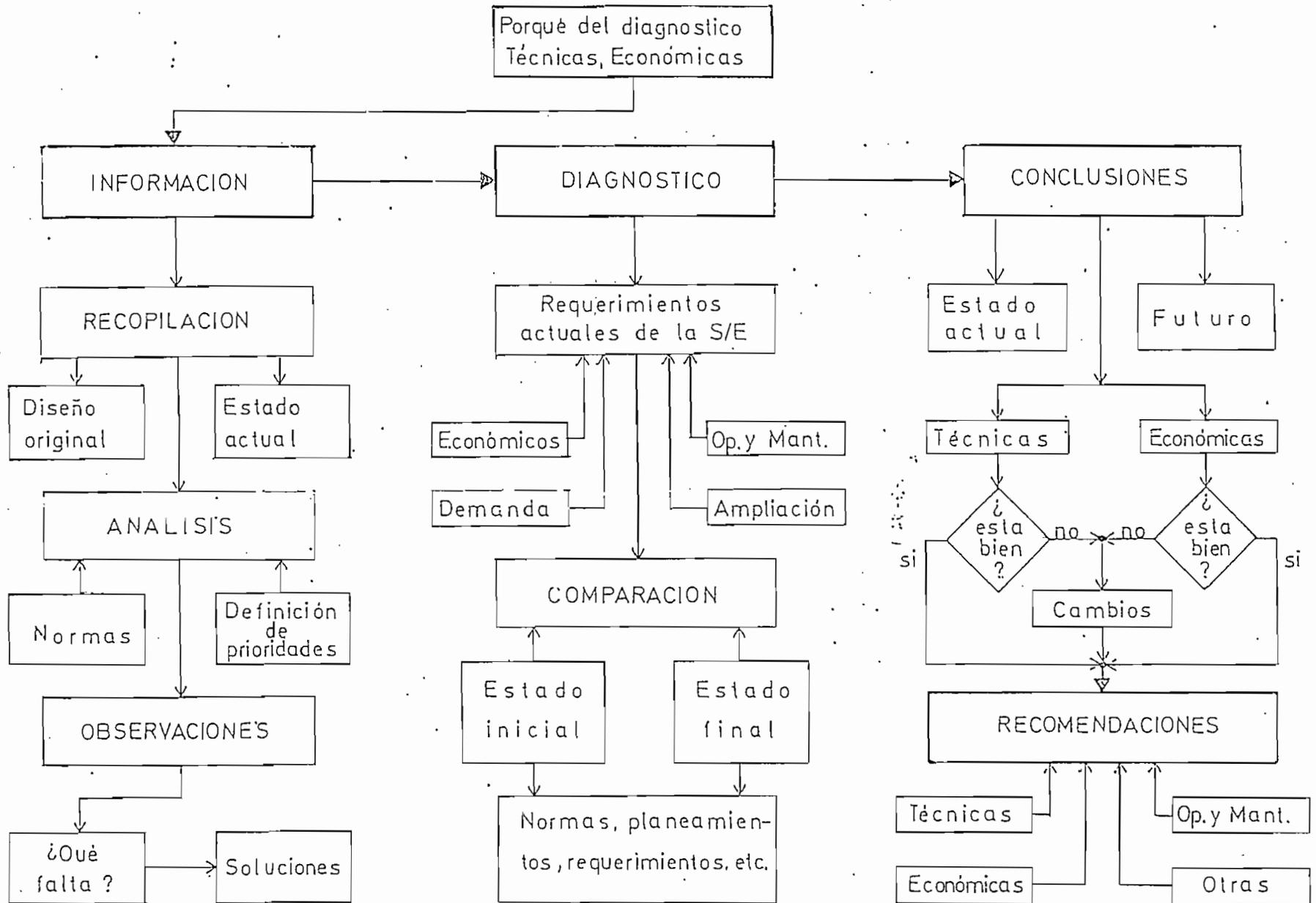
Clase de Estructura	Ventajas	Desventajas
Estructuras en Celosía.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Poco gasto de acero 2. Bajo costo de la estructura 3. Fundaciones mas baratas. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Grandes dimensiones 2. Gran superficie expuesta a la corrosión 3. Hay opiniones opuestas respecto a la apariencia estética.
Estructura de armaduras planas con rejillas no diagonales	<ol style="list-style-type: none"> 1. Apariencia estética 2. Pequeñas dimensiones de las patas 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Permite baja carga en la viga del porico 2. Mayor gasto de material respecto a la estructura en celosía.
Estructuras de caras planas	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mejor apariencia estética 2. Pequeñas dimensiones totales 3. Pequeña superficie externa expuesta a la corrosión 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Dificultades para galvanizar. 2. Imposible inspeccionar la anticorrosión en el interior de la estructura. 3. Costo mayor para la erección 4. Fundaciones costosas.

