

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO
EN LA ESPECIALIZACION DE POTENCIA DE LA ESCUELA POLITECNICA
NACIONAL

"CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS"

JAIME MARCELO NEIRA MOSCOSO

Quito, marzo de 1977

C E R T I F I C O :

Que el Sr. Jaime Marcelo Neira Moscoso, ha elaborado la presente tesis bajo mi dirección.



Ing. Víctor Orejuela L.
DIRECTOR DE TESIS

MI GRATITUD

Para todas las personas e instituciones, que colaboraron en la realización de esta Tesis; en especial al Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN), auspiciador de este trabajo, a la Empresa Eléctrica Cuenca, que me brindó - todas las facilidades requeridas; y al Ing. Víctor Orejuela por su valiosa ayuda como Director de Tesis.

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS

T E M A R I O

Prólogo

1.- INTRODUCCION

1.1.- Generalidades

1.2.- Importancia de la confiabilidad en el desarrollo de un Sistema

1.3.- La confiabilidad en nuestro medio

2.- SALIDAS DE SERVICIO EN UN SISTEMA ELECTRICO

2.1.- Causas, tipos y efectos de las salidas

2.2.- Estadísticas nacionales

2.3.- Estadísticas de otros países

3.- METODOS DE CALCULO DE LA CONFIABILIDAD

3.1.- Métodos aplicables a transmisión y subtransmisión

3.2.- Métodos que se aplican a generación

4.- CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACION DE LA EMPRESA ELECTRICA

CUENCA C. A.

4.1.- Características generales del sistema

4.2.- Método a emplearse

4.3.- Cálculo de la confiabilidad

4.4.- Aplicación a la planificación

5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- Necesidad de conocimiento de los sistemas

5.2.- Estudio de la confiabilidad, aplicación a nuestros sistemas

../....

6.- A N E X O S

6.1.- Glosario

6.2.- Cuadros estadísticos de salidas de servicio

6.3.- Bibliografía.

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS

TEMARIO DESARROLLADO

PROLOGO

1.- INTRODUCCION

1.1.- GENERALIDADES

1.1.1.- Definiciones de de Confiabilidad

1.1.2.- Historia de la confiabilidad

1.1.3.- Confiabilidad, Calidad y Seguridad

1.1.4.- Métodos para alcanzar confiabilidad

1.1.5.- Confiabilidad óptima

1.1.6.- La Confiabilidad en el servicio eléctrico

1.2.- IMPORTANCIA DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DE UN SISTEMA

1.2.1.- Desarrollo del Sistema

1.2.2.- Factores que inciden en el desarrollo

1.2.3.- Confiabilidad y desarrollo

1.3.- LA CONFIABILIDAD EN NUESTRO MEDIO

1.3.1.- Confiabilidad en el planeamiento y en los diseños

1.3.2.- Estadísticas

1.3.3.- Estudio de la confiabilidad en el Ecuador.

2.- SALIDAS DE SERVICIO EN UN SISTEMA ELECTRICO

2.1.- CAUSAS, TIPOS Y EFECTOS DE LAS SALIDAS

2.1.1.- Clasificación de las salidas de servicio

2.1.2.- Causas que las originan

2.1.3.- Efectos de las salidas de servicio

..../....

2.2.- ESTADISTICAS NACIONALES

2.2.1.- Estado actual y necesidades

2.2.2.- Empresa Eléctrica Quito S. A.

2.2.3.- Empresa Eléctrica del Ecuador S.A.

2.2.4.- Empresa Eléctrica Cuenca S.A.

2.3.- ESTADISTICAS DE OTROS PAISES

3.- METODOS DE CALCULO DE LA CONFIABILIDAD

3.1.- METODOS APLICABLES A TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

3.1.1.- Método de la tasa media de falla

3.1.2.- Método de la duración y frecuencia de salidas

3.1.3.- Procesos Markovianos

3.2.- METODOS QUE SE APLICAN A SISTEMAS DE GENERACION

3.2.1.- Método de la probabilidad de insatisfacción de demanda

3.2.2.- Método de la probabilidad de no suministrar energía.

3.2.3.- Otros métodos

4.- CONFIABILIDAD DE GENERACION DEL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA
CUENCA C. A.

4.1.- CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA

4.1.1.- Algunos detalles

4.1.2.- Parámetros

4.1.3.- Planos y esquemas

4.1.4.- Características de los equipos de generación

4.2.- METODOS A EMPLEARSE

4.2.1.- Descripción

4.2.2.- Razones para la selección de este método

4.2.3.- Utilidad de los resultados

4.3.- CALCULO DE LA CONFIABILIDAD

4.3.1.- Datos del Sistema

4.3.2.- Cálculo

4.3.3.- Análisis de los resultados numéricos

4.4.- APLICACION A LA PLANIFICACION

4.4.1.- Confiabilidad Futura

4.4.2.- Evaluación económica de pérdidas por salidas de servicio

5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- NECESIDAD DE CONOCIMIENTO DE LOS SISTEMAS

5.1.1.- Conocimiento de la zona de concesión

5.1.2.- Planos y características del sistema

5.1.3.- Estadísticas de operación

5.1.4.- Necesidades mediatas e inmediatas

5.1.5.- Planificación

5.2.- ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD, APLICACION A NUESTROS SISTEMAS

5.2.1.- Desarrollo cuantitativo y cualitativo equilibrados

5.2.2.- Criterio Económico-social de evaluación de la confiabilidad

5.2.3.- Necesidad de reserva estática y rotante

5.2.4.- Confiabilidad de líneas, subestaciones y redes

5.2.5.- Estudio de métodos adecuados de evaluación de la Confiabilidad

6.- A N E X O S

6.1.- GLOSARIO

6.2.- CUADROS ESTADISTICOS DE SALIDAS DE SERVICIO

6.2.1.- Datos de la CIER

6.2.2.- Datos del IEEE

6.2.3.- Otras estadísticas

6.3.- BIBLIOGRAFIA

P R O L O G O

Durante el último año de estudios, y en la materia de proyectos, se propusieron varios temas, sobre los cuales se podía trabajar, y de ser posible proyectarlos hacia un trabajo de tesis; escogí el presente tema, por haberme parecido importante estudiar la causa de las continuas suspensiones del servicio eléctrico en nuestras ciudades, y la forma de evitarlas.

En el desarrollo de la tesis, se enfocan aspectos generales de la Confiabilidad: se presentan métodos de evaluación de la misma, para diferentes subsistemas; se hace una aplica - ción a un sistema específico; y además se dan valores esta - dísticos nacionales y extranjeros, que espero sirvan para - futuros trabajos.

1.- I N T R O D U C C I O N

1.1.- G E N E R A L I D A D E S

1.1.1.- Definiciones de Confiabilidad.

En primer término, se tratará de visualizar y comprender cuál es el significado exacto y generalizado del término "Confiabilidad", sinónimo de "Fiabilidad"; pues sobre él gira todo este trabajo.

Auscultando las opiniones más autorizadas en este campo, se puede hacer un recuento de las diversas formas como puede ser definida la Confiabilidad:

- Es la probabilidad de que un aparato se comporte satisfactoria - mente, durante el tiempo requerido. *0-*
- Es la propiedad de un sistema, de cumplir las funciones prefija- das, mantener sus índices de explotación dentro de los límites establecidos, para regímenes y condiciones de trabajo dados, du- rante el intervalo de tiempo requerido. (A01) *0/*
- Es la probabilidad de que un artefacto cumpla las funciones a él asignadas, en un intervalo de tiempo especificado, bajo condicio- nes establecidas. *0/*
- Es la probabilidad de que un sistema cumpla su propósito adecua- damente, durante el tiempo deseado, en las condiciones de opera- ción en que se encuentra (LO1). *0/*

En general, se puede decir que todas estas definiciones, y otras

...../.....

que se pueden dar, expresan en el fondo lo mismo, y contienen factores de apreciación iguales, como son:

- . Probabilidad.- Número de veces de un total, en que funciona bien.
- . Cumplimiento adecuado.- Se debe definir, qué se considera adecuado.
- . Tiempo.- El que se espera que trabaje con ese grado de confiabilidad.
- . Condiciones de operación.- Las que afectan el buen funcionamiento.

Para generalizar, durante todo este trabajo se preferirá usar el término "sistema", que según la Real Academia de la lengua significa: "Conjunto de cosas, que ordenadamente relacionadas entre si, contribuyen a determinado objeto".

NOTA: Las definiciones de los términos más importantes, que se usan en el curso de este trabajo, pueden encontrarse en el GLOSARIO (Anexo 5.1).

1.1.2.- Historia de la Confiabilidad

Aunque las exigencias de confiabilidad se han presentado desde siempre, y se han ido incrementando con el correr de los años; el estudio mismo de este campo, tiene un origen relativamente nuevo, pues debe su concepción a la sofisticación y automatización cada vez crecientes de los equipos y sistemas, principalmente electrónicos, los cuales por su alto número de componentes, y su configuración topológica relativamente simple, permitieron desarrollar métodos generalizados de aná-

lisis. .

Su importancia empieza a ser reconocida durante la segunda guerra Mundial, cuando Pieruscka, pone énfasis en la confiabilidad de las V1 y V2 alemanas (L07); y los aliados sienten los problemas de la falta de confiabilidad, principalmente en el ámbito de las telecomunicaciones. Estudios e informes revelados al finalizar el conflicto, aportaron datos valiosísimos sobre los problemas que habían ocasionado los equipos debido a su bajo índice de confiabilidad: sólo un 25% de los equipos de comunicación estaban operables en un determinado instante, ³⁴ el resto estaba en reparación; desde el punto de vista económico, según cálculos, el costo de reparación y mantenimiento de cada aparato, había representado más de 10 veces su costo original (L01) ^{OK}. Estos y otros datos sirvieron para impulsar investigaciones posteriores: se normalizaron las características de confiabilidad que debían reunir los tubos de vacío; se comenzó a investigar y hacer pruebas en laboratorio y se crearon comités para el estudio de la confiabilidad. ^{OK}

En nuestros días, se habla ya de ingeniería de confiabilidad, y los cursos de postgrado sobre este tema, son más solicitados y numerosos cada vez, siendo los más interesados en ellos, los ingenieros eléctricos y electrónicos. Todo esto se debe a que, los instrumentos, aparatos y sistemas son tan complejos, caros y necesarios; que se hace indispensable un alto grado de confiabilidad de los mismos, para evitar riesgos de mal funcionamiento, pues si al momento en que se les requiere, fallan, no sólo se producen pérdidas económicas, sino en muchos casos, problemas de tipo humano. Esto da lugar, a que en todas las ramas de la ingeniería,

se procure tener gran confiabilidad en los sistemas, equipos y procesos necesarios. Todas las instituciones científicas, de la especialidad que sean, tienen comités encargados de investigar, estudiar y difundir los tópicos referentes a la confiabilidad.

1.1.3.- Confiabilidad, Calidad y Seguridad.

A simple vista, se puede pensar que calidad y confiabilidad, de un equipo, o en general de un sistema, es lo mismo; o que una de ellas es parte de la otra, pero en realidad, se debe más bien considerar cada una como un complemento de la otra, y a su vez, a ambas como complementos de un concepto mayor que es la seguridad.

Este criterio será el que rija en este trabajo, aunque se debe notar que existen autores que consideran a la confiabilidad como un resultado de la disponibilidad y la seguridad del sistema.

Según Jurau J.M., "Calidad es el grado de aptitud para el uso, que presenta el producto".

"La Calidad de un componente, equipo o sistema, es el grado en que se ajusta a las especificaciones aplicables, y a las normas de diseño y construcción".

Comparando la definición anterior, con las dadas para la confiabilidad, se nota que existe una marcada diferencia, pues mientras la confiabilidad se define en base a los cuatro factores indicados, la calidad depende de la semejanza a un modelo dado por normas y especificaciones, que son diferentes según sea el elemento o equipo en consideración, la diferencia primordial es con respecto al factor tiempo, el cual en la

definición de calidad no interviene, en cambio en la definición de confiabilidad es básico.

En un proceso industrial por ejemplo, la calidad está dada por el número y tipo de defectos que se encuentran en las muestras.

En todo caso, la experiencia muestra que la buena calidad de los elementos de un sistema, es un factor importantísimo para alcanzar la confiabilidad del mismo; y así mismo, la confiabilidad de un sistema es la base para garantizar la calidad del producto por él elaborado.

Por tanto, en un sistema con elementos de buena calidad, y un alto grado de confiabilidad, se tendrá la seguridad de que cumplirá sus objetivos sin problema.

En un sistema eléctrico, se puede hablar de " calidad de la energía eléctrica ", o sea, de la forma en que el producto entregado (KWH) se ajusta a las normas de voltaje, frecuencia y forma de onda. Se podría también mentar la " Calidad del servicio de energía eléctrica ", o simplemente " calidad de servicio ", la cual, a más de tomar en cuenta la calidad de la energía en sí, considera la continuidad del servicio, y la satisfacción de la demanda.

Para tener todas las características deseables en el suministro, se requiere un sistema eléctrico con alto grado de confiabilidad.

1.1.4.- Métodos para alcanzar Confiabilidad.

a.- En algunas obras de ingeniería, el factor de seguridad que se emplea : es tan alto, que la confiabilidad queda más que garantizada;

..../....

pero hay otras en que, por falta de datos, problemas de costo, peso, volumen, etc., es casi imposible diseñar con seguridad absoluta; en esos casos se usan varios métodos para tratar de asegurar la confiabilidad:

-Diseño.- Es la forma más poderosa y sencilla de mejorar la confiabilidad de un sistema, y si se lo hace en forma juiciosa y razonada, las fallas que pueden producirse y los daños que estos pueden ocasionar, se minimizarán; además, se debe aumentar la asequibilidad; con lo cual, el tiempo medio de reparación necesario, disminuye. Un buen diseño debe también asegurar tolerancias tales, que permitan el normal funcionamiento del sistema, con un elemento de repuesto.

Uno de los métodos de diseño más usado para mejorar la confiabilidad es el conocido como redundancia, que consiste en usar más elementos de los necesarios, para realizar una labor; de forma que si uno falla, hay otros listos a remplazarlo totalmente, o a suplirlo satisfactoriamente durante un tiempo prudencial.

Se puede tomar como ejemplo de redundancia, la doble llanta de un camión; que asegura la movilidad del mismo, en forma aceptable, durante un período de emergencia producido por el daño de una de ellas.

Este método se ve limitado por razones de costo, y lo que se hace es buscar un punto de equilibrio, entre costo, y grado de confiabilidad requerido, en concordancia con la importancia del sistema, y las pérdidas que ocasionaría una falla del mismo.

-Mantenimiento.- Debe ser hecho concienzudamente, y de acuerdo a un programa previamente elaborado, para así asegurar la confiabilidad permanente del sistema. En los últimos tiempos, se da gran importancia, a la " mantenibilidad " de los equipos, o sea, a la faci -

lidad que brindan para su mantenimiento y reparación, y a la rapidez y sencillez con que pueden ser removidos y remplazados sus elementos.

- Control.- Debe abarcar pruebas periódicas o permanentes de las condiciones de operación de los componentes del sistema, para comprobar que no sobrepasen sus capacidades de trabajo, y predecir las fallas que pudieran ocurrir en ellos.

Edad de los Elementos.- Todo equipo, según estudios estadísticos, tiene tres períodos distintos dentro de su vida útil, en cada uno de los cuales, las probabilidades de falla son distintas: período inicial o infantil, en el cual, por posibles errores de fabricación, la probabilidad de falla es alta; el período medio o de operación, en el cual baja la probabilidad de falla; y el último período o edad adulta, en el cual, aumenta en forma cada vez más pronunciada la probabilidad de falla, por vejez.

El método en sí, consiste en acelerar intencionalmente el envejecimiento del equipo, con la finalidad de hacer que llegue al período de operación normal, antes de ser instalado; esto se consigue mediante repetidas maniobras de funcionamiento, la segunda parte del método consiste en detectar estadísticamente la finalización del período medio, para remplazar el elemento.

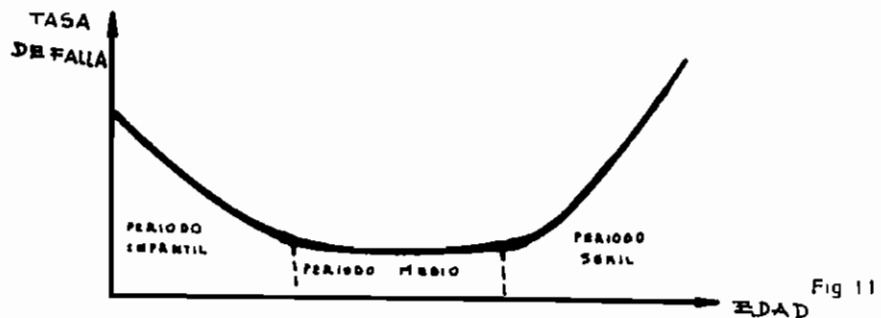


Fig. 11.- Curva típica de probabilidad de falla.

20
b.- A más de las técnicas antes mencionadas, y ya específicamente en el campo de los sistemas eléctricos, se tienen muchas recomendaciones, para aumentar la fiabilidad de los mismos; podemos enumerar los siguientes:

- Generación suficiente.- Con una capacidad instalada, que a más de cubrir la demanda máxima, tenga una reserva aceptable (LLO). Adicionalmente, los programas de generación, a más de considerar el criterio de despacho económico de carga, deben mantener una reserva rotante apropiada.

- Mantenimiento en caliente.- La mayor parte de las desconexiones programadas, que se realizan en líneas de transmisión, y en distribución primordialmente; pueden eliminarse, haciendo los trabajos de mantenimiento y reparación con las líneas energizadas. Se debe encontrar un punto de equilibrio, entre las pérdidas que las desconexiones ocasionan a la Empresa, por energía dejada de vender, y el costo del equipo y de la preparación del personal, para trabajar en caliente.

- Factores de diseño.- Dar margenes de seguridad adecuados a los sistemas que se diseñan; escoger un apropiado espaciamiento entre conductores; especificar tipo adecuado y número suficiente de aisladores; instalar cables de guarda y pararrayos en las líneas (Según Cleveland Electric Illuminating Co., instalando un pararrayos cada cuatro postes, en líneas de 33 KV, se han obtenido mejores y más e-

conómicos resultados que poniendo cables de guarda (A41).

- Uso de reconectores.- Por el hecho de que un gran número de salidas de servicio, son debidas a descargas atmosféricas, o a roces momentáneos entre líneas o con objetos extraños; se consigue que no produzcan interrupciones de servicio, instalando reconectores automáticos a los extremos de las líneas.

- Topología de barra y líneas.- El esquema de barras que se escoge en las S/Es, el tipo de líneas (simples o redundantes), y la configuración de la red de distribución, influyen grandemente en el grado de confiabilidad del sistema.

1.1.5.- Confiabilidad Optima.

Desde el punto de vista teórico, lo ideal, y realmente óptimo sería que todos los sistemas brinden un 100% de confiabilidad, durante todo el tiempo; mas, en la práctica esto no es posible, debido a limitaciones de volúmen, peso, complejidad, y principalmente económicas; que obligan a que, en ingeniería, se acepten índices de confiabilidad menores a la unidad, que representen un punto de equilibrio entre todos los factores antes señalados y la seguridad requerida, que debe concordar con la importancia del sistema, su costo inicial, y las pérdidas que ocasionarían sus fallas.

En base a técnicas probabilísticas, y a estudios estadísticos, se predice la confiabilidad que tendrá el sistema; durante la operación se recolectan datos que sirvan para determinar la medida en que ha sido confiable el mismo; y por último, se evalúa la confiabilidad, compa -

rando lo predicho con lo medido. Las medidas más comunes de confiabilidad son: número de fallas por unidad de tiempo, y probabilidad de supervivencia después de cierto tiempo.

El análisis de la confiabilidad, se debe hacer, para asegurarse de que el sistema cumplirá con un cierto grado de calidad su cometido, el cual debe ser claramente descrito. El fin de un sistema eléctrico, es proveer de energía a todos y cada uno de los usuarios, al momento y en la cantidad en que ellos la requieran; y por tanto, se debe optimizar la confiabilidad del sistema, proveyéndolo de capacidad suficiente de generación, manteniendo una reserva en giro aceptable y eliminando en cuanto sea técnica y económicamente factible, las desconexiones y salidas de servicio en transmisión y distribución.

Se podrá afirmar que un sistema tiene un grado óptimo de confiabilidad, cuando el abonado esté satisfecho con el servicio que recibe; esto es, desgraciadamente, lo que no sucede en nuestro medio.

1.1.6.- La Confiabilidad en el Servicio Eléctrico.

La energía eléctrica, es un servicio indispensable, no sólo para el desarrollo industrial y económico en general de un país, sino principalmente para la elevación del nivel de vida de los pueblos.

El desarrollo de la infraestructura eléctrica de un estado, es usado muchas veces como un indicador del nivel de progreso por él alcanzado.

Si se acepta que la generación y distribución de energía eléctrica, son procesos industriales, cuyo producto es el KWH; se debe tam-

bién estar de acuerdo en que este producto, con mayor razón que otros bienes o servicios, debe reunir ciertas características mínimas de calidad y seguridad.

Desde que se comenzaron a instalar los primeros generadores, y a tender las primeras líneas de distribución del fluido eléctrico; fue fundamental preocupación de los que hacían ese trabajo, asegurarse de que en todo momento podrían vender la mayor parte de su producto; y a su vez, los clientes que iban a usar la energía eléctrica, querían tener la garantía de poder gozar del servicio, al momento que lo necesitaran.

Esta preocupación, aumentó, especialmente de parte de los clientes, con la industrialización, pues aunque ésta en sus principios usaba otras fuentes de energía, poco a poco, ha ido prefiriendo la energía eléctrica.

En la actualidad, en casi todos los países del mundo, incluidos los latinoamericanos, las empresas eléctricas, sean públicas, semipúblicas o privadas; se preocupan cada día más, de estudiar todo lo referente a la confiabilidad de los sistemas que operan, desarrollando técnicas probabilísticas, modelos matemáticos de simulación, y procedimientos para medir y evaluar la seguridad del suministro eléctrico.

Muchos trabajos de este tipo, han sido publicados en los últimos años por la I.E.E.E, por la comisión de integración eléctrica regional (CIER), por A.I.E.E, CIGRE, y varias instituciones más; una gran cantidad de libros que desgraciadamente no han llegado a nuestro medio, tratan el tema desde todos los ángulos, cada día se encuentra nueva literatura al respecto; en definitiva, es un campo amplísimo que recién comienza a desarrollarse en nuestro medio.

1.2.- IMPORTANCIA DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DE UN SISTEMA

1.2.1.- Desarrollo del Sistema.

Todo sistema tiene un objetivo específico, y se desarrolla en la medida en que cumple adecuadamente ese objetivo.

Una compañía eléctrica tiene como meta, proporcionar servicio de energía, en las mejores condiciones, a todos los habitantes de su zona de monopolio operacional; y por tanto, los esfuerzos de la empresa que administra el sistema en mención, deben estar dirigidos a la consecución de este fin.

El desarrollo de un sistema eléctrico puede ser cuantitativo y/o cualitativo: una empresa que extiende las líneas de su sistema hacia todos los sectores poblados de su zona de concesión, sin mayor consideración a las condiciones del servicio que brindará, se está desarrollando cuantitativamente; una empresa que trata de mejorar la calidad del servicio que proporciona a sus usuarios actuales, experimentará un desarrollo cualitativo. Un desarrollo, completo y armónico sólo se dará, cuando a más de proveer de servicio a un número creciente de abonados, se mejoren las condiciones de entrega de energía a todos los usuarios.

1.2.2.- Factores que inciden en el desarrollo.

El grado de cultura y las ansias de superación de los habitantes de la zona, son aguijones que impulsan el progreso de la empresa eléctrica que los sirve.

- Una administración eficiente y ágil, que en base a conocimiento profundo de la realidad del sector; determine los objetivos a corto y largo plazo, planifique, organice el recurso humano, diriga y controle el proceso de expansión y mejoramiento del sistema.
- Un departamento técnico, dinámico y actualizado, que se preocupe no sólo de la conservación de lo existente, sino también del crecimiento y modernización del sistema que opera.
- Un departamento estadístico, que recopile, procese y analice los datos de operación del sistema; para ponerlos a disposición del departamento técnico, y de la administración; los cuales podrán con ellos evaluar el funcionamiento del sistema, y planificar las correcciones que deben introducirse para su mejoramiento.
- El factor económico es, en la mayor parte de los casos, la traba principal que encuentran las empresas eléctricas en su empeño por impulsar el desarrollo de los sistemas que operan.

Por ser el servicio eléctrico, un servicio básico, y por tanto de monopolio natural, el estado está en la obligación de hacer la inversión inicial, para poner en marcha la industria eléctrica, hasta el punto en que tenga la capacidad económica de autoabastecerse, por medio de un pliego tarifario, que basado en la realidad económica de la empresa y del medio, pueda proporcionar utilidades tales, que reinvertidas aseguren el desarrollo continuo del sistema.

Muy en cuenta debe tenerse el control y reducción de pérdidas de potencia y energía, debidas a características eléctricas del sistema,

y en alto grado a aprovechamiento ilícito de usuarios inmorales.

✓ La falta de confiabilidad del servicio eléctrico, afecta grandemente el desarrollo de un sistema, pues produce pérdidas económicas debidas a: Disipación de energía en los puntos de falla, energía dejada de vender por salidas de servicio, e indirectamente, disminución de la confianza en el servicio eléctrico por parte de los usuarios, lo cual ocasiona ahuyentamiento de posibles nuevos abonados (Ej: Industrias), lo cual, a más de restar ganancias potenciales a la empresa, afecta directamente el progreso general del sector.

Este punto, se tratará de profundizar y cuantificar en el capítulo 4 de este trabajo.

1.2.3.- Confiabilidad y Desarrollo.

Como se ha visto, el desarrollo cualitativo, es el que mejora las condiciones de entrega del servicio de energía eléctrica; interpretándose como condiciones de entrega, a las características técnicas y de seguridad que tiene la energía vendida. Por otro lado, se definió la confiabilidad de un sistema eléctrico, como la probabilidad de que éste cumpla adecuadamente su propósito, durante el tiempo deseado, en las condiciones de operación en que se encuentra; el propósito del sistema en mención, es entregar energía eléctrica de buena calidad a los usuarios.

En el punto 1.2.2., se analizó la influencia económica de la confiabilidad en el desarrollo del sistema, y se vio que al aumentar el grado de confiabilidad, hasta un punto económicamente equilibrado, aumentaban

los ingresos de la Empresa.

En definitiva, el desarrollo cualitativo, aumenta el índice de confiabilidad del sistema, lo cual produce mayores recaudaciones, que a su vez, ayudan a incrementar el proceso de desarrollo, generándose un ciclo muy beneficioso.

Por tanto, debe ser grande la preocupación de las empresas eléctricas, por estudiar el problema de la confiabilidad de los sistemas que operan; y por aumentar el grado de confiabilidad de los mismos.

1.3.- LA CONFIABILIDAD EN NUESTRO MEDIO

1.3.1.- Confiabilidad en el Planeamiento y en los diseños.

Hasta hace pocos años, la industria eléctrica nacional estaba manejada exclusivamente por las empresas eléctricas; la mayoría de las cuales, en forma individual y aislada, y a medida de sus reducidas posibilidades, daban soluciones particulares a los problemas energéticos de sus respectivas regiones. Estas soluciones, debido a la estrechez económica de las empresas, y a la falta de planificación adecuada, que permitiera evaluar varios proyectos y escoger el mejor, fueron siempre inmediatas y parciales, por lo cual, las características técnico-económicas de las mismas, no fueron las necesarias para mantener un índice de confiabilidad adecuado a medida que se expandían los sistemas.

En la actualidad, desde la creación de INECEL, esta situación ha cambiado un tanto, pues teniendo el Instituto mayor capacidad económica y técnica, y siendo el encargado de la planificación, construcción y operación del Sistema Nacional Interconectado; se han empezado a plani-

ficar soluciones definitivas con sentido nacional, estando ya algunas en fase de diseño o construcción. Desgraciadamente, por la falta de experiencia, por los inevitables errores del principiante, por las imprevisiones iniciales, por la variabilidad de sus ingresos, los cuales no han sido iguales a los esperados, y por otros factores que no viene al caso analizar, las ejecuciones están en la actualidad bastante alejadas de los planes; en cuanto al tiempo especialmente, pero debe esperarse que esta situación mejore en el futuro con la colaboración de todos.

Se debe anotar, que en los estudios y diseños que se realizan en la actualidad en INECEL, se están incluyendo análisis de la confiabilidad de líneas y subestaciones (L08), (L18).

En definitiva, se nota día a día una preocupación mayor de parte de INECEL, y también de las empresas eléctricas, por planificar y diseñar las obras a realizarse en el futuro, aplicando criterios de seguridad.

Es de esperar que a corto plazo, todos los sistemas eléctricos del país, alcancen un grado aceptable de confiabilidad, para así brindar a los usuarios un eficiente servicio.

1.3.2.- Estadísticas.

Para operar, mantener y desarrollar un sistema eléctrico, es indispensable tener un conocimiento claro, exacto y permanentemente actualizado, de su constitución, sus virtudes, sus defectos y condiciones de operación; para esto, a más de mantener un archivo actualizado de planos y realizar estudios de flujo de carga, cortocircuitos y estabilidad; es indispensable mantener estadísticas de la región y de la evolución y com-

portamiento del sistema, para en base a ellos, planificar y diseñar las mejoras, cambios y expansiones del mismo, en relación con las necesidades de la zona.

Por desgracia, en nuestro país, muy poca importancia se ha dado en todos los ramos a la estadística, y a ello se debe el desconocimiento total de nuestras necesidades y problemas, y de nuestras posibilidades. El campo eléctrico no es una excepción, y dentro de todos los entes ocupados en electrificación, se ve en mayor o menor grado, la falta de conocimiento preciso y cuantificado de la realidad en que se desenvuelven.

Los datos estadísticos más difíciles de conseguir en nuestras empresas eléctricas, pues parece que son considerados de poca importancia, son precisamente los datos de fallas y salidas de servicio de los elementos del sistema, pues aunque tal vez existe la información pertinente, está despertigada, y por tanto inservible; por esta razón, muy poco se ha podido conseguir al respecto, como se verá en el capítulo siguiente.

Sería aconsejable que se mejore esta situación dentro de las empresas eléctricas, para que con mejor conocimiento de causa, puedan planificar su futuro.

1.3.3.- Estudio de la Confiabilidad en el Ecuador.

En realidad, muy poco se ha hecho al respecto en el país hasta la fecha: recién en 1974, se dicta un seminario en la Escuela Politécnica Nacional, sobre " Métodos probabilísticos aplicados a sistemas eléctricos de potencia " (L09); luego, se realiza una reunión del I.E.E.E, en Quito, en la que se expone un trabajo denominado " Power System planing

and interconnections" (A09), en el cual se toca someramente el problema de la confiabilidad; en INECEL se comienzan a hacer estudios de la confiabilidad de las líneas de transmisión, y de los esquemas de barras de las subestaciones a construirse; y paralelamente se dictan algunas charlas al respecto (A44); en 1975, se realiza para el Banco Mundial, un estudio parcial de la confiabilidad del sistema de generación de la Empresa Eléctrica Quito (A17); en 1976, se presenta un trabajo en el segundo Simposium de Electrificación Rural, titulado " Análisis de confiabilidad de las líneas de transmisión " (L08), que es prácticamente el primero que toca directamente el tema; en ese mismo año, y dentro de la materia de subestaciones, dictada en el 10^o semestre de Ingeniería Eléctrica de Potencia en la EPN, se analiza el problema de la confiabilidad en las Subestaciones; también sobre confiabilidad en subestaciones, Inecel publica ese año un estudio. (L18.)

Todo esto se debe en su mayor parte, a que nuestro país está en materia de electrificación tratando de desarrollarse cuantitativamente; pero este proceso debe ir acompañado de un desarrollo cualitativo adecuado.

2.- SALIDAS DE SERVICIO EN UN SISTEMA ELECTRICO

Un sistema eléctrico de potencia está compuesto por varios subsistemas: Generación, transmisión, transformación, distribución, etc.; Cada uno de los cuales está formado por varios componentes. La desconexión de un componente del sistema, se denomina salida de servicio.

2.1.- CAUSAS, TIPOS Y EFECTOS DE LAS SALIDAS.

Toda desconexión tendrá su causa primigenia definida y producirá determinados efectos en el sistema.

2.1.1.- Clasificación de las salidas de servicio.

La falla o desconexión de un elemento del Sistema, puede o no producir, una suspensión de servicio a los abonados. Dependiendo de esto, se puede hacer una primera clasificación.

Otra diferencia entre salidas, reside en el hecho de que pueden ser programadas o forzadas (ver glosario).

Una tercera y más extensa tipificación, puede hacerse en relación con la parte del sistema en la cual se produce la desconexión (generación, transmisión, distribución, etc.), en cada una de las cuales, pueden también clasificarse las fallas de cada una de las partes constitutivas y de sus elementos.

Una última y muy importante clasificación de las salidas de servicio, se la hace, en base a las causas primigenias, que dan origen a las mentadas desconexiones.

2.1.2.- Causas que las originan.

Aparte de las desconexiones que se efectúan para mantenimiento preventivo o correctivo, en cada una de las partes principales del sistema, existen causas definidas, que producen desconexiones imprevistas de uno o más elementos de esa parte del Sistema, y aún de elementos de las otras partes.

En el Subsistema de generación, que puede considerarse el más importante, se tienen salidas de servicio debidas a: Falta de energía primaria (agua en las centrales hidráulicas y combustible en las térmicas); problemas en el sistema de alimentación de la máquina motriz (especialmente en la instalación de aducción de las centrales hidroeléctricas); fallas mecánicas internas del equipo motriz (cojinetes, etc.); daños mecánicos o eléctricos internos de los alternadores (rodamientos, aislamientos, etc.); y por último, salidas de generadores debidas a problemas del resto del sistema: Fenómenos atmosféricos, sobrevoltajes o sobrecorrientes excesivas y problemas de estabilidad transitoria.

En las líneas, los problemas más comunes se deben a descargas atmosféricas; aunque no se pueden olvidar otros factores como cortocircuitos ocasionados por objetos extraños, rotura o roce de líneas, fallas de aisladores o soportes, sobrecargas y sobrevoltajes.

En las subestaciones se tienen fallas: en los equipos de transformación y seccionamiento, por vejez, falta de mantenimiento o causas externas; en los montantes, barras, etc., por problemas mecánicos o atmosféricos; pero, por ser la subestación un subsistema estratégico, se tratan de obviar casi todos los problemas anteriores, con configuraciones de barras más complejas, y por ende más confiables.

2.1.3.- Efectos de las salidas de servicio.

En la mayoría de los casos, la salida de servicio de un elemento produce insatisfacción de demanda, lo cual da como resultado, molestias y problemas económicos para el cliente; pero principalmente, pérdidas por energía dejada de vender, por costos de reconexión y por el consecuente desprestigio para la Empresa.

Como se había dicho, hay salidas de servicio de equipos, que pueden no producir insatisfacción de demanda; por ejemplo: salida de un generador de una central, siempre que inmediatamente su carga sea tomada por el resto de máquinas; desconexión de una línea de transmisión que trabaje en redundancia con otra que la reemplaza durante la emergencia; desconexión de uno de los tramos del anillo de Subtransmisión de una Ciudad; Daño de una barra en una Subestación que tiene esquema de doble barra; Salida de un transformador monofásico, que forma un banco trifásico, el cual puede continuar trabajando en Δ abierta; desconexión de un ramal de una red mallada; etc. En todos estos casos, se ve que la configuración y características del Sistema, son tales, que aseguran el cumplimiento efectivo de su misión, a pesar de la falla de algún componente; por tanto, es un sistema confiable. De cualquier manera, este tipo de salidas, deja al Sistema en un estado transitorio bastante difícil, pues si durante el tiempo que dura la reparación o reconexión del elemento afectado, se produce otra falla en algún elemento del Sistema, la probabilidad de no satisfacer la demanda, es mucho mayor que la que se tendría si el elemento en reparación estuviera en servicio; esto significa que la salida de un elemento, así no ocasione insatisfacción de demanda, pro

duce en el Sistema una disminución de su grado de confiabilidad, y por tanto, pérdidas potenciales; a más de los gastos en reparación o reconexión.

Otros efectos secundarios de las salidas de servicio pueden ser; sobrecargas en los elementos alternos y posible salida de los mismos por esa causa, o de otros por inestabilidad del Sistema; todas esas salidas, pueden llegar a causar, una falla total del Sistema, debido a desconexiones en cadena.

2.2.- ESTADÍSTICAS NACIONALES.

2.2.1.- Estado actual y necesidades.

Tanto en Inecel como en las empresas eléctricas, la información estadística, y los datos necesarios para el conocimiento cabal de las características constitutivas y de operación de los sistemas; o no existen o se los tiene desperdigados y en forma poco accesible y aprovechable.

Los únicos datos, que se los ha tratado estadísticamente, son los referentes a abonados, demanda, carga, y otros relacionados con la zona de monopolio.

La información acerca de la operación, mantenimiento y condiciones anormales de los elementos, y del Sistema en general; si se los tiene, están en forma de libros de vida, órdenes de trabajo, informes de fallas, y otras formas; de las cuales muy pocas veces, se extraen resúmenes, con información que sea realmente útil para enmendar los errores, determinar los elementos y equipos que constituyen puntos neurálgicos del Sistema,

y planificar el mantenimiento y la operación para el futuro.

Por tanto, se nota la urgencia con que las empresas eléctricas deberían comenzar a implementar sus departamentos de estadística, para que sirvan como auxiliar efectivo en el mejoramiento de los sistemas. En cuanto a datos sobre salidas de servicio, se deberían llevar libros de vida de todos y cada uno de los elementos más importantes del Sistema; de esos libros a su vez, se deben extraer periódicamente datos indicadores del estado y necesidades de cada elemento; de las causas de fallas según el tipo de elemento, para tratar de eliminarlas; de los problemas técnico-económicos relacionados con las salidas de servicio, para en base a análisis económicos y de confiabilidad, programar mejoramientos o cambios.

En los puntos siguientes se consignan estadísticas que se han podido obtener de los datos proporcionados por las principales Empresas Eléctricas del País.

2.2.2.- Empresa Eléctrica Quito S.A.

Esta empresa cuenta con un departamento estadístico que procesa en muy buena forma los datos relacionados con abonados, demanda, generación de energía, pérdidas, etc.; pero desdichadamente, a la información sobre fallas no se le ha dado mayor importancia. Los datos sobre fallas de generación que se presentan en este trabajo, se han conseguido en el Departamento de Generación, y son tomadas de un estudio preparado por la empresa (A17), para demostrar al Banco Mundial, la necesidad de un préstamo que se solicitaba; los datos sobre fallas en el resto del Sistema se obtuvieron de los informes diarios de trabajo facilitados en

EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

DEPARTAMENTO DE GENERACION

REGISTRO DIARIO DE GENERACION Y REDES

A: Jefe de Departamento Generación

Fecha: _____

DE: Despacho de Carga

Copias para: _____

1. Caudal Promedio en el canal (ayer) _____ m³/s. Día anterior _____ m³/s.
 Desvío (ayer) _____ m³/s. Día anterior _____ m³/s.

2. Reservorio Cumbayá

Cota Máxima: Mañana hora _____ mts _____
 Tarde Hora _____ mts _____
 Cota mínima: Mañana hora _____ mts _____
 Tarde Hora _____ mts _____
 Noche hora _____ mts _____

3. Energía Producida Diaria MWh

Plantas Hidráulicas:

- CUMBAYA
- NAYON
- GUANGOPOLO
- PASOCHOA
- CHILLOS
- MACHACnI
- PIFO

PLANTAS TERMICAS

- CAROLINA
- LULUNCOTO
- TURBINA A GAS
- TERMICA "QUITO"

TOTAL HIDRAULICO _____ MWh

TOTAL TERMICO _____ MWh

(%)

(%)

GRAN TOTAL _____ MWh (100%)

4. Potencia Máxima total _____ MW Hora: _____

5. Estado general del día: Mañana: Abrigado Frio Templado
 Tarde : Abrigado Frio Templado

CE/Nov./75

...../.....

001735

6. Disponibilidad de Máquinas por Centrales:

S/E	MAQUINA #													Potencia		OBSERVACIONES	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	KW	Total		
CUMBAYA																	
NAYON																	
GUANGOPOLO																	
PASOCHOA																	
CHILLOS																	
MACHACHI																	
PIFO																	
CAROLINA																	
LULUNCOTO																	
TUR/A GAS																	
TMCA."QUITO"																	

7. NOVEDADES EN: *

Transmisión, Subtransmisión, Subestaciones y Redes

Para varios trabajos se desconectó:

- De 07:45 a 14:55 la Sub # 16.-
- De 07:48 a 14:55 la Sub # 17.-
- De 07:50 a 14:55 el Disy. de la barra Oeste # 1.-
- De 13:52 a 13:53 se desconectó a mano el B - D - 17 para normalizar el servicio a la Urb. Carcelín.

XI/75

Atentamente

* Se ha copiado el informe de un día tomado al azar, 5 de enero de 1975.

REPORTE DE INTERRUPCION

REGION _____

ZONA _____

FECHA _____

CIRCUITO _____

SECTOR AFECTADO _____

FECHA					HORA				DURACION				KVA. PROMEDIO INTERRUPCION										
DIA	MES	ANO	HORA	MINUTOS	HORA	MINUTOS	HORA	MINUTOS	HORA	MINUTOS	HORA	MINUTOS	DEC.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

SISTEMA EN FALLA

LINIA DE SUBTRANSMIS.	<input type="checkbox"/>
CIRC. DE DISTRIBUCION AT	<input type="checkbox"/>
CIRC. DE DISTRIBUCION RT	<input type="checkbox"/>
CIRC. DE DISTRIBUCION BT	<input type="checkbox"/>
STET & TRANSF. DE DIST.	<input type="checkbox"/>
ACCIDENTES	<input type="checkbox"/>

UBICACION DE FALLA	CAUSA	MATERIAL USADO
INTERRUPCION PROGRAMADA	INTERRUPCION PROGRAMADA	COPRE DESHUEO
CONDUCTOR AEREO	RAYO	ALCAL. DE AL. GCRUSO (ARVIDAL)
CONDUCTOR SUBTERRANEO	LLUVIA	AL. CON ALMA DE ACEFO
EMPATE	VIENTO	COBRE 1-P AISLAN. PVC. E.T.
TERMINAL		
DERIVACION	ANIMAL	COBRE 3-P AISLAN. PAPERAT
CONECTOR	ARROL RAMAS	
AI SLADOR	OBJETOS EXTRAÑOS	TRANSFORMADA EN POCHE
CAJA DE DERIVACION	FUEGO	" " CASETA
PORTAFUSIBLE	EXPLOSION	AI SLADOR EN LINEA
SECCIONADOR	ACCIDENTE OCASIONADO POR TERCERO	" " EQUIPO
RECORRECTOR	QUERUNGE	FUSLE DE MLOZNA
FUSIBLE	RECHARGA	" " CONCRETO
TRANSFORMADOR	ERROR DE OPERACION	GRUETA DE MACEPA
	DEFECTO DE FABRICACION	" " MIERAO
	" " INSTALACION	
PARARRAYOS	DETERIORO POR VIEJO	TRANS. DE OYE (PSTENC)
TORRE	CORROSION	SECCIONADOR
POCCE	CONEXION FLOJA	PORTAFUSIBLE
GRUETA	RECIO DE MATERIAL	FUSIBLE
REJAJES EN GENERAL	MANTENIMIENTO INADECUADO	TEN SUK
SISTEMA DE CONTACTO NUMERADO PUBLICO		
	AJUSTE DE PROTECCION INCORRECTO	
	EQUIPO DEL CLIENTE	
EQUIPO DE MEDICION		
OTROS	OTROS	INTERRUPCION PROGRAMADA
DESCONOCIDO	DESCONOCIDO	OTROS
		DESCONOCIDO

PREPARADO POR _____

REVISADO POR _____

APROBADO POR _____

OBSERVACIONES _____

2.2.2.1.- Salidas de la Central Cumbayá desde 1965 hasta 1975 (A17)

Las causas principales de estas salidas, según se podrá ver, son: falta de agua en los reservorios, Mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos de la central, trabajos de ampliación, reparación y mantenimiento del sistema, y fallas de la central y de la línea de transmisión.

C A U S A S	NUMERO DE SALIDAS	% DEL TOTAL	TIEMPO TOTAL(H)	%DEL TOTAL	DURACION MEDIA(H)	ENER. GENERADA(MWh)	%DEL TOTAL
FALTA DE AGUA	71	27.73	281.05	38.07	3.96	1911.85	30.44
MANTENI.DE LA CENT.	25	9.77	240.92	32.63	9.64	1839.55	29.29
FALLAS DE LA CENTR.	42	16.40	81.15	10.99	1.93	601.55	10.85
FALLAS DE LA LINEA DE TRANSMISION	60	23.44	39.08	5.29	0.65	657.73	10.47
TRABAJOS EN EL RESTO DEL SEP.	43	16.80	86.47	11.72	2.01	1059.32	16.87
FALLAS DEL RESTO DEL SISTEMA	15	5.86	9.62	1.30	0.64	130.87	2.08
T O T A L E S:	256	100.00	738.29	100.00	2.88	6280.87	100.00

Se puede apreciar que las causas que más afectan a esta central son: la falta de agua, los trabajos de mantenimiento, y los trabajos que se realizan en líneas y redes.

..../....

2.2.2.2.- Desconexiones de alimentadores y disyuntores en 1975

Como se dijo, estos datos son extractos de los informes diarios de trabajo presentados al Departamento de Líneas y Redes. Desgraciadamente, en esos informes, no se tiene un reporte exacto ni técnicamente expresado, de las causas de las salidas; esto se ve en el alto índice de salidas por causa "desconocida".

C A U S A S	Número de Salidas	% del Total	Tiempo H	% del Total	Tiempo medio H
Déficit o fallas de generación	32	3.00	34.24	4.09	1.07
Fenómenos Naturales	45	4.22	19.33	2.30	0.43
Sobrecarga	64	6.00	27.82	3.33	0.43
Objetos extraños en líneas	50	4.69	45.73	5.47	0.91
Choque a postes	52	4.88	28.00	3.35	0.54
Líneas o cables arrancados o dañados.	90	8.44	142.30	17.01	1.58
Cambio de fusibles	90	8.44	10.28	1.23	0.11
Trabajos de mantenimiento o expansión	489	45.87	454.77	54.36	0.93
Desconocida	154	14.46	74.12	8.86	0.48
T O T A L	1066	100.00	836.59	100.00	0.78

Aparte de las salidas por causa desconocida, se nota, que casi la mitad de las desconexiones, se deben a trabajos, que deben ser de mantenimiento preventivo o correctivo, y de modificación o crecimiento del

sistema (Sería interesante estudiar, qué porcentaje de esos trabajos pueden ser realizados "en caliente").

Otra causa importante según se desprende del cuadro, es aquella que tiene relación con la rotura de líneas, cables y materiales asociados, como aisladores por ejemplo; pues las desconexiones debidas a esta causa, son las de más larga duración.

Las otras causas, como cambio de fusibles, choques de vehículos a la postería, objetos que rozan las líneas, sobrecargas, etc., influyen en porcentajes relativamente bajos.

Es muy importante el valor de tiempo o (Salida x Hora), por cada causa, la mas grave es la debida a trabajos.

2.2.3.- Empresa Eléctrica del Ecuador S.A.

En general, la organización de esta empresa es bastante moderna, y todos sus departamentos cumplen en forma eficiente su cometido. En el departamento técnico, se llevan registros de las salidas de servicio de cada uno de los elementos principales del sistema por separado.

Por ejemplo, las salidas de servicio de los alimentadores principales, se reportan al departamento de Distribución, en donde son analizadas y codificadas; la hoja de reporte tiene el siguiente formato:

Forma No. 149

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR, I.E.C.

Planta _____

Fecha _____

GUAYAQUIL DISTRIBUTION SYSTEM

REPORTE DE INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORAS

ABIERTO	CERRADO	ALIMENTADORA	RELAY	AREA AFECTADA

CAUSA _____

TABLERISTA _____

SUPT. DE DISTRIBUCION

A continuación se adjuntan las estadísticas de desconexión de los alimentadores del Sistema en el año 1975.

2.2.3.1.- Fallas de los alimentadores en el año 1975.

Los datos aquí consignados, se obtuvieron directamente de las estadísticas mantenidas por cada alimentador, en la Superintendencia de Distribución de EMELEC.

C A U S A S	Número de Salidas	% del total	Tiempo H	% del total	Tiempo medio H
Déficit o fallas de generación	35	12.92	4.12	10.07	0.12
Lluvia, garúa o descargas	39	14.39	6.21	15.18	0.16
Objetos extraños en líneas	43	15.87	6.83	16.69	0.16
Choque a postes	6	2.21	0.25	0.61	0.04
Líneas arrancadas o accesorios dañados	37	13.65	6.13	14.98	0.17
Cables o empalmes dañados	10	3.69	2.94	7.18	0.29
Fusibles quemados y su reposición	21	7.75	1.14	2.79	0.05
Falla de equipos	13	4.80	1.50	3.67	0.12
Trabajos de mantenimiento o	20	7.38	10.32	25.21	0.52
Desconocida	47	17.34	1.48	3.62	0.03
T O T A L E S	271	100.00	40.92	100.00	0.15

Se nota que las causas que producen más salidas son: objetos arrojados o caídos sobre las líneas aéreas, garúa, lluvias torrenciales o

descargas atmosféricas, líneas aéreas arrancadas y fallas o salidas de generación; esto sin considerar las salidas por causa desconocida, que como se ve, son casi instantáneas, y se pueden deber a roce de líneas.

En cuanto a los tiempos de salida, se ve que las causas que producen salidas más largas, son en su orden: trabajos de mantenimiento, pruebas o expansión; Cables y accesorios dañados, y luego las otras.

En cuanto al número de (Salidas x Hora), o tiempo de salida total, por cada causa, se nota, que los trabajos de mantenimiento o expansión son los más graves.

2.2.4.- Empresa Eléctrica Cuenca S. A.

Esta empresa, por su relativa pequeñez y pobreza, y la consecuente falta de personal, no tiene un departamento estadístico que procese y analice todos los reportes de salida de servicio que se producen en el sistema; es de esperar que muy pronto pueda contar con los medios necesarios para corregir esta situación. En todo caso, se incluyen los datos proporcionados por el departamento técnico, y que son parte de un estudio reciente. Se incluye también una copia del formulario en que se registran cronológicamente las suspensiones de servicio de los sectores.

2.2.4.1.- Salidas de los sectores de las subestaciones 1, 2 y 3 en 1975

Cada Subestación alimenta 5 sectores.

C A U S A S	# de Salidas	%del Total	Tiempo H	%del Total	Tiempo Medio H	Tiempo Salida H/Sec./año
Sobrecarga *	109	29.70	104.35	17.94	0.96	6.96
Cortocircuito	67	18.26	115.70	19.89	1.73	7.71
Mantenimiento	72	19.62	145.45	25.00	2.02	9.70
Modificaciones	9	2.45	7.63	1.31	0.85	0.51
Daños	110	29.97	208.68	35.86	1.90	13.91
T O T A L	367	100.00	581.81	100.00	1.59	38.79

* De las centrales generadoras.

Como puede verse, del tiempo total de desconexión, la mayor proporción corresponde a daños de líneas, equipos, cables, postiería, etc.; El tiempo de desconexión por mantenimiento, que en su mayor parte es correctivo, le sigue en importancia.

Del tiempo total de salida por sector, puede calcularse, que durante el año, cada uno de los quince sectores considerados, permanece fuera de servicio durante 1 día, 14 horas, 47 minutos, 24 segundos, lo cual es en realidad alarmante.

Por tanto, diariamente, cada sector sale de servicio durante 6 minutos, 23 segundos; Con este dato, y un valor de carga diario medio de cada sector, se podría calcular aproximadamente la energía dejada de vender, y las pérdidas económicas que esa salida produce.

El cálculo económico de las salidas de servicio, se verá con más detalle en el punto 4.4.2.

..../....

2.3.- ESTADISTICAS DE OTROS PAISES.

Se tiene amplia información sobre salidas de servicio de equipos de generación, transformadores, disyuntores, líneas, subestaciones, etc.; para diferentes niveles de tensión; con diferenciación de causas, período de ocurrencia, y muchos otros datos interesantes.

Las fuentes más amplias y completas de los datos en cuestión, son las publicaciones del Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos (SOMSE), Dependiente de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER). El referido Subcomité, durante el año de 1971 especialmente, ha publicado valiosas informaciones proporcionadas por las Empresas Eléctricas de los países Sudamericanos. El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), también ha publicado numerosas estadísticas sobre salidas de servicio de equipos y componentes de los sistemas. Otros entes como CIGRE, CIRED; y empresas dedicadas a la Ingeniería Eléctrica, también han publicado estadísticas sobre fallas de componentes o subsistemas.

En el anexo 6.2, se dan algunos cuadros estadísticos, obtenidos de las fuentes antes indicadas.

3.- MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA CONFIABILIDAD

A pesar de ser este, un campo tan nuevo, se han desarrollado muchísimos métodos para calcular la confiabilidad: Existen procedimientos generales y otros específicos, formas simples y otras muy complicadas para calcular la confiabilidad de determinado equipo o sistema. En este capítulo, se presentan y explican métodos generalizados, y comúnmente aceptados para calcular los índices de confiabilidad de los subsistemas de un sistema eléctrico de potencia.

En primer término, se consignan algunos puntos básicos, que se requieren para una mejor comprensión de lo que se estudia en este capítulo (L09)

- Unión (U).- Según teoría de conjuntos, $A \cup B$ representa el subconjunto que contiene a todos los elementos que pertenecen a los subconjuntos A y B; se lee "A unión B".
- Intersección (\cap).- $A \cap B$, es el subconjunto formado por los elementos que pertenecen al mismo tiempo al subconjunto A y al B; se lee "A intersección B".
- Probabilidad condicional.- La probabilidad de que ocurra el evento X, sabiendo que ocurrió el evento Y, se representa por $P(X/Y)$, y se lee: "Probabilidad de X, dado Y".

$$P(X/Y) = \frac{P(X \cap Y)}{P(Y)}$$

- Densidad de probabilidad continua.- Representa la probabilidad de que una variable aleatoria continua, tome un valor comprendido dentro de un intervalo ($-\infty$ y X por ejemplo).

...../.....

$$F(X) = \int_{-\infty}^X f(t).dt$$

en la cual;

$f(t)$ = Función de densidad de probabilidad

$F(X)$ = Función de distribución

- Funciones de densidad de probabilidad.- Las más importantes son exponencial y Normal, que se expresan como sigue:

Exponencial $f(X) = \begin{cases} s.e^{-sx} & , \text{ para } X > 0 \\ 0 & , \text{ para } X \leq 0 \end{cases}$ ($s = \text{constante positiva}$)

Normal $f(X) = \frac{1}{\beta \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{X-\alpha}{\beta}\right)^2}$

- Probabilidad de ocurrencia de un evento.- Veces de un total (N) en que éste ocurre (NA)

$$P(A) \hat{=} \frac{NA}{N}$$

- Expresión básica de la confiabilidad.- Grupo de sistemas idénticos, de un total, que sobreviven después de un cierto tiempo de trabajo. La confiabilidad del sistema total será:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N}$$

siendo $N_s(t)$ los sistemas que aún funcionan al tiempo t .

Considerando que la función de densidad del tiempo de falla es exponencial, se tendrá:

$$R(t) = \frac{N - N_F(t)}{N}$$

siendo $N_F(t)$ los que fallan hasta t

$$R(t) = 1 - \frac{N_F(t)}{N}$$

derivando, con N constante

$$\frac{dR(t)}{dt} = - \frac{dN_F(t)}{N \cdot dt}$$

$$\frac{dN_F(t)}{dt} = - N \frac{dR(t)}{dt}$$

en donde, el primer término es la velocidad con que fallan los sistemas.
Dividiendo para el número de sobrevivientes al tiempo t:

$$\frac{1}{N_S(t)} \cdot \frac{dN_F(t)}{dt} = - \frac{N}{N_S(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt}$$

El primer término representa la probabilidad instantánea de falla, y

$$\frac{N}{N_S(t)} = \frac{1}{R(t)}$$

integrando:

$$\int_0^t s(t) \cdot dt = - \int_0^t \frac{dR(t)}{R(t)}$$

$$\int_0^t s(t) \cdot dt = - \ln R(t)$$
$$R(t) = e^{-\int_0^t s(t) \cdot dt}$$

considerando que s es una constante, pues se asume que el sistema está operando en el período denominado vida útil, se tiene:

...../.....

$$R(t) = e^{-s \cdot t}$$

que es la fórmula elemental de cálculo de la confiabilidad.

s es llamada tasa de salida o frecuencia de fallas.

- Esperanza matemática o valor esperado.- Para una variable aleatoria que tiene una determinada función de distribución de probabilidad, se puede definir un valor esperado promedio.

$$E(X) = \sum X \cdot f(X)$$

en donde X = variable aleatoria discreta. Si esta variable es continua se tiene:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} X \cdot f(X) \cdot dx$$

- Tiempo medio entre fallas.- Es el valor esperado de la función de distribución de fallas, y se lo representa por 'TMEF'

$$TMEF = E(t) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) \cdot dt.$$

en el intervalo de la distribución exponencial.

$$TMEF = \int_0^{\infty} t (s \cdot e^{-st}) \cdot dt$$

recordando que $R(t) = e^{-st}$;

$$TMEF = - \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt$$

$$TMEF = - \int_0^{\infty} t \cdot dR(t)$$

integrando por partes:

..../....

$$TMEF = - t \cdot R(t) \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} R(t) \cdot dt$$

considerando exponencial:

$$TMEF = 0 + \int_0^{\infty} e^{-st} \cdot dt$$

$$TMEF = \frac{e^{-st}}{s} \Big|_0^{\infty}$$

$$TMEF = \frac{1}{s \cdot e^{\infty}} - \frac{1}{s \cdot e^0}$$

$$TMEF = \frac{1}{s}$$

- Expresiones Booleanas de probabilidad de éxito o fracaso.- Para un sistema cualquiera,

pueden definirse condiciones de éxito y otras de fracaso, dependiendo las mismas, de la topología del sistema, y del concepto de cumplimiento de misión del mismo. Un sistema con N elementos funcionales en serie, requiere para completar su misión, del funcionamiento de todos y cada uno de los elementos, por tanto, el éxito estará definido por:

$$S = 1 \cap 2 \cap 3 \cap \dots \cap N$$

o sea, que para que el trabajo sea satisfactorio, deben estar operables, los elementos 1 y 2 y 3....y N.

Para un sistema compuesto por N elementos redundantes, se tendrá cumplimiento de misión, si al menos 1 de los N elementos está operable (1 o 2 o 3....o N)

$$S = 1 \cup 2 \cup 3 \cup \dots \cup N$$

...../.....

- Confiabilidad Topológica (LO9).- Basándose en lo anteriormente descrito, y representando el sistema por un diagrama topológico, en el cual los nudos representan los elementos o subsistemas, y las uniones las relaciones funcionales entre ellos; se puede definir el comportamiento funcional del sistema, de acuerdo a su objetivo.

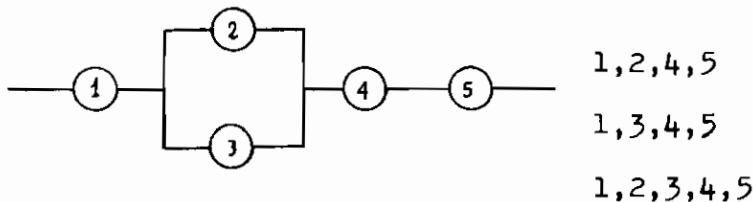
En un sistema representado por un esquema topológico de N nudos, se pueden definir dos tipos de conjuntos:

Conjunto de trayectoria de orden j, es aquel, formado por j nudos del diagrama, y que tiene la propiedad de que el Sistema funciona correctamente, si esos j nudos operan, así los otros N-j no lo hagan.

Conjunto de corte por el contrario, será el que define la indisponibilidad del sistema.

En un sistema dado, pueden haber uno o más conjuntos de trayectoria, cada uno de los cuales tendrá su valor de confiabilidad. La confiabilidad del sistema será la suma de las confiabilidades de todos sus conjuntos de trayectoria posibles.

Si tenemos el diagrama topológico siguiente, que representa un sistema de transmisión con un sector 100% redundante, los conjuntos de trayectoria posibles serán:



- Confiabilidad de estructuras (LO9).- En un sistema representable por un diagrama de N subsistemas en-

lazados funcionalmente, los cuales pueden fallar o funcionar en forma independiente y estocástica; o sea que sus estados de funcionamiento pueden definirse por una familia de N variable discretas y aleatorias $X_1(t), X_2(t), X_3(t), \dots, X_n(t)$, estocásticamente independientes, que pueden tomar valores 1 ó 0, según representen, operación o fallo; se puede definir una función de estructura del sistema $\emptyset(X(t))$, que también es una variable aleatoria y discreta, de iguales características que las variables $X_i(t)$.