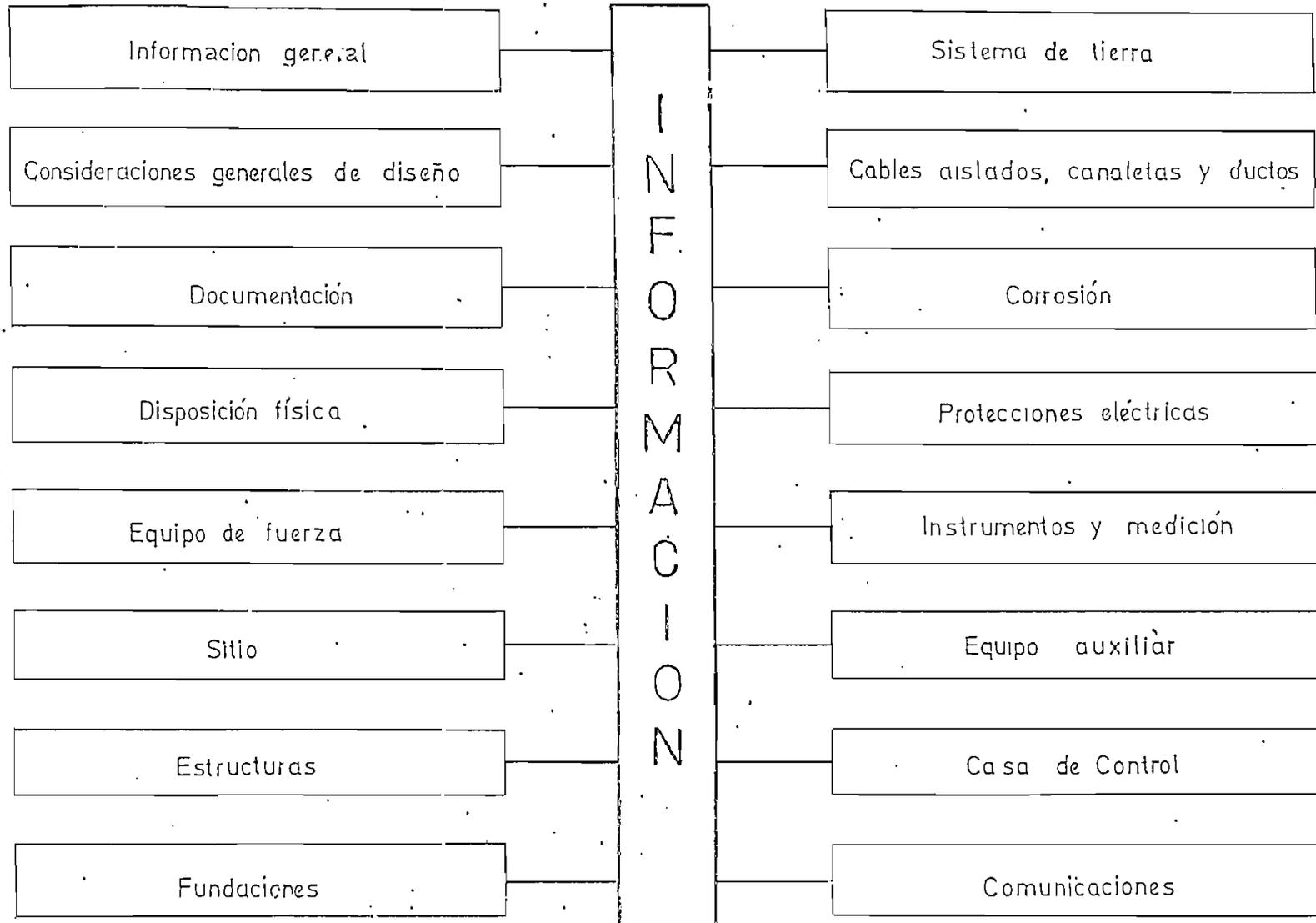
+ Referencia 10 Capítulo II

TABLA 2.4.
COMPARACION ENTRE VARIAS CLASES DE ESTRUCTURAS SOPORTE DE ACERO PARA EQUIPO Y AISLADORES⁺

Clase de Estructura	Ventajas	Desventajas
De perfiles para deslizamiento	1. Estructura simple	1. Alto gasto de material
Tubos redondos o cuadrados.	1. Apariencia estética 2. Sección recta limitada	1. Complicadas uniones de la estructura 2. No es posible inspeccionar en el interior para prevenir la corrosión. 3. Alto costo de la estructura.
En celosía	1. Gasto de hierro. 2. Costo bajo de la estructura	1. Objeciones a la apariencia estética. 2. Mayor trabajo para construir la estructura. 3. Mayor costo de mantenimiento en el caso de pintar las estructuras.