$X(t)$ es el "vector de estado" del sistema, y representa el conjunto formado por las variables de estado de los componentes.

$$X(t) = (X_1(t), X_2(t), X_3(t), \dots, X_n(t))$$

Los varios vectores de estado posibles, definirán conjuntos trayectoria o corte, con lo cual, la función de estructura será:

$$\emptyset(X(t)) = \begin{cases} 1, & \text{si } X(t) \text{ es trayectoria} \\ 0, & \text{si } X(t) \text{ es corte} \end{cases}$$

La forma de esta función depende de la topología del sistema. Para una configuración serie en que se requiere que $X(t) = (1,1,1,1,\dots,1)$ para que $\emptyset(X(t))$ sea 1, se define:

$$\emptyset(X(t)) = \prod_{i=1}^n X_i(t)$$

Para una ordenación redundante de N componentes, en la cual $\emptyset(X(t)) = 0$, si y solo si $X(t) = (0,0,0,\dots,0)$

$$\emptyset(X(t)) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - X_i(t))$$

La confiabilidad de estos sistemas, es la probabilidad de que cum-

..../....

plan su cometido en un determinado tiempo, o sea:

$$R(t) = P\{\emptyset(X(t)) = 1\}$$

y como \emptyset puede ser 0 ó 1 nada más, la probabilidad definida representa una esperanza matemática.

$$R(t) = E[\emptyset(X(t))]$$

Para la estructura serie:

$$R(t) = E\left\{\prod_{i=1}^n X_i(t)\right\}$$

$$R(t) = \prod_{i=1}^n E X_i(t)$$

$$R(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t)$$

y el tiempo de falla del sistema será igual al menor tiempo de falla de los componentes.

Para la configuración redundante:

$$R(t) = E\left\{1 - \prod_{i=1}^n (1 - X_i(t))\right\}$$

$$R(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t))$$

✓

en este caso, el tiempo de falla del sistema será igual al mayor de los tiempos de falla de los subsistemas.

3.1.- MÉTODOS APLICABLES A TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

Los métodos ideados para calcular la confiabilidad de sistemas eléctricos de transmisión, varían unos de otros, por las consideraciones

...../.....

y conceptos que sobre el funcionamiento y las fallas de los componentes tienen, y por la forma en que aplican la teoría de probabilidades.

3.1.1.- Método de la tasa media de falla.

Se puede aplicar en el análisis de redes relativamente complicadas, pero los resultados que se obtienen no permiten una evaluación económica, pues dan solamente índices de continuidad de servicio, basados en las condiciones que puede presentar la red al paso del flujo de potencia (L03, L08).

El método en consideración, se basa en los siguientes principios:

- Un componente puede encontrarse en dos estados: operable o no; (no se considera un posible estado de mantenimiento) por las leyes de la probabilidad, se cumple que habiendo solo dos posibilidades, la suma de las probabilidades de ambas, es la unidad; lo cual se expresa como:

$$P + Q = 1 \quad (3.1)$$

"P" (tasa de salida forzada); representa la probabilidad de que el componente se encuentre inoperable debido a una salida forzada; "Q" es la tasa de disponibilidad.

- Se asume que las fallas de los componentes son independientes entre sí, y consecuentemente, la probabilidad de ocurrencia de fallas simultáneas, está dada por el producto de las probabilidades de falla individual.
- En un sistema con componentes en serie, todos ellos deben estar disponibles, para que el sistema permita el flujo de potencia; por tanto, la tasa de disponibilidad de un sistema con N elementos en serie está

dada por el producto de las tasas individuales de operabilidad.

$$Q_s = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (3.2)$$

A su vez, la tasa de inoperabilidad o de indisponibilidad del sistema será:

$$P_s = 1 - Q_s \quad (3.3)$$

$$P_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_i) \quad (3.4)$$

$$P_s = 1 - \left(1 - \sum_{i=1}^n P_i + \sum_{i=1}^n (P_1 \cdot P_i + P_2 \cdot P(i+1) + \dots + P(n-1) \cdot P_n) \right) \quad (3.5)$$

$$P_s = \sum_{i=1}^n P_i + \sum_{i=1}^n (P_1 \cdot P_i + P_2 \cdot P(i+1) + P_3 \cdot P(i+2) + \dots + P(n-1) \cdot P_n) \quad (3.6)$$

Como los valores de P son pequeños, los productos son despreciables, y se puede aproximar a:

$$P_s = \sum_{i=1}^n P_i \quad (3.7)$$

- En un sistema en paralelo en cambio, deben fallar todas las ramas para que el sistema, que se lo asume como 100% redundante, quede indisponible; por tanto, las tasas de estado de este sistema, serán lo contrario que las del sistema serie:

$$P_p = \prod_{i=1}^n P_i \quad (3.8)$$

...../.....

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (3.9)$$

- Se puede hallar la probabilidad de una cierta combinación de estados de los componentes de los sistemas, considerando que las fallas son independientes, determinando el producto de las sumas de las tasas de estado de cada componente.

$$\prod_{i=1}^n (P_i + Q_i) \quad (3.10)$$

desarrollando este producto indicado, se tendrán 2^n términos, que dan las probabilidades de los estados que pueden presentarse en el conjunto de los componentes del sistema.

$$\prod_{i=1}^n P_i \quad (3.11)$$

representa la probabilidad de que todos los componentes estén indispuestos.

$$P_j \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n Q_i \quad (3.12)$$

da la probabilidad de que sólo el componente j esté indispuesto.

$$\prod_{i=1}^n Q_i$$

es la probabilidad de disponibilidad general. (3.13)

La definición de la tasa de salidas forzadas usada en este método, varía un tanto de la definición clásica, al considerar la frecuencia y

también la duración de las fallas.

$$P = \frac{DS}{DT} \quad (3.14)$$

en la cual:

DS= Días en que ha ocurrido una salida de duración mínima especificada.

DT= Total de días de servicio.

Calculando tasas de salida forzada para diferentes duraciones mínimas, se puede predecir la frecuencia de ocurrencia de cada una de ellas en cualquier punto del sistema.

Se asume en este método, que todas las salidas que se producen en un día son simultáneas, lo cual en la realidad no ocurre, por lo cual, los resultados son pesimistas; esto se compensa con el hecho de que, si dos componentes salen forzosamente de servicio durante el mismo día, la probabilidad de ocurrencia simultánea, es un tanto mayor que la que se tiene considerando salidas independientes.

3.1.2.- Método de la duración y frecuencia de salidas.

Este procedimiento de cálculo es más completo, pues se considera dos tipos de salida por falla, dependientes de las condiciones ambientales; y otro tipo de salidas causadas por mantenimiento; además, los índices que se calculan, predicen tanto la duración como la frecuencia de las fallas o desconexiones. Otra suposición importante de este método, es el considerar distribuciones exponenciales de los tiempos involucrados, como se detalla a continuación:

..../....

- Los tiempos entre fallas, y los de reparación, tanto en tiempo normal como en tiempo adverso, tienen distribución exponencial.
- Los períodos de duración de tiempo normal y de tiempo adverso, tienen una función de densidad de probabilidad exponencial.
- Los tiempos de reparación son despreciables en comparación con los tiempos medios entre fallas de los componentes.
- Las salidas de servicio producidas voluntariamente para mantenimiento, se las realiza durante períodos de tiempo normal.
- Los tiempos de salida por mantenimiento, también tienen funciones de distribución de probabilidad exponenciales.
- Los tiempos adversos son pequeños comparados con los TMEF de los componentes, y también con respecto a los tiempos de reparación típicos.

Los datos que se requieren para aplicar este método, a un sistema de N componentes, son los siguientes:

- S_1, S_2, \dots, S_n Tasa de salida de servicio en tiempo normal (salidas/año de tiempo normal).
- S_1', S_2', \dots, S_n' Tasa de salidas de servicio en tiempo adverso (salidas/año de tiempo adverso).
- $S_1'', S_2'', \dots, S_n''$ Tasa de salidas de servicio por mantenimiento (salidas/año calendario).
- r_1, r_2, \dots, r_n Valor esperado del tiempo de reparación para salidas forzadas (horas).
- $r_1'', r_2'', \dots, r_n''$ Valor esperado del tiempo de mantenimiento (horas)
- P_n Valor esperado de duración de períodos de tiempo normal (años)

PA Valor esperado de duración de períodos de tiempo adverso (años).

Los índices que reflejan la confiabilidad, obtenidos mediante este método son los siguientes:

- Número promedio de interrupciones de servicio, por punto de carga por año.
- Tiempo medio de restitución de servicio a la carga afectada.
- Tiempo medio total de interrupción por punto de carga, por año.
- Tiempo esperado máximo de reposición del servicio, experimentado por cualquier punto de carga.
- Probabilidad de que cualquier consumo quede sin servicio por un tiempo mayor que un tiempo especificado.

Los tres primeros índices representan la confiabilidad media por consumo, y los otros tres indican la mínima confiabilidad para cualquier punto de carga del sistema.

3.1.2.1.- Sistemas formados por componentes en serie.

En un sistema de este tipo, y asumiendo que la probabilidad de salida de un componente, es independiente del estado en que se hallen los otros, se obtienen resultados, más altos que los correctos, siendo esta diferencia despreciable.

Las tasas de salida para un sistema de N componentes en serie serán:

$$S_s = \sum_{i=1}^n S_i$$

(salidas forzadas/año de tiempo normal).

(3.15)

..../....

$$S_s' = \sum_{i=1}^n S'i$$

(salidas forzadas/año de tiempo adverso) (3.16)

$$S''s = \sum_{i=1}^n S''i$$

(salidas por mantenimiento/año calendario). (3.17)

La tasa de salidas forzadas totales para el componente i vendrá dada por la siguiente fórmula:

$$Sfi = \frac{PN}{PN+PA} S_i + \frac{PA}{PN+PA} S'i$$

(salidas forzadas/año calendario) (3.18)

A su vez, el sistema tendrá una tasa de salidas forzadas dada por:

$$Sfs = \sum_{i=1}^n Sfi$$

(salidas forzadas/año calendario) (3.19)

El valor de tiempo esperado para las interrupciones forzadas de servicio es:

$$rfs = \frac{\sum_{i=1}^n (Sfi \cdot r_i)}{Sfs} \quad (\text{horas}) \quad (3.20)$$

Las salidas por mantenimiento tienen un tiempo esperado de:

$$rms = \frac{\sum_{i=1}^n S''i \cdot r''i}{S_s''} \quad (\text{horas}) \quad (3.21)$$

Por tanto, para un sistema puramente en serie, los índices de confiabilidad tendrán los valores siguientes:

- Tasa anual de interrupción de servicio

$$S = Sfs + Sms \quad (\text{salidas/año}) \quad (3.22)$$

- Duración esperada de una interrupción

$$r = \frac{Sfs.rfs + Sms.rms}{S} \quad (\text{horas}) \quad (3.23)$$

(tiempo de restitución).

- Tiempo medio total de salida de servicio por año

$$t = \frac{r}{\frac{r}{8760} + \frac{1}{s}} \quad \text{Horas año} \quad (3.24)$$

expresión que puede simplificarse, considerando que: $r/8760 \ll 1/s$

$$t = r.s \quad (\text{horas año}) \quad (3.25)$$

- Probabilidad de que una interrupción de servicio, tenga una duración mayor de T horas.

$$P(\text{int} > T) = \sum_{i=1}^n \frac{Sf_i \cdot e^{-\frac{T}{r_i}} + Sm_i \cdot e^{-\frac{T}{r_i''}}}{S} \quad (3.26)$$

- La confiabilidad del sistema, suponiendo que no depende del tiempo es:

$$R = e^{-Ss} \quad (3.27)$$

3.1.2.2.- Confiabilidad de dos componentes en paralelo.

En la práctica, existen muy pocos sistemas de transmisión, constituidos por más de dos líneas redundantes o en paralelo; por lo cual, después de hallar los índices de confiabilidad de cada rama formada por varios componentes en serie, se tiene por analizar un sistema de dos componentes en paralelo.

Para calcular la confiabilidad de un sistema formado por componentes en paralelo, se deberá analizar en primer lugar, si el mismo es completamente redundante (cada rama puede llevar el total de la carga máxima durante tiempo indefinido), o parcialmente redundante, (una sola rama puede llevar durante todo el tiempo necesario, un porcentaje de la

potencia máxima, o la totalidad de la potencia durante un tiempo corto determinado).

El método que se expondrá, no es el más exacto para analizar la confiabilidad de sistemas de este tipo, pero se lo hará por su relativa sencillez y aceptable exactitud. Teóricamente lo más exacto sería calcular la confiabilidad mediante procesos Markovianos.

A continuación se detalla un método de duración y frecuencia simplificado, que es aplicado a dos componentes 100% redundantes, o sea, que una insatisfacción de la demanda solo se producirá al fallar ambos. Se considera además que las salidas para mantenimiento, se las realiza en tiempo normal. El cálculo combina las probabilidades de ocurrencia de tres formas de falla del sistema;

a.- El primer componente sale de servicio forzosamente en tiempo normal.

Después de la salida del primero, puede ocurrir una falla del segundo, la cual puede ser en tiempo normal o en tiempo adverso.

a.1.- La salida forzada del segundo componente, también se produce en tiempo normal. En este caso, la fracción de tiempo en que se tiene tiempo normal es:

$$\frac{PN}{PN+PA} \quad (3.28)$$

la probabilidad de no tener tiempo adverso mientras se repara el primer componente fallado, suponiendo que primero sale el componente 1, será:

$$e^{-\frac{r_1}{PN}} \simeq 1 - \frac{r_1}{PN} \quad (r_1 \text{ en años}) \quad (3.29)$$

la probabilidad de que falle el segundo componente mientras se repara el primero es:

..../....

$$1 - e^{-S2 \cdot r1} \simeq S2 \cdot r1 \quad (3.30)$$

Si se supone que es el componente 2 el que falla en primer término, se tendrá que las probabilidades correspondientes serán:

$$1 - \frac{r1}{PN} \quad (3.31)$$

y

$$S1 \cdot r2 \quad (3.32)$$

Por tanto, la probabilidad de tener tiempo normal, de que en ese tiempo falle el componente 1, de que se mantenga tiempo normal mientras el componente fallado es reparado, y de que durante ese tiempo falle el componente 2; viene dada por el producto de 4 factores:

$$\frac{PN}{PN + PA} \cdot S1 \cdot \left(1 - \frac{r1}{PN}\right) \cdot (S2 \cdot r1) \quad (3.33)$$

Si el componente 2 es el que sale de servicio primero, se tiene:

$$\frac{PN}{PN + PA} \cdot S2 \cdot \left(1 - \frac{r2}{PN}\right) \cdot (S1 \cdot r2) \quad (3.34)$$

En total, para el supuesto de que uno de los dos elementos falle en un período de tiempo normal, y que durante ese mismo período, y antes de completar la reparación del componente fallado, salga de servicio el otro, se tiene la siguiente tasa de salida de servicio.

$$Sfnn = \frac{PN}{PN + PA} \left[S1 \cdot \frac{PN - r1}{PN} \cdot S2 \cdot r1 + S2 \cdot \frac{PN - r2}{PN} \cdot S1 \cdot r2 \right] \quad (3.35)$$

Considerando que los períodos de reparación $r1$ y $r2$, son pequeños con relación a los períodos de tiempo normal PN , se puede simplificar la ecuación anterior, la cual quedaría:

$$Sfnn = \frac{PN}{PN + PA} \left[S1 \cdot \frac{PN}{PN} \cdot S2 \cdot r1 + S2 \cdot \frac{PN}{PN} \cdot S1 \cdot r2 \right] \quad (3.36)$$

..../....

$$S_{fnn} = \frac{PN}{PN+PA} (S1.S2.r1+S2.S1.r2) \quad (3.37)$$

$$S_{fnn} = \frac{PN}{PN+PA} \cdot S1.S2.(r1+r2) \quad (\text{salidas/año}) \quad (3.38)$$

El tiempo medio de restitución del sistema paralelo, considerando independencia entre fallas; y, distribuciones exponenciales de los tiempos de reparación, es:

$$r_p = \frac{r1.r2}{r1+r2} \quad (3.39)$$

El tiempo medio total de salida de servicio, por año, en este caso será:

$$t_{nn} = r_p.S_{fnn} \quad (3.40)$$

$$t_{nn} = r1.r2 \cdot \frac{PN}{PN+PA} \cdot S1.S2 \quad (\text{años}) \quad (3.41)$$

a.2.- La salida forzada del segundo componente, se produce en tiempo adverso. En este caso, la probabilidad de que termine el período de tiempo normal es:

$$1 - e^{-\frac{r1}{PN}} \quad (3.42)$$

aproximando:

$$1 - (1 - \frac{r1}{PN}) \quad (3.43)$$

$$\frac{r1}{PN} \quad (3.44)$$

A su vez, la probabilidad de que el componente 2 falle en ese tiempo adverso es:

$$1 - e^{-S^2.PA} \quad (3.45)$$

que se puede aproximar a

$$S^2 \cdot PA \quad (3.46)$$

Con lo cual, considerando el caso de falla contraria, y reemplazando en la ecuación (3.35) estos términos se tiene:

$$Sfna = \frac{PN}{PN+PA} \left[S1 \cdot \frac{r1}{PN} \cdot S'2 \cdot PA + S2 \cdot \frac{r2}{PN} \cdot S'1 \cdot PA \right] \quad (3.47)$$

$$Sfna = \frac{PN}{PN+PA} \cdot \frac{PA}{PN} \left[S1 \cdot r1 \cdot S'2 + S2 \cdot r2 \cdot S'1 \right] \quad (3.48)$$

Simplificando PN

$$Sfna = \frac{PA}{PN+PA} (S1 \cdot S'2 \cdot r1 + S2 \cdot S'1 \cdot r2) \text{ (salidas/año)} \quad (3.49)$$

b.- Salida inicial durante tiempo adverso.

El número esperado de períodos de tiempo adverso en el año es

$$\frac{PA}{PN+PA} \quad (3.50)$$

la tasa de salidas durante tiempo adverso, del componente 1 es S'1.

Por lo cual, la probabilidad de que falle el componente 1, durante un período dado de tiempo adverso es

$$\frac{PA}{PN+PA} \cdot S'1 \quad (3.51)$$

b.1.- La probabilidad de que el componente restante, salga de servicio durante el mismo período de tiempo adverso, y antes de que se termine la reparación del componente fallado, considerando que el tiempo de reparación es mucho mayor que la duración de un período de tiempo adverso, es

$$PA \cdot S'2 \quad (3.52)$$

la tasa de fallas de este tipo será:

$$Sfaa = \frac{PA}{PN+PA} \left[S'1 \cdot PA \cdot S'2 + S'2 \cdot PA \cdot S'1 \right] \quad (3.53)$$

$$Sfaa = \frac{PN}{PN+PA} \left[2 \cdot \frac{PA^2}{PN} \cdot S'1 \cdot S'2 \right] \text{ (salidas/año)} \quad (3.54)$$

..../....

b.2.- Si la salida del segundo componente se produce en el periodo de tiempo normal que sigue al de tiempo adverso en que falló el primer componente, se tendrá:

$$S_{fan} = \frac{PA}{PN+PA} \left[S'1.(1-PA.S'2) (S2.r1) + S'2 (1-PA.S'1)(s1.r2) \right] \quad (3.55)$$

Considerando que $PA.S'i \ll 1$; se tiene:

$$S_{fan} = \frac{PA}{PN+PA} \left[s1'.(1).(S2.r1) + S'2. (1).(s1.r2) \right] \quad (3.56)$$

$$S_{fan} = \frac{PN}{PN+PA} \cdot \frac{PA}{PN} (S'1.S2.r1+S'2.S1.r2) \quad (\text{salidas/año}) \quad (3.57)$$

c.- Salidas de servicio por mantenimiento.

Como se supuso, se puede desconectar un componente, durante tiempo normal, para mantenimiento. Si durante el mantenimiento del elemento en cuestión, falla el otro, se tendrá una salida de servicio del sistema. La tasa de salidas de este tipo será:

$$S_m = S''1.(S2.r1) + S2''(S1.r2) \quad (\text{salidas por mant./año}) \quad (3.58)$$

En definitiva, la tasa de salidas de servicio del sistema, será la suma de las tasas halladas para los distintos casos posibles.

$$S_p = S_{fnn} + S_{fna} + S_{fan} + S_{fnn} + S_m \quad (3.59)$$

$$S_p = \frac{PN}{PN+PA} \left[S1.S2.(r1+r2) + \frac{PA}{PN} (s1.S'2.r1+S2.S'1.r2) + \frac{PA}{PN} \cdot (s1.S2.r1+S2.S1.r2) + 2 \cdot \frac{PA^2}{PN} \cdot s1'.S2' \right] + (s1''.S2.r1+S2''.S1.r2) \quad (\text{salidas/año}) \quad (3.60)$$

Dado que los tiempos medios entre fallas (TMEF), y los tiempos de reparación, son de distribución exponencial, y estos últimos independientes; se tiene como ya se expresó, que el tiempo medio de reparación del sistema en cuestión, suponiendo que ha salido por falla de ambos componentes es:

$$r_p = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2}} \quad (3.61)$$

$$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} \quad (\text{años}) \quad (3.62)$$

Si la salida del sistema ha sido causada por falta de un componente mientras el otro estaba en mantenimiento, la duración esperada de la salida del sistema será:

$$r_{pm} = \frac{S_1'' \cdot S_2 \cdot r_1''}{S_1'' \cdot S_2 \cdot r_1'' + S_2'' \cdot S_1 \cdot r_2''} \cdot \frac{r_2 \cdot r_1''}{r_2 + r_1''} + \frac{S_2'' \cdot S_1 \cdot r_2''}{S_1'' \cdot S_2 \cdot r_1'' + S_2'' \cdot S_1 \cdot r_2''} \cdot \frac{r_1 \cdot r_2''}{r_1 + r_2''} \quad (\text{años}) \quad (3.63)$$

La probabilidad de que una interrupción de servicio dure más que un tiempo T, siendo T un período determinado, en horas.

$$P(\text{int} > T) = \frac{1}{S_p} \left[(S_p - S_m) \cdot e^{-\frac{T}{8760 - r_p}} + S_1'' \cdot S_2 \cdot r_1'' \cdot e^{-\frac{T}{8760 \cdot \frac{r_2 \cdot r_1''}{r_2 + r_1''}}} + S_2'' \cdot S_1 \cdot r_2'' \cdot e^{-\frac{T}{8760 \cdot \frac{r_1 \cdot r_2''}{r_1 + r_2''}}} \right] \quad (3.64)$$

Todas las fórmulas desarrolladas, se simplifican notablemente, si los componentes considerados tienen características de falla iguales.

NOTAS: * Para sistemas redundantes, con más de dos componentes, se deberán calcular los índices de confiabilidad para un par de ellos, resultando un componente equivalente, que puede ser aparejado

con un tercer componente, y así sucesivamente. (L08,A11).

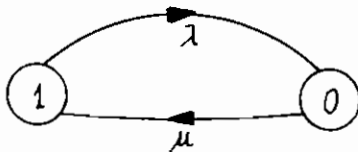
- * En el caso en que el sistema no sea completamente (100%) redundante, se puede analizar la confiabilidad, con algunas consideraciones especiales (A08,A11,A14).

3.1.3.- PROCESOS MARKOVIANOS (A45,L09,L03,A46)

La representación de los diferentes estados de un componente por medio del modelo matemático de Markov, es la forma más exacta de analizar la confiabilidad del componente y del sistema.

Los modelos pueden ser simplemente de 2 estados (operable o no) o de muchos más, según el grado de exactitud requerido, y la complejidad del funcionamiento del componente considerado.

El modelo se representa gráficamente en la forma que sigue:



disponible

indisponible

λ = frecuencia del tiempo de falla

μ = frecuencia del tiempo de reparación.

ración.

El proceso en sí, consiste, en calcular la probabilidad de que un componente que está en el estado i en el tiempo t , pase al estado j en el tiempo Δt .

Los procesos pueden ser: sencillos, si las probabilidades de transición son constantes; o generales, si las referidas probabilidades dependen del historial del Sistema. Pueden haber también, procesos Markovianos propiamente dichos y procesos Semi-Markovianos; los primeros suponen que el tiempo de permanencia en cada estado es constante e igual a

l, en cambio los otros consideran que ese tiempo es una variable controlada por un mecanismo de probabilidad.

Un sistema eléctrico puede representarse fielmente por un modelo matemático Semi-Markov sencillo.

Para un sistema que puede tener n estados de operación, la probabilidad vendrá dada por:

$$P_j(t + \Delta t) = \sum_{i=1}^{2^n} P_i(t) \cdot M_{ij}(\Delta t) \quad (3.65)$$

$$j=1,2,3,\dots,2^n$$

en la cual:

$P_j(t + \Delta t)$ = Probabilidad de q' en $t + \Delta t$, el sistema esté en estado j .

$P_i(t)$ = Probabilidad de que el sistema esté en el estado i , al tiempo t .

$m_{ij}(\Delta t)$ = Probabilidad de transición desde el estado i al j en el tiempo Δt .

Si a este sistema de ecuaciones se le toma en el límite cuando Δt tiende a cero, y se hacen las reducciones correspondientes, se tiene el siguiente sistema de 2^n ecuaciones diferenciales, que expresan las probabilidades de estado, en función de una constante, a_{ij} :

$$\frac{d}{dt} P_j(t) = \sum_{i=1}^{2^n} P_i(t) \cdot a_{ij} \quad (3.66)$$

$$j=1,2,3,\dots,2^n$$

en la cual:

$$a_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{M_{ij}(\Delta t) - \delta_{ij}}{\Delta t} \quad (3.67)$$

...../.....

$$d_{ij} = \begin{cases} 1, \text{si } i = j \\ 0, \text{si } i \neq j \end{cases} \quad (3.68)$$

Teniendo condiciones iniciales, se pueden resolver las ecuaciones por transformadas de Laplace.

Puede también escribirse en forma matricial:

$$[P'(t)] = [A] \cdot [P(t)] \quad (3.69)$$

en la cual, $[A]$ es la matriz de frecuencia de transición, que contiene a todos los a_{ij} .

El proceso indicado aquí someramente, puede complicarse en forma considerable, según el modelo que se tome.

Para una explicación más detallada de esta parte, puede consultarse la literatura reseñada en la bibliografía.

3.2.- MÉTODOS QUE SE APLICAN A SISTEMAS DE GENERACION

En el estudio de la confiabilidad de generación, existen dos facetas igualmente importantes, pero bastante diferentes:

- Capacidad de reserva instalada.- Es la potencia de generación total instalada, menos el pico máximo de demanda.
- Capacidad de reserva rotante.- Es la suma de las potencias de todas las unidades que están en giro en un determinado instante, menos la potencia que están suministrando al sistema ese momento.

El primer concepto está directamente relacionado con la planificación del sistema; el segundo en cambio es un problema operativo.

En cuanto a la reserva instalada, hay muchos criterios para cuantificarla: el método de doble contingencia, considera que la reserva debe ser igual a la suma de las potencias de las dos unidades más grandes del sistema; si se considera simple contingencia, debe haber una unidad de reserva, igual a la mayor del sistema; otro criterio es tener instalada una reserva igual a un cierto porcentaje de la demanda máxima, este criterio es válido solamente en sistemas grandes.

En lo referente a la reserva en giro, ésta debe ser planificada para cada condición de la curva de carga del sistema, y en concordancia con lo aconsejado por el despacho económico.

En esta parte del trabajo, se detallarán los procedimientos más usados para la evaluación de la confiabilidad de generación, considerando la capacidad instalada, para obtener los valores de reserva estática necesarias para una confiabilidad aceptable.

En un estudio de reserva estática, la tasa de salida forzada de los generadores, refleja la probabilidad de encontrar la unidad en cuestión en estado de falla, en algún instante futuro de tiempo.

Para la determinación de la demanda máxima, se puede usar una curva diaria, semanal o anual de carga, siendo el pico máximo lo determinante.

- Probabilidad de disponibilidad hallada con la expansión binomial.-

Según lo descrito al comienzo de este capítulo, se pueden hallar las probabilidades de que un sistema esté en un estado tal:

Sea una planta de generación con 2 unidades de 1.57 MVA y 2 de 2.45 MVA; las primeras tienen una tasa de salida forzada de 0.025, y las otras dos, de 0.02 en un tiempo futuro determinado estadísticamente.

Las probabilidades de tener cierta indisponibilidad de generación en ese determinado instante serán:

$$Q1 = 0.025$$

$$S1 = 1.57 \text{ MVA}$$

$$P1 = 1 - Q1 = 1 - 0.025 = 0.975$$

$$Q2 = 0.02$$

$$S2 = 2.45 \text{ MVA}$$

$$P2 = 1 - Q2 = 1 - 0.02 = 0.98$$

La expansión binomial para el primer grupo de unidades será:

$$(P1 + Q1)^2 = (0.975 + 0.025)^2 = 0.95063 + 0.04875 + 0.000625 = 1.0$$

en la cual, el primer término representa la probabilidad de disponibilidad de ambas unidades; el segundo, la probable indisponibilidad de una de ellas, y el otro, la probabilidad de que ambas unidades estén fuera de servicio en el instante considerado.

Para el segundo grupo de unidades se tendrá:

$$(P2 + Q2)^2 = (0.98 + 0.02)^2 = 0.9604 + 0.0392 + 0.0004 = 1.0$$

En total, para la central, se puede hacer el siguiente cuadro:

Potencia fuera de servicio (MVA)	Unidades Fuera	Factores	Probabilidad
0	Ninguna	$0.95063 \cdot 0.9604$	$= 0.91843$
1.57	1 de 1.57	$0.04875 \cdot 0.9604$	$= 0.0468195$
2.45	1 de 2.45	$0.0392 \cdot 0.9503$	$= 0.037252$
3.14	2 de 1.57	0.000625	$= 0.000625$
4.02	1 de 1.57 y 1 de 2.45	$0.04875 \cdot 0.0392$	$= 0.00191$
4.90	2 de 2.45	0.0004	$= 0.0004$
5.59	2 de 1.57 y 1 de 2.45	$0.000625 \cdot 0.0392$	$= 0.0000245$

..../....

6.47	2 de 2.45 y 1 de 1.57	0.0004 · 0.04875	=	0.0000195
8.04	2 de 2.45 y 2 de 1.57	0.0004 · 0.000625	=	0.00000025
				1.00

Igual podía obtenerse de los términos resultantes de:

$$(P1 + Q1)^2 \cdot (P2 + Q2)^2$$

Esta tabla, podría además expresarse con probabilidades acumulativas; esto es, con valores que representen la probabilidad de tener fuera de servicio, una cierta capacidad o más.

Potencia indisponible (MVA)	Probabilidad Acumulativa
0	1.00
1.57	0.09065075
2.45	0.04383125
3.14	0.00657925
4.02	0.00595425
4.90	0.00404425
5.59	0.00004425
6.47	0.00001975
8.04	0.00000025

Este cálculo simple, no considera muchos factores importantes, ni evalúa tiempos, por lo cual no es completo ni exacto; pero se lo usa como base en los métodos que se consignan en los puntos siguientes:

3.2.1.- Método de la probabilidad de insatisfacción de demanda (LO3)

Esta es una de las formas más usadas para calcular, la confiabilidad de los sistemas de generación.

El método en estudio, se vale de la curva de duración de carga del sistema, y de la tabla de probabilidad de salidas de generación; para calcular un índice de confiabilidad, que es el riesgo esperado de no satisfacer la demanda, o de "perder carga".

- Se denomina salida de generación, a la disminución de la capacidad efectiva de generación del sistema, debida a fallas o salidas forzadas de una o varias unidades.

- Capacidad efectiva de generación del sistema es la diferencia entre la Potencia Total instalada de generación, y aquella que no es utilizable por falta de capacidad de los componentes adyacentes, o por vejez de los equipos.

- Se llama pérdida de carga o mas bién, insatisfacción de demanda, a la privación total o parcial del servicio, a uno o varios abonados o consumidores.

Una salida de generación, no siempre produce insatisfacción de demanda.

Existirá insatisfacción, si la reserva estática disponible en el momento de la salida, es menor que el valor de ésta; o si la carga aumenta abruptamente hasta el punto de rebasar la capacidad de generación disponible. En este estudio solo se tomarán en cuenta las pérdidas de carga debidas a salidas de generación.

- Reserva estática disponible, es la diferencia entre la capacidad disponible, y la demanda en el instante considerado.

- Capacidad de generación disponible en el sistema, es un concepto instantáneo, dado por la diferencia entre la capacidad efectiva de generación, y la capacidad que está en mantenimiento en el momento consi

derado.

Reserva de generación del sistema, es la diferencia entre la Potencia efectiva de generación, y la demanda máxima prevista.

La curva de duración de carga del sistema, se obtiene a partir de la curva diaria, semanal o anual, según se desee; e indica el tiempo (T) en el que la carga es mayor que un cierto valor, (L) en el período en estudio.

Por ejemplo, de una curva diaria de carga, se obtiene la curva de duración como se indica:

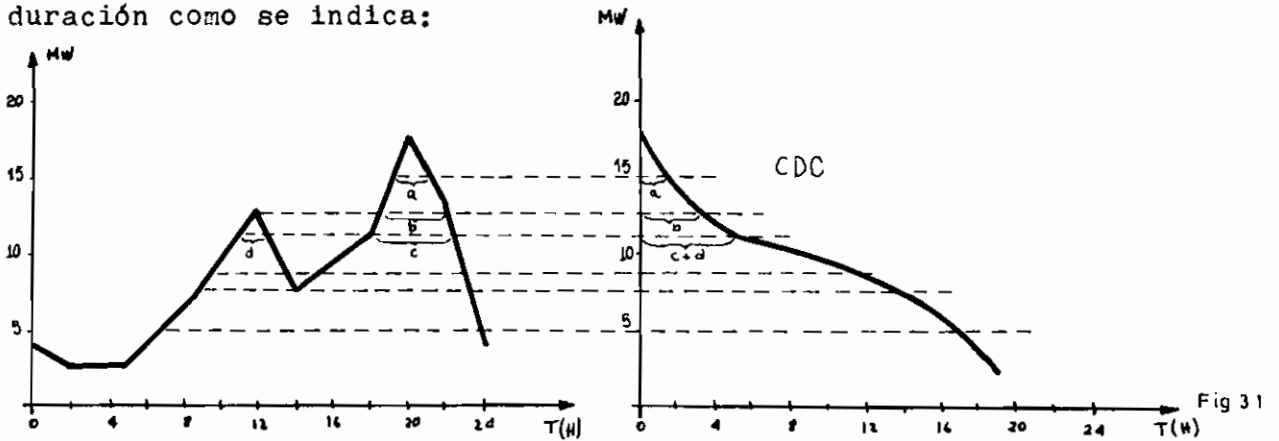


Fig 3.1

En una curva de duración de carga, se pueden definir los siguientes parámetros:

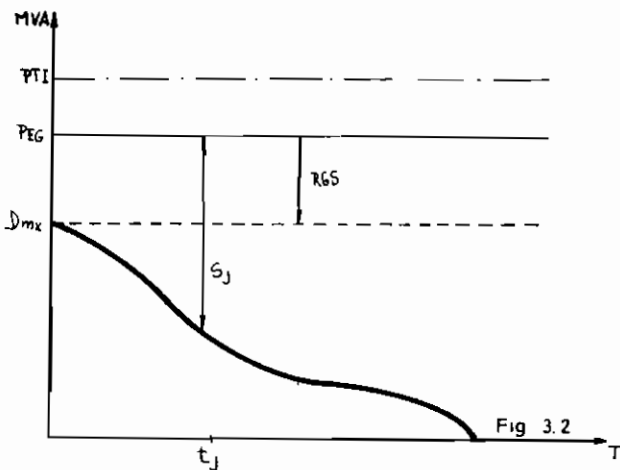


Fig 3.2

PTI= Potencia total instalada (MVA)

PEG= Potencia efectiva en generación (MVA)

RGS= Reserva de generación del Sist. (MVA)

Dmx= Demanda máxima prevista para el Sistema, para el período en estudio (MVA)

S_j = j-ésima salida de generación(MVA)

...../.....

t_j = Tiempo en que una salida de generación de valor S_j , producirá insatisfacción de demanda (Horas, días, etc.)

p_j = Probabilidad de que se produzca una salida de valor S_j .

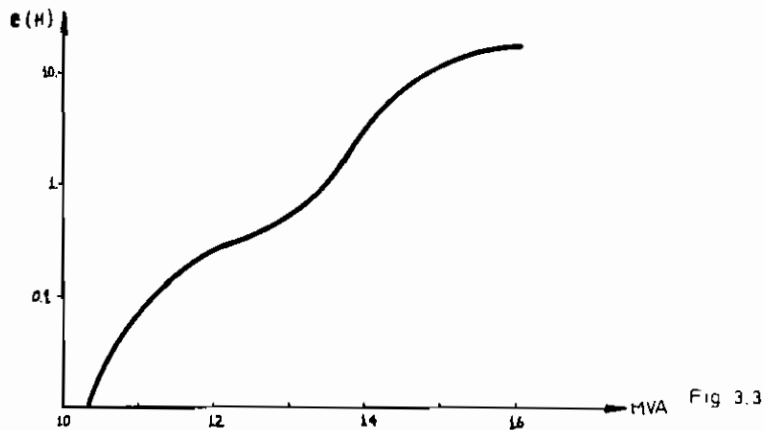
Para el sistema que se estudie, se deberá hacer una Tabla de probabilidades de salidas de generación, del tipo indicado en el comienzo del punto 3.2.

Tomando todos los valores S_j de la tabla, y combinando sus tiempos t_j con las respectivas probabilidades de ocurrencia P_j , se puede obtener la insatisfacción total esperada en el intervalo que se estudia.

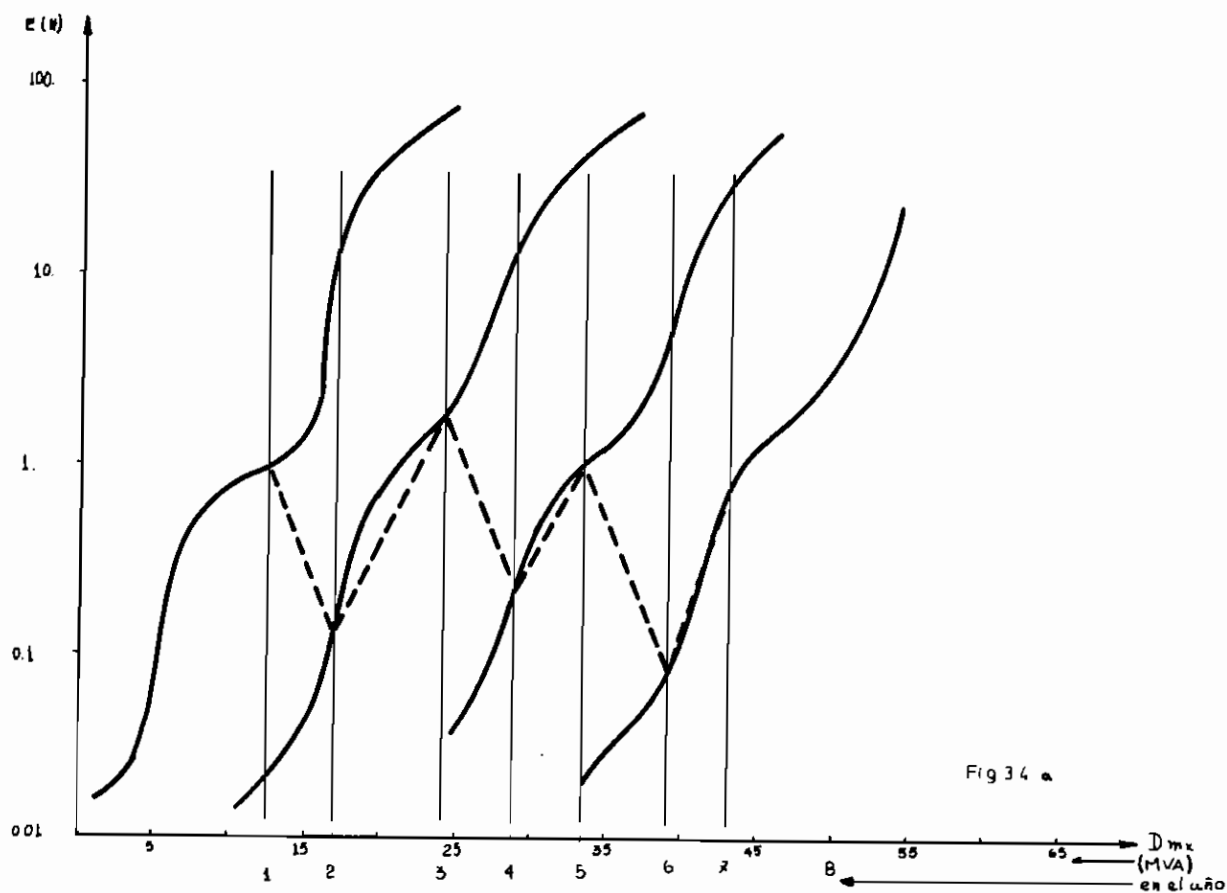
$$E(t) = \sum_{j=1}^n P_j \cdot t_j \quad (\text{Unidad de tiempo})$$

La curva de duración de carga, puede hacerse diaria, semanal, mensual, anual o de un período cualquiera en el que se pretende calcular la confiabilidad.

Calculando las pérdidas esperadas de carga, para varios valores de demanda prevista, se puede obtener una curva de la forma siguiente:

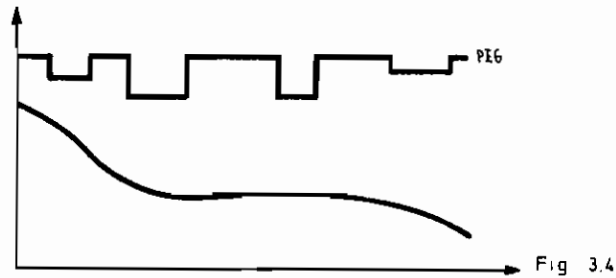


Para apreciar la incidencia, sobre la confiabilidad del sistema, que tendrán los aumentos de generación previstos en los años próximos (considerando que el aumento se produce al comienzo del año); se deben definir las Demandas máximas del sistema en los años considerados; las potencias efectivas de generación que se tendrán en esos años; y con ayuda de tablas de probabilidad de insatisfacción de demanda, se pueden dibujar las curvas de incremento de riesgo de la forma que se indica. La línea punteada representa el tiempo real de insatisfacción que se tendrá si se cumple lo proyectado.

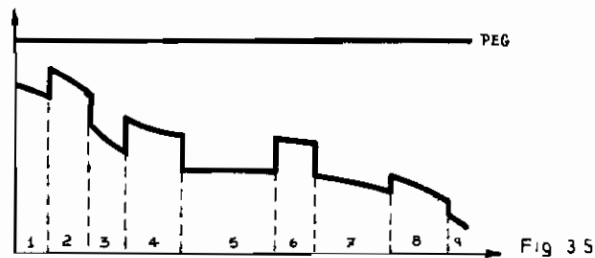


Si se define un tiempo máximo aceptable de insatisfacción de demanda, se podrá visualizar, si en determinado año es necesario, un aumento de generación mayor al planeado, y en qué fecha.

Si se toma en cuenta los períodos en que se realiza mantenimiento programado, el gráfico de la duración de carga, deberá ser modificado de alguna forma, pues la potencia efectiva de generación (PEG), disminuye durante el tiempo que dura el mantenimiento, en una cantidad igual a la capacidad del grupo o grupos que están fuera de servicio por esa causa.



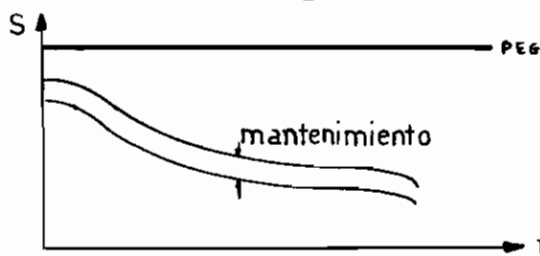
Este gráfico puede cambiarse por otro, en el cual se considera, que las salidas programadas de generación, en lugar de disminuir la PEG, aumentan la curva de duración de carga.



Teniendo cualquiera de estos gráficos, se podría calcular la confiabilidad del sistema, dividiendo el período en estudio en varias partes, según sean las variaciones por mantenimiento programado. Para el gráfico del ejemplo, se deberían hacer 9 cálculos, para luego combinarlos y obtener la confiabilidad en el período completo.

Por la dificultad que lo anterior representa, se acostumbra introducir en la curva de duración de carga, una aproximación que facilita enormemente el proceso de cálculo. La aproximación consiste en conside-

rar que durante todo el año, se tiene en mantenimiento una capacidad constante, lo cual se representa en el gráfico, aumentando en esa cantidad, la curva de duración de carga:



Por último, una aproximación menos exacta puede hacerse, considerando que el mantenimiento no afecta el gráfico de duración de demanda. Esta aproximación, es menos inexacta, mientras mejor sea el programa de mantenimiento del sistema; pues si se lo realiza en el período de menos carga, en realidad no afectará mayormente la confiabilidad del sistema.

Existen tres formas básicas de aplicación del método en estudio, para calcular la tasa anual de confiabilidad de generación de un sistema:

- Tomando un mes como base, y considerando el mantenimiento.
- Con el año como base, y despreciando los períodos de mantenimiento.
- Tomando como base el período del año en que se tienen mayor número de problemas.

. En el primer caso, y siempre que la capacidad en mantenimiento sea constante en el mes, se combina la curva de duración de carga (CDC) de ese mes, con la tabla de probabilidad de salidas de generación (TPSG), obteniéndose el valor de la insatisfacción esperada en el mes.

Si no es constante la potencia en mantenimiento, se deberá dividir el mes en varios períodos que tengan ese valor constante, y una vez calculadas las insatisfacciones esperadas para esos períodos, se hallará la

del mes; sumando los valores de los períodos; el valor anual será el sumatorio de los doce meses, o aproximadamente, doce veces el valor del mes considerado como muestra.

Esta forma de cálculo asume que la curva de duración de carga usada, se mantiene para cualquier parte del mes, y que el pico mensual puede producirse en cualquier día del período.

• Si se toma directamente como base el año, y se desprecian los períodos de mantenimiento del equipo; el cálculo del valor total esperado de insatisfacción de demanda se puede realizar en base a la TPSC y a la CDC anual.

Esta forma se justifica cuando la característica de carga del sistema, presenta un valle pronunciado y de duración relativamente larga, durante el cual se puede realizar el mantenimiento de todas las unidades.

• En algunos sistemas, se tiene un período del año, en el cual por condiciones climáticas, o por aspectos de afluencia humana, se producen aumentos bruscos de la demanda, dando lugar a una meseta en la curva de duración de carga anual. En ese período, como es lógico, se tiene la mayor cantidad de problemas tanto en líneas, cuanto en generación; por lo cual, los valores de riesgo de esa época predominan sobre los del resto del año. En ese caso, puede evaluarse la confiabilidad anual, usando solamente el valor de ese "peor período" multiplicado por la relación entre los 12 meses del año, y los meses que dura esa temporada. Esta forma de cálculo considera al año compuesto de varios "peores períodos", lo cual da un resultado pesimista.

En el Ecuador se dan algunos casos de sistemas con regímenes de car-

ga del tipo anunciado; puede ponerse como ejemplo al Sistema de la Península de Sta. Elena, el cual durante la temporada invernal, debe satisfacer una demanda varias veces superior a la que tiene durante el resto del año. Esos tres meses de temporada, constituyen el "peor período" de ese sistema.

El cálculo de la confiabilidad considerando mantenimiento, y con base mensual, resulta bastante laborioso, en especial cuando no es constante durante el mes la capacidad en mantenimiento; por lo cual, se lo usa solamente para determinar si los niveles de riesgo para períodos específicos de mantenimiento, exceden valores especificados.

En estudios de planeamiento para adición de unidades, en los que se deben comparar los niveles de riesgo de algunos años, se usa el año como base y se desprecia el mantenimiento, o en su defecto, se toma la aproximación del peor período; con la salvedad de que con esta última forma de cálculo, no pueden compararse las confiabilidades de dos sistemas que tienen características diferentes de carga, por lo cual se la usa exclusivamente para aplicarla a un sistema determinado.

En este método, se ha considerado que el pico real de demanda del sistema, no varía con respecto al pronosticado, lo cual es ciertamente improbable, ya que lo previsto se basa en estadísticas de períodos pasados, si se acepta la existencia de una cierta incertidumbre en torno al valor pronosticado, esta puede describirse matemáticamente para efectos de cálculo, por medio de distribuciones probabilísticas definidas por parámetros obtenidos de las estadísticas disponibles.

Se incluye la incertidumbre de la demanda proyectada, dividiendo la

curva de distribución de probabilidad (se asume distribución normal), en intervalos; el área de cada uno de los cuales, representa la probabilidad de que la carga sea igual al valor medio del intervalo. La probabilidad de insatisfacer la demanda, se calcula, para cada carga representada por el intervalo, y se le multiplica por la probabilidad de que esa carga exista; la suma de esos productos, representa la probabilidad de insatisfacción de demanda cuando se tiene la carga prevista. El nivel de riesgo que resulta del cálculo, aumenta, si la incertidumbre es mayor.

3.2.2.- Método de probabilidad de no suministrar energía (L03)

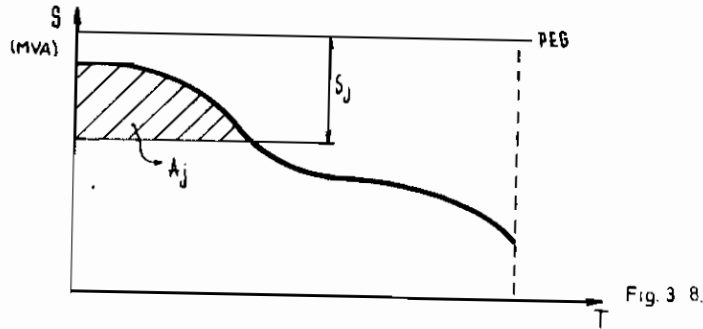
Este método proporciona un índice de confiabilidad, que representa la relación entre la energía no suministrada al Sistema, por fallas en generación, y la energía total que requiere el sistema para satisfacer sus necesidades en el período en estudio. Una vez determinada la curva de duración de carga (mensual o anual generalmente), el índice calculado es una cifra adimensional, independiente del período considerado.

Como la relación mencionada, es normalmente un valor mucho menor que uno, se acostumbra expresar la confiabilidad, con el "índice energético de confiabilidad" (IEC), dado por la diferencia entre 1 y la relación primeramente mencionada. Este nuevo índice, expresa la relación probable entre la energía suministrada, y la que en realidad requiere el Sistema.

Cualquier salida de unidades generadoras, que exceda el valor de la reserva de generación del sistema, producirá un corte de carga, y en consecuencia, habrá una cierta cantidad de energía dejada de vender.

En este método, también se usa la TPSG, la cual se combina con la

CDC en la forma indicada a continuación:



En donde:

S_j = Magnitud de la j -ésima salida de servicio

P_j = Probabilidad de que se produzca una salida de valor S_j

A_j = Energía no suministrada, debido a una salida de valor S_j .

La probable energía no entregada al sistema será:

$$E = \sum_{j=1}^n A_j \cdot P_j$$

Este valor puede expresarse ^{en} por unidad, tomando como energía base a la total requerida por el sistema, esto es, el área bajo la CDC

$$E \text{ (p.u.)} = \frac{1}{A} \sum_{j=1}^n A_j \cdot P_j$$

El índice energético de confiabilidad será entonces, según se lo definió:

$$IEC = 1 - E \text{ (p.u.)}$$

El índice hallado con este método, es talvez más significativo que el encontrado con el método de probabilidad de insatisfacción de demanda.

...../.....

3.2.3.- Otros métodos

Se han desarrollado algunas formas, a más de las reseñadas, para el cálculo de la confiabilidad del subsistema de generación de un sistema eléctrico de potencia.

El método de duración y frecuencia aplicado a generación, brinda un índice bastante real de la confiabilidad de generación instalada del sistema, pero su aplicación resulta bastante complicada, por lo cual no se da el detalle del mismo en este trabajo.

Además de los métodos nombrados, existen otros, que sirven para calcular la confiabilidad de generación, tomando en cuenta la reserva su giro; pero no es ése precisamente el tema de éste estudio, como se dijo en un comienzo.

4.- CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACION DE LA EMPRESA ELECTRICA
CUENCA C.A.

El objetivo de este capítulo no es calcular en forma exacta y detallada, la confiabilidad de generación del sistema mencionado; sino más bien, explicar con un ejemplo, la forma en que se debe proceder, y los datos que se requieren para un cálculo de este tipo.

Se indicarán también algunas formas de cuantificación de las pérdidas debidas a falta de confiabilidad.

Para hacer un cálculo verdaderamente preciso, se deberían tener datos más detallados y exactos, para lo cual se requeriría un trabajo de investigación y análisis muy detallado y largo; lo cual está fuera del alcance de esta tesis.

4. 1.- CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA

4.1.1.- Algunos detalles

Según lo previsto por Inecel, durante 1977 se deberá constituir la "Empresa Eléctrica Regional Centro-Sur", la cual tendrá como área de concesión y monopolio operacional, las provincias de Azuay y Cañar.

Actualmente, las provincias mencionadas reciben suministro eléctrico de varias empresas y de pequeñas centrales municipales: la ciudad de Cuenca, principal núcleo urbano del área, está servida básicamente por la Empresa Eléctrica Cuenca C.A., la cual abastece además las necesidades de muchas zonas rurales de la provincia del Azuay, de algunas poblaciones del Cañar, y de la Fábrica de Cementos Guapán ubicada en esa úl-

tima provincia.

Existe además la "Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica", que aún mantiene redes en unos pocos sectores de la Ciudad (se dan casos de viviendas, que reciben suministro de las dos Empresas, con lo cual tienen casi asegurada la continuidad del servicio.); esta situación tiende a desaparecer paulatinamente, pues la Cía. de Luz y Fuerza está retirando poco a poco sus redes, para dedicar toda su capacidad de generación al suministro de energía a las industrias de sus propietarios.

En las fábricas Guapán y Ecuatoriana del Caucho, existen centrales generadoras que se mantienen en sincronismo con el sistema de la Empresa Cuenca, separándose la Llantera, y a veces Guapán, en las horas de pico. Normalmente, 2 Grupos de 500 KW de Guapán, y 1 de la misma potencia de Erco, son los que permanecen sincronizadas al Sistema. Eventualmente, la fábrica de llantas suministra energía al sistema en caso de déficit.

La ciudad de Azogues, capital del Cañar, está servida, al igual que las zonas aledañas, por la Empresa Eléctrica Azogues.

Un sector de la zona costera de la provincia del Cañar, es servido actualmente por la Empresa Eléctrica Milagro.

Existe además servicio eléctrico de plantas aisladas en los cantones Cañar, Gualaceo, Sta. Isabel y Paute, y en algunas poblaciones, que reciben el fluido durante pocas horas diarias.

Los cantones Biblián, Girón y Sigsig, reciben en la actualidad suministro de la Empresa Eléctrica Cuenca, y sus pequeñas plantas generadoras están prácticamente abandonadas.

En la Compañía Azucarera Aztra, ubicada en el sector costero del Cañar, existe una central generadora de importancia (ver 4.1.2.1.)

Debido a las variadísimas procedencias de los equipos que se encuentran en la zona en estudio, los voltajes que se utilizan son muchos: se tiene actualmente: 208, 220, 240, 440, 460, 480; 2300; 2400; 4160; 6300; 7200; 13800; 22000, 23000, 24000; próximamente 69000 y 138000; y posiblemente 220000 Voltios.

4.1.2.- Parámetros

Los datos que se consignan a continuación, son referidos a las provincias de Azuay y Cañar en conjunto; y se consideran actuales, los valores del 31 de Diciembre de 1976.

4.1.2.1.- Potencia de generación instalada y proyectada (L12, L13), (L18).

Actualmente, se tienen las siguientes centrales generadoras; en orden de potencia. (Se indican con +, las conectadas al Sistema de la Empresa Eléctrica Cuencá).

...../.....

Nombre de la Central	Energía Primaria	Propietario	KW instalados *	KW efectivos *
+ Monay	térmica	E.E.Cuenca	13905	13905 +
Aztra	"	Ingenio Aztra.	6500	6500
+ Saymirín	hidráulica	EECCA	6432	6432 +
+ Guapán	térmica	Cementos Guapán	2500	2500 +
+ Erco	"	Ecuatoriana del Caucho	2400	2400 +
Bayas	Hidráu./ter.	EE.Azogues C.A.	1520	980
Monay	Hidráulica	Cía.de Luz y F.	868	820
Coyoctor	Hidráu./ter.	Mun. de Cañar	660	660
+ Tomebamba	Térmica	EECCA	600	0 +
+ Yanuncay	Hidráulica	EECCA	225	210 +
Girón	Hidráu./ter.	Mun. de Girón	215	0
Gualaceo	Hidráulica	Inecel Gualaceo	200	200
Sta. Isabel	"	Mun.Sta.Isabel	120	100
Uzhupud	Térmico	Desarrollo Agropecuario	112	100
Sigsig	Hidráulica	Mun.de Sigsig	80	0
Biblián	"	Mun. de Biblián	80	0
Paute	"	Mun. de Paute	66	60
T O T A L		SISTEMA CENTRO-SUR	36498	35407

* (KW instalados - KW efectivos).- Es la potencia no utilizable, por subdimensionamiento de subsistemas adyacentes, vejez de equipos, o por haberse incorporado la zona al sistema de la Empresa, no resultando económico conectar esos generadores al sistema (Girón, Biblián y Sig-sig).

Los proyectos que se tienen, en cuanto a disponibilidad de potencia en la zona, son los que se detallan en el siguiente cuadro. Las fechas programadas, son las señaladas por los organismos interesados, a fines de 1976; las fechas que se consideran para el estudio, se han fijado, consultando criterios realistas de personeros de Incel y las Empresas Eléctricas de la Región.

Proyecto	Fecha Prevista	Fecha más probable	Potencia (KW)
Saucay I	Julio - 1977	Abril - 1978	8000
Saucay II	Diciembre-1978	Enero - 1980	16000
Línea Paute Cuenca	1982	1985	80000

Aparte de estas obras, que están en período de Ejecución, se ha pensado en primera instancia, que debido a la probable demora de los Proyectos, en especial del Paute, se debería instalar una central a vapor de 30 MW en la zona de Cuenca; o una central de bocamina en la zona carbonífera de Biblián, o una central hidráulica, que aproveche la vertiente occidental de las cuencas hidrográficas de la provincia del Cañar (Río Cañar).

Esta tesis, trata de aportar un nuevo criterio, que podrá ser aplicado en la determinación de necesidades de generación de la región. (Ver parte 4.5)

4.1.2.2.- Datos y Proyecciones de población y demanda.

No se ha realizado un estudio pormenorizado de la demanda, por no ser ése el objetivo básico de esta tesis. Se ha tomado como base para los datos que se presentan, el trabajo preparado por CEI-Consultores (L19)

La proyección hecha por la referida compañía, tiene la virtud de ser la suma, de valores proyectados en forma individual para los sectores rural y urbano de cada una de las Once zonas en que divide el área de Concesión (Azúay y Cañar).

Los valores aquí consignados, se refieren únicamente a demanda residencial.

Año	Población	Población #	Servida %	Demanda (KW)
1962	387375	85472	22.06	
1974	513010	163173	31.81	
-	-	-	-	
1975	526162	175633	33.38	16327
1976	539783	87629	34.76	18379
1977	553886	200451	36.19	20688
1978	568491	214264	37.69	23287
1979	583610	229009	39.24	26213
1980	599260	244858	40.86	29507

A la proyección de la demanda indicada anteriormente, que es calculada en base a datos históricos y a programas de expansión del servicio a un mayor porcentaje de la población, se le deben agregar, los incrementos debidos a requerimientos industriales: La fábrica Ecuatoriana del Caucho, Cementos Guapán, Cerámica Andina y otras, están proyectando ampliaciones, que demandarán cantidades considerables de energía eléctrica. A continuación se presenta un cuadro, con la potencia que demandarán las ampliaciones fabriles, y la fecha en que aproximadamente, comenzarán a consumir.