+ Referencia 10 Capítulo II



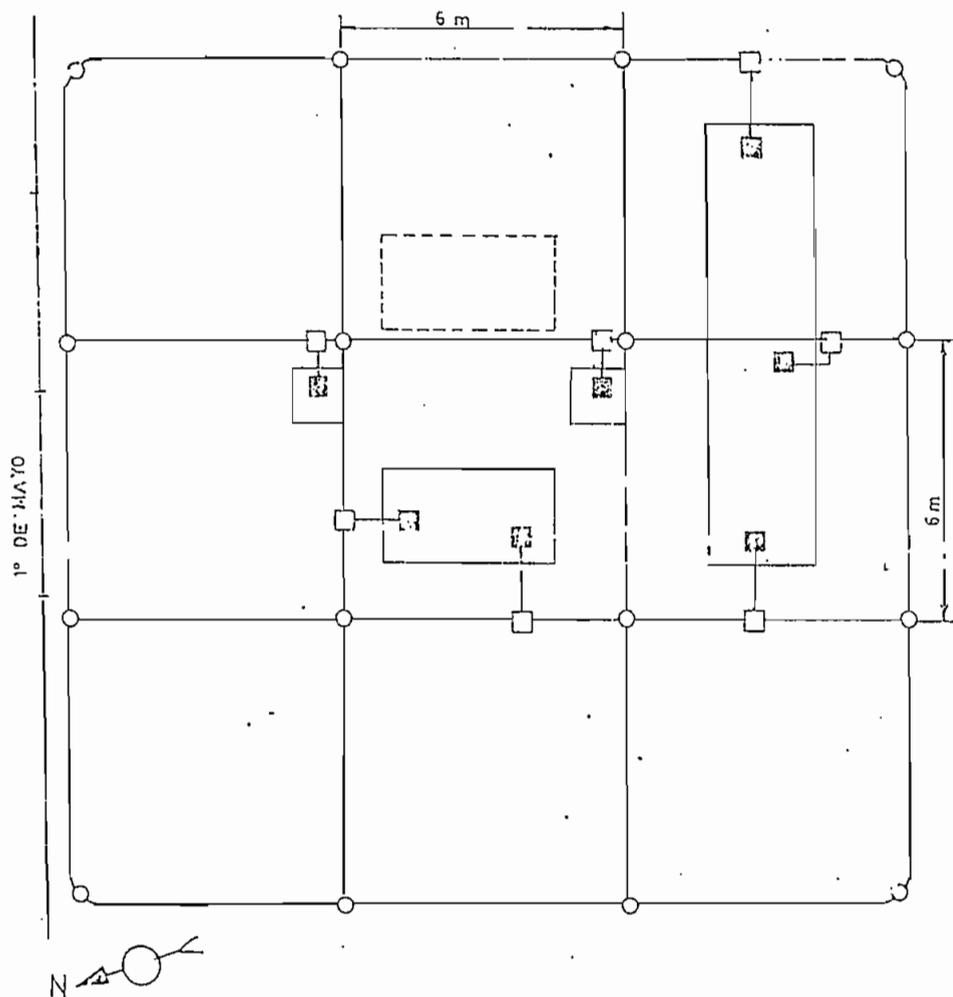


LISTA DE PLANOS

Diagrama Eléctrico Unifilar Actual del Sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A.	24
Plano Geográfico del Sistema de la EEQSA, Plan de 1979	25
Diagrama Unifilar de la Subestación Cuatro	26
Malla de Tierra de la Subestación Cuatro	27

FE DE ERRATAS

Lugar	se lee	debe decir
-página 4 2b)	... a 130 KV	... a 138 KV
-página 4 Apendice 2, Cuadro 1.3	Ubica	Ubicadas
-página 14 Apendice 2, Cuadro 1.7 Código 4 Frecuencia	0,28	4,28
-página 14 Apéndice 2 Cuadro 1.7 Total frecuencia	1.12	1.92
-página 11 párrafo 4, línea 1	Cuadro 1.6	Cuadro 1.7
-página 12 línea 3	...motivo de su- plir...	motivo de varias fallas pero habrá que hacer los es- tudios necesarios para suplir ...
-página 12 párrafo 2 línea 1	Cuadro 1.6	Cuadro 1.7
-página 14 Generación párrafo 3, línea 3	PME ⁺ de la	PME ⁺ , la ...
-página 3 Cuadro 1.2 Capacidad Hidráulica	COMPARADA	COMPRADA
-página 67 fórmula de Km	$\dots \left(\frac{D^2}{16nd} \right) \dots$	$\dots \left(\frac{D^2}{16hc} \right) \dots$
-página 68 Fórmula de Ks	$\dots \left(\frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \dots \right)$	$\dots \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \dots \right)$