Nombre de la Industria	Incremento de carga Instalada (KW)	Fecha
Ecuatoriana del Caucho	8000	1978
Cementos Guapán	10000	1979
Cerámica Andina	700	1977
Cerámica Moderna	100	1977
Curtiembre la Renaciente	600	1977
Vanderbilt C. Ltda.	300	1979
Tuberías Galvanizadas	600	1978
Intercontinental Plásticos	800	1978
Arte Práctico S. A.	400	1977
Metal Mecánica Mejía	300	1978
Indurama	200	1978
Cimasa Cía. Ltda.	220	1977
Tiger	120	1977
Otros	2000	-
T O T A L	24.340	Hasta 1980

Estos datos se han conseguido en la Empresa Eléctrica Cuenca, y de una encuesta realizada para una tesis relacionada con el parque industrial de Cuenca. Se han consignado solamente los aumentos mayores a 100 KW. Es de anotar que no todos los industriales consultados, han respondido; y muchos de los que lo han hecho, no han indicado la potencia a incrementar ni la fecha en que realizarán la expansión.

Se presenta seguidamente un cuadro con las potencias máximas generadas por el sistema de la Empresa Eléctrica Cuenca en los años anteriores.

Año	Mes	Demanda Máxima (KW)
1966		5680
1967		6740
1968		6770
1969		7030
1970		7060
1971		9090
1972		9895
1973		10670
1974		11500
1975		12900
1976	Enero	12800
"	Febrero	12890
"	Marzo	13180
"	Abril	12920
"	Mayo	14020
"	Junio	14630

1976	Julio	13690
"	Agosto	12460
"	Septiembre	13440
"	Octubre	14695
"	Noviembre	* 15235 *
"	Diciembre	14650

Debe notarse que la potencia máxima generada por el sistema de la empresa, en determinado año, en ningún caso es la demanda máxima de la zona en ese año. Debería sumársele la demanda de los industriales que se autoabastecen en las horas de pico, y de sectores suspendidos durante esas horas por falta de capacidad en subestaciones.

4.1.3.- Planos y esquemas

En este punto se presenta un plano unifilar completo, actualizado al 31 de Febrero de 1977 de las instalaciones de la Empresa Eléctrica Cuenca: Centrales generadoras, líneas, subestaciones y alimentadores de distribución (Fig.4.1)

Se adjunta además un diagrama esquemático del sistema, con la codificación de componentes usada en la Empresa (Fig. 4.2)

Se incluye también un esquema de lo que será en 1980 el sistema Centro-Sur, según los planes que se están trazando actualmente (L20), Fig.4.3.)

..../....

4.1.4.- Características de los equipos generadores

Se presenta un cuadro que contiene las principales características de los generadores conectados al Sistema de la Empresa Eléctrica Cuenca. Los códigos usados corresponden a los mostrados en el esquema de la fig. 4.2.

CENTRAL/#	CODIGO	M A R C A	CAPACIDAD (KVA)	POTENCIA (KW)	VOLTAJE (V)	CONEX.
SAYMIRIN/1	GS1	A E G	1570	1256	2400	Y ₁
SAYMIRIN/2	GS2	"	"	"	"	Y ₁
SAYMIRIN/3	GS3	"	2450	1960	"	Y
SAYMIRIN/4	GS4	"	"	"	"	Y
MONAY / 1	GM1	TOSHIBA	1875	1500	6300	Y
MONAY / 2	GM2	"	"	"	"	Y
MONAY / 3	GM3	"	"	"	"	Y
MONAY / 4	GM4	FAIRBANK MORSE	2969	2375	6300	Y ₁
MONAY / 5	GM5	"	"	"	"	Y ₁
MONAY / 6	GN6	"	"	"	"	Y ₁
MONAY / 7	GM7	ELECTRIC CONSTRUCTION	1425	1140	6300	Y ₁
MONAY / 8	GM8	"	"	"	"	Y ₁
YANUNCAY/1	GY1	GENERAL ELECTRIC	93.75	75	2300	Y
YANUNCAY/2	GY2	"	"	"	"	Y
YANUNCAY/3	GY3	"	"	"	"	Y
SAUCAY /1	*GC1	PARSON PEEBLES	5000	4000	4160	Y ₁
SAUCAY /2	*GC2	"	"	"	"	Y ₁

* En construcción

..../....

CENTRAL/#	CODIGO	M A R C A	CAPACIDAD (KVA)	POTENCIA (KW)	VOLTAJE (V)	CONEX.
ERCO / 1	GE1	CATERPILLAR	625	500	480	Y
ERCO / 2	GE2	THOMAS B. THRIGE	690	552	460	Y
ERCO / 3	GE3	"	"	"	440	Y
ERCO / 4	GE4	BRUSH	1812.5	1450	2300	Y
GUAPAN/ 1	GG1	CONZ	625	500	480	Y
GUAPAN/ 2	GG2	"	"	"	"	Y
GUAPAN/ 3	GG3	"	"	"	"	Y
GUAPAN/ 4	GG4	"	"	"	"	Y
GUAPAN/ 5	GG5	"	"	"	"	Y

4.2.- METODO A EMPLEARSE

4.2.1.- Descripción

En este ejemplo de aplicación del cálculo de la confiabilidad se empleará el método de "Probabilidad de insatisfacción de demanda", llamado también, de "Probabilidad de pérdida de carga".

Se usará la aproximación anual y se considerará que por mantenimiento, se tiene indisponible durante todo el año, una potencia igual a la unidad térmica más pequeña de la Empresa (1140 KW).

(Según criterio del Jefe de Centrales de la Empresa Eléctrica Cuenca).

La descripción completa del método se dió en el punto 3.2.1.

..../....

4.2.2.- Razones para la selección de este método.

El objetivo primordial de este capítulo, es ilustrar la forma de efectuar un cálculo de confiabilidad para un Sistema; por tanto, se ha escogido el método antes citado, por su relativa sencillez, y por la cantidad pequeña de datos que requiere; lo cual para nuestro medio es básico, pues desgraciadamente, es muy difícil conseguir en las Empresas Eléctricas datos exactos y detallados como para efectuar un estudio minucioso y preciso del tópico que se trata.

Se ha aceptado el criterio indicado en cuanto al mantenimiento, debido a que, los datos de tasas de salida por esa causa no existen; además, los períodos de mantenimiento de cada unidad, varían grandemente de un año a otro en nuestros sistemas, a causa de la falta de programación del mantenimiento preventivo, y a indisponibilidad de repuestos, lo cual ocasiona muchas veces, demoras imprevisibles.

Otra razón por la cual se ha escogido el método de probabilidad de insatisfacción de demanda, es que éste, está orientado, y se lo puede usar para visualizar las necesidades de incrementos de generación.

4.2.3.- Utilidad de los resultados

El método que se usará en este ejemplo, para calcular la confiabilidad, requiere como datos, la curva anual de duración de carga, y las tasas de salida forzada de los generadores del Sistema; La tabla de probabilidad de salidas de generación (TPSG), que se forma en base a las probabilidades individuales de salida, constituye un resultado previo muy interesante y útil. El resultado que se obtiene de la aplicación

del método de probabilidad de insatisfacción de demanda, es la insatisfacción total esperada (E), la cual representa, el tiempo en que la demanda del sistema no podrá ser cubierta por salidas de los equipos generadores; con este valor, se pueden evaluar las pérdidas que sufrirá la Empresa y la comunidad por indisponibilidad de potencia.

Además, proyectando la demanda del sistema, se puede obtener para cada año, los incrementos de generación requeridos, para mantener el valor de E, dentro de límites razonables.

4.3.- CALCULO DE LA CONFIABILIDAD

Como se dijo anteriormente, este cálculo constituye un ejemplo de aplicación que pretende aclarar, la forma de efectuar un estudio de confiabilidad, y los datos que se requieren para ello; por tanto, los resultados que se obtengan, no deberán considerarse como absolutamente ajustados a la realidad del Sistema que se ha tomado como ejemplo.

El cálculo se hace para el año 1976, considerando que durante todo el año se tuvo capacidad de generación igual a la disponible al finalizar el año (En realidad, en el sistema se incrementó la potencia instalada, en los meses de Abril y Noviembre).

4.3.1.- Datos del Sistema

Los datos necesarios para calcular la confiabilidad de generación con el método escogido: curva de duración de carga anual (CDC), potencia efectiva de generación del Sistema y probabilidades de salida de las unidades generadoras.

4.3.1.1.- Curva de duración de carga

Para el ejemplo presente, la CDC se ha obtenido en base a las curvas diarias de carga, de los días de pico máximo de cada mes del año 1976.

Las curvas diarias corresponden a la potencia generada por las centrales Monay, Saymirín y Yanuncay.

A la curva hallada como se indica, se le debe aumentar el valor de potencia en mantenimiento especificada en 4.2.1; con lo cual, la curva queda como se ve en la fig. 4.4.

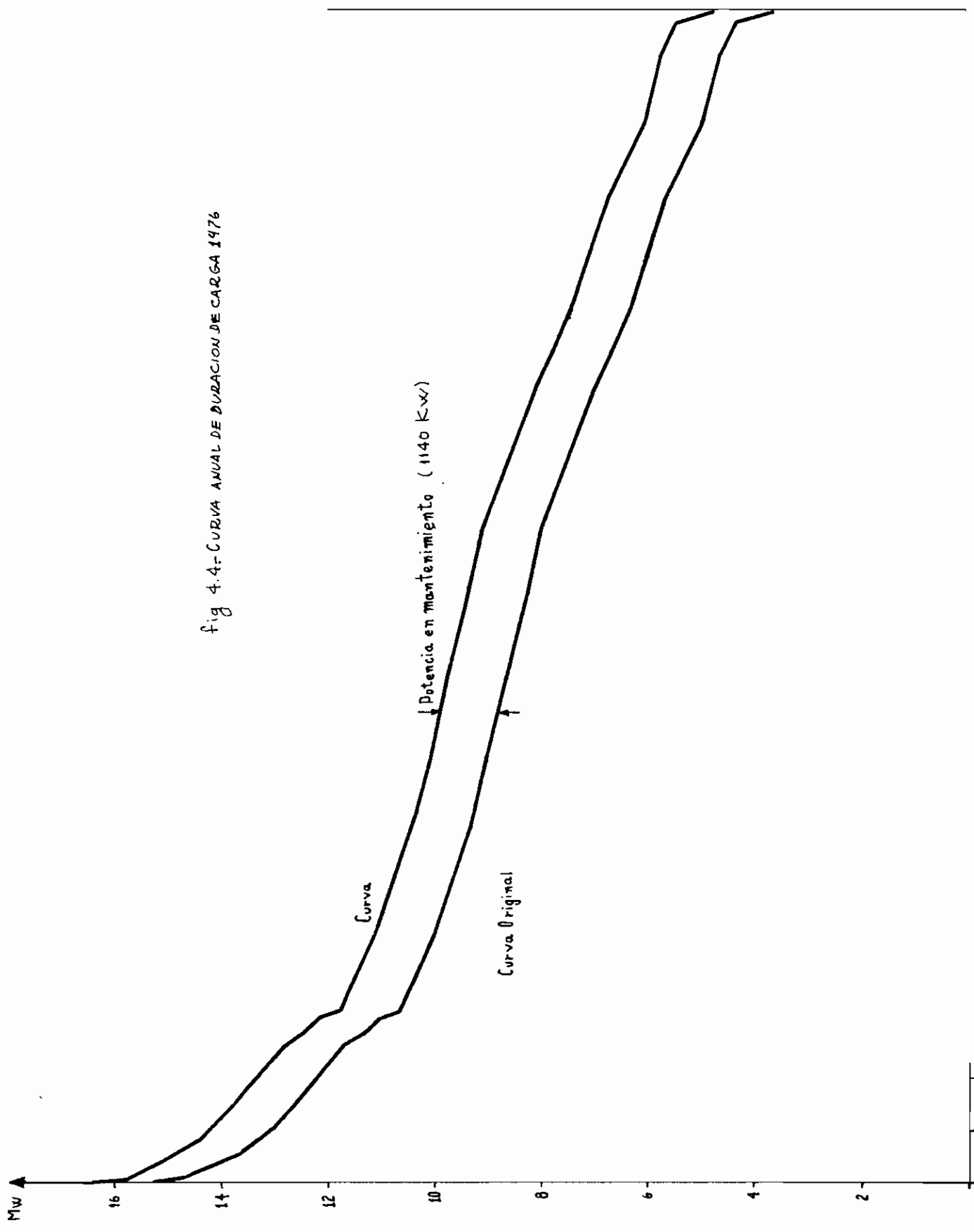


Fig 4.4.-CURVA ANUAL DE DURACION DE CARGA 1976

4.3.1.2.- Potencia efectiva y probabilidad de salida de las unidades.

En el cuadro que se presenta al final de este punto, las probabilidades de salida de las unidades térmicas, son las proporcionadas por la "Corporación Autónoma Regional del Cauca" (A25); no se han podido obtener valores exactos para la central Monay, lo cual ha obligado a asumir los datos antes citados, que se pueden considerar aplicables al sistema en estudio, por la similitud de condiciones entre los Sistemas de Ecuador y Colombia. Para las unidades de la Central Saymirín, se han calculado tasas aproximadas de salida, en base a las observaciones consignadas en las hojas de registro de generación del año 1976; la mayor parte de las salidas obedecen a falta de agua, como se puede ver en el cuadro siguiente:

SALIDA DE LOS OBReros DE LA CENTRAL SAYIRIN EN 1 9 7 6

654

653

652

651

FECHA	HASTE	HASTA	TIEMPO	CAUSA	FECHA	DE-DEZ	HASTA	TIEMPO	CAUSA	FECHA	HASTE	HASTA	TIEMPO	CAUSA
07/01	09:30	09:00	1:30	Manten.	05/01	10:30	13:00	2:30	Falta de Agua	08/01	15:00	18:00	3:00	Mantenimiento
07/01	10:30	15:00	4:30	Falta agua	12/01	21:30	24:00	2:30	Canal sucio	12/01	23:00	24:00	1:00	Canal sucio
12/21	12:30	15:00	2:30	Canal sucio	"	13:00	15:00	2:00	"	26/02	08:30	09:30	1:00	Pruebas en el sist.
12/21	15:30	18:30	3:00	"	"	18:00	18:30	0:30	"	27/04	08:30	09:00	0:30	Daño
12/21	18:30	21:30	3:00	"	13/01	00:00	06:30	6:30	"	05/05	03:00	03:10	0:10	Corto circ. (A.G.)*
12/21	21:30	24:30	3:00	"	"	10:30	19:00	8:30	"	26/06	23:55	24:00	0:05	Trabs. en la línea
12/21	00:00	03:00	3:00	"	04/02	19:30	17:30	1:30	Falta de Agua	18/08	12:30	15:00	2:30	Sobrecarga (A.G.)
12/21	03:00	06:00	3:00	"	"	17:30	17:30	0:00	Pruebas en el Sist.	21/08	12:02	12:07	0:05	Mantenimiento
12/21	06:00	09:00	3:00	"	26/02	06:30	09:30	3:00	Falta de Agua	21/08	12:02	12:07	0:05	Trabs. en la línea
12/21	09:00	12:00	3:00	"	01/03	17:30	17:30	0:00	Falta de Agua	26/11	14:00	15:00	1:00	Daño en interr. (A.G.)
12/21	12:00	15:00	3:00	"	02/03	17:30	17:30	0:00	"	12/12	14:00	15:00	1:00	Falta de agua
12/21	15:00	18:00	3:00	"	21/03	15:30	17:30	2:00	Corto circ. (A.G.)*	14/12	18:40	18:43	0:03	Corto circ. (A. G.)
12/21	18:00	21:00	3:00	"	08/05	08:05	08:10	0:05	Sobrecarga (A.G.)	"	"	"	"	Falta de Agua
12/21	21:00	24:00	3:00	"	26/06	23:55	24:00	0:05	Trabs. en línea	26/11	19:00	22:00	3:00	Daño en Interr.(A.G.)
12/21	00:00	03:00	3:00	"	19/08	12:30	15:00	2:30	Sobrecarga (A.G.)	26/11	14:00	15:00	1:00	Falta de agua
12/21	03:00	06:00	3:00	"	21/08	12:02	12:07	0:05	Mantenimiento	21/12	10:00	14:00	4:00	Falta de Agua
12/21	06:00	09:00	3:00	"	04/10	13:30	14:30	1:00	Falta de Agua	23/12	20:55	22:30	1:35	Sobrecarga (A.G.)
12/21	09:00	12:00	3:00	"	09/13	13:00	14:00	1:00	"	24/12	15:30	15:55	0:25	"
12/21	12:00	15:00	3:00	"	17/10	09:30	14:30	5:00	"	"	"	"	"	"
12/21	15:00	18:00	3:00	"	16/10	09:30	08:30	1:00	Sobrecarga	"	"	"	"	"
12/21	18:00	21:00	3:00	"	23/10	12:30	18:30	6:00	Falta de Agua	"	"	"	"	"
12/21	21:00	24:00	3:00	"	24/10	12:30	18:30	6:00	"	"	"	"	"	"
12/21	00:00	03:00	3:00	"	26/10	01:00	08:00	7:00	"	"	"	"	"	"
12/21	03:00	06:00	3:00	"	30/11	06:00	08:30	2:30	"	"	"	"	"	"
12/21	06:00	09:00	3:00	"	30/11	06:00	08:30	2:30	"	"	"	"	"	"
12/21	09:00	12:00	3:00	"	30/11	11:00	08:30	2:30	"	"	"	"	"	"
12/21	12:00	15:00	3:00	"	30/11	12:30	13:30	1:00	Daño en Interrp.(A.G.)	"	"	"	"	"
12/21	15:00	18:00	3:00	"	29/11	00:30	02:30	2:00	Falta de Agua	"	"	"	"	"
12/21	18:00	21:00	3:00	"	04/12	10:30	16:30	6:00	"	"	"	"	"	"
12/21	21:00	24:00	3:00	"	14/12	18:40	18:45	0:05	Corto circuito (A.G.)	"	"	"	"	"
12/21	00:00	03:00	3:00	"	15/12	00:00	18:30	18:30	Falta de Agua	"	"	"	"	"
12/21	03:00	06:00	3:00	"	24/12	12:30	13:55	1:25	Sobrecarga (A.G.)	"	"	"	"	"
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3:00	"										
12/21	18:00	21:00	3:00	"										
12/21	21:00	24:00	3:00	"										
12/21	00:00	03:00	3:00	"										
12/21	03:00	06:00	3:00	"										
12/21	06:00	09:00	3:00	"										
12/21	09:00	12:00	3:00	"										
12/21	12:00	15:00	3:00	"										
12/21	15:00	18:00	3											

De los valores del cuadro anterior, se puede ver que las máquinas 1 y 2 tienen similar número de salidas, y tiempos de salida semejantes; igual sucede con las máquinas 3 y 4; por tanto, se hará un promedio para cada grupo de 2 máquinas. Se considera que todas las salidas son forzadas.

UNIDADES GENERADORAS DE SAYMIRIN	1 y 2	3 y 4
(a).- Número de salidas promedio en el año	31.5	16.0
(b).- Tiempo fuera de servicio promedio H/año	114.11	24.69
(c).- Tiempo medio de cada salida H/sal.	3.62	1.54
(d).- Probabilidad de salida (P)*	0.013	0.003

$$P = \frac{(b)}{8784} \text{ (H, año bisiesto)}$$

Por tanto, las probabilidades de salida para las unidades son:

Código de la Unidad	Potencia Efectiva (KW)	Probabilidad de salida (P)	Probabilidad de disponibilidad (Q)
GM1	1500	0.048	0.952
GM2	1500	0.048	0.952
GM3	1500	0.048	0.952
GM4	2375	0.048	0.952
GM5	2375	0.048	0.952
GM6	2375	0.048	0.952
GM7	1140	0.048	0.952
GM8	1140	0.048	0.952

...../.....

Código de la Unidad	Potencia Efectiva (KW)	Probabilidad de Salida (P)	Probabilidad de disponibilidad (Q)
GS1	1256	0.013	0.987
GS2	1256	0.013	0.987
GS3	1960	0.003	0.997
GS4	1960	0.003	0.997

4.3.1.3.- Tabla de Probabilidad de salidas de generación.

Se tienen 12 unidades, por tanto el sistema puede estar en 2^{12} estados; esto es, hay $2^{12} = 4096$ posibilidades de funcionamiento del sistema, según sean los estados (disponible o indisponible) de cada uno de los generadores; y se pueden calcular las probabilidades de encontrar al sistema en cada uno de esos 4096 estados.

En la tabla siguiente, se presentarán solamente los estados cuyas probabilidades de ocurrencia sean del orden de 10^{-5} o mayores.

La función binomial a usarse en este caso será:

$$(Q_1 + P_1) (Q_2 + P_2) (Q_3 + P_3) \dots (Q_{11} + P_{11}) (Q_{12} + P_{12})$$

Como hay 2 unidades hidráulicas pequeñas, dos hidráulicas grandes, y 8 térmicas; y las tasas de salida son iguales para las del mismo tipo, se tendrá una gran simplificación, quedando la expresión binomial como sigue:

$$(Q_{ha} + P_{ha})^2 (Q_{hb} + P_{hb})^2 (Q_t + P_t)^8$$

De aquí, se obtendrán las probabilidades de todos los estados.

Como se dijo al explicar la expresión binomial, se tienen las diferentes probabilidades:

...../.....

- Disponibilidad total:

$$\prod_{i=1}^n Q_i$$

que para el caso presente se representaría por

$$(Q_{ha})^2 (Q_{hb})^2 (Q_t)^8$$

- Indisponibilidad de un equipo:

$$P_j \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n Q_i$$

que en el ejemplo presente será

$$P_{ha} (Q_{ha}) (Q_{hb})^2 (Q_t)^8$$

Si el equipo fallado es hidráulico pequeño, y

$$P_t (Q_{ha})^2 (Q_{hb})^2 (Q_t)^7$$

si es térmico.

- Indisponibilidad de varias unidades:

$$P_j \cdot P_k \dots P_s \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j \\ i \neq k \\ \vdots \\ i \neq s}}^n Q_i$$

. esta fórmula, en el ejemplo que se trata, y suponiendo que salen 1 unidad hidráulica y 2 térmicas, será:

$$P_{ha}(P_t)^2 (Q_{ha}) (Q_{hb})^2 (Q_t)^6$$

- Indisponibilidad total:

$$\prod_{i=1}^n P_i$$

la cual, en el caso presente sería:

$$(Pha)^2 (Phb)^2 (Pt)^8$$

La tabla se ha hecho en orden ascendente de Potencia indisponible. Debe notarse, que para un mismo valor de potencia, pueden haber muchos casos, por ejemplo, para tener 3875 KW. indisponibles, hace falta que falle un generador de 1500 KW y uno de 2375 KW; pero, hay tres generadores de cada tipo, por lo cual, el número de combinaciones posibles para tener uno de cada uno fuera de servicio será:

$$\text{Combinaciones} = C_1^3 \cdot C_1^3$$

$$\text{Comb.} = 3 \cdot 3.$$

$$\text{Comb.} = 9$$

Por tanto, la "probabilidad individual" hallada con las fórmulas de la expansión binomial para ese caso, deberá multiplicarse por 9, para tener la "probabilidad real" de no disponer de la potencia indicada.

Se han analizado los casos que representan salidas de 1, 2 y 3 unidades; de ellos, se han tomado aquellos que representan una salida mayor que la potencia de reserva, y que tienen probabilidad de ocurrencia del orden de 10^{-5} o mayor.

La Reserva de Generación del Sistema (RGS) será, en este caso:

$$\text{RGS} = \text{PEG} - (\text{Demanda máx.} + \text{Pot. en mantenim.})$$

$$\text{RGS} = 20337 - (15235 + 1140)$$

$$\text{RGS} = 3962 \text{ (KW)}$$

..../....

las posibilidades a considerar serán por tanto:

Caso (j)	Potencia Indispon. (KW)	Unidades fuera de servicio # (KW)	Combinac. Posibles	Probabilidad Individual	Probabilidad Real * (Pj)
1	41.40	1140+2(1500)	6	0.0001	0.0006
2	4335	1960+2375	6	0.0001	0.0006
3	4500	3 (1500)	1	0.0001	0.0001
4	4655	2(1140)+2375	3	0.0001	0.0003
5	4750	2 (2375)	3	0.0017	0.0051
6	5015	1140+1500+2375	12	0.0001	0.0012
7	5375	2(1500)+2375	9	0.0001	0.0009
8	6006	1256+2(2375)	6	0.00002	0.0001
9	6250	1500+2(2375)	9	0.0001	0.0009
10	7125	3 (2375)	1	0.0001	0.0001
Casos considerados			56		

* Probabilidad real= Prob. individual . Combinaciones posibles

4.3.2.- Cálculo

Poniendo uno a uno, los valores de potencia indisponible, de los casos considerados en la tabla de 4.3.1.3, sobre la curva de duración de carga presentada en 4.3.1.1, (Fig. 4.5), se puede hallar el índice de confiabilidad, que en este método es el valor esperado de insatisfacción de demanda E.

$$E(t) = \sum_{j=1}^n P_j \cdot t_j$$

..../....

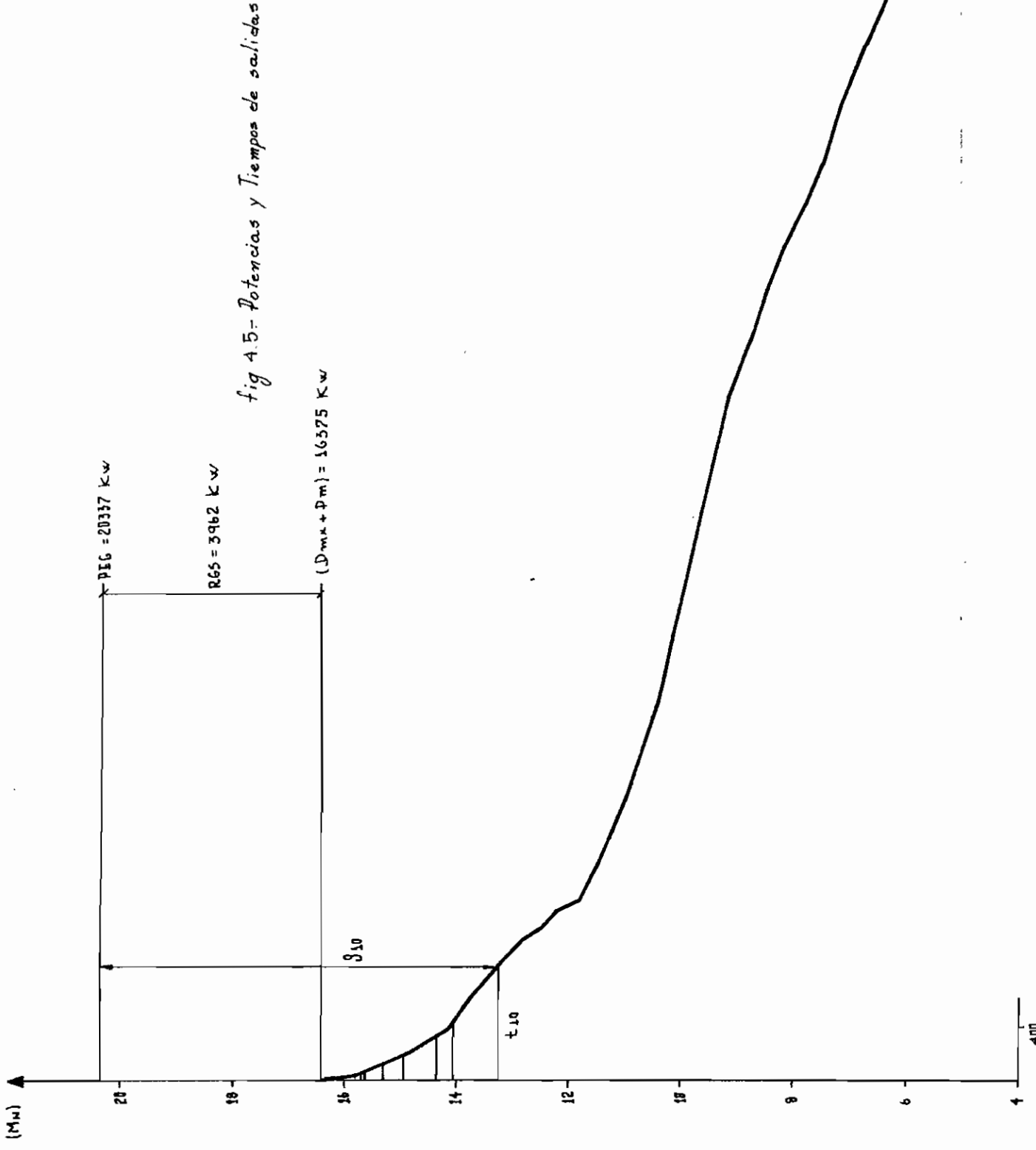


fig 4.5.- Potencias y Tiempos de salidas

En este caso, tenemos 10 posibilidades

$$E(t) = \sum_{j=1}^{10} P_j \cdot t_j$$

$$\begin{aligned} E(t) &= 0.0006 \cdot 20 + 0.0006 \cdot 25 + 0.0001 \cdot 30 + \dots \\ &+ 0.0003 \cdot 50 + 0.0051 \cdot 80 + 0.0012 \cdot 120 + \dots \\ &+ 0.0000 \cdot 200 + 0.0001 \cdot 360 + 0.0009 \cdot 470 + \dots \\ &+ 0.0001 \cdot 840 \end{aligned}$$

$$E(t) = 1.32 \text{ (Horas/año)}$$

4.3.3.- Análisis de los resultados numéricos

El valor de tiempo esperado de insatisfacción de demanda que se ha calculado, expresa, que durante 1 hora 19 minutos en el año, no se satisfizo la demanda; si este valor se lo traslada a la CDC, se verá que el valor de demanda no satisfecha, es muy bajo, al igual que la energía no vendida por salidas de generación. La conclusión lógica, es que, considerando como absolutamente ciertos los datos utilizados, el Sistema en estudio, tiene un índice de confiabilidad de generación excelente; este resultado era de esperarse, pues se puede ver, que la reserva de potencia instalada es altísima:

Potencia total efectiva	=	20337	KW
Demanda máxima en 1976	=	15235	KW
Reserva de Potencia	=	5102	KW
Reserva Porcentual	=	33.5	%.

La reserva recomendada como se dijo, en el mejor de los casos debería ser de 4750 KW (doble contingencia); o tomando un criterio porcentual, 2285 KW (15%).

Si en el sistema en estudio, no se ha cumplido lo calculado, la razón debe residir en problemas del resto del sistema (transmisión, sub-transmisión y distribución); y no en falta de capacidad instalada de generación; esto para 1976, y considerando como ciertos todos los datos utilizados.

Debe notarse que el valor presentado para la demanda máxima, aumentaría considerablemente, si las fábricas Guapán y Erco no dejaran de consumir en el período de pico.

4.4.- APLICACION A LA PLANIFICACION

En esta parte del trabajo, se indicará la forma de aplicar el método descrito, en el estudio de necesidades de potencia de generación de un Sistema, desde el punto de vista de la confiabilidad.

Se usará como ejemplo el Sistema Eléctrico Regional Centro-Sur, el cual en 1980, tendrá, como se puede ver en el punto 4.1.2.1., las siguientes centrales generadoras:

Central	Unidades # (MW)	Potencia efectiva (MW)
Saucay I y II	2 (4) + 2 (8)	24.0
Monay	2(1.14)+3(1.5)+3(2.375)	13.905
Saymirín	2(1.256)+2(1.96)	6.432
TOTAL DEL SISTEMA (MW)		44.337

Se ha considerado que las centrales fabriles, serán utilizadas como reserva de las industrias; además, se han despreciado todas las cen-

trales menores de 1 MW.

De los cuadros presentados en 4.1.2.2. sobre demanda residencial e industrial y adicionando otros tipos de demanda, se podría hacer un cálculo aproximado del pico de carga para 1980, pero, no se han logrado conseguir en las fábricas, las curvas de carga programadas, con las cuales se pudiera calcular la demanda de la industria, en las horas de pico, en base a las potencias instaladas consignadas en el cuadro de 4.1.2.1.; por lo cual se preferirá tomar como cierta la proyección hecha por Inecel (L18). Según ése estudio, la demanda máxima en 1980 será 38.6 MW; y la energía requerida 143.8 GWH.

4.4.1.- Confiabilidad futura

Para calcular la insatisfacción esperada en 1980, se usarán los datos siguientes:

Curva de duración de carga, obtenida aplicando a cada punto de la curva de 1976, la tasa de crecimiento de la demanda calculada para cada año en base a los datos de Inecel (L18). Según ese estudio:

Año	Demanda
1976	16.0 (15.235)
1977	24.0
1978	27.6
1979	31.2
1980	38.6

Calculando tasas de crecimiento de un año a otro

...../.....

De - A	Tasa (%)
1976-1977	50.00 (57.23)
1977-1978	15.00
1978-1979	13.04
1979-1980	23.72

la demanda entre paréntesis es la del Sistema de la E.E. Cuenca en 1976; la cual es menor lógicamente a la de Inecel, pues esta última considera el Sistema Centro-Sur. El salto brusco entre 1976-77 se debe a la integración del sistema regional. (Azuay, Cañar)

Como se dijo, incrementando cada punto de la curva, con los porcentajes calculados (57.23, el primer año); y considerando además el mismo criterio de mantenimiento que en 4.2.1., se obtiene la CDC mostrada en la fig. 4.6

En cuanto a las probabilidades de salida: para las unidades de Mo-nay y Saymirín se asumen los mismos valores indicados en 4.3.1.2.; para las unidades de Saucay, se asume que las probabilidades de las máquinas pequeñas serán iguales a las de las unidades menores de Saymirín, y la tasa de salida de las 8 MW, igual a la de los generadores de 1.96 MW de Saymirín.

En base a lo anterior, se tiene la siguiente TPSG, que considera solo las salidas mayores que la reserva y cuya probabilidad sea del orden de 10^{-5} .

La expansión binomial en este caso, será:

$$(Q_h + P_h)^4 (Q_b + P_b)^4 (Q_t + P_t)^8$$

...../.....

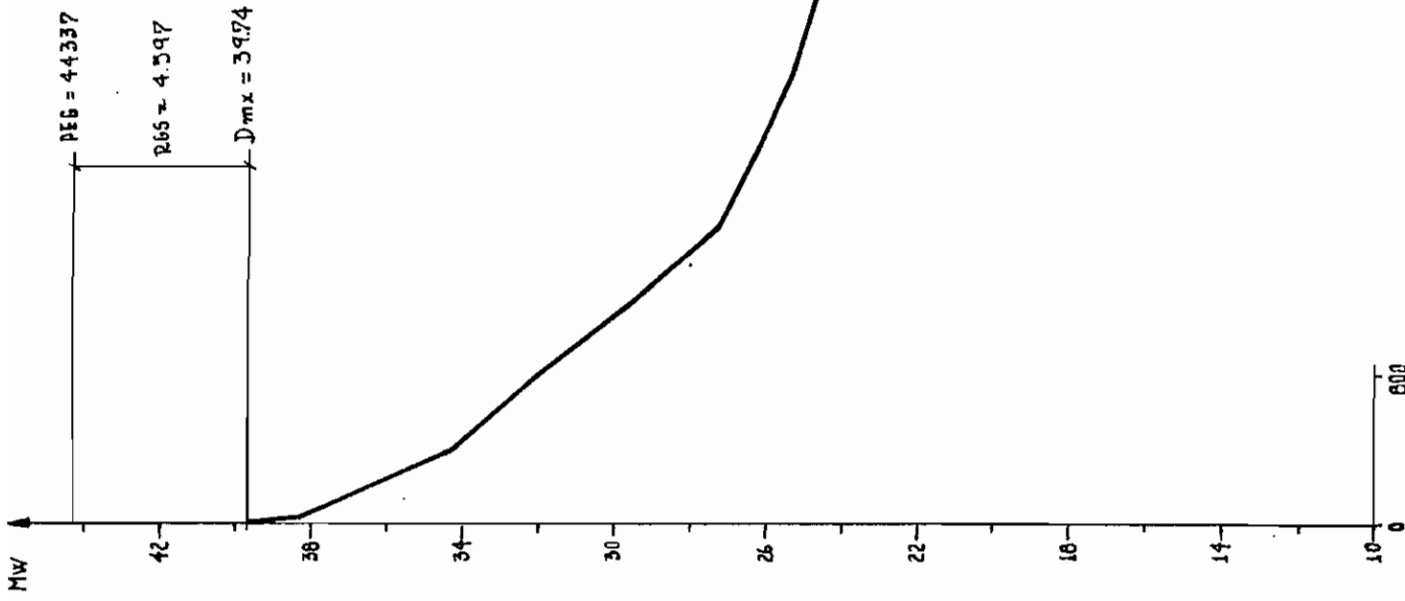


fig 4.6- Curva de duración de carga, 1980

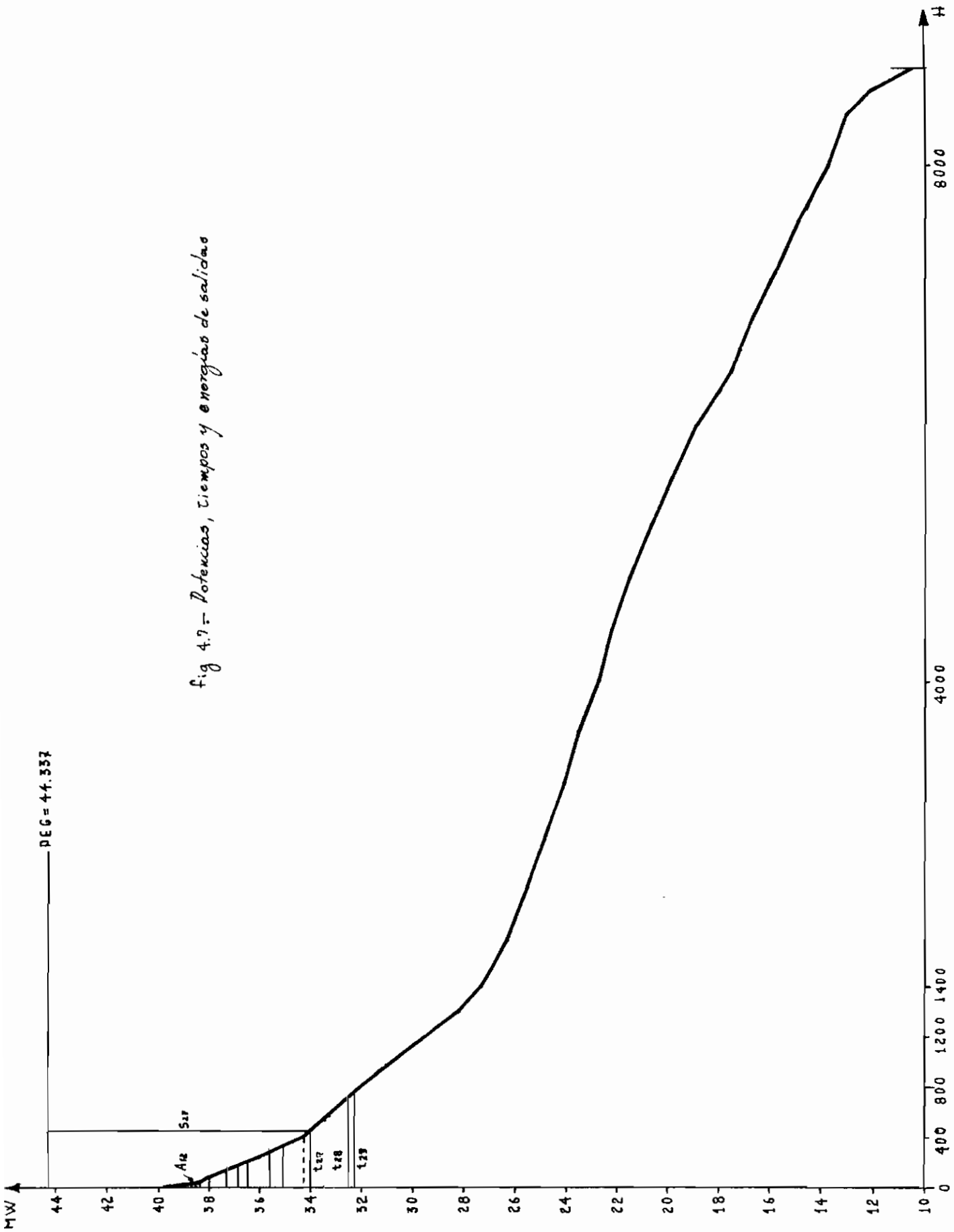
Caso (j)	Potencia Indispon. (MW)	Unidades fuera de Servicio # (MW)	Combinac. Posibles	Probabilidad Individual	Probabilidad Real (Pj)
1	4.655	2(1.14)+2.375	3	0.0001	0.0003
2	4.75	2(2.375)	3	0.0016	0.0048
3	4.771	1.14+1.256+2.375	12	0.00002	0.0003
4	5.015	1.14+1.5+2.375	18	0.0001	0.0018
5	5.131	1.256+1.5+2.375	18	0.00002	0.0004
6	5.14	1.14 + 4	4	0.0004	0.0016
7	5.256	1.256 + 4	4	0.0001	0.0004
8	5.375	2(1.5)+2.375	9	0.0001	0.0009
9	5.5	1.5 + 4	6	0.0004	0.0024
10	5.835	1.5+1.96+2.375	18	0.000005	0.0001
11	5.89	1.14+2(2.375)	6	0.0001	0.0006
12	5.96	1.96 + 4	4	0.000025	0.0001
13	6.006	1.256+2(2.375)	6	0.00002	0.0001
14	6.25	1.5+2(2.375)	9	0.0001	0.0009
15	6.375	2.375 + 4	6	0.0004	0.0024
16	6.64	1.14+1.5 + 4	12	0.00002	0.0003
17	7.0	2(1.5) + 4	6	0.00002	0.0001
18	7.125	3(2.375)	1	0.0001	0.0001
19	7.515	1.14+2.375+4	12	0.00002	0.0003
20	7.875	1.5+2.375+4	18	0.00002	0.0004
21	8.0	8	2	0.0019	0.0038
22	8.0	2 (4)	1	0.0001	0.0001
23	8.75	2(2.375) + 4	6	0.00002	0.0001
24	9.14	1.14 + 8	4	0.0001	0.0004
25	9.256	1.256 + 8	4	0.000025	0.0001
26	9.5	1.5 + 8	6	0.0001	0.0006
27	10.375	2.375 + 8	6	0.0001	0.0006
28	11.875	1.5+2.375 + 8	18	0.000005	0.0001
29	12.0	4 + 8	4	0.000025	0.0001
Casos analizados			226		

Total de casos posibles = $2^{16} = 65536$

Trasladando uno a uno los valores de potencia indisponible considerados en la TPSG anterior, el gráfico de la fig. 4.7 , se obtienen los siguientes valores:

..../....

Fig 4.7 - Potencias, tiempos y energías de salida



Caso (j)	Probabilidad (Pj)	Potencia Indisp. (Sj) (MW)	tiempo de Insatisfacción (tj) (H)	Energía no Suministrada (Aj) (MWH)
1	0.0003	4.655	5	0.145
2	0.0048	4.75	7	0.536
3	0.0003	4.771	10	0.87
4	0.0018	5.015	14	2.926
5	0.0004	5.131	18	4.806
6	0.0016	5.14	19	5.159
7	0.0004	5.256	21	6.92
8	0.0009	5.375	28	10.892
9	0.0024	5.5	32	14.448
10	0.0001	5.835	36	22.284
11	0.0006	5.89	38	24.567
12	0.0001	5.96	40	27.26
13	0.0001	6.006	44	27.512
14	0.0009	6.25	68	40.76
15	0.0024	6.375	90	51.635
16	0.0003	6.64	110	75.26
17	0.0001	7.0	140	117.26
18	0.0001	7.125	150	134.135
19	0.0003	7.515	180	193.91
20	0.0004	7.875	215	266.323
21	0.0038	8.0	230	297.26
22	0.0001	8.0	230	297.26
23	0.0001	8.75	295	487.885
24	0.0004	9.14	320	592.46
25	0.0001	9.256	330	629.62
26	0.0006	9.5	350	709.76
27	0.0006	10.375	460	1060.74
28	0.0001	11.875	740	1963.06
29	0.0001	12.0	780	2073.57

El valor total de insatisfacción esperada será:

$$E = \sum_{j=1}^{29} t_j \cdot P_j$$

$$E = 2.4508 \text{ Horas}$$

Se nota, que con respecto al año 76, la insatisfacción será prácticamente el doble; pero en todo caso, el valor esperado no es excesivo, lo cual era de esperarse, pues la reserva en el año en estudio será de 14.86%, lo cual es muy bueno y recomendado.

Se podría hacer un estudio alternativo, para el caso de que en el año 1980, todavía no esté en servicio la Segunda etapa del proyecto Sauca; y se vería la conveniencia de instalar generación de refuerzo.

4.4.2.- Evaluación Económica de pérdidas por salidas de servicio

En este punto se tratará de presentar un criterio válido para calcular las pérdidas que ocasionan las salidas de servicio de generación que afectan a la demanda.

Comparando las pérdidas indicadas, con lo que costaría aumentar la capacidad de generación para mejorar la confiabilidad, se puede hallar un punto de equilibrio entre lo que conviene gastar para mejorar la confiabilidad, y el costo derivado del tiempo esperado de insatisfacción de demanda.

4.2.2.1.- Perjuicios que producen las insatisfacciones de demanda.

Estos pueden verse desde dos posiciones: la del usuario y la de la Empresa Eléctrica.

•Desde el punto de vista del consumidor, una suspensión del servicio de energía eléctrica, le produce pérdidas considerables:

- Al industrial, pues se dañan materias primas, se desperdicia fuerza de trabajo durante la suspensión, y en muchos casos se pierde lo ya invertido en procesos que se truncan y dañan por la interrupción; se han realizado estudios que cuantifican estas pérdidas (A10): en E.U. hay plantas que pierden hasta US. \$10 por cada KWH insatisfecho, y un promedio en muchas industrias, indica que la pérdida es de US. \$ 0.90 por KWH;

..../....

En Suecia, de un estudio muy serio se ha obtenido el dato de que las industrias de ese país, pierden en promedio US. \$ 0.20 por KW interrumpido, y US. \$ 0.40 por KWH insatisfecho; En Noruega se aprecia esa pérdida en US. \$ 0.07 por KW y US. \$ 0.70 por KWH, según otras encuestas de E.U. y Canadá (A34), las industrias consultadas aprecian que pierden US. \$ 1.89 por KW y US \$ 2.68 por KWH insatisfecho; además, se ha visto que mientras menor es la industria, mayor es la pérdida (A34), pues las industrias pequeñas tienen más cantidad de mano de obra por KW instalado. Sería de ver si lo último se cumple en nuestro medio.

- El abonado comercial pierde durante una suspensión de servicio eléctrico, por ventas dejadas de realizar, desperdicio de personal y a veces por robos durante la emergencia.
- El consumidor residencial debe proveerse de fuentes de energía y alumbrado más costosos durante la interrupción.
- A la comunidad en general, se le ocasionan problemas en los servicios básicos y complementarios: agua potable, alumbrado público, control de tránsito, etc., etc.; y en su desarrollo, por ahuyentamiento industrial debido a indisponibilidad de energía y baja confiabilidad.

• Desde el punto de vista de la Empresa, las pérdidas que sufre por una insatisfacción de demanda son debidas a: energía dejada de vender, costos de reposición del servicio, gastos fijos improductivos durante la interrupción, y en otros países, multas que debe pagar según contrato, especialmente con usuarios industriales. Las interrupciones del servicio a los consumidores producen además a la Empresa una pérdida muy importante, pero desgraciadamente, no cuantificable: la pérdida de prestigio.

La pérdida total producida por una insatisfacción de demanda de e-

nergía eléctrica, es la suma de las que sufre la empresa de suministro, y de las ocasionadas a los usuarios.

4.2.2.2.- Costo anual de las salidas de servicio.

Es prácticamente imposible evaluar exáctamente, las pérdidas producidas por salidas de los equipos generadores, pues, como se vió en el punto anterior, una discontinuidad del servicio afecta a toda la comunidad. Por tanto, en este punto se presentarán tres posibles alternativas para apreciar las pérdidas que sufre la Empresa.

a) Una primera forma sería, sumando el probable valor no ganado por la Empresa, al no suministrar la energía, más los gastos fijos que se desperdician durante las suspensiones. En ese caso, el costo de las interrupciones sería:

$$CI = g \sum_{j=1}^n A_j \cdot P_j + \sum_{j=1}^n C_j \cdot t_j \cdot P_j$$

en donde:

CI = Costo de las interrupciones en el año considerado (\$) (€)

g = Ganancia de la Empresa por KWH vendido (\$)/KWH

j = Número de la interrupción probable considerada

A_j = Energía no suministrada con la salida j KWH

P_j = Probabilidad de que ocurra la salida j

C_j = Gastos fijos en las unidades que salen en el caso; (\$/H)

t_j = Tiempo en que la salida j produciría insatisfacción (H)

..../....

Para el ejemplo considerado, y tomando los valores del año 1976; se tiene:

$$g = 0.09$$

$$\sum_{j=1}^{29} Aj.Pj = 5540 \quad (\text{Encontrado en 4.4.1.})$$

Para hallar el sumatorio de la derecha, se usarán los datos obtenidos en la sección contabilidad de Costos de la Empresa Eléctrica Cuenca. Es de notar, que los cargos fijos que se presentan, son la suma de la depreciación de las unidades y edificios (lo exacto sería aumentar la depreciación de un porcentaje del resto del sistema; pero sería muy difícil apreciar ese porcentaje), más la mano de obra, que en este estudio se considera es un costo fijo.

Cada unidad de 1.14 MW.....	43.70	(\$/H)
" " " 1.256 MW.....	75.59	"
" " " 1.5 MW.....	45.22	"
" " " 1.96 MW.....	82.34	"
" " " 2.375 MW.....	92.67	"

Para las unidades de la Central Saucay se han calculado los costos fijos únicamente en base a la depreciación, tomando como dato, el costo previsto para Saucay II (L18), y considerando que la primera etapa costará la mitad; Con lo anterior se obtiene:

Cada unidad de 4 MW	228.31	(\$/H)
" " " 8 MW	456.62	"

Con los valores presentados, y relacionándolos con el primer cuadro

...../.....

presentado en 4.4.1., se ha calculado los siguientes costos parciales de las salidas probables.

Caso (j)	Cargos Fijos en generación (Cj) (\$/H)
1	180.07
2	185.34
3	211.96
4	181.59
5	213.48
6	272.01
7	303.90
8	228.33
9	273.53
10	220.23
11	229.04
12	310.65
13	260.93
14	230.56
15	320.98
16	317.23
17	313.75
18	278.01
19	364.68
20	366.20
21	456.62
22	456.62
23	413.65
24	500.32
25	532.21
26	501.84
27	549.29
28	594.51
29	634.93

Con estos valores y los del cuadro mencionado, se calcula el sumatorio

$$SUM = \sum_{j=1}^{29} Cj \cdot tj \cdot Pj$$

La energía que probablemente no se venderá, es:

$$A = \sum_{j=1}^{29} Aj \cdot Pj$$

...../.....

Esto es lo que, desde el punto de vista netamente económico de la empresa, le convendría invertir "ahora" en aumento de generación.

b) El criterio que se usa en esta segunda forma de evaluación, es el que se aplica en los estudios de confiabilidad de líneas y subestaciones realizados en Inecel (L08, L17). El criterio es el siguiente:

Para reemplazar la potencia que cubría la demanda que deja de satisfacerse por las salidas de servicio, se debe tener una fuente alternativa de generación, de costo C_p ; este costo se estima en 5000 sucres por MW.

Igualmente, para suplir la energía no suministrada, debería tenerse una fuente alterna, cuyo costo (C_e), se lo estima en 500 sucres por MWH.

Por tanto, el costo de las interrupciones sería:

$$CI = C_p \sum_{j=1}^n S_j + C_e \sum_{j=1}^n A_j \cdot P_j$$

en el caso del ejemplo, y tomando los valores encontrados en 4.4.1 para los sumatorios, se tiene:

$$CI = 5000 \cdot 0.151 + 500 \cdot 5.54$$

$$CI = 3525 \quad (\text{Sucres})$$

En este caso, el valor presente es:

$$V_p = 27647.07 \quad (\text{Sucres})$$

c) Una forma más simple aún para calcular las pérdidas, se tendría considerando que lo que pierde la empresa es igual a lo que hubiera cobrado por energía vendida; el precio de venta de la energía incluye todos

los costos y las utilidades.

En este caso, y para el ejemplo

$$CI = T_p \cdot \sum_{i=1}^n A_j \cdot P_j$$

en donde:

T_p = Tarifa promedio de venta del KWH (0.51 en 1976)

$$CI = 0.51 \cdot 5540$$

$$CI = 2825 \cdot 40 \quad (\text{Suces})$$

Para esta forma de cálculo, el valor presente es:

$$V_p = 22160.01 \quad (\text{Suces})$$

4.2.2.3.- Pérdidas totales de la empresa por energía dejada de vender.

Para dar una idea de lo que en realidad pierde la Empresa, por energía no entregada por suspensiones del servicio; se han analizado una a una las suspensiones de suministro a los diferentes sectores, durante el mes de noviembre de 1976, y en base a las curvas de carga de cada sector en el día típico de ese mes, se ha calculado la energía no vendida durante las interrupciones, habiéndose obtenido un total de 16516 KWH.

Si este valor se lo multiplica por la tarifa promedio indicada en el punto anterior, resulta que en Noviembre de 1976, la E.E.C.C.A., perdió 8423 suces por suspensiones del servicio. Suponiendo que durante los doce meses de 1976 se tuvo igual energía no vendida, se puede deducir que en el año, la empresa perdió \$ 101.078.

Haciendo el cálculo de valor presente, como se indicó en el punto anterior, y considerando que la inversión es para 20 años, se tiene que:

$$V_p = 754.996 \quad (\text{Suces})$$

..../....

5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de haber desarrollado este trabajo de tesis, considero procedente sacar algunas conclusiones sobre el trabajo mismo, y sobre los resultados obtenidos; así como consignar algunas sugerencias y recomendaciones, que espero sirvan para que en el futuro, se puedan realizar estudios más profundos y mejores que el presente, sobre el tema de la confiabilidad; y para que Incel y las Empresas Eléctricas se preocupen un poco más de mejorar la confiabilidad de los sistemas que operan.

5.1.- NECESIDAD DE CONOCIMIENTO DE LOS SISTEMAS

Uno de los problemas más graves, que he podido detectar durante la preparación de esta Tesis, es la casi total ignorancia, que por desgracia tenemos, en todos los campos, en cuanto a nuestra realidad y a las necesidades y posibilidades que tenemos.

En lo relacionado con el servicio eléctrico, este vacío es gravísimo, e impide una real evaluación de cualquier problema.

5.1.1.- Conocimiento de la Zona de Concesión.

El país, en el caso de Incel; y el área de monopolio, en el caso de las Empresas Regionales; deben ser conocidos perfectamente, en cuanto a sus características geográficas, humanas, económicas, etc. Es por tanto indispensable, que cada empresa se preocupe de poseer mapas y planos, generales y detallados, de la zona en conjunto, y de cada una de sus partes; fotografías aéreas recientes, y personal conocedor de la región.

Los datos de los Censos, deben ser analizados profundamente, y hasta el último detalle, tomando de ser posible los datos individualizados básicos, que indiquen ubicación exacta de la vivienda, número de personas, etc.

Solo así, se podrá tener una base cierta para cualquier estudio o planificación.

La falta de los conocimientos antes citados, han afectado el trabajo presente, pues no se puede decir que los datos de demanda por ejemplo, tienen límites de confianza pequeños.

5.1.2.- Planos y características del Sistema.

Toda empresa debería preocuparse de mantener archivos técnicamente organizados y permanentemente actualizados, de todos los planos concernientes al sistema que opera; este archivo debería contener desde planos generales de ubicación, hasta detalles de cada equipo, clasificados y ordenados convenientemente, de forma que sea fácil su localización, para consultas, ampliaciones o modificaciones.

Las características de todos los materiales y equipos que se tiene, deben ser completos y estar archivados en forma ordenada y fácilmente accesible.

Así mismo, las características de las Centrales, líneas, subestaciones y demás subsistemas, se deberían conocer perfectamente.

5.1.3.- Estadísticas de operación.

Uno de los problemas mayores que he encontrado durante este trabajo, ha sido justamente la falta de estadísticas; lo cual ha dado como

..../....

consecuencia, que al tratar de aplicar la teoría a un problema práctico, se tengan que asumir, o "presumir", ciertos valores, y hacer consideraciones, que en muchos casos pueden ser erradas; dando como resultados, valores que en ningún caso se puede decir que sean exactos.

Creo que cada empresa debe tener un departamento estadístico, que recoja toda la información, con el mayor detalle, para analizar la misma, y detener índices que sirvan para detectar errores, necesidades, etc; y solucionarlos.

Las estadísticas deben llevarse para cada uno de los subsistemas, desde las centrales generadoras, hasta la venta a los usuarios; y deben analizar aspectos técnicos, económicos y humanos.

5.1.4.- Necesidades Mediatas e Inmediatas.

En base a las informaciones y datos mencionados en los puntos anteriores, se pueden definir las posibilidades y necesidades de la zona y del sistema, analizando la situación actual, y apreciando, ya con base cierta, la posible proyección de cada uno de los parámetros del sistema y la zona.

5.1.5.- Planificación.

En este trabajo, se ha visto, que se puede evaluar la confiabilidad que tendrá un sistema en un tiempo futuro; por tanto, en un trabajo de planificación, al tiempo de analizar las alternativas, puede aplicarse el criterio de confiabilidad, como un punto de vista adicional muy importante.

En todo caso, ninguna planificación dará los resultados previstos,

si las premisas con que se ha trabajado son erróneas, de allí la importancia de lo indicado en los puntos anteriores.

Desafortunadamente, casi todas las empresas eléctricas del país, no han concedido la importancia que merece, la planificación a largo plazo, y todas las soluciones que se han dado, y se van dando a los problemas de los subsistemas, son soluciones parciales e inmediatas.

Sería de desear, que en esta nueva época de la electrificación, se realicen todas las obras con una planificación previa, que sin caer en las redes de la burocracia, dé soluciones eficaces y duraderas a los problemas del servicio eléctrico.

5.2.- ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD, APLICACION A NUESTROS SISTEMAS

El Ecuador está en un período crítico de desarrollo, y el campo de la electrificación no es una excepción. Están en la etapa de planificación y ejecución las primeras centrales generadoras de envergadura; las primeras líneas de transmisión realmente importantes están construyéndose y diseñándose; y en general, las subestaciones, redes de Subtransmisión y distribución, que se están planificando y construyendo, son las primeras que se están haciendo con proyección nacional. Es por tanto indispensable que las obras en mención, sean concebidas y realizadas con los más avanzados criterios técnicos, y con visión futurista y amplia.

Uno de los criterios más importantes que debe tenerse en cuenta, es el de la confiabilidad, pues como se ha visto, las implicaciones de la falta de confiabilidad de los sistemas eléctricos, en el desarrollo, son gravísimas.

5.2.1.- Desarrollo cuantitativo y cualitativo equilibrados.

Como se dijo en el primer capítulo de este trabajo, los sistemas se pueden desarrollar en su extensión, o en su calidad, o en ambas; desafortunadamente, con un criterio equivocado del ahorro, debido a la falta de recursos; o por Buena Fé y deseos de servir, o por afán demagógico en algunos casos, nuestros sistemas se han desarrollado casi solo cuantitativamente, y muchas veces se ha descuidado la calidad del servicio.

Es por esto, que en muchas ciudades, el servicio eléctrico es totalmente irregular, tanto en su continuidad como en su calidad. Este problema, en el campo, es más pronunciado aún, pues las líneas que se construyen, muy pocas veces reúnen características técnicas aceptables.

Se debe por tanto, aplicar criterios técnicos y de confiabilidad en todas las obras a realizar; para equilibrar el desarrollo cualitativo con el cuantitativo.

5.2.2.- Criterio Económico - Social De Evaluación de la Confiabilidad.

Como se ha visto en la última parte del capítulo 4, si se hace una evaluación netamente económica, y vista solamente desde la posición de la empresa, las pérdidas que ella sufre por falta de confiabilidad de su sistema, no son excesivamente altas; pero si la evaluación se la hace, considerando las pérdidas y molestias directas e indirectas que se ocasiona a los consumidores, y a la sociedad, y la pérdida de prestigio de la empresa; y si/dados estos factores se pudieran cuantificar en dinero, se vería que las pérdidas reales por falta de confiabilidad son considerables.

5.2.3.- Necesidad de reserva estática y rotante.

Como se ha visto, es muy importante tener una reserva estática tal, que el tiempo de insatisfacción probable sea lo suficientemente bajo; pero, de los casos estudiados como ejemplo, se puede colegir, que si los datos son confiables, el problema del Sistema analizado no reside en la capacidad instalada, al menos para los años considerados. Por tanto, las insatisfacciones de demanda que se hubieren producido en los últimos meses de 1976, y las que se produjeran en 1980, deben ser causadas en su mayoría por problemas de falta de reserva rotante adecuado en algún instante, o a deficiencias del resto del sistema.