CANTIDAD	SIMBOLOGIA	DESCRIPCION
16	○	Varilla de puesta a tierra con corrector
200 metros	—	Conductor de Cobre # 2/0 AWG
8	◻	Corrector a superficie plana
8	◻	Corrector en x para cable 2/0

NOTA: El conductor de la malla está a una profundidad de 60 cm bajo la cota de tierra.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL											
TESIS DE GRADO											
MALLA DE TIERRA SUBESTACION 4											
<table border="1"> <tr> <td>Alumno:</td> <td>LEONARDO...</td> </tr> <tr> <td>Profesor:</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>Fecha:</td> <td>...</td> </tr> </table>	Alumno:	LEONARDO...	Profesor:	...	Fecha:	...	<table border="1"> <tr> <td>Fecha:</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> </tr> </table>	Fecha:
Alumno:	LEONARDO...										
Profesor:	...										
Fecha:	...										
Fecha:	...										
...	...										

BIBLIOGRAFIA CITADA

AIEE Committee Report. "A Guide for Minimum Electrical Clearances for Standard Basic Insulation Levels". Trans. AIEE PAS, Vol. 13, June 1954.

AIEE Committee Report. "Minimum Electrical Clearances for Substations Based on Switching Surge Requirements". Interim Report, IEEE TPAS, Vol 82, December 1963.

AIEE Committee Report. "Guide to Safety Considerations in the Design of Substations". TPAS, June 1954.

AIEE Committee Report. "Application Guide on Methods of Substation Grounding". TPAS, April 1954.

Alarcón, Mario. Programa de Mantenimiento de Subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito. Quito, EPN. Tesis de Grado, 1979.

Applied Protective Relaying, Westinghouse, Section 8.

Cálculo de la Energía no Vendida por Daños en el Sistema, Año 1979. Despacho de Carga, EEQ.

Entrevista Ing. Roque Rodríguez, EEQ, Abril 1980.

Estrella, Bedoya, Diseño de la Subestación Tambo, EPN, 1975.

Informe N° EG-APL-1019. Oficina de Asesoría y Planificación, EEQSA, Septiembre 1976

Informe GG-PL-1044, Asesoría y Planificación, EEQ.

Jurado, Julio, Diagnóstico de la Subestación 11, CONLAT, Febrero 1977.

Nieto, Pinteño Manuel. Metodología del Trabajo Científico, PUCE, Quito, 1978.

NORMA ANSI C. 57.92.

NORMA ANSI C42-1941 Sección 35-40, 240.

Payne B.T. "The Economic Advantages of Standard Substations", AIEE Transactions, pt. III, Vol 77, April 1958.

"Proposed Recommended Practice for Maintenance, Testing and Replacement of large Stationary Type Power Plant and substation Lead Storage Batteries", T-PAS 71, Sep/Oct.

Rural Electrical Administration. US Department of Agriculture.
"Altitude Correction Factors for Substation Equipment".

Sanhueza Hernán. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia,
(Quito: EPN, 1974.)

Terán Ramiro. Selección y Protección de Esquemas de Barras en Sub-
estaciones a 230/130 KV, Aplicación a la Subestación Milagro,
Abril 1978, EPN, Tesis # 347.

Terneus, Rodrigo. Diseño de la Subestación Epiclachima, 1972 EPN
Tesis # 201.

Zoppetti Judez, Gaudencio. Estaciones Transformadoras y de Distri-
bución, Barcelona: Ed. Gustavo Gili, S.A., 1972.

BIBLIOGRAFIA ADICIONAL

- Stevens, "Substations Design Standards and Short Cuts, Save manpower",
Volume 76, 1957 part III PAS AIEE p. 627-632.
- "Design Standardization Methods and Techniques." IEEE PE Substations
Ctte. T-PAS, 64 Oct. 1029 - 1034.
- "Substations Determination of Economical Size." T-PAS 61, Oct. 633-670.
- "Substation One Line Diagrams." AIEE Committee Report, August, 1953.
p. 747.
- "Substation Transformer Loading. Evaluation Using Simulation Tech-
niques." T-PAS 64 April 411-421.
- "Substation Expansion, Reliability and Transformer Loading Policy"
Analysis." T-PAS 69 Aug. 1195-1205.
- "A Guide to Safety in Design of Substations." AIEE Ctte. Report, June
1954, p. 633.
- "The Economical Advantages of Standard Substations," April 1958, p. 145
AIEE.
- "Report on Lightning Arrester Applications for Stations and Substations."
AIEE Ctte. Report, 1957, p. 614-625.
- "Grounding Grids for High-Voltage Stations." AIEE. Aug. 1953 p. 799.
- "Distribution Substation and Primary Feeder Planning." AIEE June 1955,
p. 484.