Por tanto, a más de tener disponible una potencia instalada suficiente, se debe programar la operación, de tal forma que en cualquier instante se tenga una capacidad de reserva en giro, que pueda suplir la falla de cualquier unidad.

Además, la programación del mantenimiento de las unidades, debe ser hecha de forma tal, que se tenga la seguridad de no afectar a la demanda, por más que durante el período de mantenimiento falle otra unidad; para eso, se debe estudiar detenidamente las curvas de carga, para escoger los períodos propicios para el mantenimiento.

5.2.4.- Confiabilidad de líneas, subestaciones y redes.

Como se dijo en el punto anterior, las interrupciones de servicio en el sistema del ejemplo deben ser causadas en su mayor parte por deficiencias ajenas al subsistema de generación; no de otra manera puede explicarse que en Noviembre y Diciembre hayan habido 5 apagones generales,

tomando en cuenta que la reserva estática en generación era de más del 30% (ver cuadro de 4.3.1.2.)

La inestabilidad del sistema, las posibles fallas en la programación de la generación, la baja confiabilidad de las líneas y subestaciones, las deficientes protecciones existentes, y por sobre todo la desconexión de sectores enteros para la realización de trabajos de modificación, expansión o mantenimiento (ver punto 2.2.4.), deben ser las causas para que se tenga el número de insatisfacciones de demanda que en realidad se tienen.

Es por tanto primordial, dedicar esfuerzos humanos, técnicos y económicos para mejorar la confiabilidad de los subsistemas de transmisión, subtransmisión, transformación y distribución, pues en ellos está el punto neurálgico del sistema; no se debe descuidar lógicamente, la ampliación de la capacidad instalada; pero el problema mayor según se nota, reside en el resto del sistema.

5.2.5.- Estudio de métodos adecuados de evaluación de la Confiabilidad.

Por último, estimo necesario que se estudien más profundamente los métodos de evaluación de la confiabilidad, tanto en el campo de la generación, como en lo relativo a líneas, subestaciones, redes y equipos; para que se escogan en base a aplicaciones prácticas, los más apropiados para nuestro medio.

La creación de un banco de datos estadísticos relacionados con la confiabilidad, al cual aportarían sus experiencias todas las Empresas Regionales, ayudaría al conocimiento de nuestros problemas, y a su solución.

Uno de los compromisos de las Empresas, debería ser, mantener nive-

6.- A N E X O S

6.1.- G L O S A R I O

En esta sección, se darán las definiciones de algunos de los términos usados en este trabajo, y de otros, relacionados con el tema de la confiabilidad. Las definiciones han sido tomadas de la literatura técnica de algunas entidades como AIEE, AECC, y especialmente IEEE.

En primer lugar, las recomendadas por el grupo de confiabilidad del IEEE (A43).

- . Confiabilidad.- Es la probabilidad de que un sistema, cumpla adecuadamente su cometido, durante el tiempo deseado, en las condiciones de operación especificadas.
- . Probabilidad.- Es una medida del azar. Indica el número de veces, de un total, en las que ocurre un evento determinado.
- . Sistema.- Conjunto ordenado de elementos, que contribuyen a un fin.
- . Disponibilidad.- Es la medida del grado en que un elemento está en estado operable y conectable, para empezar un trabajo, en un instante indeterminado de tiempo.
- . Aptitud.- Es una medida de la facultad de un elemento o componente, de alcanzar los objetivos de una misión, dadas ciertas condiciones durante la ejecución de la misma.
- . Falla.- La incapacidad de un elemento, para ejecutar cierto trabajo, dentro de los límites especificados previamente.
- . Análisis de fallas.- El exámen lógico y sistemático de un elemento y su diagrama para identificar y analizar la pro-

babilidad, causas, y consecuencias de fallas reales y potenciales.

- . Falla dependiente.- La que es causada por la falla de un elemento asociado, no independiente.
- . Falla independiente.- La que ocurre sin influencia de elementos asociados.
- . Falla al azar.- Cualquier falla cuya ocurrencia es impredecible en un sentido absoluto, pero que puede ser predecida probabilística o estadísticamente.
- . Tasa de fallas.- El número de fallas de un elemento, subsistema o sistema, por unidad de tiempo (ciclos, Kilómetros, operaciones, etc.)
- . Tiempo medio entre fallas.- (TMEF).- En un intervalo dado, el tiempo total de vida o funcionamiento de una cantidad de elementos de un tipo, dividido para el número total de fallas dentro del intervalo considerado.
- . Tiempo medio entre mantenimientos (TMEM).- El promedio de los intervalos de tiempo entre acciones de mantenimiento (preventivo, correctivo o ambos).
- . Tiempo medio de reparación (TMR).- El tiempo total de mantenimiento correctivo, dividido por el número total de acciones de mantenimiento correctivo, durante un período determinado de tiempo.

Según la Asociación Española para el Control de la Calidad, (IO7), se pueden definir los siguientes términos o expresiones:

- . Aptitud inmediata para operar.- Es la probabilidad de que en cualquier

momento, el sistema esté funcionando satisfactoriamente, o esté listo para funcionar cuando se lo use en las condiciones establecidas, incluido el tiempo permisible de aviso.

. Disponibilidad intrínseca.- Es la probabilidad de que el Sistema pueda funcionar satisfactoriamente en cualquier momento, cuando se use en las condiciones establecidas. (el tiempo incluye tiempo operacional y reparación activa).

. Efectividad.- Es la probabilidad de que el sistema pueda satisfacer adecuadamente una demanda operativa, dentro de un tiempo dado, cuando se lo emplea en las condiciones especificadas.

. Mantenibilidad.- Es la probabilidad de que, cuando la acción de mantenimiento, se realiza en las condiciones establecidas, el sistema fallado, se ponga en condiciones de funcionar, dentro de un tiempo bajo especificado.

. Facilidad de reparación.- Es la probabilidad, de que un sistema que ha fallado, se ponga en condiciones de funcionamiento, dentro de un tiempo activo de reparación especificado.

. Tiempo de reparación activa.- Es el tiempo empleado exclusivamente en la reparación; esto es, sin considerar aquel que se emplea en conseguir repuestos, herramientas y personal.

. Facilidad de servicio.- Es el grado de facilidad con que un sistema puede ser reparado.

. Clases de tiempo

- Por necesidad de uso

. Operacional.- Durante el cual, el Sistema funciona.

- . Programado de operación.- Aquel en el que se desea que funcione (lo hará si está en condiciones.)
- . Libre.- En el que no está previsto que funcione (fuera de horario)
- . De almacenamiento.- Con el cual está fundamentalmente como repues
to o reserva.

- Por el estado del equipo.

- . Bueno.- En el cual el sistema está en condiciones de operar (así no lo haga). Dentro de éste está el operacional.
- . Malo.- Tiempo en el cual el equipo no está en estado de funcionar, y puede ser:
 - Administrativo.- Orden de mantenimiento o reparación a inter-
valos antes y después de la acción de mante-
nimiento.
 - De reparación activa.- Revisión, localización de defectos,
reparación propiamente dicha, pruebas
funcionales y verificación.
 - Logístico.- En el que se suspende la reparación, en espera de
repuestos, personal, etc.

. Sistema redundante.- Se dice del sistema que tiene N componentes pa-
ra realizar una función, para la cual son sufi-
cientes M de ellos (siendo $M < N$).

. Tipos de redundancia.-

- Paralelo operativo.- Es el que está previsto para que todos los
componentes de igual misión, funcionen si-
multáneamente.

..../....

- Redundancia secuencial.- Es el sistema en el que funciona solo uno de los componentes de igual misión, entrando en funcionamiento un nuevo componente, inmediatamente después del fallo del anterior.
- Redundancia operativa.- El sistema en el cual, después de que falla uno de los M componentes que están en funcionamiento, entra a reemplazarlo uno de los N-M restantes.

A continuación las definiciones propuestas por el IEEE (A35,L08) que son especialmente preparadas para sistemas eléctricos.

. Términos generales:

- Componente.- Es una pieza de equipo, una línea, una sección de línea, o un grupo de elementos que son vistos como una unidad para objeto de reportaje, análisis y predicción de salidas de servicio.
- Sistema.- Es un grupo de componentes, que en alguna forma se conectan entre si, para proporcionar un camino para el flujo de potencia, desde un punto o puntos a otro punto o puntos.

. Términos de salidas de servicio:

- Salida.- Una salida de servicio, define el estado de un componente que no está disponible para desempeñar su función específica, debido a algún evento asociado directamente con ese componente. Una salida de servicio, puede o no, causar interrupción de servicio a los consumidores, dependiendo de la configuración del sistema.

- Tipos de salidas de servicio:

- . Salida de servicio forzada.- Es la que resulta de condiciones de

emergencia, directamente asociadas con un componente, las cuales obligan a que ese componente sea sacado de servicio inmediatamente, ya sea en forma automática, o tan pronto como las operaciones de maniobra sean ejecutadas. Son también las resultantes de operación inadecuada del equipo, o de errores humanos.

- . Salida programada.- Es la que resulta cuando deliberadamente es sacado de servicio un componente, en un determinado tiempo, usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo o reparación. Para determinar si una salida es forzada o programada, se considera lo siguiente:

Si es posible posponer la salida cuando esta postergación es deseable, la salida es programada; en caso contrario, es forzada. Postergar una salida puede ser deseable por ejemplo, para prevenir sobrecarga de equipos o interrupción de servicio a los abonados.

- Tipos de salidas forzadas

- . Salida forzada por causa transitoria.- Es la salida de un componente, por una causa inmediatamente autodespejable, de tal manera, que el componente afectado, puede ser nuevamente puesto en servicio, automáticamente o tan pronto como un interruptor, disyuntor o fusible, pueden reponerse. Por ejemplo, una descarga atmosférica, la cual no afecta permanentemente al componente.

- . Salida forzada por causa permanente.- Es aquella, en la cual la salida del componente no es inmediatamente autodespejable, sino que debe repararse, o reponerse el componen-

te, para ponerlo nuevamente en servicio. Por ejemplo, la salida de una línea, por rotura de un aislador dañado por una descarga.

- Condiciones meteorológicas.

. Tiempo adverso.- Es el período de tiempo en el cual las condiciones atmosféricas provocan una tasa de salidas inusualmente alta. Las condiciones de tiempo adverso pueden definirse para cada sistema en particular, por medio de la selección de valores apropiados y combinación de condiciones reportadas por los departamentos meteorológicos: tormentas eléctricas, tornados, vientos fuertes, precipitaciones, temperatura, aluviones, etc.

. Tiempo normal.- Todo período no considerado como de tiempo adverso.

- Tasa de salida de servicio.- La tasa de salida, para un tipo de componente y una clasificación particular de salida, se define como el número medio de salidas, por unidad de tiempo, por componente. Varios métodos se usan para la estimación de la tasa de salida, a partir de los datos de campo, los mismos que pueden verse en la literatura técnica. El procedimiento de estimación más adecuado para cada caso, depende del tipo de componente estudiado y de otros factores menos importantes.

. Tasa de salidas forzadas por causa permanente, en tiempo adverso.-

Es el número medio de salidas por unidad de tiempo adverso, por componente. Considerando por separado las salidas por causa forzada en tiempo adverso, para el componente en particular.

. Tasa de salidas forzadas por causa permanente en tiempo normal.-

Para un tipo particular de componente, se define esta tasa de sali-

da como el número medio de salidas, por unidad de tiempo normal, por componente.

- Duración de la salida de servicio.- Es el período comprendido entre la iniciación de la salida de un componente, y el instante en que el mismo está disponible otra vez para desempeñar su función específica.

. Duración de la salida forzada por causa permanente.- Es el período comprendido desde la iniciación de la salida forzada por causa permanente, hasta que el componente afectado es reemplazado o reparado, y queda apto para desempeñar su función.

. Duración de la salida forzada por causa transitoria.- Es el período comprendido entre la iniciación de la salida, hasta que el componente afectado es reestablecido al servicio, por operación de maniobra o por reemplazo de fusiles.

. Duración de la salida programada.- Se define como el período comprendido desde la iniciación de la salida, hasta que se complete la construcción, mantenimiento preventivo o trabajo de reparación; y el componente afectado, esté apto para cumplir su función específica. La duración media de una salida programada para un tipo particular de componente, se estima de la misma forma que la duración media de salidas forzadas.

- Tiempo de maniobra.- Es el período entre el momento en que una maniobra es requerida debido a una salida de servicio forzada, y aquel en que la

maniobra es ejecutada. Se consideran operaciones de maniobra: recierre de un disyuntor, apertura o cierre de un seccionador, reemplazo de un fusible, etc.

. Términos de interrupciones

- Interrupción.- Es la insatisfacción de la demanda de uno o mas abonados o equipos, debido a la salida de servicio de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.

- Clasificación.- Según el tipo de salidas que causan la interrupción.

. Interrupción programada.- Es la insatisfacción de demanda causada por una salida programada de servicio.

. Interrupción forzada.- Es la interrupción debida a una salida forzada.

- Duración de la Interrupción.- Es el período comprendido entre el instante en que se deja de servir a un abonado o equipo, hasta que se le reestablece el servicio.

- Clasificación.- En base a la duración de la interrupción.

. Interrupción momentánea.- Tiene una duración limitada al período que se requiere para reestablecer el servicio por operaciones automáticas, control supervisorio, o maniobra en sitios donde un operador está disponible inmediatamente. Estas operaciones duran generalmente pocos segundos o minutos.

. Interrupción sostenida.- Todas las que no se consideran momentáneas.

- Medidas de confiabilidad.- Muchas medidas de confiabilidad, relacionadas con los equipos o abonados, son po-

sibles y útiles. Estas medidas se relacionan usualmente a la frecuencia y a la duración de las interrupciones, o a ambas. Una medida útil de la confiabilidad, debe tener dos propiedades:

- . Ser calculable en base a la historia de operación del sistema.
- . Ser calculable a partir de datos de los componentes, usando técnicas de cálculo de confiabilidad.

Dos medidas que se usan para definir la confiabilidad media del suministro a los abonados son las siguientes:

- . Índice de frecuencia de interrupción.- Se define como el número medio de interrupciones por abonado servido, por unidad de tiempo.

Este índice es estimado a partir de la historia de operación, dividiendo el número de abonados cuyo servicio ha sido interrumpido en una unidad de tiempo, para el número de abonados servidos.

- . Índice de duración de la interrupción.- Se define como la duración media de la insatisfacción de demanda a los abonados, durante un período de tiempo específico. Este índice se obtiene dividiendo la suma de las duraciones de las interrupciones de todos los abonados durante un período de tiempo específico, para el número de interrupciones de los abonados durante ese período.

6.2.- CUADROS ESTADÍSTICOS DE SALIDAS DE SERVICIO.

Se han tomado los cuadros más interesantes y se los ha resumido, pero para mayores datos, o detalles, pueden verse las referencias indicadas en 6.3.3.

6.2.1.- Datos de la CIER

Se presentan en esta parte, algunos resúmenes y cálculos generales, de estadísticas de fallas correspondientes a los sistemas eléctricos de empresas de energía, de países pertenecientes a la Comisión de Integración Eléctrica Regional.

6.2.1.1.- ARGENTINA

a.- Los valores que siguen corresponden al funcionamiento entre 1965 y 1970 incluido, de la Central térmica San Nicolás, perteneciente a "Agua y Energía Eléctrica", y que consta de cuatro unidades. (A18)

INDISPONIBILIDAD				TOTAL DE INDISPONIBILIDAD		PORCENTAJE DE INDISPONIBILIDAD	HORAS EN SERVICIO
FORZADA		PROGRAMADA		H/AÑO	GWH		
H/AÑO	GWH	H/AÑO	GWH	H/AÑO	GWH	%	H/AÑO
2116	158.7	56	4.2	217.3	162.9	24.81	65.87

las cifras son por cada unidad.

A continuación, se muestran las estadísticas de paradas de la central

POR AVERIAS		PROGRAMADAS		POR DESPACHO		TOTAL	
#/AÑO	H/A	#/A	H/A	#/A	H/A	#/A	H/A
4.33	836.50	1.83	1279.83	2.83	59.00	9.00	2173

Algunos índices porcentuales interesantes, se detallan a continuación:

..../....

SISTEM INDICE	CALDERAS	TURBINAS	SIST.HIDR.Y ELEC.TURBOGE	GENERAD.	CICLO TRM.	SISTEMA ELECTR.	TOTA
TIEMPO DE REPARA.	14.5	1.0	4.5	77.0	2.5	0.5	100.
PORCENTAJE DE FALLAS	60.0	6.0	7.5	6.0	15.5	6.0	100.
INDICE DE ARADAS POR FALLA	1.30	0.09	0.45	0.23	7.38	0.008	
INDICE DE ARADAS PROGRAM.	12.35	8.06	0.62	2.29	2.41	0.52	
DESVIANTL.	26.35	21.05	28.93	17.43	20.21	99.472	

Por último, se dan índices de referencia, de Confiabilidad de los sistemas y subsistemas principales.

SISTEMA DE FALLAS	SUBSISTEMA DE FALLAS	FALLAS PROMEDIO	TMEF PROMEDIO	10^{-6} PROMEDIO	R PROMEDIO
CALDERAS	TUBOS DEL TIGUAL	13.25	2970	336.0	5.25
	SURFENTENES SOBRE CAL.	0.25	163256	6.1	94.78
	TUBERIAS DE COMBUS.	0.25	163256	6.1	94.78
	BOQUILLO DE COMBUSTION	0.25	171470	5.8	95.03
	AUXILIALES (VENTIL.)	1.50	24457	36.4	72.69
TURBINAS	TURBINAS DE VAOR	1.25	30447	31.3	75.69
	COMBUSTORES	0.25	163256	6.1	94.78

SIST.ELEC. E HIDRAU. DEL TURBO ALTERNA- DOR	ACCIONAMIENTO	1.00	37665	26.6	79.25
	CIRCUITO DE ACEITE	0.75	52632	19.0	84.67
GENERADORES	COJINETES	0.25	171460	5.8	95.03
	EXITATRIZ	1.00	40858	24.5	80.70
	ESTATOR Y ROTOR	0.25	136316	7.3	93.78
CICLOS TERMICOS	TUBO AGUA REFRIG.	0.25	156108	6.4	94.54
	TUB.AGUA ALIMENTA.	2.50	16150	61.9	57.96
	TUB.CONDENSADOR PRIN.	0.25	163256	6.1	94.76
	TUBOS CONDENSADOR	0.25	171460	5.8	95.03
	PRECALENTADORES	0.50	83682	12.0	90.06
	BOMBAS CIRCULACION	0.25	156108	6.4	94.54
SISTEMA ELECTRICO	TRANSFORMADORES	0.50	81632	12.3	89.83
	TABLEROS	0.50	83682	12.0	90.06
	CABLES	0.50	76046	13.2	89.12

en donde:

TMEF Tiempo medio entre fallas.

λ Tasa de Falla

R Confiabilidad = $e^{-\lambda t}$

t tiempo considerado

b.- La Compañía Italo-Argentina de Electricidad, CIAE, también ha enviado al CIER algunas estadísticas, de las cuales se presentan aquí algunos extractos. (A19).

Anomalías en equipos de generación en 1970

Potencia Instalada (MW)	549.0
Promedio anual de indisponibilidad (MW)	102.6
% de Indisponibilidad de la instalación	18.7 %

Causas: Revisiones generales y reparaciones.

Las fallas en la red de 27.5 KV, desde 1964 hasta 1970 fueron:

A Ñ O	LONG.DE RED		FALLAS		FALLAS KM/AÑO		COCIENTE DE FALLAS	INCREM. DE FALLAS %
	ant. a 1940	post. a 1940	ant. a 1940	post. a 1940	ant. a 1940	post. a 1940		
	Km (1)	Km (2)	# (3)	# (4)	(5) = $\frac{(3)}{(1)}$	(6) = $\frac{(4)}{(2)}$		
1964	124	55	17	5	0.137	0.073	1.9	88
1965	123	73	25	6	0.203	0.082	2.4	147
1966	122	74	17	4	0.139	0.054	2.5	157
1967	119	83	16	5	0.134	0.060	2.2	123
1968	117	89	26	9	0.222	0.101	2.2	119
1969	115	121	21	6	0.182	0.049	3.7	271
1970	111	128	25	5	0.233	0.039	5.9	497
PROM	118.71	89.00	21.00	5.7	0.177	0.064	2.8	177
TOTAL	207.71		26.7		0.13			

La demanda afectada por la interrupciones en 1970, y la energía perdida, se reseñan en el cuadro siguiente:

...../.....

C A U S A	Potencia MW	Interrup. %	Energía MWh	Pérdida %
Pérdida de carga, salida de grandes grupos	315.3	29.6	575.0	31.2
Inconvenientes en trsf. 124 MVA	22.9	2.2	55.0	3.0
Dificult de potencia del Sistema	223,0	20.7	522.0	28.3
Cortocircuito en 132 KV	260.0	24.8	215.0	11.5
Anomalías en red de 27.5 KV	47.8	4.4	146 0	8.0
Anomalías en red de 13.2 KV	91.4	8.6	91.5	5.0
Anomalías en red de 7 KV	102.0	9.7	240.0	13.0
T O T A L	1062.4	100.0	1844.5	100.0

Se tiene también el siguiente cuadro, que corresponde a la frecuencia de desconexión de cada subsistema componente.

COMPONENTE	FRECUENCIA DE DESCONEXION	TIEMPO MEDIO DE REPARACION (H)
GENERACION	3.77 salidas/turbogen.	64.9
TRANSFORM.DE CENTRAL	0.27 salidas/transf.	59.1
TRS.DE S/ES DE DIST.	0.324 S/tr.	54.9
LINEAS SUBT.DE 27.5KV	0.125 S/km	316
" " " 13.2KV	0.046 S/Km	240
" " " 7 KV	0.050 S/Km	385

6.2.1.2.- B R A S I L

a.- Se presenta un promedio de las estadísticas presentadas por "Centrais elétricas de Sao Paulo S/A", correspondientes a las desconexiones de todas sus líneas, y para diferentes niveles de voltaje, debido a perturbaciones. (A22)

VOLTAJE (KV)	440	230	138	88	69
APERTURAS/Km	0.1261	0.2236	0.6425	0.3855	0.7095
# de líneas consideradas	3	7	45	24	18

b.- La "Companhia hidro elétrica de Sao Francisco" (CHESF), presenta estadísticas de frecuencia y duración de interrupciones para los años 1967, 1968, 1969 y 1970. (A20).

NIVEL (KV)	EXTENSION (Km)	fp	tp	fa	ta	fc	tc
230	3193.4	0.0017	7.34	0.0004	7.11	0.0021	7.83
138	1100.0	0.0066	8.44	0.0025	8.81	0.0091	10.27
69	3736.8	0.0294	6.09	0.0112	9.34	0.0405	6.99
44	287.9	0.0546	7.74	0.0298	12.77	0.0843	9.26
33	194.0	0.1172	5.35	0.0246	12.17	0.1443	7.80
13.8	3070.3	0.0940	6.61	0.0550	20.74	0.1491	10.87

en donde:

fp = frecuencia de las interrupciones programadas, por año, por Km.

fa = frecuencia de las interrupciones forzadas, por causa permanente por año, por Km de línea.

fc = Frecuencia del total de las interrupciones, por año, por Km.
tp = Tiempo medio de las interrupciones programadas (H)
ta = Tiempo medio de las interrupciones forzadas por causa permanente
tc = Tiempo medio del total de las interrupciones (media ponderada entre ta y tp.)

A continuación, se dan valores de fallas en transformadores según la causa; y se la presenta haciendo un promedio de los años 1969-1970:

C A U S A S	NUMERO	%
Daños de equipo o material	58.0	33.43
Errores de personal (Malas instalaciones de control)	45.0	25.94
Tiempo adverso	13.0	7.49
Descargas atmosféricas	35.5	20.46
Otras causas	7.5	4.32
Indeterminada	14.5	8.36
T O T A L	173.5	100.00

Por último, se tienen valores de fallas por elementos, también correspondientes a un promedio entre 1969 y 1970

...../.....

C O M P O N E N T E	CANTIDAD (Km, Unidad)	# DE Fallas	Fallas/Km.año Fallas/unid.año	Duración Total- (años)
LINEAS DE 345 KV	2168.0	33.5	0.0155	0.0060
LINEAS DE 230 KV	25.0	0.5	0.0200	0.0000
LINEAS DE 138 KV	244.0	16.0	0.0656	0.0004
UNIDADES GENERADORAS	17.0	18.5	1.0882	0.0044
TRANSFORMADORES	34.5	5.5	0.1594	0.0319
REACTORES	2.0	0.0	0.0000	0.0000
COMPENSADORES SINCR.	2.0	1.5	0.7500	0.0004
DISYUNTORES	105.0	7.0	0.0667	0.0012
EQUIPO DE CONTROL Y PROTEC.	105.0	91.0	0.8667	0.0096
T O T A L		173.5		0.0538

6.2.1.3.- COLOMBIA

Se han recopilado las informaciones presentadas por la "Corporación Autónoma Regional del Cauca" (A25)

Se tienen datos de tres centrales: una térmica y dos hidráulicas

CENTRAL	PERIODO	# de unidades	TIEMPO DE INTERRUPCION
TERMICA	1965-1970	3	419.28 HORAS/UNIDAD-AÑO
HIDRAU. I	1966-1970	-	199.63 HORAS/CENTRAL-AÑO
HIDRAU. II	1966-1968	-	1.42 H/C-A

..../.....

Los tiempos y número de fallas en transformación y transmisión entre 1965 y 1970

C A U S A	fallas/año	% del total	tiem.(H/año)	% del total	TIEMPO MEDIO (H/fal)
Descargas atmos.	30.0	71.71	2.87	12.08	0.096
Cortocircuitos	8.6	20.55	19.59	82.45	9.587
Sobrecargas	2.7	6.45	0.80	3.37	1.248
Otras	1.5	3.59	0.50	2.10	1.400
T O T A L	41.8	100.00	23.76	100.00	0.568

En el nivel de subestaciones, tomando grupos de subestaciones similares.

GRUPO	INTERRUP FORZADAS (Int/Trsf)	TIEMPO DE REPOSIC. (H)	INTERRUP. PROGRAM (Int/trasf)	TIEMPO DE REPOS. (H)	TOTAL INTERR. (Int/trasf)	TIEMPO REPOSIC (H)
1	0.00	0.00	2.00	0.60	2.00	0.60
2	0.00	0.00	0.50	0.65	0.50	0.65
3	0.00	0.00	1.33	3.00	1.33	3.00
4	1.25	2.45	1.00	7.43	2.25	9.88
5	1.00	0.02	0.00	0.00	1.00	0.02
6	0.00	0.00	0.50	0.35	0.50	0.35
7	2.00	2.35	2.00	1.90	4.00	4.25
8	1.00	1.50	2.00	1.50	3.00	3.00
PROM	0.66	0.79	1.29	1.93	1.95	2.72

6.2.1.4.- C H I L E

a.- Se presentan los datos de la CGEI, en los cuales se establece comparación entre 1970 y el año anterior, 1969, para ver la evolución del sistema en cuanto a Calidad de servicio.

(A26)

TIPO DE INTERR. EN DISTRIBUCION	1 9 6 9			1 9 7 0		
	# int.	KWH dejados de ven- der.	DURACION media H	# int.	KWH dejados de ven- der	DURACION media H
Programada	4226	1576400	2.10	3 912	1 120227	2.45
Forzada	8618	1590000	1.95	8.328	1 310227	1.89
Por fallas en gen. o transt.	2685	20345100	3.50	293	384961	1.22
T O T A L	15529	23511500	2.28	12534	2 815415	2.05

Se tienen también datos de salidas de alimentadores durante 1970, de los cuales, se ofrece aquí un promedio de los 10 alimentadores considerados.

Número de interrupciones por alimentador por año	28
Energía dejada de vender en total por alimentador (KWH)	17014
Energía no vendida por interrupción (KWH)	607.7
Demanda media afectada por cada interrupción (K W)	379
Duración media de la interrupción por cliente (H)	1.6

..../....

b.- Según ENDESA, los índices de desconexiones en sus centrales generadoras son los siguientes para 1969. (A26)

		GENERA- DORES	INTERRUPT.	TRANSFOR.	CONTROL	ADUCCIO NES	TOTAL
Cantidad de equipo		32	334	34	-	9	
de desconec.	Forz.	57	6	7	14	16	100
	Prog.	885	50	61	19	137	1152
	Total	942	56	68	33	153	1252
Duración (H) total	Forz.	354	7	101	42	191	695
	Prog.	16691	5545	976	114	6434	29760
	Total	17045	5552	1077	156	6625	30455
de desc/Uni dad de equipo	For.	1.782	0.002	0.206	-	1.778	
	Pro.	27.656	0.150	1.794	-	15.222	
	Total	29.438	0.152	2.000	-	17.000	
tiempo medio de desc/unidad	For.	11.062	0.002	2.978	-	21.278	
	Pro.	521.620	16.600	28.720	-	714.890	
	Total	532.682	16.602	31.698	-	736.168	

Las desconexiones programadas durante 1969 en transmisión:

ELLEMENTOS	CANTIDAD	#de Desc.	Duración	#des/unid.	Tiem.desc/Unid
líneas de 220KV	228 Km	23	143	0.1009	0.6293
líneas de 154KV	1443 Km	86	976	0.0596	0.6767
líneas de 110KV	311 Km	42	335	0.1350	1.0795
líneas de 66 KV	2504 Km	191	959	0.0763	0.3832
Transformadores	82	35	457	0.4268	5.57

Interruptores	825	80	1491	0.0969	1.81
Capacitores	14	8	712	0.5714	50.86
Otros	-	56	321	-	-
T O T A L		521	5396	0.1161	1.20

Se presenta también el siguiente cuadro, que indica las causas de desconexiones de las centrales térmicas (2) hidráulicas (9), entre 1965 y 1969.

	ERRORES HUMANOS		O T R O S F A C T O R E S					TOTAL GENERAL
	Oper.	Inter.	Pryec. Fabric.	Cons. Mont.	Conser.	Otras Causas	No Determ.	
CENTRALES TÉRMICAS								
Totales	11	1	19	2	29	8	9	79
%	13.9	1.3	24.1	2.5	36.7	10.1	11.4	100.0
Porcentajes	15.2		84.8					100.0
CENTRALES HIDRÁULICAS								
Totales	34.5	34.5	91.5	20.0	135.0	87.5	260	429
%	8.0	8.0	21.1	4.6	31.3	20.1	5.9	100.0
Porcentajes	16.0		84.0					100.0

...../.....

De la misma forma, y para el sistema de transmisión, en 1969.

	Longi. Km	Opera. e Int.	Proyec. y Fabr.	Cons. y Montaje	Conser va	Otras causas	No det.	TOTAL
líneas y S/ES de 220 KV	2504	4	14	-	28	52	75	183
líneas y S/ES de 138 KV	311	-	-	-	6	7	8	21
líneas y S/ES de 69 KV	1443	8	2	-	4	5	8	27
líneas y S/ES de 34.5 KV	228	-	-	-	-	1	2	3
T O T A L		12	16	-	38	75	93	234
Porcentajes		5.1	6.8	0.0	16.3	32.1	39.7	100.0

6.2.1.5.- P E R U

Del informe de Empresas Eléctricas Asociadas, se presentan algunas estadísticas. (A29, A30)

Los MWH interrumpidos por año, desde 1966 en que se comenzó a estudiar el problema de la confiabilidad en la Empresa:

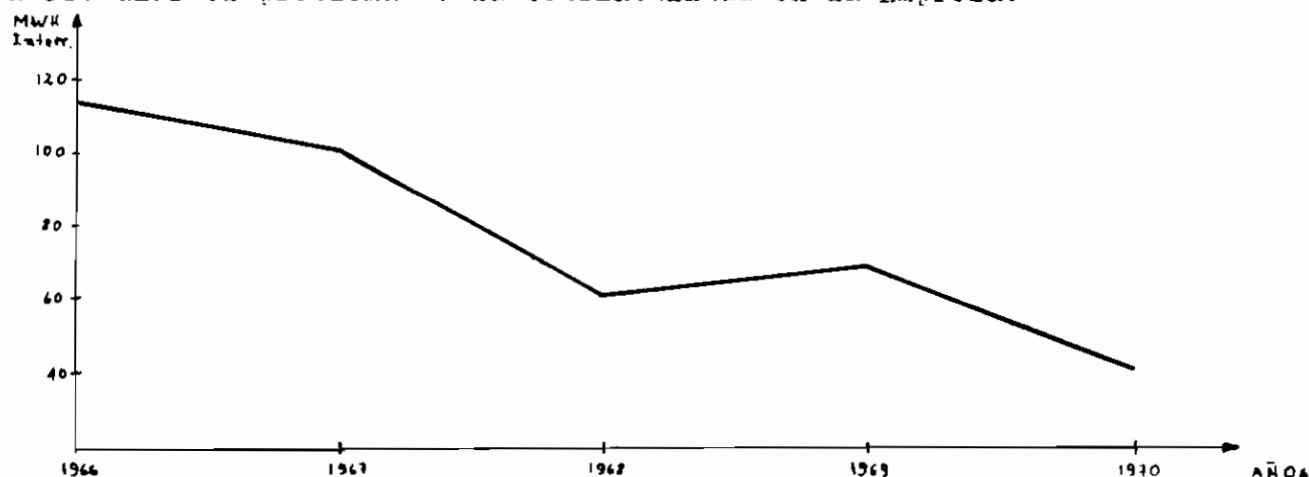


FIG. 6.1.

...../.....

La clasificación de los defectos en las redes de 60 KV, 30 KV y 10 KV promediados entre 1967 y 1968, es la siguiente:

C A U S A S (en %)	Red Subterr.	Red Aérea	Equipo Eléc.	T O T A L
# Total de defectos	66.85	23.40	9.75	100.00
Trabajos deficientes	10.30	0.20	1.45	11.95
Deterioro	24.10	1.50	0.80	26.40
Anormalidades en el Sistema	2.35	0.30	1.20	3.85
Motivos externos	2.70	3.65	1.25	7.60
Acción ajena a EEA	27.15	15.70	5.20	48.05
No identificadas	1.80	0.60	0.60	3.00

Del total de defectos, se tiene que en los diferentes niveles, se tienen los siguientes porcentajes:

60 KV	6.85%
30 KV	7.75%
10 KV	85.40%

...../.....

En las redes de menor voltaje, 2.3 KV y 220 V, se tienen los datos que siguen, para los mismos años:

C A U S A S (%)	Red subterr.	Red aérea	Equipo eléct.	TOTAL
Trabajos deficientes	9.40	1.80	0.40	11.60
Deterioro	20.75	10.80	0.55	32.10
Anormalidades en el Sistema	2.25	-	-	2.25
Motivos externos	0.90	5.50	1.25	7.65
Acción ajena a EEA	23.75	20.65	0.25	44.65
No identificados	0.50	0.55	0.70	1.75
Total de defectos	69.40	24.85	2.25	100.00

De estos defectos, corresponden:

2300 V	16%
220 V	84%

6.2.2.- Datos del IEEE

De la abundante literatura técnica que el Instituto de Ingenieros eléctricos y electrónicos ofrece en lo relativo a confiabilidad, se han tomado algunos cuadros estadísticos referentes a tasas de fallas en los distintos elementos de un Sistema (A32)

..../....

Elemento	Causa	Tasa de fallas (fallas/año)	Duración fallas (H)	Indis- ponib.
Disyuntores	Falla	0.007	72	-
	Mantenimiento	-	16	0.004
	Probabilidad de que permanezca inactivo	-	-	0.0005
	T O T A L	0.007	88	0.0045
Transformadores	Forzada	0.012	168	-
	Mantenimiento	-	12	0.004
	T O T A L	0.012	180	0.004
Barras	Forzada	0.007	3.5	-
	Mantenimiento	-	18	0.003
	T O T A L	0.007	5.3	0.003
Líneas	Forzada	0.05	23	-
	Mantenimiento	-	15	0.005
	T O T A L	0.05	38	0.005

6.2.3.- Otras Estadísticas

Los datos siguientes, son tomados de la literatura técnica publicada por CIGRE (A31)

a.- Confiabilidad de Disyuntores en Estados Unidos entre 1969 y 1971.

..../....

Clase y Voltaje	PROBLEMAS				OPERACIONES	
	número			% / año	DEFECTUOSAS	
	eléctri.	mecáni.	Total		#	% / año
En Aceite/69-230 KV	17	61	78	0.32	50	0.20
Bajo volúmen de /115-230 KV	10	41	51	1.87	43	1.57
Bajo vol.de Acei te/345 KV y más	17	8.5	102	5.85	36	2.06
T O T A L	44	187	231		129	
%	19.0	81.0	100.0		100.0	

estos datos son promedios de 71 Empresas, y son tomados de disyuntores con más de 10 años de uso..

b.- Confiabilidad de Disyuntores en el Japón entre 1961 y 1969

Voltaje	P R O B L E M A S					OPERACIONES	
	número				% / año	DEFECTUOSAS	
	eléctr.	mecán.	otros	Total		número	% / año
66 KV	29	78	2	109	0.74	47	0.33
154 KV	11	27	0	38	1.27	17	0.56
275 KV	3	13	1	17	2.96	2	0.35
TOTAL	43	118	3	164	0.90	68	0.37
%	26	72	2				

El 25% de las fallas mecánicas causaron salidas forzadas.

El 88% de las fallas eléctricas dieron lugar a salidas forzadas.

c.- Confiabilidad de disyuntores en el Reino Unido entre 1968 y 1971

V O L T A J E	en aceite %/año	aire %/ año
132 KV	1.29	0.98
275 KV	1.94	1.68
400 KV	-	8.6

d.- Confiabilidad de Disyuntores en Italia entre 1967 y 1968

V O L T A J E	Problemas		T I P O	Problemas	
	#	%/año		#	%/año
130-150 KV	100	3.8	Aceite	99	3.9
220 KV	61	6.9	Aire	47	4.8
380 KV	3	15.8	SF 6	18	72.0
T O T A L	164	4.6%	Total	164	4.6%

El 47% de las 164 fallas ocurrieron durante la construcción, y por tanto, no deben ser considerados para comparaciones.

A su vez, el 10% de las fallas, produjeron salidas forzadas.

e.- Confiabilidad de Disyuntores de Potencia en Finlandia durante los últimos años (hasta 1971)

Voltaje	PROBLEMAS		SALIDAS	FORZADAS
	#	%/año		
110 KV	188	1.7	111	1.0
220 KV	39	3.9	5	0.5
400 KV	10	5.0	0	0.0
T O T A L	237		116	

De las cuales, el 80% son de origen eléctrico y el resto por causas mecánicas. Además, el 70% de las salidas forzadas duran menos de 3 minutos. Como dato final; por salidas forzadas se dejó de vender un 0.06% de energía.

f.- Las fallas de los disyuntores en Noruega, entre 1967 y 1969

		Bajo Vol.de ac.	Pres.de aire
Fallas por cada 100 disyuntores-año		3.29	5.80
Tiempo de reparación (H)		39	61
tipo de fallas (f/100D-a)	Aislamiento	7.00	0.50
	Cambiadores de disyuntor	0.25	0.30
	Aisladores	0.00	0.35
	Mecanismos en movimiento	1.40	1.00
	Contactos de señalización	0.00	0.25
	Otros, incluidas malas operaciones	0.80	2.25
	Desconocida	0.50	0.25
Según Voltaje	C 44 KV	3.0	3.5
	44-66 KV	1.5	0.0
	132 KV	4.6	5.1
	220-275 KV	3.9	8.3
% de todas las fallas según la causa	Descargas	4.0	5.0
	Otros fenómenos naturales	4.0	4.5
	Personas ajenas	4.0	0.0
	Error de personal	21.5	32.5
	Equipo	53.0	53.5
	Otras	3.5	4.5

g.- De un conferencia sustentada en INECEL por el Ing. Katsukawa, se presenta el siguiente cuadro, correspondiente a fallas en los componentes de un sistema, entre 1964 y 1966.

		#	%	#	%	
GENERACION	HIDRAULICA	Hidráulica	255	0.78	798	2.45
		Eléctrica	543	1.67		
	TERMICA	Térmica	275	0.85	313	0.98
		Eléctrica	43	0.13		
	GAS Y DIESEL	Mecánica	33	0.10	40	0.12
		Eléctrica	7	0.02		
SUBESTACION			579	1.78	579	1.78
TRANSMISION		Aérea	2534	7.80	2690	8.28
		Subterr ^á nea	156	0.48		
DISTRIBUCION		Aérea	27534	84.71	28080	86.39
		Subterr ^á nea	546	1.68		
TOTAL			32505	100.0	32505	100.0

...../.....

Se tiene también el origen de las fallas en el año 1966, en porcentajes.

		Centr. hidra.	Centr. térmi.	Subes. tacio.	Líneas de trans.	Líneas de Distr.	TOTAL
EQUIPO IMPERFECTO		16.6	47.2	20.8	1.2	10.4	10.3
Mantenimien. Imperfecto	Mant. Imperferto	5.5	5.6	2.9	0.3	12.4	12.1
	Desgaste Equipo	19.2	27.5	21.3	2.3		
Fenómenos Naturales	Tempestad	8.4	0.0	10.1	8.7	15.4	14.3
	Rayos	10.6	0.3	10.6	41.3	12.7	15.3
	Solin. o Polvo	0.0	0.7	1.0	0.9	0.8	0.8
	Nieve o hielo	2.4	0.0	0.2	6.0	4.7	4.7
	Otras	17.4	0.0	1.0	0.8	0.8	1.1
Objeto extraño toca líneas		1.8	0.0	9.9	8.9	13.4	12.5
Con intención o equivocación		3.5	1.1	11.1	11.8	18.8	17.5
Efecto de otra falla		8.8	0.3	6.5	0.5	1.3	1.4
Otras		3.1	15.9	3.4	0.9	1.5	1.7
Inexplicables		2.7	1.4	1.2	16.4	7.8	8.3
T O T A L		100.0%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0%

...../.....

Tomando solamente las líneas de transmisión, el origen porcentual de las fallas, da el siguiente cuadro:

		LINEAS AEREAS				Líneas Subterráneas	TOTAL
		33 KV	44-77KV	110-154 KV	187KV		
Equipo Imperfecto		0.7	0.6	0.8	14.3	8.0	1.2
Mantenimiento Imperfecto.		3.0	0.5	0.8	0.0	21.0	2.7
Fenómenos Naturales	tempestad	8.2	10.1	8.4	0.0	2.2	8.7
	Rayos	37.5	47.0	65.6	28.6	0.7	41.3
	Salin, polvo	0.1	1.6	1.5	0.0	0.0	0.8
	Otras	8.5	5.5	4.6	0.0	7.2	6.8
Tocó algo		10.7	9.1	2.3	0.0	0.0	8.8
Con intención o equivocación		11.6	8.9	7.6	57.1	39.1	11.8
Efectos de otra falla		0.7	0.3	0.0	0.0	1.5	0.5
Otras		0.4	0.4	0.0	0.0	8.7	0.9
Inexplicables		18.7	16.0	8.4	0.0	11.6	16.4
T O T A L		100.0%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0%

...../.....

Por último, se presenta la estadística que sigue, correspondiente al origen proporcional de las fallas en las líneas, entre 1962 y 1967.

O R I G E N		Proporción %
Equipo Imperfecto	Fabricante	0.2
	Construcción	0.6
Mantenimiento Imperfecto	Mantenimiento	0.3
	Desgaste de Equipo	1.8
Fenómenos Naturales	Tempestad	11.3
	Rayos	7.9
	Terremotos	0.5
	Inundaciones	0.2
	Derrumbes	0.4
	Salinidad o polvo	1.8
Con intención o equivocación.	Equivocación del trabajo	1.5
	Accidentes por causas humanas	5.2
	Caída de Arboles	2.2
	Incendios	0.2
Tocó algo.	Arboles	1.5
	Aves o animales	5.8
	Otros	0.7
Efecto de otra falla		0.7
Inexplicable		14.9
T O T A L		100.0

h.- Los siguientes datos son tomados de una publicación de la General Electric referente a confiabilidad del sistema de transmisión Sueco, que trabaja a 132 KV. (A34)

	Fallas por 100 componentes por año		Energía de- jada de ven- der. KWh/100 comp/año
	TOTAL	que producen salidas de carga	
Transformadores monofásicos de potencial	0.7	0.5	8100
Pararrayos trifásicos	0.8	0.5	5500
Transformadores de corrien <u>t</u> e (3 Ø)	0.4	0.2	3500
Disyuntores trifásicos	1.3	0.6	14500
Equi <u>o</u> de protección (por 100 disy./año)	3.2	1.5	10200
Aisladores (3 Ø)	0.4	0.1	1800
Transformadores de poten- cia	3.8	2.8	13000

...../.....

1.- La tabla estadística presentada a continuación corresponde a fallas de transformadores en una zona de nivel isocerámico de 30 días de tormenta al año. (A41).

Voltaje del Sistema (KV)	BIL del Transformador (KV)	Clase del Pararrayos (KV)	Corriente con la que se iguala V desc del par. Con BIL del Transf. If (KA)	Frecuencia con que produce If/por año/	Tasa de falla del transformador.
13.2/23	95	18	17	0.018	1.8
	125	18	50	0.005	0.5
14.4/24.9	125	18	50	0.005	0.5
	125	20	35	0.008	0.8
16/27.6	125	20	35	0.008	0.8
	125	22	25	0.012	1.2
	150	22	45	0.006	0.6
20/34.5	150	27	45	0.006	0.6
26.6/46	200	36	40	0.0065	0.65
40/69	250	54	25	0.012	1.2
	250	55	55	0.0045	0.45
	300	54	60	0.004	0.4

..../....

j.- Los siguientes datos, correspondientes a 1959, que son muy interesantes, al igual que el artículo que los acompaña, son preparados por "Baltimore Gas and Electric Company", y sirvieron de base para mejorar la calidad del servicio brindada por esta Empresa.(A40)
Las fallas en conductores, relacionadas con su calibre.

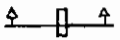
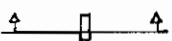
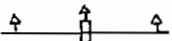
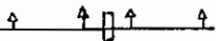
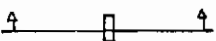

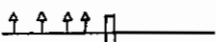
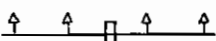


Conductor AWG	Longitud (Km)	% del total	# de Fallas		Fallas 100Km		% de Fallas		
			Fundi	Roto	Fundi	Roto	1 Ø	2 Ø	3 Ø
6 , Cu	1019.3	22.7	62	144	2.36	5.47	28	5	67
4 , Cu	1041.0	23.2	19	60	0.68	2.24	23	-	77
4,ACSR	91.4	2.1	0	1	0.00	0.44	-	-	100
2,ACSR	1889.4	42.1	7	19	0.12	0.37	11	-	89
1/0,Cu	265.4	5.9	7	5	0.99	0.75	-	-	100
3/0,ACSR	98.8	2.2	4	4	1.55	1.55	-	-	100

del cual se concluyó, que el conductor # 6 AWG de Cobre, no era aconsejable, y se procedió a retirarlo, además comparando el 4 AWG de Cobre, equivalente al # 2 AWG de ACSR, se vió que este último era mas confiable.

La conclusión general fué, que el ACSR es más resistente a fallas por fundición, que el equivalente de Cobre.

..../....

Las fallas, relacionadas con la configuración de las líneas

ESTRUCTURA	Longitud Km	% del total	# de Fallas			Fallas/100Km/año		
			Fundido	Roto	Total	Fundido	Roto	Total
	258	5.7	3	11	14	0.4	1.7	2.1
	265	5.9	4	21	25	0.6	3.0	3.6
	11	0.2	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	653	14.5	18	41	59	1.1	2.4	3.5
	288	6.4	1	17	18	0.1	2.3	2.4
	97	2.2	0	4	4	0.0	1.6	1.6
	258	5.7	34	48	82	5.1	7.2	12.3
	200	4.5	7	21	28	1.4	4.0	5.4
	5	0.1	0	0	0	0.0	0.0	0.0
	1001	22.4	4	15	19	0.2	0.6	0.8
OTRAS	1454	32.4	28	54	82	11.8	20.3	32.1

De este cuadro se concluye, que las estructuras en triángulo o verticales, son mucho más seguras que las que proporcionan configuración horizontal.

...../.....

6.3.- B I B L I O G R A F I A

6.3.1.- LIBROS O FOLLETOS

Para la codificación, se empleará la siguiente forma:

Lnm.- (Indica, libro número tal)

"Título", tomo, Subtítulo, pag.;

Autor o Autores (o institución)

Editorial o entidad, ciudad, año,

Biblioteca en la que se consultó, número.

L01.- "Reliability principles and practices"

Calabro S.R.

Mc. Graw-Hill, New York, 1962,

EPN, 519/C141.

L02.- "Probabilistic reliability: an engineering aproach"

Shooman Martin L. Mc. Graw-Hill, N.Y., 1968

EPN, Departamento de Potencia.

L03.- "Power System reliability evaluation"

Billington R.S. Gordon and Breach Science Publishers,

1970.

Particular, Ing. Víctor Orejuela.

L04.- "Electric power transmission", 2, Evaluación económica de
pérdidas por salidas, 614.

Zabronsky

Inecel, 621-316

L05.- "Estudio de mercado de Energía eléctrica del Ecuador, pe-
ríodo 1973-1999", Anexos I-23 e I-24, Sistema Centro-Sur

Inecel, PL/76 - 0204

- L06.- "Distribution Systems", tipos y causas de fallas, 365
Westinghouse.
- L07.- "Medida de la Fiabilidad"
Asociación Española para el control de la Calidad (A.E.C.C.),
Comité de Fiabilidad.
INEN, Departamento de Control de Calidad
- L08.- "Análisis de la confiabilidad de líneas de transmisión"
Orejuela L. Víctor
Inecel, Quito, 1976
Inecel, MN
- L09.- "Métodos probabilísticos aplicados a Sistemas Eléctricos
de Potencia."
Mena Alfredo
Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1974
EPN, Departamento de Potencia, MN
- L10.- "Manual de proyectos de desarrollo económico"
Banco Mundial
Organización de las Naciones Unidas
Particular, Ing. V. Jácome.
- L11.- "Fiabilidad, fundamentos y aplicaciones"
AECC, Comité de Fiabilidad
AECC, Madrid, 1974
INEN
- L12.- "Estadísticas eléctricas", Boletín # 8
INECEL, Sección Estadísticas
Inecel, Quito, 1973

- L13.- "Atlas eléctrico del Ecuador"
Inecel, Iatacunga, 1976
Empresa Eléctrica Cuenca. C.A.
- L14.- "Compendio de información socioeconómica de las provincias del Ecuador"; Parte 9: Azuay (Tomos 1 y 2); Parte 8: Cañar.
INEC; Oficina de los Censos Nacionales.
Instituto Nacional de Estadística y Censos, Quito, 1975.
Empresa Eléctrica Cuenca, C.A.
- L15.- "III Censo de Población, 1974. Datos Definitivos"; Azuay;
Tomos 1 y 2 INEC
Inec, Quito, 1976
Empresa Eléctrica Cuenca C.A.
- L16.- "Datos provisionales de población y vivienda"; Azuay, Oficina de los Censos Nacionales.
INEC, 1975
E.E.C.A.A.
- L17.- "Estudios de confiabilidad para las Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión".
Enríquez Patricio
Inecel, Quito, 1976
Inecel.
- L18.- "Programa preliminar de Obras para el sistema Centro-Sur. 1976-1980.
Inecel, División de Planificación
Inecel, Quito, Marzo 1976
Empresa Eléctrica Cuenca C.A.

- L19.- "Estudio complementario de la demanda. Sistema Centro-Sur"
Informe preliminar # 1.
CEI-Consultores, Quito, 1976
E.E.C.C.A.
- L20.- "Sistema Regional Centro-Sur. Estudios de planeamiento";
Informe preliminar # 2; Alcance al Inf. preliminar # 3.
CEI Consultores, Quito, 1976
E.E.C.C.A.

6.3.2.- TESIS DE GRADO

TO1.- "Anillo de Subtransmisión para la Ciudad de Cuenca"

Peñañiel Hugo E.

Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1975

EPN, Tesis # 235 de Ingeniería Eléctrica.

TO2.- "Estudio de fallas en el sistema de transmisión y Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito".

Sánchez Luis G.

Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1967

EPN, Tesis # 81 de Ingeniería Eléctrica

TO3.- "Diseño y coordinación de la protección del anillo de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A.: estudio de fallas"

Muñoz D. Fernando

Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1973

EPN, Tesis # 175 de Ingeniería Eléctrica.

.... /

6.3.3.- ARTICULOS DE REVISTAS O PUBLICACIONES.

Se usará la siguiente forma:

Anm (número de artículo)

Nombre de la Revista o del Instituto o compañía que la publica, Subcomité o grupo, Año, tomo o volumen, página.

Título del Artículo.

Institución que presenta el artículo, Autor(es).

Biblioteca en que se consultó, número.

A01.- Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), Subcomité de distribución (SD) 1975, VI, Informes de Venezuela-Ve-29.

"Metodología para el estudio de confiabilidad de las redes eléctricas" CADAPE, Ing. Asdrúbal Boscán.

Inecel, 4.29, MN

A02.-Rural Electrification Administration (REA)

Bulletin 60-7

"Service Reliability"

REA

Particular (P), MN

A03.- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE),
Proceedings of the IEEE.

1974, Volumen 62/Número 7, 892

"Assessment of the security of Operating Electric Power
Systems, Using probability Methods"

Patton A.D.

P. MN

AO4.- IEEE, Proceedings.

1963, 312

"Reliability prediction for repairable redundant systems"

Winhorn S.I.

MN

A 05.-CIER, Subcomité de Planificación de Sistemas Eléctricos

(SPSE) 1975.

"Modelo para la determinación de la seguridad de un sistema eléctrico interconectado".

SEGBA; Blanco E., Fernández C., Karacsnyl I., Veit I.

MN

AO6.- IRE, Proceedings

1957, 45/6, 812

"Design for reliability".

MN

AO7.- IEEE, Power Engineering Society (PES)

1971, 611

"Quantitative evaluation of Power System Reliability in planning studies"

Ente Nazionale per l' Energia Elettrica (ENEL); Noferi P.L., Paris L.

Particular, MN

AO8.- IEEE: Power, Apparatus and Systems (PAS)

1968, PAS-87/3, 824

"A method for calculating transmission system reliability"

Mellard S.A., Thomas V.C.

A09.- IEEE Meeting (Quito)

1974

"Power systems planning and interconnections"

Westinghouse Electric Corp.; Skooglund J,W.

MN

A10.- IEEE

1972, 2204

"Power reliability cost versus worth"

Shipley R. D., Petton A.D., Denison J.S.

MN

A 11.- IEEE, PAS

1964, 83, 727

"Power systems reliability. I-Measures of reliability and

Methods of calculation" Gaver D.P., Montmeat F.E. Patton

A.D.

MN

A 12.-IEEE, PAS

1965, 84, 636

"Power systems reliability, II-Applications and a computer
program"

Montmeat F.E. Patton A.D., Zemkosky J., Cuming D.J.

MN

A13.- IEEE

1964

"A probability method for determining the reliability of
electric power Systems".

Desieno C.F., Stine L.L.

MN

A14.- CJER, Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos (SOMSE) 1969, IV, CH-235

"Criterios de evaluación de la calidad de Servicio"

CHILECTRA

Inecel, 3.12

MN

A15.- CIER

1973

"Determinacao e análise de dados necessários a estudos de confiabilidade"

LJGHT; Machado W.M.

MN

A16.- GENERAL ELECTRIC

1973

"Network reliability evaluation using "failure" and "compute" programs"

Albrecht P.F., SZCZEPANSKI R.S.

Inecel, Ing. P. Henriquez.

A17.- Empresa Eléctrica Quito S.A.

1974

"Evaluación de las pérdidas de generación debido a fallas de la central Cumbayá".

E.E.Q.S.A.

Empresa Eléctrica Quito, Departamento de Generación, MN

A18.- CIER, SOMSE

1971, II, AR-61

"Estadística de fallas en el Sistema de Generación"

Agua y Energía Eléctrica, Rosario.- Argentina

Inecel, 3.24, MN

A19.- CIER, SOMSE

1971, II, AR-175

"Anomalías en equipos"

Compañía Italo-Argentina de Electricidad (CIAE)

Inecel, 3.24, MN

A20.- CIER, SOMSE

1971, IV, BR-453

"Estatística das falhas em sistemas de geracao, transformacao e transmissao. Avaliacao da qualidade do servico"

Companhia hidro Eléctrica de Sao Francisco (CHESF)

Inecel, 3.26, MN

A21.- CIER, SOMSE

1971, III, BR-43

"Perturbacoes no sistema de transmissao. Processamento estatístico"

Centrais eléctricas de Minas Gerais S/A.

Inecel, 3.25.

A22.- CIER, SOMSE

1971, III, BR-159

"Estatística das falhas em sistemas de geracao, transformacao e transmissao"

Centrais elétricas de Sao Paulo S/A

Inecel 3.25, MN

A23.- CIER, SOMSE

1971, IV.

"Estatística de falhas em sistemas de geracao, transformacao e transmissao.

Avaliacao de qualidade do servico"

Companhia Paranaense de energia elétrica (COPEL)

Inecel, 3.26

A24.- CIER, SOMSE

1971, IV, BR-685

"Estatísticas de falhas em sistemas de geracao, transmissao e transformacao. Avaliacao dos seus efeitos técnicos e económicos. Avaliacao do qualidade do servico".

Furnas-Centrais Elétricas S/A/

Inecel, 3.26

A25.- CIER, SOMSE

1971, V, CO-15

"Estadísticas de fallas en generación, transformación y transmisión 1965/70"

Corporación Autónoma Regional del Cauca (Colombia)

Inecel 3.27, MN

A26.- CIER, SOMSE

1971, V.

"Evaluación de la calidad del Servicio: Estadísticas de desconexiones e interrupciones".

CGEI, CHILECTRA y ENDESA

Inecel, 3.27, MN

A27.- CIGRE

1970, Paper 31-02

"Estadísticas de desconexiones"

Endesa - (Chile)

Inecel, Ing. P. Henriquez

A28.- CIER, SOMSE

1969, III, PE-17

"Informe de Empresas Eléctricas Asociadas"

EE.EE.AA.- (perú)

Inecel, 3.11, MN

A29.- CIER, SOMSE

1970, VI, PE-15

"Estadísticas comparativas de los defectos en los sistemas
primarios; EE EE AA

Inecel 3.20

A30.- CIER, SOMSE

1971, VI

"Estadísticas de fallas en sistemas de generación, trans-
formación y transmisión" EE EE AA

Inecel 3.28, MN

A31.- CIGRE

1973, Paper 13-06

"Reliability of Power circuit breakers above 63 KV In Ja-
pan, Norway, Italy, United Kingdom, Finland and the United

States of America during 1969, 1970 and 1971"

MN

A32.- IEEE, PAS

1970, 89/4, 527

"On procedures for reliability evaluations of transmission systems"

Ringle R.J., Goode S.D.

MN

A33.- IEEE, PAS

1968, 87/1, 84

"Determination and analysis data for reliability studies"

Patton A.D.

MN

A34.- General Electric, Reliability News.

1972, 1/2, 3

"Worth of better reliability on Swedish transmission systems"

Group technical resources operation

MN

A35.- IEEE, PAS

1968, May, 1318

"Proposed definition of terms for reporting and analyzing outages of electrical transmission and distribution facilities and interruptions"

IEEE Committee

CIER, SDEE

1975, II, AR-2

"Técnicas empleadas para el mejoramiento de confiabilidad de sistemas de distribución"

Inecel, 4.25

A37.- CIER

1969, BR-7

"A Importancia dos ciucuitos elétricos auxiliares sobre o seguranca operacional nas centrais de Paolo Afonso"

Inecel, 5.8.

A38.- CIER, SDEE

1975, II, AR-305

"Aumento da confiabilidade con el uso de religadores e execucao de trabalhos com tensao en lhíneas aéreas"

Inecel, 4.25

A39.- THE LINE

1969, Enero-Febrero

"Técnicas para conseguir continuidad de servicio en alimentadores de 12 KV"

Pacific Gas and Electric Compañy

EPN

A40.- THE LINE

1962, Marzo-Abril

"Long term program improves service continuity"

Bowmaker N.J., Goode W.B.

EPN, MN

A41.- THE LINE

1961, Sept-Oct.-Nov.

"Arrester application to distribution Systems"

EPN, MN.

A42.- THE LINE

1965, Feb.

"33 KV. Reliability improved by arresters"

Cleveland Electric Illuminating Co.

EPN

A43.- IEEE, Transactions on reliability

1967, Mayo, 11

"Definition of terms"

EPN

A44.- INECEL, Conferencia

1975

"Las fallas del Sistemas y el Origen de las fallas, en el Japón"

Ing. Katsukawa

Inecel, MN.

A45.- Asociación Española para el control de la Calidad (AECC)

1970, Terceras Jornadas nacionales sobre Fiabilidad, 75-

"Aplicación de la fiabilidad al estudio de redes de transporte de energía eléctrica"

Dr. Ing. Múgica A.P.

INEN, MN.